ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΑΤΡΩΝ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
& ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΚΑΙ
ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

«ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΠΑΠΑΝΙΚΟΛΑΟΥ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΤΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΥ

ΦΟΙΤΗΤΗ ΤΟΥ ΤΜΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ:
ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ Α. ΒΟΒΟΣ

ΑΡΙΘΜΟΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: /2008

ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ 2008

ΠΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ

Πιστοποιείται ότι η Διπλωματική Εργασία με θέμα:

«ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

του φοιτητή του τμήματος
Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Τεχνολογίας Υπολογιστών

ΠΑΠΑΝΙΚΟΛΑΟΥ ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ του ΝΙΚΟΛΑΟΥ
(Α.Μ. 4821)

Παρουσιάστηκε δημόσια και εξετάστηκε στο τμήμα Ηλεκτρολόγων
Μηχανικών & Τεχνολογίας Υπολογιστών
στις 04/02/2008

Ο Επιβλέπων:	Ο Διευθυντής του Τομέα:
Καθηγητής Ν. Α. Βοβός	Καθηγητής Α. Αλεξανδρίδης

Στους γονείς μου, την αδερφή μου
και στους φίλους μου

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η Διπλωματική αυτή εργασία έχει ως αντικείμενο τη μελέτη του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου ενός καθαρά θερμικού συστήματος και τη μελέτη του προβλήματος ένταξης των μονάδων παραγωγής. Ο Επιβλέπων αυτής της Διπλωματικής Εργασίας είναι ο Καθηγητής Νικόλαος Α. Βοβός.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον καθηγητή μου, κ. Νικόλαο Βοβό και την κα. Ξανθή Κουτίβα, Δρ. Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και συνεργάτης του Εργαστηρίου Παραγωγής, Μεταφοράς, Διανομής και Χρησιμοποίησης Ηλεκτρικής Ενέργειας, για τη συνεχή και πολύτιμη βοήθεια τους καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας αυτής. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Δημήτριο Παστό, Δρ. Ηλεκτρολόγος Μηχανικός, τον κ. Βασίλη Καλαντώνη, Λέκτορα του Γενικού τμήματος της Πολυτεχνικής σχολής και το προσωπικό του Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας) για την αρωγή τους στην πραγματοποίηση της εργασίας. Τέλος ευχαριστώ τους γονείς μου για την υπομονή, κατανόηση και στήριξη, την αδερφή μου, τους συμφοιτητές και τους φίλους μου για τη βοήθεια τους.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ…….. 7

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1
ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
1.1 Εισαγωγή……..... 11
1.2 Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα……... 11
1.3 Σταθμοί παραγωγής…… 13
1.3.1 Παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας……..... 17
1.4 Το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας……... 23
1.5 Το Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας……... 25

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
2.1 Εισαγωγή…… 26
2.2 Κόστος παραγωγής μονάδων……..... 26
2.3 Χαρακτηριστικές καμπύλες θερμικών μονάδων…… 27
2.4 Κόστος εκκίνησης θερμικών μονάδων……... 52

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΟΥΣ ΘΕΡΜΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ
3.1 Εισαγωγή…… 56
3.2 Η απλούστερη μορφή του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου……... 57
3.2.1 Γραφική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας……..... 58
3.3 Οικονομική κατανομή φορτίου και λειτουργικά όρια μονάδων…… 60
3.3.1 Αλγόριθμος επαναλήψεων λάμδα……... 63
3.4 Οικονομική κατανομή φορτίου και απώλειες μεταφοράς…….. 66
3.4.1 Εξίσωση απωλειών με τη μέθοδο απωλειών Β……... 68

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ
4.1 Εισαγωγή…… 72
4.2 Πρόγραμμα Οικονομικής Κατανομής Φορτίου (Economic Dispatch Program)….. 72
4.3 Δίκτυο δοκιμών……..... 79
4.3.1 Δεδομένα δικτυού δοκιμών…… 80
4.4 Εφαρμογή του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου……... 90
4.4.1 Χωρίς απώλειες μεταφοράς……. 90
4.4.2 Με απώλειες μεταφοράς……..... 102
4.4.3 Παράδειγμα υπολογισμού των συντελεστών Β……..... 117
4.4.4 Υπολογισμός των συντελεστών Β με το πρόγραμμα Powerflow…… 121

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5
ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
5.1 Εισαγωγή…… 133
5.2 Περιορισμοί στην ένταξη μονάδων…… 134
5.3 Επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων……..... 137
5.3.1 Επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό……. 137

5.3.2 Σειρά ένταξης και δυναμικός προγραμματισμός……. 141

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ
6.1 Εισαγωγή…… 142
6.2 Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Unit Commitment)……. 142
6.3 Εφαρμογή του προγράμματος ένταξης μονάδων (Unit Commitment)…….. 146
6.3.1 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης…… 148
6.3.2 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων…. 151
6.4 Επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με το πρόγραμμα Unitcom……. 154
6.4.1 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης…… 157
6.4.2 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων 161

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7
ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
7.1 Εισαγωγή…… 164
7.2 Το νομικό πλαίσιο……..... 164
7.2.1 Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.)……..... 167
7.2.1.1 Προθεσμιακή Αγορά Ενέργειας……... 170
7.2.1.2 Αρχές οργάνωσης της αγοράς……..... 171
7.2.2 Ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς
Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.)……... 173
7.2.3 Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.)……... 175
7.2.4 Ο Κώδικας Διαχείρισης του συστήματος…… 177
7.2.5 Ο Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας……. 178
7.3 Η Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας……..... 179

ΠΕΡΙΛΗΨΗ……... 185

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι η κάλυψη της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια των καταναλωτών με τέτοιο τρόπο ώστε να εξασφαλίζεται η αξιοπιστία του συστήματος, η ποιότητα των παρεχόμενων υπηρεσιών, η ασφάλεια των εργαζομένων στο ηλεκτρικό δίκτυο, των καταναλωτών και του εξοπλισμού του συστήματος, ενώ παράλληλα επιδιώκεται η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας. Το κόστος λειτουργίας διαδραματίζει κύριο ρόλο στο σχεδιασμό, διαχείριση και ανάπτυξη των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάγκη για ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας του συστήματος, γίνεται στις μέρες μας ακόμα πιο επιτακτική, κυρίως λόγω της αύξησης της τιμής των πρώτων υλών για τη παραγωγική διαδικασία (π.χ. πετρέλαιο) και λόγω της δραστηριοποίησης και ιδιωτικών εταιριών στο χώρο της ενέργειας στα πλαίσια της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η κυριότερη συνιστώσα του κόστους λειτουργίας του συστήματος είναι το κόστος παραγωγής των μονάδων του δικτύου (κόστος καυσίμου). Το κόστος παραγωγής ή κόστος λειτουργίας των μονάδων του συστήματος αποτελεί μεταβλητό κόστος και είναι συνάρτηση της ισχύος εξόδου των μονάδων. Οι μονάδες του συστήματος οφείλουν να λειτουργούν με τέτοιο τρόπο ώστε να ικανοποιείται το συνολικό φορτίο με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Η ισχύς εξόδου των μονάδων του συστήματος, οι οποίες οδηγούν στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των μονάδων, αποτελεί τη βέλτιστη λύση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου του συστήματος.

Στόχος αυτής της διπλωματικής είναι η μελέτη του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου ενός καθαρά θερμικού συστήματος. Επίσης, στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής γίνεται και μελέτη του προβλήματος ένταξης των μονάδων παραγωγής του θερμικού συστήματος. Δίνεται το θεωρητικό υπόβαθρο της μελέτης του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου και του προβλήματος της ένταξης των μονάδων παραγωγής. Επίσης γίνεται εφαρμογή του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου σ’ ένα δίκτυο δοκιμών με χρήση ηλεκτρονικού υπολογιστή, μέσω του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου (Economic Dispatch Program). Τέλος γίνεται και εφαρμογή του προβλήματος ένταξης μονάδων για το δίκτυο δοκιμών που εξετάζουμε με χρήση ηλεκτρονικού υπολογιστή, μέσω του προγράμματος ένταξης μονάδων (Unit Commitment) και του προγράμματος Unitcom.

Στο πρώτο κεφάλαιο παρουσιάζεται συνοπτικά το Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Δίνονται πίνακες και σχήματα με στοιχεία που αφορούν: την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, την παραγωγή ενέργειας από θερμικούς σταθμούς τόσο στο διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας μας, όσο και στο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα, την παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τέλος δίνονται στοιχεία για το σύστημα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο δεύτερο κεφάλαιο αναλύεται η έννοια του κόστους παραγωγής των μονάδων του συστήματος, δίνονται ορισμένες χαρακτηριστικές καμπύλες των μονάδων που δείχνουν τη σχέση του κόστους παραγωγής και της ισχύος εξόδου των μονάδων και δίνονται πίνακες με πραγματικά στοιχεία για μονάδες του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης δίνεται ενδεικτικό μαθηματικό πρόγραμμα (mathkamp) με το οποίο αν έχουμε τιμές – μετρήσεις για την ωριαία κατανάλωση θερμότητας H, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P των μονάδων, μπορούμε να βρούμε μια πολυωνυμική συνάρτηση οποιουδήποτε βαθμού, H(P), που να προσεγγίζει τις δεδομένες τιμές – μετρήσεις. Στους πίνακες που αφορούν μονάδες του Ελληνικού συστήματος, δίνονται πολυωνυμικές συναρτήσεις $2^{ου}$ και $3^{ου}$ βαθμού της κατανάλωσης θερμότητας συναρτήσει της ισχύος εξόδου, H(P), οι οποίες προσεγγίστηκαν από τα πραγματικά στοιχεία των μονάδων, που δίνονται στους πίνακες, μέσω του προγράμματος mathkamp. Τέλος, στο δεύτερο κεφάλαιο, εξετάζεται και το κόστος εκκίνησης των θερμικών μονάδων.

Στο τρίτο κεφάλαιο δίνεται το θεωρητικό υπόβαθρο της μελέτης του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου. Αρχικά αναλύεται το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου στην απλούστερη μορφή του. Στη συνέχεια δίνεται η γραφική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας. Επίσης εξετάζεται το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου, λαμβάνοντας υπόψη τα λειτουργικά όρια των μονάδων παραγωγής και δίνεται η γραφική επίλυση του προβλήματος. Στο τρίτο κεφάλαιο δίνεται επίσης και ο αλγόριθμος επαναλήψεων λάμδα και εξετάζεται το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου, συμπεριλαμβάνοντας στη μελέτη και τις απώλειες μεταφοράς. Τέλος δίνεται η εξίσωση απωλειών με τη μέθοδο συντελεστών B και ο αντίστοιχος αλγόριθμος επίλυσης.

Στο τέταρτο κεφάλαιο γίνεται η εφαρμογή της οικονομικής κατανομής φορτίου σ' ένα δίκτυο δοκιμών με τη χρήση H/Y, μέσω του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου (Economic Dispatch Program). Αρχικά παρουσιάζεται το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου και στη συνέχεια δίνεται το δίκτυο δοκιμών και τα

χαρακτηριστικά μεγέθη του. Γίνεται εφαρμογή του προγράμματος στο δίκτυο που εξετάζουμε για διάφορες τιμές συνολικού φορτίου με και χωρίς να λάβουμε υπόψη τις απώλειες μεταφοράς. Παίρνουμε τα αποτελέσματα σε κάθε περίπτωση και γίνεται επιβεβαίωση αυτών μέσω των χαρακτηριστικών καμπυλών (καμπύλη διαφορικού κόστους λειτουργίας) των μονάδων. Στη συνέχεια δίνεται ένα παράδειγμα θεωρητικού υπολογισμού των συντελεστών απωλειών Β και τέλος δίνεται ο αναλυτικός υπολογισμός των συντελεστών Β για το δίκτυο δοκιμών με τη χρήση Η/Υ, μέσω του προγράμματος Powerflow.

Στο πέμπτο κεφάλαιο εξετάζεται το πρόβλημα της ένταξης των μονάδων παραγωγής και δίνεται το θεωρητικό υπόβαθρο της μελέτης του προβλήματος. Αρχικά αναφέρονται ορισμένοι περιορισμοί που υπάρχουν στην ένταξη μονάδων και στη συνέχεια εξετάζεται η επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και δίνεται ο αντίστοιχος αλγόριθμος επίλυσης. Τέλος, σ' αυτό το κεφάλαιο, εξετάζεται η επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης μονάδων.

Στο έκτο κεφάλαιο γίνεται εφαρμογή στην ένταξη μονάδων στο δίκτυο δοκιμών που εξετάζουμε με τη χρήση Η/Υ, μέσω του προγράμματος ένταξης μονάδων Unit Commitment και του προγράμματος Unitcom. Αρχικά παρουσιάζεται το πρόγραμμα Unit Commitment και στη συνέχεια γίνεται εφαρμογή του προγράμματος στο δίκτυο δοκιμών για χρονική διάρκεια ενός 24ώρου. Η επίλυση του προβλήματος γίνεται με δύο μεθόδους. Χρησιμοποιείται δυναμικός προγραμματισμός και σειρά ένταξης και δυναμικός προγραμματισμός με πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων. Στη συνέχεια γίνεται επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων για το δίκτυο δοκιμών με χρήση του προγράμματος Unitcom με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης και με δυναμικό προγραμματισμό με πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων.

Τέλος, στο έβδομο κεφάλαιο εξετάζεται η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Δίνεται συνοπτικά το νομικό πλαίσιο που διέπει το χώρο της ενέργειας στα πλαίσια της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και εξετάζονται οι κυριότεροι φορείς που δημιουργούνται με βάση τη νομοθεσία, όπως είναι η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) και ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε). Επίσης αναφέρεται η νέα μορφή της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.) και ο ρόλος της στην αγορά ενέργειας. Δίνονται ακόμα τα σημαντικότερα σημεία του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και του Κώδικα Συναλλαγής Ηλεκτρικής Ενέργειας. Τέλος σημειώνονται ορισμένες κινήσεις στον

Ελληνικό ενεργειακό χώρο που λαμβάνουν χώρα εξαιτίας της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο θα δοθούν αρχικά ορισμένα στοιχεία για την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και θα παρουσιαστεί συνοπτικά το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

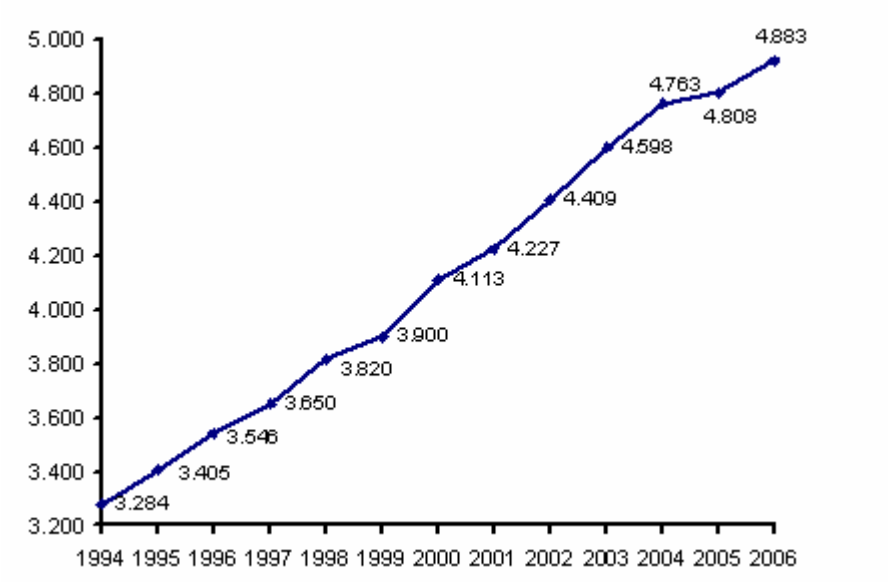
1.2 Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Διάφοροι παράγοντες, κοινωνικοί – πολιτισμικοί (π.χ. αλλαγή του τρόπου ζωής, αλλαγή συνηθειών, ενημέρωση, διαφήμιση, καταναλωτισμός), οικονομικοί (νέες επιχειρηματικές δραστηριότητες, τιμολόγια παροχής ηλεκτρικής ενέργειας), καιρικοί (αύξηση θερμοκρασίας, ύπαρξη ακραίων καιρικών φαινομένων), τεχνολογικοί (συνεχόμενη εμφάνιση νέων συσκευών), συμβάλλουν τα τελευταία χρόνια στην αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας. Οι αυξητικές τάσεις της ζήτησης αναμένεται να συνεχιστούν, αφ' ενός διότι η κατά κεφαλή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα είναι χαμηλότερη από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο, αφ' ετέρου διότι η τιμή του οικιακού τιμολογίου είναι ακόμα από τις μικρότερες στην Ευρώπη κυρίως λόγω της χρησιμοποίησης του, φθηνού ως καύσιμο, λιγνίτη και της συμμετοχής του κράτους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. το ποσοστό του Δημοσίου στη Δ.Ε.Η. και στο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. δεν μπορεί να πέσει κάτω από 51%).

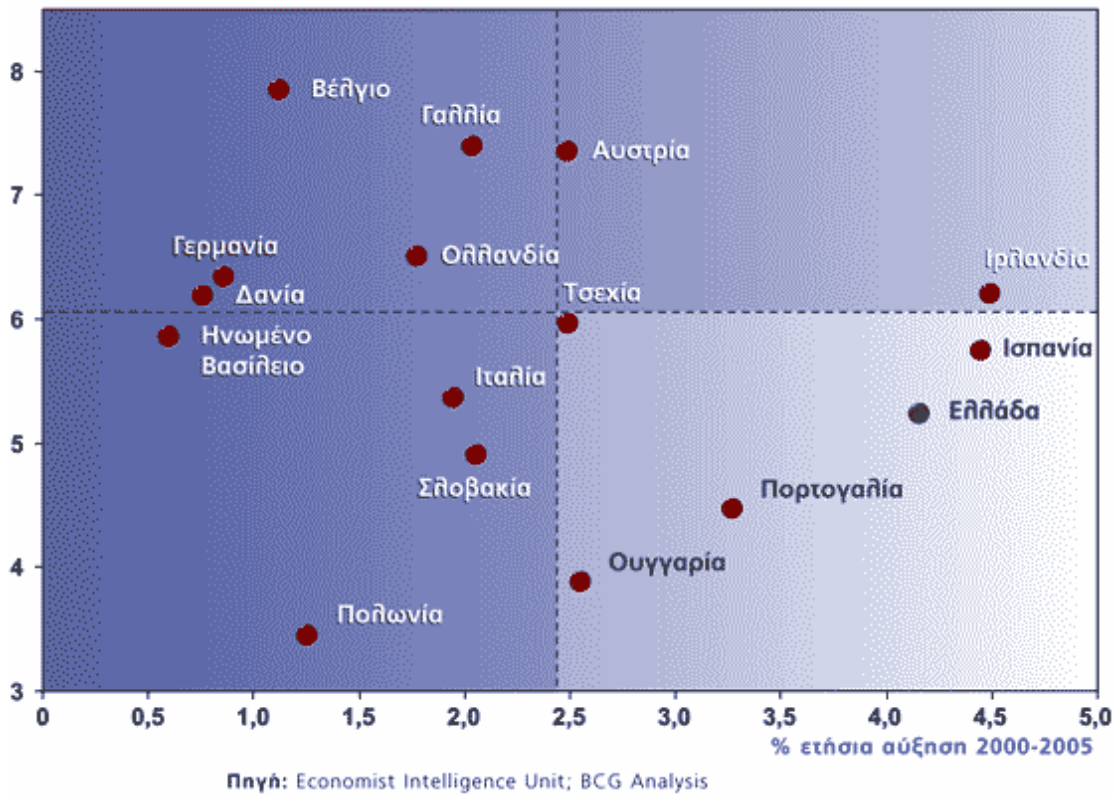
Στο πίνακα 1.1 παρουσιάζεται η ετήσια αιχμή φορτίου (MW) και το φορτίο (MWh). Βλέπουμε ότι τα τελευταία χρόνια η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας – το φορτίο αυξάνεται. Στο σχήμα 1.1 βλέπουμε την ετήσια κατανάλωση ανά κάτοικο (kWh) στην Ελλάδα. Στο σχήμα 1.2 φαίνεται η κατά κεφαλή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) και η ετήσια (%) αύξηση της κατανάλωσης στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Παρατηρούμε ότι η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια από τις ταχύτερα αναπτυσσόμενες αγορές στην Ευρώπη, αλλά με ακόμα χαμηλή κατά κεφαλή κατανάλωση.

Έτος	Ετήσια αιχμή (MW)	Διαφορά από Προηγ. έτος (%)	Έτος	Φορτίο (MWh)
1988	4576			
1989	4738	3,54		
1990	4924	3,93		
1991	5460	10,89	1991	28449580
1992	5371	-1,63	1992	29273684
1993	5498	2,36	1993	29955710
1994	5963	8,46	1994	31593915
1995	6063	1,68	1995	32635410
1996	6503	7,26	1996	34047090
1997	6703	3,08	1997	35502825
1998	7370	9,95	1998	37404115
1999	7364	-0,08	1999	38487885
2000	8529	15,82	2000	41573500
2001	8598	0,81	2001	43319587
Μέση αύξηση /88-01		4,97%		
Μέση αύξηση /97-01		5,75%		
Μέση αύξηση /99-01		5,27%		

Πίνακας 1.1 Ετήσια αιχμή και φορτίο



Σχήμα 1.1 Ετήσια κατανάλωση ενέργειας ανά κάτοικο (kWh) στην Ελλάδα



Σχήμα 1.2 Κατά κεφαλή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) και ετήσια (%) αύξηση κατανάλωσης στην Ε.Ε.

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας διακρίνεται στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ.) και στο Νησιωτικό Σύστημα που αποτελείται από τα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα. Κάθε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας συνίσταται από τους σταθμούς παραγωγής, το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και από το σύστημα διανομής.

1.3 Σταθμοί παραγωγής

Το σημαντικότερο συστατικό ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι μονάδες παραγωγής. Για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη λιγνίτης, άνθρακας, μαζούτ, φυσικό αέριο, νερό (υδροηλεκτρικοί, υδροαντλιτικοί σταθμοί), αλλά και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως είναι η ηλιακή ακτινοβολία (φωτοβολταϊκοί σταθμοί), η ταχύτητα του ανέμου (αιολικά πάρκα), η γεωθερμία, η βιομάζα.

Μέχρι πριν λίγα χρόνια όλοι οι σταθμοί παραγωγής που συνδέονταν στο εθνικό διασυνδεδεμένο δίκτυο ήταν όλοι ιδιοκτησία της Δ.Ε.Η. Μετά την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (βλ. κεφ. 7) στο τομέα της παραγωγής δραστηριοποιούνται και ιδιωτικές εταιρίες, οι σταθμοί των οποίων συνδέονται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Ο λιγνίτης αποτελεί το κύριο καύσιμο για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι 7 λιγνιτικοί σταθμοί της Δ.Ε.Η. αποτελούν το 44 % της εγκατεστημένος ισχύος και παράγουν το 70 % περίπου της ηλεκτρικής ενέργειας διότι λειτουργούν ως εργοστάσια βάσης. Η χρήση του λιγνίτη, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αποφέρει στην Ελλάδα τεράστια εξοικονόμηση συναλλάγματος (περίπου 1 δις. δολάρια ετησίως). Ο λιγνίτης έχει χαμηλό κόστος εξόρυξης, σταθερή και άμεσα ελέγξιμη τιμή και παρέχει σταθερότητα και ασφάλεια στον ανεφοδιασμού καυσίμου. Επίσης, προσφέρει χιλιάδες θέσεις εργασίας και έχει συντελέσει στην αύξηση του εθνικού προϊόντος. Μέχρι σήμερα έχουν εξορυχθεί συνολικά 1,2 δισ. τόνοι λιγνίτη ενώ τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα ανέρχονται σε 3,5 δισ. τόνους περίπου.

Στο πίνακα 1.2 βλέπουμε τους Θερμικούς σταθμούς της Δ.Ε.Η.. Στο πίνακα 1.3 δίνονται αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής του νησιωτικού συστήματος. Στο πίνακα 1.4 φαίνονται οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής της Δ.Ε.Η.. Στο σχήμα 1.3 φαίνεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος στην Ελλάδα. Στο σχήμα 1.4 παρουσιάζονται οι θερμικοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί στον ελλαδικό χώρο, καθώς και το σύστημα μεταφοράς.

Την κατανομή του φορτίου, δηλαδή το ποια μονάδα θα παράγει και πόσο, την έχει αναλάβει ο Διαχειριστής του ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. (αναλυτικά βλ. κεφ. 7).

Σταθμός	**Αριθμός Μονάδων**	**Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)**	**Περιοχή**
Αγίου Δημητρίου	5	1587	Δ. Μακεδονία
Καρδιάς	4	1200	Δ. Μακεδονία
Πτολεμαΐδας	4	620	Δ. Μακεδονία
Αμυνταίου	2	600	Δ. Μακεδονία
Αλιβερίου	4	380	Εύβοια
Λαυρίου	4	1197	Αττική
Αγ. Γεωργίου	2	360	Αττική
Μεγαλόπολης	4	850	Πελοπόννησος
Λιπτολ	2	43	Δ. Μακεδονία
Αργοστολίου	1	11,6	Ν. Ιονίου
Ζακύνθου	1	27	Ν. Ιονίου
Φλώρινας	1	330	Δ. Μακεδονία

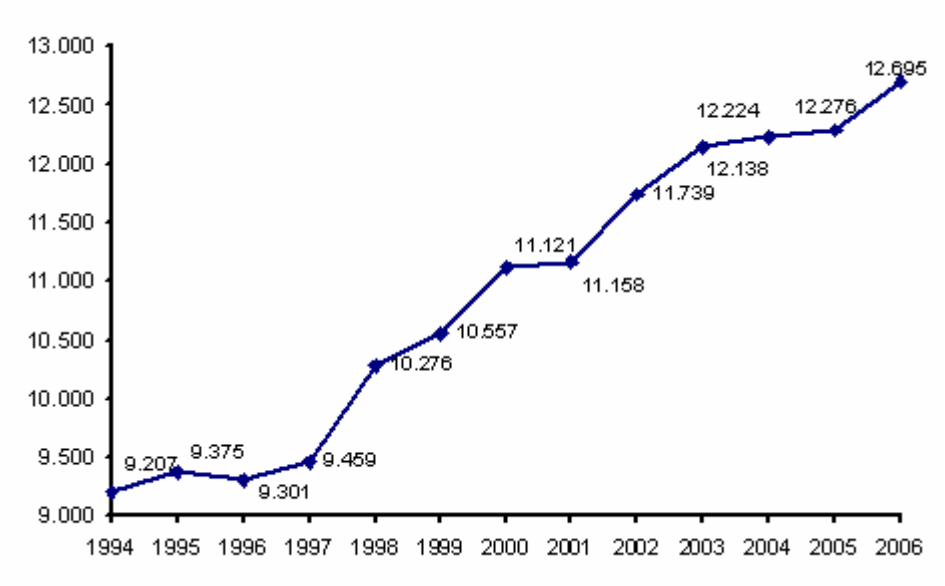
Πίνακας 1.1 Θερμικοί σταθμοί παραγωγής Δ.Ε.Η.

Αυτόνομοι Σταθμοί Παραγωγής	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη ζήτηση (MW)	Ετήσια ζήτηση Ενέργειας (MWh)
Κρήτη	521,2	407,2	1924571
Ρόδος	206	126,8	
Λέσβος	49,5	45,7	209733
Σύρος	20	18,7	85117
Σάμος	46,08	24,4	99372
Χίος	38,78	29,8	136334
Θήρα	22,2	22,7	67122
Πάρος-Νάξος-Αντίπαρος-Ηράκλεια-Σχοινούσα-Κουφονήσια	43,25	36	117513

Πίνακας 1.2 Κύριες αυτόνομες μονάδες του νησιωτικού συστήματος.

Όνομα ΥΗΣ	Αριθμός Μονάδων	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Περιοχή
Άγρας	2	50	Μακεδονία
Εδεσσαίος	1	19	Μακεδονία
Ασωμάτων	2	108	Μακεδονία
Μακροχώρι	3	10,8	Μακεδονία
Πολύφυτο	3	375	Μακεδονία
Σφηκιά	3	315	Μακεδονία
Θησαυρός	3	384	Θράκη
Πλατανόβρυση	2	116	Θράκη
Καστράκι	4	320	Κεντρ. Ελλάδα
Κρεμαστά	4	437	Κεντρ. Ελλάδα
Πλαστήρας	3	130	Κεντρ. Ελλάδα
Στράτος Ι	2	150	Κεντρ. Ελλάδα
Πουρνάρι Ι&ΙΙ	5	332,4	Ήπειρος
Πηγές Αώου	2	210	Ήπειρος
Λούρος	3	10,3	Ήπειρος
Λάδωνας	2	70	Πελοπόννησος

Πίνακας 1.3 Υδροηλεκτρικοί σταθμοί της Δ.Ε.Η.



Σχήμα 1.3 Εγκατεστημένη Ισχύς (MW).



Σχήμα 1.4 Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

1.3.1 Παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Τα τελευταία χρόνια έχει αυξηθεί στην Ελλάδα ο βαθμός εκμετάλλευσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ηλιακή ακτινοβολία, ταχύτητα ανέμου, βιομάζα, γεωθερμία, νερό κ.τ.λ.) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην ευνοϊκή για τις Α.Π.Ε. νομοθεσία, στην επιδίωξη για φθηνές πρώτες ύλες – μείωση του λειτουργικού κόστους – μείωση χρήσης πετρελαίου ως καύσιμο και σε περιβαλλοντικούς λόγους (π.χ. μείωση εκπομπών αερίων).

Η οδηγία 2001/77/ΕΕ «Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» προβλέπει για την Ελλάδα ενδεικτικό στόχο κάλυψης από Α.Π.Ε., περιλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, σε ποσοστό της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας (νοείται ως η μέση εθνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβανομένης αυτοπαραγωγής συν εισαγωγές μείον εξαγωγές) κατά το έτος 2010 ίσο με 20,1%. Ο στόχος αυτός είναι συμβατός με τις διεθνείς απαιτήσεις της χώρας που απορρέουν από το πρωτόκολλο του Κιότο που υπογράφθηκε το Δεκέμβριο του 1997 στη σύμβαση – πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος. Το πρωτόκολλο του Κιότο προβλέπει για την Ελλάδα συγκράτηση του ρυθμού αύξησης κατά το έτος 2010 του CO_2 και άλλων αερίων που επιτείνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά 25% σε σχέση με το έτος βάση 1990. Με δεδομένο ότι κατά το έτος 2010 η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα έχει φθάσει τις 72 TWh υφίσταται ανάγκη συμμετοχής των εν λόγω μη συμβατικών ενεργειακών πηγών σε επίπεδο τάξης 14 TWh.

Με βάση στοιχεία του Κ.Α.Π.Ε. (κέντρο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας) κατά το έτος 2001 η παραχθείσα ενέργεια από Α.Π.Ε. ανήλθε σε 1,02 GWh προερχόμενη κατά 74,12% από αιολικά πάρκα, 18,14% από μικρά υδροηλεκτρικά έργα και 7,75% από βιοαέριο, ενώ κατά το έτος 2002 δεν προέκυψε αισθητή διαφοροποίηση λόγω της μικρής αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος.

Ενδεικτικά, φαίνονται στον πίνακα 1.5 εγκαταστάσεις που εκμεταλλεύονται την αιολική ενέργεια. Στον πίνακα 1.6 δίνονται κάποιες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, ενώ στον πίνακα 1.7, εγκαταστάσεις που εκμεταλλεύονται βιοαέριο για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στο σχήμα 1.5 φαίνονται συνολικά στον ελλαδικό χώρο, υδροηλεκτρικοί σταθμοί, αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα.

Μια αισιόδοξη και μια συντηρητική εκτίμηση για τη παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. κατά το έτος 2010, φαίνονται στο πίνακα 1.8 και 1.9 αντίστοιχα.

Τοποθεσία	**Αριθμός Ανεμογεννητριών**	**Ισχύς Ανεμογεννητριών (kW)**	**Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς (kW)**
Καλιβάρι, Άνδρος	7	225	1575
Πυθαγόρειο, Σάμος	9	225	2025
Μελανιος, Χίος	11	225	2475
Ψαρά	9	225	2025
Λέσβος	9	225	2025
Μονή Τοπλου Κρήτη	17	300	5100
Εύβοια	17	300	5100
Σαμοθράκη	4	55	220
Ικαρία	7	55	385
Κάρπαθος	5	55	275
Βίγλα, Λήμνος	7	100	700
Βουρναρος, Λήμνος	8	55	440
Μαραθόκαμπος Σάμος	9	100	900
Ποταμιά, Χίος	10	100	1000
Κύθνος	5	33	165
Κουκουβάγια, Κύθνος	1	500	500
Ξηρολίμνη, Κρήτη	17	600	10200
Μονή Τοπλου Κρήτη	3	500	1500
Σύνολο			**36610**

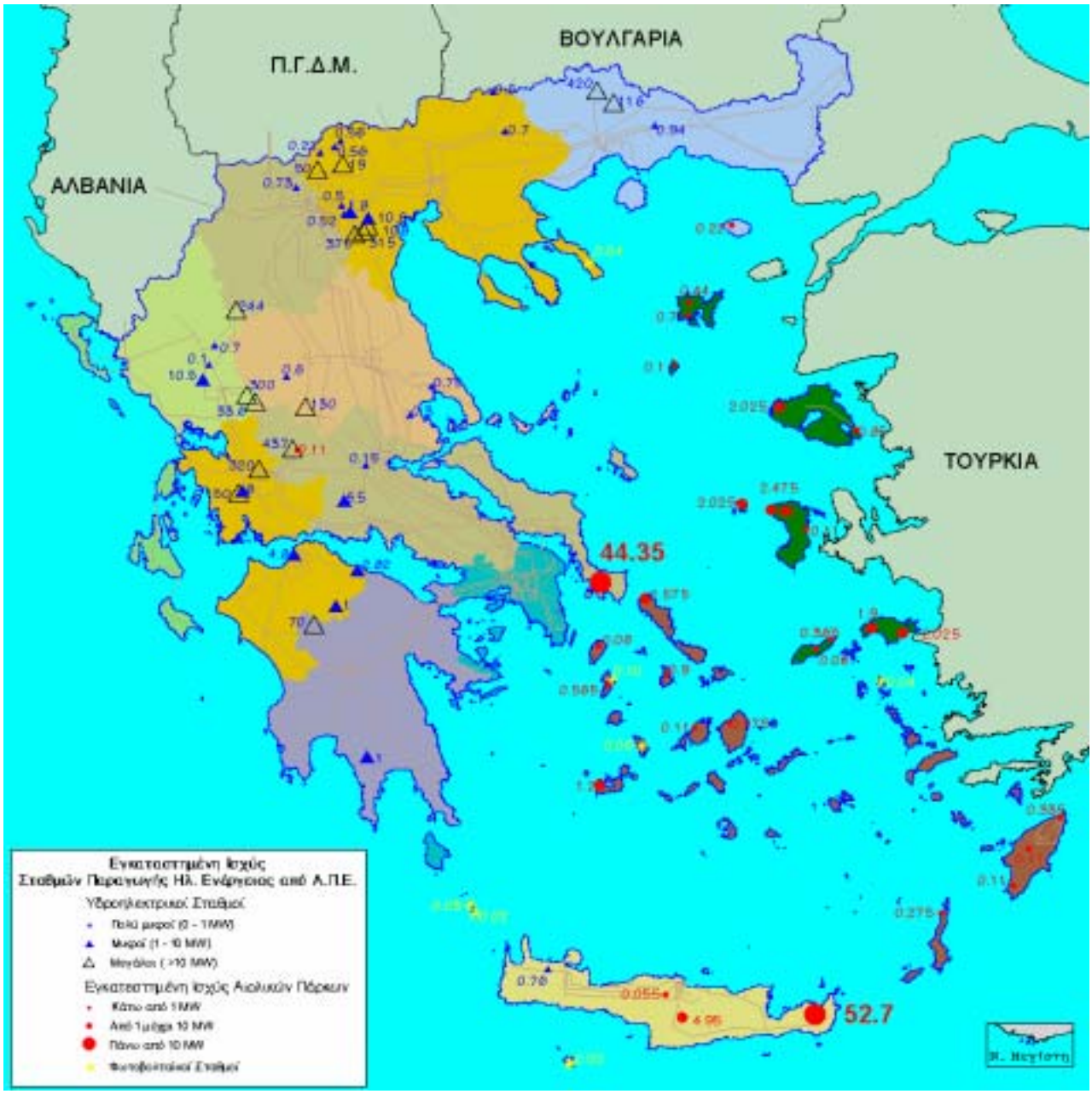
Πίνακας 1.4 Αιολικά πάρκα της Δ.Ε.Η.

Τοποθεσία	**Ιδιοκτήτης**	**Εγκατεστημένη Ισχύς (kW_P)**
Κύθνος	Δ.Ε.Η.	100
Αρκοί	Δ.Ε.Η.	37,5
Αντικύθηρα	Δ.Ε.Η.	25
Αντικύθηρα	Ο.Τ.Ε.	20
Γαύδος	Δ.Ε.Η.	20
Αγ. Όρος	Ι.Μ. Σίμωνος Πέτρας	45
Σίφνος	Δ.Ε.Η.	60
Μυτιλήνη	Δ.Ε.Η.	8
Θεσσαλονίκη	ΗΛΠΡΑ	6,5
Πάρος	ΧΑΡΜΗ Α.Ε. HOTEL	10
Σύνολο		**332**

Πίνακας 1.5 Φωτοβολταϊκά πάρκα.

Τοποθεσία	**Ιδιοκτήτης**	**Εγκατεστημένη Ισχύς (kW_P)**
Θεσσαλονίκη	Σύνδεσμος Ο.Τ.Α. Μείζονος Θεσσαλονίκης	240
Ηράκλειο, Κρήτη	ΔΕΥΑ Ηρακλείου	193
Χανιά, Κρήτη	ΔΕΥΑ Χανίων	166
Ψυτάλλεια, Αττική	ΕΥΔΑΠ	7400
Σύνολο		**8000**

Πίνακας 1.6 Παραγωγή βιοαερίου.



Σχήμα 1.5 Μεγάλοι και μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί, αιολικές και φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις.

	Εγκατεστημένη ισχύς Απρίλιος 2003 (MW)	Εγκατεστημένη ισχύς το 2010 (MW)	Παραγωγή ενέργειας το 2010 (TWh)	Συμμετοχή ΑΠΕ το 2010 (%)
Αιολικά	420	2170	6,08	8,45
Μικρά υδροηλεκτρικά	66	475	1,66	2,31
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	3060	3680	5,47	7,59
Βιομάζα	8	125	0,99	1,37
Γεωθερμία	0	8	0,06	0,09
Φωτοβολταϊκά	0	5	0,01	0,01
Σύνολα	**3554**	**6463**	**14,27**	**19,82**

Πίνακας 1.8 Αισιόδοξη εκτίμηση δυνατής παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ κατά το έτος 2010.

	Εγκατεστημένη ισχύς Απρίλιος 2003 (MW)	Εγκατεστημένη ισχύς το 2010 (MW)	Παραγωγή ενέργειας το 2010 (TWh)	Συμμετοχή ΑΠΕ το 2010 (%)
Αιολικά	420	1200	3,36	4,67
Μικρά υδροηλεκτρικά	66	200	0,70	0,97
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	3060	3680	5,47	7,57
Βιομάζα	8	100	0,79	1,10
Γεωθερμία	0	8	0,06	0,09
Φωτοβολταϊκά	0	5	0,01	0,01
Σύνολα	**3554**	**5193**	**10,39**	**14,41**

Πίνακας 1.9 Συντηρητική εκτίμηση δυνατής παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ κατά το έτος 2010.

1.4 Το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην Ελλάδα το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από εναέριες γραμμές των 400 kV, εναέριες, υποβρύχιες και υπόγειες γραμμές των 150 kV και από εναέριες, υποβρύχιες γραμμές των 66 kV. Στο πίνακα 1.10 δίνεται το συνολικό μήκος των γραμμών του συστήματος μεταφοράς ανά κατηγορία. Στο σχήμα 1.6 φαίνεται η αύξηση του μήκους των γραμμών υψηλής τάσης τα τελευταία χρόνια.

Μπορούμε να πούμε ότι στο σύστημα μεταφοράς εντάσσονται και οι διασυνδετικές γραμμές που συνδέουν το ηλεκτρικό σύστημα της χώρας μας με τα γειτονικά ηλεκτρικά συστήματα. Το ελληνικό ηλεκτρικό δίκτυο συνδέεται με:

- Το ηλεκτρικό δίκτυο της FYROM μέσω μιας γραμμής 150 kV μεταξύ ΚΥΤ Αμυνταίου και Bitola στην πρώην Γιουγκοσλαβία και μιας γραμμής 400 kV μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Dubrovo (Negotino) στην πρώην Γιουγκοσλαβία. Έχει ληφθεί η απόφαση ενίσχυσης των διασυνδέσεων του ελληνικού συστήματος μεταφοράς με αυτό της FYROM με την αναβάθμιση της γραμμής Αμυνταίου – Bitola 150 kV σε γραμμή μεταφοράς ΚΥΤ Φλώρινας – Bitola στα 400 kV.

- Το αλβανικό ηλεκτρικό σύστημα μέσω μιας γραμμής 150 kV μεταξύ Μούρτου – Bisrica, ικανότητας μεταφοράς από το Αλβανικό στο Ελληνικό σύστημα, 50 MW (περιορισμός λόγω δομής του Αλβανικού δικτύου) και μιας γραμμής 400 kV μεταξύ ΚΥΤ Καρδιάς και Elbasam.

- Το ηλεκτρικό σύστημα της Βουλγαρίας μέσω μιας γραμμής 400 kV μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad στην Βουλγαρία. Έχει μελετηθεί από κοινού με τη Βουλγαρική πλευρά η αναβάθμιση της διασύνδεσης με τη Βουλγαρία μέσω μιας δεύτερης γραμμής μεταφοράς 400 kV μεταξύ ΚΥΤ Φιλίππων – Μαρίτσα (Βουλγαρίας).

- Το ηλεκτρικό δίκτυο της Ιταλίας μέσω μιας γραμμής συνεχούς ρεύματος 400 kV, ικανότητας μεταφοράς 500 MW, μεταξύ ΚΥΤ Αράχθου και Υ/Σ Galatina Ιταλίας. Η διασύνδεση αυτή απαρτίζεται από ένα εναέριο τμήμα DC μήκους 45 km και ένα τμήμα υπογείου καλωδίου DC μήκους 4 km επί ιταλικού εδάφους, από ένα υποβρύχιο καλώδιο DC 400 kV ισχύος 500 MW μήκους

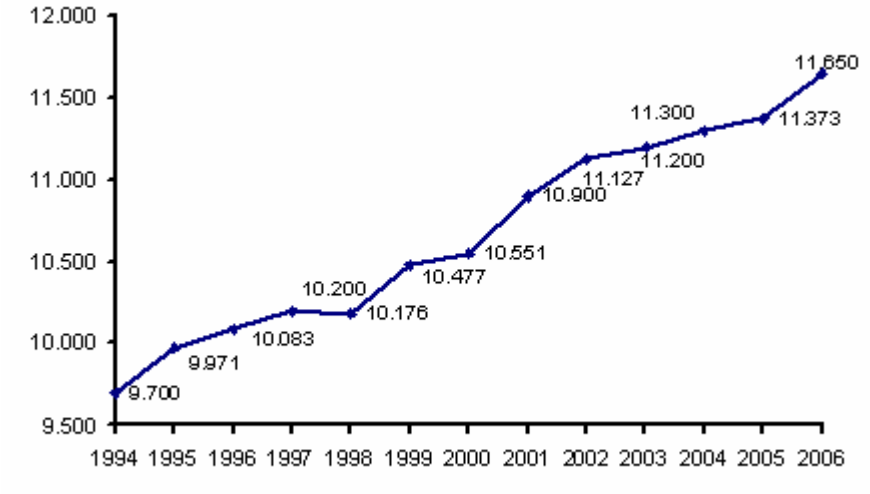
160 km και τέλος από ένα εναέριο τμήμα DC μήκους 107 km επί ελληνικού εδάφους.

Στη διαδικασία της μελέτης είναι η διασύνδεση των συστημάτων Ελλάδος – Τουρκίας με μια γραμμή 400 kV, μήκους περίπου 290 km μεταξύ ΚΥΤ Φιλίππων και Babaeski.

Υπεύθυνος για την λειτουργία, εκμετάλλευση, διασφάλιση, συντήρηση και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς είναι ο Διαχειριστής του ελληνικού συστήματος μεταφοράς, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. (αναλυτικά βλ. κεφ. 7).

	400 kV	**DC 400 kV**	**150 kV**	**66 kV**	**Σύνολο**
Εναέριες	2272,17	105,95	7761,19	39,05	10178,36
Υποβρύχιες			107,835	15	122,84
Υπόγειες			28,3705		28,37
Σύνολο	2272,17	105,95	7897,3955	54,05	10329,57

Πίνακας 1.10 Μήκος γραμμών συστήματος μεταφοράς.

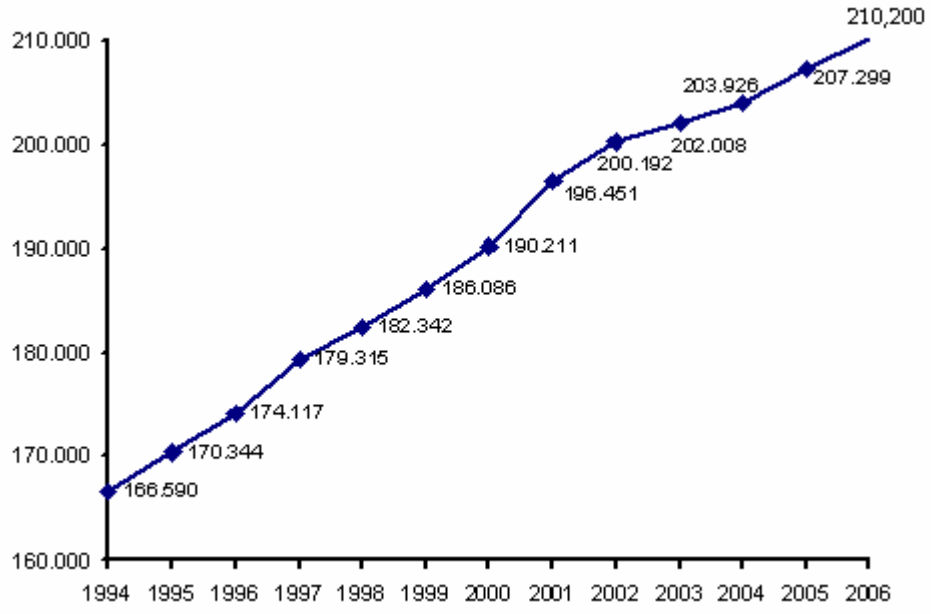


Σχήμα 1.6 Μήκος γραμμών ΥΤ (km).

1.5 Το Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Για τη παροχή ηλεκτρικού ρεύματος στους καταναλωτές σε όλη την επικράτεια, τόσο στην περιοχή του διασυνδεδεμένου συστήματος, όσο και στο νησιωτικό χώρο, φροντίζει το δίκτυο διανομής, συνολικού μήκους περίπου 210.000 km, που περιλαμβάνει γραμμές Μέσης Τάσης (ΜΤ), κυρίως στα 20 kV και 15 kV και ένα μικρό αριθμό γραμμών στα 22 kV και 6,6 kV και Χαμηλής Τάσης (ΧΤ) στα 380/220 V. Στο σχήμα 1.7 φαίνεται η εξέλιξη του συνολικού μήκους του δικτύου διανομής τα τελευταία χρόνια.

Υπεύθυνος για τη λειτουργία, εκμετάλλευση, συντήρηση και ανάπτυξη του ελληνικού δικτύου διανομής, μέχρι τη σύσταση του Διαχειριστή του συστήματος διανομής (Δ.Ε.Σ.Δ.Η.Ε.), είναι η Δ.Ε.Η. (αναλυτικά βλ. κεφ.7).



Σχήμα 1.7 Συνολικό μήκος δικτύου διανομής ΜΤ και ΧΤ (km).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

2.1 Εισαγωγή

Πρωταρχικός στόχος ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι η κάλυψη της ζήτησης τω καταναλωτών εστιάζοντας στην ποιότητα των παρεχόμενων υπηρεσιών και στην ασφάλεια των εργαζομένων στο σύστημα και του εξοπλισμού. Είτε όμως την ενεργειακή εξασφάλιση την έχει αναλάβει ένας δημόσιος οργανισμός, είτε η ηλεκτρική αγορά αποτελείται από δημόσιες και ιδιωτικές εταιρίες που λειτουργούν κάτω από καθεστώς ανταγωνισμού, σπουδαίο ρόλο διαδραματίζει το κόστος των υπηρεσιών. Δηλαδή το κόστος για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια. Το κόστος είναι μια πολύ σημαντική μεταβλητή που συμπεριλαμβάνεται στη σχεδίαση, λειτουργία και διαχείριση των ηλεκτρικών συστημάτων.

2.2 Κόστος παραγωγής μονάδων

Για την παραγωγή προϊόντων, η επιχείρηση χρησιμοποιεί παραγωγικούς συντελεστές, για την απόκτηση των οποίων καταβάλλει ένα αντίτιμο. Το ύψος της δαπάνης αυτής εξαρτάται από την ποσότητα και τις τιμές των συντελεστών (π.χ. η ποσότητα και οι τιμές των καυσίμων.). Η συνάρτηση παραγωγής δείχνει τις ποσότητες προϊόντος που μπορεί να παράγει η επιχείρηση με συγκεκριμένους παραγωγικούς συντελεστές. Συνεπώς υπάρχει σχέση μεταξύ παραγόμενων ποσοτήτων και των χρηματικών δαπανών της επιχείρησης. Τη σχέση αυτή την εκφράζει η συνάρτηση κόστους. Για την ανάλυση της είναι απαραίτητο να είναι γνωστή η τιμή απόκτησης κάθε συντελεστή, ώστε να μπορεί να υπολογίσει η επιχείρηση το κόστος της.

Στη βραχυχρόνια περίοδο, στην οποία υπάρχουν σταθεροί και μεταβλητοί συντελεστές παραγωγής, το κόστος διαμορφώνεται από τις δαπάνες που καταβάλλονται και για τις δυο κατηγορίες συντελεστών.

Οι δαπάνες που καταβάλλονται για τους μεταβλητούς συντελεστές, δηλαδή για αυτούς των οποίων η ποσότητα μεταβάλλεται καθώς μεταβάλλεται η ποσότητα της παραγωγής, αποτελούν το μεταβλητό κόστος (Variable Cost). Τέτοιες είναι οι δαπάνες για καύσιμα, λάδια και γενικά για πρώτες ύλες.

Αντίθετα, σταθερό κόστος (Fixed Cost) είναι το κόστος που δε μεταβάλλεται βραχυχρόνια καθώς μεταβάλλεται η ποσότητα παραγωγής.

Στην κατηγορία αυτή ανήκουν π.χ. δόσεις τραπεζικών δανείων, ασφάλιστρα, μισθοί εργαζομένων.

Το άθροισμα του μεταβλητού και του σταθερού κόστους είναι το συνολικό βραχυχρόνιο κόστος (Total Cost)

Από τη διαφορά των συνολικών εσόδων που έχει η επιχείρηση προσφέροντας τις υπηρεσίες της και του συνολικού κόστους διαμορφώνεται το οικονομικό αποτέλεσμα της επιχείρησης, δηλαδή το ενδεχόμενο κέρδους ή ζημίας.

Λόγος ύπαρξης και αντικειμενικός σκοπός των ιδιωτικών επιχειρήσεων είναι η επίτευξη κέρδους και η μεγιστοποίηση του κέρδους αντίστοιχα. Στόχος την δημόσιων επιχειρήσεων ή των δημόσιων επιχειρήσεων ιδιωτικού δικαίου δεν είναι μόνο η επίτευξη κέρδους αλλά πρωτίστως η ικανοποίηση αναγκών των καταναλωτών, οπότε και η επίτευξη κέρδους περνάει σε δεύτερη μοίρα. Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί ένα αγαθό πρώτης ή καλύτερα βιοτικής ανάγκης, οπότε και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δεν γίνεται να είναι απολύτως συνυφασμένη με την στενή έννοια ελαχιστοποίησης του κόστους και μεγιστοποίησης του κέρδους, αλλά σίγουρα όλες οι εταιρίες που δραστηριοποιούνται στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας επιθυμούν τον περιορισμό του κόστους παραγωγής.

Στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής εργασίας θα ασχοληθούμε μόνο με τη μελέτη και τον υπολογισμό του μεταβλητού βραχυχρόνιου κόστους των θερμικών μονάδων.

2.3 Χαρακτηριστικές καμπύλες θερμικών μονάδων

Για την ανάλυση της οικονομικής λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται ορισμένες χαρακτηριστικές καμπύλες εισόδου – εξόδου των θερμικών μονάδων. Ως είσοδο μπορούμε να εμφανίσουμε την παροχή καυσίμου, $\dot{m}_B$, σε τόνους ανά ώρα (T/h) ή την ωριαία κατανάλωση θερμότητας, H, που δίνεται από την καύση του καυσίμου σε (Gcal/h). Ως έξοδο έχουμε την ηλεκτρική ισχύ που παρέχει η μονάδα στο δίκτυο P σε MW. Επίσης γνωρίζοντας την θερμογόνο δύναμη του καυσίμου Q (kcal/kg) και τη τιμή του καυσίμου T (π.χ. σε €/h) μπορούμε να υπολογίσουμε το ωριαίο κόστος λειτουργίας συναρτήσει της ισχύος που παράγει η μονάδα. Η έξοδος της μονάδας είναι η καθαρή ηλεκτρική ισχύς που παρέχεται στο δίκτυο, χωρίς να συνυπολογίζεται η ιδιοκατανάλωση της μονάδας που κυμαίνεται από 2% έως 8% της συνολικής ισχύος εξόδου.

Αν έχουμε την καμπύλη μεταβολής της παροχής καυσίμου $\dot{m}_B$ (T/h) σε τόνους ανά ώρα, συναρτήσει της καθαρής ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW, μπορούμε να υπολογίσουμε το ωριαίο κόστος λειτουργίας της μονάδας F σε (€/h) αν πολλαπλασιάσουμε την παροχή καυσίμου $\dot{m}_B$ με την τιμή του καυσίμου T (€/kg). Και έτσι να πάρουμε την καμπύλη ωριαίου κόστους F (€/h) συναρτήσει της ισχύος εξόδου P (MW).

Π.χ. Αν μια υποτιθέμενη γεννήτρια για να παράγει 150 MW χρειάζεται να δώσουμε στο καυστήρα καύσιμο μαζούτ με ρυθμό 15 T/h, δεδομένου ότι το κόστος του μαζούτ είναι 160 €/T, τότε το κόστος για να παραχθούν τα 150 MW είναι;
F= 15 (T/h) · 160 (€/T) = 2400 (€/h)

Αν τώρα έχουμε την καμπύλη μεταβολής της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας H (Gcal/h) συναρτήσει της ισχύος εξόδου P (MW), μπορούμε να υπολογίσουμε το ωριαίο κόστος λειτουργίας F, διαιρώντας την ωριαία κατανάλωσης θερμότητας H (Gcal/h) με την θερμογόνο δύναμη του καυσίμου Q (kcal/kg) και πολλαπλασιάζοντας το αποτέλεσμα με τη τιμή του καυσίμου T (€/h).

Π.χ. Αν για τη παραπάνω γεννήτρια, ώστε να παραχθούν τα 150 MW χρειάζεται κατανάλωση θερμότητας 288 (Gcal/h), δεδομένου ότι η τιμή του μαζούτ είναι 160 (€/T) και ότι η θερμογόνος δύναμη του μαζούτ είναι 9600 (kcal/kg), τότε το ωριαίο κόστος λειτουργίας είναι:
F=[288 (Gcal/h) /9600 (kcal/kg)] · 160 (€/T) = 4800 (€/h)

Ανάλογα με το αν η είσοδος στη μονάδα εκφράζεται ως παροχή καυσίμου, ως ωριαία κατανάλωση θερμότητας ή ως ωριαίο κόστος λειτουργίας έχουμε τρεις ομάδες χαρακτηριστικών καμπυλών των θερμικών μονάδων. Σ' αυτές τις καμπύλες η είσοδος δίνεται στον κάθετο άξονα και η έξοδος στον οριζόντιο. Σ' όλες τις χαρακτηριστικές καμπύλες ο οριζόντιος άξονας παριστάνει την καθαρή έξοδο ισχύος της μονάδας P (MW).

Η ηλεκτρική ισχύς P που παρέχει η θερμική μονάδα μεταβάλλεται μεταξύ μιας ελάχιστης τιμής P_{min} και μιας μέγιστης P_{max}. Η ελάχιστη τιμή της ισχύος εξόδου, P_{min}, επιβάλλεται από την ευστάθεια της καύσης στον καυστήρα και είναι περίπου το 30% της ονομαστικής ισχύος της μονάδας. Ειδικά για τους λιγνιτικούς σταθμούς, όταν η ισχύς εξόδου είναι χαμηλή, χρειάζεται και καύση πετρελαίου ντίζελ για να διατηρηθεί η καύση στο καυστήρα. Οι θερμικές μονάδες δεν έχουν τη δυνατότητα υπερφόρτισης, έτσι η μέγιστη ισχύς εξόδου είναι ίση (ή το πολύ 5% μεγαλύτερη) με την ονομαστική ισχύ της μονάδας.

Ορίζουμε τα παρακάτω μεγέθη και τις αντίστοιχες καμπύλες (Ενδεικτικά στα σχήματα 2.1, 2.2 και 2.3 δίνονται χαρακτηριστικές καμπύλες αυτών των μεγεθών):

- Η **καμπύλη ωριαίας κατανάλωσης (ή παροχής) καυσίμου** εκφράζει την παροχή καυσίμου, $\dot{m}_B$**,** σε T/h ή σε m^3/h αν πρόκειται για ντήζελ ή φυσικό αέριο, ως συνάρτηση της καθαρής ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW (σχ. 2.1α).

- Η διαφορική κατανάλωση καυσίμου είναι η παράγωγος της ωριαίας κατανάλωσης καυσίμου ως προς την ισχύ εξόδου, $\frac{d\dot{m}_B}{dP}$ (kg/kWh). Εκφράζει την αύξηση στην παροχή του καυσίμου, $\Delta\dot{m}_B$ σε kg/h, που απαιτείται για την αύξηση της ισχύος εξόδου της μονάδας κατά ΔP=1 kW, ή ισοδύναμα την αύξηση στην κατανάλωση του καυσίμου, $\Delta\dot{m}_B$ σε kg, που απαιτείται για την αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από την μονάδα κατά ΔE=1 kWh. Η **καμπύλη της διαφορικής κατανάλωσης καυσίμου** δείχνει τη σχέση της διαφορικής κατανάλωσης καυσίμου $\frac{d\dot{m}_B}{dP}$ σε kg/kWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW. Η διαφορική κατανάλωση καυσίμου παριστάνεται συνήθως ως αύξουσα συνάρτηση της ισχύος εξόδου (σχ. 2.1β).

- Η ειδική κατανάλωση καυσίμου (kg/kWh) είναι η κατανάλωση καυσίμου ανά μονάδα ισχύος εξόδου, δηλαδή ο λόγος της κατανάλωσης ή παροχής καυσίμου προς την ισχύ εξόδου, $\frac{\dot{m}_B}{P}$, σε kg/kWh. Η **καμπύλη της ειδικής κατανάλωσης καυσίμου** δείχνει τη σχέση της ειδικής κατανάλωσης $\frac{\dot{m}_B}{P}$ σε kg/kWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW (σχ. 2.1γ).

- Η **καμπύλη ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας** εκφράζει το ρυθμό παροχής θερμότητας H (Heat rate), στο λέβητα, σε Gcal/h, ως συνάρτηση της ισχύος εξόδου P σε MW (σχ. 2.2α).

- Η διαφορική κατανάλωση θερμότητας είναι η παράγωγος της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας ως προς την ισχύ εξόδου της

μονάδας $\frac{dH}{dP}$ σε (Gcal/MWh ή kcal/kWh). Εκφράζει την αύξηση στην κατανάλωση θερμότητας ΔH, σε Gcal/h ή kcal/h, που απαιτείται για την αύξηση της ισχύος εξόδου κατά ΔP=1 MW ή 1 kW αντίστοιχα. Παριστάνεται συνήθως ως αύξουσα συνάρτηση της ισχύος εξόδου. Η **καμπύλη της διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας** δείχνει τη σχέση της διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας $\frac{dH}{dP}$ σε kcal/kWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW (σχ. 2.2β).

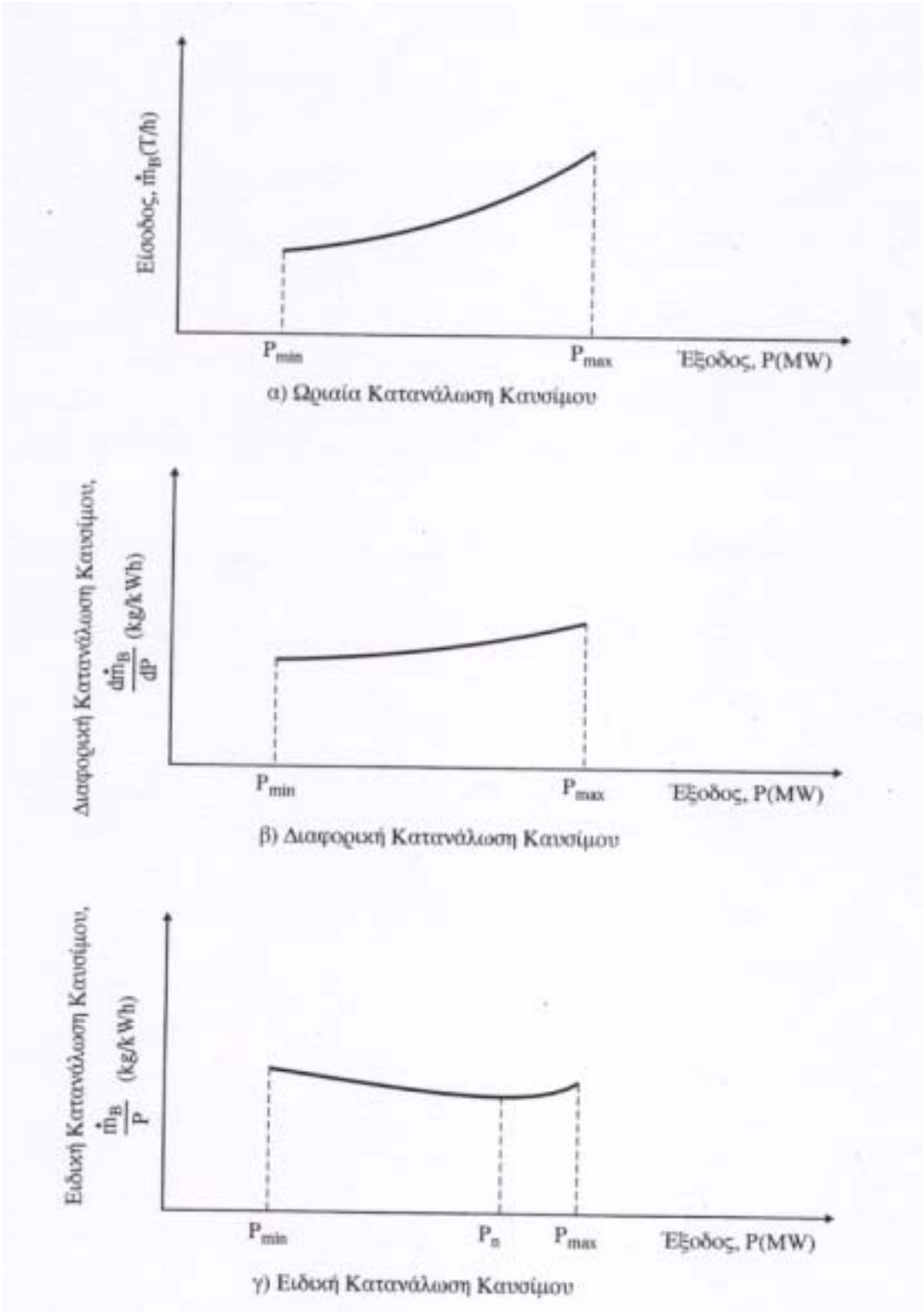
- Η ειδική ή μέση κατανάλωση θερμότητας (Average Heat rate) εκφράζει το λόγο της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας προς την ισχύ εξόδου της μονάδας, $\frac{H}{P}$ σε (kcal/kWh ή Gcal/MWh). Η **καμπύλη της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας** (σχ. 2.2γ) δείχνει τη σχέση της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας $\frac{H}{P}$ σε kcal/kWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ειδική κατανάλωση θερμότητας είναι το αντίστροφο του βαθμού απόδοσης της μονάδας. Για παράδειγμα, μια μονάδα με ειδική κατανάλωση θερμότητας $\frac{H}{P} = 1939$ kcal/kWh, θα έχει βαθμό απόδοσης $\eta = \frac{P}{H}$ (αποδιδόμενη ενέργεια/προσλαμβανόμενη ενέργεια):
$\eta = \frac{1}{\frac{H}{P}} = \frac{1}{1939}\frac{kWh}{kcal} \cdot 860\frac{kcal}{kWh} = 0{,}44$ ή 44%. Ο βαθμός απόδοσης των ατμοηλεκτρικών μονάδων κυμαίνεται μεταξύ 30% και 45% οπότε η ειδική κατανάλωση θερμότητας κυμαίνεται μεταξύ 2850 kcal/kWh και 1900 kcal/kWh.

- Η **καμπύλη ωριαίου κόστους λειτουργίας** εκφράζει το ωριαίο κόστος λειτουργίας F σε €/h (ή σε μια οποιαδήποτε νομισματική μονάδα ανά ώρα), ως συνάρτηση της ισχύος εξόδου της μονάδας σε MW (σχ. 2.3α).

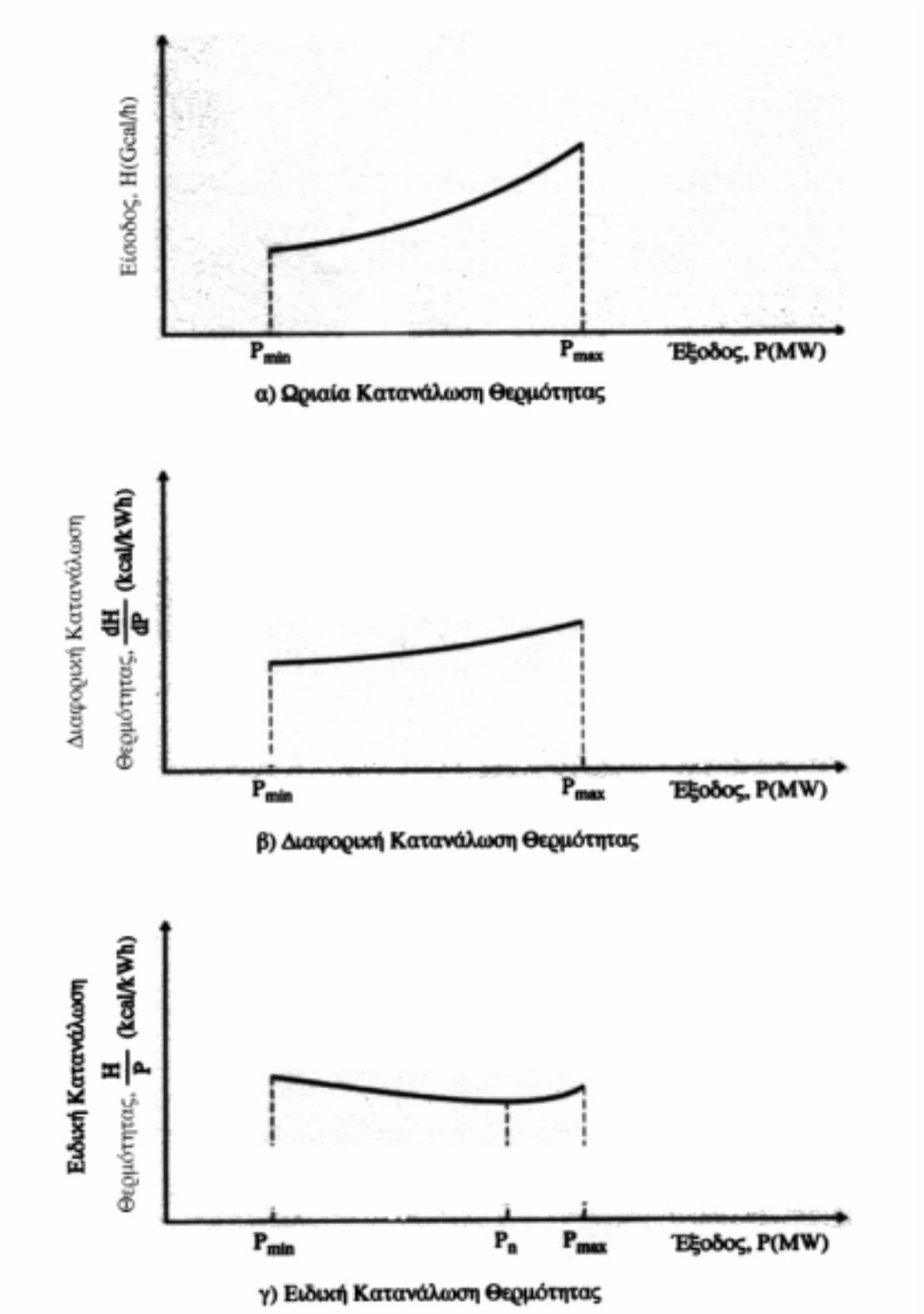
- Το διαφορικό κόστος λειτουργίας είναι η παράγωγος του ωριαίου κόστους λειτουργίας ως προς την ισχύ εξόδου της μονάδας $\frac{dF}{dP}$ σε (€/MWh). Εκφράζει την αύξηση του ωριαίου κόστους παραγωγής ΔF σε €/h, που απαιτείται για την αύξηση της ισχύος εξόδου κατά

ΔP= 1 MW. Η **καμπύλη του διαφορικού κόστους** δείχνει τη σχέση του διαφορικού κόστους $\frac{dF}{dP}$ σε €/MWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P σε MW (σχ. 2.3β).

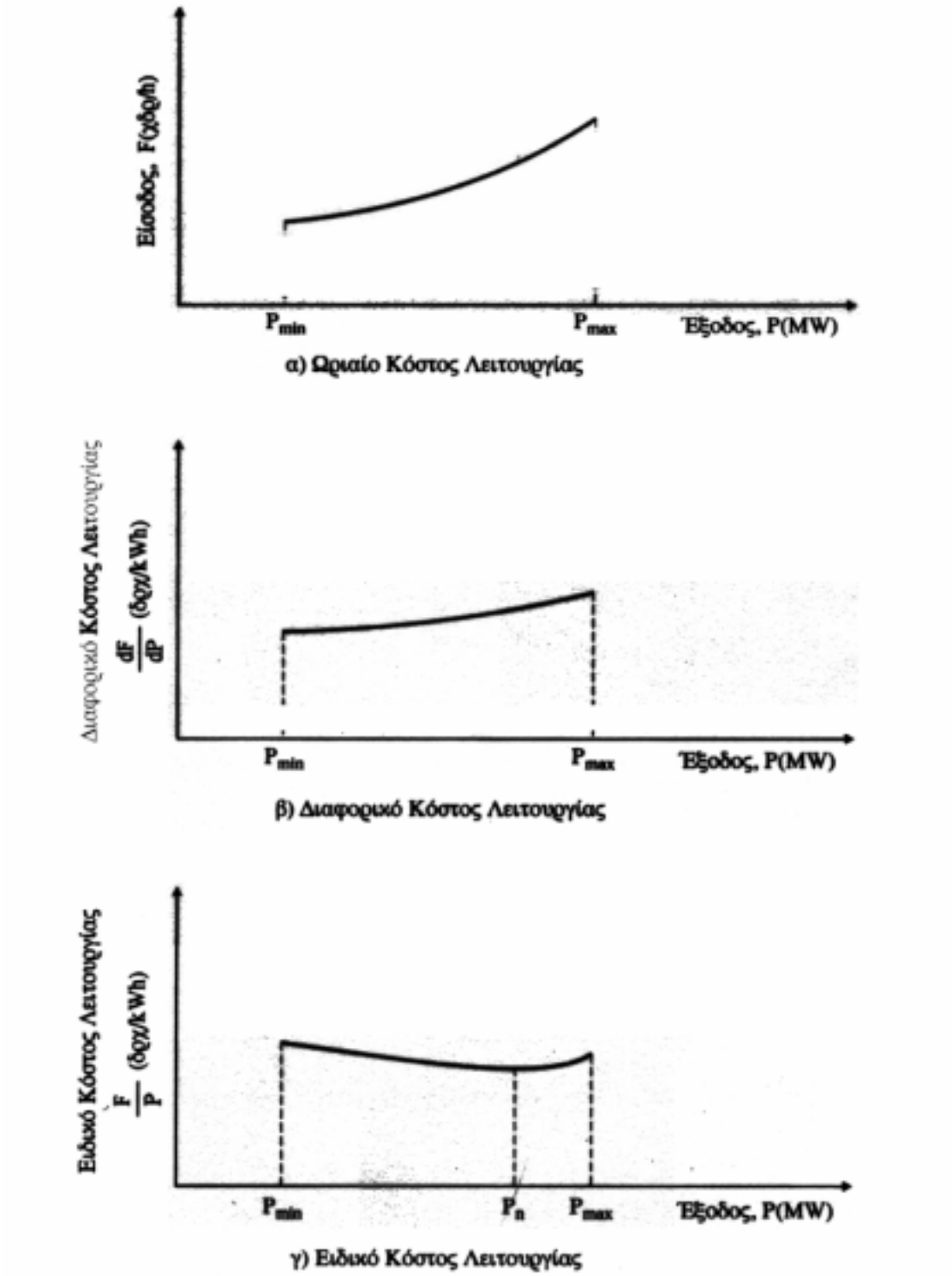
- Το ειδικό κόστος λειτουργίας είναι ο λόγος του ωριαίου κόστους λειτουργίας προς την ισχύ εξόδου, $\frac{F}{P}$ (€/MWh). Εκφράζει την τιμή παραγωγής της MWh (ή της kWh) σε €/MWh (ή σε €/kWh) από τη μονάδα. Η **καμπύλη του ειδικού κόστους λειτουργίας** δείχνει τη σχέση του ειδικού κόστους λειτουργίας $\frac{F}{P}$ σε €/MWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P σε MW (σχ. 2.3γ).



Σχήμα 2.1 Χαρακτηριστικές καμπύλες κατανάλωσης καυσίμου θερμικής μονάδας.



Σχήμα 2.2 Χαρακτηριστικές καμπύλες κατανάλωσης θερμότητας.



Σχήμα 2.3 Χαρακτηριστικές καμπύλες κόστους λειτουργίας.

Σύμφωνα με την οικονομική θεωρία, το ειδικό κόστος λειτουργίας ονομάζεται μέσο κόστος λειτουργίας (Average Cost) και το διαφορικό κόστος λειτουργίας καλείται οριακό κόστος (Marginal Cost). Θεωρητικά στο σημείο της βέλτιστης λειτουργίας της μονάδας, δηλαδή στο σημείο ελαχιστοποίησης του μέσου κόστους (στη περίπτωση μας του ειδικού κόστους, το οποίο ελαχιστοποιείται κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου P_n), το οριακό (διαφορικό) κόστος ισούται με το μέσο κόστος λειτουργίας. Για τιμές της ισχύος εξόδου μικρότερες της βέλτιστης (P_n) το οριακό κόστος είναι μικρότερο από το μέσο κόστος, ενώ για τιμές της ισχύος μεγαλύτερες από τη βέλτιστη το οριακό κόστος είναι μεγαλύτερο από το μέσο.

Από τις καμπύλες παρατηρούμε ότι:

- Οι συναρτήσεις: της ωραίας, της διαφορικής κατανάλωσης καυσίμου, της ωριαίας, της διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας, του ωριαίου, του διαφορικού κόστους λειτουργίας είναι αύξουσες ως προς την ισχύ εξόδου μέσα στο διάστημα $[P_{min}, P_{max}]$.

- Οι συναρτήσεις: της ειδικής κατανάλωσης καυσίμου, της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας και του ειδικού κόστους λειτουργίας, στην αρχή μειώνονται με την αύξηση της ισχύος εξόδου, παρουσιάζουν ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου και στη συνέχεια αυξάνουν με την αύξηση της ισχύος μέσα στο διάστημα $[P_{min}, P_{max}]$.

Όσον αφορά την ειδική κατανάλωση θερμότητας $\frac{H}{P}$ είναι αναμενόμενο στην αρχή να μειώνεται με την αύξηση της ισχύος, να παρουσιάζει ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου P_n και μετά να αυξάνεται. Δηλαδή κοντά στην ονομαστική ισχύ η μονάδα παράγει ενέργεια (kWh) με την μικρότερη κατανάλωση θερμότητας (kcal). Γνωρίζουμε ότι η ειδική κατανάλωση θερμότητας είναι το αντίστροφο του βαθμού απόδοσης, οπότε ο βαθμός απόδοσης (η) στην αρχή αυξάνει με την αύξηση της ισχύος, φθάνει σ' ένα μέγιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου και στη συνέχεια ελαττώνεται με την αύξηση της ισχύος.

Ομοίως το ειδικό κόστος λειτουργίας παρουσιάζει ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου P_n, είναι το βέλτιστο σημείο όπου η μονάδα παράγει ενέργεια (MWh) με το μικρότερο κόστος και το σημείο όπου το ειδικό κόστος ισούται με το διαφορικό κόστος.

Παρακάτω δίνονται πίνακες με πραγματικά στοιχεία θερμικών μονάδων – γεννητριών του ελλαδικού χώρου και ενδεικτικές προσεγγιστικές καμπύλες που παίρνουμε με βάση τα στοιχεία αυτά. Χρησιμοποιώντας τα στοιχεία για την ισχύ εξόδου P (MW) και για την ωριαία κατανάλωση θερμότητας H (Gcal/h), προσεγγίσαμε, με τη βοήθεια μαθηματικού προγράμματος (Mathematica), μια πολυωνυμική συνάρτηση H(P) $2^{ου}$ και $3^{ου}$ βαθμού. Δηλαδή προσπαθήσαμε να προσεγγίσουμε το μαθηματικό τύπο της καμπύλης της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας H, ως προς την ισχύ εξόδου, με βάση καμπύλη $2^{ου}$ και $3^{ου}$ βαθμού. Σημειώνουμε ότι το σφάλμα της προσέγγισης με καμπύλη $3^{ου}$ βαθμού είναι αρκετά μικρό της τάξης 10^{-10}.

Ας πάρουμε για παράδειγμα την μονάδα Λαύριο II (πίνακας 2.8). Αρχικά δημιουργούμε ένα αρχείο με το μαθηματικό πρόγραμμα Mathematica, π.χ. το mathkamp και γράφουμε κώδικα με τον οποίο προσεγγίζουμε την ωριαία κατανάλωση H, ως πολυωνυμική συνάρτηση της ισχύος εξόδου P, $2^{ου}$ βαθμού.

Ο κώδικας στο αρχείο mathkamp φαίνεται παρακάτω:

```
a = {{120, 246}, {180, 351}, {270, 514}, {300, 572}}
n = Length[a]
t = Table[x^i, {i, 0, n - 2}]
f[x_] = Fit[a, t, x]
p1 = ListPlot[a, PlotStyle → PointSize[0.015]]
p2 = Plot[f[x], {x, 150, 350}]
Show[p1, p2]
sfalma = Sqrt[Sum[(a[[i, 2]] - f[a[[i, 1]]])^2, {i, 1, n}]]
```

Εξηγούμε το πρόγραμμα:

```
a = {{120, 246}, {180, 351}, {270, 514}, {300, 572}}
```

Αρχικά, στην πρώτη γραμμή, γράφουμε τα ζευγάρια τιμών ισχύος εξόδου, P, σε MW και κατανάλωσης θερμότητας, H, σε Gcal/h, που έχουμε για την εκάστοτε μονάδα. Στο παράδειγμα μας όλα τα στοιχεία φαίνονται στο πίνακα 2.8 για την μονάδα Λαύριο II.

```
n = Length[a]
```

Εδώ γράφεται το πλήθος των ζευγών μετρήσεων, n. Στο παράδειγμα μας n=4, αφού διαθέτουμε 4 ζεύγη μετρήσεων (P,H).

```
t = Table[x^i, {i, 0, n - 2}]
```

Εισάγουμε μια πολυωνυμική συνάρτηση, της οποίας ο βαθμός είναι n-j γενικά. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα j=2, οπότε ο βαθμός της πολυωνυμικής συνάρτησης είναι 4-2=2. Αν βάλουμε j=1, τότε εισάγουμε ένα πολυώνυμο 4-1=3 βαθμού. Δηλαδή μεταβάλλοντας το j παίρνουμε πολυώνυμα διαφορετικού βαθμού.

```
f[x_] = Fit[a, t, x]
```

Εδώ παίρνουμε την προσέγγιση του πολυωνύμου με βάση τα ζευγάρια τιμών που έχουμε εισάγει, δηλαδή τη συνάρτηση κατανάλωσης θερμότητας, H(P), σε Gcal/h.

```
p1 = ListPlot[a, PlotStyle → PointSize[0.015]]
```

Παίρνουμε μια γραφική παράσταση των τιμών που έχουμε εισάγει, δηλαδή ένα γράφημα των τιμών της κατανάλωσης θερμότητας H (Gcal/h) και εξόδου ισχύος P (MW).

```
p2 = Plot[f[x], {x, 150, 350}]
```

Παίρνουμε τη γραφική παράσταση της προσεγγιστικής καμπύλης H(P).

```
Show[p1, p2]
```

Παίρνουμε ένα γράφημα που περιέχει την προσεγγιστική καμπύλη H(P) και τις τιμές H και P από τις οποίες προσεγγίστηκε.

$$\text{sfalma} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (a[[i, 2]] - f[a[[i, 1]]])^2}$$

Με αυτή την εντολή, υπολογίζεται το σφάλμα που υπάρχει μεταξύ της τιμής H, η οποία είναι δεδομένη, μας δίνεται στο πίνακα και της τιμής H που υπολογίζεται μέσω του πολυωνύμου H(P).

Αφού γράψουμε τις εντολές και εισάγουμε τα δεδομένα, πατάμε “Shift” και “Enter” και το πρόγραμμα εκτελείται. Για κάθε εντολή παίρνουμε και ένα αποτέλεσμα. Στο παράδειγμα μας, που θέλουμε να βρούμε ένα πολυώνυμο $2^{ου}$ βαθμού από τα δεδομένα που έχουμε, παίρνουμε αναλυτικά (πρόγραμμα και αποτελέσματα):

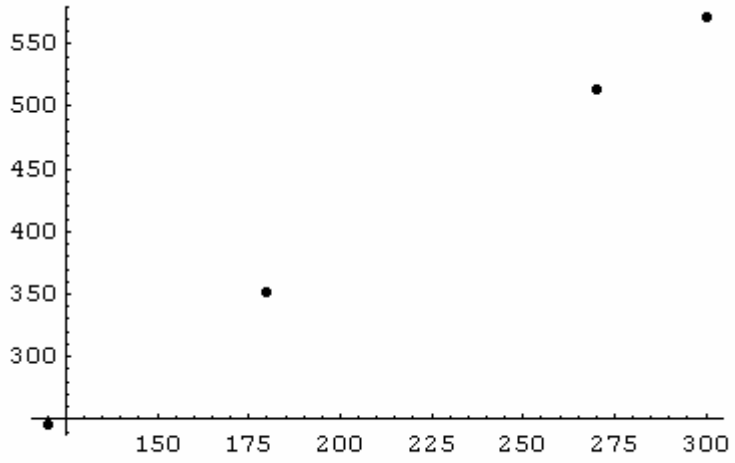
In[9]:=
```
a = {{120, 246}, {180, 351}, {270, 514}, {300, 572}}
n = Length[a]
t = Table[x^i, {i, 0, n - 2}]
f[x_] = Fit[a, t, x]
p1 = ListPlot[a, PlotStyle → PointSize[0.015]]
p2 = Plot[f[x], {x, 150, 350}]
Show[p1, p2]
sfalma = Sqrt[Sum[(a[[i, 2]] - f[a[[i, 1]]])^2, {i, 1, n}]]
```

Out[9]= {{120, 246}, {180, 351}, {270, 514}, {300, 572}}

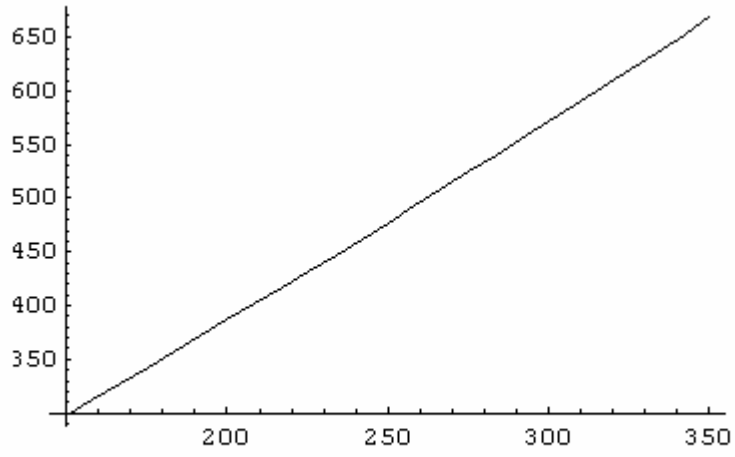
Out[10]= 4

Out[11]= $\{1, x, x^2\}$

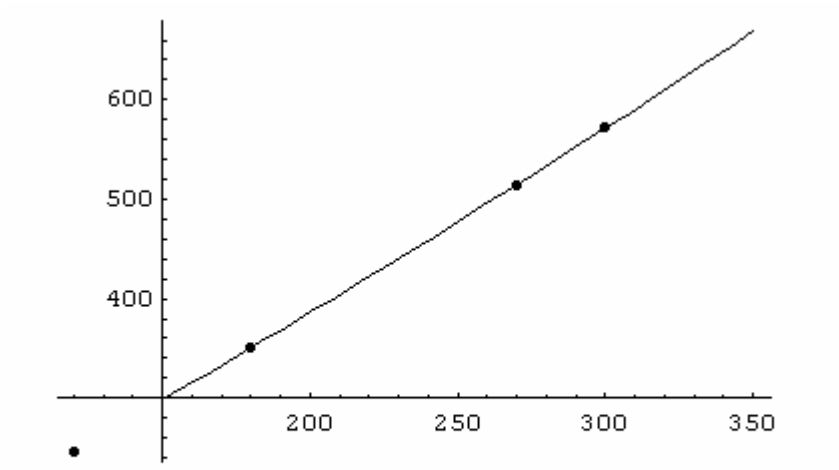
Out[12]= $49.7966 + 1.56822\,x + 0.00056968\,x^2$



Out[13]= - Graphics -



Out[14]= - Graphics -



Out[15]= - Graphics -

Out[16]= 1.01263

Αν θέλουμε να προσεγγίσουμε τα δεδομένα της κατανάλωσης θερμότητας Η και της ισχύος εξόδου Ρ, μέσω ενός πολυωνύμου 3ου βαθμού, γράφουμε το κώδικα και παίρνουμε τα αποτελέσματα που φαίνονται παρακάτω:

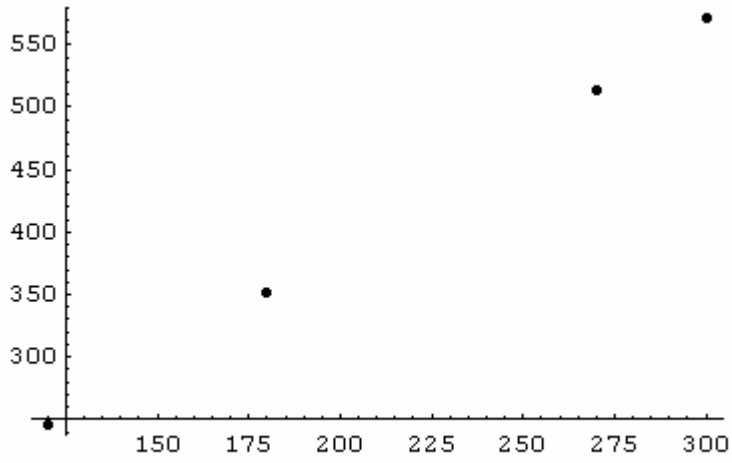
```
In[1]:= a = {{120, 246}, {180, 351}, {270, 514}, {300, 572}}
        n = Length[a]
        t = Table[x^i, {i, 0, n - 1}]
        f[x_] = Fit[a, t, x]
        p1 = ListPlot[a, PlotStyle → PointSize[0.015]]
        p2 = Plot[f[x], {x, 150, 350}]
        Show[p1, p2]
        sfalma = Sqrt[Sum[(a[[i, 2]] - f[a[[i, 1]]])^2, {i, 1, n}]]

Out[1]= {{120, 246}, {180, 351}, {270, 514}, {300, 572}}

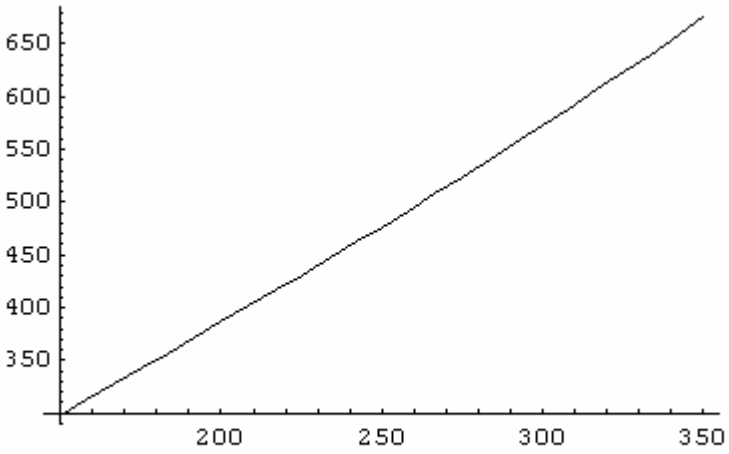
Out[2]= 4

Out[3]= {1, x, x^2, x^3}

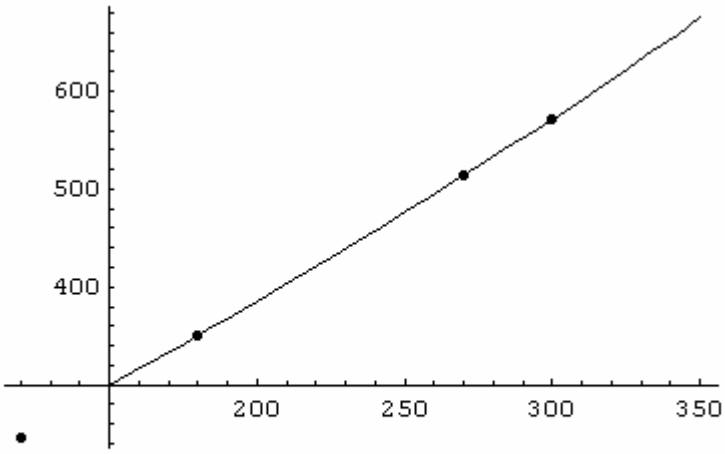
Out[4]= 25. + 1.97611 x - 0.00152778 x^2 + 3.39506 × 10^-6 x^3
```



Out[5]= - Graphics -



Out[6]= - Graphics -



Out[7]= - Graphics -

Out[8]= 7.51543×10^{-12}

Από τα αποτελέσματα του προγράμματος παρατηρούμε ότι η κατανάλωση θερμότητας για τη μονάδα Λαύριο ΙΙ, συναρτήσει της ισχύος εξόδου Ρ, προσεγγίζεται από το πολυώνυμο:

$2^{ου}$ βαθμού: $H(P) = 49{,}7966 + 1{,}56822 \times P + 0{,}00056968 \times P^2$
$3^{ου}$ βαθμού: $H(P) = 25 + 1{,}97611 \times P - 0{,}00152778 \times P^2 + 3{,}39506 \times 10^{-6} \times P^3$

Παρατηρούμε ότι το σφάλμα της προσέγγισης της κατανάλωσης θερμότητας Η, συναρτήσει της ισχύος εξόδου Ρ, μέσω πολυωνύμου $2^{ου}$ βαθμού είναι 1,01263, ενώ, μέσω πολυωνύμου $3^{ου}$ βαθμού είναι $7{,}51543 \times 10^{-12}$. Γεγονός που δείχνει ότι η προσέγγιση, μέσω πολυωνύμου $3^{ου}$ βαθμού, είναι πιο ενδεδειγμένη.

Ακολουθούμε για όλες τις μονάδες που παρουσιάζονται την παραπάνω διαδικασία. Απλά ανοίγουμε το αρχείο mathkamp και μεταβάλλουμε τα δεδομένα. Ακολουθούν οι πίνακες:

Πίνακας 2.1 - **Άγιος Δημήτριος Ι και ΙΙ**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
170	332	1954	8181	3421	20,13	44,0
210	404	1925	8062	4165	19,83	44,7
280	534	1907	7985	5500	19,64	45,1
300	570	1898	7949	5866	19,55	45,3

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 30{,}9921 + 1{,}73181 \times P + 0{,}000221596 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 133{,}31 + 0{,}340748 \times P + 0{,}00638029 \times P^2 - 8{,}88001 \times 10^{-6} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.2 - **Άγιος Δημήτριος ΙΙΙ και IV**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 310 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
170	330	1939	8118	3395	19,97	44,4
210	402	1914	8015	4141	19,72	44,9
280	528	1886	7895	5438	19,42	45,6
300	566	1888	7904	5833	19,44	45,6
310	585	1888	7904	6028	19,44	45,6

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 42{,}468 + 1{,}62532 \times P + 0{,}00039853 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = -43{,}9059 + 2{,}76912 \times P - 0{,}00452099 \times P^2 + 6{,}88333 \times 10^{-6} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.3 - **Καρδιά Ι και ΙΙ**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
120	245	2041	8546	2523	21,02	42,1
180	347	1930	8081	3578	19,88	44,6
280	510	1823	7633	5258	18,78	47,2
300	548	1825	7641	5639	18,80	47,1

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης Η(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 44{,}4599 + 1{,}67768 \times P - 0{,}0000192604 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = -58{,}75 + 3{,}40792 \times P - 0{,}00909722 \times P^2 + 0{,}0000149306 \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.4 - **Καρδιά ΙΙΙ και IV**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς:** 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
120	248	2064	8642	2551	21,26	41,7
180	348	1935	8102	3587	19,93	44,4
280	536	1914	8014	5520	19,71	44,9
300	575	1917	8026	5924	19,75	44,9

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης Η(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 73{,}1972 + 1{,}30954 \times P + 0{,}00121662 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 102 + 0{,}82667 \times P + 0{,}00375 \times P^2 - 4{,}16667 \times 10^{-6} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.5 - **Αμύνταιο Ι και ΙΙ**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
170	329	1934	8098	3387	19,92	44,5
210	400	1904	7972	4118	19,61	45,2
280	529	1888	7905	5445	19,45	45,6
300	567	1891	7918	5843	19,48	45,5

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 49{,}485 + 1{,}53857 \times P + 0{,}000621538 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 47{,}8858 + 1{,}5603 \times P + 0{,}000525308 \times P^2 + 1{,}3875 \times 10^{-7} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.6 – **Μελίτης**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 310 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
170	330	1939	8118	3395	19,97	44,4
210	402	1914	8015	4141	19,72	44,9
280	528	1886	7895	5438	19,42	45,6
300	566	1888	7904	5833	19,44	45,6
310	585	1888	7904	6028	19,44	45,6

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 42{,}468 + 1{,}62532 \times P + 0{,}00039853 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = -43{,}9059 + 2{,}76912 \times P - 0{,}00452099 \times P^2 + 6{,}88333 \times 10^{-6} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.7 - **Λαύριο Ι**

Καύσιμο: Μαζούτ **Ονομαστική Ισχύς**: 150 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
60	122	2026	8483	2030	33,83	42,4
90	176	1950	8165	2931	32,57	44,1
135	259	1916	8022	4320	32,00	44,9
150	288	1922	8047	4815	32,10	44,7

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 19{,}0169 + 1{,}6678 \times P + 0{,}000828625 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 10 + 1{,}96444 \times P - 0{,}002222 \times P^2 + 9{,}87654 \times 10^{-6} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.8 - **Λαύριο ΙΙ**

Καύσιμο: Μαζούτ **Ονομαστική Ισχύς:** 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
120	246	2050	8583	4108	34,24	42,0
180	351	1952	8173	5868	32,60	44,1
270	514	1903	7968	8581	31,78	45,2
300	572	1905	7976	9544	31,81	45,1

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 49{,}7966 + 1{,}56822 \times P + 0{,}00056968 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 25 + 1{,}97611 \times P - 0{,}00152778 \times P^2 + 3{,}39506 \times 10^{-6} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.9 - **Αλιβέρι ΙΙΙ**

Καύσιμο: Μαζούτ **Ονομαστική Ισχύς**: 150 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
60	122	2040	8541	2044	34,07	42,2
90	174	1938	8114	2913	32,36	44,4
135	256	1898	7947	4279	31,70	45,3
150	286	1904	7972	4770	31,80	45,2

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 28{,}0339 + 1{,}46893 \times P + 0{,}00165725 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 10 + 2{,}06222 \times P - 0{,}004444 \times P^2 + 0{,}0000197531 \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.10 - **Αλιβέρι IV**

Καύσιμο: Μαζούτ **Ονομαστική Ισχύς**: 150 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
60	123	2056	8608	2060	34,34	41,8
90	176	1955	8186	2938	32,65	44,0
135	259	1916	8022	4320	32,00	44,9
150	289	1925	8060	4822	32,15	44,7

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 25{,}7797 + 1{,}53531 \times P + 0{,}00145 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 10 + 2{,}05444 \times P - 0{,}003888 \times P^2 + 0{,}000017284 \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.11 - **Πτολεμαΐδα Ι**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 70 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
28	65	2332	9764	673	24,02	36,9
42	95	2255	9442	976	23,23	38,1
56	125	2240	9379	1292	23,07	38,4
70	159	2271	9509	1637	23,39	37,9

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 12,8 + 1,72857 \times P + 0,00510204 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = -11 + 3,38095 \times P - 0,0306122 \times P^2 + 0,000242954 \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.12 - **Πτολεμαΐδα IV**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
120	245	2041	8546	2523	21,02	42,1
180	347	1930	8081	3578	19,88	44,6
280	510	1823	7633	5258	18,78	47,2
300	548	1825	7641	5639	18,80	47,1

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 44,4599 + 1,67762 \times P - 0,0000192604 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = -58,75 + 3,40792 \times P - 0,00909722 \times P^2 + 0,0000149306 \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.13 - **Μεγαλόπολη Ι και ΙΙ**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 125 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
70	145	2077	8696	1498	21,39	41,4
95	190	2001	8378	1958	20,61	43,0
110	218	1985	8311	2249	20,45	43,3
125	251	2004	8391	2580	20,64	42,9

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 55{,}185 + 0{,}930062 \times P + 0{,}00507166 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = -95{,}5278 + 5{,}78359 \times P - 0{,}0455556 \times P^2 + 0{,}000171717 \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.14 - **Μεγαλόπολη ΙΙΙ**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας Η (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
150	307	2045	8562	3160	21,06	42,1
215	427	1988	8324	4402	20,48	43,3
285	563	1977	8278	5803	20,36	43,5
300	594	1980	8290	6118	20,39	43,4

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 56{,}3178 + 1{,}55177 \times P + 0{,}000798291 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 7{,}81872 + 2{,}25722 \times P - 0{,}00249148 \times P^2 + 4{,}93508 \times 10^{-6} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.15 - **Μεγαλόπολη IV**

Καύσιμο: Λιγνίτης **Ονομαστική Ισχύς**: 300 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
150	288	1918	8032	2964	19,76	44,8
210	395	1883	7883	4072	19,39	45,7
285	532	1868	7822	5484	19,24	46,0
300	560	1867	7816	5768	19,23	46,1

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 31{,}1636 + 1{,}662 \times P + 0{,}000335354 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = 23{,}2222 + 1{,}77815 \times P - 0{,}000209877 \times P^2 + 8{,}23045 \times 10^{-7} \times P^3$ Gcal/h

Πίνακας 2.16 - **Άγ.Γεώργιος VIII**

Καύσιμο: Μαζούτ **Ονομαστική Ισχύς**: 160 MW

Ηλεκτρική ισχύς Εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση Θερμότητας H (Gcal/h)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kcal/kWh)**	**Ειδική κατανάλωση Θερμότητας $\frac{H}{P}$ (kJ/kWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ (€/MWh)**	**Βαθμός απόδοσης η (%)**
60	122	2040	8541	2044	34,07	42,2
90	177	1967	8236	2956	32,85	43,7
135	260	1924	8056	4338	32,13	44,7
150	288	1923	8052	4817	32,11	44,7
160	309	1930	8081	5157	32,23	44,6

Προσεγγιστικός μαθηματικός τύπος της συνάρτησης H(P):

2ου βαθμού: $H(P) = 18{,}2424 + 1{,}68675 \times P + 0{,}000784007 \times P^2$ Gcal/h

3ου βαθμού: $H(P) = -2{,}43723 + 2{,}33444 \times P - 0{,}00549568 \times P^2 + 0{,}0000191237 \times P^3$ Gcal/h

Στους πίνακες χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές:

Κόστος λιγνίτη : 13,4 €/T
Κόστος μαζούτ : 160 €/T (τιμή 2003)

Θερμογόνος δύναμη λιγνίτη : 1300 kcal/kg
Θερμογόνος δύναμη μαζούτ : 9600 kcal/kg

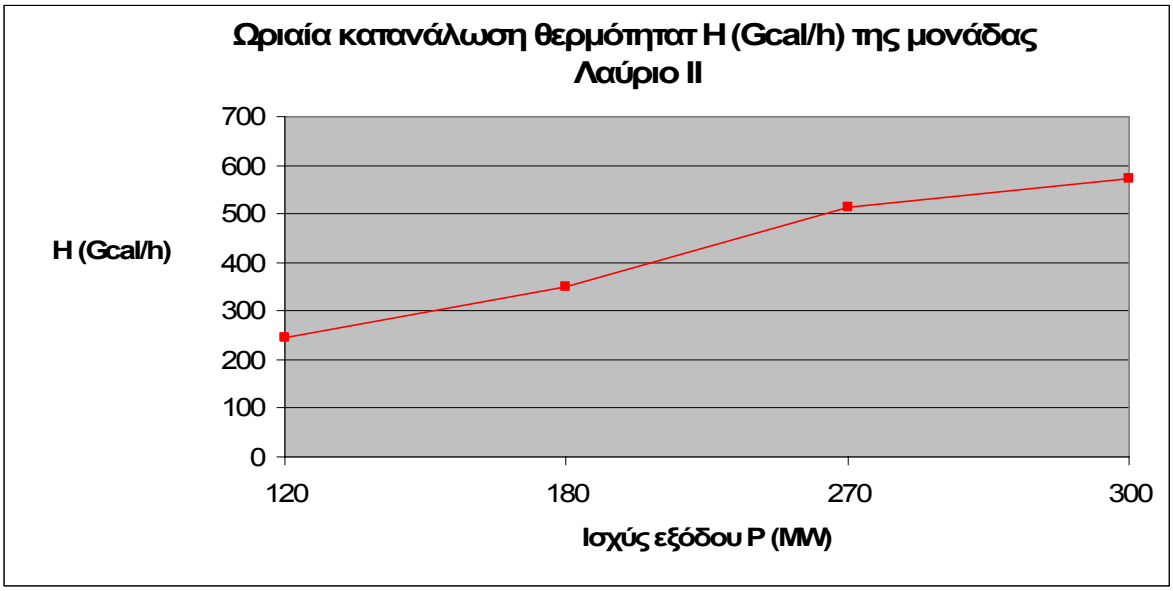
Κόστος λιγνίτη : 10,3 €/Gcal
Κόστος μαζούτ : 16,7 €/Gcal

Από τα παραπάνω στοιχεία βλέπουμε ότι η συμπεριφορά της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας H και του ωριαίου κόστους λειτουργίας F είναι η αναμενόμενη, δηλαδή αυξάνονται με την αύξηση της ισχύος εξόδου. Επίσης η ειδική κατανάλωση θερμότητας $\frac{H}{P}$ και το ειδικό κόστος λειτουργίας $\frac{F}{P}$ στην αρχή ελαττώνονται, παρουσιάζουν ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου και στη συνέχεια αυξάνονται.

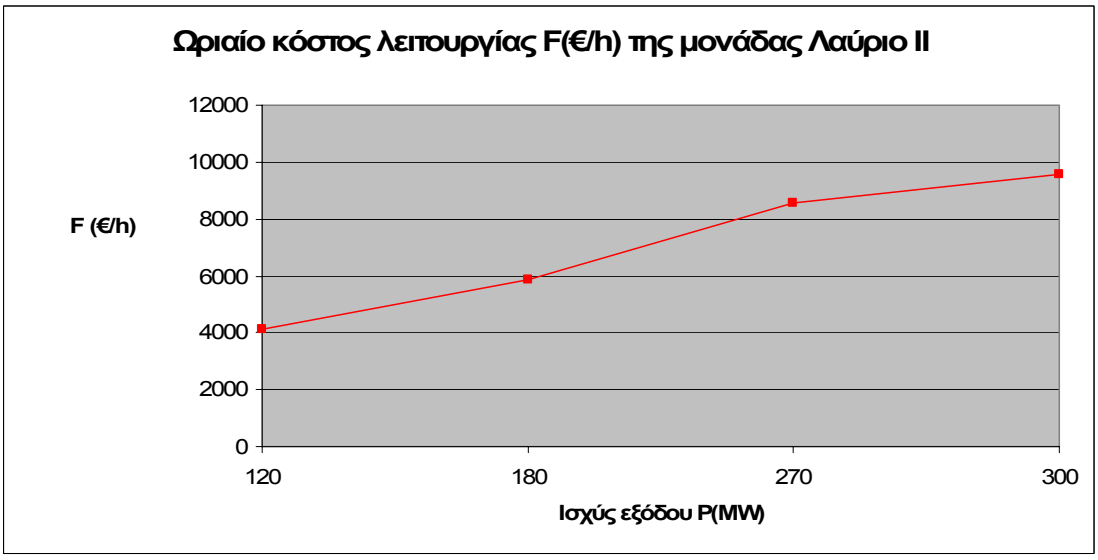
Αξίζει να προσέξουμε ότι το ειδικό κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων που καίνε μαζούτ είναι μεγαλύτερο από αυτό των μονάδων που έχουν καύσιμο λιγνίτη. Δηλαδή το κόστος με το οποίο παράγουν την MWh οι πετρελαϊκοί σταθμοί, είναι μεγαλύτερο από αυτό με το οποίο παράγουν την MWh οι λιγνιτικοί σταθμοί. Ενδεικτικά η λιγνιτική μονάδα του Αγ. Δημητρίου I (πίνακας 2.1), στο βέλτιστο σημείο κοντά στην ονοματική ισχύ, παράγει την MWh με κόστος 19,55 €, ενώ η πετρελαϊκή μονάδα του Λαυρίου II (πίνακας 2.8), στο βέλτιστο σημείο, παράγει την MWh με κόστος 31,78 €. Αυτό βέβαια συμβαίνει διότι ο λιγνίτης ως καύσιμο κοστίζει σημαντικά λιγότερο έναντι του πετρελαίου (κόστος λιγνίτη: 13,4€/T, ενώ κόστος μαζούτ: 160€/T). Εδώ φαίνεται και η τεράστια συνεισφορά του λιγνίτη στην οικονομία της χώρας μας (εξοικονόμηση συναλλάγματος περίπου 1 δις. δολάρια κάθε χρόνο).
Ακόμα παρατηρούμε ότι οι μικροί (μικρής δυναμικότητας παραγωγής) σταθμοί παράγουν ενέργεια με μεγαλύτερο κόστος και με μικρότερο βαθμό απόδοσης από τους μεγαλύτερους σταθμούς. Για αυτό το λόγο και οι μεγαλύτεροι σταθμοί αποτελούν σταθμούς βάσης και οι μικρότεροι σταθμούς αιχμής. Ενδεικτικά η λιγνιτική μονάδα Πτολεμαΐδα I (πίνακας 2.11), ονομαστικής ισχύος 70 MW, έχει στο σημείο ονομαστικής λειτουργίας ειδικό κόστος 23,39 €/MWh και βαθμό απόδοσης 37,9%, ενώ η λιγνιτική μονάδα Πτολεμαΐδα IV (πίνακας 2.12), ονομαστικής

ισχύος 300 MW, έχει στο σημείο ονομαστικής λειτουργίας ειδικό κόστος 18,80 €/MWh και βαθμό απόδοσης 47,1%.

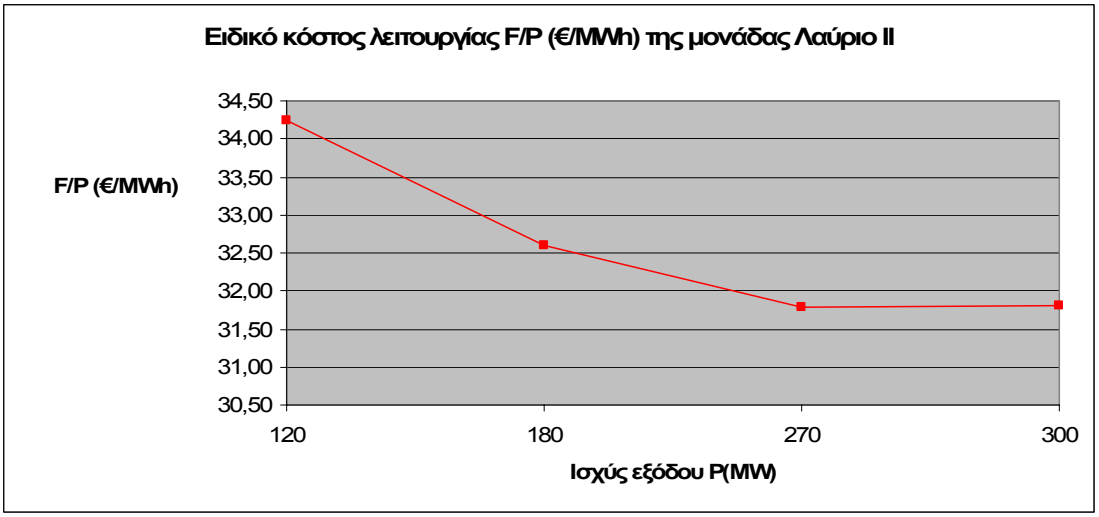
Ενδεικτικά από τις τιμές που φαίνονται στο πίνακα 2.8 για τη μονάδα Λαύριο ΙΙ παίρνουμε τις παρακάτω παραστάσεις (σχήματα 2.4 – 2.7):



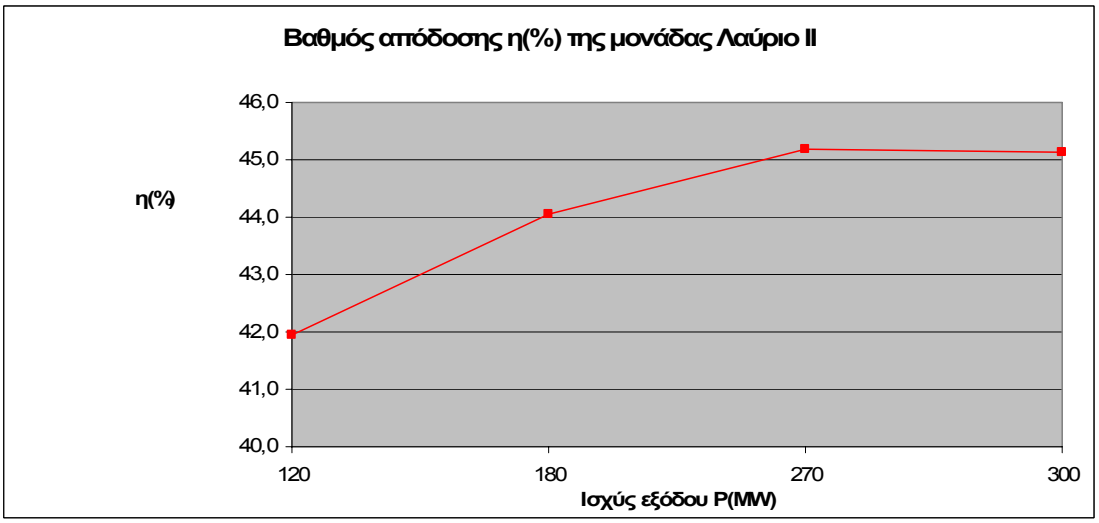
Σχήμα 2.4



Σχήμα 2.5



Σχήμα 2.6



Σχήμα 2.7

2.4 Κόστος εκκίνησης θερμικών μονάδων

Ένα άλλο μέγεθος που σχετίζεται με το λειτουργικό κόστος των θερμικών μονάδων είναι το κόστος εκκίνησης. Το κόστος εκκίνησης αντιστοιχεί στη δαπάνη μέχρι τη στιγμή του συγχρονισμού της μονάδας με το δίκτυο.

Το κόστος, η διάρκεια και η διαδικασία εκκίνησης μιας ατμοηλεκτρικής μονάδας εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας (παραγωγική δυνατότητα), το καύσιμο που χρησιμοποιείται (άνθρακας, λιγνίτης, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) και το χρόνο κράτησης, δηλαδή το χρόνο παραμονής εκτός λειτουργίας, της μονάδας. Ανάλογα με το χρόνο κράτησης της μονάδας, η εκκίνηση χαρακτηρίζεται ως **ψυχρή εκκίνηση**

(για μεγάλους χρόνους κράτησης) ή ως **θερμή εκκίνηση** (για μικρούς χρόνους κράτησης).

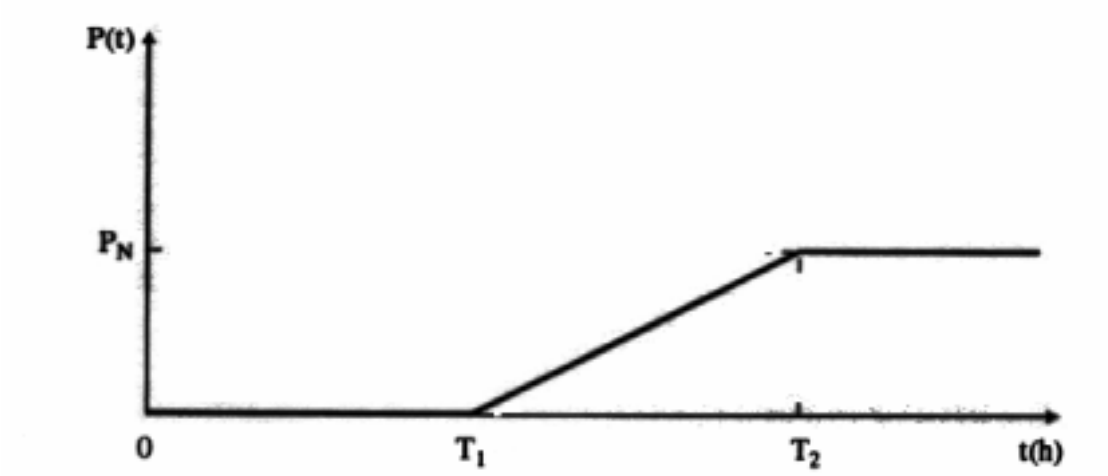
Το κόστος θερμής εκκίνησης είναι μικρότερο από το κόστος ψυχρής εκκίνησης. Γενικά το κόστος εκκίνησης αυξάνεται όσο αυξάνεται ο χρόνος προηγούμενης κράτησης της μονάδας και έχει ως μέγιστη τιμή κορεσμού το κόστος ψυχρής εκκίνησης. Πρέπει να αποφεύγονται οι συχνές κρατήσεις και εκκινήσεις των μεγάλων λιγνιτικών μονάδων, λόγω του υψηλού κόστους εκκίνησης και των καταπονήσεων που υφίστανται.

Η εκκίνηση μιας ατμοηλεκτρικής μονάδας διαρκεί πολλές ώρες. Στον πίνακα 2.17 δίνονται ενδεικτικά οι χρόνοι ψυχρής και θερμής εκκίνησης μιας λιγνιτικής μονάδας 300 MW. Παρατηρούμε ότι η θερμή εκκίνηση διαφοροποιείται ανάλογα με τον προηγούμενο χρόνο κράτησης.

Εκκίνηση	Χρόνος κράτησης μονάδας (h)	Ενδεικτικός χρόνος εκκίνησης (h)
Ψυχρή	> 48 h	10 h
Θερμή	24-40 h 6-8 h 1-2 h	4,5 h 3,5 h 2 h

Πίνακας 2.17 Χρόνοι εκκίνησης λιγνιτικής μονάδας 300 MW ανάλογα με το χρόνο κράτησης της.

Στο σχήμα 2.8 φαίνεται χονδρικά η χρονική μεταβολή της ισχύος εξόδου κατά τη διάρκεια μιας εκκίνησης. Θεωρούμε ότι η διαδικασία εκκίνησης ξεκινά τη χρονική στιγμή t=0, T_1 είναι ο χρόνος συγχρονισμού της μονάδας με το δίκτυο και T_2 είναι ο χρόνος που χρειάζεται η μονάδα για να αποδώσει την ονομαστική της ισχύ, δηλαδή ο χρόνος εκκίνησης.



Σχήμα 2.8 Χρονική μεταβολή της ισχύος εξόδου κατά την εκκίνηση (προσεγγιστική).

Μπορούμε να καταλάβουμε ότι μέχρι το συγχρονισμό της μονάδας με το δίκτυο, η μονάδα καταναλώνει καύσιμο (άρα υπάρχουν και σημαντικές δαπάνες), χωρίς να παρέχει στο δίκτυο ισχύ, γι' αυτό και το κόστος εκκίνησης. Μετά το συγχρονισμό, η μονάδα αρχίζει να αποδίδει ισχύ με συγκεκριμένο ρυθμό, φθάνοντας την ονομαστική της ισχύ. Εν γένει η εκκίνηση των θερμικών μονάδων είναι μια πολύπλοκη και χρονοβόρα διαδικασία και το κόστος εκκίνησης είναι μεγάλο, γι' αυτό και η κράτηση – η εκκίνηση των θερμικών μονάδων αποτελούν πρόβλημα τεχνοοικονομικής φύσεως.

Οι σημαντικότεροι παράγοντες που περιορίζουν την ταχύτητα εκκίνησης και φόρτισης ατμοηλεκτρικών μονάδων είναι:

- **Η θερμική τάση που αναπτύσσεται στα μέταλλα**. Σε κάθε εκκίνηση μιας θερμικής μονάδας από ψυχρή κατάσταση ή και από θερμή, όπως επίσης και σε κάθε μεταβολή του φορτίου της, δημιουργούνται θερμοκρασιακές μεταβολές, που εντοπίζονται στις επιφάνειες με τις οποίες έρχεται σε επαφή ο ατμός. Κατά τη θέρμανση ενός τοιχώματος, όσο αυξάνει η θερμοκρασία της θερμαινόμενης εσωτερικής επιφάνειας, ενώ ταυτόχρονα παραμένει χαμηλή η θερμοκρασία της εξωτερικής επιφάνειας, τόσο το υλικό της θερμαινόμενης επιφάνειας τείνει να διασταλεί. Η διαστολή όμως εμποδίζεται από το ενδότερο υλικό του τοιχώματος, που είναι ακόμη ψυχρότερο, με συνέπεια να δημιουργείται μια θερμική τάση θλίψεως. Ανάλογα με τις συνθήκες εκκίνησης και φόρτισης της μονάδας ενδέχεται να εμφανιστούν μεγάλες διαφορές στις θερμοκρασίες των κελυφών, γεγονός που έχει ως άμεση συνέπεια τη δημιουργία επικίνδυνων θερμικών τάσεων, οι οποίες είναι μεγαλύτερες του ορίου ελαστικότητας του υλικού, οπότε δημιουργείται ορισμένη μόνιμη παραμόρφωση, αλλοίωση ή και γήρανση.

- **Η διαφορική διαστολή του στροφείου και του κελύφους**, δηλαδή η διαφορά μεταξύ του στροφείου και του κελύφους του ατμοστροβίλου. Αυτή θεωρείται θετική, όταν η διαστολή του στροφείου είναι μεγαλύτερη από τη διαστολή του κελύφους και αρνητική, όταν η διαστολή του στροφείου είναι μικρότερη από τη διαστολή του κελύφους. Κατά τη διάρκεια της εκκίνησης ενός ατμοστροβίλου από ψυχρή κατάσταση , το στροφείο διαστέλλεται πιο γρήγορα από το κέλυφος. Αντίθετα το στροφείο συστέλλεται πιο γρήγορα από το κέλυφος , όταν ο ατμός που εισέρχεται στο στρόβιλο έχει χαμηλότερη

θερμοκρασία από τα μέταλλα αυτού, όπως συμβαίνει σε μια εκκίνηση από θερμή κατάσταση. Όταν εμφανίζονται μεγάλες διαφορικές διαστολές κατά την αύξηση των στροφών ή τη φόρτιση, πρέπει να επιβραδύνεται ο ρυθμός τους, αλλιώς θα σημειωθούν τριβές μέσα στο στρόβιλο.

- **Η παραμόρφωση των μετάλλων των οριζόντιων αρμών των κελυφών** που οφείλονται στις διαφορές των θερμοκρασιών που αναπτύσσονται μεταξύ των εσωτερικών και εξωτερικών επιφανειών τους.

- **Οι ταλαντώσεις του ατμοστροβίλου κατά την εκκίνηση του.** Για να αποφεύγονται κατά την εκκίνηση οι ταλαντώσεις, πρέπει η ταχύτητα περιστροφής του στροφείου να αυξάνεται με ορισμένο ρυθμό. Έτσι παραμένει για λίγο σε ορισμένες τιμές ταχύτητας (π.χ. 500 και 1000 rpm), ώστε να επιτευχθεί η ομοιόμορφη θέρμανση του ατμοστροβίλου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΟΥΣ ΘΕΡΜΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ

3.1 Εισαγωγή

Όπως έχουμε προαναφέρει, σκοπός ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι η κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, δίνοντας έμφαση στην απόδοση, στην ποιότητα των υπηρεσιών αλλά και στο κόστος λειτουργίας. Το επιθυμητό είναι η κάλυψη του φορτίου με το πιο οικονομικό τρόπο, δηλαδή με το μικρότερο δυνατό κόστος.

Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελείται αμιγώς από θερμικές μονάδες, το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου ορίζεται ως το πρόβλημα του προσδιορισμού της βέλτιστης ισχύος εξόδου των θερμικών μονάδων που είναι σε λειτουργία, έτσι ώστε να καλυφθεί η ζήτηση των καταναλωτών (σε μια δοσμένη χρονική στιγμή) με το ελάχιστο δυνατό συνολικό κόστος λειτουργίας των μονάδων του συστήματος. Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων περιγράφεται από τη συνάρτηση ωριαίου κόστους λειτουργίας F (€/h), συναρτήσει της ισχύος εξόδου P (MW) και από τις αντίστοιχες καμπύλες του ωριαίου κόστους λειτουργίας.

Το μεγαλύτερο ποσοστό του παραγωγικού δυναμικού των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει εκτός των θερμικών μονάδων, υδροηλεκτρικούς σταθμούς και διασυνδέσεις με άλλα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής του φορτίου σ' ένα διασυνδεδεμένο υδροθερμικό σύστημα ορίζεται ως εξής:

Σε μια συγκεκριμένη, δεδομένη χρονική στιγμή της λειτουργίας ενός συστήματος με N θερμικές μονάδες σε λειτουργία, είναι γνωστά:

1. Η συνολική ζήτηση φορτίου, P_D.
2. Η συνολική παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών, P_H.
3. Οι συνολικές ανταλλαγές ισχύος με τα γειτονικά δίκτυα, P_{INT} ($P_{INT}>0$, για εξαγωγή ισχύος).

Το ζητούμενο είναι η βέλτιστη έξοδος των θερμικών μονάδων, P_i, i=1,2,….,N, έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος.

Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων, όπως προαναφέραμε, περιγράφεται από τη συνάρτηση ωριαίου κόστους λειτουργίας F (€/h), συναρτήσει της ισχύος εξόδου P (MW). Η παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών θεωρείται γνωστή από τη λύση του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας. Ακόμα το μέγεθος των ανταλλαγών ισχύος με τα γειτονικά δίκτυα θεωρείται επίσης γνωστό από τη λύση του προβλήματος ανάλυσης οικονομικών ανταλλαγών. Επειδή το συνολικό φορτίο δεν είναι σταθερό κατά τη διάρκεια της μέρας, έτσι και ο αριθμός των θερμικών μονάδων που λειτουργούν, N, μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της μέρας. Όταν το φορτίο είναι μεγάλο, πρέπει περισσότεροι θερμικοί σταθμοί να είναι σε λειτουργία, ώστε να το καλύψουν. Το πότε και ποιες θερμικές μονάδες θα λειτουργήσουν το επόμενο 24ωρο υπολογίζεται από την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων.

3.2 Η απλούστερη μορφή του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μπορεί να θεωρηθεί ως πρόβλημα βελτιστοποίησης με περιορισμούς. Στόχος του προβλήματος είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας, F_T, υπό τον περιορισμό η συνολική παραγωγή από τις θερμικές μονάδες να ισούται με τη ζήτηση φορτίου από τις θερμικές μονάδες, P_R. Το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί από τους θερμικούς σταθμούς υπολογίζεται αν από το συνολικό φορτίο P_D αφαιρέσουμε το φορτίο που καλύπτεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς P_H, δηλαδή την συνολική ισχύ που παράγεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς και το φορτίο που καλύπτεται μέσω των διασυνδετικών γραμμών από τα γειτονικά δίκτυα, P_{INT}. Δηλαδή $\mathbf{P_R=P_D-P_H+P_{INT}}$ (αφού $P_{INT}<0$ για εισαγωγή ισχύος).

Στην απλούστερη μορφή του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου έχουν αμεληθεί τα όρια λειτουργίας των θερμικών μονάδων και οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς.
Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος είναι:

$$Min F_T(P_1,....,P_N) = F_1(P_1) + F_2(P_2) + ... + F_N(P_N) = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) \quad (3.1)$$

Όπου $F_T(P_1, P_2,\ldots, P_N)$ είναι το συνολικό κόστος, συναρτήσει των εξόδων των i=1,….,N θερμικών μονάδων και $F_i(P_i)$ είναι οι συναρτήσεις ωριαίου κόστους λειτουργίας των i=1,….,N μονάδων.

Με περιορισμό (Μ.Π.): $\Phi(P_1,...,P_N) = P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i = 0 \quad (3.2)$

Η σχέση (3.2) αποτελεί την εξίσωση **διατήρησης ισχύος** (power balance equation).

Σχηματίζουμε την συνάρτηση LaGrange:

$$L(P_1,...,P_N,\lambda) = F_T(P_1,...,P_N) + \lambda \cdot \Phi(P_1,...,P_N) \quad (3.3)$$

$$(3.3) \xleftarrow{(3.1),(3.2)} L(P_1,...,P_2,\lambda) = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) + \lambda \cdot P_R - \lambda \times \sum_{i=1}^{N} P_i \quad (3.4)$$

Οι απαραίτητες συνθήκες βελτίστου για τη συνάρτηση LaGrange είναι ο μηδενισμός των μερικών παραγώγων ως προς τις N+1 ανεξάρτητες μεταβλητές P_1, …., P_N και λ. Η μερική παράγωγος της $L(P_1, …,P_N, \lambda)$ είναι:

$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \Phi(P_1,...,P_N) = 0$ που δίνει τον εξισωτικό περιορισμό (3.2)

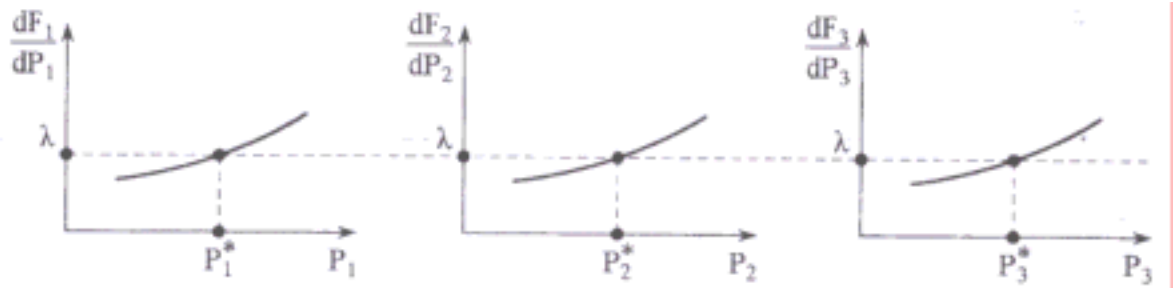
Οι μερικές παράγωγοι ως προς τις εξόδους P_i των μονάδων είναι:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \Leftrightarrow \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \quad \text{i=1,2,…,N} \quad (3.5)$$

Η σχέση (3.5) μας δείχνει ότι η απαραίτητη συνθήκη για την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας είναι: **να λειτουργούν όλες οι θερμικές μονάδες του συστήματος με το ίδιο διαφορικό κόστος λειτουργίας (€/MWh), το οποίο ισούται με τον πολλαπλασιαστή LaGrange.** Ο πολλαπλασιαστής LaGrange, λ, δίνει την αύξηση του βέλτιστου ωριαίου κόστους λειτουργίας του συστήματος, σε €/h, όταν αυξηθεί το φορτίο του συστήματος κατά 1 MW. Οι εξισώσεις (3.5) ονομάζονται **εξισώσεις συνεργασίας** (coordination equations). Οι εξισώσεις συνεργασίας (3.5) μαζί με την εξίσωση διατήρησης ισχύος (3.2) χρησιμοποιούνται για την επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου.

3.2.1 Γραφική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας

Ας δούμε πως μπορούμε να προσεγγίσουμε γραφικά τη λύση των εξισώσεων συνεργασίας και τον υπολογισμό της ισχύος εξόδου των μονάδων για οικονομική κατανομή του φορτίου. Θεωρούμε για παράδειγμα ένα σύστημα τριών μονάδων παραγωγής που καλούνται να καλύψουν οικονομικά κάποιο φορτίο. Παίρνουμε τις καμπύλες του διαφορικού κόστους λειτουργίας των μονάδων, $\frac{dF}{dP}$, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.1.



Σχήμα 3.1 Σχηματική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας.

Στις καμπύλες του διαφορικού κόστους λειτουργίας επιλέγεται αρχικά μια τυχαία τιμή για το κοινό διαφορικό κόστος λειτουργίας όλων των μονάδων, λ. Από την τομή των καμπυλών διαφορικού κόστους λειτουργίας με την οριζόντια γραμμή που περνά από την τιμή λ υπολογίζονται οι έξοδοι των μονάδων P_1, P_2, .., P_N. Αν οι έξοδοι των μονάδων ικανοποιούν την εξίσωση διατήρησης ισχύος μέσα στα πλαίσια κάποιας ανοχής ε (ε είναι ένας μικρός θετικός αριθμός, π.χ. ε=0,1 MW) δηλαδή αν $\left|P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i\right| < \varepsilon$, τότε έχει λυθεί το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου αφού:

1) όλες οι μονάδες λειτουργούν με το ίδιο διαφορικό κόστος και
2) ικανοποιείται ο περιορισμός διατήρησης ισχύος στο δίκτυο.

Αν $\left|P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i\right| > \varepsilon$ υπάρχουν δυο περιπτώσεις:

α) $\sum_{i=1}^{N} P_i < P_R$ δηλαδή η συνολική παραγωγή από της μονάδες του δικτύου είναι μικτότερη από το ζητούμενο φορτίο, οπότε πρέπει να αυξηθεί η παραγωγή από τις μονάδες παραγωγής ώστε να ικανοποιηθεί η εξίσωση διατήρησης ισχύος. Άρα, όπως φαίνεται και από το σχήμα 3.1, αν αυξήσουμε το λ (π.χ. 10%), ανεβαίνει το επίπεδο της οριζόντιας ευθείας που διέρχεται από το νέο λ, οπότε τα νέα σημεία τομής της ευθείας με τις καμπύλες του διαφορικού κόστους «αναγκάζουν» τις μονάδες να αυξήσουν την ισχύ εξόδου τους. Έτσι με την αύξηση του λ ικανοποιείται το φορτίο από τη παραγωγή των μονάδων (μέσα στα πλαίσια της μικρής ανοχής).

β) $\sum_{i=1}^{N} P_i > P_R$ δηλαδή η παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από το φορτίο. Σ' αυτή την περίπτωση πρέπει να μειωθεί η παραγωγή για να ικανοποιηθεί η εξίσωση διατήρησης ισχύος. Αυτό γίνεται, όπως

μπορούμε να δούμε και από το σχήμα 3.1, αν επιλέξουμε ένα νέο λ μικρότερο από το αρχικό.

Έτσι, μετά από ορισμένες επαναλήψεις, επιτυγχάνεται η γραφική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας.

3.3 Οικονομική κατανομή φορτίου και λειτουργικά όρια μονάδων

Αν λάβουμε υπόψη τα λειτουργικά όρια των μονάδων και αμελήσουμε τις απώλειες μεταφοράς, το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου διατυπώνεται μαθηματικά:

$$MinF_T(P_1,...,P_N) = F_1(P_1) + F_2(P_2) + ... + F_N(P_N) = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) \quad (3.6)$$

Μ.Π.: $\Phi(P_1,...,P_N) = P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i = 0$ (3.7)

$P_{i,\min} \le P_i \le P_{i,\max}$ (λειτουργικά όρια μονάδων) (3.8)

Για την επίλυση του προβλήματος ελαχιστοποίησης χρησιμοποιούμε τις συνθήκες KUHN – TUCKER. Εισάγουμε τα μεγέθη:

$\omega_i^+ = P_i - P_{i,\max} \le 0$ i=1,…,N (3.9)

$\omega_i^- = -P_i + P_{i,\min} \le 0$ i=1,…,N (3.10)

Η συνάρτηση LaGrange γράφεται:

$$L(P,\lambda,\mu^+,\mu^-) = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) + \lambda \cdot \Phi(P_1,...,P_N) + \sum_{i=1}^{N} \mu_i^+ \cdot (P_i - P_{i,\max}) + \sum_{i=1}^{N} \mu_i^- \cdot (-P_i + P_{i,\min})$$

:σχέση (3.11)

Οι συνθήκες Kuhn – Tucker είναι:

1. $\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \Rightarrow \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda + \mu_i^+ - \mu_i^- = 0$ i=1,…,N (3.12)
2. $P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i = 0$ (3.13)
3. $P_{i,\min} \le P_i \le P_{i,\max}$ i=1,…,N (3.14)
4. $\left\{ \begin{array}{l} \mu_i^+ \cdot (P_i - P_{i,\max}) = 0 \\ \mu_i^- \cdot (-P_i + P_{i,\min}) = 0 \\ \mu_i^+, \mu_i^- \ge 0 \end{array} \right\}$ i=1,…,N (3.15)

Η εξίσωση (3.12) δίνει:

$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda - \mu_i^+ + \mu_i^-$ i=1,…,N (3.16)

Εξετάζουμε τρεις περιπτώσεις:

I. $P_{i,\min} < P_i < P_{i,\max}$ τότε από τη 4^{η} συνθήκη K-T, $\mu_i^+ = \mu_i^- = 0$ και η 1^{η} συνθήκη K-T δίνει:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{για} \quad P_{i,\min} < P_i < P_{i,\max} \quad (3.17)$$

II. $P_i = P_{i,\max}$ τότε η 4^{η} συνθήκη K-T δίνει $\mu_i^+ \geq 0, \mu_i^- = 0$ και η 1^{η} συνθήκη K-T γίνεται:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda - \mu_i^+ \leq \lambda \quad \text{για} \quad P_i = P_{i,\max} \quad (3.18)$$

III. $P_i = P_{i,\min}$ τότε η 4^{η} συνθήκη K-T δίνει $\mu_i^+ = 0, \mu_i^- \geq 0$ και

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda + \mu_i^- \geq \lambda \quad \text{για} \quad P_i = P_{i,\min} \quad (3.19)$$

Παρατηρώντας τις σχέσεις (3.16)-(3.19) μπορούμε να ορίσουμε ένα μόνο πολλαπλασιαστή LaGrange, $\mu_i = \mu_i^+ - \mu_i^-$ για το διπλό περιορισμό λειτουργικών ορίων της μονάδας i, $P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}$.

Για τον πολλαπλασιαστή αυτόν θα ισχύει:

$\mu_i = 0$ για $P_{i,\min} < P_i < P_{i,\max}$

$\mu_i \geq 0$ για $P_i = P_{i,\max}$ $\left(\mu_i = \mu_i^+\right)$

$\mu_i \leq 0$ για $P_i = P_{i,\min}$ $\left(\mu_i = \mu_i^-\right)$

Με την εισαγωγή του νέου αυτού πολλαπλασιαστή η (3.16) γίνεται:

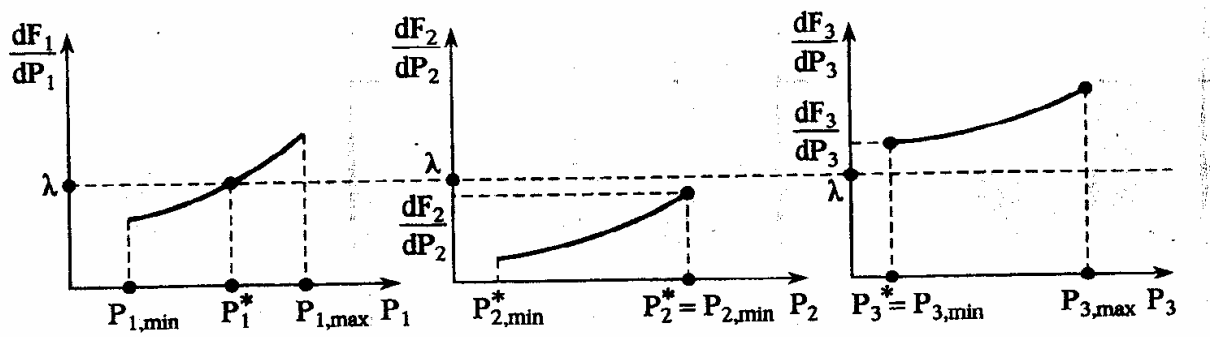
$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda - \mu_i \quad \text{i=1,…,N.}$$

Και δίνει τη σχέση του διαφορικού κόστους της μονάδας i με το λ του συστήματος που εκφράζεται από τις σχέσεις (3.17)-(3.19).

Παρακάτω δίνεται μια γραφική αιτιολόγηση των συνθηκών βελτίστου, (3.17) – (3.19), με τη βοήθεια του σχήματος 3.2. Στο σχήμα 3.2 έχει υπολογισθεί η βέλτιστη τιμή του λ, λ^*, που ικανοποιεί τις συνθήκες βελτίστου (3.13), (3.14), (3.17) – (3.19). Ικανοποιείται δηλαδή η εξίσωση διατήρησης ισχύος (3.13):

$$P_1^* + P_2^* + P_3^* = P_1^* + P_{2,\max} + P_{3,\min}$$

Επίσης ικανοποιούνται τα λειτουργικά όρια των μονάδων (3.14) και οι σχέσεις (3.17) – (3.19).



Σχήμα 3.2 Σχηματική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας με λειτουργικούς περιορισμούς.

Η πρώτη μονάδα, της οποίας το σημείο λειτουργίας βρίσκεται ανάμεσα στο κάτω και πάνω όριο λειτουργίας ($P_{1,\min} < P_1^* < P_{1,\max}$), λειτουργεί με διαφορικό κόστος ίσο με λ ($\frac{dF_1}{dP_1} = \lambda$).

Η δεύτερη μονάδα είναι πιο οικονομική από τις άλλες δύο. Η καμπύλη διαφορικού κόστους λειτουργίας της δεύτερης μονάδας βρίσκεται ολόκληρη κάτω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το λ. Γι' αυτό το λόγο συμφέρει να λειτουργεί στο ανώτατο όριο λειτουργίας της, $P_2^* = P_{2,\max}$. Στο σημείο αυτό το διαφορικό κόστος λειτουργίας της μονάδας είναι μικρότερο του λ, ($\frac{dF_2}{dP_2} < \lambda$), όπως φαίνεται στο σχήμα.

Αντίθετα, η τρίτη μονάδα είναι δαπανηρή, αφού ολόκληρη η καμπύλη διαφορικού κόστους λειτουργίας βρίσκεται πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το λ. Γι' αυτό συμφέρει να λειτουργεί στο κατώτατο όριο λειτουργίας της, $P_3^* = P_{3,\min}$. Στο σημείο αυτό το διαφορικό κόστος λειτουργίας της μονάδας είναι μεγαλύτερο του λ, ($\frac{dF_3}{dP_3} > \lambda$).

Η γραφική επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου με ικανοποίηση των λειτουργικών ορίων των μονάδων γίνεται , όπως παρουσιάστηκε στην προηγούμενη ενότητα 3.2.1, με την εξής διαφορά. Όταν η τιμή του λ που επιλέξαμε είναι τέτοια ώστε ολόκληρη η καμπύλη διαφορικού κόστους μιας μονάδας (για τιμές ισχύος εξόδου μεταξύ P_{min} και P_{max}) να βρίσκεται κάτω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το λ, τότε η μονάδα αυτή θα λειτουργήσει στο μέγιστο της εξόδου της, P_{max}. Αν αντίθετα, η καμπύλη διαφορικού κόστους μιας μονάδας βρίσκεται ολόκληρη πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το λ, τότε η μονάδα αυτή θα λειτουργήσει στο ελάχιστο της εξόδου της, P_{min}.

3.3.1 Αλγόριθμος επαναλήψεων λάμδα

Μπορούμε να επιλύσουμε το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μέσω Η/Υ, χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο επαναλήψεων λάμδα. Ο αλγόριθμος φαίνεται στο σχήμα 3.3.

Με δεδομένο το λ ο υπολογισμός των P_i γίνεται από την επίλυση της εξίσωσης (3.5), $\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda$. Για να ικανοποιούνται τα λειτουργικά όρια των μονάδων, αν από την επίλυση της εξίσωσης (3.5) προκύψει $P_i > P_{i,max}$ ($P_i < P_{i,min}$) τότε τίθεται $P_i = P_{i,max}$ ($P_i = P_{i,min}$).

Οι επαναλήψεις σταματούν όταν η εξίσωση διατήρησης ισχύος, $\Phi(P_1,...,P_N) = P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i$ ικανοποιείται μέσα στα όρια κάποιας ανοχής ε (π.χ. ε=0,1 MW). Αν $|\Phi| < \varepsilon$ εκτυπώνονται τα αποτελέσματα που είναι οι ισχείς εξόδου όλων των μονάδων καθώς επίσης και ο πολλαπλασιαστής LaGrange, λ. που είναι το κοινό διαφορικό κόστος λειτουργίας (€/MWh) όλων των μονάδων που λειτουργούν μεταξύ των ορίων λειτουργίας τους. Το λ εκφράζει το κόστος παραγωγής μιας πρόσθετης MWh ή KWh από το σύστημα.
Αν δεν ικανοποιείται η συνθήκη $|\Phi| < \varepsilon$, επιλέγεται νέα τιμή για το λ και οι επαναλήψεις συνεχίζονται μέχρι να συγκλίνει ο αλγόριθμος ή μέχρι να εκτελεστεί ένας μεγάλος αριθμός επαναλήψεων χωρίς να έχουμε σύγκλιση. Κατά την πρώτη επανάληψη (κ=1), αν $P_R > \sum_{i=1}^{N} P_i$ τότε επιλέγουμε μια νέα τιμή λ, 10% μεγαλύτερη από την αρχική. Αν $P_R < \sum_{i=1}^{N} P_i$ τότε επιλέγουμε μια νέα τιμή λ, 10% μικρότερη από την αρχική. Κατά τις επόμενες επαναλήψεις, (κ=2,…), χρησιμοποιείται η μέθοδος των προβολών, που προέρχεται με προσέγγιση της παραγώγου από την επαναληπτική μέθοδο επίλυσης μη γραμμικών εξισώσεων Newton – Raphson:

$$\lambda^{\kappa+1} = \lambda^{\kappa} - \frac{\Phi(\lambda^{\kappa})}{\Phi'(\lambda^{\kappa})} = \lambda^{\kappa} - \frac{\Phi(\lambda^{\kappa})}{\frac{\Phi(\lambda^{\kappa}) - \Phi(\lambda^{\kappa-1})}{\lambda^{\kappa} - \lambda^{\kappa-1}}}$$

$$\lambda^{\kappa+1} = \lambda^{\kappa} - \frac{\lambda^{\kappa} - \lambda^{\kappa-1}}{\Phi(\lambda^{\kappa}) - \Phi(\lambda^{\kappa-1})} \cdot \Phi(\lambda^{\kappa}) \qquad \kappa=1, 2, \ldots$$

Μέσω της μεθόδου επαναλήψεων λ, μπορούμε να δώσουμε μια οικονομική ερμηνεία του τρόπου επίλυσης της κατανομής φορτίου που επιτυγχάνεται με τη μέθοδο LaGrange. Αν θεωρήσουμε ότι η τιμή της MWh ή kWh, λ, καθορίζεται κεντρικά από έναν διαχειριστή συστήματος, τότε οι αποκεντρωμένοι σταθμοί παραγωγής αναγκάζονται να ακολουθήσουν τις μεταβολές στην τιμή, ώστε να μεγιστοποιήσουν τα κέρδη τους (έσοδα – κόστος), δηλαδή τη ποσότητα:

$$K_i(P_i) = \lambda \cdot P_i - F_i(P_i) \text{ για } P_{i,\min} \le P_i \le P_{i,\max}$$

Η λύση του προβλήματος μεγιστοποίησης του κέρδους $K_i(P_i)$ επιτυγχάνεται όταν $\frac{dK_i(P_i)}{dP_i} = 0$ ή $\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda$, δηλαδή όταν εξισώνεται το διαφορικό κόστος λειτουργίας του σταθμού με τη τιμή της MWh ή kWh που καθορίζει ο κεντρικός διαχειριστής. Όπως γνωρίζουμε το διαφορικό κόστος παραγωγής αποτελεί αύξουσα συνάρτηση της ισχύος εξόδου του σταθμού (σχ. 2.3β). Άρα αύξηση της τιμής της MWh ή kWh από τον κεντρικό διαχειριστή αναγκάζει τους σταθμούς να αυξήσουν την παραγωγή τους, ενώ μείωση της τιμής της MWh οδηγεί αντίστοιχα σε μείωση της παραγωγής των θερμικών σταθμών. Με αυτό τον τρόπο ο κεντρικός διαχειριστής ελέγχει το επίπεδο παραγωγής. Εάν υπάρχει περίσσεια παραγωγής, η τιμή της MWh μειώνεται, ώστε να μειωθεί η παραγωγή από τους σταθμούς, ενώ όταν υπάρχει έλλειμμα παραγωγής, η τιμή της μονάδας ενέργειας αυξάνεται, ώστε να αυξηθεί η παραγωγή από τους σταθμούς. Υπάρχει μια αυξομείωση, μια ταλάντωση της τιμής της μονάδας ενέργειας και του ύψους της παραγωγής μέχρι να επιτευχθεί μια τιμή ισορροπίας, στην οποία η συνολική παραγωγή θα ισούται με τη συνολική ζήτηση.

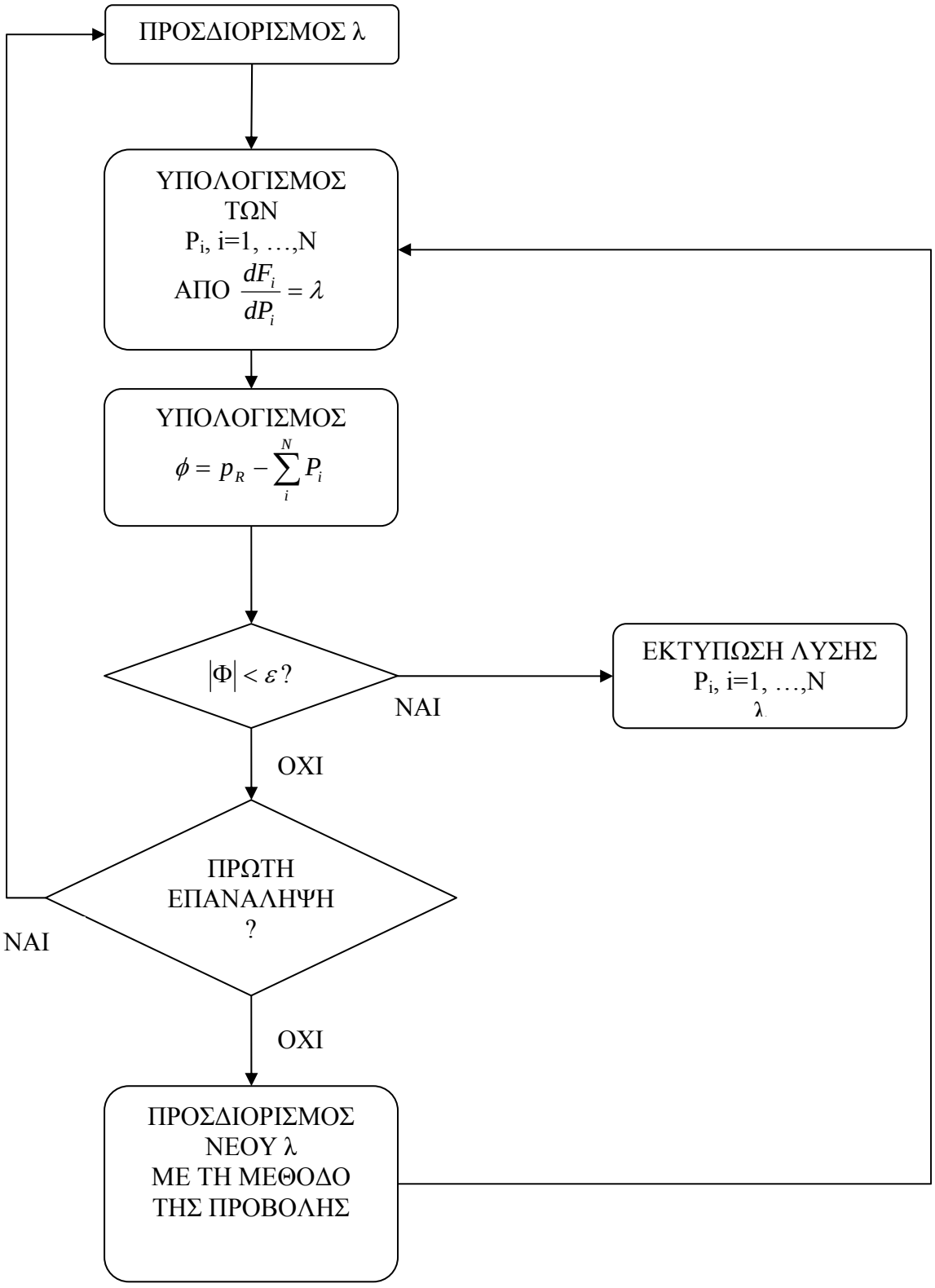
Για τον προσδιορισμό της τιμής του λ που ικανοποιεί τις εξισώσεις συνεργασίας και τις εξισώσεις διατήρησης ισχύος, μπορεί να εφαρμοστεί και η μέθοδος της δυαδικής αναζήτησης αρχίζοντας από τις αρχικές τιμές

$$\lambda_{\min} = \min\left\{\frac{dF_i(P_{i,\min})}{dP_i}\right\} \text{ και } \lambda_{\max} = \max\left\{\frac{dF_i(P_{i,\max})}{dP_i}\right\}$$

Εφόσον ισχύει $\sum_i P_{i,\min} \le P_R \le \sum_i P_{i,\max}$ θα έχουμε

$\Phi(\lambda_{\min}) \ge 0$ και $\Phi(\lambda_{\max}) \le 0$

Η βέλτιστη τιμή του λ θα βρίσκεται στο διάστημα ($\lambda_{\min}$, $\lambda_{\max}$) και μπορεί να υπολογιστεί με διαδοχικές διχοτομήσεις του διαστήματος μέχρι να μηδενιστεί η συνάρτηση Φ(λ).



Σχήμα 3.3 Διάγραμμα ροής αλγόριθμου επαναλήψεων λ.

3.4 Οικονομική κατανομή φορτίου και απώλειες μεταφοράς

Για να καθορίσουμε πλήρως την οικονομική κατανομή φορτίου, χρειάζεται να συμπεριλάβουμε και τις απώλειες στο σύστημα μεταφοράς. Οι απώλειες στο σύστημα μεταφοράς οφείλονται κυρίως στην ωμική αντίσταση των γραμμών. Άλλες απώλειες στο δίκτυο μεταφοράς είναι οι απώλειες λόγω φαινόμενου corona (στεμματοειδείς εκκενώσεις), καθώς και οι απώλειες χαλκού και σιδήρου των μετασχηματιστών.

Η επίδραση των απωλειών μεταφοράς στην οικονομική κατανομή φορτίου μπορεί να αιτιολογηθεί ως εξής: Έστω ότι εξετάζεται η οικονομική κατανομή φορτίου σε δυο θερμικές μονάδες Α και Β, από τις οποίες η Α είναι πιο οικονομική, ενώ η Β βρίσκεται πιο κοντά στο κέντρο κατανάλωσης. Αν αγνοηθούν οι απώλειες μεταφοράς, προφανώς το μεγαλύτερο μέρος του φορτίου θα καλυφθεί από την οικονομική μονάδα, Α, η οποία βρίσκεται μακριά από το φορτίο και συνεπώς θα έχουμε μεγάλες απώλειες μεταφοράς. Έτσι είναι δυνατόν το μέγεθος των απωλειών να είναι τέτοιο, ώστε η οικονομικότερη λύση να απαιτεί τη μείωση της παραγωγής από την οικονομική μονάδα Α και αντίστοιχα, αύξηση της παραγωγής από την αντιοικονομική μονάδα Β. Ο συνυπολογισμός των απωλειών μεταφοράς στην οικονομική κατανομή φορτίου συμβάλλει στη προσέγγιση μιας πιο ρεαλιστικής βέλτιστης λύσης.

Οι απώλειες στο σύστημα μεταφοράς, κάνοντας ορισμένες απλοποιητικές παραδοχές, αποδεικνύεται ότι μπορούν να εκφρασθούν ως συνάρτηση των ισχύων εξόδου των μονάδων, $P_L(P_1,\ldots,P_N)$. Όταν λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες μεταφοράς, η εξίσωση διατήρησης ισχύος εκφράζει το γεγονός ότι η συνολική παραγωγή πρέπει να ισούται με το φορτίο συν τις απώλειες μεταφοράς. Σ' αυτή τη περίπτωση το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου διατυπώνεται μαθηματικά ως:

$$MinF_T(P_1,\ldots P_N) = F_1(P_1) + F_2(P_2) + \ldots + F_N(P_N)$$

Μ.Π.: $\Phi = P_R + P_L(P_1, P_2, \ldots, P_N) - \sum_{i=1}^{N} P_i = 0$ για i=1,…,N

(φορτίο + απώλειες – παραγωγή =0)

$$P_{i,\min} \le P_i \le P_{i,\max} \quad \text{για} \quad i=1,\ldots,N$$

Αν σχηματιστεί η συνάρτηση LaGrange: $L=F_T+\lambda\cdot\Phi$ θα πρέπει στο σημείο βελτίστου να ισχύει:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i}=0 \quad \text{για κάθε } P_{i,\min}<P_i<P_{i,\max}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i}=\frac{\partial F_i}{\partial P_i}+\lambda\cdot\left(\frac{\partial P_L}{\partial P_i}-1\right)=0\Rightarrow$$

$$\frac{1}{1-\frac{\partial P_L}{\partial P_i}}\cdot\frac{\partial F_i}{\partial P_i}=\lambda \qquad (3.20)$$

Ο όρος $\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$ εκφράζει τις **διαφορικές απώλειες** του ζυγού i (στον οποίο είναι συνδεδεμένη η μονάδα i) και ο συντελεστής

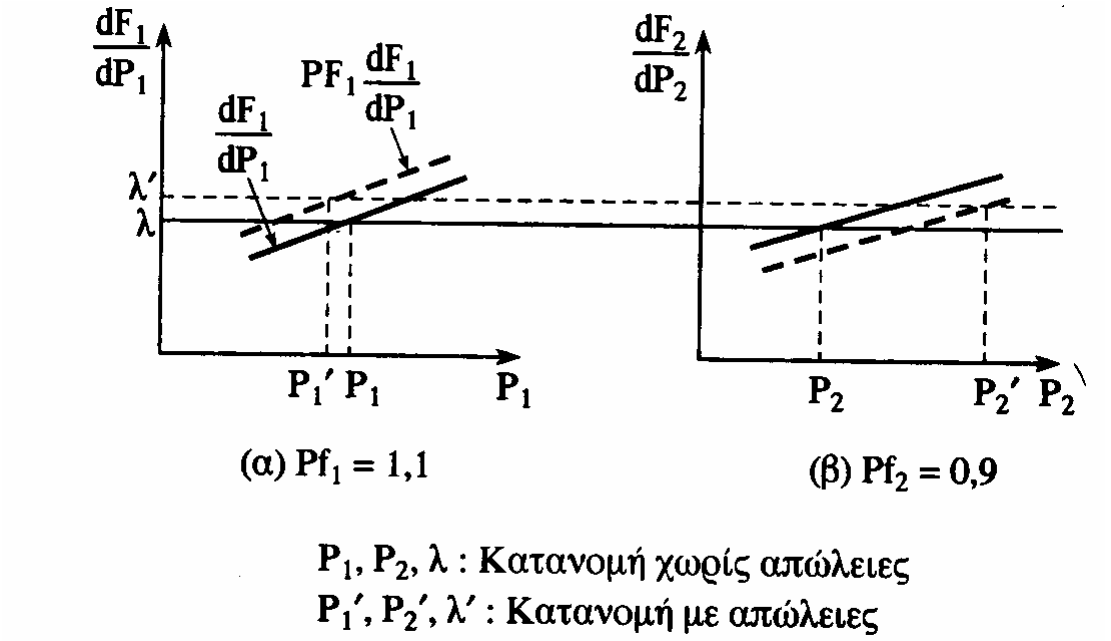
$$Pf_i=\frac{1}{1-\frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \qquad (3.21)$$

ονομάζεται **συντελεστής ποινής** (penalty factor) του ζυγού i. Όταν οι απώλειες μεταφοράς αυξάνονται καθώς αυξάνεται η έξοδος της μονάδας στο ζυγό i, οι διαφορικές απώλειες είναι θετικές και ο συντελεστής ποινής μεγαλύτερος της μονάδας.

Η λύση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου χωρίς απώλειες, επιτυγχάνεται όταν όλες οι μονάδες λειτουργούν με το ίδιο διαφορικό κόστος. Η ίδια ιδέα μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σ' αυτή τη περίπτωση, με την παρατήρηση ότι ο συντελεστής ποινής Pf_i, θα έχει την ακόλουθη επίδραση:

Αν $Pf_i>1$ (αύξηση του P_i αυξάνει τις απώλειες), ο όρος $Pf_i\cdot\frac{dF_i}{dP_i}$ λειτουργεί έτσι ώστε το διαφορικό κόστος $\frac{dF_i}{dP_i}$ να αυξάνεται (η καμπύλη διαφορικού κόστους σηκώνεται προς τα πάνω όπως φαίνεται στο σχήμα 3.4α).

Αν $Pf_i<1$ (αύξηση του P_i μειώνει τις απώλειες), ο όρος $Pf_i\cdot\frac{dF_i}{dP_i}$ λειτουργεί έτσι ώστε το διαφορικό κόστος $\frac{dF_i}{dP_i}$ να μειώνεται (η καμπύλη διαφορικού κόστους κατεβαίνει προς τα κάτω όπως φαίνεται στο σχήμα 3.4β).



Σχήμα 3.4. Οικονομική κατανομή φορτίου με και χωρίς απώλειες.

Οι εξισώσεις (3.20) γράφονται μετά τον ορισμό (3.21) ως:

$$Pf_i \cdot \frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{για κάθε} \quad P_{i,\min} \le P_i \le P_{i,\max} \qquad (3.22)$$

ονομάζονται **εξισώσεις συνεργασίας**. Όπως γίνεται αντιληπτό η λύση για τα P_i με τη χρήση των συντελεστών ποινής θα είναι λίγο διαφορετική από την λύση στην οποία δεν λάβαμε υπόψη τις απώλειες μεταφοράς.

3.4.1 Εξίσωση απωλειών με τη μέθοδο των συντελεστών B

Οι απώλειες μεταφοράς μπορούν να εκφραστούν ως συνάρτηση των εξόδων των μονάδων με την παρακάτω εξίσωση:

$$P_L = P^T \cdot [B] \cdot P + P^T \cdot B_0 + B_{00} \qquad (3.23)$$

όπου:
P = διάνυσμα εξόδου όλων των γεννητριών ($N \times 1$)
[B] = τετραγωνικός πίνακας $N \times N$
B_0 = διάνυσμα με διάσταση $N \times 1$
B_{00} = σταθερά (βαθμωτό μέγεθος)

Η εξίσωση απωλειών (23) μπορεί να γραφεί και ως:

$$P_L = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j + \sum_{i=1}^{N} B_{0i} \cdot P_i + B_{00} \qquad (3.24)$$

Η εξίσωση διατήρησης ισχύος γράφεται:

$$\Phi = P_R + \left(\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j + \sum_{i=1}^{N} B_{0i} \cdot P_i + B_{00} \right) - \sum_{i=1}^{N} P_i \qquad (3.25)$$

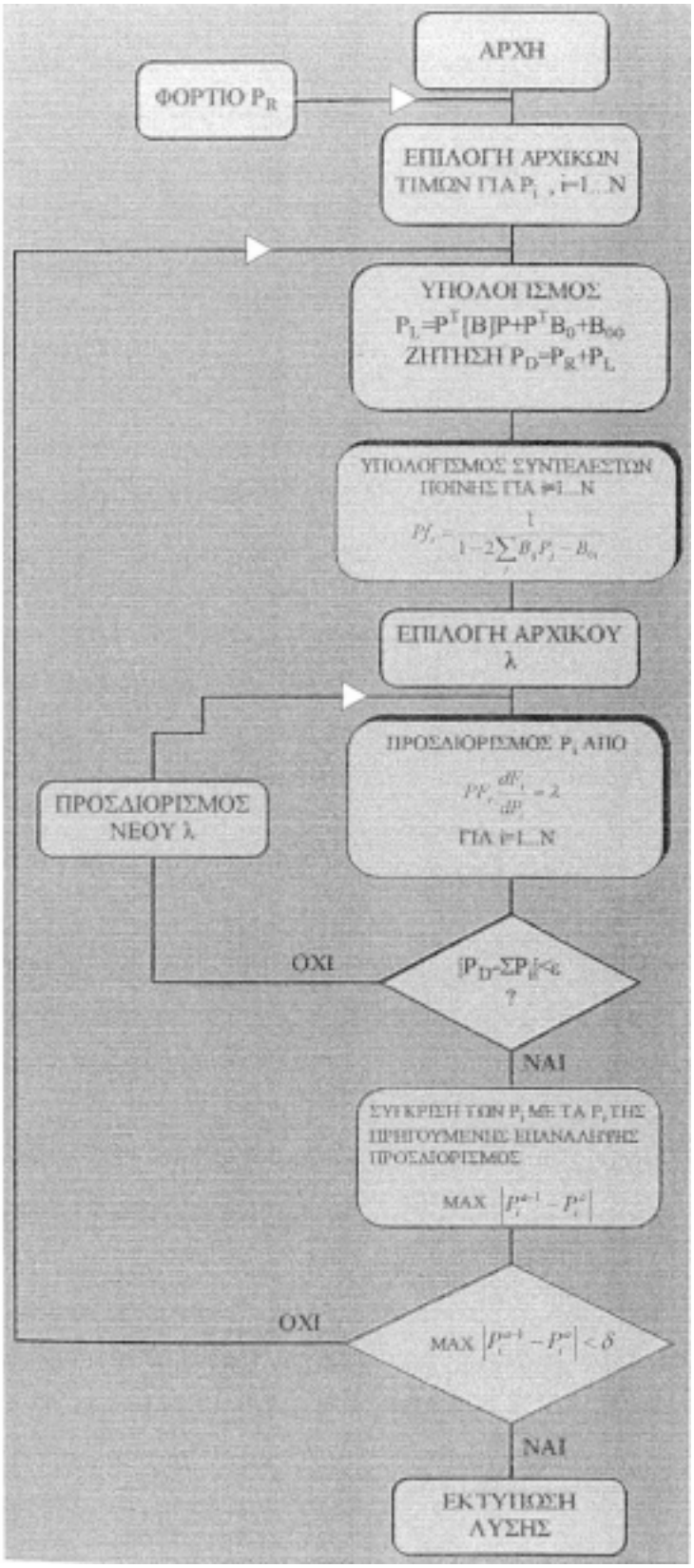
οπότε

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \cdot \left(2 \cdot \sum_{j=1}^{N} B_{ij} \cdot P_j + B_{0i} - 1 \right) = 0 \qquad (3.26)$$

και οι συντελεστές ποινής γίνονται:

$$Pf_i = \frac{1}{1 - 2 \cdot \sum_{j=1}^{N} B_{ij} \cdot P_j - B_{0i}} \qquad (3.27)$$

Η παρουσία των διαφορικών απωλειών περιπλέκει την επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας (3.26) αφού η εξίσωση $\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0$ περιέχει εκτός του όρου P_i και όλους τους όρους P_j. Ο αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου με απώλειες φαίνεται στο σχήμα 3.5.



Σχήμα 3.5 Αλγόριθμος οικονομικής κατανομής φορτίου με απώλειες.

Μπορούμε να πούμε ότι ο αλγόριθμος οικονομικής κατανομής φορτίου με απώλειες έχει τα ακόλουθα βήματα:

1. Στην αρχή επιλέγουμε εμπειρικά τις αρχικές τιμές για τις εξόδους των μονάδων παραγωγής P_i i=1,…,N, ώστε να καλύπτεται το συνολικό φορτίο και οι απώλειες μεταφοράς (υπολογίζονται με εκτίμηση).
2. Στη συνέχεια, αφού έχουμε προσδιορίσει τους συντελεστές B, υπολογίζουμε τις απώλειες μεταφοράς με τη βοήθεια της εξίσωσης (3.23). Οπότε η συνολική ζήτηση είναι: $P_D=P_R+P_L$, όπου P_R είναι το φορτίο και P_L οι απώλειες μεταφοράς.
3. Υπολογίζονται οι συντελεστές ποινής Pf_i , για i=1,…,N με χρήση της εξίσωσης (3.27).
4. Στη συνέχεια, επιλέγουμε μια αρχική τιμή για τον πολλαπλασιαστή Lagrange λ.
5. Επιλύουμε τις εξισώσεις συνεργασίας (3.22), οπότε προκύπτουν οι τιμές για τις εξόδους των μονάδων, P_i.
6. Εξετάζετε αν ικανοποιείται η εξίσωση διατήρησης ισχύος με ένα αποδεκτό σφάλμα ε. Αν δεν συμβαίνει αυτό, επιλέγουμε ένα νέο λ, μέχρι να επιτευχθεί η λύση για εκείνες τις τιμές εξόδου P_i που ικανοποιούν την εξίσωση διατήρησης της ισχύος.
7. Συγκρίνουμε τις προκύπτουσες τιμές για τις εξόδους P_i των μονάδων με τις αρχικές εμπειρικές τιμές που επιλέξαμε. Αν έχουμε επαναλήψεις, τότε συγκρίνονται οι τιμές των εξόδων των μονάδων της τρέχουσας επανάληψης με αυτές της προηγούμενης. Υπολογίζουμε τη ποσότητα: $MAX\left|P_i^{\alpha-1}-P_i^{\alpha}\right|$.
8. Εξετάζεται η συνθήκη $MAX\left|P_i^{\alpha-1}-P_i^{\alpha}\right|<\delta$ όπου α είναι ο αριθμός των επαναλήψεων και δ το αποδεκτό σφάλμα. Αν δεν πληρείται η συνθήκη μετά τη πρώτη επανάληψη, επαναλαμβάνονται τα βήματα από 2 ως 8 για τις επόμενες τιμές των εξόδων P_i, μέχρι να ικανοποιηθεί η συνθήκη. Όταν ικανοποιηθεί η συνθήκη, οι τιμές των εξόδων των μονάδων P_i αποτελούν τη λύση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου με απώλειες μεταφοράς και εκτυπώνονται τα αποτελέσματα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

4.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστεί μια εφαρμογή οικονομικής κατανομής φορτίου σ' ένα δίκτυο με εννέα (9) ζυγούς μέσω του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου (Economic Dispatch Program).

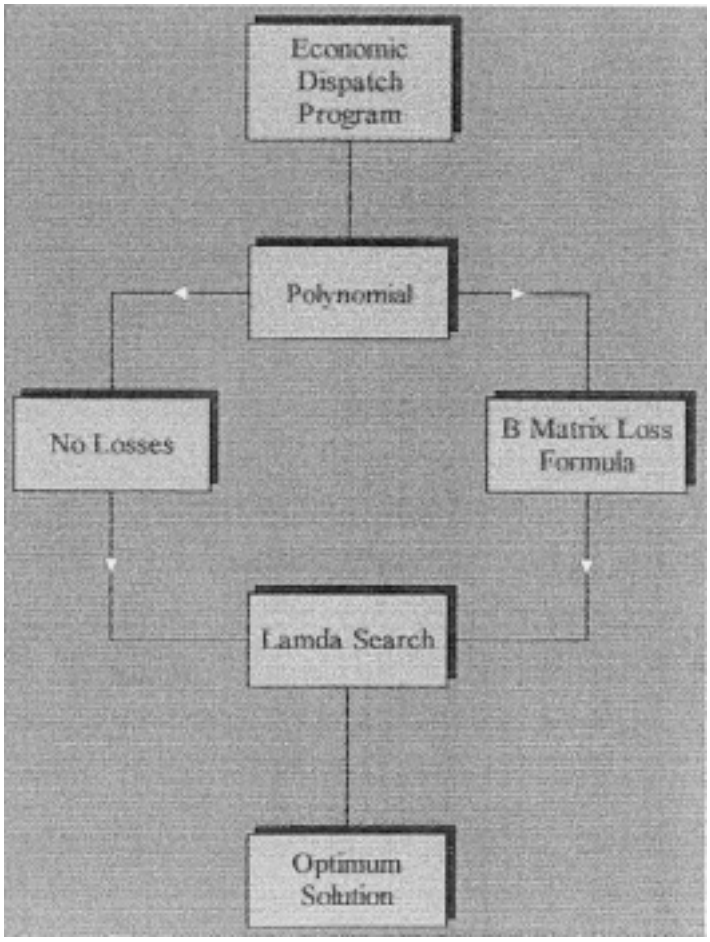
Αρχικά θα παρουσιαστεί το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου και θα εξετασθούν οι δυνατότητες του. Στη συνέχεια θα δοθούν το ενδεικτικό δίκτυο και τα χαρακτηριστικά μεγέθη του. Τέλος θα γίνει η εφαρμογή του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου στο δίκτυο και θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της εφαρμογής αυτής και τα βοηθητικά προγράμματα που απαιτούνται για την πλήρη εφαρμογή του προγράμματος στο δίκτυο.

4.2 Πρόγραμμα Οικονομικής Κατανομής Φορτίου (Economic Dispatch Program)

Το διάγραμμα ροής του συγκεκριμένου προγράμματος φαίνεται στο σχήμα 4.1. Όπως γίνεται αντιληπτό από το διάγραμμα ροής το πρόγραμμα χρησιμοποιεί πολυωνυμικές καμπύλες ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας H(P) για κάθε μονάδα του εκάστοτε συστήματος. Η κατανάλωση θερμότητας πρέπει να είναι της μορφής:

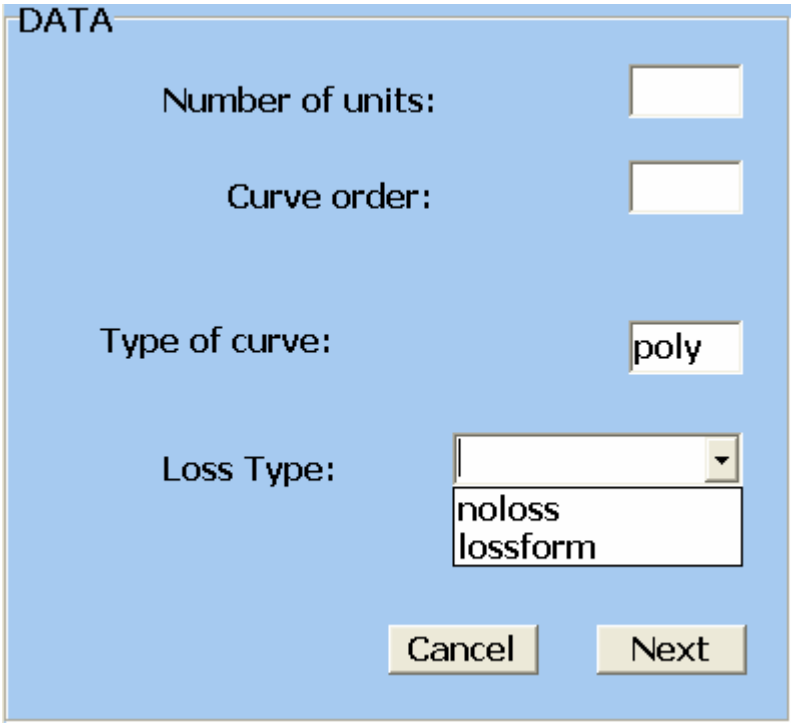
$$H(P) = a + b \cdot P + c \cdot P^2 + d \cdot P^3 + \ldots$$

δηλαδή πρέπει η κατανάλωση θερμότητας Η να γράφεται ως πολυωνυμική συνάρτηση της ισχύος εξόδου Ρ.



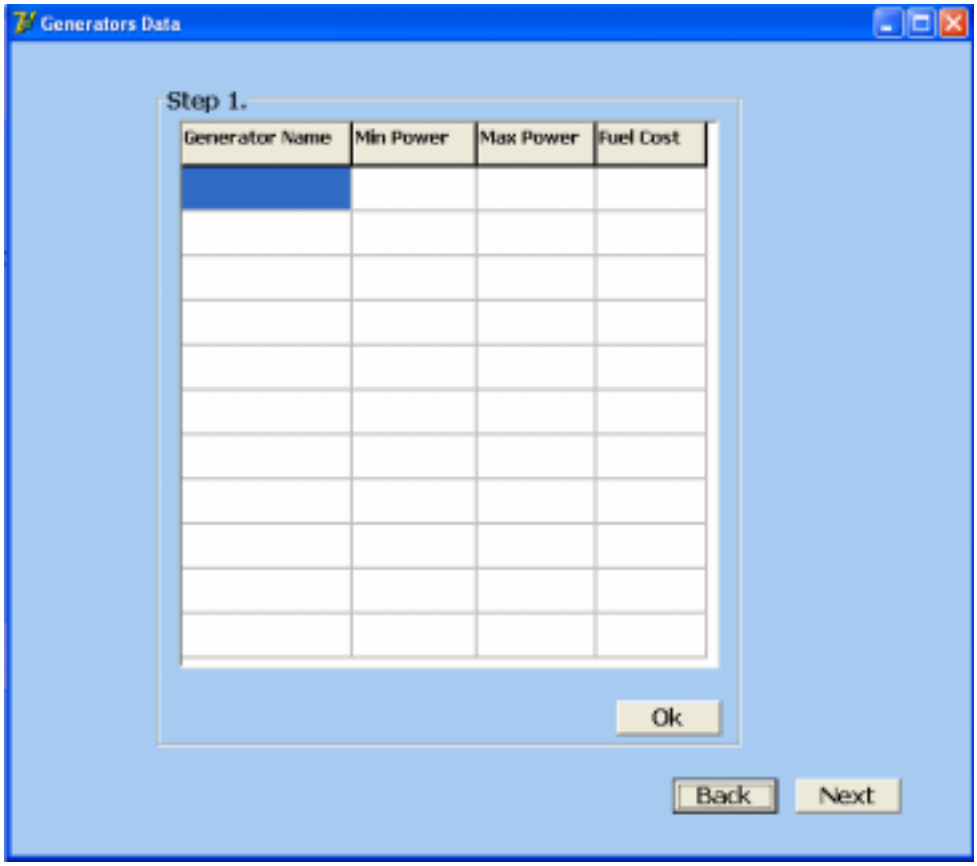
Σχήμα 4.1 Διάγραμμα ροής προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου.

Αρχικά ζητείται από το χρήστη η εισαγωγή κάποιων δεδομένων, όπως φαίνεται στο σχ. 4.2. Ο χρήστης εισάγει πρώτα των αριθμό των μονάδων παραγωγής που έχει το σύστημα (Number of units), στη συνέχεια το βαθμό της πολυωνυμικής συνάρτησης κατανάλωσης θερμότητας H(P) (Curve order). Π.χ. αν η κατανάλωση θερμότητας είναι της μορφής $H(P) = a + b \cdot P + c \cdot P^2$, η συνάρτηση είναι $2^{ου}$ βαθμού, οπότε στο σημείο που ζητείται ο βαθμός της καμπύλης κατανάλωσης θερμότητας, γράφουμε 2. Μας είναι ήδη γνωστό ότι η συνάρτηση H(P) είναι πολυωνυμική (Type of curve: poly). Στη συνέχεια ο χρήστης μπορεί να επιλέξει να λύσει το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου, χωρίς ή με το να συμπεριλάβει τις απώλειες μεταφοράς.



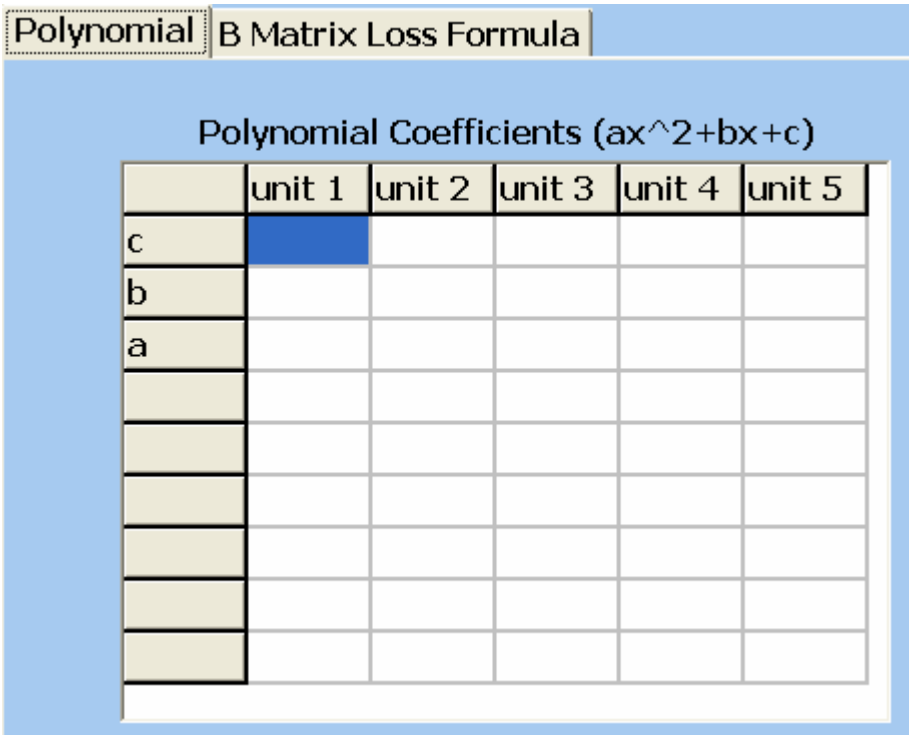
Σχήμα 4.2 Εισαγωγή βασικών δεδομένων του προβλήματος.

Στη συνέχεια ζητείται από το χρήστη να εισάγει ορισμένα χαρακτηριστικά μεγέθη των μονάδων παραγωγής, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.3. Στη στήλη "Generator Name" γράφουμε το όνομα της μονάδας παραγωγής. Στη στήλη "Min Power" γράφουμε την ελάχιστη ισχύ εξόδου της μονάδας σε MW, ενώ στη στήλη "Max Power" την μέγιστη ισχύ εξόδου της μονάδας σε MW. Στη στήλη "Fuel cost" εισάγουμε το κόστος του καυσίμου σε (νομισματική μονάδα / μονάδα θερμότητας). Π.χ. αν η κατανάλωση θερμότητας Η είναι σε μονάδες (Gcal/h) και χρησιμοποιούμε ως νόμισμα το ευρώ (€), τότε εισάγουμε το κόστος καυσίμου σε μονάδες (€/Gcal). Αν η κατανάλωση θερμότητας είναι σε μονάδες (Mbtu/h) και έχουμε ως νόμισμα το δολάριο ($), τότε γράφουμε το κόστος καυσίμου με μονάδες ($/Mbtu).



Σχήμα 4.3 Εισαγωγή χαρακτηριστικών κάθε μονάδας.

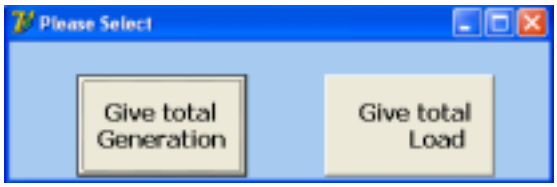
Μετά ζητείται από το χρήστη, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.4, να εισάγει, για την επιλογή "Polynomial", τους συντελεστές της πολυωνυμικής καμπύλης της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας H(P) (a, b, c, …), δηλαδή τους συντελεστές της συνάρτησης $H(P) = a + b \cdot P + d \cdot P^2 + e \cdot P^3 + \ldots$. Ο αριθμός των συντελεστών εξαρτάται από τον αριθμό των μονάδων. Για να λειτουργήσει σωστά το πρόγραμμα πρέπει ο αριθμός των μονάδων παραγωγής να ισούται ή να είναι μεγαλύτερος από τον αριθμό των συντελεστών της συνάρτησης H(P). Π.χ. αν έχουμε 4 μονάδες παραγωγής, μπορούμε να εισάγουμε μέχρι 4 συντελεστές της συνάρτησης H(P) για κάθε μονάδα, οπότε και η πολυωνυμική συνάρτηση H(P) μπορεί να είναι μέχρι $3^{ου}$ βαθμού, ώστε να έχει 4 συντελεστές κ.ο.κ. Αν εισάγουμε το μέγιστο αριθμό συντελεστών που μας επιτρέπει το πρόγραμμα, παίρνουμε τη λύση με τη μεγαλύτερη δυνατή ακρίβεια. Οι συντελεστές συμπληρώνονται κάθετα ξεκινώντας από τον σταθερό όρο (σχήμα 4.4). Ο μέγιστος αριθμός μονάδων που επιτρέπεται να περιέχονται στο σύστημα είναι εννέα, ίσος με τον μέγιστο αριθμό συντελεστών της H(P) (άρα ο μέγιστος βαθμός του πολυωνύμου H(P) είναι 8).

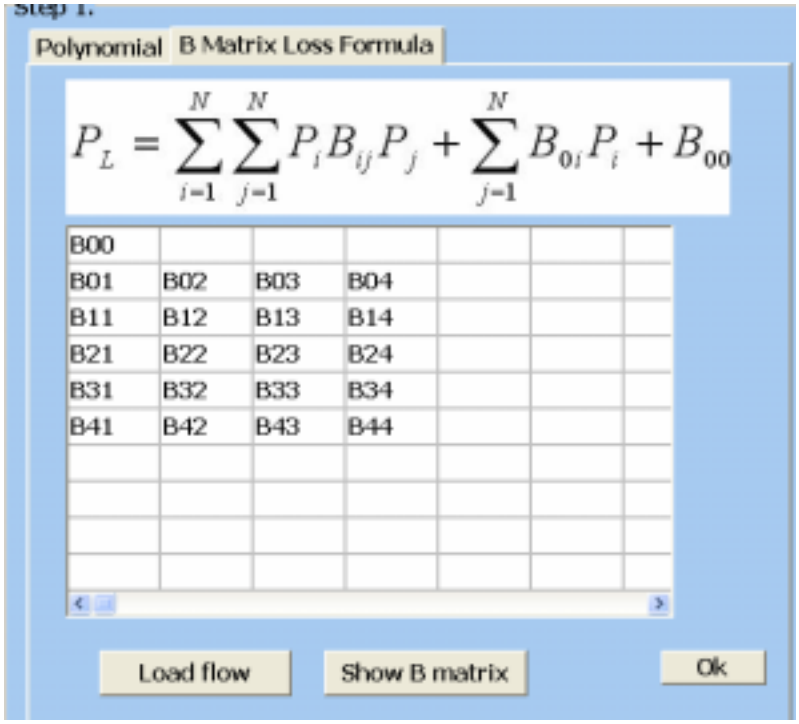


Σχήμα 4.4 Εισαγωγή των συντελεστών της πολυωνυμικής καμπύλης κατανάλωσης θερμότητας H(P).

Αν έχουμε συμπεριλάβει στο πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου τις απώλειες μεταφοράς, τότε στην επιλογή "B Matrix Loss Formula" γράφουμε τους συντελεστές B του συστήματος. Στο σχήμα 4.5 φαίνεται ο τρόπος εισαγωγής των συντελεστών B για ένα σύστημα 4 μονάδων. Ουσιαστικά στην επιλογή αυτή εισάγουμε την εξίσωση απωλειών P_L, συμπληρώνοντας τους συντελεστές της εξίσωσης $P_L = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j + \sum_{i=1}^{N} B_{0i} \cdot P_i + B_{00}$. Η διαδικασία υπολογισμού των συντελεστών B παρουσιάζεται στις ενότητες 4.4.3 και 4.4.4.

Στη συνέχεια ο χρήστης επιλέγει "continue" από το μενού επιλογών και λίγο πριν ξεκινήσει η εκτέλεση του προγράμματος, ζητείται να επιλέξει ο χρήστης τη συνολική παραγωγή του συστήματος (Give total Generation) ή το συνολικό φορτίο του συστήματος (Give total Load).





Σχήμα 4.5. Τρόπος εισαγωγής συντελεστών Β.

Για να γίνει αντιληπτή η διαφορά μεταξύ αυτών των δύο επιλογών, θα δώσουμε ένα απλό παράδειγμα. Έστω ότι έχουμε ένα σύστημα με τρεις γεννήτριες οι οποίες παράγουν ισχύ P_1, P_2, P_3 αντίστοιχα για να καλύψουν το συνολικό φορτίο P_{total} του συστήματος. Επίσης οι απώλειες μεταφοράς του συστήματος είναι P_{losses}. Αν επιλέξουμε να δώσουμε ως τιμή συνολικής παραγωγής τα 200 MW, τότε το πρόγραμμα θα υπολογίσει τις βέλτιστες εξόδους με την προϋπόθεση:

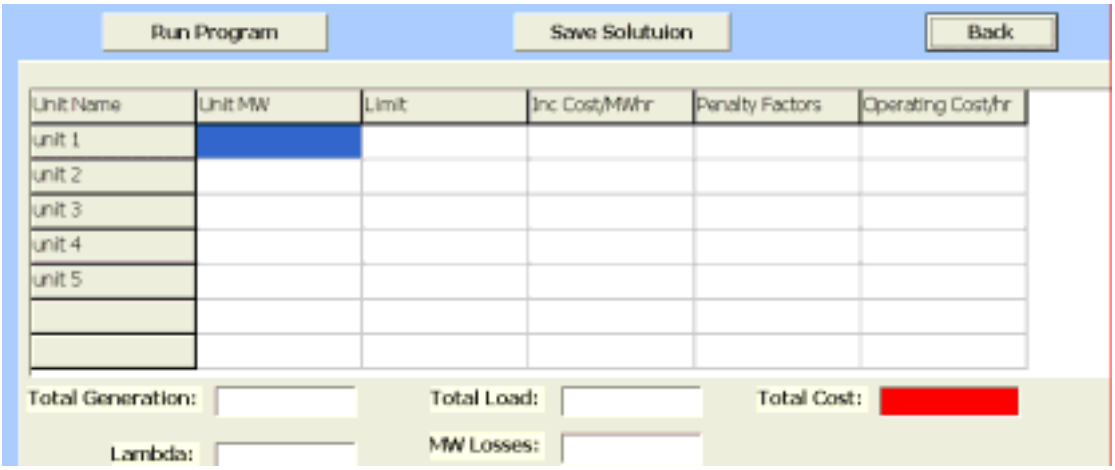
$$P_1 + P_2 + P_3 = 200 \text{ MW}$$

Ενώ αν επιλέξουμε να δώσουμε τιμή συνολικού φορτίου τα 200 MW, τότε το πρόγραμμα θα υπολογίσει τις βέλτιστες εξόδους με την προϋπόθεση:

$$P_1 + P_2 + P_3 = 200 \text{ MW} + P_{losses}$$

δηλαδή οι μονάδες θα πρέπει να καλύψουν το συνολικό φορτίο συν τις απώλειες μεταφοράς του συστήματος. Αν $P_{losses}=0$, τότε τα αποτελέσματα που θα δώσει το πρόγραμμα και για τις δύο επιλογές θα είναι τα ίδια.

Τέλος, επιλέγουμε "Run Program", εκτελείται το πρόγραμμα και παίρνουμε τα αποτελέσματα στη φόρμα που φαίνεται στο σχήμα 4.6. Έχουμε και τη δυνατότητα να αποθηκεύσουμε την εκάστοτε λύση του προβλήματος σε αρχείο με την επιλογή "Save Solution".



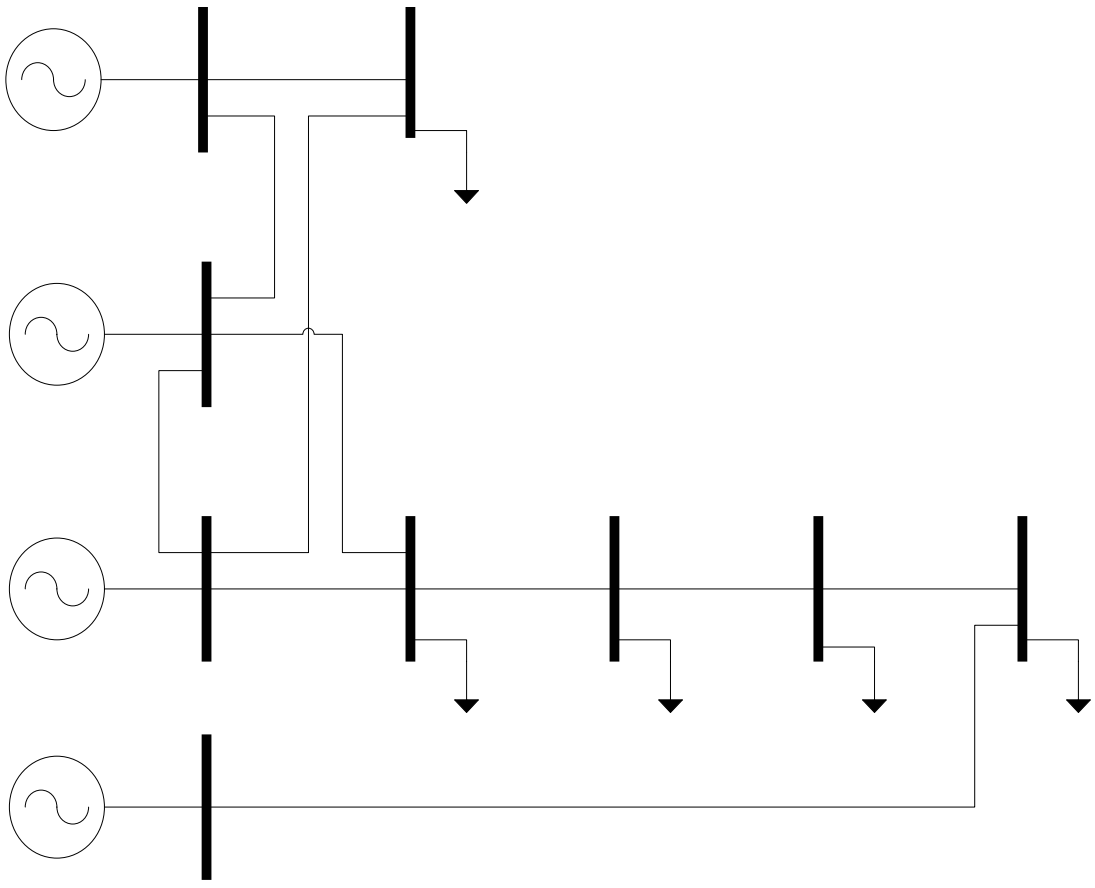
Σχήμα 4.6 Φόρμα αποτελεσμάτων.

Στη στήλη "Unit MW" φαίνεται η ισχύς εξόδου της κάθε γεννήτριας σε MW. Στη στήλη "Limit" φαίνεται αν η μονάδα λειτουργεί στο όριο min ή max. Στη "Inc Cost/MWhr" δίνεται το διαφορικό κόστος λειτουργίας της κάθε μονάδας, στη "Penalty Factors" οι συντελεστές ποινής των μονάδων $Pf_{i,}$ στη "Operating Cost/hr" το ωριαίο κόστος λειτουργίας.

Στο πεδίο "Total Generation" εμφανίζεται η συνολική ισχύς των μονάδων σε MW, στο πεδίο "Lambda" το διαφορικό κόστος με το οποίο λειτουργεί το σύστημα ή αλλιώς ο πολλαπλασιαστής LaGrange, στο "Total Load" το συνολικό φορτίο του συστήματος, στο "MW Losses" οι απώλειες μεταφοράς και στο "Total Cost" το συνολικό ωριαίο κόστος λειτουργίας.

4.3 Δίκτυο δοκιμών

Το δίκτυο, πάνω στο οποίο θα εφαρμοστεί το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου, φαίνεται στο σχήμα 4.7. Περιέχει 4 μονάδες παραγωγής και 9 ζυγούς. Τα δεδομένα του δικτύου δοκιμών παρουσιάζονται στην παρακάτω ενότητα.



Σχήμα 4.7 Δίκτυο δοκιμών.

4.3.1 Δεδομένα δικτύου δοκιμών

Τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής παρουσιάζονται στους πίνακες 4.1 έως 4.5, ενώ τα χαρακτηριστικά μεγέθη των γραμμών του δικτύου δίνονται στον πίνακα 4.6.

Μονάδα	Max P (MW)	Min P (MW)	Max Q (Mvar)	Min Q (Mvar)	Regulated Voltage Setpoint	Καύσιμο	Κόστος Καυσίμου (€/Gcal)
Μεγαλόπολη III	280	152	100	-96,4	1,056 pu	Λιγνίτης	10,3
Μεγαλόπολη IV	280,7	150,7	110,2	-124,8	1,06 pu	Λιγνίτης	10,3
Λαύριο II	291,9	121,9	206,4	-237,8	1,062 pu	Μαζούτ	16,7
Αλιβέρι IV	150	61,3	102,5	-98,4	1,034 pu	Μαζούτ	16,7

Πίνακας 4.1 Στοιχεία μονάδων παραγωγής δικτύου.

Μονάδα	Συνάρτηση ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας H(P) (Gcal/h)
Μεγαλόπολη III	$H(P) = 7{,}81872 + 2{,}25722 \times P - 0{,}00249148 \times P^2 + 4{,}93508 \times 10^{-6} \times P^3$
Μεγαλόπολη IV	$H(P) = 23{,}2222 + 1{,}77815 \times P - 0{,}000209877 \times P^2 + 8{,}23045 \times 10^{-7} \times P^3$
Λαύριο II	$H(P) = 25 + 1{,}97611 \times P - 0{,}00152778 \times P^2 + 3{,}39506 \times 10^{-6} \times P^3$
Αλιβέρι IV	$H(P) = 10 + 2{,}05444 \times P - 0{,}003888 \times P^2 + 0{,}000017284 \times P^3$

Πίνακας 4.2 Ωριαία κατανάλωση θερμότητας μονάδων παραγωγής.

Μονάδα	Συνάρτηση ωριαίου κόστους λειτουργίας F(P) (€/h)
Μεγαλόπολη III	$F(P) = 80{,}53281 + 23{,}24936 \times P - 0{,}025662 \times P^2 + 5{,}08313 \times 10^{-5} \times P^3$
Μεγαλόπολη IV	$F(P) = 239{,}18866 + 18{,}31494 \times P - 0{,}00216173 \times P^2 + 8{,}47736 \times 10^{-6} \times P^3$
Λαύριο II	$F(P) = 417{,}5 + 33{,}001037 \times P - 0{,}02551393 \times P^2 + 5{,}66975 \times 10^{-5} \times P^3$
Αλιβέρι IV	$F(P) = 167 + 34{,}309148 \times P - 0{,}0649296 \times P^2 + 0{,}000288643 \times P^3$

Πίνακας 4.3 Ωριαίο κόστος λειτουργίας μονάδων παραγωγής.

Μονάδα	Συνάρτηση Διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας dH/dP (Gcal/MWh)
Μεγαλόπολη III	$\frac{dH(P)}{dP} = 2{,}25722 - 0{,}00498296 \times P + 1{,}48052 \times 10^{-5} \times P^2$
Μεγαλόπολη IV	$\frac{dH(P)}{dP} = 1{,}77815 - 0{,}000419754 \times P + 2{,}46914 \times 10^{-6} \times P^2$
Λαύριο ΙΙ	$\frac{dH(P)}{dP} = 1{,}97611 - 0{,}00305556 \times P + 1{,}01852 \times 10^{-5} \times P^2$
Αλιβέρι IV	$\frac{dH(P)}{dP} = 2{,}05444 - 0{,}00776 \times P + 0{,}000051852 \times P^2$

Πίνακας 4.4 Διαφορική κατανάλωση θερμότητας μονάδων παραγωγής.

Μονάδα	Συνάρτηση Διαφορικού κόστους λειτουργίας dF/dP (€/MWh)
Μεγαλόπολη III	$\frac{dF(P)}{dP} = 23{,}249366 - 0{,}0513245 \times P + 0{,}00015249 \times P^2$
Μεγαλόπολη IV	$\frac{dF(P)}{dP} = 18{,}314945 - 0{,}0043235 \times P + 2{,}5432 \times 10^{-5} \times P^2$
Λαύριο ΙΙ	$\frac{dF(P)}{dP} = 33{,}001037 - 0{,}051027852 \times P + 1{,}70093 \times 10^{-4} \times P^2$
Αλιβέρι IV	$\frac{dF(P)}{dP} = 34{,}309148 - 0{,}1298592 \times P + 8{,}6593 \times 10^{-4} \times P^2$

Πίνακας 4.5 Διαφορικό κόστος λειτουργίας μονάδων παραγωγής.

Από Ζυγό	Προς Ζυγό	R	X	Susceptance B	Current rating Όριο φόρτισης	Current limit Όριο ρεύματος
1	2	3,797 Ω	35,984 Ω	403,4141 μS	632 MVA	960 A
		0,00263 pu	0,02492 pu	0,58253 pu	6,32 pu	6,31 pu
1	3	1,66 Ω	15,725 Ω	176,38 μS	688 MVA	1046 A
		0,00115 pu	0,01089 pu	0,25469 pu	6,88 pu	6,88 pu
2	4	3,696 Ω	34,99 Ω	392,35 μS	946 MVA	1437 A
		0,00256 pu	0,02423 pu	0,56656 pu	9,46 pu	9,458 pu
3	4	0,51 Ω	4,895 Ω	54,82 μS	1264 MVA	1920 A
		0,00035 pu	0,00339 pu	0,07916 pu	12,64 pu	12,63 pu
3	5	4,4 Ω	41,63 Ω	466,7 μS	1189 MVA	1806 A
		0,00305 pu	0,02883 pu	0,67392 pu	11,89 pu	11,88 pu
5	6	5,314 Ω	50,308 Ω	564,09 μS	1264 MVA	1920 A
		0,00368 pu	0,03484 pu	0,81455 pu	12,64 pu	12,63 pu
5	4	4,288 Ω	40,63 Ω	455,63 μS	1029 MVA	1563 A
		0,00297 pu	0,02814 pu	0,65794 pu	10,29 pu	10,28 pu
6	7	2,7 Ω	25,617 Ω	287,2 μS	1264 MVA	1920 A
		0,00187 pu	0,01774 pu	0,41473 pu	12,64 pu	12,63 pu
7	8	0,5776 Ω	5,5 Ω	61,68 μS	1264 MVA	1920 A
		0,0004 pu	0,00381 pu	0,08908 pu	12,64 pu	12,63 pu
8	9	1,21 Ω	11,58 Ω	128,65 μS	1264 MVA	1920 A
		0,00084 pu	0,00802 pu	0,18578 pu	12,64 pu	12,63 pu

Πίνακας 4.6 Χαρακτηριστικά μεγέθη των γραμμών του δικτύου.

Ως βάση, για τα μεγέθη που παρουσιάζονται σε pu σύστημα, παίρνουμε για το συγκεκριμένο δίκτυο τις ποσότητες:

$$|V_b| = 380kV$$

$$|S_b| = 100MVA$$

$$|Z_b| = \frac{|V_b|^2}{|S_b|} = \frac{380^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^6} = 1444\Omega$$

$$|Y_b| = \frac{1}{1444} = 6{,}925 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

$$|I_b| = \frac{|S_b|}{\sqrt{3} \cdot |V_b|} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 10^3} = 151{,}93A$$

Στη συνέχεια από τις χαρακτηριστικές συναρτήσεις των μονάδων που παρουσιάστηκαν στους πίνακες 4.2 έως 4.5, παίρνουμε για κάθε μονάδα, τιμές για την ωριαία κατανάλωση θερμότητας, το ωριαίο κόστος λειτουργίας, τη διαφορική κατανάλωση θερμότητας και για το διαφορικό κόστος λειτουργίας, συναρτήσει της ισχύος εξόδου των μονάδων.

Μεγαλόπολη ΙΙΙ				
Ισχύς εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση θερμότητας H (Gcal/h)**	**Διαφορική κατανάλωση θερμότητας dH/dP (Gcal/MWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Διαφορικό κόστος λειτουργίας dF/dP (€/MWh)**
152	310,6841	1,8418703	3200,045813	18,971265
170	343,7884	1,8379882	3541,020479	18,931279
190	380,5978	1,8449268	3920,157399	19,002746
200	399,0842	1,8528376	4110,566848	19,084227
210	417,6644	1,8637095	4301,943607	19,196208
240	474,2648	1,9140914	4884,927625	19,715142
260	513,0108	1,9624846	5284,011632	20,213592
280	552,8432	2,022722	5694,284591	20,834037

Πίνακας 4.7 Τιμές χαρακτηριστικών μεγεθών για τη μονάδα Μεγαλόπολη ΙΙΙ.

Μεγαλόπολη IV				
Ισχύς εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση θερμότητας H (Gcal/h)**	**Διαφορική κατανάλωση θερμότητας dH/dP (Gcal/MWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Διαφορικό κόστος λειτουργίας dF/dP (€/MWh)**
150,7	289,2398	1,7709683	2979,170383	18,240974
170	323,4859	1,7781498	3331,90451	18,314943
190	359,1394	1,7875325	3699,135881	18,411585
210	395,0003	1,7988905	4068,503544	18,528572
230	431,1082	1,8122238	4440,414411	18,665905
250	467,5025	1,8275324	4815,275396	18,823584
270	504,2227	1,8448164	5193,493413	19,001609
280,7	524,0155	1,8548743	5397,359677	19,105206

Πίνακας 4.8 Τιμές χαρακτηριστικών μεγεθών για τη μονάδα Μεγαλόπολη IV.

Λαύριο II				
Ισχύς εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση θερμότητας H (Gcal/h)**	**Διαφορική κατανάλωση θερμότητας dH/dP (Gcal/MWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Διαφορικό κόστος λειτουργίας dF/dP (€/MWh)**
121,9	249,3354	1,754985	4163,900508	29,30825
140	281,027	1,7479611	4693,150176	29,190951
160	315,9726	1,747961	5276,742383	29,190949
190	368,5948	1,7632386	6155,532468	29,446085
210	404,0497	1,7836088	6747,629199	29,786268
230	439,9934	1,8121272	7347,890331	30,262525
250	476,5891	1,8487938	7959,037344	30,874856
270	513,9995	1,8936084	8583,791716	31,623261
291,9	556,0914	1,9520265	9286,725989	32,598843

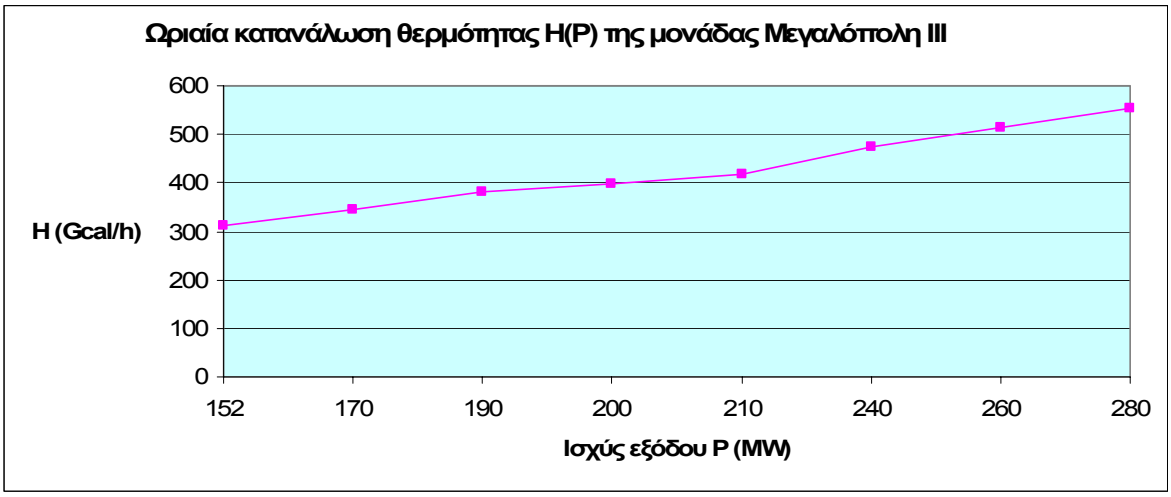
Πίνακας 4.9 Τιμές χαρακτηριστικών μεγεθών για τη μονάδα Λαύριο II.

Αλιβέρι IV				
Ισχύς εξόδου P (MW)	**Ωριαία κατανάλωση θερμότητας H (Gcal/h)**	**Διαφορική κατανάλωση θερμότητας dH/dP (Gcal/MWh)**	**Ωριαίο κόστος λειτουργίας F (€/h)**	**Διαφορικό κόστος λειτουργίας dF/dP (€/MWh)**
61,3	125,3086	1,7726149	2092,653293	29,60267
80	158,3214	1,7642128	2643,967514	29,462354
100	193,848	1,79536	3237,2616	29,982512
110	211,9486	1,8264892	3539,541687	30,50237
120	230,4124	1,8679888	3847,886278	31,195413
130	249,3429	1,9198588	4164,027232	32,061642
150	289,0195	2,05471	4826,62565	34,313657

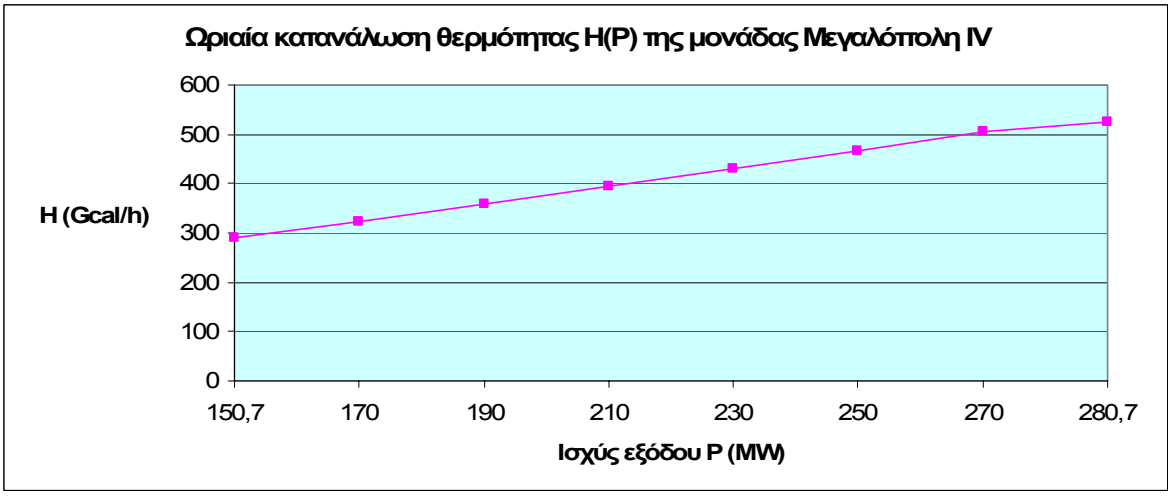
Πίνακας 4.10 Τιμές χαρακτηριστικών μεγεθών για τη μονάδα Αλιβέρι IV.

Από τα στοιχεία των πινάκων 4.7 – 4.10, παίρνουμε τις αντίστοιχες καμπύλες α) ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας, (β) ωριαίου κόστους λειτουργίας, (γ) διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας και (δ) διαφορικού κόστους λειτουργίας για κάθε μονάδα του δικτύου δοκιμών που εξετάζουμε:

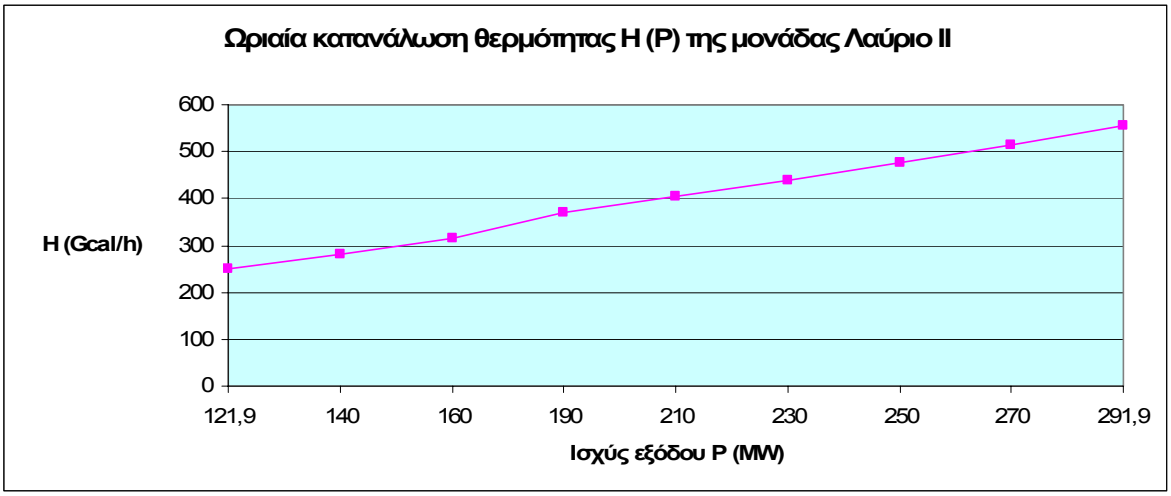
α) Καμπύλες ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας των μονάδων του δικτύου.



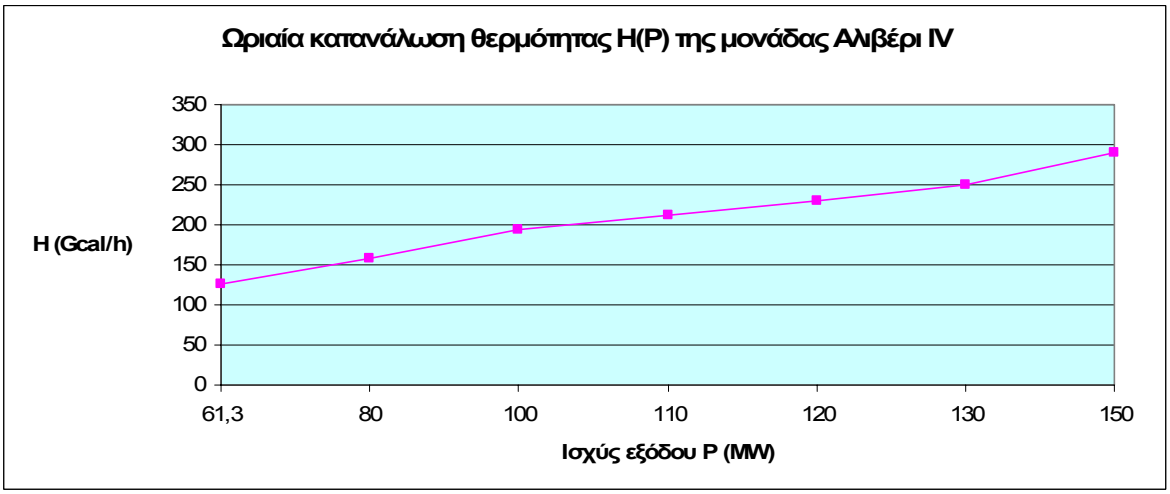
Σχήμα 4.8



Σχήμα 4.9

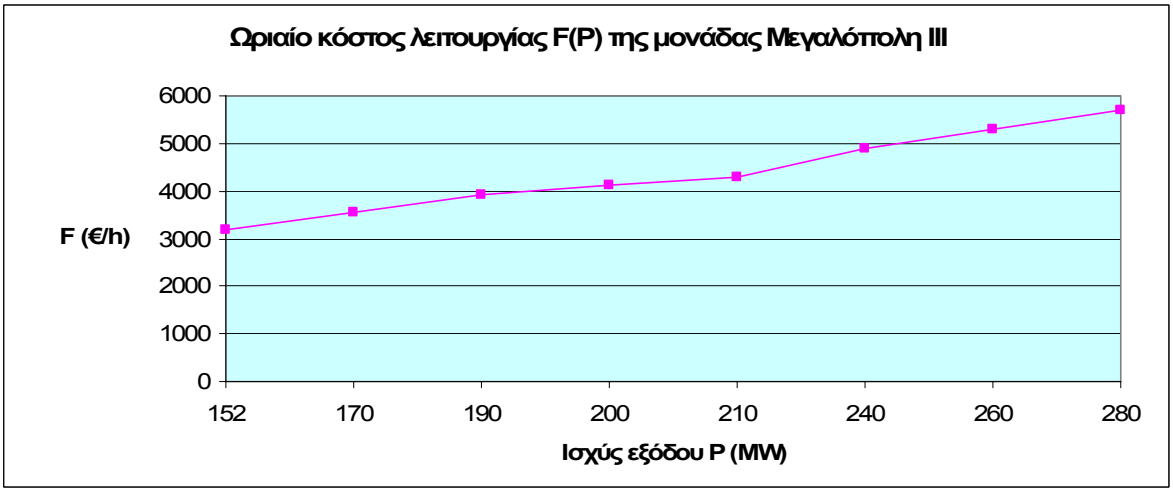


Σχήμα 4.10

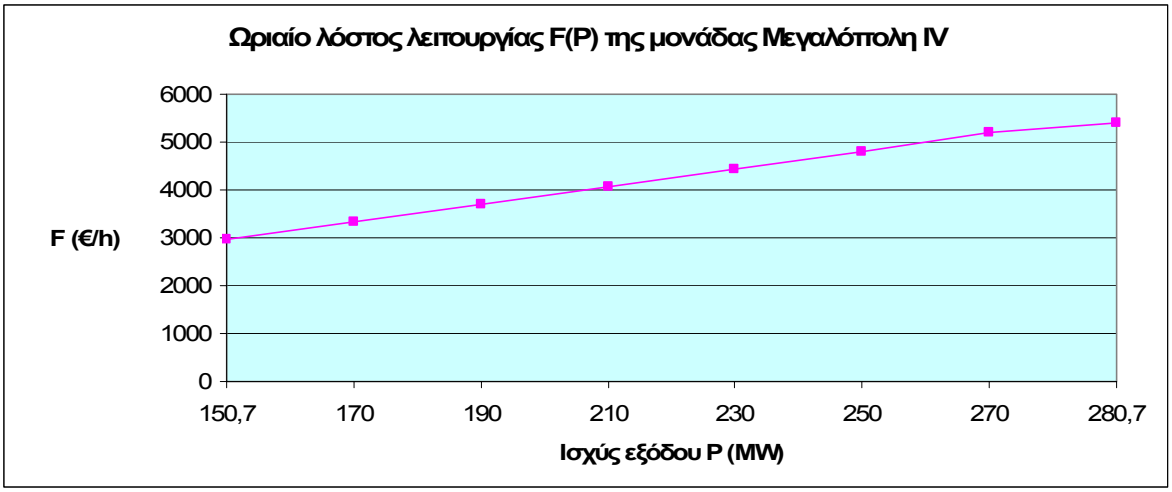


Σχήμα 4.11

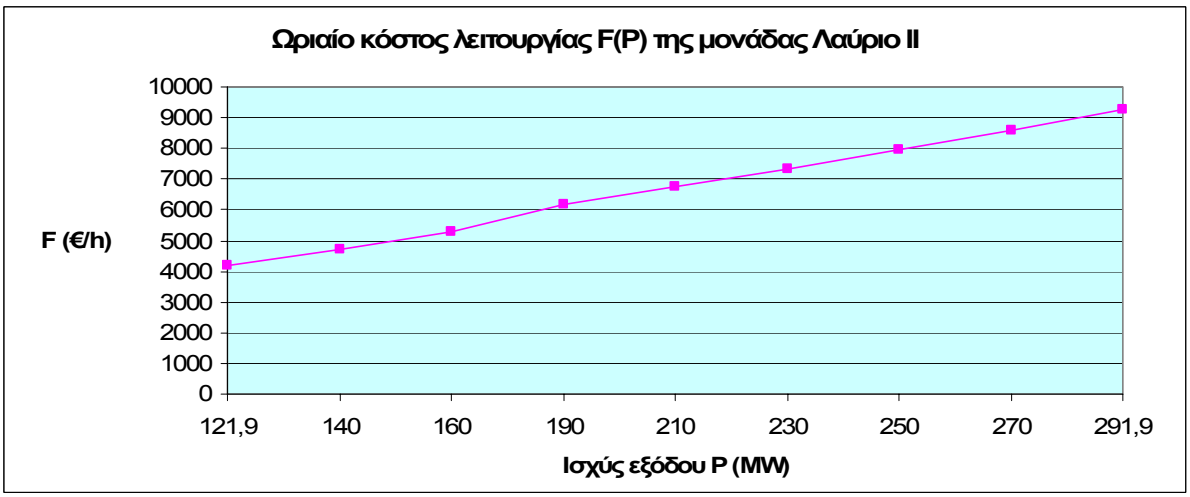
β) Καμπύλες ωριαίου κόστους λειτουργίας των μονάδων του δικτύου



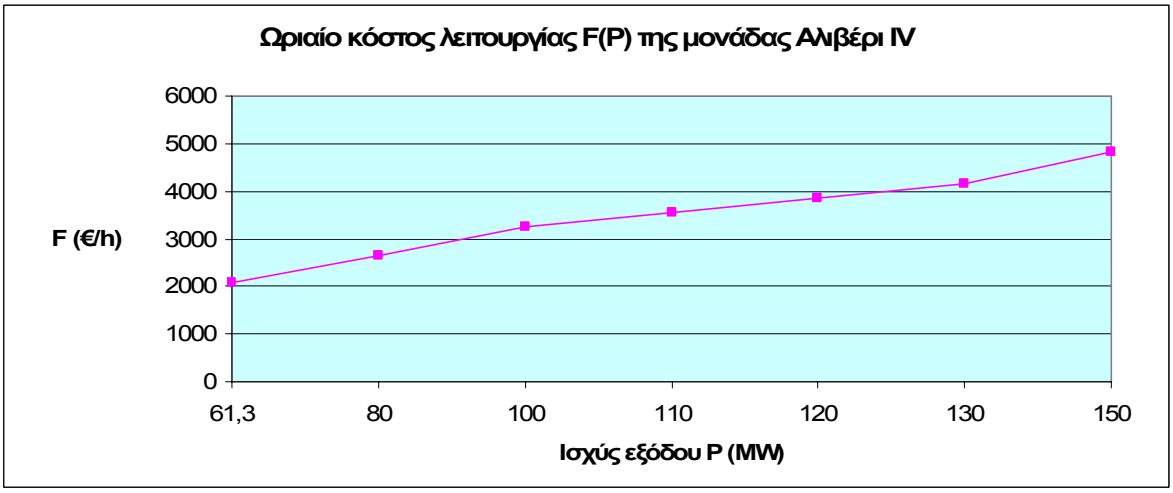
Σχήμα 4.12



Σχήμα 4.13

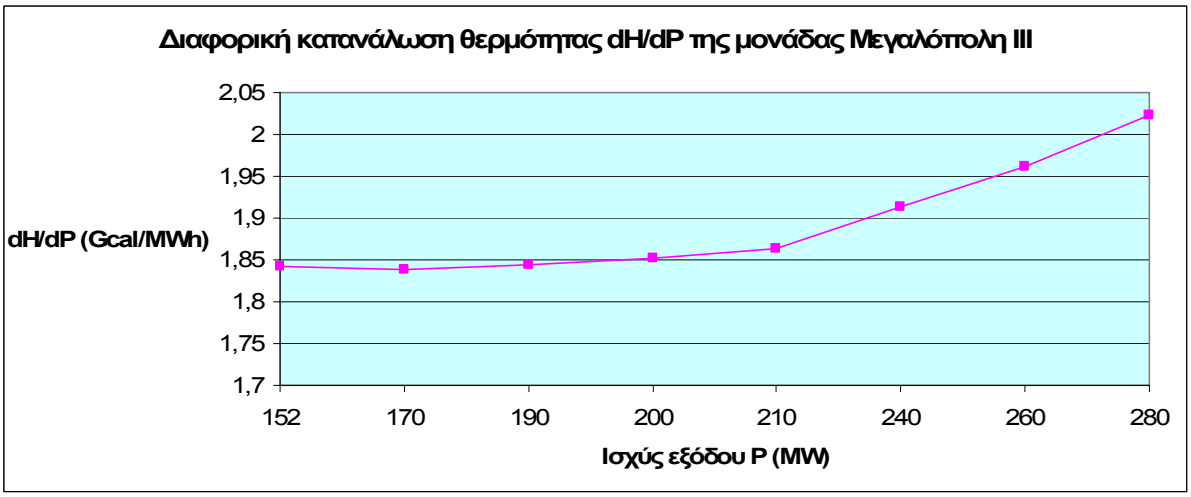


Σχήμα 4.14

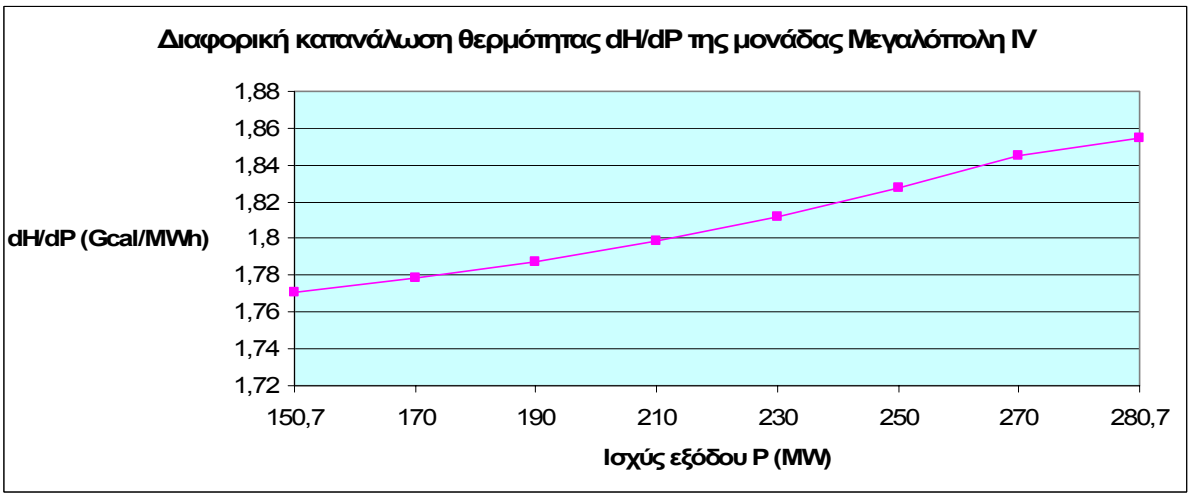


Σχήμα 4.15

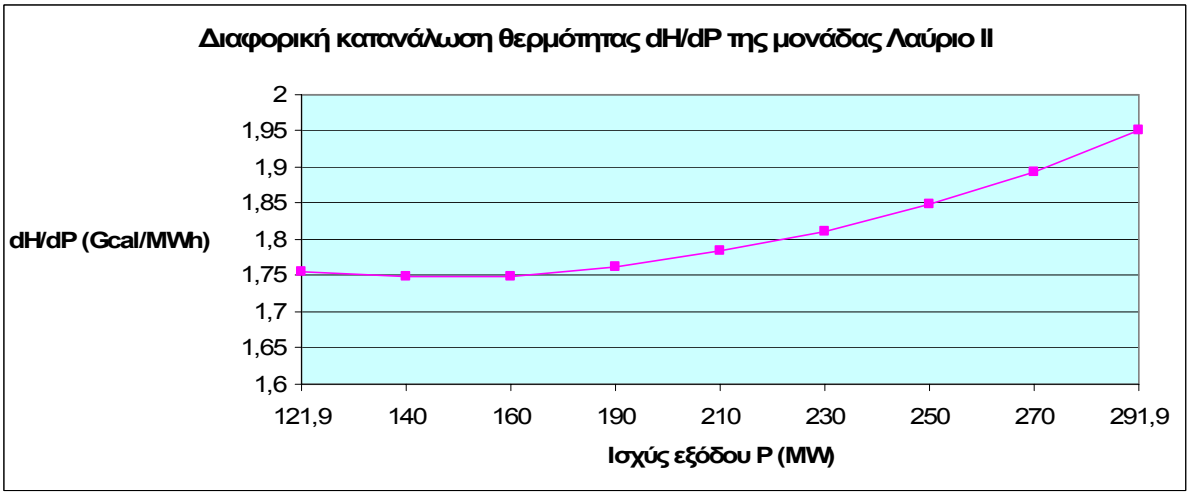
γ) Καμπύλες διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας των μονάδων του δικτύου



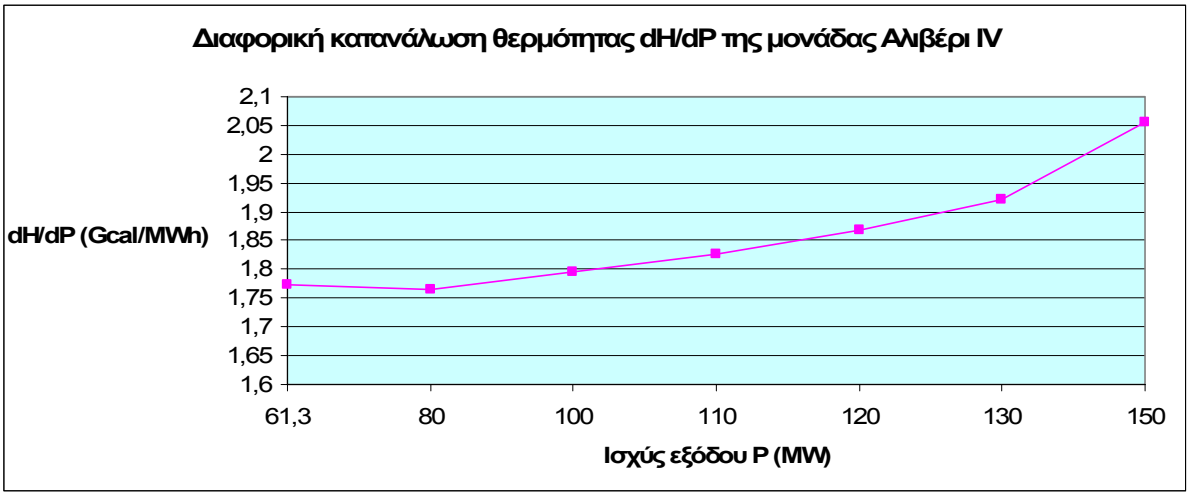
Σχήμα 4.16



Σχήμα 4.17

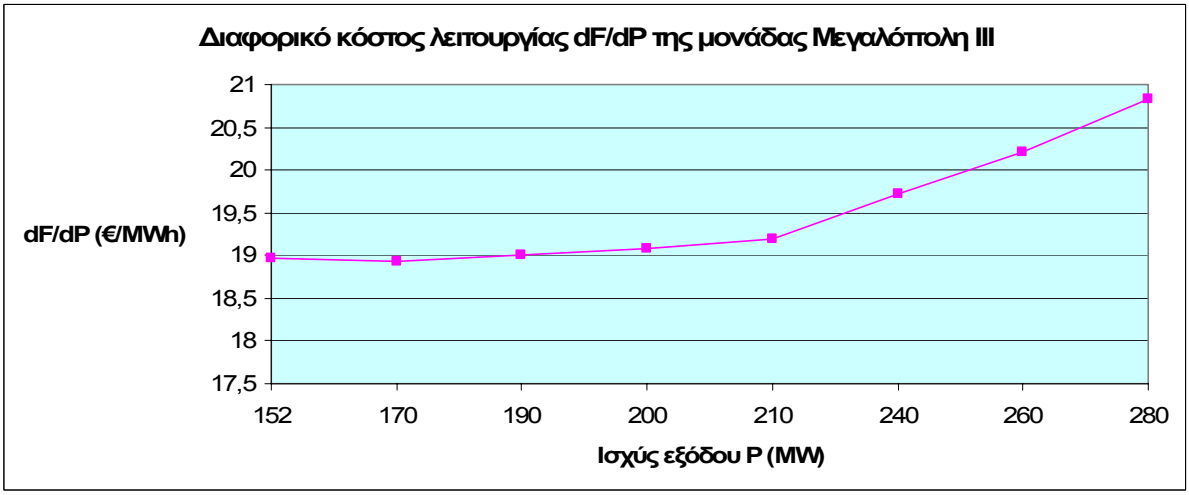


Σχήμα 4.18

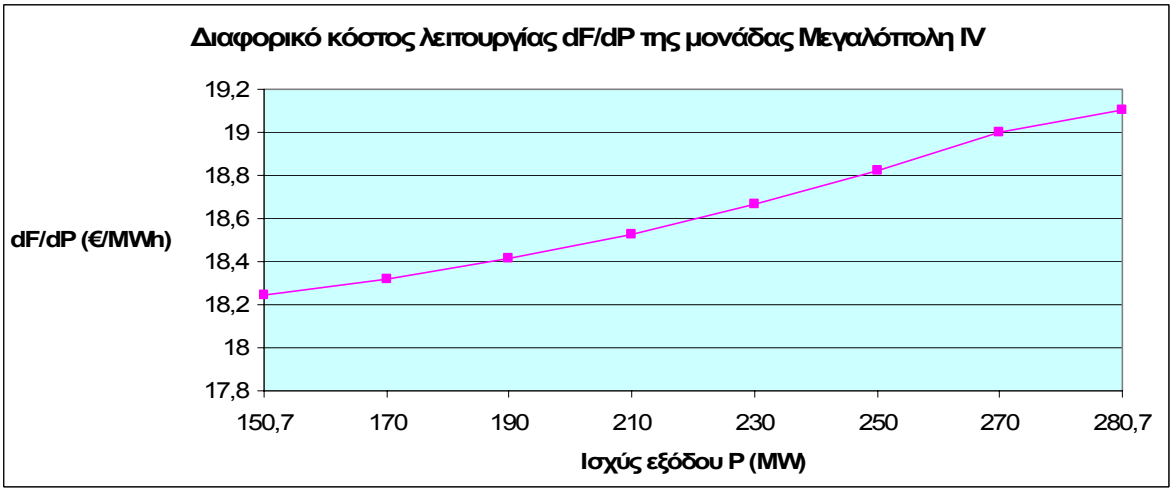


Σχήμα 4.19

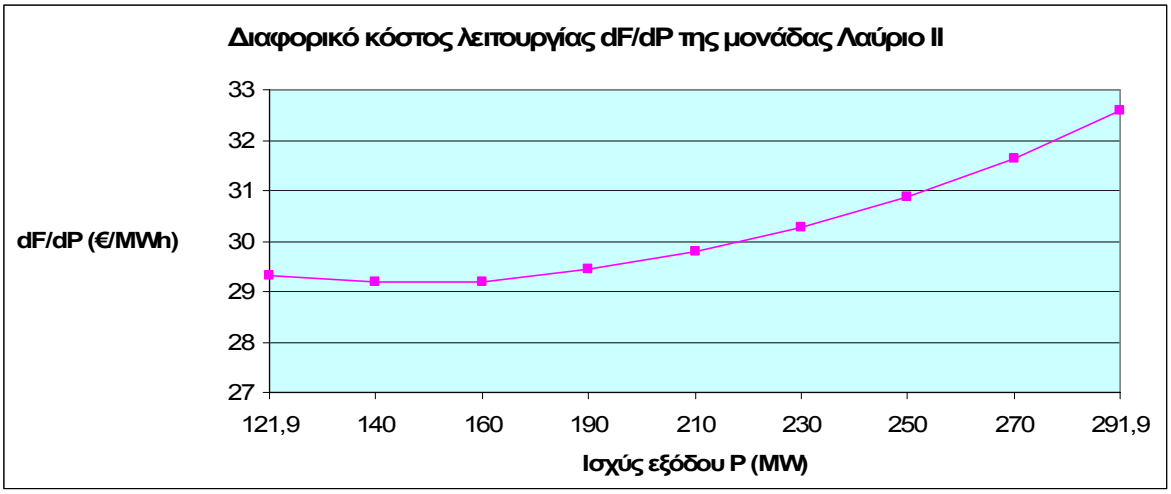
δ) Καμπύλες διαφορικού κόστους λειτουργίας των μονάδων του δικτύου



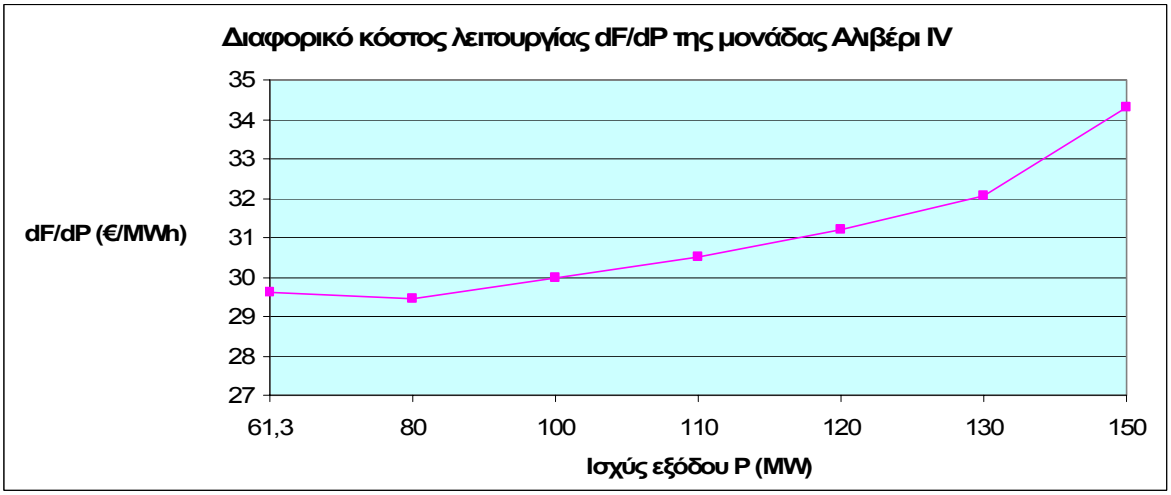
Σχήμα 4.20



Σχήμα 4.21



Σχήμα 4.22



Σχήμα 4.23

4.4 Εφαρμογή του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου

Στη συνέχεια θα γίνει εφαρμογή του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου (Economic Dispatch Program) στο δίκτυο δοκιμών (σχ. 4.7), αρχικά χωρίς να συμπεριλάβουμε τις απώλειες μεταφοράς και έπειτα λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες μεταφοράς.

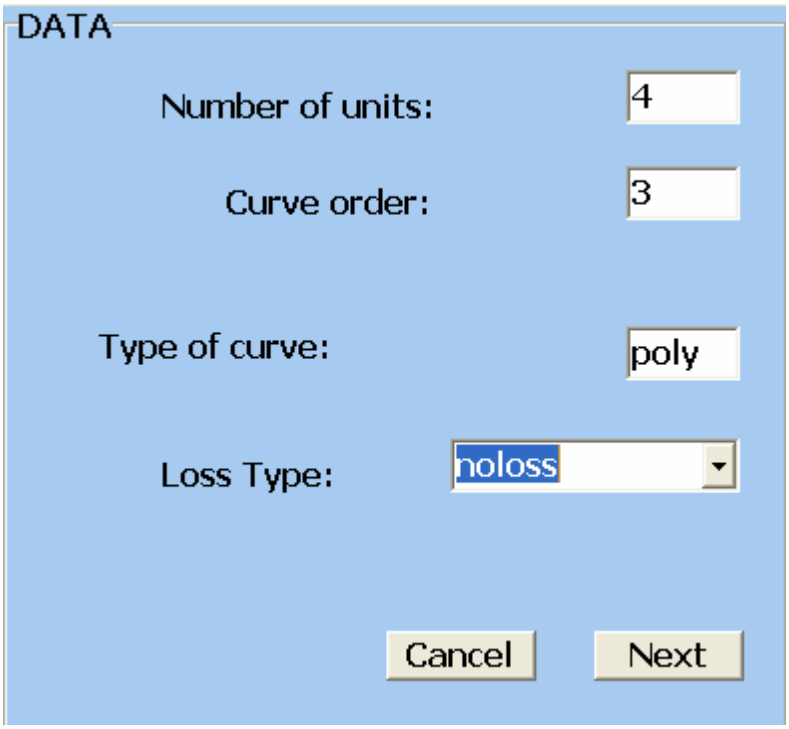
4.4.1 Χωρίς απώλειες μεταφοράς

Θα γίνει μελέτη οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο, $P_{\text{total load}}$ = 550, 650, 700, 900 και 950 MW

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 550\ MW$

Βήμα 1

Αρχικά εισάγουμε τον αριθμό των μονάδων παραγωγής (4), το βαθμό της πολυωνυμικής συνάρτησης κατανάλωσης θερμότητας H(P) (3) και επιλέγουμε να λύσουμε το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου χωρίς να συμπεριλάβουμε τις απώλειες μεταφοράς (noloss) → σχήμα 4.24.



Σχήμα 4.24 Εισαγωγή βασικών δεδομένων του προβλήματος.

Βήμα 2

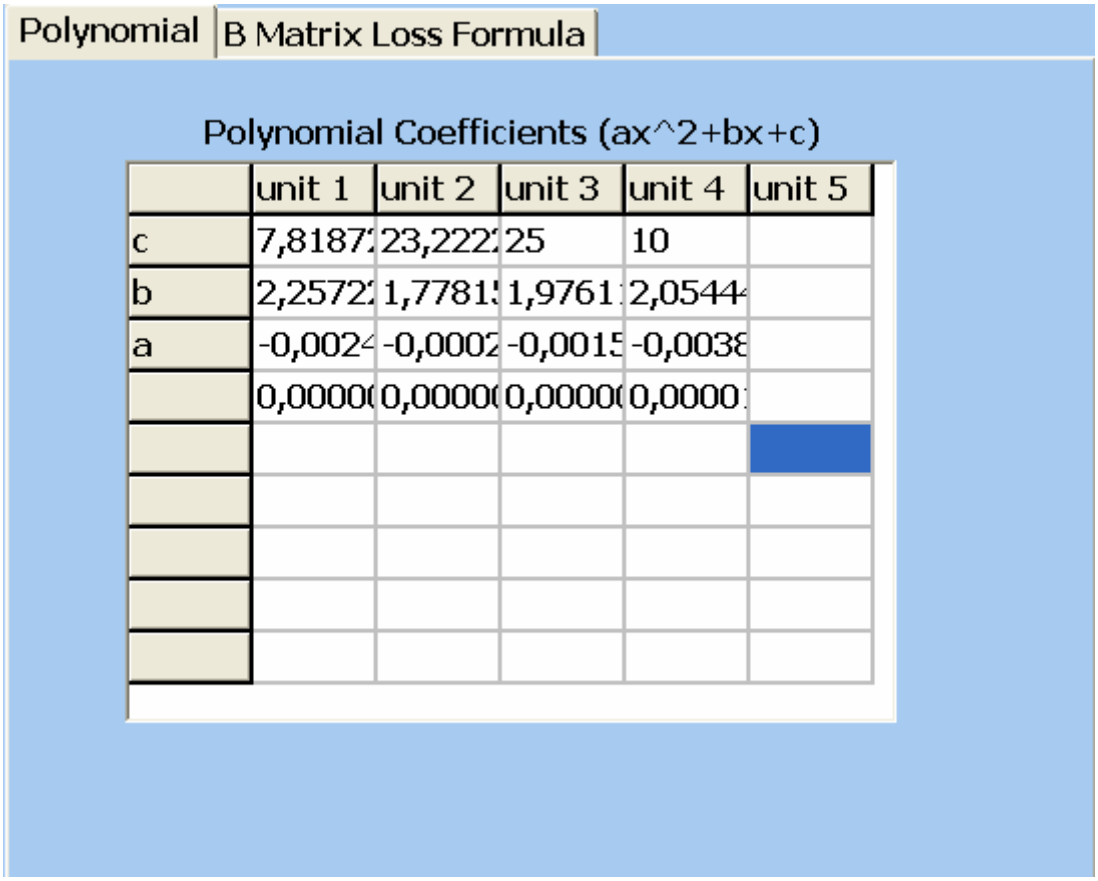
Στη συνέχεια εισάγουμε τα χαρακτηριστικά μεγέθη των μονάδων παραγωγής που μας ζητούνται, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.25. Τα στοιχεία για τις μονάδες παραγωγής, τα παίρνουμε από το πίνακα 4.1.

Generator Name	Min Power	Max Power	Fuel Cost
Μεγαλόπολη III	152	280	10,3
Μεγαλόπολη IV	150,7	280,7	10,3
Λαύριο II	121,9	291,9	16,7
Αλιβέρι IV	61,3	150	16,7

Σχήμα 4.25 Εισαγωγή δεδομένων μονάδων παραγωγής.

Βήμα 3

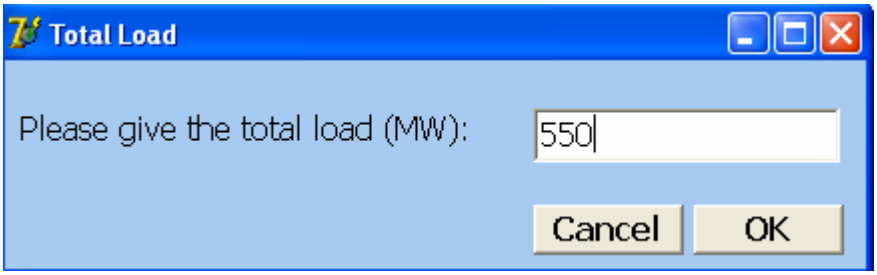
Μετά στην επιλογή "Polynomial" εισάγουμε τους συντελεστές της πολυωνυμικής συνάρτησης ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας, $H(P) = a + b \cdot P + d \cdot P^2 + e \cdot P^3 + \ldots$, για κάθε μονάδα παραγωγής, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.26. Οι συναρτήσεις ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας των μονάδων δίνονται στο πίνακα 4.2.



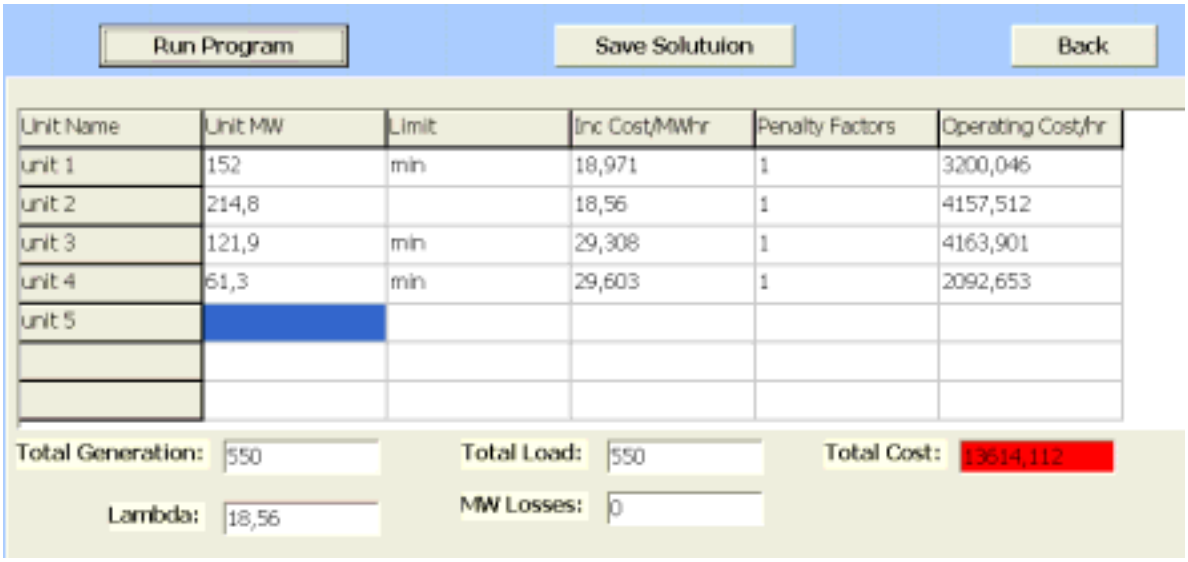
Σχήμα 4.26 Εισαγωγή των συντελεστών της H(P).

Βήμα 4

Στη συνέχεια επιλέγουμε "continue" από το μενού επιλογών. Μας ζητείται να δώσουμε τιμή για τη συνολική παραγωγή του συστήματος (Give total Generation) ή για το συνολικό φορτίο του συστήματος (Give total Load). Οπότε δίνουμε τιμή για το συνολικό φορτίο του συστήματος τα 550 MW.



Βήμα 5
Επιλέγουμε μετά "Run Program" και εκτελείται το πρόγραμμα.
Παίρνουμε τα αποτελέσματα που φαίνονται στο σχήμα 4.27.



Σχήμα 4.27 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 550 MW χωρίς απώλειες μεταφοράς.

Στη στήλη "Unit MW" βλέπουμε την ισχύ εξόδου της κάθε γεννήτριας κατά σειρά καταχώρησης στο πρόγραμμα (σχ. 4.25), δηλαδή για να καλύψουν το συνολικό φορτίο των 550 MW, χωρίς να συμπεριλάβουμε τις απώλειες μεταφοράς, οι γεννήτριες του δικτύου πρέπει να παράγουν:

$P_{MEGALIII} = 152$ MW
$P_{MEGALIV} = 214{,}8$ MW
$P_{LAYRIO} = 121{,}9$ MW
$P_{ALIBERI} = 61{,}3$ MW

Στη στήλη "Limit" βλέπουμε ότι οι μονάδες Μεγαλόπολη III, Λαύριο II και Αλιβέρι IV λειτουργούν στο ελάχιστο της παραγωγικής τους δυνατότητας.

Στη στήλη "Inc Cost/MWhr" δίνεται το διαφορικό κόστος λειτουργίας της κάθε μονάδας, $\frac{dF}{dP}$, σε €/MWh.
Στη στήλη "Operating Cost/hr" δίνεται το ωριαίο κόστος λειτουργίας κάθε μονάδας, F, σε €/h.

Ακόμα βλέπουμε ότι η συνολική παραγωγή, Total Generation, είναι **550 MW**, το κοινό διαφορικό κόστος των μονάδων ή αλλιώς ο πολλαπλασιαστής LaGrange, λ, είναι **18,56 €/MWh**, το συνολικό φορτίο

είναι **550 MW** και ότι το συνολικό ωριαίο λειτουργικό κόστος λειτουργίας είναι **13614,112 €/h**. Οι απώλειες μεταφοράς έχουν αμεληθεί.

Αν θέλουμε να αποθηκεύσουμε τα αποτελέσματα της επεξεργασίας του προβλήματος σε αρχείο, επιλέγουμε "Save Solution". Η μορφή του αρχείου φαίνεται παρακάτω:

number of generator units = 4
 unit curve type = poly
 curve order = 3
 network loss representation = noloss

ΜεγαλόIII limits = 152 280 fuelcost = 10,3
  polynomial coefficients
7,81872
2,25722
-0,00249148
4,93508E-6

ΜεγαλόIV limits = 150,7 280,7 fuelcost = 10,3
  polynomial coefficients
23,2222
1,77815
-0,000209877
8,23045E-7

Λαύριο limits = 121,9 291,9 fuelcost = 16,7
  polynomial coefficients
25
1,97611
-0,00152778
3,39506E-6

Αλιβέρ limits = 61,3 150 fuelcost = 16,7
  polynomial coefficients
10
2,05444
-0,003888
1,7284E-5

total generation schedule = 550

losses neglected

generator	output mw	limit	inc cost €/mwhr	penalty fact	operating cost €/hr
Μεγαλό	152	min	18,971	1	3200,046
Μεγαλό	214,8		18,56	1	4157,512
Λαύριο	121,9	min	29,308	1	4163,901
Αλιβέρ	61,3	min	29,603	1	2092,653

total generation=550 total cost=13614,112

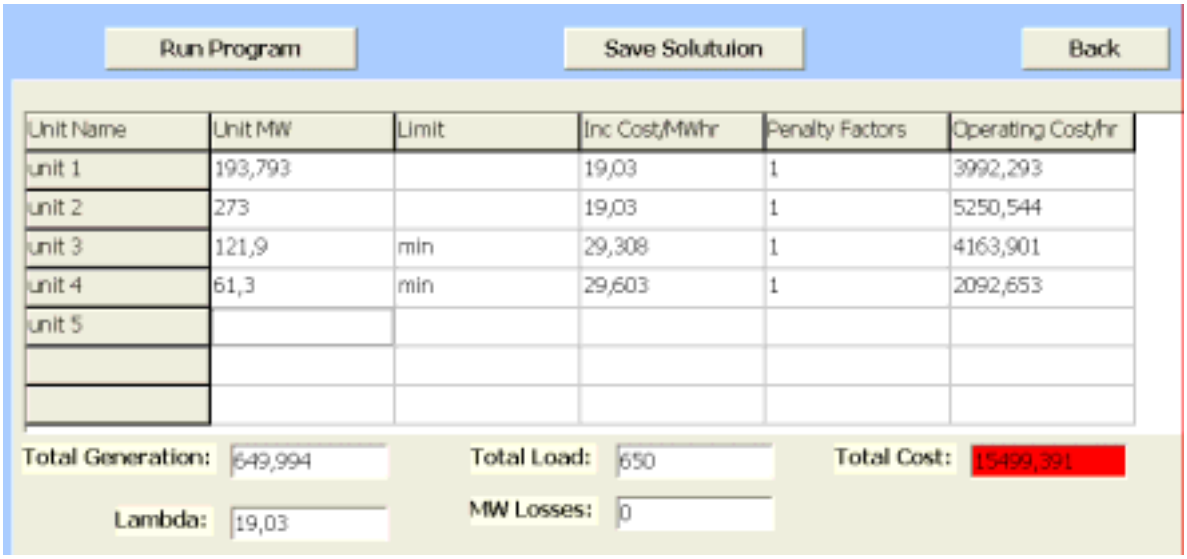
lambda = 18,56

total load = 550 total losses = 0

Επιλέγουμε "Back" και συνεχίζουμε ομοίως με τις υπόλοιπες περιπτώσεις συνολικών φορτίων.

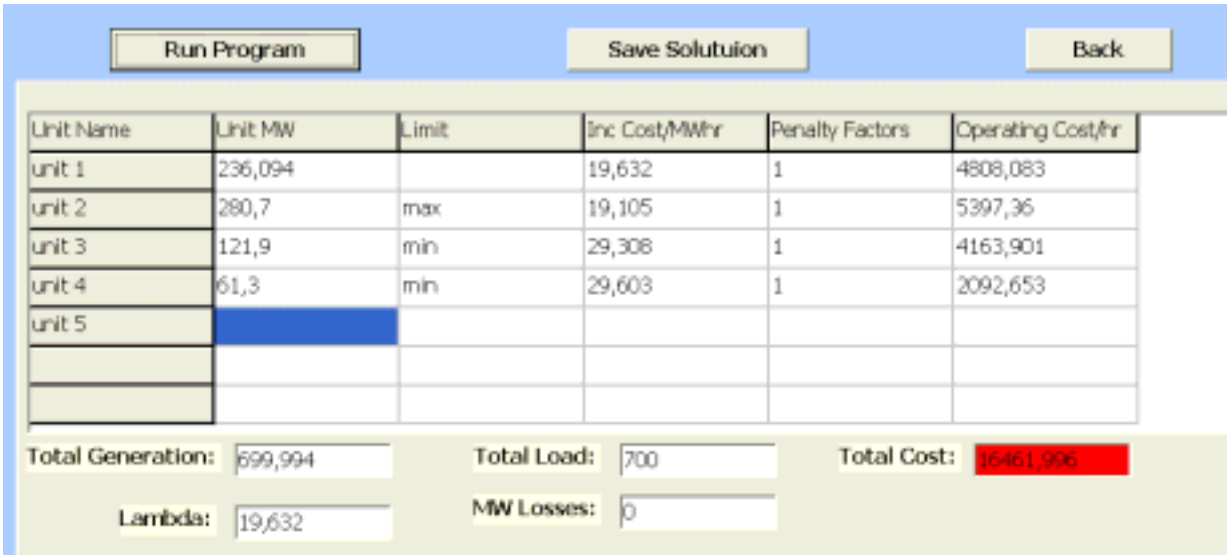
Συνολικό φορτίο $P_{\text{total load}} = 650$ MW

Για συνολικό φορτίο 650 MW, παίρνουμε τα αποτελέσματα:



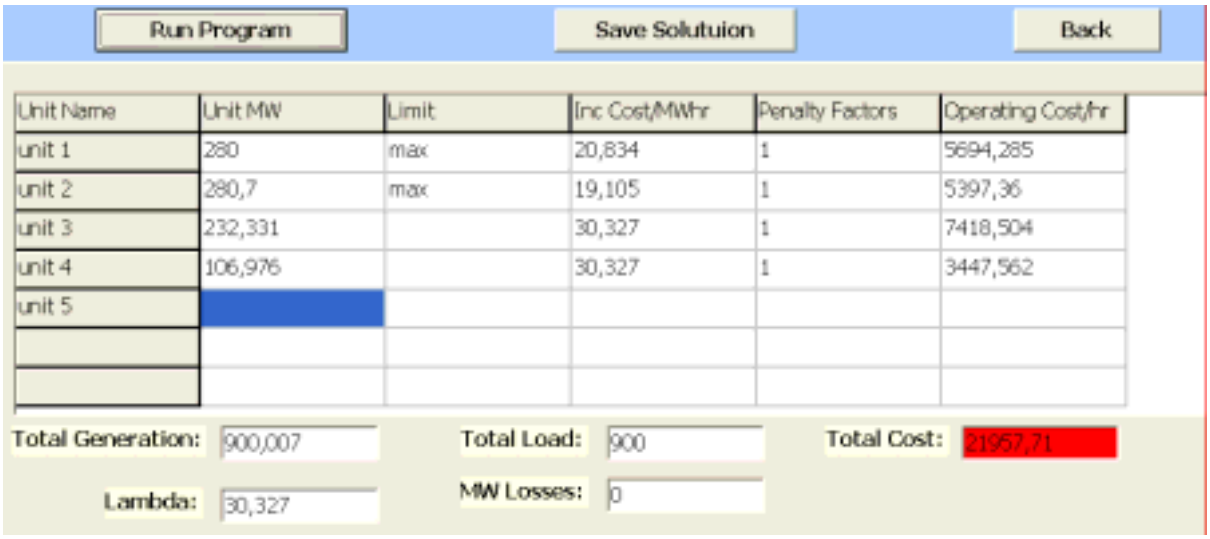
Σχήμα 4.28 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 650 MW χωρίς απώλειες μεταφοράς.

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 700$ MW



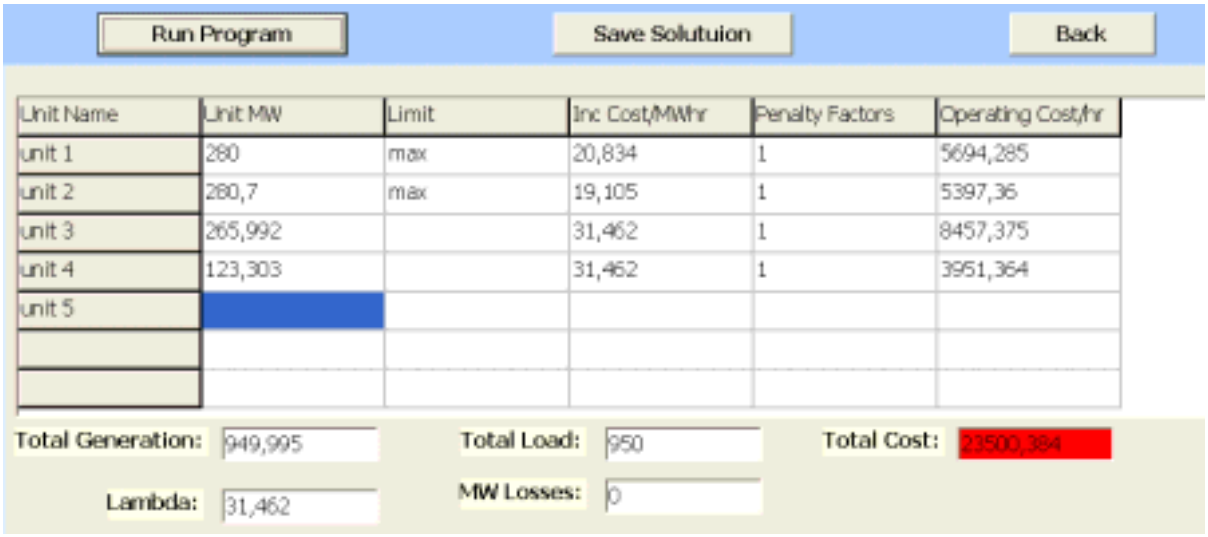
Σχήμα 4.29 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 700 MW χωρίς απώλειες μεταφοράς.

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 900$ MW



Σχήμα 4.30 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 900 MW χωρίς απώλειες μεταφοράς.

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 950$ MW

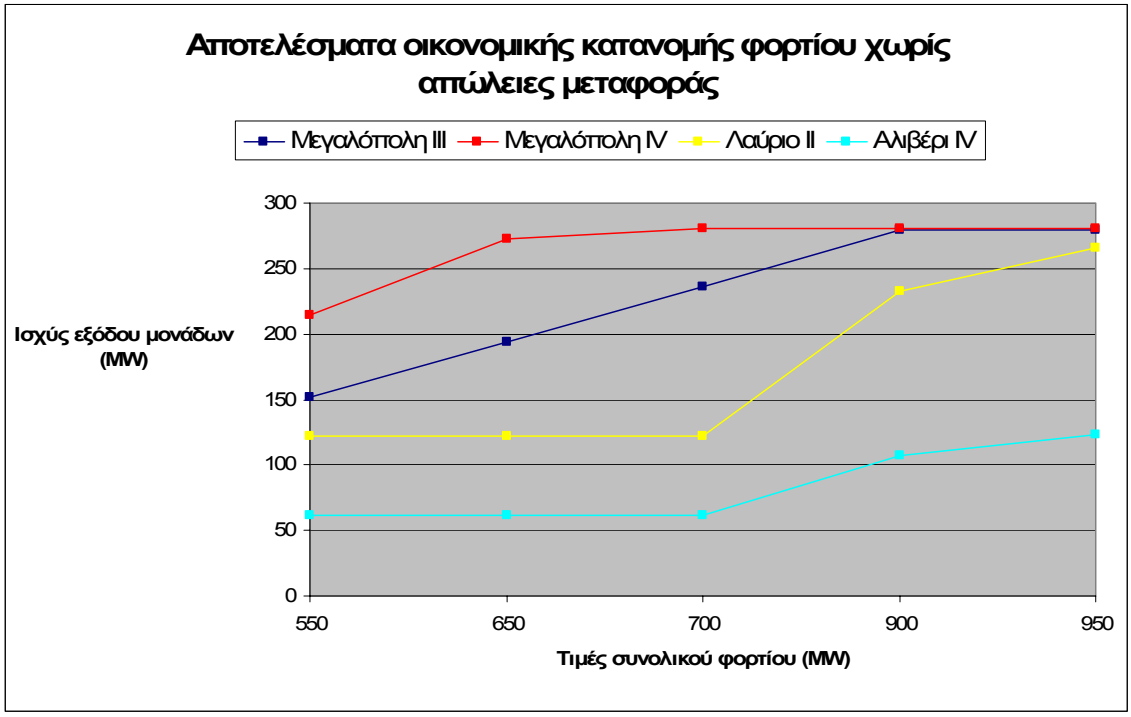


Σχήμα 4.31 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 950 MW χωρίς απώλειες μεταφοράς.

Συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για την οικονομική κατανομή φορτίου, χωρίς να συμπεριλάβουμε τις απώλειες μεταφοράς, φαίνονται στο πίνακα 4.11 και στο σχήμα 4.32.

Συνολικό Φορτίο (MW)	Μεγαλόπολη III	Μεγαλόπολη IV	Λαύριο II	Αλιβέρι IV	Συνολικό Κόστος (€/h)
550	152	214,8	121,9	61,3	13614,112
650	193,793	273	121,9	61,3	15499,391
700	236,094	280,7	121,9	61,3	16461,996
900	280	280,7	232,331	106,976	21957,71
950	280	280,7	265,992	123,303	23500,384

Πίνακας 4.11 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου, χωρίς απώλειες μεταφοράς.



Σχήμα 4.32

Θα μπορούσαμε να πούμε ότι τα αποτελέσματα είναι τα αναμενόμενα. Μπορούμε να δικαιολογήσουμε τα αποτελέσματα ως εξής:

- Για συνολικό φορτίο 550 MW (σχ. 4.27) το βέλτιστο διαφορικό κόστος λειτουργίας, λ, είναι 18,56 €/MWh. Η μονάδα Μεγαλόπολη III παράγει 152 MW και λειτουργεί στο ελάχιστο της δυναμικότητας της. Αυτό συμβαίνει γιατί, όπως μπορούμε να δούμε στο σχήμα 4.20, ολόκληρη η καμπύλη του διαφορικού κόστους λειτουργίας βρίσκεται πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνάει από το βέλτιστο λ=18,56 €/MWh. Το γεγονός αυτό, όπως έχουμε αναφέρει στο προηγούμενο κεφάλαιο (ενότητα 3.3), επιβάλλει τη μονάδα να λειτουργεί στο ελάχιστο. Από το σχήμα 4.20 και από το πίνακα 4.7, μπορούμε να δούμε ότι το διαφορικό κόστος της μονάδας αρχίζει από το 18,97€/MWh, οπότε και ολόκληρη η καμπύλη διαφορικού κόστους είναι πάνω από την οριζόντια γραμμή που διέρχεται από τη τιμή 18,56 €/MWh. Στα αποτελέσματα του προγράμματος, σχήμα 4.27, στη στήλη "Inc Cost/MWh", όπου γράφεται το διαφορικό κόστος των μονάδων, δίνεται για τη μονάδα Μεγαλόπολη III η τιμή 18,971 €/MWh, η οποία αντιστοιχεί στην ελάχιστη δυνατή παραγωγή της, 150 MW. Η μονάδα Μεγαλόπολη IV παράγει 214,8 MW και καλύπτει το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου. Η ισχύς εξόδου της μονάδας

εξηγείται μέσω της καμπύλης διαφορικού κόστους της μονάδας (σχήμα 4.21). Παρατηρούμε ότι στο διαφορικό κόστος 18,56 €/MWh, αντιστοιχεί η τιμή ισχύος εξόδου 214,8 MW. Η μονάδα Λαύριο ΙΙ παράγει 121,9 MW και λειτουργεί στο ελάχιστο. Αυτό γίνεται γιατί, όπως παρατηρούμε στο σχήμα 4.22, ολόκληρη η καμπύλη διαφορικού κόστους της μονάδας βρίσκεται πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνάει από το διαφορικό κόστος 18,56 €/MWh. Το ίδιο συμβαίνει και για τη μονάδα Αλιβέρι IV, η οποία παράγει 61,3 MW και λειτουργεί στο ελάχιστο. Όπως παρατηρούμε στο σχήμα 4.23, ολόκληρη η καμπύλη του διαφορικού κόστους της μονάδας βρίσκεται πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνάει από το βέλτιστο λ=18,56 €/MWh. Οι τιμές του διαφορικού κόστους των μονάδων Λαύριο ΙΙ και Αλιβέρι IV, που φαίνονται στα αποτελέσματα (σχ. 4.27), αντιστοιχούν στο ελάχιστο επίπεδο παραγωγής στο οποίο λειτουργούν (σχήματα 4.22 και 4.23 αντίστοιχα).

- Για συνολικό φορτίο 650 MW (σχ. 4.28) το βέλτιστο διαφορικό κόστος λειτουργίας του συστήματος, λ, είναι 19,03 €/MWh. Από τη προηγούμενη περίπτωση, αυτή του φορτίου των 550 MW, αυξάνεται η τιμή του λ, ώστε να αυξηθεί η παραγωγή των μονάδων και να καλυφθεί η αύξηση του φορτίου. Η μονάδα Μεγαλόπολη ΙΙΙ παράγει 193,793 MW. Όπως παρατηρούμε στο σχήμα 4.20, στη καμπύλη διαφορικού κόστους λειτουργίας, το διαφορικό κόστος 19,03 €/MWh αντιστοιχεί σε παραγωγή 193,793 MW. Και η μονάδα Μεγαλόπολη IV λειτουργεί με διαφορικό κόστος 19,03 €/MWh και παρέχει στο δίκτυο 273 MW (σχ. 4.21). Οι μονάδες Λαύριο ΙΙ και Αλιβέρι IV λειτουργούν στο ελάχιστο, αφού οι αντίστοιχες καμπύλες διαφορικού κόστους (σχήματα 4.22 και 4.23 αντίστοιχα) βρίσκονται πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το λ=19,03 €/MWh.

- Για συνολικό φορτίο 700 MW (σχ. 4.29) το βέλτιστο διαφορικό κόστος λειτουργίας του συστήματος, λ, είναι 19,632 €/MWh. Η μονάδα Μεγαλόπολη ΙΙΙ λειτουργεί με διαφορικό κόστος 19,632 €/MWh και παράγει 236,094 MW. Από τη καμπύλη διαφορικού κόστους της μονάδας, σχήμα 4.20, παρατηρούμε ότι τα 236,094 MW της παραγωγής αντιστοιχούν στο διαφορικό κόστος λειτουργίας των 19,632 €/MWh. Η μονάδα Μεγαλόπολη IV παράγει 280,7 MW και φθάνει στο μέγιστο της παραγωγικής της δυνατότητας. Η μονάδα λειτουργεί στο μέγιστο αφού η καμπύλη διαφορικού κόστους λειτουργίας (σχήμα 4.21) βρίσκεται ολόκληρη κάτω από την οριζόντια γραμμή που περνάει από το διαφορικό

κόστος λ=19,632 €/MWh. Οι μονάδες Λαύριο ΙΙ και Αλιβέρι IV εξακολουθούν να λειτουργούν στο ελάχιστο, αφού οι αντίστοιχες καμπύλες διαφορικού κόστους (σχήματα 4.22 και 4.23 αντίστοιχα) βρίσκονται πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το λ=19,632 €/MWh.

- Για συνολικό φορτίο 900 MW (σχ. 4.30) το διαφορικό κόστος λειτουργίας του συστήματος, λ, αυξάνεται για τη κάλυψη του φορτίου και ανέρχεται στη τιμή 30,327 €/MWh. Οι μονάδες Μεγαλόπολη ΙΙΙ και IV λειτουργούν στο μέγιστο της παραγωγικής τους δυνατότητας, αφού οι αντίστοιχες καμπύλες διαφορικού κόστους (σχήματα 4.20 και 4.21) βρίσκονται ολόκληρες κάτω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το σημείο λ= 30,327 €/MWh. Η μονάδα Λαύριο ΙΙ λειτουργεί με διαφορικό κόστος 30,327 €/MWh και όπως παρατηρούμε από τη καμπύλη διαφορικού κόστους λειτουργίας της μονάδας (σχ. 4.22), η τιμή αυτή του διαφορικού κόστους επιβάλλει την παραγωγή 232,331 MW. Η μονάδα Αλιβέρι IV παράγει 106,976 MW. Η ισχύς αυτή εξόδου της μονάδας εξηγείται από τη καμπύλη διαφορικού κόστους (σχ. 4.23), όπου η μονάδα για διαφορικό κόστος 30,327 €/MWh παράγει 106,976 MW.

- Για συνολικό φορτίο 950 MW (σχ. 4.31), η τιμή του λ ανέρχεται σε 31,462 €/MWh. Οι μονάδες Μεγαλόπολη ΙΙΙ και IV λειτουργούν στο μέγιστο, αφού οι αντίστοιχες καμπύλες διαφορικού κόστους (σχήματα 4.20 και 4.21) βρίσκονται ολόκληρες κάτω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το σημείο λ=31,462 €/MWh. Η μονάδα Λαύριο ΙΙ παράγει 265,992 MW και η μονάδα Αλιβέρι IV παρέχει στο δίκτυο 123,303 MW. Οι τιμές αυτές προκύπτουν από τις αντίστοιχες καμπύλες διαφορικού κόστους λειτουργίας (σχήματα 4.22 και 4.23) για τιμή διαφορικού κόστους 31,462 €/MWh.

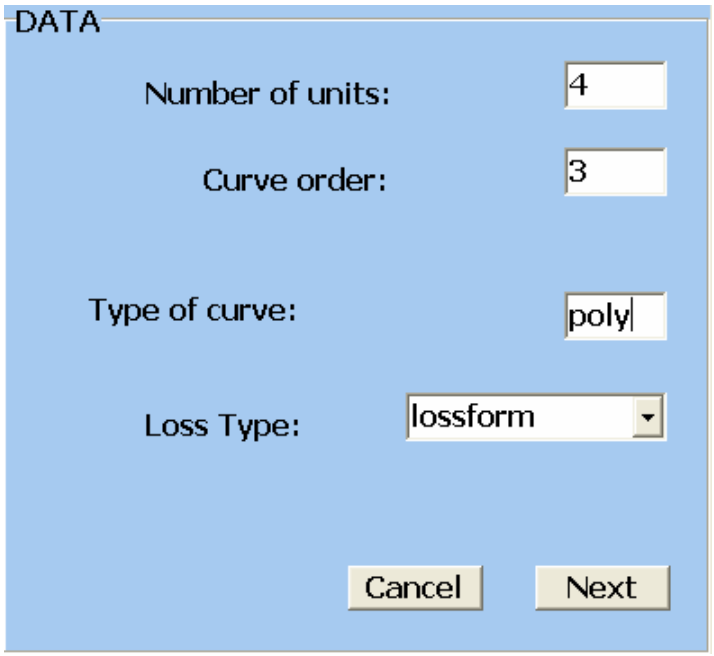
4.4.2 Με απώλειες μεταφοράς

Θα εφαρμόσουμε το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου στο δίκτυο μας συμπεριλαμβανόμενων των απωλειών μεταφοράς για τις τιμές συνολικού φορτίου $P_{total\ load}$ = 550, 650, 700, 900 και 950 MW.

Για να εφαρμόσουμε το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου στο σύστημα μας, λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες μεταφοράς, θα πρέπει πρώτα να υπολογίσουμε τους συντελεστές απωλειών B. Ο υπολογισμός των συντελεστών B για το δίκτυο δοκιμών που εξετάζουμε γίνεται στην ενότητα 4.4.4 με χρήση του προγράμματος Powerflow. Πριν από αυτό δίνεται ένα παράδειγμα υπολογισμού των συντελεστών B στην ενότητα 4.4.3.

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load}$ = 550 MW

Βήμα 1
Ότι κάναμε και στη περίπτωση που δεν λάβαμε υπόψη μας τις απώλειες μεταφοράς, με τη διαφορά ότι στο πεδίο "Loss Type" επιλέγουμε (lossform), όπως φαίνεται στο σχήμα 4.33.

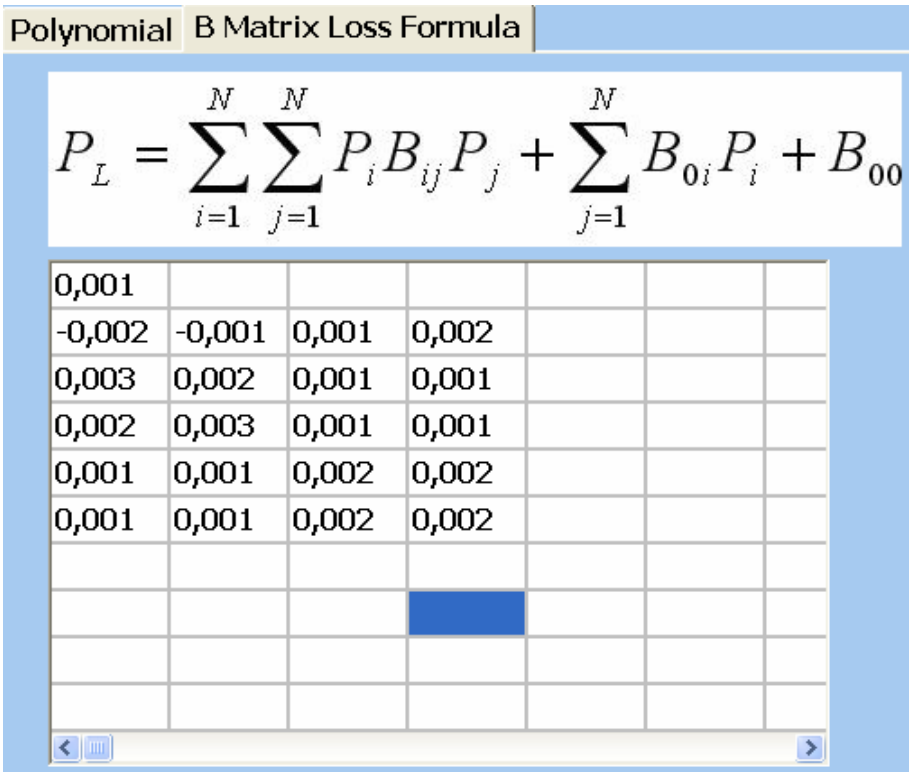


Σχήμα 4.33 Εισαγωγή βασικών δεδομένων του προβλήματος.

Βήμα 2
Ακριβώς όπως στη περίπτωση που δεν είχαμε απώλειες μεταφοράς εισάγουμε τα στοιχεία των μονάδων παραγωγής, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.25.

Βήμα 3
Εισάγουμε στην επιλογή "Polynomial" τους συντελεστές της πολυωνυμικής συνάρτησης ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας, όπως ακριβώς στην περίπτωση που αμελήσαμε τις απώλειες μεταφοράς (σχ. 4.26).

Στην επιλογή "B Matrix Formula" εισάγουμε τους συντελεστές B του συστήματος που εξετάζουμε. Όπως αναφέραμε, ο υπολογισμός των συντελεστών B γίνεται στην ενότητα 4.4.4. Ο τρόπος γραφής τους στο πρόγραμμα υποδεικνύεται στο σχήμα 4.5. Οι συντελεστές B του συστήματος μας, όπως εισάγονται στο πρόγραμμα, φαίνονται στο σχήμα 4.34. Με την εισαγωγή των συντελεστών B υπολογίζουμε τις απώλειες μεταφοράς (σχέση 4.19)



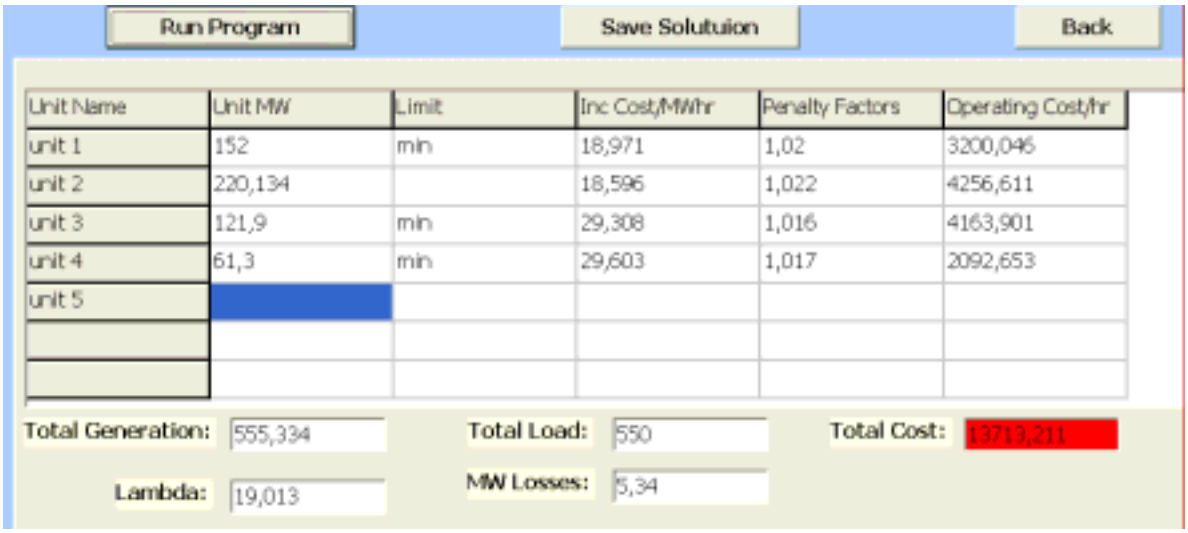
Σχήμα 4.34 Ένταξη των συντελεστών B στο πρόγραμμα.

Βήμα 4
Επιλέγουμε "continue" από το μενού επιλογών και δίνουμε τιμή για το συνολικό φορτίο (Give total Generation): 550 MW.

Βήμα 5
Επιλέγουμε "Run Program", εκτελείται το πρόγραμμα και παίρνουμε τα αποτελέσματα, όπως φαίνονται στο σχήμα 4.35.

Εδώ βλέπουμε ότι στα αποτελέσματα, στο πεδίο "MW Losses" έχουμε απώλειες μεταφοράς, 5,34 MW και ότι η συνολική παραγωγή των μονάδων είναι επαρκώς μεγαλύτερη από το φορτίο για να καλύψει και τις απώλειες μεταφοράς.

Αν επιλέξουμε "Back", πάμε στο πρώτο βήμα και συνεχίζουμε με τις υπόλοιπες περιπτώσεις συνολικών φορτίων. Με την επιλογή "Save Solution" μπορούμε να αποθηκεύσουμε τα αποτελέσματα σε αρχείο.



Σχήμα 4.35 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 550 MW με απώλειες μεταφοράς.

Το αρχείο που είναι αποθηκευμένα τα αποτελέσματα της επεξεργασίας του προγράμματος έχει τη μορφή:

number of generator units = 4
 unit curve type = poly
 curve order = 3
 network loss representation = lossform

ΜεγαλόIII limits = 152 280 fuelcost = 10,3
  polynomial coefficients
7,81872
2,25722
-0,00249148
4,93508E-6

ΜεγαλόIV limits = 150,7 280,7 fuelcost = 10,3
  polynomial coefficients
23,2222
1,77815
-0,000209877
8,23045E-7

Λαύριο limits = 121,9 291,9 fuelcost = 16,7
  polynomial coefficients
25
1,97611
-0,00152778
3,39506E-6

Αλιβέρ limits = 61,3 150 fuelcost = 16,7
  polynomial coefficients
10
2,05444
-0,003888
1,7284E-5

 Loss Formula

B MATRIX
B00 = 0,001

B0 = -0,002
B0 = -0,001
B0 = 0,001
B0 = 0,002

B = 0,003
B = 0,002
B = 0,001
B = 0,001
B = 0,002
B = 0,003
B = 0,001
B = 0,001
B = 0,001
B = 0,001
B = 0,002
B = 0,002
B = 0,001
B = 0,001
B = 0,002
B = 0,002

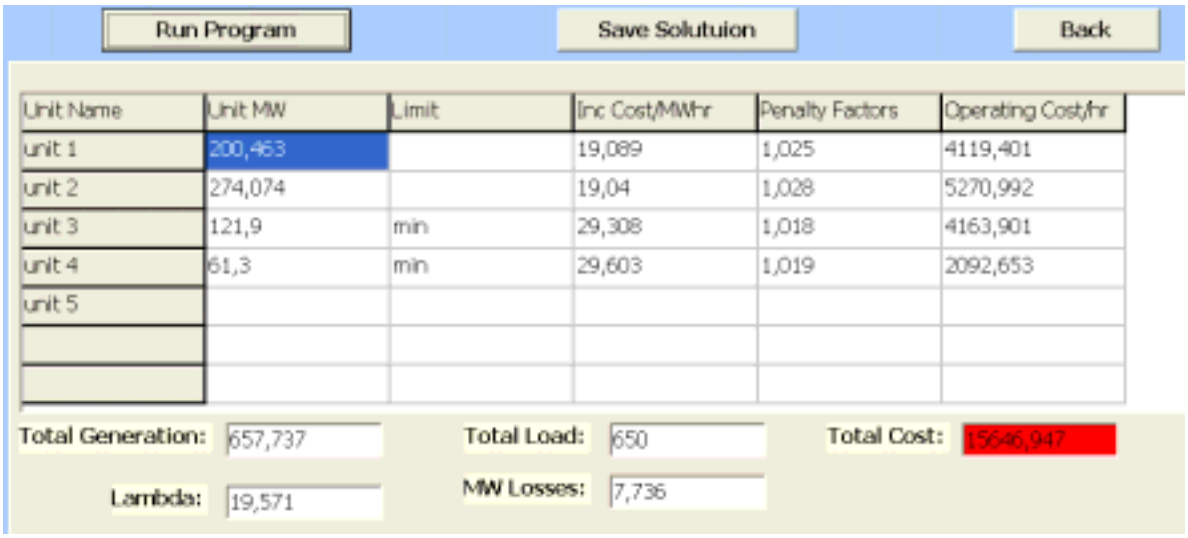
total generation schedule = 550
using loss formula

generator	output mw	limit	inc cost €/mwhr	penalty fact	operating cost €/hr
Μεγαλό	152	min	18,971	1,02	3200,046
Μεγαλό	220,134		18,596	1,02	4256,611
Λαύριο	121,9	min	29,308	1,02	4163,901
Αλιβέρ	61,3	min	29,603	1,02	2092,653

total generation=555,334 total cost=13713,211
lambda = 19,013
total load = 550 total losses = 5,34

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 650$ MW

Για συνολικό φορτίο 650 MW, έχουμε τα αποτελέσματα:



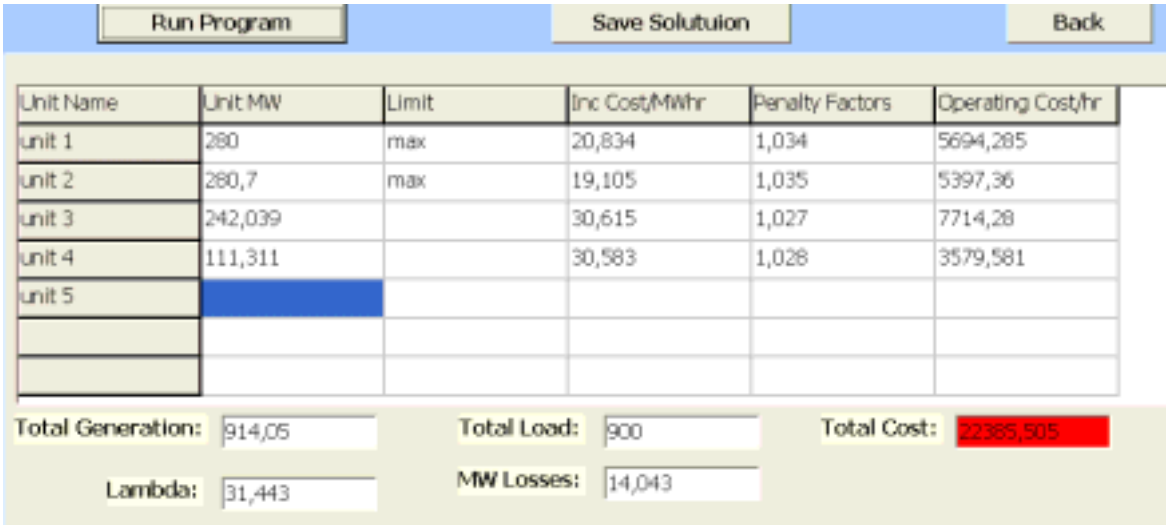
Σχήμα 4.36 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 650 MW με απώλειες μεταφοράς.

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 700$ MW



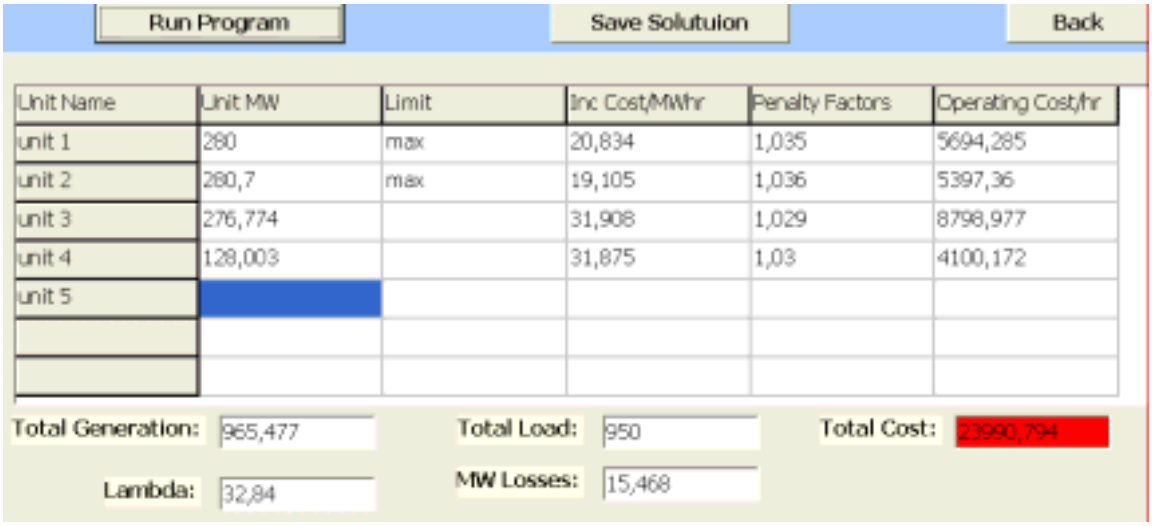
Σχήμα 4.37 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 700 MW με απώλειες μεταφοράς.

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 900\ MW$



Σχήμα 4.38 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 900 MW με απώλειες μεταφοράς.

Συνολικό φορτίο $P_{total\ load} = 950\ MW$

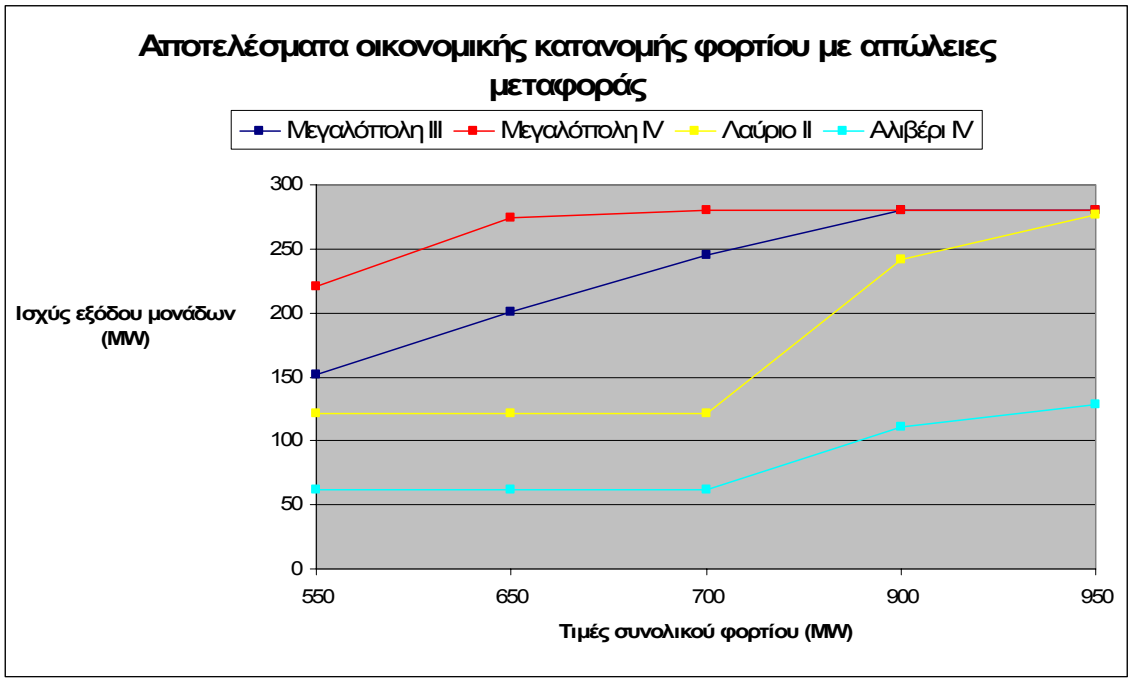


Σχήμα 4.39 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου για συνολικό φορτίο 950 MW με απώλειες μεταφοράς.

Τα αποτελέσματα της οικονομικής κατανομής φορτίου, λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες μεταφοράς, φαίνονται στον πίνακα 4.12 και στο σχήμα 4.40.

Συνολικό Φορτίο (MW)	Μεγαλόπολη III	Μεγαλόπολη IV	Λαύριο II	Αλιβέρι IV	Συνολικό Κόστος (€/h)
550	152	220,134	121,9	61,3	13713,211
650	200,463	274,074	121,9	61,3	15646,947
700	245,191	280,7	121,9	61,3	16641,487
900	280	280,7	242,039	111,311	22385,505
950	280	280,7	276,774	128,003	23990,794

Πίνακας 4.12 Αποτελέσματα οικονομικής κατανομής φορτίου με απώλειες μεταφοράς.



Σχήμα 4.40

Συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα της οικονομικής κατανομής φορτίου φαίνονται στο πίνακα 4.13.

Φορτίο (MW):	550		650		700		900		950	
	Χωρίς απώλειες	Με απώλειες	Χωρίς απώλειες	Με απώλειες	Χωρίς απώλειες	Με απώλειες	Χωρίς απώλειες	Με απώλειες	Χωρίς απώλειες	Με απώλειες
Μεγαλόπολη III	152	152	193,793	200,463	236,094	245,191	280	280	280	280
Μεγαλόπολη IV	214,8	220,134	273	274,074	280,7	280,7	280,7	280,7	280,7	280,7
Λαύριο II	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	232,331	242,039	265,992	276,774
Αλιβέρι IV	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3	106,976	111,311	123,303	128,003
Lamda (λ)	18,56	19,013	19,03	19,571	19,632	20,396	30,327	31,443	31,462	32,84
Συνολικό Κόστος (€/h)	13614,112	13713,211	15499,391	15646,947	16461,996	16641,487	21957,71	22385,505	23500,384	23990,794

Πίνακας 4.13 Συγκεντρωτικός πίνακας με τα αποτελέσματα της οικονομικής κατανομής φορτίου.

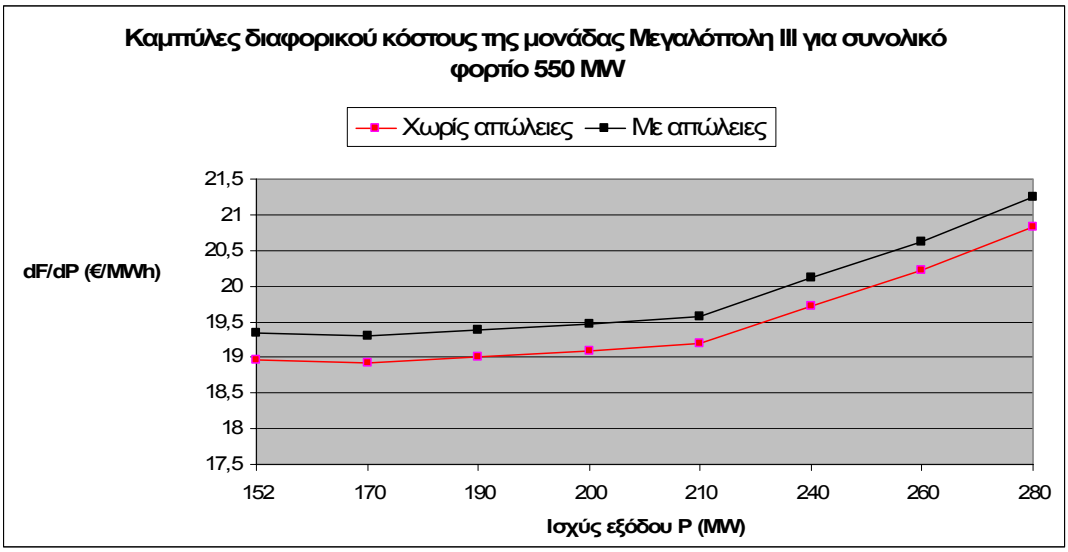
Τα αποτελέσματα που παίρνουμε από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου στη περίπτωση που συμπεριλαμβάνουμε τις απώλειες μεταφοράς στη μελέτη μας (πίνακας 4.12, σχήματα 4.35 – 4.40), μπορούμε να τα εξηγήσουμε ως εξής:

Όπως έχουμε αναφέρει στην ενότητα 3.4, όταν λαμβάνουμε υπόψη τις απώλειες μεταφοράς, αν ο συντελεστής ποινής, $Pf_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}}$, είναι μεγαλύτερος της μονάδας, ο όρος $Pf_i \cdot \frac{dF_i}{dP_i}$ λειτουργεί έτσι ώστε το διαφορικό κόστος $\frac{dF_i}{dP_i}$ να αυξάνεται, οπότε και η αντίστοιχη καμπύλη διαφορικού κόστους σηκώνεται προς τα πάνω (σχ. 3.4α)

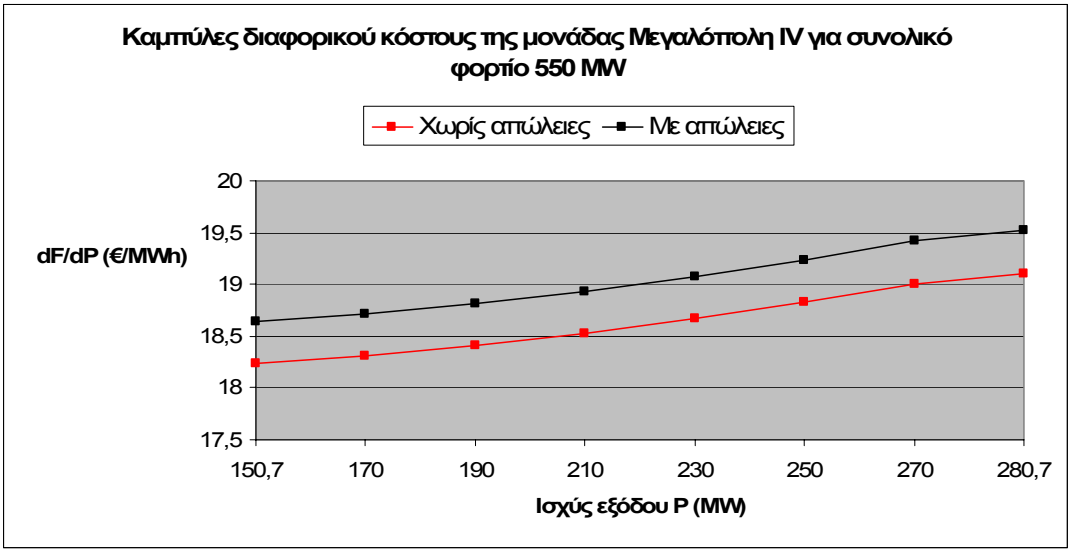
Ενδεικτικά:

- Για συνολικό φορτίο 550 MW (σχ. 4.35), παίρνουμε στα αποτελέσματα, στη στήλη "Penalty Factors", τους συντελεστές ποινής των μονάδων. Οι συντελεστές ποινής, μέσω της σχέσης $Pf_i \cdot \frac{dF_i}{dP_i}$, μεταβάλλουν τις καμπύλες διαφορικού κόστους. Στη συνέχεια, στα σχήματα 4.41 – 4.44 δίνουμε τις καμπύλες διαφορικού κόστους των μονάδων με και χωρίς απώλειες μεταφοράς για συνολικό φορτίο 550 MW. Στα σχήματα 4.41 – 4.44 παρατηρούμε ότι στη περίπτωση που λαμβάνουμε υπόψη τις απώλειες μεταφοράς, οι καμπύλες διαφορικού κόστους των μονάδων σηκώνονται προς τα πάνω. Αναλυτικά, η καμπύλη διαφορικού κόστους της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ, χωρίς απώλειες μεταφοράς δίνεται στο σχήμα 4.20 (και στο σχήμα 4.41). Στα αποτελέσματα του προγράμματος για συνολικό φορτίο 550 MW, παίρνουμε ότι ο συντελεστής ποινής της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ, Pf_i, ισούται με 1,02. Οπότε, λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες μεταφοράς, πολλαπλασιάζεται ο συντελεστής ποινής με το διαφορικό κόστος της μονάδας, $\frac{dF}{dP}$, με αποτέλεσμα να μετατοπιστεί προς τα πάνω η καμπύλη διαφορικού κόστους της μονάδας, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.41. Το ίδιο συμβαίνει και με τις υπόλοιπες μονάδες. Πολλαπλασιάζεται ο συντελεστής ποινής της κάθε μονάδας με το διαφορικό κόστος, $Pf_i \cdot \frac{dF_i}{dP_i}$, οπότε

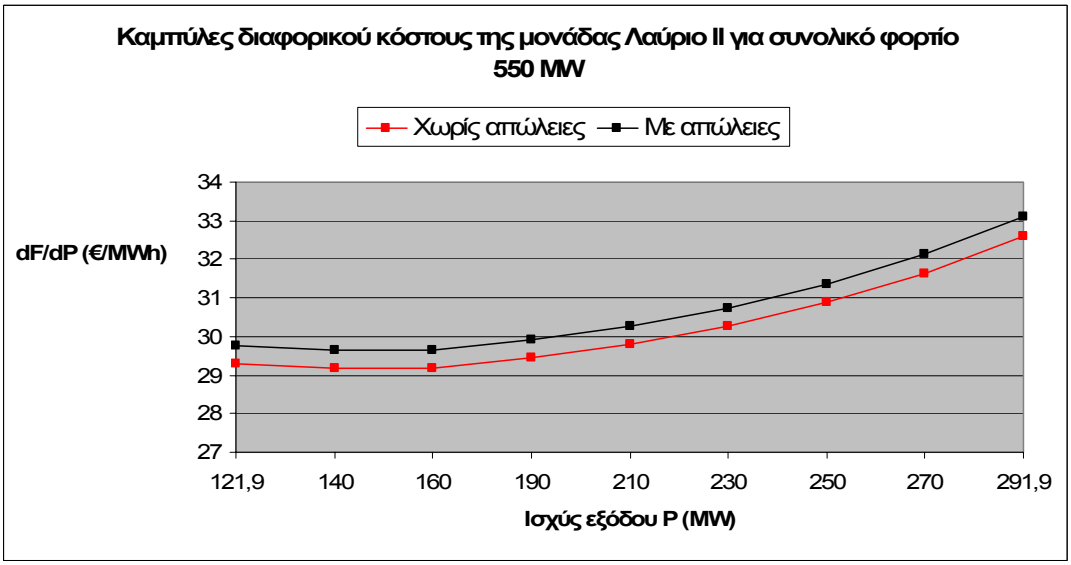
μετατοπίζονται προς τα επάνω οι καμπύλες διαφορικού κόστους. Για συνολικό φορτίο 550 MW, το βέλτιστο διαφορικό κόστος λειτουργίας του συστήματος είναι λ=19,013 €/MWh. Παρατηρούμε στο σχήμα 4.41 ότι ολόκληρη η καμπύλη διαφορικού κόστους (η καμπύλη λαμβάνοντας υπόψη της απώλειες μεταφοράς, η ανώτερη καμπύλη) βρίσκεται πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το διαφορικό κόστος 19,013 €/MWh, οπότε και η μονάδα Μεγαλόπολη III λειτουργεί στο ελάχιστο και παράγει 152 MW. Το διαφορικό κόστος που εμφανίζεται στη στήλη "Inc Cost/MWh", 18,971 €/MWh, αντιστοιχεί στο ελάχιστο σημείο λειτουργίας της μονάδας, στη καμπύλη διαφορικού κόστους χωρίς απώλειες μεταφοράς (σχ. 4.20 και 4.41). Για τη μονάδα Μεγαλόπολη IV, στο σχήμα 4.42 παρατηρούμε ότι το διαφορικό κόστος 19,013 €/MWh αντιστοιχεί στη καμπύλη με απώλειες μεταφοράς στη τιμή ισχύος εξόδου 220,134 MW. Έτσι εξηγείται η έξοδος της μονάδας Μεγαλόπολη IV. Η τιμή διαφορικού κόστους 18,596 €/MWh αντιστοιχεί στη παραγωγή 220,134 MW στη καμπύλη διαφορικού κόστους χωρίς απώλειες μεταφοράς. Οι μονάδες Λαύριο II και Αλιβέρι IV λειτουργούν στο ελάχιστο διότι οι καμπύλες διαφορικού κόστους με απώλειες μεταφοράς (σχήματα 4.43 και 4.44 αντίστοιχα) βρίσκονται ολόκληρες πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το διαφορικό κόστος 19,013 €/MWh. Η συνολική παραγωγή είναι 555,334 MW και καλύπτει το φορτίο (550 MW) συν τις απώλειες (5,34 MW). Επειδή αυξάνεται η συνολική παραγωγή ώστε να καλυφθούν οι απώλειες, αυξάνεται το συνολικό κόστος λειτουργίας σε σχέση με τη περίπτωση που δεν είχαμε απώλειες μεταφοράς (πίνακας 4.13).



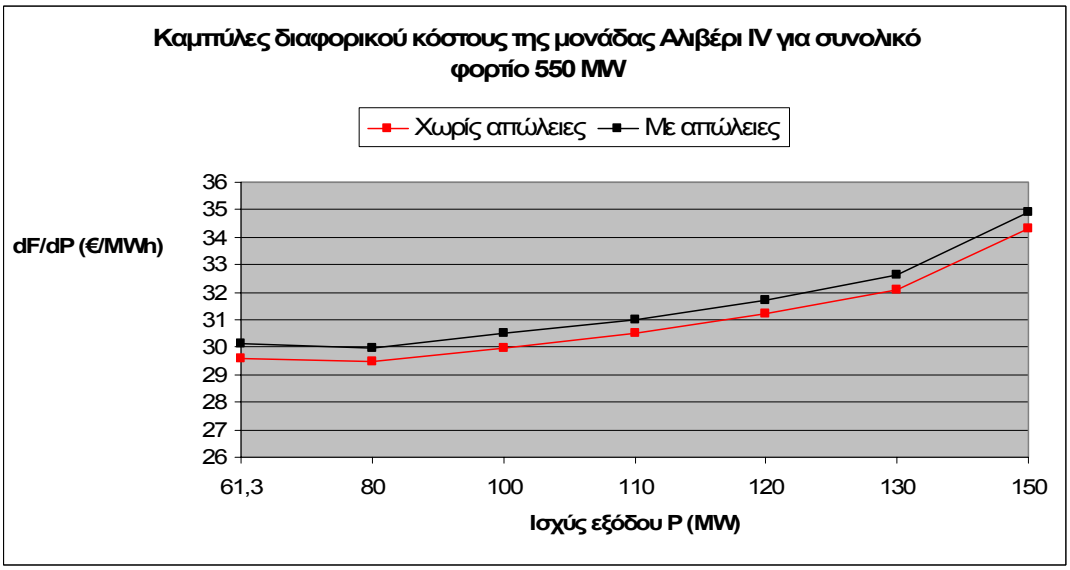
Σχήμα 4.41



Σχήμα 4.42

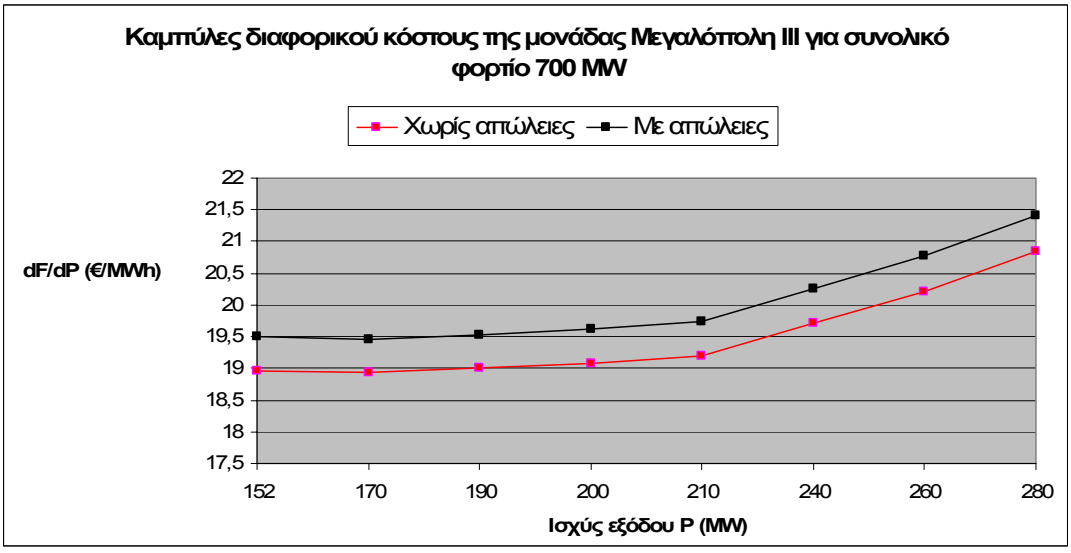


Σχήμα 4.43

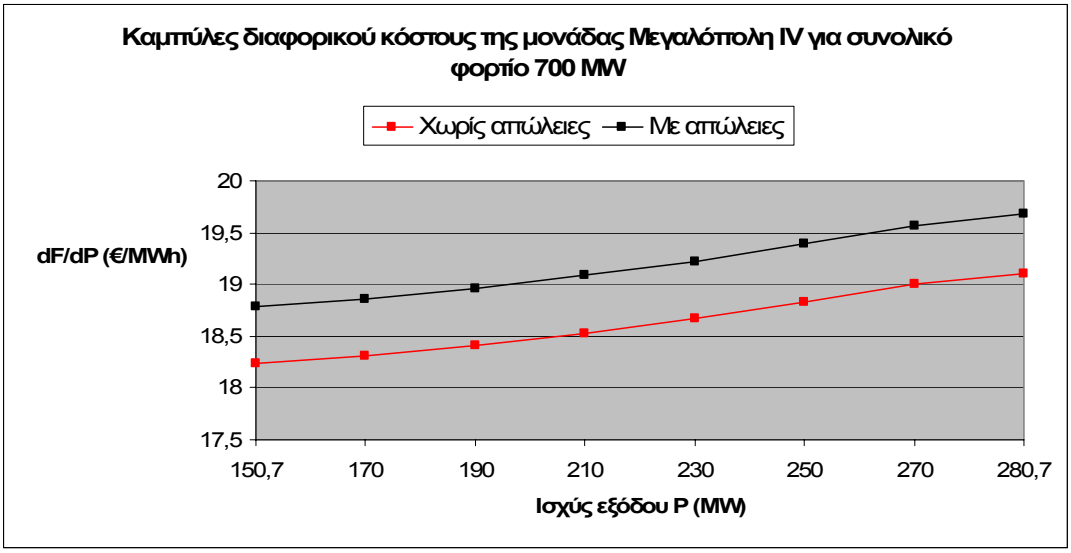


Σχήμα 4.44

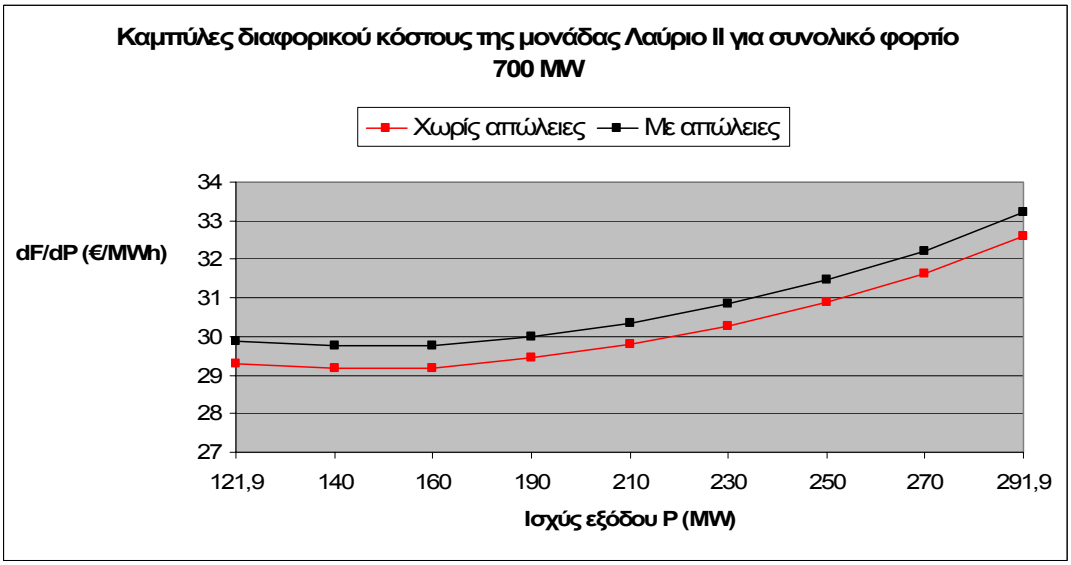
- Για συνολικό φορτίο 700 MW, το βέλτιστο διαφορικό κόστος λειτουργίας του συστήματος είναι 20,396 €/MWh. Στα αποτελέσματα του προγράμματος (σχ. 4.37) παίρνουμε τους συντελεστές ποινής των μονάδων. Για τη μελέτη με απώλειες μεταφοράς, όπως αναφέραμε παραπάνω, πολλαπλασιάζεται ο συντελεστές ποινής της κάθε μονάδας με το αντίστοιχο διαφορικό κόστος της μονάδας, με συνέπεια οι καμπύλες διαφορικού κόστους των μονάδων να μετατοπιστούν προς τα πάνω. Οι καμπύλες διαφορικού κόστους των μονάδων στη περίπτωση που συμπεριλαμβάνουμε τις απώλειες μεταφοράς για συνολικό φορτίο 700 MW φαίνονται στα σχήματα 4.45 – 4.48. Για τη μονάδα Μεγαλόπολη III, στο σχήμα 4.45 παρατηρούμε ότι στη τιμή διαφορικού κόστους 20,396 €/MWh, στη καμπύλη διαφορικού κόστους με απώλειες μεταφοράς, αντιστοιχεί η τιμή ισχύος εξόδου 245,191 MW. Για τη μονάδα Μεγαλόπολη IV, στο σχήμα 4.46 παρατηρούμε ότι ολόκληρη η καμπύλη διαφορικού κόστους με απώλειες μεταφοράς βρίσκεται κάτω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το διαφορικό κόστος 20,396 €/MWh, γι' αυτό και η μονάδα λειτουργεί στο μέγιστο της παραγωγικής της δυνατότητας. Οι μονάδες Λαύριο II και Αλιβέρι IV λειτουργούν στο ελάχιστο διότι οι καμπύλες διαφορικού κόστους με απώλειες μεταφοράς (σχήματα 4.47 και 4.48 αντίστοιχα) βρίσκονται ολόκληρες πάνω από την οριζόντια γραμμή που περνά από το διαφορικό κόστος 20,396 €/MWh.



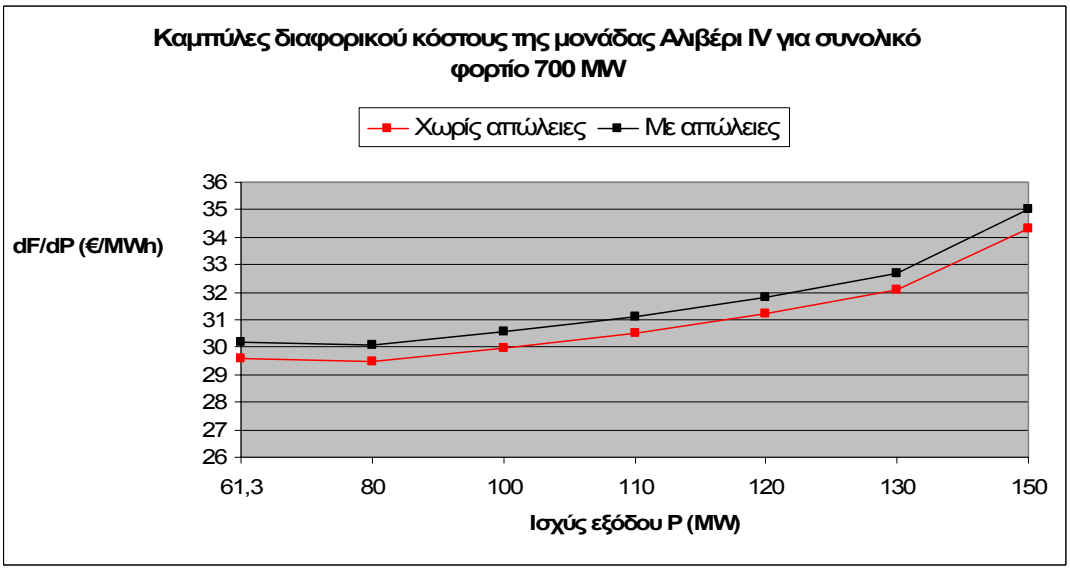
Σχήμα 4.45



Σχήμα 4.46



Σχήμα 4.47



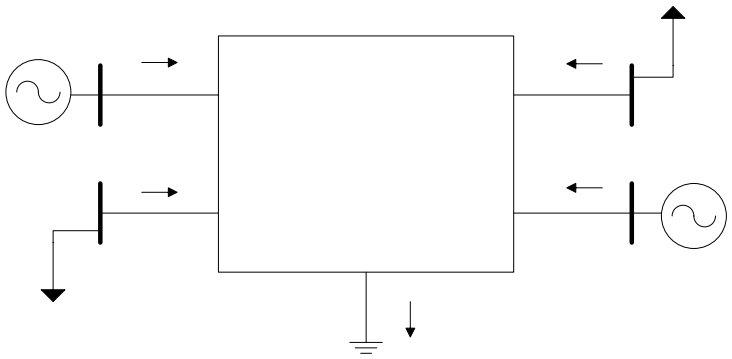
Σχήμα 4.48

Με τον ίδιο τρόπο εξηγούνται γραφικά τα αποτελέσματα του προγράμματος και για τις υπόλοιπες περιπτώσεις συνολικού φορτίου που εξετάσαμε.

Παρατηρούμε, από τα συγκεντρωτικά στοιχεία που φαίνονται στο πίνακα 4.13, ότι στη περίπτωση που συνυπολογίζουμε τις απώλειες μεταφοράς στη μελέτη οικονομικής κατανομής φορτίου, περίπτωση φυσικά που προσεγγίζει τη πραγματικότητα αφού στην πράξη δεν υπάρχουν συστήματα χωρίς απώλειες, η συνολική παραγωγή είναι μεγαλύτερη απ' ότι στη περίπτωση που δε λαμβάνουμε υπόψη μας τις απώλειες, ώστε να καλυφθεί η αύξηση του φορτίου λόγω των απωλειών, γεγονός που οδηγεί στην αύξηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος. Έχουμε επομένως μια αύξηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος λόγω των απωλειών μεταφοράς.

4.4.3 Παράδειγμα υπολογισμού των συντελεστών Β

Για να δείξουμε πώς υπολογίζονται οι συντελεστές Β, θεωρούμε ένα υποσύστημα, αποτελούμενο από δυο μονάδες παραγωγής και δυο φορτία, ενώ το δίκτυο μεταφοράς αντικαθίσταται από τη μήτρα εμπεδήσεων. Ο υπολογισμός που θα γίνει χωρίζεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο χρησιμοποιούμε τη μήτρα Zbus του συστήματος με στόχο να εκφράσουμε τις απώλειες του δικτύου ως συνάρτηση των ρευμάτων των γεννητριών. Στο δεύτερο στάδιο εκφράζουμε τα ρεύματα των γεννητριών συναρτήσει της μιγαδικής ισχύος των μονάδων παραγωγής, κάτι που θα οδηγήσει στην επιθυμητή μορφή της εξίσωσης απωλειών και τον προσδιορισμό των συντελεστών Β.



Σχήμα 4.49 Ενδεικτικό δίκτυο για τον υπολογισμό των συντελεστών Β.

Το ενδεικτικό δίκτυο που φέρουμε ως παράδειγμα, φαίνεται στο σχήμα 4.49. Στους ζυγούς 1 και 2 υπάρχουν οι γεννήτριες και στους ζυγούς 3 και 4 τα φορτία. Τα ρεύματα I_3 και I_4 προστίθενται και συνθέτουν το συνολικό ρεύμα φορτίου I_D.

$$I_3 + I_4 = I_D \qquad (4.1)$$

Υποθέτοντας ότι κάθε φορτίο είναι ένα σταθερό κλάσμα του συνολικού φορτίου έχουμε:

$$I_3 = d_3 \cdot I_D \quad \text{και} \quad I_4 = d_4 \cdot I_D \qquad (4.2)$$

ενώ πρέπει να ισχύει $d_3 + d_4 = 1$

Αν προσθέσουμε και άλλους όρους στις εξισώσεις (4.1) και (4.2) τότε οι εξισώσεις αυτές μπορούν να χρησιμοποιηθούν για συστήματα με περισσότερους από δυο ζυγούς φορτίου.

Για τις τάσεις στους ζυγούς ισχύει:

$$\begin{vmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{vmatrix} \qquad (4.3)$$

Αναλυτικά η πρώτη σειρά της εξίσωσης (4.3) γράφεται:

$$V_1 = Z_{11} \cdot I_1 + Z_{12} \cdot I_2 + Z_{13} \cdot I_3 + Z_{14} \cdot I_4 \qquad (4.4)$$

Αντικαθιστώντας σε αυτή την εξίσωση, $I_3 = d_3 \cdot I_D$ και $I_4 = d_4 \cdot I_D$ και επιλύοντας ως προς I_D έχουμε:

$$I_D = \frac{-Z_{11}}{d_3 \cdot Z_{13} + d_4 \cdot Z_{14}} \cdot I_1 + \frac{-Z_{12}}{d_3 \cdot Z_{13} + d_4 \cdot Z_{14}} \cdot I_2 + \frac{-Z_{11}}{d_3 \cdot Z_{13} + d_4 \cdot Z_{14}} \cdot I_n \qquad (4.5)$$

όπου $I_n = -\frac{V_1}{Z_{11}}$ είναι το ρεύμα εν κενώ.

Θέτουμε:

$$t_1 = \frac{Z_{11}}{d_3 \cdot Z_{13} + d_4 \cdot Z_{14}} \text{ και } t_2 = \frac{Z_{13}}{d_3 \cdot Z_{13} + d_4 \cdot Z_{14}} \qquad (4.6)$$

οπότε μπορούμε να απλοποιήσουμε τους συντελεστές της εξίσωσης (4.5)

$$I_D = -t_1 \cdot I_1 - t_2 \cdot I_2 - t_1 \cdot I_n \qquad (4.7)$$

έτσι οι εξισώσεις (4.2), λόγω της (4.7), γίνονται:

$$I_3 = -d_3 \cdot t_1 \cdot I_1 - d_3 \cdot t_2 \cdot I_2 - d_3 \cdot t_1 \cdot I_n \qquad (4.8)$$
$$I_4 = -d_4 \cdot t_1 \cdot I_1 - d_4 \cdot t_2 \cdot I_2 - d_4 \cdot t_1 \cdot I_n \qquad (4.9)$$

Μπορούμε να θεωρήσουμε ότι οι εξισώσεις (4.8), (4.9) μετασχηματίζουν τα ρεύματα I_1, I_2, I_3, I_4 στα ρεύματα I_1, I_2, I_n με τη βοήθεια του πίνακα C. Αναλυτικά ο μετασχηματισμός έχει ως εξής:

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -d_3 \cdot t_1 & -d_3 \cdot t_2 & -d_3 \cdot t_1 \\ -d_4 \cdot t_1 & -d_4 \cdot t_2 & -d_4 \cdot t_1 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n \end{vmatrix} = C \times \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n \end{vmatrix} \qquad (4.10)$$

Με τη βοήθεια της εξίσωσης (4.10) θα προσπαθήσουμε να μετασχηματίσουμε και την εξίσωση απωλειών. Η εξίσωση απωλειών γράφεται:

$$P_L = [I]^2 \cdot R_{BUS} = [I] \cdot [I]^* \cdot R_{BUS} = [I']^T \cdot C^T \cdot R_{BUS} \cdot C^* \cdot [I']^* \qquad (4.11)$$

Επομένως με τη βοήθεια του μετασχηματισμού της εξίσωσης (4.10), η εξίσωση απωλειών παίρνει την παρακάτω μορφή:

$$P_L = \begin{vmatrix} I_1 & I_2 & I_n \end{vmatrix} \times \left| C^T \cdot R_{BUS} \cdot C^* \right| \times \begin{vmatrix} I_1^* \\ I_2^* \\ I_n^* \end{vmatrix} \qquad (4.12)$$

όπου R_{BUS} είναι το πραγματικό μέρος της μήτρας Z_{BUS}.

Αν επιλέξουμε ως ζυγό αναφοράς το ζυγό 1, τότε το ρεύμα I_n γίνεται σταθερός μιγαδικός αριθμός, οπότε η εξίσωση απωλειών έχει δυο μεταβλητές, τα ρεύματα I_1 και I_2.

Στο δεύτερο στάδιο θα μετασχηματίσουμε τα ρεύματα I_1 και I_2 ως συνάρτηση μόνο των ισχύων εξόδου των μονάδων παραγωγής. Σε κάθε γεννήτρια υποθέτουμε ότι η άεργος ισχύς Q_i είναι ένα σταθερό κλάσμα της πραγματικής ισχύος P_i, με την προϋπόθεση πως η γεννήτρια λειτουργεί με σταθερό συντελεστή ισχύος κατά την χρονική διάρκεια που μας ενδιαφέρει. Επομένως ισχύουν οι παρακάτω σχέσεις:

$$\overset{*}{S}_1 = P_1 + jQ_1 = (1 + js_1) \cdot P_1 \quad \text{και} \quad \overset{*}{S}_2 = P_2 + jQ_2 = (1 + js_2) \cdot P_2 \qquad (4.13)$$

όπου $S_1 = \dfrac{Q_1}{P_1}$ και $S_2 = \dfrac{Q_2}{P_2}$ είναι πραγματικοί αριθμοί.

Τα ρεύματα εξόδου των γεννητριών γίνονται αντίστοιχα:

$$I_1 = \frac{1 - js_1}{V_1^*} \cdot P_1 = \alpha_1 \cdot \mathrm{P}_1 \quad \text{και} \quad I_2 = \frac{1 - js_2}{V_2^*} \cdot P_2 = \alpha_2 \cdot \mathrm{P}_2 \quad (4.14)$$

Από τις εξισώσεις (4.14) προκύπτει ο πίνακας Α:

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & a_2 & 0 \\ 0 & 0 & I_n \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} P_1 \\ P_2 \\ 1 \end{vmatrix} = A \times \begin{vmatrix} P_1 \\ P_2 \\ 1 \end{vmatrix} \qquad (4.15)$$

Αντικαθιστώντας την εξίσωση (4.15) στην (4.12) έχουμε:

$$P_L = P^T \times A \times C^T \times R_{BUS} \times C^* \times A^* \times P^* = P^T \times T_\alpha \times \mathrm{P}^* \quad (4.16)$$

όπου $T_\alpha = A \times C^T \times R_{BUS} \times C^* \times A^*$

Γνωρίζουμε ότι οι συντελεστές Β είναι πραγματικοί αριθμοί, ενώ ο πίνακας T_α έχει μιγαδικά στοιχεία. Χρησιμοποιώντας μια ιδιότητα του πίνακα T_α θα μπορέσουμε να εξάγουμε τους ζητούμενους πραγματικούς συντελεστές Β.

Ο πίνακας T_α έχει την ιδιότητα να είναι ίσος με το συζυγή του ανάστροφού του. Τα διαγώνια στοιχεία του είναι πραγματικοί αριθμοί. Αν προσθέσουμε, όμως, τον πίνακα T_α με το συζυγή του, τότε απαλείφονται τα φανταστικά μέρη και των μη διαγώνιων στοιχείων του.

Έτσι καταλήγουμε στον υπολογισμό της μήτρας των συντελεστών Β:

$$B = \left| \begin{array}{cc:c} B_{11} & B_{12} & B_1/2 \\ B_{21} & B_{22} & B_2/2 \\ \hdashline B_1/2 & B_2/2 & B_{00} \end{array} \right| = \frac{T_\alpha + T_\alpha^*}{2} \qquad (4.17)$$

Επομένως η εξίσωση (4.16), μέσω της εξίσωσης (4.17), γίνεται:

$$P_L = \begin{vmatrix} P_1 & P_2 & 1 \end{vmatrix} \times [B] \times \begin{vmatrix} P_1 \\ P_2 \\ 1 \end{vmatrix} \qquad (4.18)$$

η οποία μπορεί να γραφεί και ως εξής:

$$P_L = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j + \sum_{i=1}^{N} B_i \cdot P_i + B_{00} \qquad (4.19)$$

Η εξίσωση (4.19) υπολογίζει τις απώλειες μεταφοράς χρησιμοποιώντας τους συντελεστές απωλειών Β.

Όπως γίνεται κατανοητό, αν έχουμε ένα μεγαλύτερο δίκτυο με πολλές γεννήτριες και περισσότερους ζυγούς, δεν είναι εύκολο να υπολογιστούν οι συντελεστές Β λόγω του όγκου των υπολογισμών που απαιτούνται. Γι' αυτό το λόγο, για τον υπολογισμό των συντελεστών Β, θα χρησιμοποιήσουμε το πρόγραμμα Powerflow που ανήκει στην οικογένεια προγραμμάτων του Powergen. Στη συνέχεια θα παρουσιαστεί αναλυτικά ο τρόπος υπολογισμού των συντελεστών Β με τη χρήση του προγράμματος Powerflow.

4.4.4 Υπολογισμός των συντελεστών Β με το πρόγραμμα Powerflow.

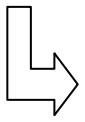
Θα δείξουμε πώς υπολογίζονται οι συντελεστές Β, τις δυνατότητες του προγράμματος, τη μορφή που πρέπει να έχουν τα δεδομένα εισόδου και τα αποτελέσματα της επεξεργασίας από το πρόγραμμα μέσω της εφαρμογής του δικτύου δοκιμής που εξετάζουμε στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής (σχ. 4.7)
Ακολουθούμε τα παρακάτω βήματα:

1) Αρχικά πρέπει να γράψουμε τα δεδομένα του δικτύου που εξετάζουμε σε μια συγκεκριμένη μορφή για να μπορεί το πρόγραμμα να τα αναγνωρίσει και να τα επεξεργαστεί.

Για την εισαγωγή των δεδομένων στο αρχείο δεδομένων εισόδου χρησιμοποιούμε το «Σημειωματάριο» από το μενού «βοηθήματα» των Windows. Επομένως γράφουμε τα στοιχεία του δικτύου μας, που δίνονται στους πίνακες 4.1, 4.2 και 4.6, σε ένα αρχείο δεδομένων εισόδου που το συντάσσουμε με το «Σημειωματάριο». Παρακάτω παρουσιάζουμε το αρχείο δεδομένων εισόδου αναλυτικά με ορισμένες επεξηγήσεις, ώστε να γίνει κατανοητός ο τρόπος σύνταξης του και στη συνέχεια δίνουμε το αρχείο δεδομένων εισόδου με τη μορφή που το καθιστά έτοιμο προς χρήση από το πρόγραμμα.

Το αρχείο δεδομένων εισόδου πρέπει να έχει την εξής μορφή:

NINEBUS LOAD FLOW SAMPLE SYSTEM



2 γραμμές για το τίτλο του αρχείου

9 ← Αριθμός ζυγών του συστήματος
4 ← Αριθμός γεννητριών του συστήματος
10 ← Αριθμός κλάδων του συστήματος
1 ← Αριθμός ζυγού αναφοράς του συστήματος

Σε αυτό το σημείο εισάγουμε τα δεδομένα των ζυγών ως εξής:

Bus number	Bus name	P Load (pu)	Q Load (pu)	Voltage Low Limit (pu)	Voltage High Limit (pu)
1	BUS-1	0.0	0.0	0.95	1.05
2	BUS-2	1.4	0.5	0.95	1.05
3	BUS-3	0.0	0.0	0.95	1.05
4	BUS-4	0.0	0.0	0.95	1.05
5	BUS-5	1.4	0.5	0.95	1.05
6	BUS-6	1.4	0.5	0.95	1.05
7	BUS-7	1.4	0.5	0.95	1.05
8	BUS-8	1.4	0.5	0.95	1.05
9	BUS-9	0.0	0.0	0.95	1.05

όπου:
Bus number: αριθμός ζυγού
Bus name: όνομα ζυγού
P Load: πραγματικό φορτίο του ζυγού σε pu
Q Load: φανταστικό φορτίο του ζυγού σε pu
Voltage Low Limit: η ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή για τη τάση του ζυγού σε pu
Voltage High Limit: η μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή για τη τάση του ζυγού σε pu

Τώρα εισάγουμε τα στοιχεία των γεννητριών:

Bus number	MW Generation (pu)	Scheduled Voltage (pu)	High Mvar Limit (pu)	Low Mvar Limit (pu)
1	2.361	1.056	1.00	-0.964
3	2.807	1.060	1.102	-1.248
4	1.219	1.062	2.064	-2.378
9	0.613	1.034	1.025	-0.984

όπου:
Bus number: αριθμός ζυγού
MW Generation: πραγματική - ενεργός ισχύς της γεννήτριας σε pu
Scheduled Voltage: σταθερή τιμή της τάσης του ζυγού σε pu
High Mvar Limit: μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της άεργης ισχύος της γεννήτριας σε pu
Low Mvar Limit: ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή της άεργης ισχύος της γεννήτριας σε pu

Σε αυτό το σημείο εισάγουμε τα δεδομένα των γραμμών:

From Bus	To Bus	Branch R (pu)	Branch X (pu)	Line Charging (pu)	Branch MVA Limit (pu)	Branch Type
1	2	0.00263	0.02492	0.29	6.32	LINE
1	3	0.00115	0.01089	0.12	6.88	LINE
2	4	0.00256	0.02423	0.28	9.46	LINE
3	4	0.00035	0.00339	0.04	12.64	LINE
3	5	0.00305	0.02883	0.33	11.89	LINE
5	4	0.00297	0.02814	0.32	10.29	LINE
5	6	0.00368	0.03484	0.40	12.64	LINE
6	7	0.00187	0.01774	0.20	12.64	LINE
7	8	0.00040	0.00381	0.04	12.64	LINE
8	9	0.00084	0.00802	0.09	12.64	LINE

όπου:
From Bus: από το ζυγό
To Bus: προς το ζυγό
Branch R: η αντίσταση R της γραμμής σε pu
Branch X: η αντίδραση X της γραμμής σε pu
Line Charging: γράφουμε το μισό της επιδεκτικότητας B (Susceptance) σε pu
MVA Limit: γράφουμε το όριο φόρτισης της γραμμής σε pu

Branch Type: ο τρόπος με τον οποίο συνδέονται οι ζυγοί του συστήματος. Γράφουμε LINE αν οι ζυγοί συνδέονται μέσω γραμμών μεταφοράς και TRAN αν οι ζυγοί συνδέονται μέσω μετασχηματιστή.

Τα δεδομένα στο αρχείο σε κάθε γραμμή χωρίζονται μεταξύ τους με κενό χαρακτήρα.

Σημειώνουμε ότι το πρόγραμμα Powerflow έχει κάποια όρια στα δεδομένα εισόδου που μπορεί να διαχειριστεί, τα οποία είναι:

Μέγιστος αριθμός ζυγών: 25
Μέγιστος αριθμός κλάδων (γραμμών ή μετασχηματιστών): 40
Μέγιστος αριθμός γεννητριών: 20
Μέγιστος αριθμός μετασχηματιστών: 10

Γίνονται οι διευκρινήσεις:

- Σύμφωνα με τη παραγωγική δυνατότητα των γεννητριών του δικτύου μας (πίνακας 4.1), η συνολική παραγωγή μπορεί να κυμανθεί μεταξύ 485,9 ÷ 1003,9 MW. Όπως μπορούμε να δούμε από το παράδειγμα υπολογισμού των συντελεστών Β, οι τιμές τους εξαρτώνται από τη τιμή του φορτίου των ζυγών. Δηλαδή για κάθε τιμή φορτίου στους ζυγούς έχουμε και διαφορετική τιμή των συντελεστών Β. Στην εφαρμογή μας, δεν θα υπολογίζουμε κάθε φορά που αλλάζει το φορτίο και διαφορετικούς συντελεστές Β. Θα υπολογίσουμε τους συντελεστές Β για ένα μέσο φορτίο. Ο υπολογισμός μπορεί να γίνει για ένα φορτίο 700 MW. Αυτό το φορτίο των 700 MW υποθέτουμε ότι ισοκατανέμεται στους 5 ζυγούς που έχουν φορτίο. Γι' αυτό, όπως φαίνεται και στο αρχείο δεδομένων εισόδου, στο σημείο των στοιχείων των ζυγών, βάζουμε φορτίο σε κάθε ένα από τους 5 ζυγούς 140 MW (1.4 pu) και ενδεικτικά 50 Mvar (0.5 pu)

- Στο αρχείο δεδομένων εισόδου, στο σημείο εισαγωγής των στοιχείων των γεννητριών, βάζουμε ως εξόδους της πραγματικής ισχύος των γεννητριών, P, τις εξόδους που έχουμε από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου για το φορτίο των 700 MW χωρίς να ληφθούν υπόψη οι απώλειες μεταφοράς (σχ. 4.29) (και δε γίνεται να ληφθούν υπόψη οι απώλειες μεταφοράς, αφού για να συμπεριλάβουμε τις απώλειες μεταφοράς πρέπει να υπολογίσουμε τους συντελεστές Β)

Οπότε το αρχείο δεδομένων εισόδου πρέπει να έχει την παρακάτω μορφή:

NINEBUS LOAD FLOW SAMPLE SYSTEM

9
4
10
1
1 BUS-1 0.0 0.0 0.95 1.05
2 BUS-2 1.4 0.5 0.95 1.05
3 BUS-3 0.0 0.0 0.95 1.05
4 BUS-4 0.0 0.0 0.95 1.05
5 BUS-5 1.4 0.5 0.95 1.05
6 BUS-6 1.4 0.5 0.95 1.05
7 BUS-7 1.4 0.5 0.95 1.05
8 BUS-8 1.4 0.5 0.95 1.05
9 BUS-9 0.0 0.0 0.95 1.05
1 2.361 1.056 1.00 -0.964
3 2.807 1.060 1.102 -1.248
4 1.219 1.062 2.064 -2.378
9 0.613 1.034 1.025 -0.984
1 2 0.00263 0.02492 0.29 6.32 LINE
1 3 0.00115 0.01089 0.12 6.88 LINE
2 4 0.00256 0.02423 0.28 9.46 LINE
3 4 0.00035 0.00339 0.04 12.64 LINE
3 5 0.00305 0.02883 0.33 11.89 LINE
5 4 0.00297 0.02814 0.32 10.29 LINE
5 6 0.00368 0.03484 0.40 12.64 LINE
6 7 0.00187 0.01774 0.20 12.64 LINE
7 8 0.00040 0.00381 0.04 12.64 LINE
8 9 0.00084 0.00802 0.09 12.64 LINE

Αποθηκεύουμε το αρχείο δεδομένων εισόδου στα περιεχόμενα του Powergen με επέκταση .dat
Π.χ. ninebus31.dat

2) Στη συνέχεια μπαίνουμε σε περιβάλλον MS – DOS (από τα Windows με διαδοχικές επιλογές: έναρξη → προγράμματα → βοηθήματα → Γραμμή εντολών). Κατόπιν μπαίνουμε στο κατάλογο (directory) του Powergen (cd Powergen) και επιλέγουμε το πρόγραμμα Powerflow, γράφοντας pwrflow2.

```
C:\>cd powergen
C:\powergen>pwrflow2
```

Τότε μας ζητείται από το πρόγραμμα να εισάγουμε το όνομα του αρχείου δεδομένων εισόδου, οπότε και εμείς δίνουμε το όνομα του αρχείου, ninebus31.dat.

```
C:\>cd powergen

C:\powergen>pwrflow2

 Enter name of input data file :ninebus31.dat
```

Στη συνέχεια εμφανίζεται το μενού επιλογών:

```
 Menu of options:

1 - print input data
2 - run Gauss-Seidel powerflow
3 - run Newton-Raphson powerflow
4 - print solution
5 - change input data
6 - write voltage solution to a file
7 - write B_coefficients
8 - quit

Enter option >
```

3) Επιλέγουμε το 3, ώστε να γίνει μελέτη ροής φορτίου με τη μέθοδο Newton – Raphson.

4) Μετά επιλέγουμε το 6, ώστε να αποθηκεύσουμε σ' ένα αρχείο τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την ανάλυση ροής φορτίου για τις τάσεις στους ζυγούς του συστήματος.
Μας ζητείται να εισάγουμε ένα όνομα για το αρχείο που θα αποθηκευτούν οι τάσεις των ζυγών και γράφουμε π.χ. ninebus31sol.dat (αναφέρεται στα αποτελέσματα της ανάλυσης ροής φορτίου για τις τάσεις των ζυγών στο αρχείο ninebus31.dat):

```
Enter option >6

Enter name of solution data file :ninebus31sol.dat_
```

Το αρχείο ninebus31sol.dat έχει την παρακάτω μορφή:

NINEBUS LOAD FLOW SAMPLE SYSTEM

1 1.056000000000E+000 0.000000000000E+000
2 1.058766244011E+000 -2.500435659049E-002
3 1.060000000000E+000 -1.373730248705E-002
4 1.062000000000E+000 -1.869198145668E-002
5 1.054842472865E+000 -8.075014719203E-002
6 1.034808269582E+000 -1.957592281225E-001
7 1.028934861796E+000 -2.320944470592E-001
8 1.029282721573E+000 -2.349947589231E-001
9 1.034000000000E+000 -2.308056769437E-001

Οι δύο πρώτες γραμμές του αρχείου ninebus31sol.dat περιέχουν το τίτλο του αρχείου. Από τη τρίτη γραμμή και κάτω γράφονται τα αποτελέσματα. Στην πρώτη στήλη δίνεται ο αριθμός του ζυγού, στη δεύτερη στήλη εμφανίζονται οι πολικές τιμές για τα μέτρα των τάσεων σε pu, ενώ στη τρίτη στήλη δίνονται οι τιμές για τη γωνία των τάσεων σε μοίρες.

5) Στη συνέχεια επιλέγουμε το 4 για να δούμε τα συνολικά αποτελέσματα της ανάλυσης ροής φορτίου και να αποθηκεύσουμε τις εξόδους των γεννητριών σε ένα αρχείο.

Αναλυτικά, μόλις επιλέξουμε το 4, εμφανίζονται στην οθόνη τα αποτελέσματα της ανάλυσης ροής φορτίου:

From Bus	Volt. Mag.	Volt. Angle	Mw Load	Mvar Load	Mw Gen.	Mvar Gen.	To Bus	Mw Flow	Mvar Flow	Mva Flow
1	1.0560	0.000	0.00	0.00	245.55	-119.78				
							2	109.86	-54.25	122.53
							3	135.69	-65.53	150.69
2	1.0588	-1.433	140.00	50.00						
							1	-109.56	-7.79	109.84
							4	-30.44	-42.21	52.04
3	1.0600	-0.787	0.00	0.00	280.70	-78.94				
							1	-135.47	40.73	141.46
							4	156.45	-82.78	177.00
							5	259.73	-36.89	262.33
4	1.0620	-1.071	0.00	0.00	121.90	26.59				
							2	30.46	-20.53	36.73
							3	-156.35	74.69	173.28
							5	247.79	-27.57	249.32
5	1.0548	-4.627	140.00	50.00						
							3	-257.89	-19.60	258.64
							4	-246.17	-28.79	247.85
							6	364.07	-1.61	364.07
6	1.0348	-11.216	140.00	50.00						
							5	-359.62	-43.65	362.26
							7	219.62	-6.35	219.72
7	1.0289	-13.298	140.00	50.00						
							6	-218.78	-28.22	220.59
							8	78.78	-21.78	81.73
8	1.0293	-13.464	140.00	50.00						
							7	-78.75	13.54	79.91
							9	-61.25	-63.54	88.26
9	1.0340	-13.224	0.00	0.00	61.30	44.89				
							8	61.30	44.89	75.98

Mw gen	=	709.45
Mvar gen	=	-127.23
Mw load	=	700.00
Mvar load	=	250.00
Total I2R Mw losses	=	9.45
Total I2X Mvar losses	=	89.51
Total charging Mvar	=	466.74

Έπειτα μας ζητείται να αποθηκεύσουμε σ' ένα αρχείο τις εξόδους των γεννητριών που προκύπτουν από την ανάλυση ροής φορτίου και δίνουμε το όνομα του αρχείου, π.χ. gen31.dat:

```
Enter name of pgen-qgen data file:gen31.dat
```

Το αρχείο gen31.dat έχει τη μορφή:

```
 2.4555
 2.8070
 1.2190
 0.6130
-1.1978
-0.7894
 0.2659
 0.4489
```

Οι πρώτες 4 γραμμές του αρχείου δείχνουν την ενεργό ισχύ, P, των γεννητριών σε pu κατά σειρά καταχώρησης των γεννητριών στο αρχείο δεδομένων εισόδου και οι υπόλοιπες 4 γραμμές δείχνουν την άεργο ισχύ, Q, των γεννητριών του συστήματος σε pu. Δηλαδή έχουμε:

$P_{MEGALIII}$ = 2,4555 pu = 245,55 MW
$P_{MEGALIV}$ = 2,8070 pu = 280,7 MW
P_{LAYRIO} = 1,2190 pu = 121,9 MW
$P_{ALIBERI}$ = 0,6130 pu = 61,3 MW
και:
$Q_{MEGALIII}$ = -1,1978 pu = -119,78 MVar
$Q_{MEGALIV}$ = -0,7894 pu = -78,94 MVar
Q_{LAYRIO} = 0,2659 pu = 26,59 MVar
$Q_{ALIBERI}$ = 0,4489 pu = 44,89 MVar

6) Επιλέγουμε το 7 από το μενού επιλογών του προγράμματος, ώστε να υπολογίσουμε τους συντελεστές απωλειών B. Αμέσως, μόλις δώσουμε την επιλογή 7, μας ζητά το πρόγραμμα να δώσουμε το όνομα του αρχείου που είναι αποθηκευμένες οι τιμές των τάσεων στους ζυγούς του συστήματος. Στη δική μας περίπτωση το αρχείο στο οποίο είναι αποθηκευμένες οι τάσεις των ζυγών είναι το ninebus31sol.dat, οπότε και γράφουμε ninebus31sol.dat:

```
Enter option >7
Enter name of voltage solution data file:ninebus31sol.dat_
```

7) Στη συνέχεια μας ζητείται να δώσουμε το όνομα του αρχείου στο οποίο θα αποθηκευτούν οι τιμές της μήτρας Y_{bus} του συστήματος (διάστασης 9×9, αφού έχουμε 9 ζυγούς). Δίνουμε το όνομα Y31.txt. Το αρχείο Y31.txt έχει τη μορφή:

```
9
  13.779  -4.188  -9.590   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000
  -4.188   8.501   0.000  -4.312   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000
  -9.590   0.000  43.354 -30.134  -3.629   0.000   0.000   0.000   0.000
   0.000  -4.312 -30.134  38.156  -3.709   0.000   0.000   0.000   0.000
   0.000   0.000  -3.629  -3.709  10.337  -2.998   0.000   0.000   0.000
   0.000   0.000   0.000   0.000  -2.998   8.875  -5.877   0.000   0.000
   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000  -5.877  33.132 -27.255   0.000
   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000 -27.255  40.173 -12.918
   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000 -12.918  12.918
-130.091  39.686  90.815   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000
  39.686 -79.932   0.000  40.816   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000
  90.815   0.000-416.501 291.874  34.302   0.000   0.000   0.000   0.000
   0.000  40.816 291.874-367.195  35.145   0.000   0.000   0.000   0.000
   0.000   0.000  34.302  35.145 -96.783  28.386   0.000   0.000   0.000
   0.000   0.000   0.000   0.000  28.386 -83.536  55.750   0.000   0.000
   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000  55.750-315.116 259.606   0.000
   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000 259.606-382.811 123.335
   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000   0.000 123.335-123.245
```

Η πρώτη γραμμή δείχνει τον αριθμό των ζυγών του συστήματος, (9). Μετά τα στοιχεία των πρώτων 9 γραμμών και 9 στηλών δίνουν το πραγματικό μέρος των στοιχείων της μήτρας αγωγιμοτήτων Y_{bus} και τα υπόλοιπα 9×9 στοιχεία δείχνουν το φανταστικό μέρος των στοιχείων της Y_{bus}.

8) Ο υπολογισμός των συντελεστών Β απαιτεί τη γνώση της μήτρας Z_{bus} του συστήματος, όπου $Z_{bus}=Y_{bus}^{-1}$. Επομένως χρειάζεται να αντιστραφεί η μήτρα Y_{bus}, κάτι που θα γίνει με τη βοήθεια του προγράμματος MATLAB. Το πρόγραμμα που πραγματοποιεί αυτή την αντιστροφή είναι γενικό και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για συστήματα με αρκετά μεγάλο αριθμό ζυγών. Αναλυτικά το πρόγραμμα παρουσιάζεται παρακάτω:

Πρόγραμμα invert.m σε περιβάλλον MATLAB.

```
fid=fopen('c:\powergen\Y.txt','r');
numbuses=fscanf(fid, '%d',1);
Re=fscanf(fid, '%f', [numbuses,numbuses]);
Im=fscanf(fid, '%f', [numbuses,numbuses]);
Y=complex(Re,Im);
Z=inv(Y);
Real=real(Z);
Image=imag(Z);
fclose(fid);
fid2=fopen(;c:\powergen\Z.txt', 'w');
for i=1:numbuses
    for j=1:numbuses
        fprintf(fid2, ' ');
        fprintf(fid2, '%f', Real(i,j));
        fprintf(fid2, ' ');
        fprintf(fid2, '%f', Image(i,j));
    end
    fprintf(fid2, '\n');
end
fclose(fid2);
```

Το πρόγραμμα invert.m διαβάζει τα δεδομένα από το αρχείο Y31.txt το οποίο παρουσιάστηκε προηγουμένως, αντιστρέφει τον πίνακα Y_{bus} και τοποθετεί τα αποτελέσματα, τη μήτρα Z_{bus}, στο αρχείο Z.txt

Αφού δώσαμε το όνομα του αρχείου που περιέχει τη μήτρα Y_{bus}, Y31.txt, το πρόγραμμα κάνει κλίση του προγράμματος invert.m, γίνεται η αντιστροφή της μήτρας Y_{bus} και στη συνέχεια μας ζητάει να δώσουμε το όνομα του αρχείου που θα αποθηκευτεί η μήτρα Z_{bus}.
Δίνουμε το όνομα του αρχείου: Z.txt

9) Στη συνέχεια το πρόγραμμα μας ζητάει να δώσουμε το όνομα του αρχείου στο οποίο περιέχονται οι τιμές της παραγόμενης ισχύος από τις γεννήτριες, P και Q. Οι τιμές της ισχύος των γεννητριών υπάρχουν στο αρχείο gen31.dat, όπως το έχουμε δείξει στο βήμα 5. Οπότε και γράφουμε: gen31.dat

10) Τέλος το πρόγραμμα υπολογίζει τους συντελεστές Β και μας ζητάει να του δώσουμε το όνομα του αρχείου που θα αποθηκεύσει τα αποτελέσματα του υπολογισμού.
Γράφουμε: B31.txt. Το αρχείο B31.txt έχει την εξής μορφή:

B00= 0.001
B(1)= -0.002 B(2)= -0.001 B(3)= 0.001 B(4)= 0.002
B(1, 1)= 0.003 B(1, 2)= 0.002 B(1, 3)= 0.001 B(1, 4)= 0.001
B(2, 1)= 0.002 B(2, 2)= 0.003 B(2, 3)= 0.001 B(2, 4)= 0.001
B(3, 1)= 0.001 B(3, 2)= 0.001 B(3, 3)= 0.002 B(3, 4)= 0.002
B(4, 1)= 0.001 B(4, 2)= 0.001 B(4, 3)= 0.002 B(4, 4)= 0.002

Και έχουμε υπολογίσει τους ζητούμενους συντελεστές απωλειών Β που χρησιμοποιούνται για την εύρεση των απωλειών μεταφοράς μέσω της σχέσης (4.19). Τους συντελεστές αυτούς γράφουμε στην επιλογή "B Matrix Loss Formula", σχήμα 4.34, κατά την εφαρμογή του προγράμματος οικονομικής κατανομής φορτίου με απώλειες μεταφοράς (ενότητα 4.4.2).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΈΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

5.1 Εισαγωγή

Όπως έχουμε αναφέρει, η ηλεκτρική ζήτηση, το φορτίο, δεν είναι σταθερό, αλλά μεταβάλλεται με το χρόνο. Καθώς μεταβάλλεται το φορτίο κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου (ή σε χρονικό ορίζοντα εβδομάδας ή μήνα), δεν χρειάζεται να λειτουργούν τόσες μονάδες ώστε να καλύπτουν την μέγιστη ζήτηση γιατί κάτι τέτοιο θα ήταν ασύμφορο οικονομικά. Επομένως η μεταβολή του φορτίου συνοδεύεται από μια μεταβολή του αριθμού των μονάδων που παρέχουν ισχύ στο δίκτυο. Άρα είναι αναγκαίο να καταρτιστεί ένα πρόγραμμα ένταξης / κράτησης των μονάδων παραγωγής για το χρονικό διάστημα που εξετάζουμε, με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού λειτουργικού κόστους.

Σε αμιγώς θερμικά, αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας το πρόβλημα της βέλτιστής ένταξης μονάδων (unit commitment) ορίζεται ως εξής:

Για μια δεδομένη χρονική περίοδο, Τ ωρών, της λειτουργίας ενός συστήματος με Ν διαθέσιμες μονάδες παραγωγής είναι γνωστή η πρόβλεψη φορτίου $[P_D(t), t=1, \ldots, T]$. Ζητείται το πρόγραμμα ένταξης των θερμικών μονάδων, έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος κατά τη χρονική περίοδο t=1, …, Τ.

Σε υδροθερμικά συστήματα η ένταξη μονάδων περιλαμβάνει τον προγραμματισμό λειτουργίας των θερμικών και των υδροηλεκτρικών μονάδων του συστήματος, γνωστή ως υδροθερμική συνεργασία. Στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής θα περιοριστούμε στο προγραμματισμό λειτουργίας των θερμικών μονάδων.
Σε ένα διασυνδεδεμένο, υδροθερμικό σύστημα, το πρόβλημα της ένταξης θερμικών μονάδων ορίζεται ως εξής:

Για μια δεδομένη χρονική περίοδο, Τ ωρών, της λειτουργίας ενός συστήματος με Ν διαθέσιμες μονάδες παραγωγής είναι γνωστά:
α) Η πρόβλεψη φορτίου $[P_D(t), t=1, \ldots, T]$.
β) Το πρόγραμμα παραγωγής των υδροηλεκτρικών σταθμών $[P_H(t), t=1, \ldots, T]$.
γ) Το πρόγραμμα ανταλλαγών ισχύος με τα γειτονικά δίκτυα $[P_{INT}(t), t=1, \ldots, T]$.
δ) Οι καμπύλες κόστους, $F_i(P_i)$, των θερμικών μονάδων.

Ζητείται το βέλτιστο πρόγραμμα ένταξης των θερμικών μονάδων, [$e_i(t)$, t=1, …, T], έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος κατά τη χρονική περίοδο t=1, …, T:

$$F_T = \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}\left[e_i(t)\cdot F_i(P_i(t)) + e_i(t)\cdot(1-e_i(t-1))\cdot SU_i\right]$$

όπου:
$e_i(t)$= 1 αν η μονάδα i λειτουργεί (ON) την ώρα t
$e_i(t)$= 0 αν η μονάδα i είναι εκτός λειτουργίας (OFF) την ώρα t

SU_i: Κόστος εκκίνησης της μονάδας i

Κατά την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων, υπολογίζεται και μια πρόβλεψη της βέλτιστης ωριαίας εξόδου των θερμικών μονάδων, [$P_i(t)$, i=1, N t=1, T].

Η διάρκεια της χρονικής περιόδου προγραμματισμού είναι συνήθως T=24 h (ένταξη μονάδων για την επόμενη μέρα) ή T=168 h (εβδομαδιαία ένταξη μονάδων).

Η κατάρτιση του προγράμματος ένταξης μονάδων για την επόμενη μέρα βασίζεται στην πρόβλεψη του φορτίου του συστήματος για το επόμενο 24ωρο. Σφάλματα στην πρόβλεψη φορτίου μπορεί να οδηγήσουν σ' ένα μη οικονομικά βέλτιστο πρόγραμμα.

5.2 Περιορισμοί στην ένταξη μονάδων

Κατά την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων πρέπει να ικανοποιούνται ορισμένοι περιορισμοί. Μερικοί από τους οποίους είναι:

1. **Στρεφόμενη εφεδρεία**
   Η στρεφόμενη εφεδρεία (Spinning Reserve) του συστήματος σε μια χρονική στιγμή υπολογίζεται αν αφαιρέσουμε από τη συνολική διαθέσιμη ισχύ των συγχρονισμένων στο δίκτυο (στρεφόμενων) μονάδων το φορτίο (συν απώλειες μεταφοράς) που ικανοποιείται τη δεδομένη στιγμή. Πρέπει πάντα να υπάρχει αρκετή στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα ώστε η απώλεια μιας μονάδας να μην προκαλέσει μεγάλη πτώση στη συχνότητα, δηλαδή αν υποστεί βλάβη μια μονάδα, θα πρέπει να υπάρχει αρκετή εφεδρεία στις υπόλοιπες μονάδες που λειτουργούν ώστε να μπορέσουν αυτές να αναπληρώσουν το έλλειμμα παραγωγής σε σύντομα χρονικό διάστημα.

Η κατανομή της στρεφόμενης εφεδρείας γίνεται σύμφωνα με ορισμένους κανόνες που διαφέρουν από περιοχή σε περιοχή. Συνήθως απαιτείται η στρεφόμενη εφεδρεία να είναι μεγαλύτερη από κάποιο ποσοστό (π.χ. 10%) της προβλεπόμενης αιχμής φορτίου ή να είναι αρκετή για να καλύψει την απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας του δικτύου.

Εκτός της στρεφόμενης εφεδρείας, υπάρχει και η ψυχρή εφεδρεία. Αυτή περιλαμβάνει τις γρήγορες μονάδες (ντήζελ, αεριοστρόβιλους, υδροηλεκτρικές και αντλητικές) που μπορούν να συγχρονιστούν και να αποδώσουν πλήρη ισχύ σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Οι εφεδρείες πρέπει να είναι κατανεμημένες στο ηλεκτρικό δίκτυο έτσι ώστε να αποφεύγονται πιθανές υπερφορτίσεις των γραμμών μεταφοράς του δικτύου, όταν παραστεί ανάγκη χρησιμοποίησης τους.

2. Περιορισμοί θερμικών μονάδων

Στους ΑΗΣ επιτρέπονται αργές μόνο αλλαγές ισχύος, λόγω περιορισμού των μηχανικών και θερμικών καταπονήσεων. Επίσης οι ΑΗΣ χρειάζονται τεχνικό προσωπικό για τη λειτουργία τους, ιδίως κατά το συγχρονισμό ή τη διακοπή της λειτουργίας των μονάδων τους. Πρέπει να ικανοποιούνται περιορισμοί όπως:

- **Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας** (Minimum Up Time): Από τη στιγμή που εντάσσεται μια μονάδα πρέπει να περάσει ορισμένος χρόνος πριν αποσυνδεθεί η μονάδα από το δίκτυο.

- **Ελάχιστος χρόνος κράτησης** (Minimum Down Time): Από τη στιγμή που θα αποσυνδεθεί μια μονάδα πρέπει να περάσει ορισμένος χρόνος πριν ξανασυνδεθεί η μονάδα στο δίκτυο.

- **Περιορισμοί προσωπικού** (Crew Constraints): Αν σε ένα εργοστάσιο υπάρχουν δύο ή περισσότερες μονάδες, δεν μπορούν να συνδεθούν συγχρόνως στο δίκτυο λόγω περιορισμένου προσωπικού.

Επίσης, όπως έχουμε αναφέρει, κατά τη διαδικασία της εκκίνησης, έχουμε ένα κόστος εκκίνησης (start – up cost). Το κόστος εκκίνησης είναι συνάρτηση του προηγούμενου χρόνου κράτησης μέχρι να πάρει

μια ανώτατη τιμή κορεσμού που είναι το κόστος ψυχρής εκκίνησης. Αντίστοιχα κατά τη διαδικασία κράτησης μιας ατμοηλεκτρικής μονάδας χρειάζεται να δαπανηθεί ενέργεια για την σταδιακή μείωση της εξόδου της και την αποφυγή απότομων θερμοκρασιακών μεταβολών, οπότε έχουμε και το ανάλογο κόστος κράτησης της μονάδας (shut – down cost). Κατά τις πρώτες ώρες μετά το συγχρονισμό της με το δίκτυο, η μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποδώσει μια ατμοηλεκτρική μονάδα δεν είναι ίση με την ονομαστική της ισχύ αλλά περιορίζεται από την ταχύτητα ανάληψης φορτίου της μονάδας (σχ. 2.8). Αντίστοιχη σταδιακή μείωση του φορτίου της μονάδας παρατηρείται και κατά τη διαδικασία κράτησης της μονάδας. Επίσης οι μεταβολές της ισχύος εξόδου μιας ατμοηλεκτρικής μονάδας θα πρέπει να ικανοποιούν την **ταχύτητα απόκρισης** (σε MW/min) της μονάδας που είναι της τάξεως του 2% της ονομαστικής ισχύος της μονάδας ανά min.

3. Άλλοι περιορισμοί

- **Υποχρεωτική λειτουργία μονάδων** (Must run). Για λειτουργικούς λόγους ορισμένες μονάδες λειτουργούν υποχρεωτικά για κάποια χρονικά διαστήματα. Τυπικοί λειτουργικοί λόγοι που επιβάλλουν την υποχρεωτική λειτουργία μονάδων είναι η στήριξη της τάσης του δικτύου, η ευστάθεια του συστήματος, η περιορισμένη μεταφορική ικανότητα του συστήματος μεταφοράς και η χρήση του ατμού της μονάδας για τηλεθέρμανση.

- **Περιορισμοί καυσίμου.** Σε ορισμένες περιπτώσεις (βλάβες, απεργίες κ.α.) η ικανότητα του σταθμού παραγωγής περιορίζεται από το ρυθμό τροφοδοσίας του με καύσιμα. Υπάρχει περίπτωση και η διαθέσιμη ποσότητα καυσίμου να είναι περιορισμένη. Σε άλλες περιπτώσεις, π.χ. όταν υπάρχει δέσμευση ελάχιστης παραλαβής (take or pay), ο σταθμός θα πρέπει να καταναλώσει τουλάχιστον μια ποσότητα καυσίμου κατά τη διάρκεια της χρονικής περιόδου προγραμματισμού παραγωγής.

5.3 Επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων

Με την προσθήκη των περιορισμών, που παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη ενότητα, η ένταξη των μονάδων γίνεται ένα αρκετά δύσκολο και πολύπλοκο πρόβλημα. Ο συνδυασμός των μονάδων που θα λειτουργήσουν κατά τη διάρκεια μιας ώρας δεν μπορεί να υπολογιστεί ανεξάρτητα από το συνδυασμό μονάδων της προηγούμενης ώρας, γεγονός που περιπλέκει την επίλυση.

Θεωρητικά, αν έχουμε να καταρτίσουμε το πρόγραμμα ένταξης N μονάδων για τις επόμενες T ώρες θα πρέπει να εξετάσουμε συνολικά $(2^N-1)^T$ συνδυασμούς καταστάσεως μονάδων – ωρών. Για 24ωρο προγραμματισμό ο αριθμός $(2^N-1)^{24}$ είναι πολύ μεγάλος ακόμη και για μικρές τιμές του N. Ένας τρόπος για να λύσουμε αυτό το δύσκολο πρόβλημα της ένταξης μονάδων είναι ο δυναμικός προγραμματισμός.

Ο απλούστερος τρόπος ένταξης μονάδων είναι η ένταξη τους με σειρά προτεραιότητας. Γίνεται μια κατάταξη των μονάδων κατά αύξουσα σειρά του ειδικού κόστους λειτουργίας στη μέγιστη έξοδο, $\frac{F(P_{\max})}{P_{\max}}$. Η ένταξη των μονάδων γίνεται σύμφωνα με τη θέση τους στη σειρά προτεραιότητας. Πρώτες εντάσσονται οι μονάδες με χαμηλό ειδικό κόστος λειτουργίας, δηλαδή οι οικονομικές μονάδες βάσης και τελευταίες εντάσσονται οι μονάδες αιχμής που έχουν υψηλό ειδικό κόστος λειτουργίας.

Αν θέλουμε βέβαια να συμπεριλάβουμε στη λύση μας και τους περιορισμούς στην ένταξη μονάδων ή έχουμε ένα μεγάλο ηλεκτρικό δίκτυο, χρησιμοποιούμε τον δυναμικό προγραμματισμό που εξετάζεται παρακάτω.

5.3.1 Επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό

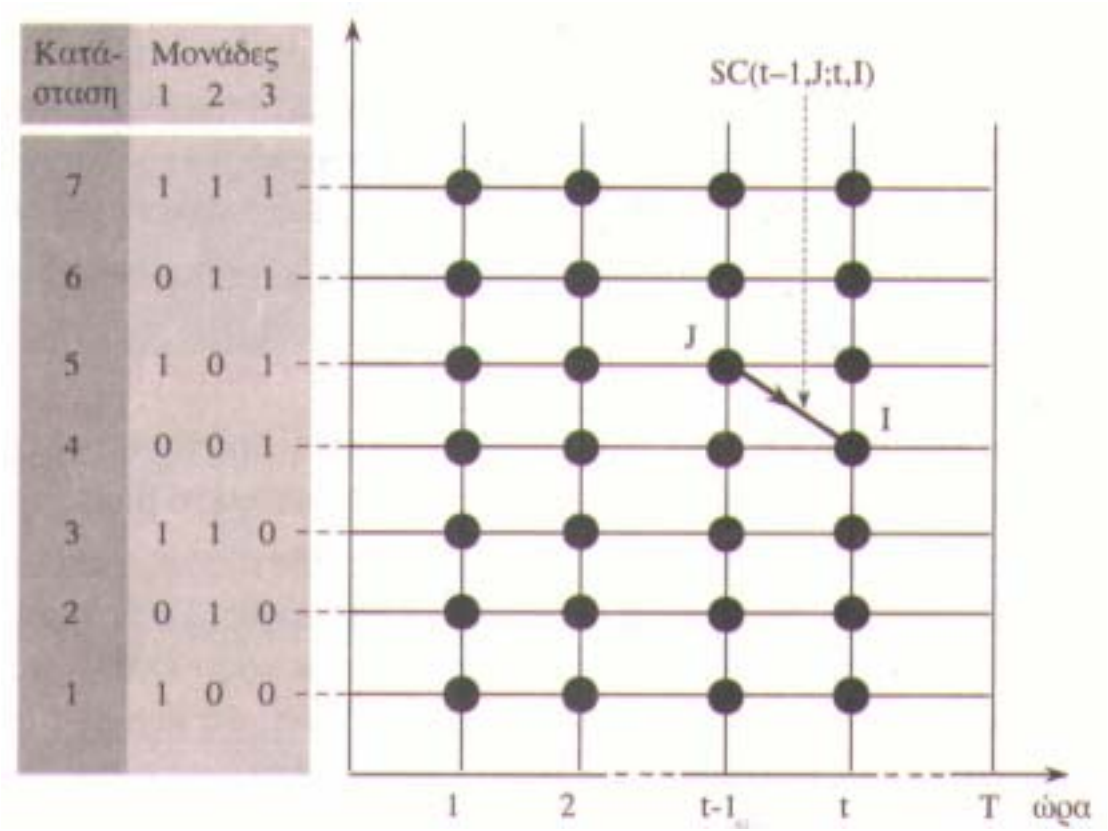
Ο δυναμικός προγραμματισμός είναι μία μέθοδος βελτιστοποίησης που εφαρμόζεται σε προβλήματα όπου πρέπει να ληφθεί μια ακολουθία διαδοχικών αποφάσεων. Κάθε απόφαση μετασχηματίζει την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος σε μια νέα κατάσταση. Η αρχική κατάσταση του συστήματος είναι συνήθως γνωστή. Αναζητούμε μια ακολουθία αποφάσεων, που αν εφαρμοστεί στην αρχική κατάσταση, δίνει μια ακολουθία καταστάσεων που μεγιστοποιεί (ή ελαχιστοποιεί) κάποιο κριτήριο καλής λειτουργίας του συστήματος.

Στη δική μας περίπτωση είναι η επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με βάση τους περιορισμούς στην ένταξη και στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας.

Το πλέγμα του χώρου κατάστασης του δυναμικού προγραμματισμού φαίνεται στο σχήμα 5.1. Ένα σημείο του πλέγματος ορίζεται από το διατεταγμένο ζεύγος (στάδιο, κατάσταση). Στάδιο, όπως φαίνεται στον άξονα των τετμημένων, είναι ο χρόνος. Καταστάσεις είναι οι διάφοροι συνδυασμοί των μονάδων που λειτουργούν. Υπάρχουν (2^N-1) διαφορετικές καταστάσεις σε κάθε ώρα. Για N=3, π.χ. η κατάσταση 100 σημαίνει ότι λειτουργεί μόνο η πρώτη μονάδα. Είναι χρήσιμο να γίνει αρχικά μια ταξινόμηση των συνδυασμών μονάδων κατά αύξουσα σειρά της συνολικής μέγιστης ισχύος του συνδυασμού, δηλαδή:

$$P_I = \sum_{i=1}^{N} e_i \cdot P_{i,\max}$$

όπου: e_i=1 αν η μονάδα i λειτουργεί (ON)
e_i=0 αν η μονάδα I είναι εκτός λειτουργίας (OFF)



Σχήμα 5.1 Το πλέγμα του χώρου κατάστασης του δυναμικού προγραμματισμού.

Αν χρησιμοποιήσουμε τα σύμβολα I και J για τους συνδυασμούς μονάδων (καταστάσεις) και t για την ώρα της μέρας (στάδιο), ο αναδρομικός αλγόριθμος του προς τα εμπρός δυναμικού προγραμματισμού για την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων γίνεται:

$$TC(t,I) = \min_{\{J\}} \{PC(t,I) + SC(t-1,J;t,I) + TC(t-1,J)\}$$

όπου:
TC(t,I): το ελάχιστο κόστος λειτουργίας τις t πρώτες ώρες λειτουργίας του συστήματος, αν κατά την ώρα t βρισκόμαστε στην κατάσταση I (συνδυασμό μονάδων).

PC(t,I): το κόστος λειτουργίας κατά τη διάρκεια της ώρας t, αν αυτή την ώρα ο συνδυασμός μονάδων που λειτουργούν είναι ο I.

SC(t-1,J;t,I): το κόστος μετάβασης από την κατάσταση (t-1,J) στην κατάσταση (t,I).

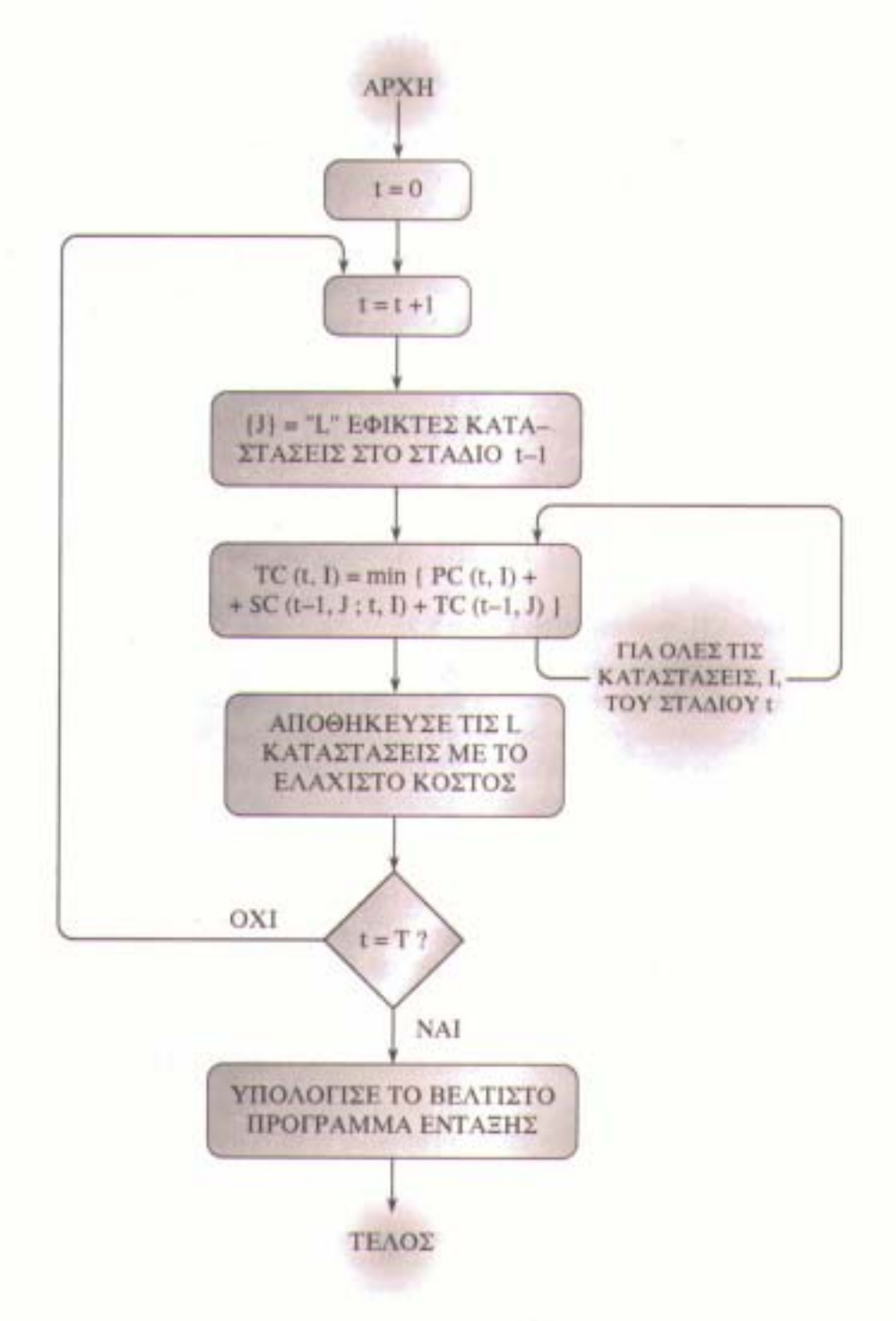
Το κόστος PC(t,I) υπολογίζεται με την οικονομική κατανομή φορτίου L(t) στις μονάδες που λειτουργούν στην κατάσταση I.

Το κόστος μετάβασης SC περιλαμβάνει το κόστος εκκίνησης των μονάδων που εντάσσονται κατά την ώρα t και μπορεί εύκολα να οριστεί αν είναι γνωστοί οι συνδυασμοί J(t-1) και I(t). Απειρίζεται όταν δεν επιτρέπεται η μετάβαση.

Ο αλγόριθμος του δυναμικού προγραμματισμού φαίνεται στο σχήμα 5.2.

Επειδή ο χώρος κατάστασης με πλήρη απαρίθμηση όλων των 2^N-1 δυνατών συνδυασμών των μονάδων είναι πολύ μεγάλος, η επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση των καταστάσεων δεν είναι εφικτή για πρακτικά προβλήματα με μερικές δεκάδες ή και εκατοντάδες μονάδες προς ένταξη. Για το λόγο αυτό έχουν εφαρμοστεί διάφορες τεχνικές που καθιστούν εφικτή τη λύση του προβλήματος σε συστήματα με πολλές γεννήτριες. Μια τέτοια τεχνική έχει ήδη συμπεριληφθεί στον αλγόριθμο του σχ. 5.2 όπου σε κάθε στάδιο δεν αποθηκεύονται όλες οι δυνατές καταστάσεις αλλά μόνο οι L καταστάσεις με ελάχιστο κόστος. Η τεχνική αυτή όμως μπορεί, σε ορισμένες περιπτώσεις να οδηγήσει σε μη βέλτιστη λύση ή ακόμα και σε αδυναμία υπολογισμού κάποιας, έστω και υποβέλτιστης λύσης. Σ' αυτή την περίπτωση θα πρέπει ν' αυξηθεί το L και να γίνει νέα προσπάθεια επίλυσης.

Ένας τρόπος για να περιοριστεί δραστικά ο αριθμός των καταστάσεων που πρέπει να εξεταστούν κατά την επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό είναι ο συνδυασμός του δυναμικού προγραμματισμού με τη σειρά ένταξης των μονάδων.

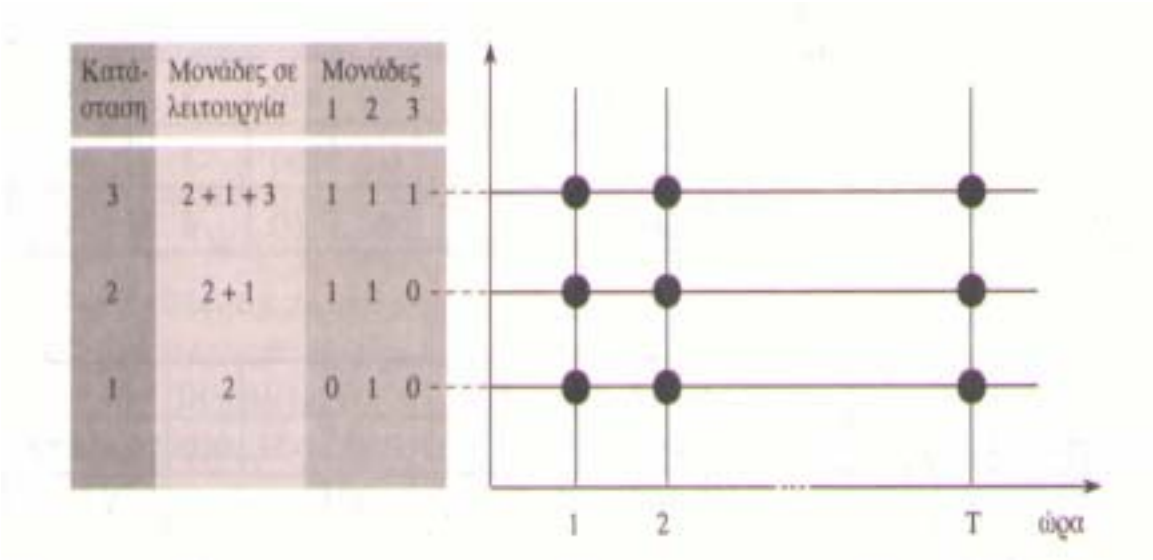


Σχήμα 5.2 Ο αλγόριθμος του δυναμικού προγραμματισμού.

5.3.2 Σειρά ένταξης και δυναμικός προγραμματισμός

Όπως αναφέραμε η χρήση της σειράς ένταξης των μονάδων κατά την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό έχει ως αποτέλεσμα τη δραστική μείωση του αριθμού των καταστάσεων που πρέπει να εξεταστούν σε κάθε στάδιο (ώρα). Ο αριθμός αυτός μειώνεται από 2^N-1 που είναι στην περίπτωση πλήρους απαρίθμησης των δυνατών συνδυασμών των μονάδων σε Ν όταν οι μονάδες εντάσσονται με σειρά προτεραιότητας. Έτσι γίνεται μια κατάταξη των μονάδων κατά αύξουσα σειρά του διαφορικού κόστους λειτουργίας στη μέγιστη έξοδο. Πρώτες εντάσσονται οι μονάδες με χαμηλό διαφορικό κόστος λειτουργίας, δηλαδή οι οικονομικές μονάδες βάσης και τελευταίες οι "ακριβές" μονάδες αιχμής που έχουν υψηλό διαφορικό κόστος λειτουργίας.

Πρέπει ν' αναφέρουμε ότι η μέθοδος ένταξης των μονάδων με σειρά προτεραιότητας μας δίνει πιο αντιοικονομική λύση από την πλήρη απαρίθμηση, αλλά είναι μια απλή διαδικασία ένταξης που χρησιμοποιείται από πολλές εταιρίες. Το σχήμα 5.3 δίνει το πλέγμα του δυναμικού προγραμματισμού με αριθμό μονάδων παραγωγής Ν=3. Και σε αυτή την περίπτωση εφαρμόζεται ο αλγόριθμος δυναμικού προγραμματισμού του σχήματος 5.2, αλλά ο αριθμός των καταστάσεων που πρέπει να εξεταστούν σε κάθε στάδιο είναι τώρα πολύ μικρότερος.



Σχήμα 5.3 Το πλέγμα του δυναμικού προγραμματισμού με σειρά ένταξης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

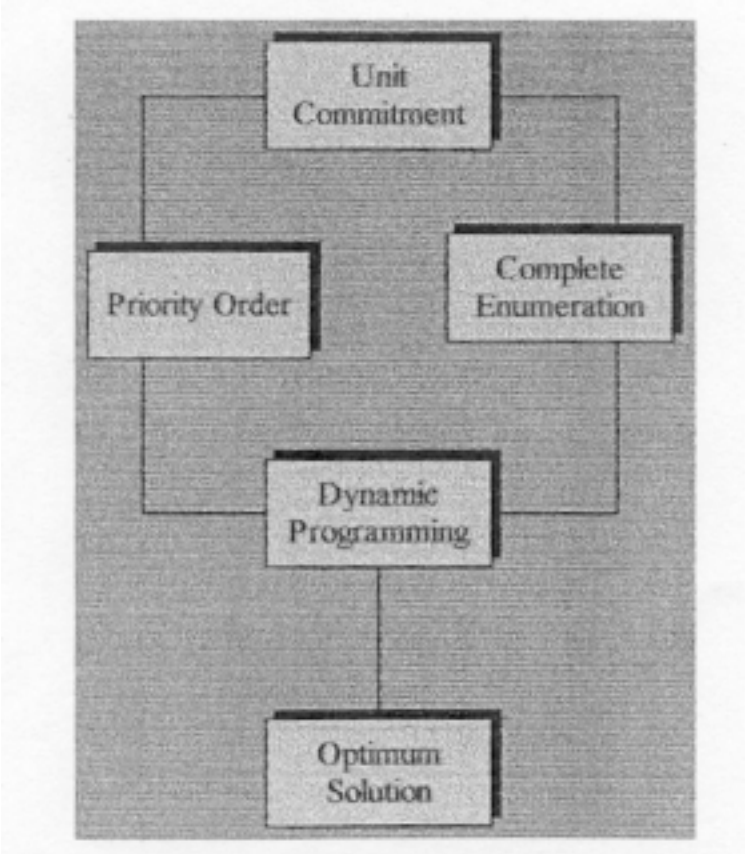
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

6.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό θα δώσουμε ένα παράδειγμα ένταξης μονάδων παραγωγής, χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα ένταξης μονάδων (Unit Commitment), με βάση το δίκτυο δοκιμών που εξετάζουμε (σχ. 4.7). Αρχικά θα παρουσιάσουμε το πρόγραμμα ένταξης μονάδων και στη συνέχεια θα προχωρήσουμε στην εφαρμογή αφού δώσουμε ορισμένα πρόσθετα στοιχεία των μονάδων που απαιτούνται από το πρόγραμμα.

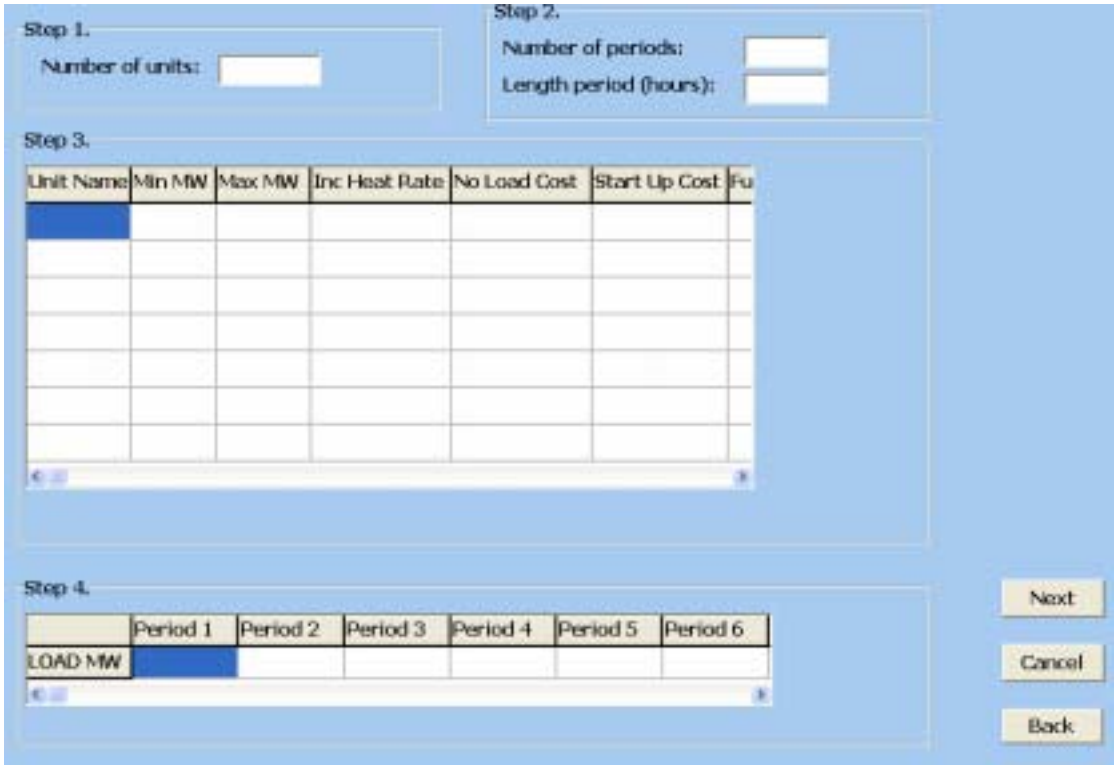
6.2 Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Unit Commitment)

Το διάγραμμα ροής του συγκεκριμένου προγράμματος φαίνεται στο σχήμα 6.1.



Σχήμα 6.1 Διάγραμμα ροής προγράμματος ένταξης μονάδων παραγωγής.

Αρχικά ζητείται από το χρήστη να εισάγει ορισμένα δεδομένα, όπως φαίνεται στο σχήμα 6.2.



Σχήμα 6.2 Εισαγωγή δεδομένων για το πρόγραμμα ένταξης μονάδων.

Στο πρώτο βήμα, εισάγουμε στο πεδίο "Number of Units", τον αριθμό των μονάδων παραγωγής. Ο μέγιστος αριθμός μονάδων που μπορούμε να δώσουμε είναι 7. Στη συνέχεια στο δεύτερο βήμα, στο πεδίο "Number of periods", δίνουμε τον αριθμό των χρονικών περιόδων σταθερού φορτίου, κατά τη διάρκεια των οποίων εξετάζεται το πρόβλημα ένταξης μονάδων. Ο μέγιστος αριθμός για τις χρονικές περιόδους που δέχεται το πρόγραμμα είναι 8. Στο πεδίο "Length periods" δίνουμε τη διάρκεια των χρονικών περιόδων σε ώρες (h).

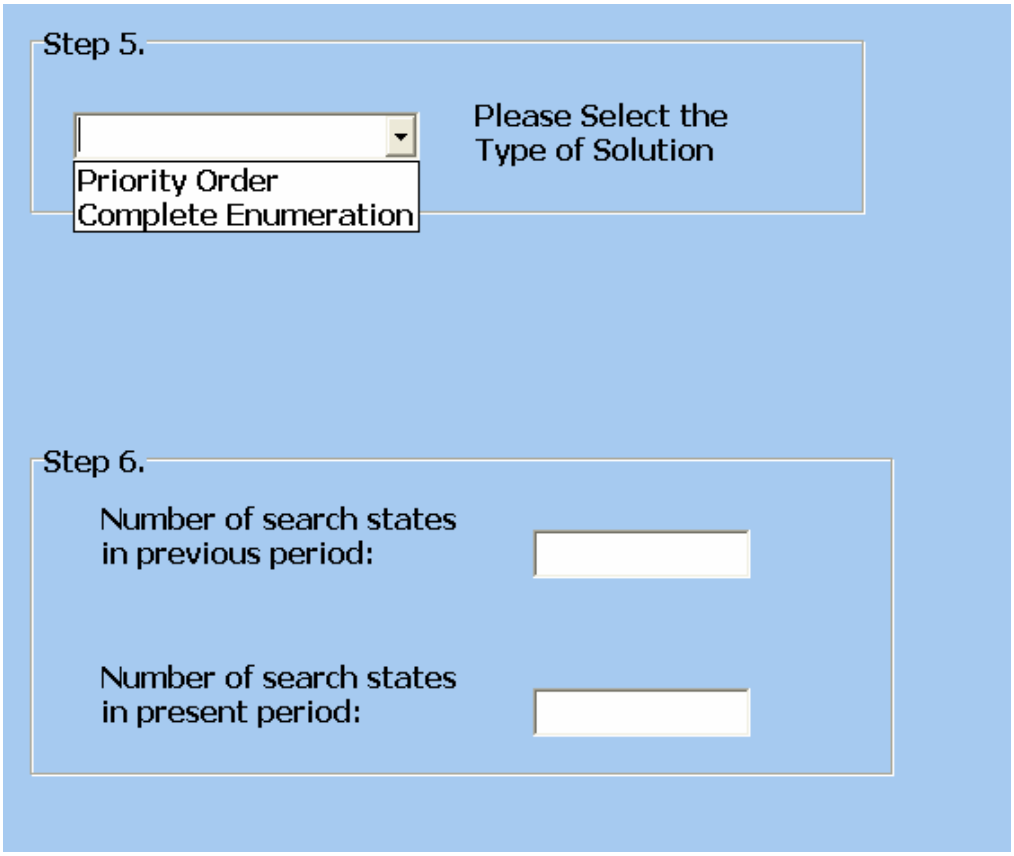
Στη συνέχεια, στο βήμα 3, εισάγουμε τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής. Στη στήλη "Unit Name" γράφουμε το όνομα της μονάδος. Στη στήλη "Min MW" δίνουμε την ελάχιστη ισχύ, P_{min}, που γίνεται να παρέχει η μονάδα σε MW, ενώ στη "Max MW" τη μέγιστη ισχύ των μονάδων, P_{max} σε MW. Στη στήλη "Inc Heat Rate" δίνουμε τη διαφορική κατανάλωση θερμότητας της μονάδας σε Btu/kWh (ή σε kcal/kWh). Στη στήλη "No Load Cost" δίνουμε το κόστος ιδιοκατανάλωσης της μονάδας σε €/h, ενώ στη "Start Up Cost" το κόστος εκκίνησης σε €. Στη "Fuel Cost" γράφουμε το κόστος καυσίμου σε €/Mbtu (ή σε €/Gcal αν έχουμε εισάγει τη διαφορική κατανάλωση θερμότητας σε kcal/kWh). Στη στήλη "Min Up Time" δίνουμε τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας σε ώρες (h),

ενώ στη "Min Down Time" τον ελάχιστο χρόνο κράτησης σε ώρες (h). Τέλος στη στήλη "Initial Status" δίνουμε την αρχική κατάσταση των μονάδων σε ώρες (h). Π.χ αν μια μονάδα λειτουργούσε ήδη δύο ώρες κατά την αρχή μελέτης της ένταξης μονάδων, γράφουμε (2), ενώ αν ήταν κλειστή για δύο ώρες, γράφουμε (-2).

Στη συνέχεια, στο βήμα 4, εισάγουμε το φορτίο σε MW κάθε περιόδου.

Στη συνέχεια μας ζητείται, στο πέμπτο βήμα, να επιλέξουμε το τύπο της λύσης που θέλουμε, "Please select the type of Solution". Μπορούμε είτε να επιλέξουμε την ένταξη μονάδων με τη χρήση δυναμικού προγραμματισμού και σειράς ένταξης μονάδων (Priority Order), είτε δυναμικό προγραμματισμό με πλήρη απαρίθμηση των συνδυασμών των μονάδων για την επίλυση του προβλήματος (Complete Enumeration), όπως φαίνεται στο σχήμα 6.3. Σημειώνεται ότι μπορούν να αποθηκευτούν μόνο 128 καταστάσεις κατά τον συνήθη δυναμικό προγραμματισμό. Αυτό σημαίνει ότι μπορεί να υπάρξει πλήρης απαρίθμηση για ένα πρόβλημα που περιλαμβάνει έως και 7 μονάδες. Για περισσότερες μονάδες, αναγκαστικά, περιοριζόμαστε στην ένταξη μονάδων κατά προτεραιότητα.

Στο βήμα 6 το πρόγραμμα μας ζητά να δώσουμε τον αριθμό των καταστάσεων που εξετάστηκαν στο προηγούμενο στάδιο σύμφωνα με τη μέθοδο του δυναμικού προγραμματισμού, "Number of search states in previous period" και τον αριθμό των καταστάσεων που θα εξετασθούν στο παρόν στάδιο σύμφωνα με τη μέθοδο του δυναμικού προγραμματισμού, "Number of search states in present period" (σχ. 6.3). Αν έχουμε επιλέξει για την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης μονάδων (Priority Order), τότε ο αριθμός των καταστάσεων που εξετάστηκαν στο προηγούμενο στάδιο και ο αριθμός των καταστάσεων που θα εξετασθούν στο παρόν στάδιο είναι Ν, ίσος με το πλήθος των μονάδων παραγωγής. Άρα στα πεδία "Number of search states in previous period" και "Number of search states in present period" γράφουμε τον αριθμό Ν, δηλαδή το πλήθος των μονάδων παραγωγής. Αν επιλέξουμε για την επίλυση του προβλήματος δυναμικό προγραμματισμό με πλήρη απαρίθμηση των συνδυασμών των μονάδων – καταστάσεων (Complete Enumeration), τότε ο αριθμός των καταστάσεων που εξετάστηκαν στο προηγούμενο στάδιο και ο αριθμός των καταστάσεων που θα εξετασθούν στο παρόν στάδιο είναι (2^N-1), όπου Ν το πλήθος των μονάδων παραγωγής. Οπότε στα πεδία "Number of search states in previous period" και "Number of search states in present period" γράφουμε τον αριθμό (2^N-1).



Σχήμα 6.3

Τέλος, επιλέγουμε "Run Program" και στη συνέχεια "Dynamic Programming" και παίρνουμε τα αποτελέσματα της επεξεργασίας του προβλήματος ένταξης μονάδων με τη μέθοδο του δυναμικού προγραμματισμού. Η μορφή των αποτελεσμάτων θα φανεί παρακάτω, στην εφαρμογή του προγράμματος.

Στη συνέχεια ακολουθεί η εφαρμογή του προγράμματος ένταξης μονάδων στο δίκτυο δοκιμών και ένας εναλλακτικός τρόπος επίλυσης του προβλήματος ένταξης μονάδων μέσω μιας διαφορετικής έκδοσης του προγράμματος ένταξης μονάδων.

6.3 Εφαρμογή του προγράμματος ένταξης μονάδων (Unit Commitment)

Το δίκτυο δοκιμών έχει δοθεί στο σχήμα 4.7. Στους πίνακες 6.1 και 6.2 δίνονται τα στοιχεία που απαιτούνται από το πρόγραμμα ένταξης μονάδων.

Μονάδα	**Συνάρτηση Διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας dH/dP (Gcal/MWh)**
Μεγαλόπολη III	$\frac{dH(P)}{dP} = 2{,}25722 - 0{,}00498296 \times P + 1{,}48052 \times 10^{-5} \times P^2$
Μεγαλόπολη IV	$\frac{dH(P)}{dP} = 1{,}77815 - 0{,}000419754 \times P + 2{,}46914 \times 10^{-6} \times P^2$
Λαύριο II	$\frac{dH(P)}{dP} = 1{,}97611 - 0{,}00305556 \times P + 1{,}01852 \times 10^{-5} \times P^2$
Αλιβέρι IV	$\frac{dH(P)}{dP} = 2{,}05444 - 0{,}00776 \times P + 0{,}000051852 \times P^2$

Πίνακας 6.1 Διαφορική κατανάλωση θερμότητας μονάδων παραγωγής δικτύου.

	Μεγαλόπολη III	**Μεγαλόπολη IV**	**Λαύριο II**	**Αλιβέρι IV**
P_{min} (MW)	152	150,7	121,9	61,3
P_{max} (MW)	280	280,7	291,9	150
Διαφορική κατανάλωση θερμότητας (Btu/kWh)	7428,58	7154,12	7064,82	7189
Διαφορική κατανάλωση θερμότητας (kcal/kWh)	1871,65	1802,5	1780	1811,3
Κόστος ιδιοκατανάλωσης (€/h)	600	650	800	850
Κόστος εκκίνησης (€)	3000	3000	3000	3000
Κόστος Καυσίμου (€/Mbtu)	2,595	2,595	4,2	4,2
Κόστος Καυσίμου (€/Gcal)	10,3	10,3	16,7	16,7
Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας (h)	4	4	4	4
Ελάχιστος χρόνος κράτησης (h)	2	2	2	2
Αρχική κατάσταση (h)	8	5	-5	-3

Πίνακας 6.2 Δεδομένα μονάδων παραγωγής.

Πρέπει να αναφέρουμε ότι τα στοιχεία των μονάδων που αφορούν το κόστος ιδιοκατανάλωσης, το κόστος εκκίνησης, τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας/κράτησης και την αρχική κατάσταση είναι ενδεικτικά. Όσον αφορά τη διαφορική κατανάλωση θερμότητας, γνωρίζουμε ότι μεταβάλλεται συναρτήσει της ισχύος εξόδου, P, της μονάδας. Το πρόγραμμα απαιτεί μια σταθερή τιμή για τη διαφορική κατανάλωση, οπότε δίνουμε τη τιμή της διαφορικής κατανάλωσης για μια μέση τιμή της ισχύος εξόδου της μονάδας, $\frac{P_{\max} + P_{\min}}{2}$. Ο υπολογισμός αυτός γίνεται, βάζοντας στη συνάρτηση διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας (πίνακας 6.1) την αντίστοιχη για κάθε μονάδα τιμή $\frac{P_{\max} + P_{\min}}{2}$.

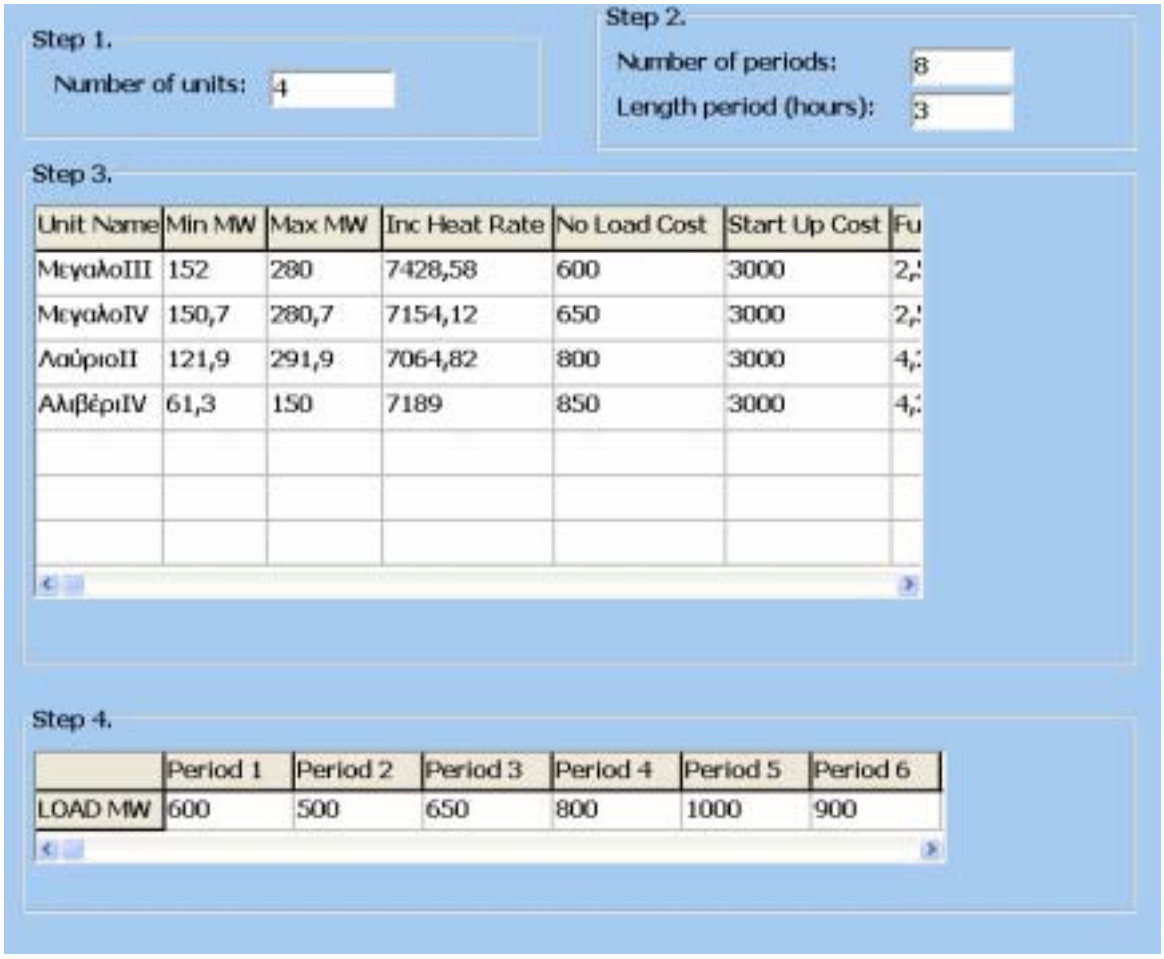
Ας προχωρήσουμε στην επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων του δικτύου δοκιμών με τη χρήση του προγράμματος ένταξης μονάδων (Unit Commitment).

Αρχικά, στο πρώτο βήμα, δίνουμε τον αριθμό των μονάδων (4). Στο δεύτερο βήμα δίνουμε τον αριθμό των χρονικών περιόδων σταθερού φορτίου (8) και τη χρονική διάρκεια των περιόδων (3). Δηλαδή θα γίνει μελέτη ένταξης μονάδων για μια μέρα – για ένα 24ωρο. Στο τρίτο βήμα εισάγουμε τα ζητούμενα στοιχεία των μονάδων παραγωγής και στο τέταρτο βήμα δίνουμε ενδεικτικά το φορτίο για κάθε περίοδο. Δώσαμε τέτοιες τιμές στο φορτίο, ώστε να παρουσιάζει μια τυπική διακύμανση, για το δεδομένο δίκτυο, κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου. Η μεταβολή του φορτίου φαίνεται στο πίνακα 6.3.

Περίοδος	**Ώρες**	**Φορτίο (MW)**
1	0-3	600
2	3-6	500
3	6-9	650
4	9-12	800
5	12-15	1000
6	15-18	900
7	18-21	950
8	21-24	800

Πίνακας 6.3 Διακύμανση του φορτίου κατά τη διάρκεια μιας μέρας για το δίκτυο δοκιμών.

Τα βήματα 1-4 φαίνονται στο σχήμα 6.4.

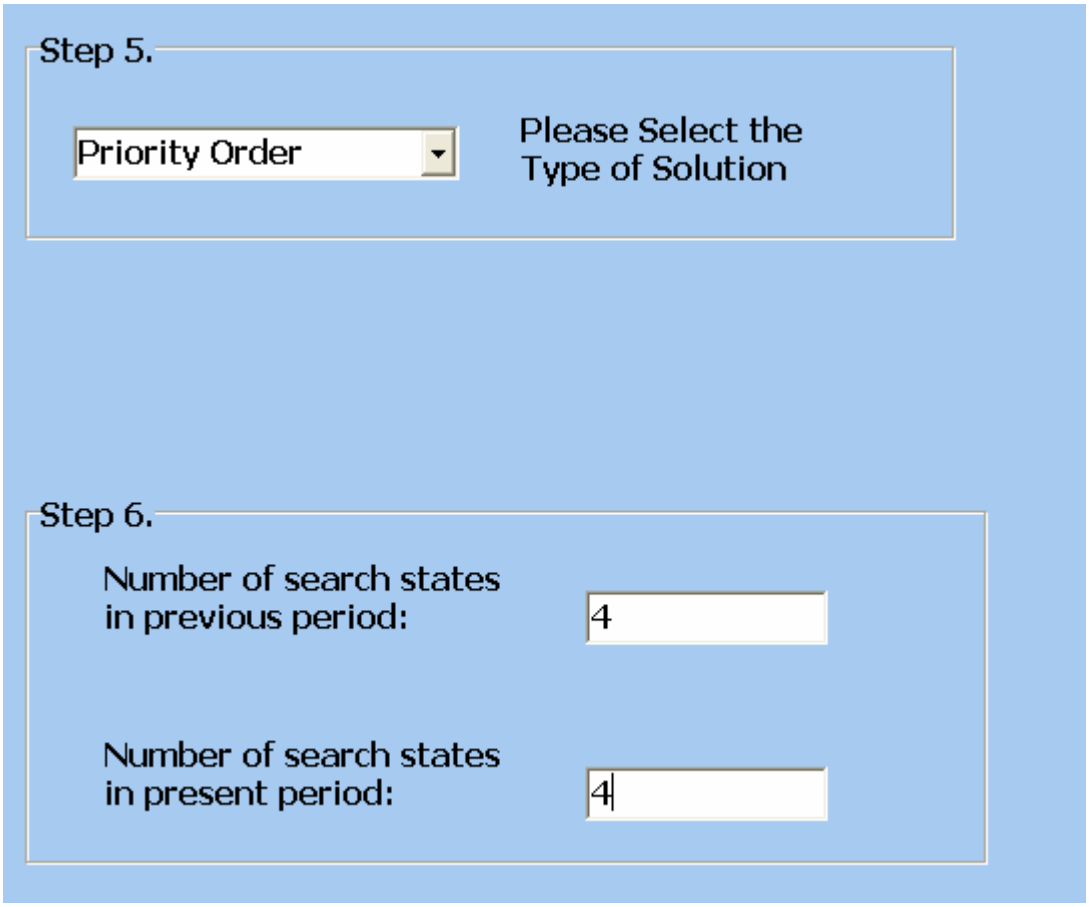


Σχήμα 6.4 Εισαγωγή δεδομένων του προβλήματος ένταξης μονάδων.

Επιλέγουμε "Next" και προχωρούμε στο πέμπτο βήμα. Εδώ μπορούμε να επιλέξουμε την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων είτε με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης (Priority Order), είτε δυναμικό προγραμματισμό με πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων (Complete Enumeration).

6.3.1 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης

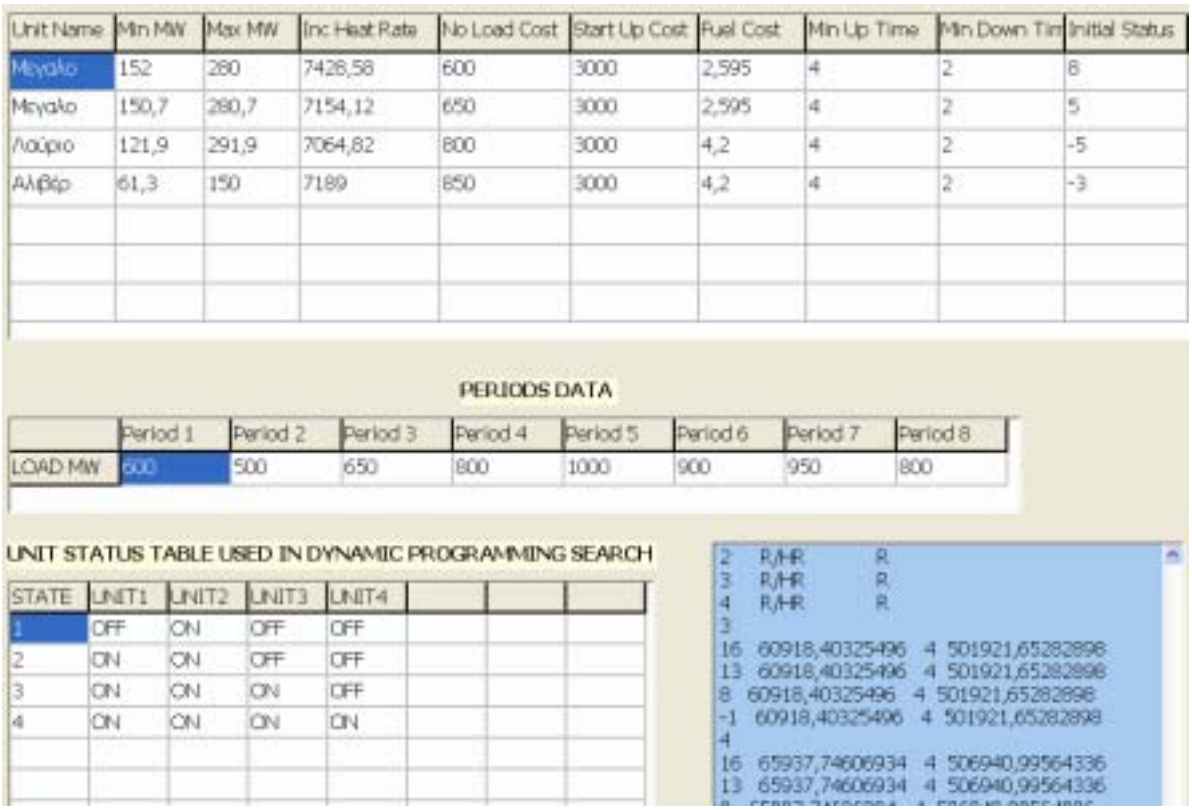
Στο πέμπτο βήμα επιλέγουμε: Priority Order και στο έκτο βήμα γράφουμε Number of search states in previous/present period: 4.
Αφού χρησιμοποιούμε δυναμικό προγραμματισμό με σειρά ένταξης, οι καταστάσεις σε κάθε στάδιο περιορίζονται στις τέσσερις, αφού έχουμε τέσσερις μονάδες παραγωγής. Το πέμπτο και έκτο βήμα φαίνονται στο σχήμα 6.5.



Σχήμα 6.5 Επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης.

Στη συνέχεια επιλέγουμε "Run Program" και "Dynamic Programming" και παίρνουμε τα αποτελέσματα που φαίνονται στα σχήματα 6.6 και 6.7.

Στο σχήμα 6.6 βλέπουμε αρχικά τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής, μετά το φορτίο των χρονικών περιόδων που εξετάζουμε και τέλος τις καταστάσεις που έχουμε σ' αυτή τη περίπτωση και τι συμβαίνει σ' αυτές τις καταστάσεις (ποια μονάδα λειτουργεί και ποια όχι). Όπως έχουμε αναφέρει, αφού έχουμε στο δίκτυο μας 4 μονάδες παραγωγής και χρησιμοποιούμε για την επίλυση του προβλήματος δυναμικό προγραμματισμό με σειρά ένταξης, οι καταστάσεις που συναντάμε περιορίζονται στις τέσσερις.



Unit Name	Min MW	Max MW	Inc Heat Rate	No Load Cost	Start Up Cost	Fuel Cost	Min Up Time	Min Down Tim	Initial Status
Μεγάλο	152	280	7428,58	600	3000	2,595	4	2	8
Μεγάλο	150,7	280,7	7154,12	650	3000	2,595	4	2	5
Λιόρο	121,9	291,9	7064,82	800	3000	4,2	4	2	-5
Αλβάρ	61,3	150	7189	850	3000	4,2	4	2	-3

PERIODS DATA

	Period 1	Period 2	Period 3	Period 4	Period 5	Period 6	Period 7	Period 8
LOAD MW	600	500	650	800	1000	900	950	800

UNIT STATUS TABLE USED IN DYNAMIC PROGRAMMING SEARCH

STATE	UNIT1	UNIT2	UNIT3	UNIT4			
1	OFF	ON	OFF	OFF			
2	ON	ON	OFF	OFF			
3	ON	ON	ON	OFF			
4	ON	ON	ON	ON			

2 R/HR R
3 R/HR R
4 R/HR R
3
16 60918,40325496 4 501921,65282898
13 60918,40325496 4 501921,65282898
8 60918,40325496 4 501921,65282898
-1 60918,40325496 4 501921,65282898
4
16 65937,74606934 4 506940,99564336
13 65937,74606934 4 506940,99564336

Σχήμα 6.6 Αποτελέσματα προγράμματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης - Μέρος Α.



INITIAL CONDITIONS

STATE	UNIT1	UNIT2	UNIT3	UNIT4	PCOST	PATH	FCOST				
2	8	5	-5	-3	0	0	0				

Dynamic Programming

Exit

OPTIMUM COMMITMENT SCHEDULE

PERIOD	STATE	UNIT1	UNIT2	UNIT3	UNIT4	PCOST R/HR	LOAD MW
1	3	ON	ON	ON	OFF	49618,333414	600
2	3	ON	ON	ON	OFF	40896,596516	500
3	3	ON	ON	ON	OFF	52403,074624	650
4	3	ON	ON	ON	OFF	60918,403254	800
5	4	ON	ON	ON	ON	79947,188019	1000
6	4	ON	ON	ON	ON	74164,038489	900
7	4	ON	ON	ON	ON	77055,613254	950
8	3	ON	ON	ON	OFF	60918,403254	800

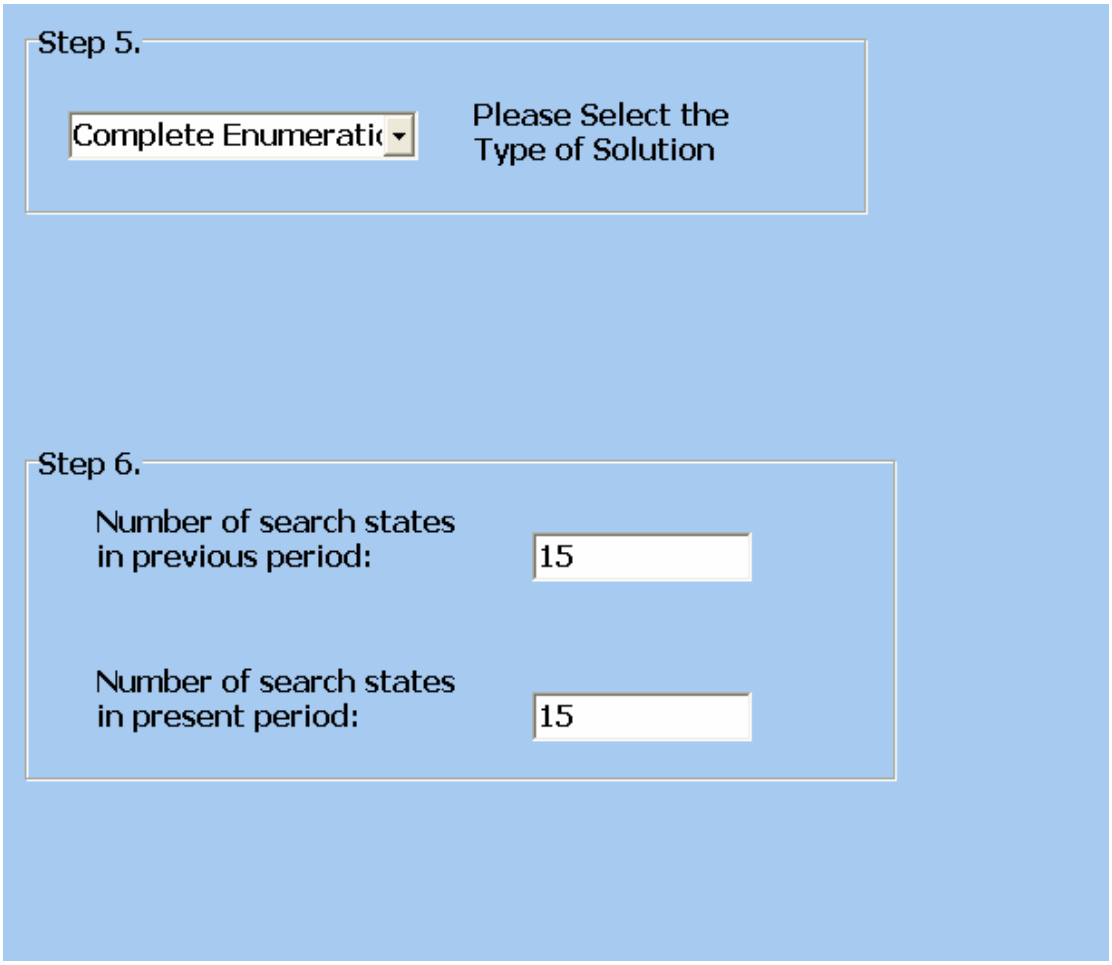
TOTAL COST:

Σχήμα 6.7 Αποτελέσματα προγράμματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης - Μέρος Β.

Στο σχήμα 6.7 βλέπουμε πρώτα την αρχική κατάσταση του συστήματος (κατάσταση 2), αφού έχουμε δηλώσει στα δεδομένα του προβλήματος ότι ενδεικτικά η μονάδα Μεγαλόπολη ΙΙΙ λειτουργεί ήδη για 8 ώρες, η μονάδα Μεγαλόπολη IV για 5 ώρες, ενώ η μονάδα Λαύριο ΙΙ είναι κλειστή εδώ και 5 ώρες και η μονάδα Αλιβέρι IV είναι ανενεργή εδώ και 3 ώρες. Στη συνέχεια παίρνουμε τα τελικά αποτελέσματα της βέλτιστης λύσης. Στη πρώτη στήλη, "PERIOD", φαίνεται ο αριθμός της περιόδου (σταδίου). Στη δεύτερη στήλη, "STATE", δίνεται η βέλτιστη κατάσταση κάθε περιόδου σύμφωνα με το δυναμικό προγραμματισμό. Στη τρίτη, τέταρτη, πέμπτη και έκτη στήλη βλέπουμε αν λειτουργεί ή όχι (ON/OFF) η εκάστοτε μονάδα σε κάθε περίοδο. Στη στήλη "PCOST R/HR" παίρνουμε το λειτουργικό κόστος παραγωγής των μονάδων σε κάθε περίοδο σε €/h (στη συγκεκριμένη εφαρμογή). Στην όγδοη στήλη, "LOAD MW" δίνεται το φορτίο που καλύπτει το δίκτυο σε κάθε περίοδο. Τέλος, στο πεδίο "TOTAL COST", εμφανίζεται το συνολικό κόστος λειτουργίας του δικτύου για τη χρονική διάρκεια που έχουμε ορίσει. Στη δική μας περίπτωση είναι το συνολικό κόστος λειτουργίας των μονάδων του δικτύου για όλες τις περιόδους κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου, το οποίο ανέρχεται στα 501921,65 €. Επίσης, στο σχήμα 6.7, μπορούμε να δούμε τη διαδοχή των καταστάσεων, καθώς περνάμε από τη μία περίοδο στην άλλη. Δηλαδή αρχικά, στην πρώτη περίοδο, το σύστημα από την αρχική κατάσταση 2 μεταβαίνει στη κατάσταση 3 και παραμένει στην ίδια κατάσταση μέχρι και τη τέταρτη περίοδο (στάδιο). Στη πέμπτη περίοδο το σύστημα μεταβαίνει στη κατάσταση 4 και παραμένει στην ίδια κατάσταση μέχρι και την έβδομη περίοδο. Τελικά στη όγδοη περίοδο το σύστημα μεταβαίνει στη κατάσταση 3.

6.3.2 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων

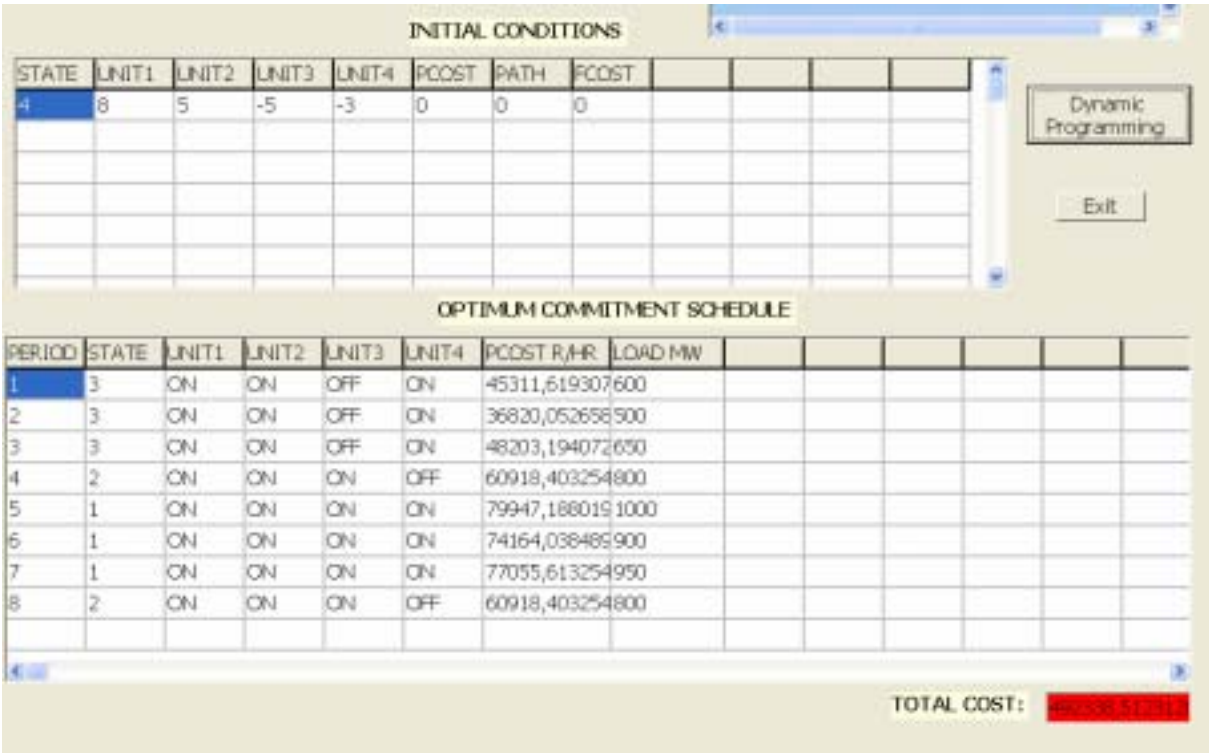
Στην επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση των καταστάσεων έχουμε, όπως αναφέραμε, 2^N-1 καταστάσεις. Δηλαδή στη περίπτωση μας έχουμε 2^4-1=15 καταστάσεις. Στο πέμπτο βήμα επιλέγουμε: Complete Enumeration και στο έκτο, Number of search states in previous/present period: 15, όπως φαίνεται στο σχήμα 6.8. Στη συνέχεια επιλέγουμε "Run Program" και "Dynamic Programming" και παίρνουμε τα αποτελέσματα της επεξεργασίας, όπως φαίνονται στο σχήμα 6.9. Στο πίνακα 6.4 δίνονται οι καταστάσεις που έχουμε στη περίπτωση της πλήρους απαρίθμησης.



Σχήμα 6.8 Επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων.

State	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4
1	ON	ON	ON	ON
2	ON	ON	ON	OFF
3	ON	ON	OFF	ON
4	ON	ON	OFF	OFF
5	ON	OFF	ON	ON
6	ON	OFF	ON	OFF
7	ON	OFF	OFF	ON
8	ON	OFF	OFF	OFF
9	OFF	ON	ON	ON
10	OFF	ON	ON	OFF
11	OFF	ON	OFF	ON
12	OFF	ON	OFF	OFF
13	OFF	OFF	ON	ON
14	OFF	OFF	ON	OFF
15	OFF	OFF	OFF	ON

Πίνακας 6.4 Καταστάσεις στην επίλυση με πλήρη απαρίθμηση.



Σχήμα 6.9 Αποτελέσματα του προγράμματος ένταξης μονάδων με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων.

Στο σχήμα 6.9 βλέπουμε ότι, σ αυτή τη περίπτωση, το αρχικό σημείο λειτουργίας αντιστοιχεί στη κατάσταση 4. Παρατηρούμε ότι τα αποτελέσματα διαφέρουν από εκείνα που πήραμε στην περίπτωση που για την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων χρησιμοποιήσαμε δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης μονάδων (σχ. 6.7). Το συνολικό λειτουργικό κόστος παραγωγής του συστήματος, με τη χρήση δυναμικού προγραμματισμού με πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων, είναι μικρότερο από αυτό που πήραμε με χρήση δυναμικού προγραμματισμού και σειρά ένταξης μονάδων και ανέρχεται σε 492338,51 € για το χρονικό διάστημα που εξετάζουμε (24 ώρες). Αυτό γίνεται διότι, όπως αναφέραμε στο προηγούμενο κεφάλαιο (ενότητα 5.3.2), η λύση που παίρνουμε με χρήση δυναμικού προγραμματισμού και σειρά ένταξης είναι πιο αντιοικονομική από τη λύση με πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων, ωστόσο αποτελεί μια πιο απλή διαδικασία ένταξης. Επίσης σε αυτή τη περίπτωση επίλυσης, με πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων, διαφέρει και η διαδοχή των καταστάσεων καθώς περνάμε από τη μία περίοδο (στάδιο) στο άλλο. Αρχικά το σύστημα από την αρχική κατάσταση 4 μεταβαίνει στη πρώτη περίοδο στην κατάσταση 3 και παραμένει στην ίδια κατάσταση μέχρι και τη τρίτη περίοδο. Στη τέταρτη περίοδο το σύστημα μεταβαίνει στη κατάσταση 2, ενώ στη πέμπτη περίοδο το σύστημα οδηγείται στη κατάσταση 1, όπου και παραμένει μέχρι και τη έβδομη

περίοδο. Τέλος το σύστημα κατά τη όγδοη περίοδο βρίσκεται στη κατάσταση 2.

6.4 Επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων με το πρόγραμμα Unitcom

Για μια πιο αναλυτική λύση του προβλήματος ένταξης μονάδων μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε το πρόγραμμα Unitcom, το οποίο ανήκει στην οικογένεια προγραμμάτων Powergen. Το πρόγραμμα Unitcom λειτουργεί σε περιβάλλον MS – DOS και αποτελεί παλαιότερη έκδοση του προγράμματος ένταξης μονάδων (Unit Commitment) που εξετάσαμε στην προηγούμενη ενότητα. Το πρόγραμμα απαιτεί την εισαγωγή των δεδομένων του δικτύου σε μια ορισμένη μορφή, αποθηκευμένων σ' ένα αρχείο δεδομένων εισόδου, ώστε να είναι δυνατή η επεξεργασία των δεδομένων και η επίλυση του προβλήματος. Θα χρησιμοποιήσουμε τα ίδια δεδομένα του δικτύου δοκιμών που εξετάζουμε για την εφαρμογή με το πρόγραμμα Unitcom (πίνακας 6.2), όπως κάναμε και στη προηγούμενη εφαρμογή.

Αρχικά δημιουργούμε το αρχείο δεδομένων εισόδου. Γράφουμε τα δεδομένα σε ορισμένη μορφή, όπως θα δείξουμε παρακάτω και τα αποθηκεύουμε σ' ένα αρχείο δεδομένων. Στην συγκεκριμένη εφαρμογή, δημιουργούμε το αρχείο: unitcom44.dat (με χρήση του Σημειωματάριου των Windows) .

Το αρχείο unitcom44.dat έχει την εξής μορφή:

Α) Στην αρχή, στις δύο πρώτες γραμμές γράφουμε το τίτλο του αρχείου:
UNIT COMMITMENT DATA FILE-8 PERIODS/4 UNITS

Β) Στη τρίτη γραμμή του αρχείου γράφουμε τον αριθμό των μονάδων παραγωγής: 4

Γ) Στη συνέχεια εισάγουμε τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής. Στη τέταρτη γραμμή γράφουμε το όνομα της πρώτης μονάδας. Στη πέμπτη γραμμή γράφουμε την ελάχιστη ισχύ εξόδου, P_{min}, της μονάδας σε MW, την μέγιστη ισχύ της μονάδας, P_{max}, σε MW και τη διαφορική κατανάλωση θερμότητας της μονάδας σε Btu/kWh (ή σε kcal/kWh). Μεταξύ των δεδομένων αφήνουμε κενό. Στην έκτη γραμμή γράφουμε το κόστος ιδιοκατανάλωσης της πρώτης μονάδας σε €/h, το κόστος

εκκίνησης της μονάδας σε € και το κόστος καυσίμου σε €/Mbtu (ή σε €/Gcal αν έχουμε εισάγει τη διαφορική κατανάλωση θερμότητας σε kcal/kWh). Στην έβδομη γραμμή γράφουμε τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας σε ώρες, τον ελάχιστο χρόνο κράτησης σε ώρες και την αρχική κατάσταση της μονάδας σε ώρες (όπως έχουμε αναφέρει και στη προηγούμενη ενότητα).

Τα δεδομένα της πρώτης μονάδας (γραμμή 4,5,6,7) φαίνονται παρακάτω:

MEGALIII DATA
152.0 280.0 7428.58
600.0 3000.0 2.595
4 2 8

Με τον ίδιο τρόπο συνεχίζουμε να εισάγουμε τα δεδομένα και των άλλων μονάδων.

Δ) Αφού γράψουμε τα δεδομένα όλων των μονάδων, στην επόμενη γραμμή εισάγουμε τον αριθμό των χρονικών περιόδων σταθερού φορτίου: 8 και τη χρονική διάρκεια των περιόδων σε ώρες : 3

Ε) Και στην επόμενη γραμμή εισάγουμε το φορτίο για κάθε μία περίοδο σε MW:

600.0 500.0 650.0 800.0 1000.0 900.0 950.0 800.0

Οπότε το αρχείο unitcom44.dat έχει την εξής μορφή:

UNIT COMMITMENT DATA FILE-8 PERIODS/4 UNITS

4
MEGALIII DATA
152.0 280.0 7428.58
600.0 3000.0 2.595
4 2 8
MEGALIV DATA
150.7 280.7 7154.12
650.0 3000.0 2.595
4 2 5
LAYRIOII DATA
121.9 291.9 7064.82
800.0 3000.0 4.2
4 2 -5
ALIBERIV DATA
61.3 150.0 7189.0
850.0 3000.0 4.2
4 2 -3
8 3.0
600.0 500.0 650.0 800.0 1000.0 900.0 950.0 800.0

Αποθηκεύουμε το αρχείο unitcom44.dat στο κατάλογο που βρίσκεται και το πρόγραμμα Unitcom (ή το αρχείο unitcom.exe). Αποθηκεύεται δηλαδή στα περιεχόμενα του Powergen.

Το πρόγραμμα Unitcom δίνει τη δυνατότητα να επιλύσουμε το πρόβλημα ένταξης μονάδων είτε με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης μονάδων, είτε με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση των καταστάσεων. Επίσης με το πρόγραμμα Unitcom μπορούμε να συμπεριλάβουμε ή όχι στη λύση τους περιορισμούς για ελάχιστο χρόνο λειτουργίας/κράτησης της μονάδας.

Θα προχωρήσουμε στην εφαρμογή με το πρόγραμμα Unitcom συμπεριλαμβάνοντας τους περιορισμούς για ελάχιστο χρόνο λειτουργίας/κράτησης της κάθε μονάδας και χρησιμοποιώντας για τη λύση δυναμικό προγραμματισμό με σειρά ένταξης και πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων.

6.4.1 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και σειρά ένταξης

Εκτελούμε το πρόγραμμα Unitcom (το αρχείο unitcom.exe) και μας ζητείται να δώσουμε το όνομα του αρχείου δεδομένων εισόδου. Δίνουμε το όνομα: unitcom44.dat

```
ENTER NAME OF INPUT FILE : unitcom44.dat
```

Στη συνέχεια το πρόγραμμα μας ζητάει να επιλέξουμε λύση με σειρά ένταξης ή πλήρη απαρίθμηση. Επιλέγουμε το πρώτο, με σειρά ένταξης.

```
SELECT UNIT ORDER OPTION
1 - PRIORITY ORDER
2 - COMPLETE ENUMERATION

ENTER OPTION NUMBER : 1
```

Μετά μας ζητείται να δώσουμε τον αριθμό των καταστάσεων που εξετάστηκαν στο προηγούμενο στάδιο σύμφωνα με τη μέθοδο του δυναμικού προγραμματισμού. Γράφουμε: 4.

```
ENTER NUMBER OF SEARCH STATES IN PREVIOUS PERIOD (N) : 4
```

Έπειτα μας ζητείται να δώσουμε τον αριθμό των καταστάσεων που θα εξετασθούν στο παρόν στάδιο σύμφωνα με τη μέθοδο του δυναμικού προγραμματισμού. Γράφουμε: 4.

```
ENTER NUMBER OF SEARCH STATES IN PRESENT PERIOD (X) : 4
```

Τέλος το πρόγραμμα μας ζητά αν θέλουμε να συμπεριλάβουμε στη λύση τους περιορισμούς για ελάχιστο χρόνο λειτουργίας/κράτησης των μονάδων. Επιλέγουμε ΝΑΙ.

```
INCLUDE UP/DOWN TIME CONSTRAINTS (Y OR N) : Y
```

Το πρόγραμμα επεξεργάζεται τα δεδομένα, επιλύει το πρόβλημα ένταξης μονάδων και δίνει τα παρακάτω αποτελέσματα:

Στην αρχή δίνονται τα δεδομένα του προβλήματος που αφορούν τις μονάδες παραγωγής, το φορτίο ανά περίοδο, τις επιλογές επίλυσης, τις καταστάσεις του δικτύου και την αρχική κατάσταση των μονάδων

```
UNIT COMMITMENT DATA FILE-8 PERIODS/4 UNITS

UNIT DATA

UNIT   MIN   MAX    INC    NO LOAD START   FUEL   MIN UP   MIN DOWN   INIT
       MW    MW     HR     COST    COST    COST   PERIODS  PERIODS    STATUS
   1   152   280   7429     600    3000 2.6        4        2          8
   2   151   281   7154     650    3000 2.6        4        2          5
   3   122   292   7065     800    3000 4.2        4        2         -5
   4    61   150   7189     850    3000 4.2        4        2         -3

LOAD DATA DURING PERIODS OF 3.000 HOURS

PERIOD     LOAD
            MW
   1      600.000
   2      500.000
   3      650.000
   4      800.000
   5     1000.000
   6      900.000
   7      950.000
   8      800.000

 PRIORITY ORDER

NUMBER OF SEARCH STATES PREVIOUS PERIOD =    4

NUMBER OF SEARCH STATES PRESENT PERIOD =    4

 MIN UP/DOWN CONSTRAINTS ARE INCLUDED

UNIT STATUS TABLE USED IN DYNAMIC PROGRAMMING SEARCH

STATE  UNIT STATUS
         1   2   3   4
-----------------------
   1   OFF ON  OFF OFF
   2   ON  ON  OFF OFF
   3   ON  ON  ON  OFF
   4   ON  ON  ON  ON

 INITIAL CONDITIONS
STATE  UNIT STATUS       PCOST  PATH    FCOST
         1   2   3   4    R/HR            R
-------------------------------------------------
  2     8   5  -5  -3        0    0       0.00
```

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικά τα βήματα του δυναμικού προγραμματισμού και για τα οκτώ στάδια – περιόδους.

PERIOD 1 SYSTEM LOAD = 600.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
3	9	6	1	-4	49618	2	52618.33
4	9	6	1	1	52444	2	58444.19

PERIOD 2 SYSTEM LOAD = 500.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
3	10	7	2	-5	40897	3	93514.93
4	10	7	2	1	43543	3	99160.85

PERIOD 3 SYSTEM LOAD = 650.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
3	11	8	3	-6	52403	3	145918.01
4	11	8	3	1	56895	3	153409.95

PERIOD 4 SYSTEM LOAD = 800.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
3	12	9	4	-7	60918	3	206836.41
4	12	9	4	1	65938	3	214855.75

PERIOD 5 SYSTEM LOAD = 1000.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
4	13	10	5	1	79947	3	289783.60

PERIOD 6 SYSTEM LOAD = 900.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
4	14	11	6	2	74164	4	363947.64

PERIOD 7 SYSTEM LOAD = 950.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
4	15	12	7	3	77056	4	441003.25

PERIOD 8 SYSTEM LOAD = 800.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
3	16	13	8	-1	60918	4	501921.65
4	16	13	8	4	65938	4	506941.00

Στη συνέχεια δίνονται τα τελικά αποτελέσματα για το βέλτιστο πρόγραμμα ένταξης των μονάδων παραγωγής.

OPTIMUM COMMITMENT SCHEDULE

TOTAL COST = 501921.65 R

PERIOD	STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	LOAD MW
8	3	ON	ON	ON	OFF	60918	800.000
7	4	ON	ON	ON	ON	77056	950.000
6	4	ON	ON	ON	ON	74164	900.000
5	4	ON	ON	ON	ON	79947	1000.000
4	3	ON	ON	ON	OFF	60918	800.000
3	3	ON	ON	ON	OFF	52403	650.000
2	3	ON	ON	ON	OFF	40897	500.000
1	3	ON	ON	ON	OFF	49618	600.000

Παρατηρούμε ότι δίνεται το συνολικό κόστος παραγωγής των μονάδων για την εξεταζόμενη χρονική διάρκεια και στο τέλος ένας πίνακας αποτελεσμάτων, παρόμοιος με τον αυτόν του σχήματος 6.7 που είδαμε στην ενότητα 6.3.1. Ομοίως και εδώ στη πρώτη στήλη δίνεται ο αριθμός της περιόδου (σταδίου), στη δεύτερη δίνεται ο αριθμός της βέλτιστης κατάστασης κάθε περιόδου, ενώ στην τρίτη, τέταρτη, πέμπτη και έκτη στήλη παρουσιάζεται η λειτουργία των μονάδων στις βέλτιστες αυτές καταστάσεις. Στην έβδομη στήλη δίνεται το λειτουργικό κόστος παραγωγής των μονάδων σε κάθε περίοδο, ενώ τέλος στην όγδοη στήλη φαίνεται το φορτίο που καλύπτει το δίκτυο σε κάθε περίοδο.

Η λύση με το πρόγραμμα Unitcom είναι η ίδια με τη λύση που παρουσιάσαμε στην ενότητα 6.3.1, αλλά είναι πιο αναλυτική αφού περιλαμβάνει και τους ενδιάμεσους υπολογισμούς για κάθε περίοδο σύμφωνα με το δυναμικό προγραμματισμό. Υστερεί όμως σε περιβάλλον εισαγωγής, παρουσίασης δεδομένων και απεικόνισης αποτελεσμάτων. Επίσης, επειδή το λειτουργικό περιβάλλον εργασίας είναι σε MS – DOS δεν είναι τόσο φιλικό προς το χρήστη.

6.4.2 Επίλυση με δυναμικό προγραμματισμό και πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων

Ακολουθούμε τα ίδια βήματα όπως και στην προηγούμενη περίπτωση. Δίνουμε αρχικά το όνομα του αρχείου δεδομένων εισόδου: unitcom44.dat και επιλέγουμε λύση με πλήρη απαρίθμηση των καταστάσεων (15 καταστάσεις).

```
SELECT UNIT ORDER OPTION
1 - PRIORITY ORDER
2 - COMPLETE ENUMERATION

ENTER OPTION NUMBER : 2
```

Στη συνέχεια δίνουμε τον αριθμό των καταστάσεων που εξετάστηκαν στο προηγούμενο στάδιο και τον αριθμό των καταστάσεων που θα εξεταστούν στο παρόν στάδιο:

```
ENTER NUMBER OF SEARCH STATES IN PREVIOUS PERIOD (N) : 15
ENTER NUMBER OF SEARCH STATES IN PRESENT PERIOD (X) : 15
```

και επιλέγουμε να συμπεριλάβουμε στη λύση τους περιορισμούς για ελάχιστο χρόνο λειτουργίας/κράτησης των μονάδων παραγωγής.

```
INCLUDE UP/DOWN TIME CONSTRAINTS (Y OR N) : Y_
```

Το πρόγραμμα επιλύει το πρόβλημα ένταξης μονάδων και δίνει τα παρακάτω αποτελέσματα:

```
UNIT COMMITMENT DATA FILE-8 PERIODS/4 UNITS

UNIT DATA

UNIT   MIN   MAX    INC    NO LOAD START   FUEL   MIN UP   MIN DOWN   INIT
       MW    MW     HR     COST    COST    COST   PERIODS  PERIODS    STATUS
   1  152   280   7429     600    3000 2.6      4        2          8
   2  151   281   7154     650    3000 2.6      4        2          5
   3  122   292   7065     800    3000 4.2      4        2         -5
   4   61   150   7189     850    3000 4.2      4        2         -3
```

LOAD DATA DURING PERIODS OF 3.000 HOURS

PERIOD	LOAD MW
1	600.000
2	500.000
3	650.000
4	800.000
5	1000.000
6	900.000
7	950.000
8	800.000

COMPLETE ENUMERATION

NUMBER OF SEARCH STATES PREVIOUS PERIOD = 15

NUMBER OF SEARCH STATES PRESENT PERIOD = 15

MIN UP/DOWN CONSTRAINTS ARE INCLUDED

UNIT STATUS TABLE USED IN DYNAMIC PROGRAMMING SEARCH

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4
1	ON	ON	ON	ON
2	ON	ON	ON	OFF
3	ON	ON	OFF	ON
4	ON	ON	OFF	OFF
5	ON	OFF	ON	ON
6	ON	OFF	ON	OFF
7	ON	OFF	OFF	ON
8	ON	OFF	OFF	OFF
9	OFF	ON	ON	ON
10	OFF	ON	ON	OFF
11	OFF	ON	OFF	ON
12	OFF	ON	OFF	OFF
13	OFF	OFF	ON	ON
14	OFF	OFF	ON	OFF
15	OFF	OFF	OFF	ON

INITIAL CONDITIONS

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
4	8	5	-5	-3	0	0	0.00

PERIOD 1 SYSTEM LOAD = 600.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
1	9	6	1	1	52444	4	58444.19
2	9	6	1	-4	49618	4	52618.33
3	9	6	-6	1	45312	4	48311.62
5	9	-1	1	1	55464	4	61464.35
9	-1	6	1	1	52182	4	58182.11

PERIOD 2 SYSTEM LOAD = 500.000 MW

STATE	UNIT STATUS 1	2	3	4	PCOST R/HR	PATH	FCOST R
1	10	7	1	2	43543	3	94854.13
2	10	7	2	-5	40897	2	93514.93
3	10	7	-7	2	36820	3	85131.67
5	10	-1	1	2	46614	3	97925.74
6	10	-1	2	-5	42219	2	94837.05
9	-1	7	1	2	46483	3	97794.29
10	-1	7	2	-5	41924	2	94542.41

```
PERIOD 3   SYSTEM LOAD = 650.000 MW
STATE  UNIT STATUS        PCOST   PATH     FCOST
        1   2   3   4      R/HR              R
-------------------------------------------------
  1    11   8   1   3     56895     3  145026.69
  2    11   8   1  -1     52403     3  140534.75
  3    11   8  -8   3     48203     3  133334.87
  5    11  -1   1   3     58356     3  146487.60
  9    -1   8   1   3     55529     3  143660.19

PERIOD 4   SYSTEM LOAD = 800.000 MW
STATE  UNIT STATUS        PCOST   PATH     FCOST
        1   2   3   4      R/HR              R
-------------------------------------------------
  1    12   9   1   4     65938     3  202272.61
  2    12   9   1  -1     60918     3  197253.27

PERIOD 5   SYSTEM LOAD = 1000.000 MW
STATE  UNIT STATUS        PCOST   PATH     FCOST
        1   2   3   4      R/HR              R
-------------------------------------------------
  1    13  10   2   1     79947     2  280200.46

PERIOD 6   SYSTEM LOAD = 900.000 MW
STATE  UNIT STATUS        PCOST   PATH     FCOST
        1   2   3   4      R/HR              R
-------------------------------------------------
  1    14  11   3   2     74164     1  354364.50

PERIOD 7   SYSTEM LOAD = 950.000 MW
STATE  UNIT STATUS        PCOST   PATH     FCOST
        1   2   3   4      R/HR              R
-------------------------------------------------
  1    15  12   4   3     77056     1  431420.11

PERIOD 8   SYSTEM LOAD = 800.000 MW
STATE  UNIT STATUS        PCOST   PATH     FCOST
        1   2   3   4      R/HR              R
-------------------------------------------------
  1    16  13   5   4     65938     1  497357.86
  2    16  13   5  -1     60918     1  492338.51

OPTIMUM COMMITMENT SCHEDULE

TOTAL COST = 492338.51 R

PERIOD STATE    UNIT STATUS        PCOST      LOAD
                 1   2   3   4      R/HR        MW
-----------------------------------------------------
   8      2    ON  ON  ON  OFF     60918     800.000
   7      1    ON  ON  ON  ON      77056     950.000
   6      1    ON  ON  ON  ON      74164     900.000
   5      1    ON  ON  ON  ON      79947    1000.000
   4      2    ON  ON  ON  OFF     60918     800.000
   3      3    ON  ON  OFF ON      48203     650.000
   2      3    ON  ON  OFF ON      36820     500.000
   1      3    ON  ON  OFF ON      45312     600.000
```

Τα τελικά αποτελέσματα που πήραμε με τη χρήση του προγράμματος Unitcom είναι τα ίδια με τα αποτελέσματα που πήραμε, στην ενότητα 6.3.2, με τη χρήση του προγράμματος Unit Commitment, σχήμα 6.9, με τη διαφορά ότι η λύση με το πρόγραμμα Unitcom είναι πιο αναλυτική αφού περιλαμβάνει πλήρως το πίνακα με τις καταστάσεις, τις επιλογές επίλυσης που έχουμε κάνει και τους ενδιάμεσους υπολογισμούς για κάθε περίοδο σύμφωνα με το δυναμικό προγραμματισμό.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

7.1 Εισαγωγή

Μέχρι πριν από λίγα χρόνια γνωρίζαμε ότι στη χώρα μας η μόνη επιχείρηση υπεύθυνη για τη παραγωγή, μεταφορά και διανομή της απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας για τη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ήταν η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.). Το ίδιο φαινόμενο συναντιόταν και σε πολλά κράτη της Ευρωπαϊκής Ένωσης όπου μία εταιρία (δημόσια ή κάτω από το πλήρη έλεγχο του κράτους) δραστηριοποιούταν στο χώρο της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Δηλαδή στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας υπήρχαν μονοπώλια. Η κατάσταση αυτή, τα τελευταία χρόνια, τείνει να διαφοροποιηθεί λόγω της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε αυτό το κεφάλαιο θα παρουσιάσουμε τα κυριότερα σημεία της Κοινοτικής και Ελληνικής νομοθεσίας που αφορούν την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, τη σύσταση ορισμένων απαραίτητων φορέων για την εύρυθμη λειτουργία της αγοράς και θα δώσουμε μια εικόνα της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα πλαίσια της απελευθέρωσης της αγοράς.

7.2 Το νομικό πλαίσιο

Το γεγονός της ύπαρξης μονοπωλίων και της απουσίας ανταγωνιστικής αγοράς στα πλαίσια μιας ανοικτής - ελεύθερης αγοράς θέλησε να αλλάξει η Ευρωπαϊκή Ένωση, δίδοντας την οδηγία 96/92 η οποία αντικαταστάθηκε από την 2003/54 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Τα κυριότερα σημεία της είναι:

- Στα πλαίσια μιας ελεύθερης, ανταγωνιστικής αγοράς μπορούν να επιτευχθούν: καλύτερες τιμές της παραγόμενης ενέργειας με οικονομικό όφελος για τους καταναλωτές, υψηλή ποιότητα των προσφερόμενων υπηρεσιών.

- Οι ελευθερίες που εγγυάται η συνθήκη στους ευρωπαίους πολίτες – η ελεύθερη κυκλοφορία των εμπορευμάτων, η ελευθερία παροχής υπηρεσιών και η ελευθερία εγκατάστασης – είναι

δυνατές μόνο στη διάσταση της εντελώς ανοικτής αγοράς η οποία παρέχει σε όλους τους καταναλωτές τη δυνατότητα να επιλέγουν ελεύθερα τους προμηθευτές τους και παρέχει σε όλους τους προμηθευτές την ελευθερία να προμηθεύουν τους πελάτες τους. Δηλαδή στη δική μας πραγματικότητα θα επιτραπεί σε πελάτες να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σε νέους παραγωγούς να ανταγωνιστούν τη Δ.Ε.Η..

- Αποκλειστικά δικαιώματα εταιριών καταργούνται και κάθετα ολοκληρωμένες επιχειρήσεις, δηλαδή επιχείρηση ή όμιλος επιχειρήσεων που ασκεί τουλάχιστον μία από τις δραστηριότητες μεταφοράς ή διανομής και τουλάχιστον μία από τις δραστηριότητες παραγωγής ή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, οφείλουν να ανεξαρτητοποιήσουν έστω νομικά τους τομείς αυτούς δραστηριοποίησης τους.

- Για να είναι σε θέση να λειτουργήσει ο ανταγωνισμός, η πρόσβαση στο δίκτυο πρέπει να παρέχεται χωρίς διακρίσεις, με διαφάνεια και σε λογικές τιμές.

- Τα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης οφείλουν να διασφαλίσουν τον ανταγωνισμό στην αγορά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διαφανούς διαδικασίας χορήγησης αδειών. Επίσης τα κράτη μέλη θα πρέπει να διασφαλίζουν τη δυνατότητα συμβολής στην ασφάλεια του εφοδιασμού δρομολογώντας, σε περίπτωση που με τη διαδικασία χορήγησης αδειών δεν δημιουργείται επαρκές δυναμικό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, διαδικασία υποβολής προσφορών ή ισοδύναμη διαδικασία αφού πρωτεύουσας σημασία είναι η ενεργειακή εξασφάλιση της εκάστοτε χώρας με την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

- Τα κράτη μέλη θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα, χάριν της προστασίας του περιβάλλοντος και της προώθησης εκκολαπτόμενων νέων τεχνολογιών, να προβαίνουν σε πρόσκληση προς υποβολή προσφορών για τη δημιουργία νέου δυναμικού βάσει δημοσιευμένων κριτηρίων. Το νέο δυναμικό αφορά, μεταξύ άλλων, ανανεώσιμες πηγές και συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΠΗΘ).

- Προς το συμφέρον της ασφάλειας του εφοδιασμού, θα πρέπει να παρακολουθείται το ισοζύγιο εφοδιασμού/ζήτησης ανά χώρα και να ακολουθεί η υποβολή σχετικής έκθεσης για την κατάσταση που

επικρατεί σε κοινοτικό επίπεδο, λαμβανομένου υπόψη του δυναμικού διασύνδεσης μεταξύ των περιοχών. Το εν λόγο έργο της παρακολούθησης θα πρέπει να διεξάγεται αρκετά νωρίς ώστε σε περίπτωση που διακυβεύεται η ασφάλεια του εφοδιασμού να μπορούν να ληφθούν τα ενδεδειγμένα μέτρα. Η κατασκευή και η συντήρηση των απαιτούμενων υποδομών δικτύου, συμπεριλαμβανομένου του δυναμικού διασύνδεσης, θα πρέπει να συντελεί στο να υπάρχει σταθερός εφοδιασμός με ηλεκτρική ενέργεια.

- Τα κράτη μέλη θα πρέπει να φροντίζουν ώστε οι οικιακοί πελάτες και, όπου κρίνεται σκόπιμο από τα κράτη μέλη, οι μικρές επιχειρήσεις να απολαύουν του δικαιώματος εφοδιασμού με ηλεκτρική ενέργεια συγκεκριμένης ποιότητας σε σαφώς συγκρίσιμες, διαφανείς και λογικές τιμές.

Η ελληνική νομοθεσία ευθυγραμμίστηκε με την οδηγία 96/92 της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέσω του νόμου 2773/1999 με τίτλο «Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας – ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις». Στόχος του νόμου είναι η σταδιακή απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να επιτευχθούν:

- Μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας άρα και των τιμών
- Ανάπτυξη νέων επιχειρηματικών δραστηριοτήτων σχετικών με την ηλεκτρική ενέργεια άμεσα και έμμεσα
- Αξιόπιστη τεχνικά και ποιοτικά παροχή ηλεκτρικής ενέργειας
- Οικονομικά και ποιοτικά προσιτή ηλεκτρική ενέργεια προς όλους τους καταναλωτές περιλαμβανομένων απομακρυσμένων περιοχών, νησιών κλπ.
- Εξυπηρέτηση υπό συνθήκες ανταγωνισμού των στόχων σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές, το φυσικό περιβάλλον, τις νέες τεχνολογίες και την ασφάλεια τροφοδοσίας της χώρας

Με το νόμο 2773/1999 γίνεται η σύσταση δύο σημαντικών φορέων: της Ρ.Α.Ε. (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) και του Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας)

7.2.1 Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) είναι μια ανεξάρτητη διοικητική αρχή η οποία απολαμβάνει πλήρους οικονομικής και διοικητικής αυτοτέλειας. Σύμφωνα με το νόμο, οι αρμοδιότητες της Ρ.Α.Ε. είναι:

- Παρακολουθεί και ελέγχει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας σε όλους τους τομείς της και εισηγείται στα αρμόδια όργανα τη λήψη των αναγκαίων μέτρων για την τήρηση των κανόνων του ανταγωνισμού και την προστασία των καταναλωτών.

- Γνωμοδοτεί για τη χορήγηση των αδειών που προβλέπονται από τις διατάξεις του νόμου για τις δραστηριότητες στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας. Διοργανώνει, παρακολουθεί και ελέγχει τις διαδικασίες χορήγησης αδειών και ελέγχει τον τρόπο ασκήσεως των δικαιωμάτων που παρέχονται με αυτές.

- Συλλέγει, οργανώνει, επεξεργάζεται και αξιολογεί υπό τον όρο της εχεμύθειας και της προστασίας του επιχειρηματικού και άλλων απορρήτων, καθώς και της προστασίας των δεδομένων προσωπικού χαρακτήρα, τα αναγκαία για την εκπλήρωση της αποστολής της τεχνικά, οικονομικά, λογιστικά, εμπορικά και άλλα συναφή στοιχεία, που αφορούν τα πρόσωπα που ασκούν δραστηριότητα στον τομέα της ενέργειας.

- Επιβάλλει στους παραβάτες των διατάξεων του νόμου τα πρόστιμα που προβλέπονται.

- Συνεργάζεται με τις αντίστοιχες αρχές άλλων κρατών ή με διεθνείς οργανισμούς και συμμετέχει σε δραστηριότητες των εν λόγω αρχών και οργανισμών.

- Ενημερώνει την Επιτροπή της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και για την απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου.

- Με προεδρικά διατάγματα που εκδίδονται με πρόταση του Υπουργού Ανάπτυξης, μπορεί να ανατίθενται στη Ρ.Α.Ε. και άλλες γνωμοδοτικές αρμοδιότητες που αφορούν τους τομείς παραγωγής, μεταφοράς, προμήθειας και διανομής ηλεκτρικής και κάθε άλλης μορφής ενέργειας, να ορίζονται ο τρόπος και οι λεπτομέρειες άσκησης των αρμοδιοτήτων αυτών και να

καθορίζονται οι ατομικές διοικητικές πράξεις και κανονιστικές αποφάσεις που εκδίδονται ύστερα από γνώμη της Ρ.Α.Ε..

Ο ρόλος της Ρ.Α.Ε. δεν είναι ελεγκτικός ή δικαστικός. Δεν έχει επίσης αρμοδιότητα σε θέματα που καλύπτει η Επιτροπή Ανταγωνισμού, όπως για παράδειγμα η εξέταση του κατά πόσον κάποια υποψήφια συγχώνευση εταιρειών μπορεί να δημιουργήσει μονοπωλιακή κατάσταση.

Σκοπός της Ρ.Α.Ε. είναι να διευκολύνει τον ελεύθερο και υγιή ανταγωνισμό στην ενεργειακή αγορά με σκοπό να εξυπηρετηθεί καλύτερα και οικονομικότερα ο καταναλωτής (ιδιώτης και επιχείρηση), αλλά και να επιζήσει, βρίσκοντας και νέες ευκαιρίες η μικρή και μεσαία επιχείρηση, η οποία είναι φορέας ανάπτυξης και απασχόλησης.

Υπέρ του ανταγωνισμού, των νέων επιχειρηματικών δράσεων και τελικά της επίτευξης της οικονομικότερης τιμής για τον καταναλωτή, η Ρ.Α.Ε. θα δρα ως εξής:

- Εξασφαλίζοντας πλήρη και αντικειμενική πληροφόρηση προς όλους, θεωρώντας ότι η έλλειψη πληροφορίας συντείνει στην ανάπτυξη μονοπωλιακών καταστάσεων και εξαρτήσεων. Για το σκοπό αυτό θα εξασφαλίσει θεσμικά κατοχυρωμένη συνεργασία με τους εμπλεκομένους φορείς και θα διαθέτει την πληροφόρηση δωρεάν μέσω του διαδικτύου. Το σύστημα πληροφόρησης θα περιλαμβάνει ενεργειακά στατιστικά στοιχεία, τιμές, προβλέψεις κατανάλωσης, επιχειρηματικά νέα, διεθνή θέματα, κλπ.

- Παρακολουθώντας τη λειτουργία της αγοράς θα προτείνει θεσμικά, τεχνικά και διαρθρωτικά μέτρα τα οποία θα βελτιώσουν τον ανταγωνισμό και θα επιτρέψουν νέες εισόδους στην αγορά ενώ θα εξασφαλίζουν τη χρηματοοικονομική βιωσιμότητα των επιχειρήσεων.

- Παρακολουθώντας τις τιμές και το κόστος της ενέργειας, σε ότι αφορά στο επίπεδο αλλά και τη διάρθρωσή τους, η Ρ.Α.Ε. θα εντοπίζει αν αντανακλώνται στις τιμές τα οφέλη από τη λειτουργία της αγοράς, αν εξασφαλίζεται η χρηματοδότηση ζητημάτων δημοσίου συμφέροντος (π.χ. περιβάλλον, ανανεώσιμες πηγές, ισότιμη και επαρκής πρόσβαση στην ενέργεια από όλους τους καταναλωτές, κλπ.) και αν αποφεύγονται πρακτικές σταυροειδών επιδοτήσεων από μεγάλους παίκτες της αγοράς.

- Θα εισηγείται κανονιστικές διατάξεις ώστε να ρυθμίζονται οι λεπτομέρειες της θεσμικής λειτουργίας της αγοράς, των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων των εμπλεκομένων στην αγορά, κλπ.

Δεν είναι βέβαιο ότι απλά οι μηχανισμοί της αγοράς, και ιδίως γιατί η αγορά λειτουργεί σε βραχυχρόνια λογική, μπορούν να επιτύχουν ικανοποιητικά και μακροχρόνια τους στόχους σχετικά με τα ζητήματα δημοσίου συμφέροντος και τη στρατηγική της χώρας. Αυτά τα ζητήματα συνήθως ονομάζονται εξωτερικότητες της αγοράς. Η Ρ.Α.Ε. έχει σαν στόχο να εξασφαλίσει την αντιμετώπιση αυτών των ζητημάτων, κάνοντας αυτές τις εξωτερικότητες εσωτερικά θέματα της αγοράς, με τρόπο όμως που να είναι απολύτως συμβατός με την πιο ανταγωνιστική και ελεύθερη λειτουργία αυτής της αγοράς.

Τέτοια εξωτερικά ζητήματα είναι τα εξής:

- Η επαρκής, αξιόπιστη και ισότιμη τροφοδοσία όλων των καταναλωτών, τόσο στα νησιά και τις απομακρυσμένες περιοχές, όσο και για τις ασθενέστερες οικονομικά τάξεις.

- Η ασφάλεια τροφοδοσίας της χώρας σε μακροχρόνια βάση, αντικείμενο πολύπλοκο που εξαρτάται από το ρόλο των εγχωρίων πηγών αλλά και τις περιφερειακές διεθνείς συνεργασίες.

- Το περιβάλλον, περιλαμβανομένου του ζητήματος της κλιματικής αλλαγής.

- Η ανάπτυξη κατά προτεραιότητα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, των μονάδων συμπαραγωγής στα πλαίσια των μηχανισμών της αγοράς, αλλά σε μεγαλύτερο βαθμό από ότι τα απόλυτα χρηματοοικονομικά κριτήρια θα επέτρεπαν.

- Η υποδομή προμήθειας, μεταφοράς και διανομής της ενέργειας και η ανάπτυξή της ώστε να είναι επαρκής και να διευκολύνει τη φυσική και οικονομική πρόσβαση νέων επιχειρήσεων και την παροχή καλύτερης υπηρεσίας προς τους καταναλωτές.
- Η ενσωμάτωση της τεχνολογικής προόδου σε όλους τους τομείς παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας.

Η ενσωμάτωση στην αγορά αυτών των μεγάλων ζητημάτων της ενεργειακής πολιτικής είναι ίσως το δυσκολότερο έργο της Ρ.Α.Ε.. Απαιτείται η επίτευξη λεπτής ισορροπίας, χρησιμοποιώντας όλα τα εργαλεία που είναι συμβατά με τους μηχανισμούς της αγοράς, όπως οι χρεώσεις στη μεταφορά ενέργειας για λόγους δημοσίου συμφέροντος, το εμπόριο άδειών ρύπανσης, το εμπόριο προθεσμιακών παραγώγων και συμβολαίων, οι όροι στην αδειοδότηση, το εμπόριο «πράσινου» ηλεκτρισμού, κλπ.

Η Ρ.Α.Ε. αναλαμβάνει επίσης, διεθνείς συνεργασίες τόσο με τις χώρες των Βαλκανίων και της Ευρασίας, όσο και στα πλαίσια της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η αγορά ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση είναι σε δυναμική διαδικασία εξέλιξης. Στόχος είναι η συγκρότηση ενιαίας κοινοτικής εσωτερικής αγοράς ενέργειας σε όλους τους τομείς. Στα πλαίσια αυτά αναμένονται σημαντικές θεσμικές εξελίξεις σε όλες τις χώρες και ενιαίο πλαίσιο λειτουργίας των αγορών. Οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι παρόμοιοι με αυτούς που αναφερθήκαν προηγουμένως. Επαρκής και οικονομικά ανταγωνιστική τροφοδοσία των καταναλωτών, νέες επιχειρηματικές δράσεις, ανάπτυξη υποδομής και νέων τεχνολογιών, προστασία του περιβάλλοντος με προτεραιότητα στην κλιματική αλλαγή, και όλα αυτά με τρόπο απόλυτα συμβατό με τους μηχανισμούς της αγοράς και στα πλαίσια της πιο μεγάλης απελευθέρωσης του ανταγωνισμού. Η Ρ.Α.Ε. έχει σημαντικό ρόλο στις διεργασίες αυτές, στα πλαίσια της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Συγχρόνως η Ρ.Α.Ε. φιλοδοξεί να αναπτύξει τους ίδιους μηχανισμούς στα πλαίσια της Βαλκανικής Αγοράς Ενέργειας στην οποία η Ελλάδα δίνει μεγάλη προτεραιότητα.

Η προώθηση της δημιουργίας Προθεσμιακής Αγοράς Ενέργειας είναι ένας από τους πρώτους στόχους της Ρ.Α.Ε. με σκοπό και την περιφερειακή αγορά αλλά και την εξομάλυνση των απότομων διακυμάνσεων των τιμών και τις οικονομίες που αυτή θα επιφέρει ώστε να εξυπηρετηθούν οικονομικότερα οι καταναλωτές αλλά και να μειωθεί ο κίνδυνος που αναλαμβάνουν οι προμηθευτές ενέργειας.

7.2.1.1 Προθεσμιακή Αγορά Ενέργειας

Η απελευθέρωση των ενεργειακών αγορών πρέπει να υποστηριχθεί από διαρθρωτικά μέτρα που μεγιστοποιούν τα αναμενόμενα οφέλη.

Μεγάλη σημασία έχουν μέτρα διαχείρισης του επιχειρηματικού κινδύνου με σκοπό τη μείωση των κινδύνων για όλους τους εμπλεκομένους στην αγορά. Όταν μάλιστα η διαχείριση του κινδύνου προσεγγίζεται με εκείνα τα διαρθρωτικά μέτρα που συνάδουν με έντονο ανταγωνισμό στην

αγορά, τότε τα οφέλη για όλους και ιδιαίτερα τους καταναλωτές μεγιστοποιούνται.

Τέτοιο καίριο διαρθρωτικό μέτρο αποτελεί η συγκρότηση οργανωμένης αγοράς προθεσμιακών ανταλλαγών και γενικά αγοράς που διαχειρίζεται τον επιχειρησιακό κίνδυνο και τις διακυμάνσεις των τιμών. Τα οφέλη είναι πολλαπλά και έχουν ήδη αποδειχθεί από τις εμπειρίες πολλών χωρών. Ο τομέας του πετρελαίου έχει μεγάλη πείρα στον τομέα αυτό (πχ. Λονδίνο, International petroleum exchange, Ρότερνταμ, κλπ.), το φυσικό αέριο έχει ήδη ξεκινήσει με μεγάλες προοπτικές, ενώ στο Ηνωμένο Βασίλειο, την Ολλανδία, την Ισπανία και τη Σκανδιναβία το χονδρεμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνει μεγάλες διαστάσεις μέσω οργανωμένων αγορών.

Η αγορά αυτή θα αποτελέσει περιφερειακό πόλο στα Βαλκάνια και Νοτιοανατολική Μεσόγειο με πολλαπλά οφέλη: απορρόφηση διακυμάνσεων τιμών, μείωση κινδύνου για παραγωγούς και μεγάλους καταναλωτές (όπου περιλαμβάνονται εταιρίες διανομής άρα έμμεσα και οι μικροί καταναλωτές), ανάπτυξη υπηρεσιών υποστήριξης και απασχόλησης κλπ.

7.2.1.2 Αρχές οργάνωσης της αγοράς

Η αγορά περιλαμβάνει συγχρόνως δύο μέρη:

- Αγοραπωλησία φυσικών ποσοτήτων (άμεσα, προθεσμιακά ή εκτελούμενων μέσω μακροχρόνιων συμβολαίων)
- Αγοραπωλησία χρηματοοικονομικών παραγώγων (μελλοντικών δικαιωμάτων επί φυσικής αγοράς και τιμών, συμβολαίων, προθεσμιακών ανταλλαγών, κλπ.)

Οι φορείς που εμπλέκονται στην οργάνωση της προθεσμιακής ενεργειακής αγοράς είναι οι εξής:

I. **Εποπτεύων οργανισμός - ρυθμιστής**
Δημόσιος φορέας (που μπορεί να είναι η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας ή θυγατρική της με συμμετοχή δημοσίων φορέων από άλλες χώρες των Βαλκανίων και της Νοτιοανατολικής Μεσογείου).

II. **Φορέας διαχείρισης, εκκαθάρισης και λειτουργίας της αγοράς**

Ιδιωτικός ή ημι-δημόσιος φορέας με εμπειρία και ειδικότητα σε λειτουργία αγορών.

III. **Φορείς που αναλαμβάνουν την εκτέλεση των φυσικών ανταλλαγών**

Ενεργειακές εταιρίες παραγωγής ή εμπορίας που διαθέτουν τεχνογνωσία, αποθηκευτικούς χώρους και πρόσβαση σε δίκτυα ενέργειας ή μεταφοράς.

IV. **Χονδρέμποροι φυσικής αγοράς και παραγώγων.**

Ιδιωτικές εταιρίες παροχής υπηρεσιών (με πολλαπλές ή περιορισμένες ειδικεύσεις) και θα παίζουν το ρόλο ενδιαμέσων μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών τόσο στο φυσικό μέρος της αγοράς όσο και στον προθεσμιακό και τον τομέα των παραγώγων.

V. **Καταναλωτές και παραγωγοί.**

Φορείς που έχουν άδεια είτε να προσφέρουν είτε να ζητούν φυσικές ποσότητες στην αγορά. Η άδεια έχει το νόημα της πιστοποίησης ότι είναι παραγωγοί ή καταναλωτές, και όχι απλώς έμποροι.

VI. **Ιδιωτικοί φορείς που προσφέρουν υπηρεσίες προς τους παίκτες της αγοράς** (εκπαίδευση, τεχνικές και οικονομικές συμβουλές, internet sites, e-commerce, εκτέλεση εντολών, banking, κλπ.)

Η συγκρότηση της αγοράς θα γίνει σταδιακά. Προτεραιότητα θα έχει ο τομέας του πετρελαίου όπου υπάρχει μεγάλη εμπειρία και το καθεστώς απελευθέρωσης είναι ωριμότερο. Έπεται ο τομέας του ηλεκτρισμού και αργότερα του φυσικού αερίου. Για την επίτευξη οικονομιών κλίμακας οι υπηρεσίες υποστήριξης θα είναι ενιαίες. Επίσης μπορεί να ενσωματωθεί στο μέλλον η εμπορία νέων αγαθών και παραγώγων τους, όπως εμπόριο αδειών ρύπανσης, εμπόριο «πράσινου» ηλεκτρισμού κλπ.

Από την αρχή ο προσανατολισμός θα είναι προς την περιφέρεια των Βαλκανίων και Νοτιοανατολικής Μεσογείου.

Το Γ' ΚΠΣ μπορεί να συμβάλλει ώστε να εξασφαλισθεί η υποδομή που θα υποστηρίζει την εκτέλεση των άμεσων και προθεσμιακών φυσικών ανταλλαγών. Περιλαμβάνονται επενδύσεις σε αποθηκευτικούς χώρους, δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, υπόγεια αποθήκευση φυσικού αερίου, τηλεπικοινωνιακή και πληροφοριακή υποδομή, κλπ. Επίσης, η κατασκευή ενεργειακών διασυνδέσεων connectors (ηλεκτρισμός και φυσικό αέριο) και ενίσχυση των δικτύων στην ευρύτερη περιφέρεια.

7.2.2 Ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.)

Ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.) ή Διαχειριστής του Συστήματος αποτελεί ανώνυμη εταιρία η οποία λειτουργεί σύμφωνα με τους κανόνες της ιδιωτικής οικονομίας και διαχειρίζεται το ελληνικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Το μετοχικό κεφάλαιο του Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. καλύπτεται από το Ελληνικό Δημόσιο κατά ποσοστό, το οποίο δεν μπορεί να είναι κατώτερο του 51% του εκάστοτε μετοχικού κεφαλαίου της εταιρίας. Το εκάστοτε υπόλοιπο ποσοστό του κεφαλαίου μπορεί να καλύπτεται από τους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των οποίων οι μονάδες παραγωγής συνδέονται στο σύστημα. Σε αυτούς περιλαμβάνεται και η Δ.Ε.Η.. Το ποσοστό, έως 49% του εκάστοτε μετοχικού κεφαλαίου, που καλύπτεται από τους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, κατανέμεται σε αυτούς ανάλογα με την παραγωγική τους δυνατότητα, που είναι συνδεδεμένη στο σύστημα.

Το αρχικό κεφάλαιο του Διαχειριστή του συστήματος καλύπτεται σε ποσοστό τουλάχιστον 51% από το Ελληνικό Δημόσιο και σε ποσοστό έως 49%από τη Δ.Ε.Η.. Το ποσοστό της Δ.Ε.Η. περιορίζεται σταδιακά ανάλογα με το ρυθμό χορήγησης των αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και την αύξηση της παραγωγικής δυνατότητας των παραγωγών των οποίων οι μονάδες συνδέονται στο σύστημα. Η διάθεση από τη Δ.Ε.Η. του εκάστοτε αναλογούντος ποσοστού σε κάτοχο άδειας παραγωγής γίνεται έναντι τιμήματος , το οποίο καθορίζεται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, ύστερα από γνώμη της Ρ.Α.Ε.

Σύμφωνα με το νόμο 2773/1999 ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. έχει τις παρακάτω αρμοδιότητες:

1. Ο Διαχειριστής του Συστήματος λειτουργεί, εκμεταλλεύεται, διασφαλίζει τη συντήρηση και μεριμνά για την ανάπτυξη του συστήματος σε ολόκληρη τη χώρα, καθώς και των διασυνδέσεων του με άλλα δίκτυα για να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο.
2. Στα πλαίσια του παραπάνω σκοπού του, ο Διαχειριστής του συστήματος:
    - Παρέχει πρόσβαση στο σύστημα στους κατόχους άδειας παραγωγής ή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, σε όσους

νομίμως έχουν εξαιρεθεί από την υποχρέωση κατοχής τέτοιων αδειών και στους Επιλέγοντες Πελάτες.

- Επιτρέπει τη σύνδεση με το σύστημα στο Διαχειριστή του δικτύου σύμφωνα με όσα καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος.
- Προγραμματίζει και κατανέμει το φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας στις διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής, προσδιορίζει τη χρήση των διασυνδέσεων με άλλα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας και διευθετεί τις αποκλίσεις παραγωγής – ζήτησης μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής ή προμήθειας, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Λαμβάνει τα απαραίτητα μέτρα για να εξασφαλίζονται επαρκή περιθώρια εφεδρείας ηλεκτρικής ενέργειας από τους παραγωγούς, τους προμηθευτές, τον κύριο του συστήματος και το Διαχειριστή του δικτύου.
- Διαχειρίζεται τη ροή ενέργειας στο σύστημα συνεκτιμώντας ανταλλαγές με άλλα συνδεδεμένα συστήματα.
- Εξασφαλίζει την ασφάλεια, την αξιοπιστία και την αποδοτικότητα του συστήματος και μεριμνά για να είναι διαθέσιμες οι αναγκαίες επικουρικές υπηρεσίες.
- Προγραμματίζει την ανάπτυξη του συστήματος και μεριμνά για τη διατήρηση ενός τεχνικά άρτιου, οικονομικά αποδοτικού και ολοκληρωμένου συστήματος, εφαρμόζοντας κατά την παροχή των υπηρεσιών του, διαφανή, αντικειμενικά και αμερόληπτα κριτήρια, ώστε να αποφεύγονται οι διακρίσεις μεταξύ των χρηστών και των κατηγοριών των χρηστών του συστήματος.

3. Ο Διαχειριστής του συστήματος υποχρεούται να δίνει προτεραιότητα κατά την κατανομή του φορτίου σε διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.), εγκατεστημένης ισχύος μέχρι 50 MW και στη περίπτωση υδροηλεκτρικών μονάδων μέχρι 10 MW. Το δικαίωμα προτεραιότητας ισχύει και για μονάδες συμπαραγωγής ισχύος μέχρι 35 MW και για το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας αυτοπαραγωγών, εφόσον η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από Α.Π.Ε.. Στην περίπτωση που ο αυτοπαραγωγός παράγει ηλεκτρική ενέργεια μέσω συμπαραγωγής, το δικαίωμα προτεραιότητας ισχύει για εγκαταστάσεις ισχύος μέχρι 50MW.
4. Ο Διαχειριστής του συστήματος καταρτίζει και δημοσιεύει τουλάχιστον κάθε δύο (2) έτη τακτικές προβλέψεις, όσον αφορά το

δυναμικό παραγωγής και μεταφοράς που ενδέχεται να συνδεθεί με το σύστημα, τις ανάγκες διασύνδεσης με άλλα συστήματα ή δίκτυα, τις δυνατότητες μεταφοράς και τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προβλέψεις αυτές καλύπτουν την επόμενη πενταετία. Με απόφαση της Ρ.Α.Ε. ορίζεται ο τρόπος δημοσίευσης των προβλέψεων.

5. Μια διαδικασία απολύτως συνδεδεμένη με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η εκκαθάριση, το ποιος δηλαδή οφείλει σε ποιόν. Για την Ελληνική αγορά έχει επιλεγεί ένα σύστημα διμερών, εμπορικών σχέσεων , δηλαδή μεταξύ καταναλωτή – παραγωγού. Ο Διαχειριστής του συστήματος δεν παρεμβαίνει στα διμερή αυτά συμβόλαια τα οποία είναι στην απόλυτη δικαιοδοσία των συμβαλλόμενων μερών. Όμως κατά την καθημερινή λειτουργία για διαφόρους λόγους η παραγωγή ενός προμηθευτή δεν αντιστοιχεί απολύτως στην κατανάλωση ενός πελάτη. Αυτή η απόκλιση μετράται και τιμολογείται από το Διαχειριστή του συστήματος ο οποίος υπαγορεύει σε κάθε ελλειμματικό παραγωγό το τι θα πληρώσει μέσω του Διαχειριστή του συστήματος σε κάποιο άλλο, πλεονασματικό παραγωγό. Η διαδικασία αυτή λέγεται εκκαθάριση της αγοράς και γίνεται με τρόπο που να ενθαρρύνεται η οικονομική λειτουργία του συστήματος.

Για να χρησιμοποιήσουμε ένα οικείο ανάλογο η Δ.Ε.Η. είναι μια εισηγμένη εταιρία, ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. είναι το χρηματιστήριο και η Ρ.Α.Ε. είναι η επιτροπή κεφαλαιαγοράς.

7.2.3 Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.)

Με τη πραγματικότητα της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η Δ.Ε.Η. από την 01/01/2001 μετετράπη σε Ανώνυμη Εταιρία με διακριτό τίτλο ″Δ.Ε.Η. Α.Ε.″ και με κύριο σκοπό την άσκηση εμπορικής και βιομηχανικής δραστηριότητας στον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα και το εξωτερικό. Σύμφωνα με το νόμο 2773/1999 σε οποιαδήποτε περίπτωση η συμμετοχή του Ελληνικού Δημοσίου στο εκάστοτε μετοχικό κεφάλαιο της εταιρίας δεν μπορεί να είναι κατώτερη του 51% των μετά ψήφου μετοχών της εταιρίας μετά την κάθε αύξηση του μετοχικού κεφαλαίου.

Η νομοθεσία ορίζει ότι μόνο η Δ.Ε.Η. δικαιούται να διαχειρίζεται το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο της ανήκει κατ' αποκλειστικότητα. Ως δίκτυο εννοούμε το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της Δ.Ε.Η. που είναι εγκατεστημένο στην ελληνική επικράτεια,

το οποίο αποτελείται από γραμμές μέσης και χαμηλής τάσης και εγκαταστάσεις διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από γραμμές και εγκαταστάσεις υψηλής τάσης που έχουν ενταχθεί στο δίκτυο αυτό. (Αν και για τη λειτουργικότητα της αγοράς έχει προταθεί η σύσταση Διαχειριστή του συστήματος διανομής ηλεκτρισμού, Δ.Ε.Σ.Δ.Η.Ε, η οργάνωση του οποίου είναι σε προπαρασκευαστικό επίπεδο και θα λειτουργήσει στα πλαίσια του Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.)

Οι αρμοδιότητες της Δ.Ε.Η. ως Διαχειρίστριας του δικτύου διανομής είναι:

- Να λειτουργεί, να εκμεταλλεύεται, να συντηρεί και να αναπτύσσει το δίκτυο διανομής σε όλη την επικράτεια.

- Να διασφαλίζει την αξιοπιστία, αποδοτικότητα και ασφάλεια του δικτύου, λαμβάνοντας παραλλήλως τα κατάλληλα μέτρα για την προστασία του περιβάλλοντος.

- Να αναπτύσσει και να διατηρεί ένα τεχνικά άρτιο, οικονομικά αποδοτικό και συγκροτημένο δίκτυο.

- Να εξασφαλίζει την πρόσβαση στο δίκτυο στους κατόχους αδειών παραγωγής και προμήθειας και στους Επιλέγοντας Πελάτες, σύμφωνα με τους όρους και τις προϋποθέσεις που καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης του δικτύου.

- Να συνδέει με το δίκτυο οποιονδήποτε το ζητήσει, σύμφωνα με τους όρους και προϋποθέσεις που καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης του δικτύου.

- Να απέχει από κάθε διάκριση μεταξύ των χρηστών ή των κατηγοριών χρηστών του δικτύου, και ιδίως από διακρίσεις υπέρ των θυγατρικών επιχειρήσεων ή των μετόχων της.

- Να συντάσσει καταστάσεις που εγκρίνονται από τη Ρ.Α.Ε., στις οποίες παραθέτει αποκλειστικά για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά τις εκτιμήσεις της αναφορικά με το δυναμικό παραγωγής που ενδεχομένως θα συνδεθεί με το δίκτυο, με την ανάγκη διασύνδεσης με το σύστημα ή με άλλο δίκτυο διανομής και με τη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εκτιμήσεις καλύπτουν ανώτατη χρονική περίοδο δύο (2) ετών. Με απόφαση της Ρ.Α.Ε.

καθορίζεται η χρονική περίοδος αυτή και ο τρόπος δημοσίευσης των εκτιμήσεων.

- Να τηρεί τον εμπιστευτικό χαρακτήρα των εμπορικών πληροφοριών, οι οποίες περιέχονται σε γνώση της κατά την εκτέλεση των αρμοδιοτήτων της.

- Να δημοσιεύει κατάλογο των τιμολογίων, τα οποία χρεώνει για τη χρήση του δικτύου. Στον υπολογισμό των χρεώσεων για τη χρήση του δικτύου δικαιούται να συμπεριλάβει το σύνολο των εύλογων δαπανών με τις οποίες επιβαρύνθηκε, καθώς και ένα εύλογο κέρδος, προκειμένου να παρέχει τις υπηρεσίες της.

7.2.4 Ο Κώδικας Διαχείρισης του συστήματος

Η διαχείριση του συστήματος διενεργείται σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του συστήματος, ο οποίος καταρτίζεται από το Διαχειριστή του συστήματος, εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης, ύστερα από γνώμη της Ρ.Α.Ε. και δημοσιεύεται στην εφημερίδα της κυβερνήσεως.

Η πρόσβαση των δικαιούμενων στο σύστημα μεταφοράς γίνεται με τον πιο οικονομικό , διαφανή και άμεσο τρόπο, χωρίς διακρίσεις μεταξύ των χρηστών, αλλά και μεταξύ των κατηγοριών χρηστών του συστήματος.

Με τον Κώδικα Διαχείρισης του συστήματος μεταφοράς ρυθμίζονται ιδίως:

1. Οι προϋποθέσεις για την υποβολή αίτησης πρόσβασης στο σύστημα και τα απαιτούμενα δικαιολογητικά.
2. Οι ελάχιστες τεχνικές και λειτουργικές προδιαγραφές για την πρόσβαση και τη σύνδεση στο σύστημα μεταφοράς των εγκαταστάσεων παραγωγής, του δικτύου διανομής και των διασυνδέσεων και των επιλεγόντων πελατών.
3. Η προθεσμία μέσα στην οποία ο Διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς υποχρεούται να απαντά στις υποβαλλόμενες αιτήσεις και οι συνέπειες της παράληψης της απάντησης μέσα στην προθεσμία αυτή.
4. Τα κριτήρια που εφαρμόζει ο Διαχειριστής του συστήματος για την κατανομή φορτίου στις διαθέσιμες εγκαταστάσεις

παραγωγής και τη χρήση των διασυνδέσεων. Για τον καθορισμό των κριτηρίων λαμβάνονται μεταξύ άλλων υπόψη:

- Η οικονομική ιεράρχηση που προκύπτει από την υποβολή προσφορών που διαμορφώνουν την οριακή τιμή του συστήματος. Οι προσφορές πρέπει να αντανακλούν το μεταβλητό κόστος των εγκαταστάσεων παραγωγής που δηλώνονται διαθέσιμες.
- Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των διαθέσιμων εγκαταστάσεων παραγωγής και των διασυνδέσεων.
- Οι τεχνικοί περιορισμοί του συστήματος μεταφοράς.

5. Ο τρόπος, η έκταση, οι όροι και οι προϋποθέσεις σύμφωνα με τους οποίους κατά την κατανομή του φορτίου στις διαθέσιμες μονάδες παραγωγής, ο Διαχειριστής του συστήματος δίνει προτεραιότητα:
   - Στις εγκαταστάσεις παραγωγής οι οποίες χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, καθώς και στις εγκαταστάσεις συμπαραγωγής.
   - Σε εγκαταστάσεις παραγωγής οι οποίες χρησιμοποιούν εγχώριες πηγές πρωτογενούς ενέργειας και μέχρι ποσοστού 15% της συνολικής ποσότητας πρωτογενούς ενέργειας που είναι αναγκαία για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται στην ελληνική επικράτεια κατά την διάρκεια ενός έτους.
6. Οι προϋποθέσεις και η διαδικασία επιβολής κυρώσεων και κινήτρων από το Διαχειριστή για τη διατήρηση ασφαλών περιθωρίων προσφορών ισχύος.

7.2.5 Ο Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Με τον Κώδικα Συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζονται οι τεχνικοί και οι οικονομικοί κανόνες που διέπουν τις εμπορικές συμφωνίες μεταξύ του Διαχειριστή του συστήματος και των κατόχων αδειών, αποκλειστικότητας της κυριότητας του συστήματος, παραγωγής, προμήθειας και αποκλειστικότητας της κυριότητας και διαχείρισης του δικτύου. Ο κώδικας εκπονείται από τον Διαχειριστή του συστήματος, εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης ύστερα από γνώμη της Ρ.Α.Ε. και δημοσιεύεται στην εφημερίδα της κυβερνήσεως.

Με τον κώδικα συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας ρυθμίζονται:

1. Ο τρόπος, η διαδικασία και οι όροι κατανομής φορτίου στις διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής και στις διασυνδέσεις, σύμφωνα με τα κριτήρια που καθορίζονται στον κώδικα διαχείρισης του συστήματος.

2. Η μέθοδος υπολογισμού και ο τρόπος μέτρησης της απόκλισης παραγωγής – ζήτησης σε δεδομένη χρονική περίοδο και οι περιπτώσεις κατά τις οποίες για τον υπολογισμό της λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες μεταφοράς, διανομής και άλλες απαραίτητες διαρθρώσεις.
3. Ο τρόπος, η διαδικασία και οι όροι διευθέτησης από το διαχειριστή του συστήματος των αποκλίσεων παραγωγής – ζήτησης, μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής ή προμήθειας. Η διευθέτηση γίνεται στην τιμή που προσδιορίζεται ως οριακή τιμή συστήματος και με όρους που προάγουν τη διαθεσιμότητα των εγκαταστάσεων παραγωγής, ώστε να καλύπτεται από αυτές ολόκληρο το αναμενόμενο φορτίο, για το οποίο έχουν καταρτιστεί συμβάσεις προμήθειας με πελάτες
4. Ο τρόπος, η διαδικασία και οι όροι υπολογισμού της οριακής τιμής συστήματος σε δεδομένη χρονική περίοδο. Για τον υπολογισμό αυτόν δεν λαμβάνεται υπόψη η προσφερθείσα τιμή παραγωγής:
    - Από εγκαταστάσεις στις οποίες παρέχεται προτεραιότητα κατά τα οριζόμενα στον κώδικα διαχείρισης του συστήματος.
    - Από εγκαταστάσεις οι οποίες εντάσσονται στο σύστημα με αποκλειστικό σκοπό να καλύψουν τις ανάγκες του συστήματος.
    - Από εγκαταστάσεις που εξαιρούνται από τον υπολογισμό της οριακής τιμής συστήματος για άλλους λόγους, σύμφωνα με όρους και προϋποθέσεις ου καθορίζονται στον κώδικα συναλλαγών.
5. Η χρονική περίοδος η οποία λαμβάνεται ως βάση από το Διαχειριστή του συστήματος για την κατανομή του φορτίου, τον υπολογισμό και τη διευθέτηση των αποκλίσεων παραγωγής – ζήτησης και τον υπολογισμό της οριακής τιμής του συστήματος.

7.3 Η Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Στα πλαίσια της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ήδη ξεκινήσει να δραστηριοποιούνται στο τομέα της ενέργειας αρκετές ιδιωτικές εταιρίες τόσο στο κλάδο της παραγωγής, όσο και στο κλάδο της προμήθειας και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.
Στο τομέα της παραγωγής ήδη λειτουργούν ο θερμικός σταθμός της ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ Α.Ε., θυγατρική της ΤΕΡΝΑ, ισχύος 150 MW με καύσιμο φυσικό αέριο, που είναι εγκατεστημένος στη Βοιωτία

και ένας θερμικός σταθμός της ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ, θυγατρική της ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ, ισχύος 390 MW με καύσιμο φυσικό αέριο, που είναι εγκατεστημένος στη βιομηχανική περιοχή Θεσσαλονίκης. Συγχρόνως αρκετές εταιρίες ή όμιλοι επιχειρήσεων κατέχουν άδειες εγκατάστασης μονάδων παραγωγής.

Μέσα στους πρώτους μήνες του 2007 τέσσερις εταιρίες ανακοίνωσαν ότι σκοπεύουν να προχωρήσουν στην κατασκευή θερμικών μονάδων, ενώ ενδιαφέρον έχουν επιδείξει και άλλοι όμιλοι.

Ο όμιλος Μυτιληναίου, στο πλαίσιο της νέας εταιρίας που συνέστησε με την ισπανική Endesa, ανακοίνωσε ότι ξεκίνησε την κατασκευή μονάδας φυσικού αερίου στον Αγ. Νικόλαο Βοιωτίας δυναμικότητας 412 MW, προϋπολογισμού 215 εκατ. Ευρώ. Επίσης προγραμμάτισε στην ίδια περιοχή την υλοποίηση ανθρακικής μονάδας 600MW, της οποίας το κόστος εκτιμάται γύρω στα 800 εκατ. ευρώ. Σχεδόν έτοιμη να λειτουργήσει είναι η μονάδα συμπαραγωγής Congen, ισχύος 334 MW, που έχει κατασκευάσει ο όμιλος στις εγκαταστάσεις της Αλουμίνιον της Ελλάδος.

Η κοινοπραξία των εταιρειών Edison – Ελληνική Τεχνοδομική και όμιλος Στασινόπουλου, μέσω της «Ενεργειακής Θίσβης» προχωρούν στην κατασκευή μονάδας 400 MW στη Θίσβη Βοιωτίας. Η ιταλική Edison ξεκίνησε πρόσφατα τις διαδικασίες για την υλοποίηση μίας ακόμα μονάδας, με καύσιμο τον άνθρακα, ισχύος 600 MW στη περιοχή του Αστακού Αιτωλοακαρνανίας.

Την πρόθεση της να αναπτύξει ηλεκτροπαραγωγική μονάδα με καύσιμο άνθρακα έχει δημοσιοποιήσει και η ΤΕΡΝΑ. Πρόκειται για μονάδα ισχύος 460 MW στο Μαντούδι της Εύβοιας.
Η εταιρία ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ έχει δηλώσει την πρόθεση της να επεκτείνει τη παραγωγική της δυνατότητα πάνω από τα 1000 MW.

Στο τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας υπάρχει τα τελευταία χρόνια ιδιαίτερο ενδιαφέρον από ιδιώτες λόγω των ευνοϊκών ρυθμίσεως της ελληνικής και της κοινοτικής νομοθεσίας, με αιχμή τα αιολικά πάρκα και δευτερευόντως τα υδροηλεκτρικά, τη βιομάζα και τα φωτοβολταϊκά.

Ο ισπανικός όμιλος Iberdrola είναι από τους μεγαλύτερους στην παραγωγή αιολικής ενέργειας παγκοσμίως και εξαγόρασε πρόσφατα το 49,9% της εισηγμένης Ρόκας, που κατέχει το 40% της εγκατεστημένης ισχύος στη χώρα μας σε αιολικά πάρκα με 188,5 MW. Οι Ισπανοί εκπόνησαν επιχειρησιακό σχέδιο το οποίο προβλέπει την τετραετία 2005-

2008 την κατασκευή αιολικών πάρκων συνολικού δυναμικού 420 MW, για τα οποία θα επενδυθούν κεφάλαια ύψους 400 εκατ. ευρώ. Σύντομα η ελληνοϊσπανική εταιρία θα επεκταθεί σε Βουλγαρία και Ρουμανία, όπου ήδη κάνει έρευνα αγοράς.

Η EDF, εκτός από τη σημαντική τεχνογνωσία σε θερμοπυρηνικές αλλά και συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, έχει επεκταθεί και στα αιολικά εδώ και μια δεκαετία. Στην Ελλάδα έχει αποκτήσει άδειες για 100 MW και έχει καταθέσει αιτήσεις για άλλα 300 MW.

Η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή, ασχολείται διεξοδικά με όλες τις ενεργειακές μορφές. Ολοκλήρωσε τέσσερα αιολικά πάρκα, συνολικής ισχύος 40 MW, ενώ κατασκευάζει σημαντικά έργα αιολικής ενέργειας και μικρά υδροηλεκτρικά σε διάφορα σημεία της χώρας. Επίσης η εταιρία σκοπεύει να ασχοληθεί με ανάπτυξη συστημάτων εκμετάλλευσης βιομάζας και ερευνά την αγορά.

Η Damko Energy, που ανήκει στον όμιλο Κοπελούζου, δραστηριοποιείται στα αιολικά και στα μικρά υδροηλεκτρικά. Ολοκλήρωσε και λειτουργεί μεγάλο αιολικό πάρκο, δυναμικότητας 62 MW, που βρίσκεται στο νομό Ροδόπης, για τον οποίο επένδυσε κεφάλαια ύψους 70 εκατ. ευρώ. Επίσης διαθέτει αιολικά πάρκα στην Εύβοια και άδειες σε άλλες περιοχές της χώρας, ενώ πρόκειται να ξεκινήσουν τη λειτουργία τους αιολικά στην Κορινθία και στην Αχαΐα δυναμικότητας 40MW.

Εργοστάσια παραγωγής Βιομάζας – βιοντίζελ κατασκευάζουν η ΕΛΙΝ στον Βόλο και η εταιρία ΕΛΒΥ στο Κιλκίς με πρώτη ύλη ελαιόλαδα, σπορέλαια και απόβλητα τροφίμων. Πειραματικές προσπάθειες κάνει και η Ελληνική Βιομηχανία Ζάχαρης για παραγωγή βιοαιθανόλης.

Μέσα στο χρόνο κατατέθηκαν τέσσερις επενδυτικές προτάσεις από ισάριθμους ομίλους για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων στα νησιά και τη διασύνδεση τους με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω υποβρυχίων καλωδίων. Η πρώτη ήταν των ομίλων Κοπελούζου – Σαμαρά για τις κεντρικές Κυκλάδες. Ακολούθησε η πρόταση του ομίλου Μυτιληναίου για τις Δυτικές Κυκλάδες, του ομίλου Ρόκα για τα νησιά του Ανατολικού Αιγαίου και της τεχνικής εταιρίας J&P ΑΒΑΞ για την εκμετάλλευση του τεράστιου δυναμικού της Γυάρου.

Στο τομέα προμήθειας - εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας εν’ όψη και της πλήρους απελευθέρωσης της αγοράς από την 01/07/2007, οπότε δικαίωμα επιλογής προμηθευτή έχει το σύνολο των καταναλωτών (ακόμη

και των οικιακών),τρεις ιδιωτικές εταιρίες σχεδιάζουν να δραστηριοποιηθούν.

Η Αυστριακή Verbund, η οποία στην Ελλάδα έχει συστήσει θυγατρική εταιρία εμπορίας ηλεκτρισμού με την Energa, την Austrian Power Trading Energa Hellas A.E., η ελβετική EGL, μέσω της θυγατρικής EGL Hellas και τα ΕΛΠΑ (Ελληνικά Πετρέλαια).

Η δραστηριοποίηση ιδιωτών στο τομέα της εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας δυσχεραίνεται από το γεγονός ότι δεν έχει ολοκληρωθεί ο Κώδικας Διαχείρισης δικτύου διανομής και δεν έχει λειτουργήσει ο Διαχειριστής του συστήματος διανομής ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Σ.Δ.Η.Ε.). Ακόμα για να μπορέσουν οι εταιρίες να προσεγγίσουν τους καταναλωτές θα πρέπει να τοποθετηθούν νέου τύπου μετρητές σε κάθε παροχή, οι οποίοι θα λειτουργούν με τηλεματικό σύστημα και ειδικό λογισμικό.

Τα πρώτα βήματα στην ελληνική αγορά έχουν γίνει προς την επίτευξη της ενεργειακής απελευθέρωσης. Σίγουρα υπάρχει ακόμα αρκετός δρόμος, πολλά τεχνοοικονομικά, νομικά και λειτουργικά προβλήματα να λυθούν ώστε να απολαύσουν τα οφέλη της απελευθέρωσης της αγοράς οι καταναλωτές.

Ενδεικτικά, παρουσιάζονται παρακάτω από το αρχείο της Ρ.Α.Ε. μια κατάσταση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (σχ. 7.1) και μια κατάσταση αδειών προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας (σχ. 7.2).

ΡΑΕ

ΑΡΧΕΙΟ ΜΗΤΡΩΟΥ ΑΔΕΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ ΕΝΗΜΕΡΩΣΗΣ: 31 ΟΚΤΩΒΡΙΟΥ 2007

Αρ. Μητρώου Αδειών	Αρ. προμ. ΥΠΑΝ	Ημερ. Έκδοσης	ΕΤΑΙΡΕΙΑ	Αρ. Γνωμ. ΡΑΕ	Αρ. Αδ.	ΕΣΧΥΣ (MW)	Τεχνολογία	Νομός	Δήμος/Κοιν.	Θέση	Ημερομηνία δημοσιεύσεων περίληψης άδειας παραγωγής	Εφημερίδες δημοσίευσης ανακοίνωσης
ΑΔ-000001	Δ6/Φ20.01/29681	29/5/2001	ΛΑΚΚΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΕ	ΡΑ-000007	5/12	0,99	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	ΒΟΥΛΓΑΡΕ	ΥΔΟΥΡΑ ΜΙΚΡΟ ΠΕΡΑΤΕΡΩ		
ΑΔ-000002	Δ6/Φ20.01/27990	29/5/2001	ΑΡΜΕΝΤΙΚΗΣ Β.Γ. ΑΕ	ΡΑ-000125	6/7	0,65	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	ΠΕΛΛΗΣ	ΑΡΙΔΑΙΑΣ	ΤΟΥΡΛΩΤΟΣΑ ΠΡΟΜΑΧΩΝ		
ΑΔ-000003	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/1196/2/3360/1207	8/1/2004	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ ΑΕ	ΡΑ-01396	8-00147	390	ΜΕΓΑΛΑ Β.Η. - Συνδυασμένου ΚΥΚΛΟΥ	ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	ΘΕΡΜΑΪΚΟΥ	ΔΙΦΘΑΤΑ (ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΟ ΣΥΓΚΡΟΤΗΜΑ ΕΛΠΕ)		
ΑΔ-000004	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/2269	31/1/2007	ENELCO A.E	ΡΑ-02575	A-00150	447	ΜΕΓΑΛΑ Β.Η. - Συνδυασμένου ΚΥΚΛΟΥ	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΔΑΦΝΗΣ-ΕΛΕΩΝΑΣ-ΛΙΒΑΔΕΙΑΣ	ΑΓΙΟΣ ΒΛΑΣΙΟΣ		
ΑΔ-000005	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/691/1/07	7/8/2007	ENELCO A.E	ΡΑ-04293	A-00154	447	ΜΕΓΑΛΑ Β.Η. - Συνδυασμένου ΚΥΚΛΟΥ	ΕΒΡΟΥ	ΤΡΑΙΑΝΟΥΠΟΛΕΩΣ	ΑΚΤΟ ΛΟΥΤΡΑ		Ο ΑΒΕΣΜΕΥΤΟΣ ΤΥΠΟΣ
ΑΔ-000006	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/3658/ΤΤ	21/8/2007	ΗΡΩΝ-ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΕ	ΡΑ-04187	450	187,45	ΜΕΓΑΛΑ Β.Η. - Συνδυασμένου ΚΥΚΛΟΥ	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΔΗΜΟΝ	ΑΓ. ΜΑΚΑΡΙΟΣ - ΚΑΡΑΝΤΙΝΙ		Η ΘΕΤΙΑ
ΑΔ-000007	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/2660	6/12/2006	ΑΙΟΛΥΤΗ-ΗΛΙΑΣΙΣ Α.Ε.	ΡΑ-03189	199	400	ΜΕΓΑΛΑ Β.Η. - Συνδυασμένου ΚΥΚΛΟΥ	ΜΑΓΝΗΣΙΑΣ	ΔΕΛΗΜΗΣΙΟΥ	ΒΙΠΕ ΒΟΛΟΥ Ο.Τ. 23		
ΑΔ-000008	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/2/3089	1/6/2001	ΑΛΦΑ ΑΛΦΑ ΤΥΛΙΧΡΤΟΦΕΡ Α.Ε.	ΡΑ-00139	150	400	ΜΕΓΑΛΑ Β.Η. - Συνδυασμένου ΚΥΚΛΟΥ	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΑΓΙΟΣ ΘΩΜΑΣ-ΔΗΜΟΝ	ΛΗΔΩΝΑ		
ΑΔ-000009	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/73029	1/6/2001	ΚΕΡΑΜΟΠΟΥΛΙΑ ΚΟΒΑΛΗ ΑΕ	ΡΑ-00092	7/1	1,11	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΚΑΒΑΛΑΣ	ΧΡΥΣΟΥΠΟΛΗΣ	ΚΕΡΑΜΟΠΟΥΛΙΑ ΚΟΒΑΛΗ ΑΕ		
ΑΔ-000010	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/2130/1ΤΤ	11/4/2007	ΘΕΡΜΗ ΣΕΡΡΩΝ ΑΕ	ΡΑ-03697	8-00180	16,8	Σ.Η.Θ.	ΣΕΡΡΩΝ	ΣΕΡΡΩΝ	ΑΓΡΟΚΤΗΜΑ ΣΕΡΡΩΝ (ΑΓΡΟΤΕΜΑΧΙΟ ΝΟ. 3796)		Ο ΛΟΓΟΣ
ΑΔ-000011	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/15/2251	1/6/2001	ΜΙΛΑΝΗ Ι. ΜΙΛΑΝΗΣ ΑΒΒΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΝΕΥΚΑΙΡΙΑΣ	ΡΑ-00090	31	2,1	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΟΙΝΟΦΥΤΩΝ	ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ ΟΙΝΟΦΥΤΩΝ		
ΑΔ-000012	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/2190/9Π	31/1/2007	ΕΛΦΙΚΟ ΑΕΕ	ΡΑ-03543	339	1,2	Σ.Η.Θ.	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΕΧΙΝΟΣΑΓΑΡΙ	ΣΤΟ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ ΤΗΣ ΕΥΚΡΙΕΙΑΣ ΣΤΟ ΕΧΙΝΟΣΑΓΑΡΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ		
ΑΔ-000013	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/19/2290	1/6/2001	Ρ.Β. Ζ. ΑΡ. ΒΟΤ. ΠΛΑΤΥ-ΗΜΑΘΙΑΣ	ΡΑ-00111	53	13	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΗΜΑΘΙΑΣ	ΠΛΑΤΥ	ΒΟΤ. ΠΛΑΤΡΙΩΝ		
ΑΔ-000014	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/11/2452	1/6/2001	Ε. Β. Ζ. ΞΑΝΘΗΣ	ΡΑ-00104	59	6	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΡΟΔΟΠΗΣ	ΞΑΝΘΗΣ	ΒΟΤ. ΞΑΝΘΗΣ		
ΑΔ-000015	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/18/2075	1/6/2001	Ε. Β.Ζ. ΑΕ	ΡΑ-00106	71	12	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΜΑΓΝΗΣΙΑΣ	ΚΑΡΔΙΑ	ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ ΚΑΡΔΙΑΣ		
ΑΔ-000016	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/10/2258	1/6/2001	Β. Β.Ζ. ΑΕ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ ΣΕΡΡΩΝ	ΡΑ-00103	50	6	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΣΕΡΡΩΝ	ΛΕΥΚΩΝΑΣ	ΒΟΤ. ΣΕΡΡΩΝ		
ΑΔ-000017	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/13/2055	1/6/2001	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ ΑΕ / ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΕΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΙΣ ΑΕΠΡΟΠΥΡΓΟΥ	ΡΑ-00075	49	50	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΑΤΤΙΚΗΣ	ΑΕΠΡΟΠΥΡΓΟΥ	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΕΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΙΣ ΑΕΠΡΟΠΥΡΓΟΥ		
ΑΔ-000018	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/16/2347	1/6/2001	ΑΙΟΛΥΚΗ-ΗΕΛΛΑΣ ΑΕ	ΡΑ-00110	62	4,5	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	ΤΡΙΛΑΚΙΟ	ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ ΑΙΟΛΥΚΗ-ΗΕΛΛΑΣ		
ΑΔ-000019	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/9/2396	1/6/2001	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΦΟΣΦΟΡΙΚΩΝ ΛΙΠΑΣΜΑΤΩΝ ΑΕ	ΡΑ-00102	67	11,47	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	ΧΑΛΚΟΧΩΡΙ	ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ		
ΑΔ-000020	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/14/2290	1/6/2001	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΦΟΣΦΟΡΙΚΩΝ ΛΙΠΑΣΜΑΤΩΝ ΑΕ / ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ Π. ΚΑΡΒΑΛΗΣ ΚΑΒΑΛΑΣ	ΡΑ-00105	56	18,999	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΚΑΒΑΛΑΣ	ΝΕΑ ΚΑΡΒΑΛΗ	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΦΟΣΦΟΡΙΚΩΝ ΛΙΠΑΣΜΑΤΩΝ		
ΑΔ-000021	Δ6/Η/Λ/Γ/Φ28/12/2128	1/6/2001	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΟΚΛΑΔΗΣ ΑΕ	ΡΑ-00113	72	10	ΜΙΚΡΑ Β.Η.	ΕΒΡΟΥ	ΟΡΕΣΤΙΑΔΑΣ	ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟ ΟΡΕΣΤΙΑΔΑΣ ΒΙΟ.ΑΕ		
ΑΔ-000022	Δ6/Φ17.01/4/14752	11/2/2005	ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΣΤΡΙ ΑΒΕΤΕ	ΡΑ-01093	28	9	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΕΥΒΟΙΑΣ	ΚΑΡΥΣΤΟΥ	ΚΑΣΤΡΙ		
ΑΔ-000023	Δ6-Φ20.209/8185	9/7/2003	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΥΡΥΤΑΝΙΚΗΣ ΑΕ	ΡΑ-00039	475	0,99	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	ΕΥΡΥΤΑΝΙΑΣ	ΛΙΤΗΔΩΝ	ΥΔΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ		
ΑΔ-000024	Δ6/Φ17.67/Φ/οικ. 11914	7/6/2007	ΠΑΝΤΕΧΝΙΚΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΕ	ΡΑ-04266	60	12	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΕΥΒΟΙΑΣ	ΣΤΥΡΑΩΝ	ΤΟΜΠΟ ΓΥΡΙΑΝΗ ΠΟΛΥΓΥΡΟΣΤΑΜΟΥ		
ΑΔ-000025	Δ6-Φ. 17.67/9/3790	18/6/2001	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΡΑ-00069	8-00007	11,33	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΕΥΒΟΙΑΣ	ΔΥΣΤΙΟΝ	ΤΕΧΝΑΒΙΤΡΙΝΑ/ΠΡΟΦΗΤΗΣ ΗΛΙΑΣ		
ΑΔ-000026	Δ6-Φ20.01/3/3665	18/6/2001	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΕ	ΡΑ-00093	444	0,99	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	ΑΧΑΪΑΣ	ΔΙΑΚΟΦΤΟΥ	ΠΟΤ. ΒΟΥΡΝΑΚΟΣ		
ΑΔ-000027	Δ6-Φ20.01/1/266	15/11/2004	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΕ	ΡΑ-02980	39	1,5	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	ΑΧΑΪΑΣ	ΛΕΥΚΑΔΙΟΥ	ΑΡΟΜΑΤΟΣ ΠΟΤΑΜΟΣ		
ΑΔ-000028	Δ6-Φ17.62/9426	18/6/2001	ΔΗΜΟΤΙΚΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΥΔΡΕΥΣΗΣ ΑΠΟΧΕΤΕΥΣΗΣ ΜΥΚΟΝΟΥ	ΡΑ-00098	8/12	0,3	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΚΥΚΛΑΔΩΝ	ΑΝΩ ΜΕΡΙΑ	ΜΑΟΥ ΑΝΩΝΥΜΟ		
ΑΔ-000029	Δ6-Φ18.01/1/1394	18/6/2001	ΔΗΜΟΤΙΚΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΥΔΡ. ΑΠΟΧΕΤΕΥΣΗΣ ΒΟΛΟΥ	ΡΑ-00048	9	0,75	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	ΜΑΓΝΗΣΙΑΣ	Ν. ΙΩΝΙΑΣ	ΣΑΡΑΚΗΝΟΣ		
ΑΔ-000030	Δ6-Φ17.01/3/2545	18/6/2001	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΣΑΜΟΥ ΑΕ ΕΡΓΩΝ ΑΕ	ΡΑ-00108	37	1	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΣΑΜΟΥ	ΜΑΡΑΘΟΚΑΜΠΟΥ	ΑΓ. ΠΑΝΤΕΣ		
ΑΔ-000031	Δ6-Φ17.445/13737	11/10/2006	ΑΙΓΑΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΜΕΤΡ. ΚΑ. ΣΙΑ. ΟΕ	ΡΑ-03009	A-00209	4,6	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΧΩΡΙΑΝΑΣ	ΠΑΛΑΙΟΒΟΥΝΑ ΟΡΟΥΣ ΒΑΚΟΥΣΣΙ		
ΑΔ-000032	Δ6-Φ17.01/7/2560	18/6/2001	ΑΝΕΜΟΚΙΝΗΣΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΝΗΘΑ ΑΕ	ΡΑ-00114	45	9	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΝΑΞΙΒΟΥ	ΟΝΤΕΑΣ	ΒΓΥΑ		
ΑΔ-000033	Δ6-Φ17.430/9513	18/6/2001	ΑΙΓΑΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΚΑΡΔΑΒΑΣ/ΤΑΛΟΝ ΑΕ	ΡΑ-00125	A-00201	0,25	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΚΙΟΣ	ΜΑΡΜΑΡΙ	ΡΟΚΑΔΕΣ		
ΑΔ-000034	Δ6-Φ17.446/9529	18/6/2001	ΑΙΓΑΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΨΥΧΡΟΥ ΑΕ	ΡΑ-00082	A-00200	0,6	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΚΙΟΣ	ΜΑΡΜΑΡΙ	ΚΟΜΜΕΝΣΟΣ ΜΥΛΟΣ-ΨΕΥΚΟΥΡΑ		
ΑΔ-000035	Δ6-Φ17.401/2599	20/7/2005	WPE <HELLAS SA	ΡΑ-02835	464	3,6	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΕΥΒΟΙΑΣ	ΜΑΡΜΑΡΙ	ΤΡΟΦΗΤΗΣ ΗΛΙΑΣ-ΛΟΓΟΘΕΤΗ ΣΤΟΥΠΑΙΩΝ		
ΑΔ-000036	Δ6-Φ17.416/3699	18/6/2001	ΑΙΓΑΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΡΟΔΟΝΑΥΛΩΝ ΑΕ	ΡΑ-00075	A-00206	0,6	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΚΙΟΣ	ΜΑΡΜΑΡΙ	ΡΟΔΟΝΑΥΛΑ		
ΑΔ-000037	Δ6-Φ17.420/3800	18/6/2001	ΑΙΓΑΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΡΟΔΟΝΑΥΛΩΝ ΑΕ	ΡΑ-00083	A-00206	0,28	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΚΙΟΣ	ΜΑΡΜΑΡΙ	ΤΡΕΙΣ ΜΥΛΟΙ		
ΑΔ-000038	Δ6-Φ17.013/2061	18/6/2001	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΝΗΘΑ ΚΡΙΟΝ ΑΕ	ΡΑ-00117	48	10	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΝΑΞΙΒΟΥ	ΟΝΤΕΑΣ	ΒΟΥΒΑΛΟΜΒΟΤ. ΜΟΥΡΤΙΑΤΙΚΟ/ΟΛΑ ΚΡΥΟΝ		
ΑΔ-000039	Δ6-Φ17.013/2062	18/6/2001	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΝΗΘΑ ΚΥΛΑΔΩΝ ΑΕ	ΡΑ-00113	47	10	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΝΑΞΙΒΟΥ	ΟΝΤΕΑΣ	ΑΓΡΙΛΙΔΑ/ΒΕΛΜΑΚΙ		
ΑΔ-000040	Δ6-Φ17.422/17872	27/10/2006	ΑΙΓΑΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΣΤΝΥΡΟΥ ΕΛΙΚΩΝΑΣ ΑΕ	ΡΑ-02907	A-00201	3,3	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΧΩΡΙΑΝΑΣ	ΣΤΝΥΡΟΣ ΟΡΟΣ ΕΛΙΚΩΝΑ		
ΑΔ-000041	Δ6-Φ17.160/12065	28/6/2000	ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.Β.Ε.	ΡΑ-01391	2/20	7,4	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΕΥΒΟΙΑΣ	ΣΤΥΡΑΩΝ	ΗΛΙΟΔΑΥΛΗ		

Σχήμα 7.1 Κατάσταση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

ΡΑΕ								
ΑΡΧΕΙΟ ΑΔΕΙΩΝ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ								
ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ ΕΝΗΜΕΡΩΣΗΣ: 12 ΑΠΡΙΛΙΟΥ 2005								
Αρ. Μητρώου	**Ημ.Εκδοσης**	**Αρ. πρωτ. ΥΠΑΝ**	**Αρ. Γνωμ.**	**Αρ. Αίτησης**	**ΕΤΑΙΡΕΙΑ**	**ΙΣΧΥΣ (MW)**	**ΗΜ. ΛΗΞΗΣ ΙΣΧΥΟΣ**	**ΧΩΡΑ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ**
ΑΔ. 0130	25/01/02	Δ5/Η/Β/Φ72.4/1191	ΡΑ 0186	339	ATEL HELLAS AE	300,00	30/9/2011	ΓΑΛΛΙΑ
ΑΔ. 0132	29/09/03	Δ5/Η/Β/Φ72.1/4675	ΡΑ 01477	Α155	ENEL TRADE S.p.A	250,00	30/9/2008	ΙΤΑΛΙΑ
ΑΔ. 0129	28/09/01	Δ5-Η/Β/Φ722/3325	ΡΑ 0185	Α160	CINERGY GLOBAL TRADING LTD	200,00	30/9/2006	ΙΣΠΑΝΙΑ, ΑΓΓΛΙΑ
ΑΔ. 0151	26/10/01	Δ5/Β/Φ7.2/οικ. 18271	ΡΑ 0199	Γ048	EDF TRADING LIMITED (EDFT)	243,00	30/9/2011	ΓΑΛΛΙΑ
ΑΔ. 0225	09/05/03	Δ5/Η/Β/Φ7.6/9864	ΡΑ 1387	Γ076	E.ON SALES & TRADING GMBH	350,00	3/12/2006	ΓΕΡΜΑΝΙΑ
ΑΔ. 0367	10/09/02	Δ5/Β/Φ1/οικ.13379	ΡΑ 1015	Γ221	RWE TRADING GMBH	350,00	31/7/2007	ΓΕΡΜΑΝΙΑ
ΑΔ. 0397	02/11/02	Δ5/Β/Φ1/οικ. 12784	ΡΑ 1039	Γ296	ENTRADE GMBH	200,00	30/9/2017	ΓΕΡΜΑΝΙΑ
ΑΔ. 0402	15/01/2003	Δ5/Η/Β/Φ72/17870	ΡΑ 1154	Γ341	VERBUND AUSTRIAN POWER TRADING AG	150,00	14/1/2013	ΑΥΣΤΡΙΑ
ΑΔ. 0493	27/03/03	Δ5/Β/Φ1/οικ. 4716	ΡΑ 1351	Γ433	EDISON TRADING S.P.A	300,00	30/3/2013	ΙΤΑΛΙΑ
ΑΔ. 0758	07/12/2004	Δ5/Β/Φ72/20113	ΡΑ 2395	Γ794	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΕ	128,00	31/12/2029	ΕΛΛΑΔΑ

Σχήμα 7.2 Κατάσταση αδειών προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.

ΑΡΙΘΜΟΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ:

ΤΙΤΛΟΣ:

«ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

Φοιτητής: Παπανικολάου Δημήτριος

Επιβλέπων: Νικόλαος Βοβός

ΠΕΡΙΛΗΨΗ:

Σκοπός αυτής της διπλωματικής είναι η μελέτη του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου και η μελέτη του προβλήματος ένταξης μονάδων ενός καθαρά θερμικού συστήματος. Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου και της ένταξης μονάδων εξετάζονται αρχικά θεωρητικά. Στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής γίνεται και εφαρμογή της οικονομικής κατανομής φορτίου και της ένταξης μονάδων σ' ένα ενδεικτικό δίκτυο δοκιμών με χρήση Η/Υ. Για την οικονομική κατανομή φορτίου χρησιμοποιείται το πρόγραμμα Economic Dispatch Program και για την ένταξη μονάδων, τα προγράμματα Unit Commitment και Unitcom.

Στο πρώτο κεφάλαιο παρουσιάζεται συνοπτικά το Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Στο δεύτερο κεφάλαιο αναλύεται η έννοια του κόστους παραγωγής και ορίζονται οι χαρακτηριστικές καμπύλες των θερμικών μονάδων. Επίσης δίνονται πίνακες με πραγματικά στοιχεία μονάδων του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος και πρόγραμμα (mathkamp) με το οποίο προσεγγίζουμε τη συνάρτηση της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας Η από ορισμένες τιμές – μετρήσεις, Στο δεύτερο κεφάλαιο εξετάζεται και το κόστος εκκίνησης των μονάδων παραγωγής. Στο τρίτο κεφάλαιο αναλύεται θεωρητικά το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου, λαμβάνοντας υπόψη τα λειτουργικά όρια των μονάδων και τις απώλειες μεταφοράς. Επίσης δίνεται η εξίσωση απωλειών με τη μέθοδο συντελεστών Β. Στο τέταρτο κεφάλαιο δίνεται ένα ενδεικτικό δίκτυο δοκιμών και τα χαρακτηριστικά μεγέθη του και γίνεται εφαρμογή της οικονομικής κατανομής φορτίου στο δίκτυο δοκιμών με και χωρίς απώλειες μεταφοράς, χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα Economic Dispatch Program. Επίσης γίνεται ο υπολογισμός

των απαραίτητων συντελεστών Β με το πρόγραμμα Powerflow. Στο πέμπτο κεφάλαιο αναλύεται θεωρητικά το πρόβλημα της ένταξης μονάδων και παρουσιάζονται οι μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος. Στο έκτο κεφάλαιο γίνεται εφαρμογή της ένταξης μονάδων στο δίκτυο δοκιμών με χρήση των προγραμμάτων Unit Commitment και Unitcom. Και στις δύο περιπτώσεις γίνεται επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιώντας τη μέθοδο του δυναμικού προγραμματισμού με σειρά ένταξης μονάδων και τη μέθοδο του δυναμικού προγραμματισμού με πλήρη απαρίθμηση καταστάσεων. Τέλος, στο έβδομο κεφάλαιο εξετάζεται η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, Παρουσιάζεται συνοπτικά το νομικό πλαίσιο που διέπει τη νέα μορφή της αγοράς και δίνεται η περιγραφή των κυριότερων φορέων που δημιουργούνται. Επίσης, σημειώνεται και η κατάσταση που διαμορφώνεται στον Ελληνικό ενεργειακό χώρο.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. «Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Αναστασίου Γ. Μπακιρτζή, Εκδόσεις Ζήτη.

2. «Ανάλυση, Έλεγχος και Ευστάθεια Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Νικολάου Α. Βοβού, Εκδόσεις Ζήτη.

3. «Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας», Γαβριήλ Β. Γιαννακόπουλου και Νικολάου Α. Βοβού, Εκδόσεις Πανεπιστημίου Πατρών.

4. «Power Systems Analysis», Arthur R. Bergen, Prentice-Hall.

5. «Θερμάνσεις», Δημητρίου Ι. Ιωαννίδη και Μανώλη Ι. Γεωργακάκη, Εκδόσεις Ιδρύματος Ευγενίδου.

6. «Το Δίκαιο της Ενέργειας», Μαρία Παπαντώνη, Εκδόσεις Νομικής Βιβλιοθήκης.

7. «Αρχές Οικονομικής Θεωρίας», Γ΄ Τάξη Ενιαίου Λυκείου, Οργανισμός Εκδόσεων Διδακτικών Βιβλίων, Αθήνα 1999.

8. Ιστοσελίδες:

    - www.energia.gr
    - www.energa.gr
    - www.cres.gr
    - www.dei.gr
    - www.elpe.gr
    - www.desmie.gr
    - www.rae.gr