



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ
ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΩΝ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ
ΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΣΕ ΑΥΤΟΝΟΜΑ Σ.Η.Ε

Διδακτορική Διατριβή

ΝΙΚΟΛΑΟΥ Δ. ΖΟΥΡΟΥ
Ηλεκτρολόγου Μηχανικού ΕΜΠ

Αθήνα, Νοέμβριος 2003



ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Νικολάου Δ. Ζούρου

Διπλωματούχου Ηλεκτρολόγου Μηχανικού & Μηχανικού Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

**«ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΩΝ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ
ΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΣΕ ΑΥΤΟΝΟΜΑ Σ.Η.Ε»**

Τριμελής Συμβουλευτική Επιτροπή : Γεώργιος Κονταξής , Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Σταυρούλα Καβατζά, Λέκτορας Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την Επταμελή Εξεταστική Επιτροπή στις 12 Νοεμβρίου 2003.

Επταμελής Εξεταστική Επιτροπή

Γεώργιος Κονταξής
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Σταυρούλα Καβατζά
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Παντελής Κάπρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αναστάσιος Μπακιρτζής
Καθηγητής Α.Π.Θ.

Γεώργιος Κορρές
Επίκ. Καθ. Ε.Μ.Π.



Νικόλαος Δ. Ζούρος

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

Copyright Νικόλαος Δ. Ζούρος, 2003

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περίληψη

Στην παρούσα διατριβή αναπτύσσεται ένα μοντέλο για την λήψη αποφάσεων για την διείσδυση αιολικής ενέργειας σε Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (Σ.Η.Ε.). Το μοντέλο εξετάζει προκαθορισμένα σενάρια ανάπτυξης Αιολικών Πάρκων και υπολογίζει μέσω κατάλληλων δεικτών την επίδραση των Α/Π στο ισοζύγιο ενέργειας του, στις εκπομπές αερίων ρύπων, στην αξιοπιστία του Συστήματος Παραγωγής, στην ανάπτυξη των ηλεκτρικών δικτύων καθώς και στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Το μοντέλο παρέχει την δυνατότητα αξιολόγησης ενός πλήθους τεχνικών και οικονομικών παραμέτρων που επηρεάζουν τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή τόσο από τεχνική όσο και από οικονομική σκοπιά. Γίνεται μία συνολική καταγραφή των παραμέτρων αυτών καθώς και του τρόπου με τον οποίο αυτές επηρεάζουν τόσο την λειτουργία των Σ.Η.Ε. όσο και την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Για την ανάλυση θεωρείται ότι το μοντέλο της αγοράς που ισχύει είναι αυτό του 'Μοναδικού Αγοραστή'. Το μοντέλο αυτό της αγοράς (όσον αφορά την ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) ισχύει αυτή τη στιγμή (2003) τόσο για το διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής Ελλάδας όσο και για τα μη διασυνδεδεμένα συστήματα των νησιών. Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται αφορά κυρίως μικρής και μεσαίας κλίμακας αυτόνομα Σ.Η.Ε. ενώ μπορεί εύκολα να επεκταθεί σε διασυνδεδεμένα συστήματα μεγάλης κλίμακας. Τα αυτόνομα Σ.Η.Ε. παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον όσον αφορά την διείσδυση σε αυτά αιολικής ενέργειας δεδομένου ότι σε αυτά οι επιδράσεις της αιολικής διείσδυσης είναι εντονότερες και αφορούν όλα τα επιμέρους τμήματά τους (παραγωγή - μεταφορά - διανομή).

Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στη παρούσα διατριβή βασίζεται στον υπολογισμό της τιμής μιας αντικειμενικής συνάρτησης η οποία εκφράζει τη συνολική οικονομική επίδραση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε ένα Σ.Η.Ε. και καλείται Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας (Σ.Κ.Ω).

Για τον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω απαιτείται ο υπολογισμός διαφόρων συνιστωσών κόστους που προκύπτουν τόσο από τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής όσο και από την ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς του Σ.Η.Ε που εξετάζεται. Για το σκοπό αυτό αναπτύσσονται κατάλληλοι αλγόριθμοι για την επίλυση των προβλημάτων Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς και Προσομοίωσης της Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής. Και στους δύο παραπάνω αλγορίθμους αναπτύσσονται κατάλληλες μεθοδολογίες για την επίλυση των προβλημάτων Ένταξης Μονάδων και Οικονομικής Κατανομής Φορτίου, καθώς και του προβλήματος της Εκτίμησης της Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης. Επίσης αναπτύσσεται μία μεθοδολογία για τη πρόβλεψη του ηλεκτρικού φορτίου. Τέλος γίνεται μία εκτεταμένη εφαρμογή για το αυτόνομο Σ.Η.Ε της Κρήτης.

Λέξεις Κλειδιά

Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αιολική Ενέργεια, Λήψη Αποφάσεων, Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας, Ανάπτυξη Συστήματος Μεταφοράς, Προσομοίωση Παραγωγής, Πρόβλεψη Φορτίου, Μέγιστη Αιολική Διείσδυση.

Summary

In the present thesis it is developed a decision-making model for Wind Power Integration into in Electric Power Systems (EPSs.). The model examines predetermined Wind Power expansion scenarios and calculates via suitable indicators the effect of each scenario in energy balances, in the emissions of gases of pollutants, in the reliability of the Production System, in the expansion planning of electric networks as well as in the electricity market.

The model evaluates a number of technical and economic parameters that influence Wind Power Penetration into EPSs both from technical and economic point of view. It is performed a total recording of this parameters as well as the way that these parameters influence the operation of EPSs and the operation of the electricity market of the systems.

For the analysis it is considered that the model of market that is in effect is that of 'Single Buyer'. This model of market (with regard to the Wind Power generation) is in effect at the present in Greece (2003) for the interconnected EPS of continental Greece and also for the isolated EPSs of the islands. The methodology that is developed concerns mainly small and medium scale autonomous EPSs while it can be easily extended in big scale interconnected systems The autonomous EPSs present special interest concerning Wind Power integration since the effects are more intense and concern all of the EPSs' individual sectors (production - transmission - distribution).

The methodology that is developed in the present thesis is based on the calculation of an objective function so called Social Welfare Function (S.W.F). S.W.F expresses the total economic effect for each candidate Wind Power expansion scenario.

In order to calculate the value of S.W.F. it is required the calculation of various costs that results from the production system operation of and from the expansion of transmission and/or distribution network of the EPS under examination. In order to do that, suitable algorithms have been developed concerning Transmission/Distribution System Expansion Planning and Production System Simulation. Additional algorithms concerning Unit Dispatch, Load Forecasting and Secure Wind Power Penetration have been implemented. Finally an extensive application for the autonomous S.I.E of Crete is presented.

Key Words

Electric Power Systeem, Wind Power, Decision-Making, Welfare Function, Transmission System Expansion Planning, Production System Simulation, Load Forecasting, Secure Wind Power Penetration.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	11
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ Σ.Η.Ε – ΝΕΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ	19
2.1 Δομή και Λειτουργία της Αγοράς ΑΠΕ.....	21
2.2 Η Φύση των Επενδύσεων Α/Π στην Ελλάδα – Πολιτικές Επιδοτήσεων	23
2.3 Η Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας.....	23
2.4 Περιγραφή Μεγεθών.....	25
2.5 Ρυθμιστικές Παράμετροι.....	28
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ	33
3.1 Προσομοίωση Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής	33
3.1.1 Γενικά	33
3.1.2 Παρουσίαση Δημοσιεύσεων	34
3.2 Ανάπτυξη Δικτύου Μεταφοράς.....	37
3.2.1 Γενικά	37
3.2.2 Παρουσίαση Δημοσιεύσεων	40
3.3 Προβλήματα Διείσδυσης Αιολικής Ισχύος σε Σ.Η.Ε	44
3.3.1 Γενικά	44
3.3.2 Παρουσίαση Δημοσιεύσεων	45
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΘΕΜΕΛΙΩΣΗ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	49
4.1 Συμβολισμοί - Ορισμοί	50
4.2 Διατύπωση του Προβλήματος.....	52
4.3 Γενικός Αλγόριθμος Επίλυσης	52
4.4 Εφαρμογή του Μοντέλου στη Λήψη Αποφάσεων	55
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	59
5.1 Περιγραφή και Θεμελίωση του Προβλήματος	60
5.1.1 Μεθοδολογία Επίλυσης	62
5.2 Αξιολόγηση Ικανότητας Μεταφοράς Κυκλωμάτων	65
5.2.1 Υπολογισμός Μέγιστης Πιθανής Ροής σε Ένα Κύκλωμα	67
5.2.2 Καθορισμός των Ακραίων Σχημάτων Παραγωγής Α/Π	68
5.2.3 Ένταξη Θερμικών Μονάδων και Οικονομική Κατανομή Φορτίου	68
5.2.4 Διορθωτικός Έλεγχος.....	69
5.3 Έλεγχος Επιπέδων Τάσεων	70
5.4 Υπολογισμός Ετήσιων Απωλειών Μεταφοράς.....	70
5.5 Αλγόριθμος Εύρεσης Βέλτιστου Σεναρίου Ανάπτυξης.....	71
5.6 Σύνδεση Α/Π στο Δίκτυο Μεταφοράς.....	72
5.6.1 Τρόποι Σύνδεσης Α/Π.....	72
5.6.2 Θεμελίωση του Προβλήματος και Μεθοδολογία Επίλυσης	75
5.6.3 Κριτήρια Ποιότητας Ισχύος	78
5.6.3.1. Κριτήριο Απότομων Μεταβολών της Τάσης κατά τη Ζεύξη – Απόζευξη των Α/Γ	78
5.6.3.2. Κριτήριο Συνεχούς Διακύμανσης της Τάσης - flicker	79
5.6.4 Υπολογισμός Απωλειών Σύνδεσης Α/Π	80

5.7 Παράδειγμα Εφαρμογής Αλγόριθμου Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς.....	81
5.7.1 Περιγραφή Συστήματος	81
5.7.2 Εκτίμηση Υπάρχουσας κατάστασης δικτύου - 1 ^ο Έτος Μελέτης.....	83
5.7.3 Εφαρμογή Αλγορίθμου Μέγιστης Πιθανής Ροής σε Ένα Κύκλωμα.....	83
5.7.4 Συνδυασμοί Ακραίας Παραγωγής Αιολικών Πάρκων	85
5.7.5 Αλγόριθμος Ένταξης Μονάδων και Οικονομική Κατανομή Φορτίου.....	85
5.7.6 Επίλυση Εξισώσεων Ροής Φορτίου - Έλεγχος Ροών Ισχύος στα Στοιχεία του Δικτύου	86
5.7.7 Ανακατανομή Παραγωγής Μονάδων για Εξάλειψη Υπερφορτίσεων	87
5.7.8 Επιλογή Σεναρίων Επέκτασης - Έτος προς Έτος Εφαρμογή της Μεθοδολογίας	88
5.7.9 Υπολογισμός Κόστους Απωλειών και Νέων Έργων Μεταφοράς.....	91
5.7.10 Εύρεση Βέλτιστου Σεναρίου Ανάπτυξης - Δυναμικός Προγραμματισμός	92
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	93
6.1 Περιγραφή του Προβλήματος.....	93
6.2 Μεθοδολογία Επίλυσης.....	94
6.3 Χρησιμοποιούμενα Πιθανοτικά Μοντέλα	96
6.4 Ένταξη Μονάδων και Οικονομική Κατανομή Φορτίου.....	97
6.5 Κατασκευή Ωριαίων Χρονοσειρών Φορτίων	99
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ	103
.....	103
7.1 Γενική Θεώρηση και Περιγραφή των Προβλημάτων	103
7.2 Κατασκευή Λίστας Προτεραιότητας Ένταξης Θερμικών Μονάδων Παραγωγής.....	104
7.3 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς.....	106
7.3.1 Οικονομική κατανομή φορτίου (Ο.Κ.Φ).....	109
7.3.2 Παράδειγμα	109
7.4 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής.....	111
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ.....	115
8.1 Ορισμός.....	115
8.2 Θεμελίωση του Προβλήματος και Μεθοδολογία Επίλυσης	116
8.2.1 Κριτήρια Ομαλής και Ασφαλούς Λειτουργίας.....	116
8.2.1.1. Κριτήριο Στρεφόμενης Εφεδρείας	116
8.2.1.2. Κριτήριο Τεχνικών Ελαχίστων Θερμικών Μονάδων.....	117
8.2.1.3. Κριτήριο Ασφαλούς Μεταβατικής Συμπεριφοράς.....	117
8.2.2 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς	118
8.2.3 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής	118
8.3 Εκτίμηση της Μεταβατικής Συμπεριφοράς του Συστήματος	119
8.3.1 Απλοποιημένο Μοντέλο Μηχανισμού Ελέγχου Φορτίου-Συχνότητας.....	120
8.3.2 Εφαρμογή.....	124
8.3.2.1. Περιγραφή του Συστήματος.....	124
8.3.2.2. Αποτελέσματα	125
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9. ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ	127
9.1 Δομή Υπολογιστικού Περιβάλλοντος	127
9.2 Δεδομένα Εισόδου	130
9.3 Περιγραφή Προγραμμάτων.....	132
9.3.1 Πρόγραμμα Διαχείρισης Φορτίων	132
9.3.2 Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς.....	132
9.3.3 Πρόγραμμα Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής	133

9.3.4 Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης	133
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ	135
10.1 Περιγραφή του Ηλεκτρικού Συστήματος της Νήσου Κρήτης.....	135
10.1.1 Υφιστάμενο Σύστημα Παραγωγής.....	136
10.1.2 Ιστορικά Στοιχεία Παραγωγής Ενέργειας.....	136
10.1.3 Δεδομένα Καύσιμων.....	136
10.1.4 Δίκτυο Μεταφοράς	136
10.1.5 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας	138
10.1.6 Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Παραγωγής.....	138
10.1.7 Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς.....	138
10.1.8 Πρόβλεψη Ζήτησης	138
10.2 Ανάλυση Βασικού Σεναρίου.....	138
10.3 Ανάλυση Σεναρίων Επέκτασης Α/Π.....	140
10.3.1 Περιγραφή Υποψηφίων Σεναρίων Ανάπτυξης Α/Π.....	141
10.3.2 Σύνδεση των Α/Π στο Δίκτυο	142
10.3.3 Ενισχύσεις του Δικτύου Μεταφοράς	145
10.3.4 Υπολογισμός Απωλειών Δικτύου Μεταφοράς.....	146
10.3.5 Προσομοίωση Συστήματος Παραγωγής	147
10.3.6 Ενδεικτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης Συστήματος Παραγωγής	148
10.4 Οικονομική Ανάλυση Αποτελεσμάτων - Επίδραση Ρυθμιστικών Παραμέτρων.....	152
10.4.1 Επίδραση Κανόνα Ένταξης Μονάδων.....	153
10.4.2 Επίδραση της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π.....	158
10.4.3 Επίδραση της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας	158
10.4.4 Συμπεράσματα	168
10.5 Εύρεση Βέλτιστης Πολιτικής Διεξόδου υπό Περιορισμούς.....	170
10.6 Εύρεση Βέλτιστης Πολιτικής Επιδοτήσεων υπό Περιορισμούς - Σενάριο 140 MW ...	172
10.6.1 Παραλλαγή Α.....	173
10.6.2 Παραλλαγή Β.....	177
10.6.3 Παραλλαγή Γ	180
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ.....	185
Π1. ΜΟΝΤΕΛΑ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	189
Π1.1 Μοντέλο Ζήτησης Φορτίου.....	189
Π1.2 Μοντέλο Διαθεσιμότητας Θερμικών Μονάδων	190
Π1.3 Μοντέλο Διαθεσιμότητας Ανεμογεννητριών	191
Π1.4 Μοντέλο Φορτίου - Καιρού.....	194
Π2. ΕΞΙΣΩΣΕΙΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΥΝΕΧΟΥΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ.....	197
Π3. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ	199
Π4. ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΣ ΚΟΙΝΗΣ ΩΦΕΛΕΙΑΣ	207
Π5. ΥΠΟΨΗΦΙΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΓΙΑ ΤΟ	
ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΤΟΥ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 5.....	211
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	221

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους εκείνους που βοήθησαν για την πραγματοποίηση της παρούσας διατριβής.

Πρώτο από όλους τον Καθηγητή κ. Γ. Κονταξή όχι μόνο για την επίβλεψη της διατριβής και την καθοδήγησή του κατά τη διάρκεια της εκπόνησής της αλλά και για την υπομονή και την γενικότερη συμπεριφορά του και το ενδιαφέρον του προς εμένα όλα τα χρόνια της γνωριμίας μας.

Επίσης τα μέλη της τριμελούς επιτροπής Καθηγητή κ. Ν. Χατζηαργυρίου και Λέκτορα κα Σ.Καβατζα για την συμβολή τους όποτε αυτή υπήρξε αναγκαία, καθώς και τους Καθηγητές κ. Κ. Βουρνά και κ. Π.Κάπρη και τον επιστημονικό συνεργάτη του Ε.Μ.Π κ. Κ. Ντελκή για τις χρήσιμες επισημάνσεις τους και τη γενικότερη συνεργασία μας.

Τέλος τους Διδάκτορες κ. Γ. Καμπούρη και κ. Γ. Μάνο για την βοήθεια τους και τη γενικότερη συνεργασία μας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η χρήση αιολικής ενέργειας από τον άνθρωπο χρονολογείται από πολύ παλιά. Η αιολική ενέργεια χρησιμοποιήθηκε ανά τους αιώνες σε πληθώρα εφαρμογών όπως στην άντληση νερού, στη ναυσιπλοΐα, για άλεσμα σιτηρών κ.λ.π.

Η συστηματική προσπάθεια και έρευνα για την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή άρχισε τη δεκαετία του 1970. Αφορμή γι' αυτό ήταν η πετρελαϊκή κρίση του 1973 σε συνδυασμό με την προοπτική εξάντλησης των αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων. Στα επόμενα χρόνια η αυξανόμενη περιβαλλοντική ρύπανση (με σημαντική συμβολή των παραπροϊόντων των καύσεων) συντέλεσε στην αύξηση του ενδιαφέροντος για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας αλλά και άλλων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. (Α.Π.Ε).

Οι πρώτες ανεμογεννήτριες (Α/Γ) που κατασκευάστηκαν ήταν μικρής ισχύος (της τάξεως μερικών kW) με χαμηλούς συντελεστές απόδοσης. Από τότε έχουν επιτευχθεί σημαντικές βελτιώσεις στις Α/Γ που είχαν ως αποτέλεσμα την αύξηση της ισχύος παραγωγής τους και την βελτίωση της αεροδυναμικής τους συμπεριφοράς και κατά συνέπεια και της απόδοσής τους. Σήμερα η τεχνολογία των Α/Γ θεωρείται αρκετά ώριμη. Τα εμπορικά μεγέθη των Α/Γ ξεκινούν από μερικά kW και φτάνουν στα επίπεδα του 1 MW ενώ έχουν κατασκευαστεί και δοκιμάζονται πειραματικά Α/Γ μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος (έως και 5 MW) με πολύ ικανοποιητικά αποτελέσματα οι οποίες αναμένεται τα άμεσα προσεχή χρόνια να έχουν εφαρμογή σε θαλάσσια (off-shore) Αιολικά Πάρκα.

Η εκτεταμένη χρήση αιολικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή φαίνεται να παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα καθώς:

- είναι 'καθαρή' μορφή ενέργειας
- είναι πλήρως ανανεώσιμη και ανεξάντλητη
- έχει πολύ μικρό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (απουσία καυσίμου)

Από την άλλη μεριά όμως η πυκνότητα της αιολικής ενέργειας είναι μικρή με αποτέλεσμα τη δυσκολία στη δέσμευσή της η οποία απαιτεί τη χρήση μεγάλων σχετικά εκτάσεων. Παράλληλα, με τις σημερινές τεχνολογικές και οικονομικές συνθήκες, η αιολική ενέργεια φαίνεται να είναι 'οριακά βιώσιμη' ακόμα και σε περιοχές με σημαντικό αιολικό δυναμικό.

Η διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή περιορίζεται σημαντικά τόσο από τεχνικούς όσο και από οικονομικούς παράγοντες. Οι τεχνικοί περιορισμοί στην αύξηση της αιολικής διείσδυσης μπορούν να συνοψισθούν στα ακόλουθα:

- Έντονη στοχαστικότητα των μετεωρολογικών φαινομένων (ταχύτητας ανέμου) και κατά συνέπεια στη διαθέσιμη ισχύ των Α/Γ.
- Προβλήματα συνεργασίας των Α/Γ με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής που αφορούν στην:
 - Κατανομή φορτίου μεταξύ των μονάδων
 - Ασφάλεια και αξιοπιστία του συστήματος
 - Ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος

- Ικανότητα του υφιστάμενου δικτύου για την απορρόφηση της παραγόμενης από τις Α/Γ ισχύος. Η έως σήμερα εμπειρία έχει δείξει ότι το επενδυτικό ενδιαφέρον στρέφεται κυρίως στην εγκατάσταση μεγάλων Α/Π (εγκατεστημένης ισχύος μεγαλύτερης των 5 MW). Δεδομένου ότι τα δίκτυα στις ανεμώδεις περιοχές είναι συνήθως ασθενή, το κόστος των απαραίτητων έργων για την ενίσχυση των δικτύων αποτελεί ένα κρίσιμο παράγοντα για την οικονομική βιωσιμότητα των Α/Π. Ιδιαίτερα στα μικρού και μεσαίου μεγέθους συστήματα (τα οποία περιλαμβάνουν μικρό αριθμό σταθμών παραγωγής), κατά το σχεδιασμό των δικτύων μεταφοράς πρέπει να λαμβάνεται προσεκτικά υπόψη η διείσδυση Α/Π στο σύστημα δεδομένου ότι η κατανομή φορτίου μεταξύ των μονάδων παραγωγής μπορεί να επηρεάζει σημαντικά τις ροές ισχύος στα κυκλώματα εφ' όσον η ισχύς παραγωγής των Α/Π παρουσιάζει έντονες και τυχαίες διακυμάνσεις και το σύστημα ενδέχεται να λειτουργεί κάτω από ποικίλα σχήματα παραγωγής.

Από την άλλη μεριά η οικονομική βιωσιμότητα των Α/Π συγκρινόμενη με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής εμφανίζεται προβληματική. Αυτό οφείλεται κυρίως στο υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης που απαιτείται για την κατασκευή των αιολικών πάρκων (Α/Π) αλλά και σε τεχνικούς περιορισμούς που περιορίζουν τη διείσδυση της παραγόμενης ισχύος στα δίκτυα και κατά συνέπεια την ενεργειακή τους απόδοση.

Όπως γίνεται φανερό από τα παραπάνω, οι τεχνικοί και οικονομικοί παράγοντες που επηρεάζουν τη διείσδυση της αιολικής ισχύος στα δίκτυα ποικίλουν και αλληλοεμπλέκονται.

Η ανάλυση των τεχνικών προβλημάτων που αναφέρθηκαν προηγουμένως απαιτεί την επίλυση διαφόρων προβλημάτων σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες (από μερικά έτη έως την υπομεταβατική χρονική κλίμακα).

Δεδομένου ότι η χρήση Α/Π για ηλεκτροπαραγωγή είναι σήμερα μη ανταγωνιστική (με τις ισχύουσες τιμές καυσίμων) ακόμα και σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό, σε πολλές χώρες εφαρμόζονται πολιτικές κινήτρων. Οι πολιτικές αυτές (επιδότησης αλλά και ρυθμίσεων που αφορούν τεχνικά θέματα όπως π.χ. την κατανομή φορτίου, θέματα ασφάλειας, ενίσχυση δικτύων) αποσκοπούν στην αύξηση της ανταγωνιστικότητας της αιολικής ενέργειας.

Στην παρούσα εργασία αναπτύσσεται ένα μοντέλο για την αξιολόγηση των παραμέτρων που επηρεάζουν τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή τόσο από τεχνική όσο και από οικονομική σκοπιά. Γίνεται μία συνολική καταγραφή των παραμέτρων αυτών παράλληλα με την εις βάθος ανάλυση ορισμένων κρίσιμων τεχνικών προβλημάτων.

Για την ανάλυση θεωρείται ότι για τα Α/Π ισχύει το περιβάλλον του 'Μοναδικού Αγοραστή'. Ως Μοναδικός Αγοραστής θεωρείται η Ηλεκτρική Εταιρία η οποία έχει την ευθύνη εξυπηρέτησης των φορτίων. Η Ηλεκτρική Εταιρία συνάπτει σύμβαση αγοράς της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας και εισπράττει από τους καταναλωτές σύμφωνα με τα ισχύοντα κάθε φορά τιμολόγια. Το μοντέλο αυτό της αγοράς (όσον αφορά την ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) ισχύει τόσο για το διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής Ελλάδας όσο και για τα μη διασυνδεδεμένα συστήματα των νησιών. Στην παρούσα εργασία η ανάλυση αφορά μικρής και μεσαίας κλίμακας αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας ενώ μπορεί εύκολα να επεκταθεί σε διασυνδεδεμένα συστήματα μεγάλης κλίμακας.

Τα αυτόμομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον όσον αφορά την διείσδυση σε αυτά αιολικής ενέργειας δεδομένου ότι:

- στη χώρα μας λειτουργεί σημαντικός αριθμός τέτοιων συστημάτων και σε περιοχές με αξιόλογο αιολικό δυναμικό (νησιά)
- τα τεχνικά προβλήματα είναι οξύτερα
- παρουσιάζουν ορισμένα πολύ κρίσιμα χαρακτηριστικά όσον αφορά τη ζήτηση φορτίου
- παρουσιάζουν πολύ υψηλό λειτουργικό κόστος (κόστος καυσίμου)

Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται βασίζεται στον υπολογισμό της τιμής μιας συνάρτησης η οποία εκφράζει τη συνολική οικονομική επίδραση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε ένα Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (Σ.Η.Ε). Η συνάρτηση αυτή ορίζεται ως το άθροισμα των πλεονασμάτων των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και καλείται Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας (Σ.Κ.Ω). Η τιμή της Σ.Κ.Ω υπολογίζεται για ένα δεδομένο τρόπο ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής καθώς και για ένα δεδομένο σύνολο τιμών παραμέτρων που αντανακλούν οικονομικές και τεχνικές ρυθμιστικές παρεμβάσεις και καλούνται Ρυθμιστικές Παράμετροι (Ρ.Π.).

Για τον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω απαιτείται ο υπολογισμός διαφόρων συνιστωσών κόστους που προκύπτουν τόσο από τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής όσο και από την ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς του Σ.Η.Ε που εξετάζεται. Για το σκοπό αυτό στην παρούσα διατριβή αναπτύσσονται κατάλληλοι αλγόριθμοι για την επίλυση των προβλημάτων Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς και Προσομοίωσης της Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής. Για την επίλυση τους λαμβάνονται υπόψη τόσο οι τιμές ορισμένων Ρ.Π. όσο και η ικανοποίηση τεχνικών περιορισμών που εξασφαλίζουν την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Και στους δύο παραπάνω αλγόριθμους αναπτύσσονται κατάλληλες μεθοδολογίες για την επίλυση των προβλημάτων Ένταξης Μονάδων και Οικονομικής Κατανομής Φορτίου, καθώς και του προβλήματος της Εκτίμησης της Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης. Τέλος αναπτύσσεται μία μεθοδολογία για τη δημιουργία αξιόπιστων ωριαίων χρονοσειρών ζήτησης φορτίου που αποτελούν είσοδο στους αλγόριθμους Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς και Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής

Η διατριβή έχει δομηθεί σε έντεκα Κεφάλαια τα οποία παρουσιάζονται συνοπτικά στην συνέχεια.

Το **Κεφάλαιο 1** αποτελεί μία γενική εισαγωγή που αφορά τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή.

Στο **Κεφάλαιο 2** γίνεται μια γενική περιγραφή του προβλήματος, αναλύεται η δομή και λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτή έχει θεωρηθεί και περιγράφονται οι 'Παίκτες' που συμμετέχουν στη λειτουργία της αγοράς. Κατόπιν ορίζεται μία συνάρτηση που καλείται Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας (Σ.Κ.Ω) η τιμή της οποίας επηρεάζεται από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας. Βάσει της συνάρτησης αυτής γίνεται η εκτίμηση της επίδρασης διαφόρων ρυθμίσεων και πολιτικών στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Στη συνέχεια ορίζονται και περιγράφονται διάφορα μεγέθη που εμπλέκονται στον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω καθώς και οι διάφορες ρυθμιστικές πολιτικές και κίνητρα που εξετάζονται στην παρούσα εργασία και αναφέρονται ως Ρυθμιστικές Παράμετροι.

Στο **Κεφάλαιο 3** γίνεται μία ανασκόπηση της σχετικής βιβλιογραφίας.

Στο **Κεφάλαιο 4** δίνεται ή μαθηματική θεμελίωση του προβλήματος και παρουσιάζεται η γενική μεθοδολογία που προτείνεται για την επίλυσή του. Επίσης αναφέρονται πεδία και τρόποι εφαρμογής του μοντέλου που παρουσιάζεται.

Στο **Κεφάλαιο 5** παρουσιάζεται μία μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς ενός Σ.Η.Ε που παρουσιάζει διείσδυση αιολικής ενέργειας. Εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας επιτρέπει τόσο τη διερεύνηση τεχνικών ζητημάτων που προκύπτουν από τη διείσδυση αιολική ενέργειας στο σύστημα όσο και τον υπολογισμό διαφόρων μεγεθών που συμμετέχουν στον υπολογισμό της Σ.Κ.Ω όπως του κόστους των νέων έργων επέκτασης του δικτύου μεταφοράς αλλά και των έργων διασύνδεσης των Α/Π.

Χαρακτηριστικά σημεία του αλγόριθμου που προτείνεται είναι τα εξής:

- Η αποσύμπλεξη των προβλημάτων της αξιολόγησης της ικανότητας μεταφοράς των κυκλωμάτων και αυτού της διατήρησης των τάσεων εντός προκαθορισμένων ορίων.
- Η ανάπτυξη μεθοδολογίας για τον υπολογισμό της μέγιστης πιθανής ροής που ενδέχεται να διέλθει από ένα κύκλωμα προκειμένου να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα της αβεβαιότητας στην παραγωγή των Α/Π αλλά και να μειωθεί το πλήθος των λειτουργικών καταστάσεων του συστήματος που εξετάζονται κάθε φορά.
- Η χρήση τεχνικών δυναμικού προγραμματισμού για τον καθορισμό του βέλτιστου σεναρίου ανάπτυξης.

Στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται και ένα αναλυτικό παράδειγμα εφαρμογής της μεθοδολογίας.

Στο **Κεφάλαιο 6** παρουσιάζεται ένας αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής με διείσδυση Αιολικής Ενέργειας. Το πρόβλημα επιλύεται με χρήση πιθανοτικών τεχνικών θεωρώντας ως ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές το φορτίο και την ταχύτητα του ανέμου καθώς και τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής. Στον αλγόριθμο λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

1. Ο Κανόνας Ένταξης των μονάδων που θεωρείται ρυθμιστική παράμετρος. Υλοποιούνται τρεις διαφορετικοί κανόνες ένταξης οι οποίοι αποβλέπουν:
 - στην οικονομική λειτουργία τους συστήματος για την Ηλεκτρική Εταιρία
 - στη μέγιστη αιολική διείσδυση
 - στην ελαχιστοποίηση των εκπομπών αερίων ρύπων
2. Η ένταξη των μονάδων και η οικονομική κατανομή φορτίου αντιμετωπίζονται μέσω μικτής λίστας προτεραιότητας ένταξης που περιλαμβάνει τόσο τις θερμικές μονάδες όσο και τις Α/Γ. Στη μικτή αυτή λίστα λαμβάνονται υπόψη ο κανόνας ένταξης μονάδων, η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική διείσδυση και άλλοι τεχνικοί περιορισμοί.

3. Η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική διείσδυση υπολογίζεται αναλυτικά συναρτήσει των θερμικών μονάδων που βρίσκονται κάθε φορά εντός λειτουργίας και του φορτίου του συστήματος.

Η εφαρμογή του αλγορίθμου επίλυσης του προβλήματος Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής αποσκοπεί στον υπολογισμό διαφόρων μεγεθών που εμπλέκονται στον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω.

Στο **Κεφάλαιο 7** επιλύονται τα προβλήματα Ένταξης Μονάδων και Οικονομικής Κατανομής Φορτίου όπως αυτά συναντώνται στα προβλήματα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς και Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής. Γίνεται μία γενική θεώρηση και περιγραφή των προβλημάτων και στη συνέχεια παρουσιάζονται δύο (παρεμφερείς) τρόποι αντιμετώπισης τους.

Στο **Κεφάλαιο 8** επιλύεται το πρόβλημα Εκτίμησης της Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης όπως αυτό παρουσιάζεται στα προβλήματα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς και Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής, κατά τη διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής. Οι περιορισμοί που τίθενται είναι η τήρηση της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος εντός προκαθορισμένων ορίων, η τήρηση των τεχνικών ελαχίστων των θερμικών μονάδων σε περίπτωση απότομης αύξησης της παραγωγής των Α/Π και η τήρηση του μέγιστου και μόνιμου σφάλματος συχνότητας ύστερα από διαταραχές εντός προκαθορισμένων ορίων. Για τον υπολογισμό του μέγιστου και μόνιμου σφάλματος συχνότητας ύστερα από διαταραχές έχει αναπτυχθεί ένα απλοποιημένο μοντέλο παράστασης του μηχανισμού Ελέγχου Φορτίου-Συχνότητας κατάλληλο κυρίως για μικρά συστήματα που αποτελούνται από μονάδες εσωτερικής καύσης και Α/Γ. Τέλος στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται ένα παράδειγμα εφαρμογής του απλοποιημένου μοντέλου Ελέγχου Φορτίου-Συχνότητας για ένα μικρό Αυτόνομο Σ.Η.Ε ενός ελληνικού νησιού.

Στο **Κεφάλαιο 9** περιγράφεται το υπολογιστικό περιβάλλον που έχει αναπτυχθεί για την υλοποίηση των αλγορίθμων που περιγράφηκαν στα προηγούμενα Κεφάλαια.

Στο **Κεφάλαιο 10** δίνεται ένα εκτεταμένο παράδειγμα ανάλυσης της διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της νήσου Κρήτης που παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον λόγω της σημαντικής διείσδυσης Α/Π που εμφανίζει.

Στο **Κεφάλαιο 11** ανακεφαλαιώνεται το αντικείμενο της διατριβής, παρουσιάζονται τα βασικότερα συμπεράσματα από την εφαρμογή της μεθοδολογίας και του μοντέλου στο δίκτυο της Νήσου Κρήτης και εντοπίζονται οι δυνατότητες επέκτασης του μοντέλου στα πλαίσια μελλοντικών ερευνητικών δραστηριοτήτων.

Τέλος, τα **Παραρτήματα** της διατριβής περιέχουν:

- Τα Μοντέλα Πιθανοτικής Προσομοίωσης Παραγωγής που χρησιμοποιήθηκαν
- Το μοντέλο Ροής Φορτίου Συνεχούς Ρεύματος (DC Load Flow)
- Δεδομένα για το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της νήσου Κρήτης
- Αναλυτικό υπολογισμό της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας
- Ενδιάμεσα αποτελέσματα από το παράδειγμα του Κεφαλαίου 5

Η πρωτότυπη συμβολή της παρούσας διατριβής συνοψίζεται στα παρακάτω:

Ανάπτυξη ολοκληρωμένης μεθοδολογίας προσέγγισης του προβλήματος της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας

Η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στα πλαίσια της παρούσας εργασίας βασίζεται στην από κοινού αντιμετώπιση τόσο των οικονομικών όσο και των τεχνικών επιπτώσεων από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας σε ένα αυτόνομο Σ.Η.Ε, καθώς και στην αλληλεπίδρασή τους σε οικονομικό περιβάλλον Μοναδικού Αγοραστή. Για το σκοπό αυτό ορίζεται η Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας (Σ.Κ.Ω) ως το άθροισμα των Πλεονασμάτων των Παικτών της αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η Σ.Κ.Ω αποτελεί το μέτρο για την εκτίμηση των συνολικών επιπτώσεων από την εφαρμογή ενός σεναρίου ανάπτυξης Αιολικών Πάρκων σε ένα αυτόνομο Σ.Η.Ε για δεδομένο ρυθμιστικό και οικονομικό περιβάλλον.

Ανάπτυξη Αλγορίθμου διαχείρισης ιστορικών χρονοσειρών φορτίων

Στόχος του αλγορίθμου είναι η δημιουργία αξιόπιστων ωριαίων χρονοσειρών για τη ζήτηση φορτίων. Ο Αλγόριθμος περιλαμβάνει διαδικασίες για:

- την ‘απομάκρυνση’ από τις ιστορικές χρονοσειρές φορτίων τιμών που οφείλονται είτε σε εσφαλμένες μετρήσεις είτε σε τυχαία γεγονότα (π.χ διακοπές ηλεκτροδότησης)
- την κατασκευή μίας κανονικοποιημένης ετήσιας χρονοσειράς ωριαίων φορτίων
- την προβολή της παραπάνω χρονοσειράς στο χρόνο για την κατασκευή των ετήσιων χρονοσειρών φορτίου που χρησιμοποιούνται ως είσοδος στον αλγόριθμο Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής.

Εφαρμογή εναλλακτικών στρατηγικών ένταξης μονάδων

Οι μέχρι τώρα εφαρμοζόμενοι αλγόριθμοι ένταξης μονάδων παραγωγής είχαν ως αντικειμενικό στόχο την ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους παραγωγής της Ηλεκτρικής Εταιρίας. Κάτω όμως από τις νέες συνθήκες που διαμορφώνονται στην ηλεκτροπαραγωγή (όσον αφορά την δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανεξάρτητους παραγωγούς) αλλά και την απαίτηση για καθαρότερο περιβάλλον δημιουργείται η ανάγκη εξέτασης νέων στρατηγικών ένταξης των μονάδων. Για το σκοπό αυτό στην παρούσα διατριβή αναπτύσσονται αλγόριθμοι ένταξης μονάδων που υλοποιούν τους εξής στρατηγικούς στόχους:

- Ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής της Ηλεκτρικής Εταιρίας
- Μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας από Α/Γ
- Ελαχιστοποίηση εκπομπών αερίων ρύπων

ικανοποιώντας ταυτόχρονα λειτουργικούς περιορισμούς του συστήματος.

Ανάπτυξη Αλγορίθμου επέκτασης δικτύου μεταφοράς

Αναπτύσσεται μια μεθοδολογία αντιμετώπισης του προβλήματος της επέκτασης του δικτύου μεταφοράς ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που περιλαμβάνει εκτός από συμβατικές μονάδες παραγωγής και μονάδες μη ρυθμιζόμενης εξόδου, όπως είναι οι Α/Γ. Η μεθοδολογία βασίζεται στην εξέταση εναλλακτικών σεναρίων επέκτασης του συστήματος μεταφοράς. Κάθε σενάριο εξετάζεται διεξοδικά καταρχήν ως προς την ικανότητα του να μεταφέρει την παραγόμενη ισχύ χωρίς να υπάρχει ενδεχόμενο υπερφόρτισης κάποιου στοιχείου του δικτύου και κατόπιν όσον αφορά τα επίπεδα τάσεων

στους ζυγούς του. Όσον αφορά το πρώτο, χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις Ροής Φορτίου Συνεχούς Ρεύματος οι οποίες εκφράζουν τη ροή ενεργού ισχύος σε κάθε στοιχείο του δικτύου μεταφοράς ως γραμμικό συνδυασμό των φορτίων και των παραγωγών σε κάθε ζυγό. Έτσι από τους θεωρητικά άπειρους συνδυασμούς φορτίων – σχημάτων παραγωγής εξετάζονται μόνο "ακραία" στιγμιότυπα στα οποία ενδέχεται να παρουσιαστούν υπερφορτίσεις σε κάποια στοιχεία του δικτύου μεταφοράς. Τα αποδεκτά σενάρια (στα οποία δεν ενδέχεται να παρουσιαστούν υπερφορτίσεις) εξετάζονται διεξοδικά με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος για τον έλεγχο το επιπέδων τάσεων και για την εκτίμηση των απωλειών μεταφοράς. Τέλος, επιλέγεται το σενάριο εκείνο με το ελάχιστο συνολικό κόστος εγκατάστασης νέων έργων και απωλειών με χρήση τεχνικών Δυναμικού Προγραμματισμού.

Ανάπτυξη Αλγορίθμου Εκτίμησης της Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης.

Αποτελεί μία προσεγγιστική μέθοδο υπολογισμού απόκρισης συχνότητας για μεταβολές της αιολικής παραγωγής, του φορτίου και των θερμικών μονάδων)

Προκειμένου να υπολογιστεί το επιτρεπόμενο ποσοστό διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε μικρά αυτόνομα συστήματα αναπτύχθηκε ένα απλοποιημένο μοντέλο που περιγράφει το μηχανισμό ελέγχου Φορτίου-Συχνότητας (Load Frequency Control) ενός συστήματος παραγωγής που αποτελείται από μονάδες εσωτερικής καύσεως (μονάδες Diesel) και Α/Γ. Το μοντέλο υπολογίζει τη μέγιστη τιμή και το μόνιμο σφάλμα στη συχνότητα του συστήματος μετά από μια απότομη μεταβολή του φορτίου του συστήματος ή της παραγόμενης ισχύος, χωρίς τη χρήση τεχνικών πλήρους προσομοίωσης. Έτσι υπολογίζεται η μέγιστη επιτρεπόμενη μεταβολή στην παραγωγή των αιολικών πάρκων η οποία δεν προκαλεί μεταβολή στη συχνότητα του δικτύου η οποία δεν είναι αποδεκτή. Επίσης λαμβάνονται υπόψη το κριτήριο τήρησης επαρκούς στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος καθώς και δυνατότητας μείωσης της θερμικής παραγωγής (Unloadable Generation)

Η διείσδυση αιολικής ενέργειας από ανεξάρτητους παραγωγούς στα μικρά και μεσαίου μεγέθους συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να επηρεάσει τον τρόπο ανάπτυξης και λειτουργίας τους. Επίσης, σημαντική αναμένεται να είναι η επίδρασή της στην Ηλεκτρική Εταιρία, τους ιδιώτες ανεξάρτητους παραγωγούς και τους καταναλωτές. Για το λόγο αυτό οι κανόνες και τα κριτήρια που ακολουθούνται τόσο για την ανάπτυξη όσο και για τον τρόπο λειτουργίας των Αιολικών Πάρκων αποτελούν κρίσιμο παράγοντα και ουσιαστικά θα καθορίζουν τόσο την οικονομική βιωσιμότητα ιδιωτικών επενδύσεων σε Α/Π, όσο και την επίδραση της αιολικής παραγωγής στην Ηλεκτρική Εταιρία και τους Καταναλωτές.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ Σ.Η.Ε – ΝΕΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται μία σύντομη ανάλυση και περιγραφή των παραγόντων και παραμέτρων που επηρεάζουν τη διείσδυση Α/Π σε μικρής και μεσαίας κλίμακας Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Δεδομένου ότι η ένταξη Α/Π στα συστήματα αυτά παρουσιάζει τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά προβλήματα, μία ρεαλιστική εκτίμηση της δυνατότητας ανάπτυξης Α/Π απαιτεί την από κοινού αντιμετώπιση των παραπάνω προβλημάτων.

Αναφορικά με τα **τεχνικά προβλήματα** που αντιμετωπίζει η διείσδυση αιολικής ενέργειας σε μικρής και μεσαίας κλίμακας Σ.Η.Ε, αυτά μπορούν να ταξινομηθούν ως εξής:

- Προβλήματα καλής και ασφαλούς λειτουργίας
- Προβλήματα ποιότητας ισχύος

Η επίδραση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας στην ανάπτυξη και τη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται στη στοχαστικότητα της ταχύτητας ανέμου και άρα και της παραγωγής ενεργού ισχύος των ανεμογεννητριών. Για το λόγο αυτό οι ανεμογεννήτριες δε συμβάλλουν στη ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου, ούτε πρέπει να υπολογίζονται στην στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος, αντίθετα δημιουργείται η ανάγκη για μεγαλύτερη στρεφόμενη εφεδρεία για την κάλυψη τυχούσας απώλειας παραγωγής των ανεμογεννητριών. Έτσι, μέρος μόνο του συνολικού φορτίου κάθε χρονική στιγμή είναι δυνατόν να καλύπτεται από την παραγωγή των ανεμογεννητριών έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία και η αξιοπιστία του συστήματος. Για το λόγο αυτό σε μικρά αυτόνομα συστήματα νησιών που παρουσιάζουν ιδιαίτερα χαμηλά φορτία κατά τους χειμερινούς μήνες και κατά πολύ μεγαλύτερα, λόγω τουρισμού, τους καλοκαιρινούς, ενδιαφέρον παρουσιάζει ο προγραμματισμός της λειτουργίας ρυθμιζόμενων φορτίων με σκοπό την αύξηση του συντελεστή φορτίου του συστήματος που θα έχει ως αποτέλεσμα μεγαλύτερη επιτρεπόμενη διείσδυση αιολικής ενέργειας στα συστήματα αυτά.

Από την άλλη μεριά οι ανεμογεννήτριες συνήθως είναι εξοπλισμένες με ασύγχρονες γεννήτριες οι οποίες ως γνωστόν διεγείρονται από το δίκτυο καταναλώνοντας άεργο ισχύ, και για το λόγο αυτό δεν συμβάλλουν στον έλεγχο των τάσεων του δικτύου. Το πρόβλημα συνήθως αντιμετωπίζεται με συσκευές αντιστάθμισης αέργου ισχύος, αν και τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί συστήματα ελέγχου του συντελεστή ισχύος των Α/Γ με χρήση ηλεκτρονικών ισχύος.

Η καλή και ασφαλής λειτουργία των Σ.Η.Ε με διείσδυση Α/Π αφορά στην επίλυση προβλημάτων μόνιμης κατάστασης λειτουργίας (ικανότητα του δικτύου μεταφοράς να μεταφέρει την παραγόμενη ισχύ, διατήρηση των τάσεων των ζυγών του συστήματος σε κανονικές και έκτακτες καταστάσεις λειτουργίας εντός προκαθορισμένων ορίων κ.λ.π.) και μεταβατικής συμπεριφοράς του συστήματος σε περιπτώσεις σημαντικών διαταραχών.

Η ανάλυση των παραπάνω οδηγεί στη διατύπωση κανόνων λειτουργίας που εξασφαλίζουν την καλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Οι κανόνες αυτοί επικεντρώνονται κυρίως στα εξής:

1. Στον καθορισμό του τρόπου ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής, δηλαδή ποιες μονάδες θα πρέπει να βρίσκονται κάθε στιγμή εντός λειτουργίας προκειμένου να εξασφαλίζεται η ομαλή και ασφαλής λειτουργία του συστήματος
2. Στον καθορισμό της *Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης*, στην μέγιστη δηλαδή παραγόμενη ισχύ από τα Α/Π που μπορεί ασφαλώς να απορροφηθεί από το δίκτυο κάθε χρονική στιγμή.

Οι δύο παραπάνω κανόνες οι οποίοι καθορίζουν τον ασφαλή τρόπο ένταξης των Α/Π στα ΣΗΕ καθορίζουν σε μεγάλο βαθμό το ποσοστό της ενέργειας από Α/Π που εγχέεται στα δίκτυα και άρα το ανά μονάδα κόστος της παραγόμενης από αυτά ενέργειας.

Τα προβλήματα ποιότητας ισχύος κυρίως αφορούν κυρίως τις μεταβολές της τάσης που παρατηρούνται τόσο κατά την σύνδεση και αποσύνδεση των Α/Γ στο δίκτυο όσο και από την διακυμάνσεις στην παραγωγή τους λόγω της μεταβολής της ταχύτητας του ανέμου, καθώς και προβλήματα ηλεκτρομαγνητικής συμβατότητας. Τα προβλήματα αυτά γίνονται εμφανή στους καταναλωτές που τροφοδοτούνται από σημεία του δικτύου που είναι ηλεκτρικά "κοντά" με τα σημεία σύνδεσης των Α/Π. Τα προβλήματα αυτά λαμβάνονται υπόψη κατά την διαδικασία επιλογής του τρόπου σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο και καθορίζουν τελικά τον αντίστοιχο εξοπλισμό και το κόστος σύνδεσης

Από τα παραπάνω γίνεται εμφανής η επίδραση που έχουν οι διάφοροι τεχνικοί περιορισμοί που καθορίζουν τη διείσδυση των Α/Π στα Σ.Η.Ε, στην οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεων σε αιολική ενέργεια, γεγονός που καθιστά απαραίτητη την από κοινού αντιμετώπιση των δύο αυτών προβλημάτων.

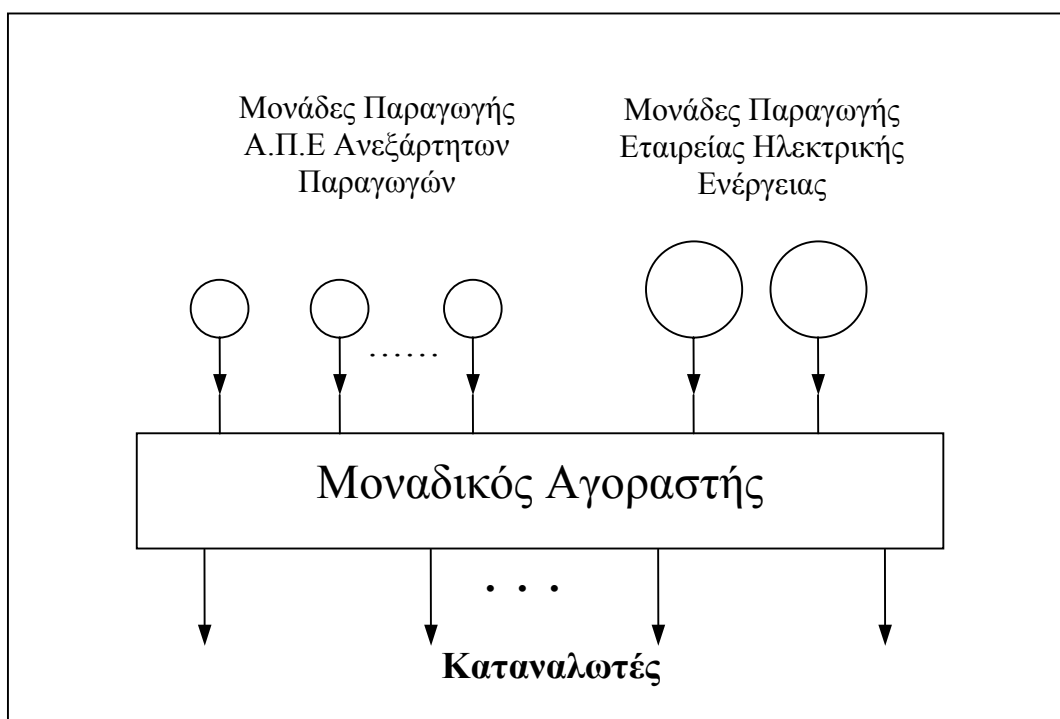
Οι **οικονομικοί παράγοντες** που επηρεάζουν τη διείσδυση Α/Π στην ηλεκτροπαραγωγή είναι κυρίως:

- Το κόστος εγκατάστασης των Α/Π
- Το κόστος σύνδεσης των Α/Π με τα υφιστάμενα δίκτυα μεταφοράς
- Το κόστος των απαιτούμενων έργων 'σε βάθος' ενίσχυσης των δικτύων μεταφοράς
- Η δομή και λειτουργία της αγοράς στον τομέα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και της Ηλεκτροπαραγωγής γενικότερα

Η επίδραση του κόστους εγκατάστασης των Α/Π και των έργων υποδομής στην οικονομικότητα της αιολικής ενέργειας είναι προφανής. Ο παράγοντας που χρήζει ιδιαίτερης προσοχής και ανάλυσης είναι η δομή της αγοράς των ΑΠΕ η οποία είναι ιδιαίτερα κρίσιμη για τη ανάπτυξη των Α/Π δεδομένου ότι αυτή καθορίζει ένα πλήθος κρίσιμων παραμέτρων για την οικονομική τους βιωσιμότητα. Δεδομένου ότι στις σημερινές συνθήκες τα Α/Π είναι οριακά βιώσιμα, για την ανάπτυξή τους απαιτούνται ειδικές ρυθμιστικές πολιτικές και κίνητρα. Η ανάλυση και η συγκριτική αξιολόγηση τέτοιων πολιτικών είναι κύριος σκοπός της παρούσας εργασίας και απαιτεί τη σαφή γνώση και ανάλυση της δομής και λειτουργίας της αγοράς στον τομέα των ΑΠΕ.

2.1 Δομή και Λειτουργία της Αγοράς ΑΠΕ

Σύμφωνα με την ισχύουσα οδηγία της ΕΕ για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (EC Directive 96/92), για μικρά και μεσαίου μεγέθους Σ.Η.Ε ισχύει το μοντέλο του ‘Μοναδικού Αγοραστή’ (Single Buyer). Σύμφωνα με το μοντέλο αυτό τον κυρίαρχο ρόλο στον τομέα του ηλεκτρισμού εξακολουθεί να παίζει μία Ηλεκτρική Εταιρία (η οποία αποτελεί και τον Μοναδικό Αγοραστή) η οποία διατηρεί το αποκλειστικό δικαίωμα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή ευθύνης της. Παράλληλα, επιτρέπεται η ανάπτυξη ιδιωτικών σταθμών παραγωγής από Ανεξάρτητους Παραγωγούς (Independent Power Producers - IPPs) οι οποίοι πωλούν την ενέργεια που παράγουν στο Μοναδικό Αγοραστή, χωρίς να έχουν δικαίωμα απ’ευθείας πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σε καταναλωτές. Μια σχηματική παρουσίαση του μοντέλου του “Μοναδικού Αγοραστή” φαίνεται στο Σχήμα 2.1.



Σχήμα 2.1: Μοντέλο Αγοράς "Μοναδικού Αγοραστή"

Το περιβάλλον του “Μοναδικού Αγοραστή” αποτελεί μία ρυθμιζόμενη αγορά μερικώς απελευθερωμένη εφ’οσον δικαίωμα παραγωγής ενέργειας έχουν και άλλοι πλην της Ηλεκτρικής Εταιρίας. Καταργείται μερικώς το μονοπώλιο ενώ διατηρείται το μονοψώνιο του Μοναδικού Αγοραστή. Οι κανόνες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ρυθμίζονται από κάποια Ρυθμιστική Αρχή ο ρόλος της οποίας είναι κρίσιμος για την ομαλή λειτουργία της αγοράς και καθορίζει τις σχέσεις και τους κανόνες που διέπουν τους συμμετέχοντες στην αγορά και που στο εξής θα αποκαλούνται “Παίκτες” της αγοράς.

Οι Παίκτες που συμμετέχουν στη λειτουργία της αγοράς είναι:

- Η Ηλεκτρική Εταιρία - Μοναδικός Αγοραστής
- Οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί
- Οι Καταναλωτές

Στο περιβάλλον αυτό οι μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ είναι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί. Η ανάπτυξη Α/Π σε τέτοιο περιβάλλον δημιουργεί μία σειρά θεμάτων προς εξέταση όπως:

- Πόση από την ενέργεια που παράγουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί πρέπει να απορροφήσει ο Μοναδικός Αγοραστής;
- Ποια τιμολογιακή πολιτική πρέπει να ακολουθηθεί για την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από Α/Π;
- Ποια είναι τα καταλληλότερα κίνητρα που πρέπει να δοθούν στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς έτσι ώστε οι επενδύσεις τους να είναι οικονομικά βιώσιμες;
- Τι επίδραση θα έχουν οι ρυθμίσεις που αφορούν τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στους Καταναλωτές;
- Τι επίδραση θα έχουν στη λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας;
- Ποιες οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις;
- Πως και με ποιους κανόνες μπορεί να βελτιστοποιηθεί οικονομικά ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής;
- Ποιους και σε ποιο ποσοστό θα πρέπει να επιβαρύνουν οι δαπάνες για την ανάπτυξη υποδομών ηλεκτρικών δικτύων;

Οι απαντήσεις στα παραπάνω ερωτήματα καθορίζουν ουσιαστικά το περιβάλλον ανάπτυξης των Α/Π σε περιβάλλον Μοναδικού Αγοραστή καθώς ρυθμίζουν τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α/Π. Κάθε σύνολο ρυθμίσεων της αγοράς αποτελεί μία “εναλλακτική πολιτική” η οποία καθορίζει τις σχέσεις μεταξύ των Παικτών οι οποίοι έχουν εν γένη αλληλοσυγκρουόμενα συμφέροντα και για το λόγο αυτό η απάντηση στα παραπάνω ερωτήματα δεν είναι εύκολη. Έτσι παραδείγματος χάριν η Ηλεκτρική Εταιρία επιδιώκει χαμηλότερη τιμή αγοράς της ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς οι οποίοι επιζητούν το αντίθετο, ενώ οι καταναλωτές επιθυμούν όσο το δυνατόν πιο αξιόπιστο σύστημα γεγονός που ενδέχεται να επιτυγχάνεται με μεγάλο κόστος από την πλευρά της Ηλεκτρικής Εταιρίας κ.ο.κ.

Η επίδραση ενός συνόλου παραμέτρων, δηλαδή μίας εναλλακτικής πολιτικής στους παίκτες της αγοράς μπορεί να ποσοτικοποιηθεί μέσω της επίδρασης που αυτή θα έχει στα πλεονάσματα των παικτών. Έτσι, η επίδραση αυτή μπορεί να αξιολογηθεί με βάση τη μεταβολή που επιφέρει στα πλεονάσματα του κάθε παίκτη. Το πλεόνασμα κάθε παίκτη ορίζεται ως η διαφορά των εσόδων από τα έξοδα του που προκύπτουν από τη λειτουργία της αγοράς για ένα χρονικό διάστημα. Είναι προφανές ότι κάθε παίκτης της αγοράς επιθυμεί τη μεγιστοποίηση του πλεονάσματός του. Ένας τρόπος για την από κοινού αντιμετώπιση της επίδρασης των εναλλακτικών πολιτικών στην αγορά συνολικά είναι η Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας (Σ.Κ.Ω) η οποία ορίζεται ως το άθροισμα των πλεονασμάτων των παικτών της αγοράς. Ο ρόλος της Ρυθμιστικής Αρχής είναι να αντισταθμίσει τα αλληλοσυγκρουόμενα συμφέροντα των Παικτών και να καθορίσει τους κανόνες λειτουργίας της αγοράς αλλά και του ίδιου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας έτσι ώστε να προκύπτει το μέγιστο δυνατό όφελος για το κοινωνικό σύνολο, δηλαδή για το σύνολο των Παικτών.

Η εύρεση των παραμέτρων αυτών που μεγιστοποιούν την Σ.Κ.Ω καθορίζει τη βέλτιστη πολιτική για τον τομέα των ΑΠΕ στο περιβάλλον του Μοναδικού Αγοραστή. Αναλυτική παρουσίαση και υπολογισμός των επιμέρους πλεονασμάτων των παικτών της αγοράς σε περιβάλλον Μοναδικού Αγοραστή καθώς και της Σ.Κ.Ω δίνεται στην ενότητα 2.3. και αναλυτικά το Παράρτημα Π4.

2.2 Η Φύση των Επενδύσεων Α/Π στην Ελλάδα – Πολιτικές Επιδοτήσεων

Στο υφιστάμενο ενεργειακό περιβάλλον στη Ελλάδα, που διαμορφώνεται από τα τρέχοντα τιμολόγια Ηλεκτρικής Ενέργειας, το κόστος των Α/Γ, το κόστος πετρελαίου κ.α, οι επενδύσεις σε Α/Π είναι οριακά βιώσιμες. Επιπλέον, οι επενδύσεις σε Α/Π χαρακτηρίζονται ως επενδύσεις εντάσεως κεφαλαίου. Απαιτούν δηλαδή μεγάλο αρχικό κεφάλαιο επένδυσης για την προμήθεια του εξοπλισμού, την κατασκευή των έργων υποδομής καθώς και τη σύνδεση του Α/Π με τα ηλεκτρικά δίκτυα, ενώ τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης είναι πολύ μικρά κυρίως λόγω της απουσίας καυσίμου κατά την παραγωγική διαδικασία. Προκειμένου λοιπόν να τονωθεί το επενδυτικό ενδιαφέρον σε επενδύσεις Α/Π έχει ήδη θεσπιστεί ένα περιβάλλον επιδοτήσεων προς τους Ανεξάρτητους παραγωγούς που εντοπίζεται κυρίως σε επιδοτήσεις επί του αρχικού κόστους της επένδυσης. Το υπόλοιπο κόστος της επένδυσης καλύπτεται από δάνεια και από ίδια κεφάλαια των Ανεξάρτητων Παραγωγών. Από τα παραπάνω γίνεται προφανές ότι ο τρόπος κάλυψης του αρχικού κόστους επένδυσης Α/Π από ένα Ανεξάρτητο Παραγωγό αποτελεί ιδιαίτερα κρίσιμο παράγοντα και καθορίζει σε μεγάλο ποσοστό την βιωσιμότητα της επένδυσης. Στο αρχικό κόστος της επένδυσης συμπεριλαμβάνεται και το κόστος σύνδεσης του Α/Π στο υφιστάμενο ηλεκτρικό δίκτυο, ενώ επίσης θα πρέπει να εξεταστεί και η συμμετοχή του Ανεξάρτητου Παραγωγού στα αναγκαία έργα της "σε βάθος" ενίσχυσης των δικτύων μεταφοράς.

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε στην παρούσα δίνει την δυνατότητα διερεύνησης εναλλακτικών τρόπων επιδότησης προς τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς όπως:

- στην παραγόμενη από τα Α/Π ενέργεια
- στο επιτόκιο δανεισμού των Ανεξάρτητων Παραγωγών
- στο κόστος των έργων σύνδεσης των Α/Π με τα ηλεκτρικά δίκτυα
- στο κόστος των "σε βάθος" έργων ενίσχυσης των δικτύων μεταφοράς
- στο κόστος απωλειών μεταφοράς

καθώς και πολιτικών φορολόγησης των συμβατικών μονάδων παραγωγής όπως:

- Το κόστος φορολόγησης εκπεμπόμενων αερίων ρύπων

Όλα τα παραπάνω μεγέθη συμπεριλαμβάνονται στον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω που παρουσιάζεται στην ενότητα 2.3. και στο Παράρτημα Π4.

2.3 Η Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας

Η Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας (Σ.Κ.Ω) αποτελεί ένα μέτρο για τη συνολική οικονομική αποτίμηση ενός συγκεκριμένου σεναρίου διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε ένα αυτόνομο Σ.Η.Ε για δεδομένη πολιτική επιδοτήσεων καθώς και χρηματοοικονομικού περιβάλλοντος.

Η συνάρτηση κοινής ωφέλειας WF στη γενική της μορφή ορίζεται ως εξής:

$$WF = CS + PPS + \sum_{i=1}^P IPS_i + EX \quad (2.1)$$

όπου:

- CS είναι το πλεόνασμα των καταναλωτών
- PPS είναι το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας
- IPS_i είναι το πλεόνασμα του i Ανεξάρτητου Παραγωγού
- EX είναι διάφορα κοινωνικά και περιβαλλοντικά κόστη

και P το πλήθος των Ανεξάρτητων Παραγωγών που θεωρούνται.

Για τον υπολογισμό της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας εμπλέκονται διάφορα μεγέθη που αφορούν :

- Τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής
- Τα αναγκαία έργα επέκτασης του δικτύου μεταφοράς.
- Επιδοτήσεις προς τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
- Διάφορα Χρηματοοικονομικά μεγέθη (δάνεια, τόκοι κ.α)

Ειδικότερα:

Στο πλεόνασμα των Καταναλωτών λαμβάνονται υπόψη:

- Το κόστος ενέργειας που πωλεί η Ηλεκτρική Εταιρία στους Καταναλωτές
- Το όφελος των Καταναλωτών από τη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας
- Η εξόφληση του Δανείου που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί.
- Οι τόκοι που πληρώνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί
- Η επιδότηση ενέργειας που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί.
- Η επιδότηση επιτοκίου που εισπράττουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί
- Η επιδότηση κεφαλαίου που εισπράττουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί
- Τα δάνεια που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί

Έχει θεωρηθεί ότι όλες οι επιδοτήσεις που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι παραγωγοί επιβαρύνουν τελικά τους Καταναλωτές.

Στο πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας λαμβάνονται υπόψη:

- Το κόστος ενέργειας που πωλούν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί. στην Ηλεκτρική Εταιρία
- Το κόστος ενέργειας που πωλεί η Ηλεκτρική Εταιρία στους Καταναλωτές
- Το κόστος καυσίμων των μονάδων της Ηλεκτρικής Εταιρίας
- Το κόστος φορολόγησης των εκπεμπόμενων αερίων ρύπων των μονάδων της Ηλεκτρικής Εταιρίας
- Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων της Ηλεκτρικής Εταιρίας
- Το κόστος νέων έργων μεταφοράς που αντιστοιχεί στην Ηλεκτρική Εταιρία
- Το κόστος απωλειών μεταφοράς που αντιστοιχεί στην Ηλεκτρική Εταιρία

Στο πλεόνασμα κάθε Ανεξάρτητου Παραγωγού λαμβάνονται υπόψη:

- Το κόστος ενέργειας που πωλεί ο Ανεξάρτητος Παραγωγός στην Ηλεκτρική Εταιρία
- Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων του Ανεξάρτητου Παραγωγού
- Η εξόφληση κεφαλαίου που πληρώνει ο Ανεξάρτητος Παραγωγός
- Οι τόκοι που πληρώνει ο Ανεξάρτητος Παραγωγός
- Το κόστος νέων έργων μεταφοράς που αντιστοιχεί στον Ανεξάρτητο Παραγωγό
- Το κόστος απωλειών μεταφοράς που αντιστοιχεί στον Ανεξάρτητο Παραγωγό
- Το κόστος επένδυσης του στον Ανεξάρτητο Παραγωγό
- Η επιδότηση κεφαλαίου που εισπράττει ο Ανεξάρτητος Παραγωγός
- Το δάνειο που εισπράττει ο Ανεξάρτητος Παραγωγός
- Η επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας που λαμβάνει ο Ανεξάρτητος Παραγωγός.
- Η επιδότηση επιτοκίου που εισπράττει ο Ανεξάρτητος Παραγωγός
- Η Υπολειμματική αξία της επένδυσης του Ανεξάρτητου Παραγωγού

Αναλυτική περιγραφή του υπολογισμού των παραπάνω μεγεθών, των πλεονασμάτων των παικτών της αγοράς καθώς και της Σ.Κ.Ω περιγράφονται στο Παράρτημα Π.4

2.4 Περιγραφή Μεγεθών

Στη ενότητα αυτή αναλύονται οι επιμέρους παράμετροι που εμπλέκονται στον υπολογισμό των πλεονασμάτων των Παικτών της αγοράς καθώς και στον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω.

◆ Κόστος Ενέργειας Α/Π πωλούμενης στην Ηλεκτρική Εταιρία από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς:

Εξαρτάται από την ενέργεια που πωλούν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί καθώς και από το τιμολόγιο πώλησης.

Η συνολική παραγόμενη ενέργεια από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς εξαρτάται από:

- Τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των Α/Π
- Τον τρόπο ένταξης των μονάδων παραγωγής
- Τις ανεμολογικές συνθήκες στις περιοχές εγκατάστασης των Α/Π
- Τα φορτία του συστήματος
- Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής,

και υπολογίζεται με προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής, η οποία λαμβάνει υπόψη την επίδραση των παραπάνω παραμέτρων. Πρέπει να τονιστεί στο σημείο αυτό ότι ένα μέρος της παραγόμενης από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς ενέργειας δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα για λόγους αξιοπιστίας και ομαλής λειτουργίας του.

Το κόστος της πωλούμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στην Ηλεκτρική Εταιρία προστίθεται στο πλεόνασμα τους και αφαιρείται από το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας.

◆ Κόστος της Πωλούμενης Ενέργειας από την Ηλεκτρική Εταιρία στους Καταναλωτές:

Εξαρτάται από τη συνολική ενέργεια που αγοράζουν οι καταναλωτές και από το τιμολόγιο πώλησης. Επειδή η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από το είδος της χρήσης (βιομηχανική, οικιακή, αγροτική, εμπορική), γίνεται καταμερισμός της συνολικής ζήτησης ανά χρήση μέσω κατάλληλων συντελεστών συμμετοχής.

Η συνολική ενέργεια που τελικά αγοράζουν οι καταναλωτές δεν ισούται με την ζήτηση, αλλά είναι μειωμένη κατά ένα ποσό που ονομάζεται 'Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια' και οφείλεται στο γεγονός ότι για ορισμένα χρονικά διαστήματα η συνολική ισχύς των μονάδων παραγωγής δε επαρκεί να καλύψει τη ζήτηση επειδή κάποιες μονάδες τίθενται εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης.

Η εκτίμηση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας προκύπτει από την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής, η οποία λαμβάνει υπόψη την πιθανότητα των μονάδων παραγωγής να πάθουν βλάβη, μέσω του 'Ρυθμού Μη Προγραμματιζόμενων Διακοπών' (ΡΜΠΔ) που χαρακτηρίζει κάθε μονάδα και εκφράζεται ως ποσοστό του χρόνου που η μονάδα αναμένεται να βρεθεί εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης.

Το κόστος της πωλούμενης ενέργειας από την Ηλεκτρική Εταιρία στους Καταναλωτές προστίθεται στο πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας και αφαιρείται από το πλεόνασμα των καταναλωτών.

◆ Κόστος καυσίμων:

Αποτελεί το κόστος των καυσίμων που καταναλώνουν οι μονάδες της Ηλεκτρικής Εταιρίας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και εξαρτάται από την ποσότητα και το κόστος κάθε καυσίμου.

Η κατανάλωση κάθε καυσίμου εξαρτάται απ' όλους εκείνους τους παράγοντες που αναφέρθηκαν προηγουμένως και υπολογίζεται από την προσομοίωση του συστήματος παραγωγής.

Το κόστος καυσίμων αφαιρείται από το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας.

◆ Κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων της Ηλεκτρικής Εταιρίας:

Περιλαμβάνει διάφορα λειτουργικά κόστη που αφορούν το σύστημα παραγωγής της Ηλεκτρικής Εταιρίας (μισθοδοσίες, κόστη συντήρησης κ.λ.π.) και αφαιρείται από το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας.

◆ Κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων των Ανεξάρτητων Παραγωγών

Περιλαμβάνει διάφορα λειτουργικά κόστη που αφορούν την λειτουργία των Α/Π (μισθοδοσίες, κόστη συντήρησης κ.λ.π) και αφαιρείται από το πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

◆ Κόστος φορολόγησης εκπομπών αερίων ρύπων:

Περιλαμβάνει το κόστος από τη φορολόγηση των αερίων εκπομπών (CO₂, SO₂, NO_x) των θερμικών μονάδων παραγωγής και εξαρτάται από την ποσότητα και τη τιμή φορολόγησης κάθε ρύπου.

Η παραγωγή κάθε ρύπου εξαρτάται από τον τρόπο λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και απ' όλους εκείνους τους παράγοντες που αναφέρθηκαν προηγουμένως και υπολογίζεται από την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής.

Το κόστος εκπομπών αερίων ρύπων αφαιρείται από το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας.

◆ Κόστος νέων έργων μεταφοράς:

Αποτελείται από το κόστος των αναγκαίων έργων σύνδεσης των Αιολικών Πάρκων στο δίκτυο αλλά και το κόστος των απαραίτητων "σε βάθος" νέων έργων για την ομαλή λειτουργία του συστήματος. Ο τρόπος καταμερισμού του κόστους αυτού αποτελεί ρυθμιστική παράμετρο. Έτσι, ένα μέρος αφαιρείται από το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας και το υπόλοιπο από το πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

◆ Κόστος Απωλειών δικτύου μεταφοράς:

Οι απώλειες μεταφοράς αποτελούν το 'αντίτιμο' που πρέπει να πληρώσουν οι παραγωγοί για την μεταφορά της παραγόμενης ενέργειας στους καταναλωτές, και για το λόγο αυτό επιβαρύνει τους παραγωγούς. Έτσι ένα μέρος επιβαρύνει την Ηλεκτρική Εταιρία και αφαιρείται από το πλεόνασμα της, ενώ το υπόλοιπο αφαιρείται από το πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

◆ Κόστος επένδυσης Ανεξάρτητων Παραγωγών:

Αποτελεί το κόστος εγκατάστασης των Αιολικών Πάρκων και περιλαμβάνει όλα τα σχετικά κόστη που πρέπει να γίνουν (αγορά γης, κόστος εξοπλισμού, έργα πολιτικού μηχανικού, κόστος μελετών κ.λ.π) μέχρι τη λειτουργία των Α/Π. Δεν περιλαμβάνεται το κόστος σύνδεσης των Α/Π με το ηλεκτρικό δίκτυο το οποίο εξετάζεται ξεχωριστά.

Το κόστος της αρχικής επένδυσης αφαιρείται από το πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

◆ Υπολειμματική αξία εγκαταστάσεων Ανεξάρτητων Παραγωγών:

Οι εγκαταστάσεις των Ανεξάρτητων Παραγωγών έχουν ένα χρόνο ζωής πέραν του οποίου δεν θεωρούνται εκμεταλλεύσιμες. Εάν το χρονικό διάστημα για το οποία πραγματοποιείται η μελέτη είναι μικρότερο του θεωρούμενου χρόνου ζωής των εγκαταστάσεων, πρέπει με κάποιο τρόπο να εκτιμηθεί η αξία των εγκαταστάσεων των Ανεξάρτητους Παραγωγούς πέραν του χρόνου της μελέτης, η οποία καλείται υπολειμματική αξία. Η υπολειμματική αξία μπορεί να θεωρηθεί ότι αντιπροσωπεύει την αξία μεταπώλησης της επένδυσης κατά τη χρονική στιγμή του πέρατος της μελέτης και προστίθεται στο πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

◆ Επιδοτήσεις στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς:

Όπως έχει ήδη αναφερθεί η τεχνολογία για τη μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρική δεν είναι ακόμη ανταγωνιστική με την συμβατική τεχνολογία. Για το λόγο αυτό ήδη έχουν θεσπιστεί κίνητρα υπό μορφή επιδοτήσεων στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς. Οι επιδοτήσεις αυτές μπορούν να αφορούν είτε το αρχικό κόστος επένδυσης είτε την τιμή πώλησης της παραγόμενης από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς ενέργεια. Ειδικότερα στην παρούσα διατριβή εξετάζονται οι εξής τρόποι επιδότησης:

- Επιδότηση κεφαλαίου: Εκφράζεται ως ποσοστό επί του κόστους της επένδυσης του Ανεξάρτητου Παραγωγού και καταβάλλεται στην αρχή του πρώτου έτους της μελέτης.
- Δάνειο: Εκφράζεται ως ποσοστό επί του κόστους της επένδυσης του Ανεξάρτητου Παραγωγού και καταβάλλεται στην αρχή του πρώτου έτους της μελέτης .
- Επιδότηση ενέργειας: Εκφράζεται ως το έσοδο που λαμβάνει ο Ανεξάρτητος Παραγωγός ανά μονάδα παραγόμενης από το Α/Π ενέργειας.
- Επιδότηση επιτοκίου: Εκφράζεται ως ποσοστό επί του επιτοκίου που Δανείου που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί για κάποιο χρονικό διάστημα της μελέτης.

Όλα τα ποσά που αφορούν επιδοτήσεις προς τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς προστίθενται στο πλεόνασμα τους και αφαιρούνται από το πλεόνασμα των Καταναλωτών καθώς θεωρούμε ότι τα ποσά αυτά επιβαρύνουν έμμεσα τους Καταναλωτές.

◆ Όφελος των καταναλωτών από την χρήση Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Η εκτίμηση της ωφέλειας από την κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να γίνει ισοδύναμα με τον υπολογισμό της ζημιάς που θα προκαλούσε η μη διαθεσιμότητα της. Για το λόγο αυτό ο υπολογισμός της βασίζεται στο ανά μονάδα κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και στη συνολική ενέργεια που τελικά αγοράζουν οι καταναλωτές, και γίνεται ανά είδος καταναλωτή (ανά χρήση). Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια καλείται το μέρος της ζήτησης των καταναλωτών το οποίο δεν ικανοποιείται λόγω μη ομαλής λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Στην παρούσα διατριβή κοστολογείται μόνο η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια που οφείλεται σε μη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, ενώ αγνοείται αυτή που οφείλεται σε περιορισμούς που θέτει το δίκτυο μεταφοράς. Η εκτίμηση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας γίνεται με την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής.

Το όφελος των καταναλωτών από τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας προστίθεται στο πλεόνασμά τους.

2.5 Ρυθμιστικές Παράμετροι

Από το σύνολο των παραμέτρων που επηρεάζουν τα πλεονάσματα των Παικτών και τη Σ.Κ.Ω, ορισμένες θεωρείται ότι μπορούν να ρυθμιστούν από την Ρυθμιστική Αρχή της αγοράς με νομοθετικά και άλλα μέτρα. Το σύνολο των παραμέτρων αυτών θα αναφέρεται στο εξής με τον όρο "Ρυθμιστικές Παράμετροι" και αφορούν:

- Πολιτικές κινήτρων στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
- Κανόνες λειτουργίας του Ηλεκτρικού Συστήματος
- Άλλες ρυθμίσεις

Ένα σύνολο τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων καθορίζει μία εναλλακτική πολιτική για τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο υπό εξέταση σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, οι επιπτώσεις της οποίας σταθμίζονται με βάση την τιμή της Σ.Κ.Ω που προκύπτει.

Στη συνέχεια περιγράφονται αναλυτικά οι ρυθμιστικές παράμετροι που θεωρούνται, το σύνολο τιμών τους και οι ενδεχόμενες τιμές που μπορεί να λάβουν, καθώς και η επίδραση κάθε μίας από αυτές στα επιμέρους πλεονάσματα των παικτών της αγοράς.

♦ Όρια διείσδυσης Αιολικής Ενέργειας και γεωγραφική κατανομή της.

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων αποτελεί το σημαντικότερο παράγοντα που καθώς καθορίζει σε μεγάλο βαθμό την λειτουργία του συστήματος και όλα τα μεγέθη που εξαρτώνται από αυτή (ισοζύγια ενέργειας, καταναλώσεις καυσίμων, εκπομπές αερίων ρύπων, μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, κ.λ.π) και άρα όλους τους παράγοντες που καθορίζουν τα πλεονάσματα των παραγωγών και των καταναλωτών.

Πολύ μικρό ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος σε αιολική ενέργεια ενδέχεται να οδηγήσει σε μεγάλο συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών Πάρκων αλλά λόγω οικονομίας κλίμακας οι επενδύσεις αυτές πιθανώς να μην είναι βιώσιμες. Το ίδιο ενδέχεται να συμβεί σε περιπτώσεις εξαιρετικά μεγάλης διείσδυσης όπου από την μια μεριά η οικονομία κλίμακας επιδρά θετικά στη βιωσιμότητα των επενδύσεων, από την άλλη μεριά όμως το σύστημα ενδέχεται να μην είναι ικανό να απορροφήσει όλη την παραγόμενη ενέργεια με αποτέλεσμα τη μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης των Αιολικών Πάρκων, γεγονός που επιδρά αρνητικά στη βιωσιμότητα των επενδύσεων.

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Αιολικών Πάρκων αλλά και ο τρόπος γεωγραφικής κατανομής τους καθορίζουν ένα "Σενάριο Ανάπτυξης Αιολικών Πάρκων" το οποίο επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς (άρα και τα αντίστοιχα κόστη των νέων έργων μεταφοράς) καθώς και των απωλειών μεταφοράς.

♦ Κανόνες ένταξης μονάδων

Το πρόβλημα της ένταξης μονάδων παραγωγής συνίσταται στον καθορισμό των μονάδων εκείνων (θερμικών, ανεμογεννητριών) που πρέπει να βρίσκονται σε λειτουργία, καθώς και η ισχύς παραγωγής τους έτσι ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση με τρόπο αξιόπιστο και ασφαλές, αλλά και με βάση κάποιο κριτήριο βελτιστοποίησης.

Στην παρούσα διατριβή εξετάζονται οι εξής εναλλακτικοί τρόποι ένταξης:

1. Οικονομική ένταξη για την Ηλεκτρική Εταιρεία

Η ένταξη των μονάδων γίνεται κατά τέτοιο τρόπο έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος λειτουργίας για την Ηλεκτρική Εταιρεία. Οι μονάδες παραγωγής εντάσσονται κατά αύξουσα σειρά διαφορικού κόστους παραγωγής. Ως κόστος παραγωγής θεωρείται το κόστος καυσίμου καθώς και το κόστος φορολόγησης αερίων ρύπων. Για τα αιολικά πάρκα αυτό το κόστος είναι σταθερό και ισούται με την τιμή πώλησης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στη Ηλεκτρική Εταιρεία.

2. Μεγιστοποίηση παραγωγής Αιολικών Πάρκων

Η ένταξη των μονάδων γίνεται κατά τέτοιο τρόπο έτσι ώστε να μεγιστοποιείται η παραγόμενη από τα Α/Π ενέργεια. Ο 'Μοναδικός Αγοραστής' (Ηλεκτρική Εταιρία) αγοράζει όλη τη διαθέσιμη παραγόμενη ενέργεια από τα Αιολικά Πάρκα αν αυτό είναι τεχνικά εφικτό, ακόμα και αν κάτι τέτοιο δεν είναι οικονομικά βέλτιστο για την Ηλεκτρική Εταιρία. Οι θερμικές μονάδες εντάσσονται με οικονομικό τρόπο όπως στην προηγούμενη περίπτωση.

3. Ελαχιστοποίηση εκπομπών αερίων ρύπων

Οι μονάδες εντάσσονται με τέτοιο τρόπο έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθεί η εκπομπή κάποιου συγκεκριμένου ρύπου ή όλων των ρύπων συνολικά. Δίνεται προτεραιότητα στην ένταξη των Α/Π (αν αυτό είναι τεχνικά εφικτό), ενώ οι θερμικές μονάδες εντάσσονται κατά αύξουσα σειρά διαφορετικών εκπομπών.

◆ Τιμές Πώλησης Ενέργειας από Ανεξάρτητους Παραγωγούς στην Ηλεκτρική Εταιρία

Επηρεάζει άμεσα τα πλεονάσματα των παραγωγών, καθώς καθορίζει τα έσοδα των ανεξάρτητων παραγωγών από την πώληση της ενέργειας που παράγουν, και ισοδύναμα τα έξοδα της Ηλεκτρικής Εταιρίας για την αγορά της ενέργειας αυτής. Το πλεόνασμα των παραγωγών επηρεάζεται και έμμεσα όμως καθώς αν εφαρμόζεται ο πρώτος κανόνας ένταξης μονάδων (οικονομικότητα για την Ηλεκτρική Εταιρία), επηρεάζεται και η παραγόμενη από τα Αιολικά Πάρκα ενέργεια καθώς και τα αντίστοιχα μεγέθη (καταναλώσεις καυσίμων, μη εξυπηρετούμενη ενέργεια κ.λ.π). Στην περίπτωση αυτή επηρεάζεται και το πλεόνασμα των καταναλωτών μέσω της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

◆ Περιβαλλοντικά και Κοινωνικά Κόστη

Τα περιβαλλοντικά κόστη υπολογίζονται βάσει του κόστους των απαραίτητων τεχνικών μέσων για τη μείωση των ρύπων. Για τη φορολόγηση των εκπομπών CO₂, SO₂ και NO_x μπορούν να εξεταστούν εναλλακτικά οι ακόλουθες δύο περιπτώσεις:

- Φορολόγηση στην παραγόμενη ενέργεια των θερμικών μονάδων
- Φορολόγηση στις εκπομπές

Θα ληφθούν ακόμα υπόψη και παράγοντες που αφορούν κοινωνικά κόστη.

◆ Επιδότησεις και Οικονομικά Σχήματα

Σημαντικός παράγοντας για την πρόκληση επενδυτικού ενδιαφέροντος στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ αποτελεί η αποδοτικότητα αυτών των επενδύσεων. Όπως έχει ήδη αναφερθεί στην εισαγωγή, οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ είναι επενδύσεις εντάσεως κεφαλαίου, ενώ εν γένει δεν είναι ανταγωνιστικές ως προς τις συμβατικές μεθόδους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι απαραίτητο, επομένως να εξεταστούν τα οικονομικά σχήματα που αφορούν τις ιδιωτικές επενδύσεις στον τομέα των ΑΠΕ και ενθαρρύνουν την εκμετάλλευσή τους. Πιο συγκεκριμένα θα εξεταστούν οι ακόλουθες παράμετροι:

- Επιδότηση επί του αρχικού κόστους της επένδυσης
 - Δάνειο επί του αρχικού κόστους της επένδυσης
 - Επιδοτήσεις στην παραγόμενη από τα Α/Π ενέργεια
 - Επιδότηση στα επιτόκια δανεισμού των Ανεξάρτητων Παραγωγών
- ◆ Κατανομή δαπανών νέων έργων μεταφοράς και απωλειών

Η σύνδεση των Αιολικών Πάρκων με το δίκτυο της Ηλεκτρικής Εταιρίας αποτελεί συχνά εμπόδιο στην εκμετάλλευσή τους, καθώς οι διαθέσιμες τοποθεσίες για εγκατάσταση τέτοιων μονάδων βρίσκονται συνήθως σε απομακρυσμένες περιοχές, όπου το δίκτυο είναι συνήθως αρκετά ασθενές. Έτσι, το κόστος κατασκευής των απαραίτητων έργων για τη διανομή της παραγόμενης ισχύος είναι συγκρίσιμο με το κόστος εγκατάστασης των αιολικών πάρκων. Εξετάζεται, επομένως, η κατανομή δαπανών για τα παραπάνω έργα, τα οποία επιβαρύνουν τόσο τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς, όσο και την Ηλεκτρική Εταιρία.

Επιπλέον, στα μεσαίου μεγέθους αυτόνομα συστήματα τα οποία διαθέτουν δίκτυο μεταφοράς υψηλής τάσης το οποίο συνήθως δεν είναι ακτινικό αλλά σχηματίζει βρόχους, η ύπαρξη των αιολικών πάρκων ενδέχεται να δημιουργήσει προβλήματα σε ορισμένα σημεία του δικτύου στα οποία θα εμφανιστούν αδυναμίες και θα χρειαστούν ενίσχυση. Για το λόγο αυτό πρέπει να εξεταστεί ο τρόπος καταμερισμού του κόστους και αυτών των έργων. Τέλος στα συστήματα αυτά πρέπει να εξεταστεί και ο τρόπος καταμερισμού του κόστους απωλειών και κυρίως των απωλειών επί του δικτύου σύνδεσης των αιολικών πάρκων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται οι σημαντικότερες δημοσιεύσεις που έχουν δημοσιευθεί τα τελευταία χρόνια στη διεθνή βιβλιογραφία και αφορούν τα επιμέρους θέματα που εξετάζονται στην παρούσα διατριβή. Οι δημοσιεύσεις αυτές καλύπτουν τα παρακάτω τρία βασικά πεδία έρευνας:

1. Προσομοίωση λειτουργίας συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Ανάπτυξη δικτύου μεταφοράς.
3. Μεταβατική συμπεριφορά συστήματος – εκτίμηση μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης

Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι λόγω του γεγονότος ότι στην παρούσα εργασία γίνεται μια προσπάθεια συνολικής αντιμετώπισης των προβλημάτων που προκύπτουν από την διείσδυση αιολικής ενέργειας στα Σ.Η.Ε δεν είναι δυνατή η παρουσίαση του συνολικού όγκου των εργασιών που έχουν παρουσιαστεί στα αντίστοιχα πεδία έρευνας. Για το λόγο αυτό παρουσιάζονται κυρίως δημοσιεύσεις οι οποίες αντιμετωπίζουν τα αντίστοιχα προβλήματα με τρόπους που ομοιάζουν με αυτούς που εφαρμόζονται στην παρούσα εργασία.

3.1 Προσομοίωση Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται το πρόβλημα της Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής όπως αυτό έχει αντιμετωπιστεί από διάφορους ερευνητές τα τελευταία χρόνια και κατόπιν παρουσιάζονται αναλυτικότερα τα βασικότερα σημεία ορισμένων δημοσιεύσεων που έχουν παρουσιαστεί στη βιβλιογραφία.

3.1.1 Γενικά

Το πρόβλημα της προσομοίωσης της λειτουργίας συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα κλασικό πρόβλημα ανάλυσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και αφορά τον υπολογισμό διαφόρων μεγεθών που έχουν σχέση με τη λειτουργία των μονάδων παραγωγής των Σ.Η.Ε. όπως η παραγόμενη ενέργεια από κάθε μονάδα, η κατανάλωση καυσίμων, οι ώρες λειτουργίας κάθε μονάδας κ.λ.π. για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Ο υπολογισμός των παραπάνω γίνεται λαμβάνοντας υπόψη διάφορους περιορισμούς που αφορούν τόσο τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής όσο και την ομαλή λειτουργία του Σ.Η.Ε. Η ύπαρξη Α/Γ στο σχήμα παραγωγής καθιστά την λύση του προβλήματος δυσχερέστερη καθότι η παραγωγή των Α/Γ δεν μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια καθώς εξαρτάται από μετεωρολογικά δεδομένα, η δε λειτουργία τους επιφέρει επιπλέον λειτουργικούς περιορισμούς. Έτσι, οι προτεινόμενες μεθοδολογίες που έχουν κατά καιρούς αναπτυχθεί εστιάζονται κυρίως στην ανάπτυξη ικανοποιητικών μοντέλων για τον υπολογισμό της παραγωγής των Α/Γ, και η ένταξη των μοντέλων αυτών στους κλασικούς αλγορίθμους προσομοίωσης παραγωγής Σ.Η.Ε.

Δύο βασικές θεωρήσεις έχουν ακολουθηθεί για την προσομοίωση του συστήματος παραγωγής:

Η *Χρονολογική Προσομοίωση* που συνίσταται στον ώρα προς ώρα (ή διαφορετικού χρονικού βήματος) υπολογισμό της ισχύος εξόδου κάθε μονάδας παραγωγής με βάση αντίστοιχες χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου και φορτίου. Με τη μέθοδο αυτή γίνεται χρήση διαφόρων μοντέλων των μονάδων παραγωγής και λαμβάνονται υπόψη αναλυτικά οι περιορισμοί λειτουργίας του συστήματος. Για το λόγο αυτό η μεθοδολογία αυτή οδηγεί σε ακριβείς υπολογισμούς των υπό εξέταση μεγεθών. Το βασικό μειονέκτημα της μεθόδου έγκειται στο μεγάλο υπολογιστικό κόστος που απαιτεί καθώς και στο μεγάλο πλήθος των παραμέτρων για την αναλυτική περιγραφή των διαφόρων διατάξεων των μονάδων.

Η *Πιθανοτική Προσομοίωση* που αντιμετωπίζει την ισχύ εξόδου των μονάδων και του φορτίου ως τυχαίες μεταβλητές και παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα ιδιαίτερα όσον αφορά τον απαιτούμενο χρόνο εκτέλεσής τους σε Η/Υ. Για το λόγο αυτό η Πιθανοτική Προσομοίωση είναι κατάλληλη σε προβλήματα όπου απαιτείται επαναληπτική εφαρμογή ενός αλγορίθμου προσομοίωσης για την αξιολόγηση εναλλακτικών σεναρίων λειτουργίας και ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής ενός Σ.Η.Ε και ο απαιτούμενος χρόνος προσομοίωσης είναι πολύ μεγάλος (μερικά χρόνια). Ένα άλλο πλεονέκτημα της μεθόδου είναι ότι απαιτεί μικρό αριθμό δεδομένων γεγονός που την καθιστά εύκολη στην εφαρμογή. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εφαρμογή πιθανοτικών αλγορίθμων πιθανώς να μην είναι τόσο ακριβή όσο αυτά που προκύπτουν με την εφαρμογή της Χρονολογικής Προσομοίωσης καθότι τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται για την αναπαράσταση των μονάδων παραγωγής δεν είναι λεπτομερή. Κάτι τέτοιο άλλωστε δεν θα είχε νόημα καθότι στην Πιθανοτική Προσομοίωση συνήθως χάνεται η έννοια της χρονικής αλληλουχίας των γεγονότων. Παρόλα αυτά, όπως θα φανεί στην παρουσίαση ορισμένων δημοσιεύσεων που ακολουθεί, από πολλούς ερευνητές γίνεται προσπάθεια ένταξης στους πιθανοτικούς αλγορίθμους τεχνικών που προσομοιάζουν διάφορα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής καθώς και κανόνων λειτουργίας του συστήματος, που σκοπό έχουν μία πιο λεπτομερή και ρεαλιστική προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής.

Στην παράγραφο που ακολουθεί περιγράφονται διάφοροι αλγόριθμοι και τεχνικές που έχουν παρουσιαστεί στη βιβλιογραφία. Η περιγραφή εστιάζεται κυρίως σε εργασίες που εφαρμόζουν αλγόριθμους *Πιθανοτικής Προσομοίωσης* αφού ένας τέτοιος αλγόριθμος έχει αναπτυχθεί και στην παρούσα διατριβή.

3.1.2 Παρουσίαση Δημοσιεύσεων

Στις [1] και [2] παρουσιάστηκε για πρώτη φορά η έννοια του ισοδύναμου φορτίου που αποτελεί βασική έννοια στους αλγορίθμους πιθανοτικής προσομοίωσης. Το φορτίο L του συστήματος θεωρείται τυχαία μεταβλητή και το ισοδύναμο φορτίο Q_i μετά την ένταξη i μονάδων στο σύστημα ορίζεται επαναληπτικά ως:

$$Q_0 = L$$

$$Q_i = Q_{i-1} + O_i \quad i = 1, \dots, N$$

και παριστάνει το φορτίο που μένει να καλυφθεί από τις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος.

Η O_i είναι τυχαία μεταβλητή που παριστάνει την πιθανότητα αστοχίας της i μονάδας λόγω βλάβης.

Στην [3], από την καμπύλη διάρκειας φορτίου για μια χρονική περίοδο T κατασκευάζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής L που παριστάνει το φορτίο του συστήματος. Επίσης για κάθε μονάδα του συστήματος παραγωγής κατασκευάζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της διαθεσιμότητας της μονάδας, που είναι ένα διακριτό μοντέλο k καταστάσεων, όπου k το πλήθος των θεωρούμενων επιπέδων παραγωγής της μονάδας λόγω των τυχαίων βλαβών που ενδέχεται να εμφανιστούν σε αυτή. Αποδεικνύεται ότι η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής του ισοδύναμου φορτίου προκύπτει επαναληπτικά από την συνέλιξη της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της διαθεσιμότητας της i -στης μονάδας και της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας του ισοδύναμου φορτίου που έχει προκύψει από την ένταξη της μονάδας $i-1$. Με βάση το ισοδύναμο φορτίο υπολογίζεται για κάθε μονάδα η αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια, ο αναμενόμενος χρόνος λειτουργίας και η αναμενόμενη κατανάλωση καυσίμου. Με τη διαδικασία πιθανοτικής προσομοίωσης εκτιμάται παράλληλα και η αξιοπιστία του συστήματος μέσω των υπολογιζόμενων τιμών των δεικτών "Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου" (Loss Of Load Probability- LOLP) και "Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια" (Unserved Energy). Η Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου εκφράζει την πιθανότητα υπό την οποία η παραγόμενη από το σύστημα ισχύς είναι μικρότερη ή ίση από το φορτίο, ενώ η τιμή της Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας παριστάνει την ενέργεια την οποία αδυνατεί να εξυπηρετήσει το σύστημα μετά την ένταξη όλων των διαθέσιμων μονάδων του συστήματος. Και οι δύο αυτοί δείκτες αναφέρονται στο χρονικό διάστημα προσομοίωσης.

Στην [4] προτείνεται μία διαφορετική μέθοδος γνωστή και ως 'Μέθοδος των Ροπών' (Method of Moments). Και εδώ χρησιμοποιείται η έννοια του ισοδύναμου φορτίου καθώς και οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας της διαθεσιμότητας κάθε μονάδας παραγωγής. Για τον υπολογισμό της συνέλιξης των τυχαίων μεταβλητών χρησιμοποιείται η θεωρία επέκτασης Gram-Charlie με βάση την οποία προσεγγίζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας μιας τυχαίας μεταβλητής από τις ροπές της. Αποδεικνύεται [5] ότι η συνέλιξη ανεξάρτητων τυχαίων μεταβλητών προσεγγίζεται με την σειρά Gram-Charlie η οποία αποτελείται από όρους μίας κανονικοποιημένης μεταβλητής, και εκφράζεται συναρτήσει της κανονικής κατανομής, των παραγώγων αυτής και των ροπών των τυχαίων μεταβλητών. Η αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια από κάθε μονάδα υπολογίζεται ως η διαφορά στην μη εξυπηρετούμενη ενέργεια του συστήματος πριν και μετά την ένταξή της. Δεδομένου ότι η καμπύλη ισοδύναμου φορτίου εκφράζεται συναρτήσει της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της κανονικής κατανομής ο παραπάνω υπολογισμός γίνεται χωρίς αριθμητική ολοκλήρωση και γι'αυτό είναι εξαιρετικά ταχύς.

Παραλλαγή της μεθόδου των ροπών αποτελεί η μέθοδος των "αθροιστικών ροπών" (comulant method) [6] η οποία στηρίζεται επίσης στην θεωρία της συνέλιξης με την θεωρία επέκτασης Gram-Charlie, και σε ελαφρώς τροποποιημένους υπολογισμούς.

Και οι δύο παραπάνω μέθοδοι ροπών, αν και είναι ταχείες υπολογιστικά, παρουσιάζουν τα εξής μειονεκτήματα: δεν αντιπροσωπεύουν ικανοποιητικά καμπύλες φορτίου που απέχουν πολύ από την κανονική κατανομή και παρουσιάζουν μεγάλα σφάλματα όταν εφαρμοστούν σε συστήματα με μικρό αριθμό μονάδων, συστήματα με μονάδες που εμφανίζουν μικρούς ρυθμούς μη προγραμματιζόμενων διακοπών (μεγάλη διαθεσιμότητα) και συστήματα τα οποία περιέχουν μονάδες με μεγάλες διαφορές στην ονομαστική τους ισχύ.

Στην [7] παρουσιάζεται μια τροποποίηση της μεθόδου των ροπών. Η μέθοδος βασίζεται στην δημιουργία της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της ζήτησης της ημερήσιας χρονολογικής καμπύλης. Η διαδικασία της συνέλιξης γίνεται με κατάλληλη πρόσθεση των στατιστικών ροπών των ωριαίων φορτίων και της διαθεσιμότητας των μονάδων. Με την χρήση των ωριαίων φορτίων και της συνάρτησης συχνότητας ζήτησης αποφεύγεται η χρήση καμπύλης διάρκειας φορτίου και τα σφάλματα που εμπεριέχονται στην προσέγγιση της.

Οι εργασίες που ακολουθούν αφορούν μεθοδολογίες προσομοίωσης του συστήματος παραγωγής που περιλαμβάνουν εκτός από θερμικές μονάδες και Α/Γ.

Στις [8] και [9] παρουσιάζεται ένας αλγόριθμος για την μοντελοποίηση μονάδων "μη ελεγχόμενης εισόδου" όπως είναι οι Α/Γ). Το φορτίο και η διαθέσιμη ισχύς των μονάδων αυτών θεωρούνται στατιστικά εξαρτημένες. Η εξάρτηση αυτή αντιπροσωπεύεται από ένα περιοδικό όρο (που εξαρτάται από την ώρα της ημέρας) και από έναν τυχαίο όρο που οφείλεται στις τυχαίες μετεωρολογικές μεταβολές. Η μέθοδος προσομοίωσης που ακολουθείται αποτελεί επέκταση της μεθόδου Bouth-Beleraux ([11],[12]) και στηρίζεται στον επαναληπτικό προσδιορισμό του ισοδυνάμου φορτίου. Ο συσχετισμός μεταξύ του φορτίου (άρα και του ισοδυνάμου φορτίου) που οφείλεται στις περιοδικές κινήσεις αντιστοίχων χρονοσειρών απομακρύνεται με το χωρισμό της περιόδου προσομοίωσης σε υποπεριόδους. Για κάθε υποπερίοδο κατασκευάζεται μια καμπύλη διάρκειας φορτίου. Η εξάρτηση που οφείλεται σε τυχαία μετεωρολογικά δεδομένα θεωρείται γραμμική και αντιμετωπίζεται με τον μετασχηματισμό των τυχαίων μεταβλητών του ισοδυνάμου φορτίου και της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής σε ανεξάρτητες μεταβλητές.

Η [10] αποτελεί μία βελτίωση της προηγούμενης μεθόδου και αποτελεί επέκταση της μεθόδου αθροιστικών ροπών όταν το φορτίο και η ισχύς εξόδου είναι εξαρτημένες τυχαίες μεταβλητές.

Στην [11] αναπτύσσεται ένας πιθανοτικός αλγόριθμος προσομοίωσης του συστήματος παραγωγής με διείσδυση αιολικής ενέργειας. Χρησιμοποιείται μοντέλο δύο καταστάσεων για την περιγραφή της διαθεσιμότητας των θερμικών μονάδων και μοντέλο πολλών καταστάσεων για την περιγραφή της διαθεσιμότητας των Α/Γ. Το μοντέλο διαθεσιμότητας των Α/Γ κατασκευάζεται χρησιμοποιώντας την καμπύλη εισόδου εξόδου της Α/Γ και κατάλληλων χρονοσειρών ανέμου. Η προσομοίωση γίνεται σε ετήσιο κύκλο, κάθε έτος όμως χωρίζεται σε επιμέρους περιόδους προκειμένου να ληφθεί υπόψη ο ταυτοχρονισμός της ταχύτητας ανέμου και του φορτίου. Για τον ίδιο λόγο κάθε περίοδος χωρίζεται σε 'ζώνες' φορτίου. Κάθε ζώνη φορτίου περιλαμβάνει τις ώρες εκείνες για τις οποίες η τιμή του φορτίου βρίσκεται σε συγκεκριμένο εύρος. Για κάθε ζώνη φορτίου κατασκευάζεται μία καμπύλη διάρκειας φορτίου και για τις αντίστοιχες ώρες της ζώνης κατασκευάζονται τα μοντέλα διαθεσιμότητας των Α/Γ. Η ένταξη των μονάδων γίνεται βάση μιας μικτής (θερμικών μονάδων και Α/Γ) λίστας ένταξης μονάδων που υλοποιεί την οικονομική ένταξη των θερμικών μονάδων όσον αφορά τις θερμικές μονάδες, και την ομαλή λειτουργία του συστήματος όσον αφορά τις Α/Γ. Επίσης θεωρείται ότι μόνο ένα ποσοστό του συνολικού φορτίου μπορεί να καλύπτεται κάθε φορά από τις Α/Γ προκειμένου να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία του συστήματος. Η προσομοίωση τελικά γίνεται για κάθε ζώνη φορτίου και τα αποτελέσματα αθροίζονται για κάθε περίοδο του έτους και τέλος για κάθε έτος της μελέτης. Για την προσομοίωση χρησιμοποιούνται οι τεχνικές του ισοδυνάμου φορτίου και της συνέλιξης των διαφόρων συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας.

Στην [12] προκειμένου να γίνει οικονομική αποτίμηση της λειτουργίας ενός Α/Π που περιέχει όμοιες ανεμογεννήτριες και εξυπηρετεί κάποιο φορτίο, το Α/Π θεωρείται ότι λειτουργεί παράλληλα σε άπειρο ζυγό με τον οποίο μπορούν να πραγματοποιούνται ανταλλαγές ενέργειας. Θεωρείται ανεξαρτησία των τυχαίων μεταβλητών του φορτίου και της παραγωγής του Α/Π. Επίσης το Α/Π θεωρείται απόλυτα αξιόπιστο ($PM_{PIA}=0$). Ο υπολογισμός της παραγόμενης από το Α/Π ενέργειας γίνεται με την μέθοδο του ισοδυνάμου φορτίου και της συνέλιξης των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας.

Στην [13] στα πλαίσια μιας μεθόδου για τον προσδιορισμό της οικονομικής απόδοσης από τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας, παρουσιάζεται ένας αλγόριθμος προσομοίωσης συστήματος παραγωγής με χρήση τεχνικών Monte Carlo. Μοντελοποιούνται οι λειτουργικοί περιορισμοί των θερμικών μονάδων καθώς και οι τυχαίες μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου και του φορτίου με χρήση τεχνικών Box & Jenkins [14]. Θεωρείται ότι οι Α/Γ καλύπτουν φορτία αιχμής.

Στην [15] παρουσιάζεται ένα πολύ αναλυτικό μοντέλο που χρησιμοποιεί χρονικό μεταβλητό βήμα από 1 λεπτό έως 1 ώρα και χρησιμοποιείται για την προσομοίωση συστημάτων με μεγάλη αιολική διείσδυση. Το μοντέλο χρησιμοποιεί ένα πλήθος μεταβλητών και λαμβάνει υπόψη πρακτικές που ακολουθούνται από τους χειριστές του συστήματος. Το μοντέλο εφαρμόζεται για την εξέταση αιολικής διείσδυσης στα νησιά Shetland. Στις [16] και [17] γίνεται σύγκριση του μοντέλου με βάση απολογιστικά στοιχεία της λειτουργίας του συστήματος, ενώ στη [18] παρουσιάζονται αποτελέσματα από την εφαρμογή του μοντέλου για το σύστημα της Χίου.

Στην [19] παρουσιάζεται μία άλλη εφαρμογή τεχνικών Monte Carlo για την προσομοίωση του συστήματος παραγωγής με σκοπό τον υπολογισμό δεικτών αξιοπιστίας. Χρησιμοποιούνται πιθανοτικά μοντέλα δύο ή τριών καταστάσεων για τη διαθέσιμη ισχύ των μονάδων βάσης [20] και τεσσάρων καταστάσεων για τις μονάδες αιχμής [21]. Οι Α/Γ αντιμετωπίζονται ως μονάδες βάσης. Για την κατασκευή του μοντέλου διαθεσιμότητας των Α/Γ χρησιμοποιούνται χρονοσειρές ανέμου, η καμπύλη εισόδου εξόδου τους καθώς και ο P.M.P.A. τους [22],[23]. Τελικά κατασκευάζεται το μοντέλο της συνολικής διαθέσιμης ισχύος παραγωγής και βάση αυτού υπολογίζονται διάφοροι δείκτες αξιοπιστίας.

3.2 Ανάπτυξη Δικτύου Μεταφοράς

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται το πρόβλημα της Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς όπως αυτό έχει αντιμετωπιστεί από διάφορους ερευνητές τα τελευταία χρόνια και κατόπιν παρουσιάζονται αναλυτικότερα τα βασικότερα σημεία ορισμένων δημοσιεύσεων που έχουν παρουσιαστεί στη βιβλιογραφία.

3.2.1 Γενικά

Το πρόβλημα της Ανάπτυξης του Δικτύου Μεταφοράς ενός Σ.Η.Ε είναι και αυτό ένα κλασικό πρόβλημα που έχει απασχολήσει τους ερευνητές εδώ και πολλά χρόνια. Παρ' όλα αυτά, μέχρι στιγμής δεν έχει παρουσιαστεί στην βιβλιογραφία κανένας αλγόριθμος που να λαμβάνει υπόψη την ύπαρξη στο σύστημα Α/Π. Αυτό εν μέρη μπορεί να δικαιολογηθεί από το γεγονός ότι οι αλγόριθμοι που έχουν ήδη αναπτυχθεί αφορούν κυρίως μεγάλα Σ.Η.Ε εγκατεστημένης ισχύος παραγωγής πολλών MW, μικρού ποσοστού των οποίων αποτελούν τα Α/Π. Έτσι οι επίδραση των Α/Γ στο δίκτυο μεταφοράς εξετάζεται μόνο

τοπικά στα σημεία σύνδεσης των Α/Π και θεωρείται ότι δεν επηρεάζει το συνολικότερο δίκτυο. Για το λόγο αυτό στην βιβλιογραφική επισκόπηση της παρούσας διατριβής αναφέρονται μόνο εργασίες που ασχολούνται με γενικούς αλγορίθμους ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς.

Το γενικό πρόβλημα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς εντοπίζεται στον προσδιορισμό του βέλτιστου τρόπου ενίσχυσης ενός υφιστάμενου δικτύου μεταφοράς (νέες γραμμές μεταφοράς, νέοι Μετασχηματιστές, νέοι Υποσταθμοί) έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται η τιμή κατάλληλα επιλεγμένης αντικειμενικής συνάρτησης κόστους, με ταυτόχρονη ικανοποίηση λειτουργικών περιορισμών του Σ.Η.Ε. για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

Οι διάφοροι αλγόριθμοι που έχουν κατά καιρούς αναπτυχθεί από διάφορους ερευνητές διαφοροποιούνται κυρίως ως προς τα εξής:

Αντικειμενική Συνάρτηση

Η επιλογή της προς ελαχιστοποίηση Αντικειμενικής Συνάρτησης καθορίζει και την έννοια του "Βέλτιστου" σεναρίου ανάπτυξης. Συνήθως επιλέγεται ως το συνολικό κόστος εγκατάστασης των νέων έργων για τον χρονικό ορίζοντα μελέτης. Άλλες αντικειμενικές συναρτήσεις που χρησιμοποιούνται από διάφορους ερευνητές είναι οι εξής:

- Άθροισμα του κόστους εγκατάστασης νέων έργων και του κόστους παραγωγής ενέργειας για τον χρονικό ορίζοντα μελέτης
- Άθροισμα του κόστους εγκατάστασης νέων έργων και του κόστους απωλειών ενέργειας επί του δικτύου μεταφοράς για το χρονικό ορίζοντα μελέτης
- Άθροισμα του κόστους εγκατάστασης νέων έργων, του κόστους παραγωγής ενέργειας και του κόστους μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για το χρονικό ορίζοντα μελέτης
- Συνδυασμούς των παραπάνω αντικειμενικών συναρτήσεων σε διαφορετικές φάσεις επίλυσης του προβλήματος
- Διάφορες άλλες αντικειμενικές συναρτήσεις

Επίλυση εξισώσεων μονίμου κατάστασης λειτουργίας

Η εξισώσεις μονίμου κατάστασης λειτουργίας του Σ.Η.Ε (εξισώσεις ροής φορτίου) αποτελούν τους βασικότερους περιορισμούς του προβλήματος και για το λόγο αυτό η μέθοδος επίλυσής τους αποτελεί βασικό χαρακτηριστικό του συνολικού αλγορίθμου επίλυσης όσον αφορά την ταχύτητα επίλυσης του προβλήματος σε Η/Υ αλλά και την ακρίβεια του αλγορίθμου. Χρησιμοποιούνται είτε οι κλασικές στην ανάλυση Σ.Η.Ε εξισώσεις ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος (AC Load Flow) που είναι χρονοβόρες στην επίλυση τους αλλά οδηγούν σε ακριβή αποτελέσματα είτε οι εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος (DC Load Flow) που επιλύονται ταχύτατα δεν οδηγούν όμως σε ακριβείς λύσεις. Επίσης σε διάφορες δημοσιεύσεις χρησιμοποιούνται και οι δύο μέθοδοι σε διαφορετικές φάσεις επίλυσης του προβλήματος.

Λειτουργικοί περιορισμοί

Οι εξισώσεις ροής φορτίου και τα όρια φόρτισης των κυκλωμάτων λαμβάνονται υπόψη από όλους τους προτεινόμενους αλγόριθμους επίλυσης του προβλήματος. Επιπλέον περιορισμοί που λαμβάνονται υπόψη είναι οι εξής:

- Όρια στα μέτρα των τάσεων στους ζυγούς του συστήματος
- Όρια στις φασικές γωνίες τάσεων των ζυγών του δικτύου
- Όρια στην ενεργό και άεργο παραγωγή των μονάδων παραγωγής
- Όρια στην μέγιστη επιτρεπόμενη απόρριψη φορτίου
- Όρια στις απώλειες μεταφοράς
- Κατασκευαστικοί περιορισμοί
- Όρια στο συνολικό κόστος νέων έργων
- Εξέταση αξιοπιστίας (Εφαρμογή κριτηρίων N-1, N-2 κ.λ.π.)

Εύρεση βέλτιστου σεναρίου ανάπτυξης

Κατά την επίλυση του προβλήματος Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς εξετάζεται ένα πολύ μεγάλο πλήθος υποψηφίων σεναρίων ανάπτυξης και επιλέγονται τελικά εκείνα που ικανοποιούν τους λειτουργικούς περιορισμούς που κάθε αλγόριθμος έχει θέσει. Για την εύρεση του σεναρίου που οδηγεί στην ελαχιστοποίηση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης εφαρμόζεται μία από τις παρακάτω μεθόδους:

- Μέθοδος Γραμμικού Προγραμματισμού
- Μέθοδος Δυναμικού Προγραμματισμού
- Διακριτή Βελτιστοποίηση
- Ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός
- Ευρετικές (heuristic) μέθοδοι, κ.α

Σε κάποιους αλγορίθμους επιλύεται ταυτόχρονα και το πρόβλημα ανάπτυξης συστήματος παραγωγής, που στους περισσότερους αλγορίθμους θεωρείται δεδομένο.

Φιλτράρισμα σεναρίων ανάπτυξης δικτύου μεταφοράς

Το πλήθος όλων των υποψηφίων σεναρίων ανάπτυξης ενός δικτύου μεταφοράς είναι πάρα πολύ μεγάλο. Για το λόγο αυτό η εξέταση όλων αυτών των σεναρίων είναι πρακτικά αδύνατη. Στους διάφορους αλγόριθμους που έχουν αναπτυχθεί εφαρμόζονται τεχνικές φιλτραρίσματος των πιθανών σεναρίων ανάπτυξης και καθορισμού ενός υποσυνόλου αυτών που η πιθανότητα να βρίσκεται το βέλτιστο είναι πολύ μεγάλη. Τέτοιες τεχνικές φιλτραρίσματος είναι οι παρακάτω:

- Ανάλυση ευαισθησίας
- Σαφής απαρίθμηση, κ.α

Αποσύζευξη προβλημάτων

Κατά την διαδικασία επίλυσης, κάποιοι από τους αλγορίθμους χρησιμοποιούν τεχνικές αποσύζευξης των επιμέρους προβλημάτων με σκοπό την απλοποίηση τους.

Πρέπει τέλος να τονιστεί ότι όλοι οι προτεινόμενοι αλγόριθμοι ασχολούνται μόνο με γραμμές μεταφοράς μεταξύ υπαρχόντων υποσταθμών του δικτύου ως πιθανά στοιχεία

ενίσχυσης του, πράγμα όχι ιδιαίτερα ρεαλιστικό καθώς δεν αντιμετωπίζουν το θέμα κατασκευής νέων υποσταθμών, που αποτελεί λύση αρκετά ρεαλιστική στην πράξη.

3.2.2 Παρουσίαση Δημοσιεύσεων

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται περιληπτικά τα βασικότερα σημεία ορισμένων δημοσιεύσεων που έχουν παρουσιαστεί στη βιβλιογραφία.

Στην [24] θεωρείται ως αντικειμενική συνάρτηση το κόστος εγκατάστασης των νέων στοιχείων, ενώ δεν λαμβάνεται υπόψη το κόστος λειτουργίας του συστήματος και το κόστος απωλειών. Για την εξέταση της επάρκειας του συστήματος χρησιμοποιούνται δείκτες αξιοπιστίας για κάθε ζυγό του συστήματος, ενώ ταυτόχρονα ελέγχονται οι ροές ισχύος στα στοιχεία του Δικτύου και οι τάσεις στους ζυγούς για κανονικές συνθήκες λειτουργίας (χωρίς διαταραχές). Χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος. Τα εναλλακτικά σενάρια επέκτασης του δικτύου προτείνονται με εμπειρικό τρόπο. Εξετάζονται στιγμιότυπα μεγίστου και ενδιάμεσου φορτίου, ενώ η ανάπτυξη του συστήματος παραγωγής θεωρείται δεδομένη.

Στην [25] αντιμετωπίζονται ταυτόχρονα τα προβλήματα ανάπτυξης συστήματος παραγωγής και μεταφοράς. Ως αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνεται το άθροισμα του κόστους εγκατάστασης νέων στοιχείων, του κόστους παραγωγής ενέργειας καθώς και του κόστους μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Το πρόβλημα επιλύεται με χρήση πιθανοτικών τεχνικών για την περιγραφή τόσο του φορτίου σε κάθε ζυγό του συστήματος όσο και της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής και τεχνικών Monte Carlo. Η εύρεση του βέλτιστου σεναρίου ανάπτυξης επιτυγχάνεται με χρήση τεχνικών γραμμικού προγραμματισμού. Χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος καθότι ως περιορισμός θεωρείται η ροή ενεργού ισχύος στα στοιχεία του δικτύου μεταφοράς.

Ταυτόχρονη αντιμετώπιση των δύο προβλημάτων παρουσιάζεται και στην [26] με την διαφορά ότι η προτεινόμενη μεθοδολογία επιλύει και το πρόβλημα της εύρεσης της πιο συμφέρουσας τοποθέτησης των νέων γεννητριών στους ζυγούς του συστήματος. Στην αρχή τοποθετούνται όλες οι υποψήφιες γεννήτριες σε ένα φανταστικό ζυγό ο οποίος συνδέεται με φανταστικές γραμμές με όλους τους υπαρκτούς ζυγούς του συστήματος. Με επίλυση των εξισώσεων ροής φορτίου επιλέγεται η σύνδεση της κάθε γεννήτριας (από την μεγαλύτερη στην μικρότερη) στο ζυγό εκείνον με τον οποίο η διασυνδεδετική γραμμή φορτίζεται περισσότερο έτσι ώστε να μειωθούν οι απώλειες μεταφοράς. Το πρόβλημα ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς επιλύεται στην συνέχεια με χρήση τεχνικών γραμμικού προγραμματισμού. Η αντικειμενική συνάρτηση είναι το κόστος εγκατάστασης των νέων έργων. Τέλος εξετάζονται διάφορες συνθήκες φόρτισης του συστήματος καθώς και διάφορες λειτουργικές καταστάσεις.

Ο αλγόριθμος που προτείνεται στην [27] θεωρεί ως ικανοποιητικό ένα δίκτυο που δεν παρουσιάζει υπερφορτίσεις σε κανένα στοιχείο του σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας και σε περιπτώσεις απλών διαταραχών, ενώ οι φασική γωνία της τάσης στους ζυγούς βρίσκεται εντός προκαθορισμένων ορίων. Για το λόγο αυτό γίνεται χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος για κάθε υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης και για κάθε απλή διαταραχή. Ως αντικειμενική συνάρτηση θεωρείται το κόστος εγκατάστασης νέων γραμμών. Η επίλυση του προβλήματος επιτυγχάνεται με εφαρμογή τεχνικών γραμμικού προγραμματισμού καθώς και ευρετικών αλγορίθμων.

Στην [28] αντιμετωπίζεται το πρόβλημα του μεγάλου αριθμού των υποψηφίων σεναρίων ανάπτυξης του υφιστάμενου συστήματος χωρίζοντας τα σε "γειτονιές" (neighborhoods) δηλαδή σε ομάδες υποψηφίων σεναρίων με κοινά χαρακτηριστικά. Για κάθε γειτονιά με τεχνικές Διακριτής Δυναμικής Βελτιστοποίησης επιλέγεται το μερικό βέλτιστο της γειτονιάς, και με μία επαναληπτική διαδικασία επιλέγεται το συνολικό βέλτιστο. Τα πιθανά ενδεχόμενα ανάπτυξης καθορίζονται από το χρήστη βάση της εμπειρίας του για το σύστημα που εξετάζει καθώς και για την επιλογή των γειτονιών. Ως αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνεται το κόστος νέων έργων ενώ για την εξέταση της καταλληλότητας του δικτύου χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος.

Στην [29] αναπτύσσεται μια μεθοδολογία ταυτόχρονης επίλυσης των προβλημάτων ανάπτυξης συστήματος παραγωγής και μεταφοράς. Λαμβάνεται υπόψη η χρονική διακύμανση του φορτίου στους ζυγούς του συστήματος, το χρονικό διάστημα μεταξύ της λήψης της απόφασης για κατασκευή νέων έργων και της εγκατάστασής τους καθώς και αναλυτικές συναρτήσεις κόστους των καθώς και πληρωμής του κόστους αυτού. Τα σενάρια ανάπτυξης περιορίζονται με την υπόθεση ότι μεταξύ δύο ζυγών του δικτύου μπορεί να προταθεί ένα νέο έργο μόνο σε κάθε χρονικό βήμα. Ως αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνεται το συνολικό κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του νέου εξοπλισμού (μονάδες παραγωγής, γραμμές μεταφοράς). Το πρόβλημα επιλύεται με τεχνικές μικτού γραμμικού ακέραιου προγραμματισμού. Τέλος, ως περιορισμοί θεωρούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος, τα άνω και κάτω όρια παραγωγής των μονάδων, η ροή ισχύος στα στοιχεία του δικτύου μεταφοράς, η συνολική επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς των νέων μονάδων για κάθε ζυγό του συστήματος και κάποιοι άλλοι εμπειρικοί περιορισμοί.

Ως αντικειμενική συνάρτηση στην [30] έχει θεωρηθεί το άθροισμα του κόστους εγκατάστασης των νέων έργων και του κόστους των απωλειών μεταφοράς. Το πραγματικό δίκτυο μετασχηματίζεται σε ένα ισοδύναμό του, το οποίο αποτελείται από το πραγματικό δίκτυο με δύο επιπλέον ζυγούς στους οποίους συγκεντρώνεται όλη η παραγωγή και όλο το φορτίο αντίστοιχα. Οι ζυγοί αυτοί συνδέονται με φανταστικές γραμμές με τους πραγματικούς ζυγούς φορτίου και παραγωγής του δικτύου αντίστοιχα. Εφαρμόζοντας το θεώρημα Ford-Fulkerson προσδιορίζονται οι οδεύσεις στις οποίες είναι πολύ πιθανό η πρόσθεση μίας νέας γραμμής να βελτιώσει την επάρκεια του δικτύου μεταφοράς σε κάθε χρονικό βήμα. Τέλος από την εκτέλεση ροής φορτίου στο πραγματικό δίκτυο μετά τις προσθήκες των νέων γραμμών διαπιστώνεται η επάρκεια των προτεινόμενων σεναρίων ανάπτυξης. Τα κριτήρια αξιοπιστίας που χρησιμοποιούνται καθορίζονται από το χρήστη ανάλογα με την εμπειρία του.

Στην [31] γίνεται εφαρμογή τεχνικών ανάλυσης ευαισθησίας [32] που έχουν ως αποτέλεσμα τη μείωση (έως και 60%) του υπολογιστικού χρόνου που απαιτείται για την εξέταση όλων των πιθανών τρόπων επέκτασης του δικτύου μεταφοράς για κάθε χρονικό βήμα επίλυσης. Βάση των τεχνικών ανάλυσης ευαισθησίας εντοπίζονται εκείνα τα σενάρια ανάπτυξης τα οποία με μεγάλη πιθανότητα θα έχουν ως αποτέλεσμα την εξάλειψη των υπερφορτίσεων που έχουν εντοπιστεί με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος, τόσο σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας όσο και σε περιπτώσεις απλών διαταραχών. Ως αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνεται το άθροισμα του κόστους των νέων έργων και του κόστους λειτουργίας του συστήματος.

Ο αλγόριθμος που προτείνεται στη [33] είναι σχετικά απλός αλλά προσφέρει πολύ μικρούς υπολογιστικούς χρόνους εκτέλεσής του. Αφού ελεγχθεί το υπάρχον δίκτυο με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος εξετάζονται διάφορα σενάρια επέκτασης του που ιεραρχούνται με βάση το λόγο του κόστους εγκατάστασής τους προς τη μείωση του λειτουργικού κόστους που επιφέρουν. Από τα σενάρια αυτά απορρίπτονται αυτά που οδηγούν σε πολύ υψηλή τιμή του παραπάνω λόγου είτε αυτά στα οποία τα νέα κυκλώματα διαρρέονται από πολύ μικρή ροή. Από τα αποδεκτά σενάρια επέκτασης επιλέγονται εκ νέου αυτά που οδηγούν σε αποδεκτό δίκτυο τόσο σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας όσο και σε περιπτώσεις απλών διαταραχών. Πρέπει να τονιστεί ότι ο αλγόριθμος αντιμετωπίζει και το ενδεχόμενο κατασκευής νέων ζυγών παραγωγής εκτός του υπάρχοντος δικτύου που συνδέονται με τους υφιστάμενους ζυγούς μέσω ιδεατών γραμμών πολύ μεγάλης αντίδρασης και χαμηλού ορίου υπερφόρτισης.

Η ιδιαιτερότητα της [34] έγκειται στο ότι το πρόβλημα ελαχιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης η οποία ισούται με το άθροισμα του κόστους εγκατάστασης νέων έργων και του λειτουργικού κόστους αποσυμπλέκεται σε δύο επιμέρους προβλήματα ελαχιστοποίησης του κάθε κόστους ξεχωριστά. Θεωρούνται εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος ενώ δίνεται η δυνατότητα της θεώρησης απόρριψης φορτίου (μέχρι κάποιο όριο) προκειμένου να θεωρηθεί ένα υπό εξέταση σενάριο αποδεκτό. Για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιείται μία μέθοδος γραμμικού προγραμματισμού παρόμοια με την μέθοδο Ford – Fulkerson που αναφέρθηκε στην [30].

Στην [35] εφαρμόζεται η μέθοδος της "σαφούς απαρίθμησης" προκειμένου να εντοπιστεί ένα υποσύνολο του συνόλου των πιθανών σεναρίων επέκτασης του δικτύου μεταφοράς που παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη πιθανότητα να περιέχουν την βέλτιστη λύση. Ως αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται το κόστος των προς εγκατάσταση νέων στοιχείων του δικτύου. Χρησιμοποιείται η μέθοδος ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος για να ελεγχθούν τυχόν υπερφορτίσεις κυκλωμάτων. Το πρόβλημα επιλύεται με χρήση μικτού ακέραιου προγραμματισμού.

Στην [36] εφαρμόζεται η μέθοδος της αποσύμπλεξης των προβλημάτων ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης και του λειτουργικού κόστους όπως και στην [34].

Το πρόβλημα επιλύεται σε τρεις φάσεις Στην πρώτη φάση ελαχιστοποιείται η αντικειμενική συνάρτηση με χρήση γραμμικού προγραμματισμού χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί υπερφόρτισης των κυκλωμάτων καθώς και διάφοροι κατασκευαστικοί περιορισμοί. Στην δεύτερη φάση επιλύεται το ίδιο πρόβλημα με την προσθήκη των περιορισμών υπερφόρτισης κυκλωμάτων πάλι με χρήση γραμμικού προγραμματισμού. Στην τρίτη φάση επιλύεται το πρόβλημα λαμβάνοντας υπόψη όλους τους περιορισμούς. Στην φάση αυτή χρησιμοποιείται η μέθοδος ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Σε όλες τις φάσεις εφαρμόζεται η μέθοδος επίλυσης των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος.

Στη [37] μαζί με το πρόβλημα επέκτασης του συστήματος μεταφοράς επιλύεται και το πρόβλημα σχεδίασης της αντιστάθμισης αέργου ισχύος. Τα δύο αυτά προβλήματα επιλύονται αποσυμπλεκόμενα μεταξύ τους. Στο πρώτο πρόβλημα ως αντικειμενική συνάρτηση έχει θεωρηθεί το άθροισμα του κόστους νέων έργων και του κόστους απωλειών μεταφοράς με περιορισμούς τις ροές ισχύος στις γραμμές, ενώ στο δεύτερο το άθροισμα του κόστους νέων έργων αέργου αντιστάθμισης και του κόστους απωλειών μεταφοράς με περιορισμούς τις τάσεις των ζυγών του δικτύου. Και τα δύο προβλήματα επιλύονται με τη μέθοδο ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος.

Στην [38] γίνεται χρήση τεχνικών γραμμικού προγραμματισμού για την ελαχιστοποίηση την χαμιλτονιανής συνάρτησης, η οποία για κάθε χρονικό βήμα ορίζεται ως το άθροισμα του μέχρι τούδε συνολικού κόστους (εγκατάστασης και λειτουργίας) και του αναμενόμενου συνολικού κόστους μετά το πέρας του χρονικού βήματος. Το λειτουργικό κόστος ορίζεται ως το άθροισμα των γινομένων του λειτουργικού κόστους κάθε δυνατής κατάστασης στην οποία ενδέχεται να βρεθεί το δίκτυο (κανονική λειτουργία, απλές και διπλές διαταραχές) επί την πιθανότητα εμφάνισης κάθε κατάστασης. Χρησιμοποιείται η μέθοδος επίλυσης των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος.

Στην [39] επιλύονται ταυτόχρονα τα προβλήματα ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς και παραγωγής. Στην πρώτη φάση ως αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνεται το άθροισμα του κόστους εγκατάστασης νέων έργων και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και δεν λαμβάνεται υπόψη το λειτουργικό κόστος. Επίσης γίνονται διάφορες απλοποιήσεις όσον αφορά το φορτίο, το δίκτυο κ.α. Η μέθοδος αυτή αποσκοπεί στην εύρεση ενός υποσυνόλου πιθανών σεναρίων ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς και του συστήματος παραγωγής. Στη δεύτερη φάση επιλύεται το πλήρες πρόβλημα. Στην φάση αυτή στην αντικειμενική συνάρτηση εισάγεται και το λειτουργικό κόστος. Το πρόβλημα επιλύεται με τεχνικές Monte Carlo. Χρησιμοποιείται ροή φορτίου συνεχούς ρεύματος.

Στην [40] αντί να θεωρηθεί ότι ο αριθμός των παράλληλων κυκλωμάτων σε μία όδευση λαμβάνει ακέραιες τιμές, περιγράφεται με μία συνεχή συνάρτηση. Έτσι η λύση του προβλήματος (που είναι πλέον ταχύτερη και απλούστερη) οδηγεί σε πραγματικούς αριθμούς που προσεγγίζονται με τους πλησιέστερους ακεραίους. Στην συνέχεια η λύση ελέγχεται αν ικανοποιεί τους περιορισμούς του προβλήματος και αν κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει τροποποιείται κατάλληλα στους πλησιέστερους ακεραίους. Χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος και ελέγχονται τόσο οι ροές ισχύος στις γραμμές όσο και οι τάσεις και οι γωνίες στους ζυγούς του δικτύου.

Το πρόβλημα στην [41] επιλύεται σε τρεις φάσεις. Στην πρώτη φάση επιλύεται το πρόβλημα για κανονικές συνθήκες λειτουργίας (χωρίς καμία διαταραχή) χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το κόστος απωλειών μεταφοράς. Στη δεύτερη φάση επιλύεται πάλι το πρόβλημα για κανονικές συνθήκες λειτουργίας λαμβάνοντας υπόψη το κόστος απωλειών μεταφοράς, και τέλος στην τρίτη φάση επιλύεται το πρόβλημα για συνθήκες απλών διαταραχών. Η μεθοδολογία αυτή ακολουθείται όχι μόνο για φιλτράρισμα των ενδεχομένων ανάπτυξης του δικτύου αλλά και γιατί από τις εξισώσεις της μίας φάσης οδηγούμαστε στις εξισώσεις της επόμενης. Ως συνολική αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνεται το άθροισμα του λειτουργικού κόστους και του κόστους απωλειών ενώ αγνοείται το κόστος εγκατάστασης των νέων έργων.

Στον αλγόριθμο που εφαρμόζεται στην [42] το πρόβλημα αποσυνπλέκεται σε δύο υποπροβλήματα. Στο υποπρόβλημα εγκατάστασης αντικειμενικός σκοπός του οποίου είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης νέων στοιχείων, και στο υποπρόβλημα λειτουργίας αντικειμενικός σκοπός του οποίου είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας. Το υποπρόβλημα εγκατάστασης αποσυνπλέκεται σε δύο επιμέρους υποπροβλήματα: το υποπρόβλημα απόρριψης φορτίου και το υποπρόβλημα υπερφόρτισης γραμμών. Στο υποπρόβλημα απόρριψης φορτίου αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση είναι το συνολικό απορριπτόμενο φορτίο. Στο πρόβλημα αυτό γίνεται χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος και επιλύεται με τη μέθοδο Simplex. Στο υποπρόβλημα υπερφόρτισης γραμμών αντικειμενικός σκοπός είναι η ελαχιστοποίηση του γινομένου του κόστους εγκατάστασης κάθε νέας γραμμής επί τη ροή

ισχύος στη γραμμή αυτή. Στο πρόβλημα αυτό γίνεται χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος. Τέλος στο υποπρόβλημα λειτουργίας ως αντικειμενική συνάρτηση θεωρείται το άθροισμα του κόστους παραγωγής, και του κόστους μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Το πρόβλημα επιλύεται με την μέθοδο Monte Carlo.

Στην [43] το πρόβλημα επιλύεται πάλι με την μέθοδο αποσύμπλεξης των υποπροβλημάτων εγκατάστασης και λειτουργίας, τα οποία με την σειρά τους αποσυμπλέκονται στα υποπροβλήματα κόστους παραγωγής και αξιοπιστίας. Στο υποπρόβλημα εγκατάστασης η αντικειμενική συνάρτηση είναι το κόστος των νέων έργων με οικονομικούς περιορισμούς ως προς το κόστος ανά όδευση και το συνολικό κόστος. Στο υποπρόβλημα κόστους παραγωγής ως αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνεται το άθροισμα του κόστους παραγωγής, και του κόστους μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος. Τέλος στο υποπρόβλημα αξιοπιστίας η προς ελαχιστοποίηση συνάρτηση είναι η συνολικά μη εξυπηρετούμενη ενέργεια.

Τέλος στην [44] αναπτύσσεται μια μεθοδολογία για την ανάλυση και το βέλτιστο σχεδιασμό ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μικρής και μεγάλης κλίμακας που παρουσιάζουν σημαντική διείδυση αιολικής ενέργειας. Η μεθοδολογία στηρίζεται στη διαχρονική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης. Για την αξιολόγηση κάθε εναλλακτικού σεναρίου αναλύεται η συμπεριφορά του συστήματος σε κανονικές και έκτακτες συνθήκες λειτουργίας λαμβάνοντας υπόψη τη στοχαστική φύση της ισχύος παραγωγής των Α/Π. Χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος για τον υπολογισμό της ροής ισχύος στα στοιχεία του δικτύου μεταφοράς. Για όσα σενάρια ικανοποιείται το κριτήριο μέγιστης επιτρεπόμενης ροής ισχύος, υπολογίζονται τα επίπεδα τάσεων καθώς και οι απώλειες μεταφοράς με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος. Η αντικειμενική συνάρτηση είναι το κόστος των νέων έργων και το κόστος απωλειών για το χρονικό διάστημα μελέτης. Το πρόβλημα επιλύεται με τεχνικές δυναμικού προγραμματισμού.

3.3 Προβλήματα Διείδυσης Αιολικής Ισχύος σε Σ.Η.Ε

3.3.1 Γενικά

Στους αλγόριθμους επίλυσης των προβλημάτων προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής και ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς παρουσιάζονται προς επίλυση τα προβλήματα της ένταξης μονάδων και της κατανομής φορτίου μεταξύ αυτών, τα οποία συνήθως επιλύονται ταυτόχρονα. Η επίλυση των προβλημάτων αυτών στόχο έχουν τον καθορισμό των μονάδων αυτών που πρέπει να θεωρούνται εντός λειτουργίας καθώς και τα επίπεδα παραγωγής τους για δεδομένο φορτίο του συστήματος. Τα προβλήματα επιλύονται έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται κάποια αντικειμενική συνάρτηση κόστους και να ικανοποιούνται κριτήρια αξιοπιστίας και ομαλής λειτουργίας του συστήματος.

Η διείδυση αιολικής ενέργειας επιφέρει επιπρόσθετα προβλήματα στη λειτουργία ενός Σ.Η.Ε και καθιστά την επίλυση των παραπάνω προβλημάτων δυσχερέστερη. Αυτό οφείλεται στη στοχαστικότητα της ταχύτητας ανέμου και άρα και της παραγωγής ενεργού ισχύος των ανεμογεννητριών. Για το λόγο αυτό οι ανεμογεννήτριες δεν συμβάλουν στην ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου, ούτε πρέπει να υπολογίζονται στην στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος, αντίθετα δημιουργείται η ανάγκη για μεγαλύτερη στρεφόμενη εφεδρεία για την κάλυψη ενδεχόμενης απώλειας της παραγωγής των ανεμογεννητριών.

Από την άλλη μεριά οι ανεμογεννήτριες συνήθως είναι εξοπλισμένες με ασύγχρονες γεννήτριες οι οποίες ως γνωστόν διεγείρονται από το δίκτυο καταναλώνοντας άεργο ισχύ, και για το λόγο αυτό δε συμβάλουν στην ρύθμιση των τάσεων του δικτύου. Το πρόβλημα συνήθως αντιμετωπίζεται με συσκευές αντιστάθμισης στους ζυγούς των ανεμογεννητριών, αν και τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί συστήματα ελέγχου του συντελεστή ισχύος των Α/Γ με χρήση ηλεκτρονικών ισχύος.

Έτσι, μέρος μόνο του συνολικού φορτίου κάθε χρονική στιγμή είναι δυνατόν να καλύπτεται από την παραγωγή των ανεμογεννητριών έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία και η αξιοπιστία του συστήματος, και εξαρτάται όχι μόνο από το συνολικό φορτίο του συστήματος αλλά και από τις θερμικές μονάδες που βρίσκονται εντός λειτουργίας. Στη βιβλιογραφία το ποσοστό αυτό αναφέρεται ως Μέγιστη Επιτρεπόμενη Αιολική Διείσδυση. Για τον αναλυτικό υπολογισμό της απαιτείται αναλυτική παράσταση των δυναμικών μοντέλων όλων των διατάξεων και συσκευών του Σ.Η.Ε (μονάδες παραγωγής, γραμμές μεταφοράς, φορτία) και ταυτόχρονη επίλυση των διαφορικών εξισώσεων που προκύπτουν για ένα σύνολο διαταραχών που ενδέχεται να αντιμετωπίσει το σύστημα (απώλεια μονάδων παραγωγής, βλάβες στα στοιχεία του δικτύου μεταφοράς, διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου, σύζευξη και αποσύζευξη των Α/Π κ.λ.π.). Κάτι τέτοιο ξεφεύγει από τα πλαίσια του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των Σ.Η.Ε που κινείται η παρούσα διατριβή. Για το λόγο αυτό στα πλαίσια της βιβλιογραφικής ανασκόπησης που παρουσιάζεται στην ενότητα αυτή θα αναφερθούν εργασίες που αντιμετωπίζουν το πρόβλημα του υπολογισμού της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης με χρήση απλοποιημένων μοντέλων και τεχνικών κατάλληλων για εφαρμογή σε αλγορίθμους όπως αυτοί που αναπτύσσονται στην παρούσα διατριβή.

3.3.2 Παρουσίαση Δημοσιεύσεων

Στη [45] παρουσιάζεται μία μεθοδολογία για την εκτίμηση της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης σε μικρού μεγέθους αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή και ασφαλή λειτουργία των συστημάτων αυτών. Η μεθοδολογία βασίζεται σε απλοποιημένα μοντέλα που είναι εύκολα στην εφαρμογή τους και για τον λόγο αυτό κατάλληλα τόσο για μελέτες όσο και για εφαρμογές σε πραγματικό χρόνο. Η προτεινόμενη μεθοδολογία βασίζεται στην εξέταση εναλλακτικών σεναρίων αιολικής διείσδυσης για διάφορες καταστάσεις φόρτισης του δικτύου. Σε κάθε περίπτωση εξετάζεται η μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του συστήματος καθώς και η μεταβατική συμπεριφορά του υπό διαταραχές. Στην περίπτωση αυτή εφαρμόζονται τεχνικές ανάλυσης Οιωμούς Μόνιμου Κατάστασης (Quasi Steady State) για τον υπολογισμό του νέου σημείου ισορροπίας του συστήματος, καθώς και ένα απλοποιημένο μοντέλο του βρόχου φορτίου - συχνότητας του συστήματος για τον υπολογισμό της μόνιμης και της μέγιστης μεταβολής της συχνότητας του δικτύου. Τέλος επιλέγεται η μέγιστη αιολική διείσδυση έτσι ώστε να μην παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί που εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία του συστήματος. Η μεθοδολογία εφαρμόζεται για το ηλεκτρικό σύστημα ενός ελληνικού νησιού (Πάτμος).

Στην [46] παρουσιάζεται μία ολοκληρωμένη μεθοδολογία για την ανάλυση των οικονομικών και τεχνικών επιπτώσεων της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε μικρά αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο που παρουσιάζεται περιλαμβάνει κατάλληλους αλγόριθμους για την επεξεργασία των χρονοσειρών φορτίου του συστήματος, για την ανάπτυξη και προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής, για την ανάλυση της μόνιμης και μεταβατικής συμπεριφοράς του συστήματος, τον υπολογισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης για διάφορες συνθήκες φόρτισης του δικτύου, και τέλος για την οικονομική αποτίμηση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας.

Στη [47] παρουσιάζεται μία απλή μεθοδολογία για τον υπολογισμό της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας, της απαιτούμενης διαθέσιμης ισχύος από μονάδες αιχμής που ακολουθούν τις διακυμάνσεις του φορτίου και της παραγωγής των Α/Γ (Load following generation) καθώς και της απαιτούμενης αποφορτίζουσας παραγωγής (unloadable generation) σε ένα διασυνδεδεμένο σύστημα που παρουσιάζει διείσδυση αιολική ισχύος. Η αποφορτίζουσα παραγωγή ορίζεται ως το μέτρο της δυνατότητας μείωσης της παραγωγής των θερμικών μονάδων χωρίς να τεθεί κάποια από αυτές εκτός λειτουργίας έτσι ώστε να αντιμετωπιστεί μείωση του φορτίου (ή ισοδύναμα αύξηση της παραγωγής από τις Α/Γ).

Ο σχεδιασμός γίνεται με τέτοιον τρόπο ώστε το σύστημα να είναι ικανό να αντιμετωπίσει ταυτόχρονη απώλεια της μεγαλύτερης θερμικής μονάδος, τη μεγαλύτερη δυνατή απώλεια παραγωγής από Α/Γ και τη μεγαλύτερη αύξηση του φορτίου, και αντίστοιχα την ταυτόχρονη μεγαλύτερη δυνατή αύξηση της θερμικής παραγωγής (λόγω εισαγωγής ισχύος ή μείωση εξαγωγής), αύξηση της παραγωγής των Α/Γ και μείωση του φορτίου.

Ως μέγιστη πιθανή αύξηση της παραγωγής κάθε Α/Γ θεωρείται η διαφορά της τρέχουσας παραγωγής της από την ονομαστική παραγωγή της, ενώ μέγιστη πιθανή μείωση η διαφορά της τρέχουσας παραγωγής της από την μηδενική παραγωγή. Ένας άλλος τρόπος υπολογισμού των παραπάνω μεγεθών είναι με χρήση στατιστικών μοντέλων.

Αντίστοιχοι υπολογισμοί γίνονται και στη [48] για την εκτίμηση της αναγκαίας στρεφόμενης εφεδρείας καθώς και της αναγκαίας αποφορτίζουσας παραγωγής. Για τον υπολογισμό της αναμενόμενης μεταβολής στην παραγωγή των Α/Γ μέσα σε ένα δεδομένο χρονικό διάστημα παρουσιάζεται ένα αναλυτικό στατιστικό μοντέλο.

Ένας αρκετά λεπτομερής αλγόριθμος ένταξης μονάδων γίνεται στην [49], που βασίζεται σε τρεις επαναληπτικούς αλγόριθμους που εκτελούνται ανά 24 ώρες, 15 λεπτά και 1 λεπτό αντίστοιχα. Ο αλγόριθμος βασίζεται σε αντίστοιχου χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης της ταχύτητας του ανέμου. Ο αλγόριθμος 24-ωρών βασίζεται στις προβλεπόμενες μέσες τιμές της ταχύτητας του ανέμου, και το πρόγραμμα ένταξης που προκύπτει αναθεωρείται από τον αλγόριθμο 15-λεπτών με βάση τις προβλεπόμενες διακυμάνσεις του ανέμου στο διάστημα των επόμενων 60 λεπτών. Ο αλγόριθμος αυτός αντιμετωπίζει την πιθανή ένταξη μονάδων που απαιτούν χρόνους εκκίνησης έως μία ώρα. Τέλος ο αλγόριθμος 1-λεπτού λαμβάνει υπόψη τις ανά λεπτό προβλέψεις της ταχύτητας του ανέμου για τα επόμενα 15 λεπτά και αντιμετωπίζει την πιθανή ένταξη μονάδων ταχείας έναυσης με απαιτούμενους χρόνους φόρτισης έως 15 λεπτά (υδροηλεκτρικές, αεριοστρόβιλους κ.λ.π.)

Στη [50] παρουσιάζεται μία μεθοδολογία για τον υπολογισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείδυσης σε ένα αυτόνομο Σ.Η.Ε. Χρησιμοποιούνται κριτήρια που αφορούν τόσο τη στατική όσο και τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος τόσο σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας όσο και υπό διαταραχές.

Επίσης παρουσιάζεται ένα μοντέλο του μηχανισμού Ελέγχου Φορτίου-Συχνότητας προκειμένου να υπολογιστεί το μέγιστο και μόνιμο σφάλμα συχνότητας καθώς και ο μέγιστος ρυθμός μεταβολής της που προκύπτει από μια μεταβολή του φορτίου του συστήματος (ή ισοδύναμα μεταβολή στην παραγωγή των Α/Π). Για την παράσταση των θερμικών μονάδων χρησιμοποιείται μοντέλο δεύτερης τάξεως που λαμβάνει υπόψη τη δράση του ρυθμιστή στροφών καθώς και τη δυναμική συμπεριφορά του συνδυασμού τουρμπίνας-γεννήτριας. Το σύστημα των διαφορικών εξισώσεων που προκύπτει επιλύεται με τεχνικές Runge-Kutta. Με χρήση του μοντέλου υπολογίζεται ένα όριο για τη μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική διείδυση για δεδομένο φορτίο και δεδομένο σχήμα παραγωγής των θερμικών μονάδων.

Στην [51] επιλύεται το πρόβλημα του βραχυπρόθεσμου προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ενός Σ.Η.Ε. που αποτελείται από θερμικές μονάδες, υδροηλεκτρικές μονάδες και ανεμογεννήτριες. Παρουσιάζεται ένα πιθανοτικό μοντέλο για τον υπολογισμό της απαιτούμενης εφεδρείας έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η αξιοπιστία του συστήματος. Οι απαιτήσεις σε εφεδρεία κατηγοριοποιούνται σε "άμεση εφεδρεία" δηλαδή διαθέσιμη τα επόμενα 30 δευτερόλεπτα για την ρύθμιση της συχνότητας και αντιμετώπιση διαταραχών, "γρήγορη εφεδρεία" για την αντιμετώπιση αργότερων διαταραχών και πρέπει να είναι διαθέσιμη μέσα σε 15 λεπτά, και την "αργή εφεδρεία" για την αντιμετώπιση ακόμη πιο αργών φαινομένων και για την αντικατάσταση εφεδρείας που χρησιμοποιήθηκε σε προηγούμενα στάδια και πρέπει να είναι διαθέσιμη σε 3-4 ώρες.

Για το φορτίο θεωρούνται μέσες ωριαίες προβλέψεις. Λόγω του γεγονότος ότι οι προβλέψεις δεν είναι 100% αξιόπιστες το σφάλμα θεωρείται τυχαία μεταβλητή που ακολουθεί κατανομή Gauss με δεδομένη τυπική απόκλιση. Η διακύμανση του φορτίου μέσα στην ώρα και για χρονικό ορίζοντα 15 λεπτών (για τον υπολογισμό της "άμεσης εφεδρείας") θεωρείται ότι είναι τυχαία μεταβλητή με μέση τιμή 0 και δεδομένη τυπική απόκλιση καθώς και η μεταβολή του φορτίου για χρόνο από 15 λεπτά έως και ένα χρονικό ορίζοντα κάποιων ορών (για τον υπολογισμό της αργής εφεδρείας) [52],[53]. Παρόμοιες θεωρήσεις γίνονται και για την ταχύτητα του ανέμου για κάθε περιοχή εγκατάστασης Α/Π [53],[54]. Μέσω της καμπύλης εισόδου-εξόδου κάθε Α/Γ οι προβλέψεις στην ταχύτητα του ανέμου μετατρέπονται σε προβλέψεις παραγωγής ισχύος για κάθε Α/Γ. Τέλος υπολογίζεται η συνολική τυπική απόκλιση και η μέση τιμή της συνολικής παραγωγής των Α/Π. Για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής χρησιμοποιούνται διαφορετικά μοντέλα ανάληψης φορτίου για τους ατμοστρόβιλους και για τους αεριοστρόβιλους καθώς και για τις υδροηλεκτρικές μονάδες. [55],[56],[53].

Τέλος αναφέρονται ενδεικτικά οι εργασίες [57]-[70] που αφορούν αναλυτικά μοντέλα για την ανάλυση της δυναμικής συμπεριφοράς των υπό εξέταση συστημάτων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΘΕΜΕΛΙΩΣΗ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ

Στο κεφάλαιο αυτό διατυπώνεται η γενική μορφή του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα διατριβή για τη συνολική εκτίμηση των επιπτώσεων από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας σε ένα αυτόνομο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 2, η διείσδυση αιολικής ενέργειας σε ένα αυτόνομο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας επιδρά τόσο στην ανάπτυξη και λειτουργία του ίδιου του συστήματος (δηλαδή στην ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς, στο συνολικό κόστος παραγωγής, στην αξιοπιστία του), όσο και στους 'παίκτες' που συμμετέχουν στην λειτουργία της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας (δηλαδή την Ηλεκτρική Εταιρία, τους Καταναλωτές και τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς).

Η ποσοτικοποίηση των παραπάνω επιδράσεων γίνεται μέσω του υπολογισμού του επιμέρους πλεονάσματος κάθε παίκτη της αγοράς και τελικά μέσω της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας η οποία εκφράζει το συνολικό πλεόνασμα που προκύπτει από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας και ισούται με το άθροισμα των επιμέρους πλεονασμάτων των παικτών. Το μοντέλο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που θεωρείται είναι αυτό του Μοναδικού Αγοραστή όπως αυτό περιγράφηκε στην ενότητα 2.1

Οι παράγοντες που επηρεάζουν τις τιμές των επιμέρους πλεονασμάτων των παικτών της αγοράς (άρα και της τιμής της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας), είναι:

- Η φυσική λειτουργία του Σ.Η.Ε που καθορίζεται από τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής, την τοπολογία και τα χαρακτηριστικά του δικτύου μεταφοράς καθώς και από οικονομικούς και τεχνικούς περιορισμούς που καθορίζουν τη λειτουργία των παραπάνω.
- Οι ρυθμιστικές πολιτικές που καθορίζονται από ένα σύνολο ρυθμίσεων (που αναφέρονται ως Ρυθμιστικές Παράμετροι) και αφορούν κυρίως επιδοτήσεις προς τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς, τρόπους καταμερισμού του κόστους απωλειών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και νέων έργων μεταφοράς καθώς και κανόνες της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής.
- Το Χρηματοοικονομικό περιβάλλον
- Άλλοι παράγοντες, όπως οι τιμές καυσίμων και ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος εξοπλισμού κ.α.

Το Μοντέλο που αναπτύχθηκε υπολογίζει αναλυτικά τα επιμέρους πλεονάσματα των παικτών της αγοράς καθώς και την τιμή της Σ.Κ.Ω με σκοπό τη συνολική εκτίμηση των επιπτώσεων από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας σε ένα αυτόνομο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας για μία χρονική περίοδο λαμβάνοντας υπόψη όλες τις παραμέτρους που αναφέρθηκαν προηγουμένως.

Το Μοντέλο εφαρμόζεται για ένα σενάριο διεύθυνσης αιολικής ενέργειας το οποίο καθορίζεται μονοσήμαντα από το μέγεθος των προς εγκατάσταση Α/Π καθώς και την τοποθεσία εγκατάστασής τους και για ένα σύνολο τιμών ρυθμιστικών παραμέτρων που καθορίζουν μία ρυθμιστική πολιτική.

Επίσης, με χρήση του Μοντέλου υπολογίζονται διάφορα ενδιάμεσα αποτελέσματα που αφορούν ισοζύγια ενέργειας, καταναλώσεις καυσίμων, εκπομπές αερίων ρύπων και τέλος υπολογίζονται οικονομικοί δείκτες για την ανάλυση της βιωσιμότητας των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

Για τον υπολογισμό διαφόρων ποσοτήτων που εμπλέκονται στον υπολογισμό των επιμέρους πλεονασμάτων και της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας αναπτύχθηκαν δύο βασικοί αλγόριθμοι:

- Ο αλγόριθμος Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς
- Ο αλγόριθμος Προσομοίωσης της Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής

οι οποίοι περιγράφονται αναλυτικά στα Κεφάλαια 5 και 6 αντίστοιχα

Και οι δύο αλγόριθμοι λαμβάνουν υπόψη κανόνες και κριτήρια για την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος καθώς και τις τιμές ορισμένων ρυθμιστικών παραμέτρων.

4.1 Συμβολισμοί - Ορισμοί

Ορίζονται τα εξής:

1. N : Πλήθος ετών περιόδου μελέτης
2. K : Πλήθος Ζυγών Ηλεκτρικού συστήματος
3. A : Πλήθος τύπων Α/Γ
4. Π : Πλήθος Ανεξάρτητων Παραγωγών που θεωρούνται στο σενάριο.
5. S : Πίνακας Υποψηφίων Σεναρίων Ανάπτυξης Α/Π., διαστάσεως $(\Pi \times 4)$, όπου:

$S_{i,1}$: Ζυγός σύνδεσης Α/Π Ανεξάρτητου Παραγωγού i , όπου $S_{i,1} \in [1, K]$

$S_{i,2}$: Έτος σύνδεσης Α/Π Ανεξάρτητου Παραγωγού i , όπου $S_{i,2} \in [1, N]$

$S_{i,3}$: Τύπος Α/Γ από τις οποίες αποτελείται το Α/Π του Ανεξάρτητου Παραγωγού i
όπου $S_{i,3} \in [1, A]$

$S_{i,4}$: Πλήθος Α/Γ που εγκαθίσταται στο Α/Π του Ανεξάρτητου Παραγωγού i

Χωρίς βλάβη της γενικότητας έχουμε θεωρήσει ότι:

- Κάθε Α/Π αποτελεί ανεξάρτητη επιχειρηματική μονάδα (Κάθε Ανεξάρτητος Παραγωγός εγκαθιστά ένα Α/Π)
- Κάθε Α/Π αποτελείται από ενός τύπου Α/Γ
- Η σύνθεση κάθε Α/Π μετά την εγκατάσταση του παραμένει σταθερή. Δεν προστίθενται ή αφαιρούνται Α/Γ σε ένα Α/Π κατά τη διάρκεια της μελέτης

6. \mathbf{X} : Διάνυσμα των τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων.

Οι ρυθμιστικές παράμετροι που εξετάζονται στην παρούσα εργασία είναι οι εξής:

- X_1 : Κανόνας Ένταξης Μονάδων
- X_2 : Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στην Ηλεκτρική Εταιρία
- X_3 : Επιδότηση που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί σε % επί του κόστους της επένδυσης
- X_4 : Δάνειο που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί σε % επί του κόστους της Επένδυσης
- X_5 : Επιδότηση που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί επί της παραγόμενης από αυτούς ενέργειας
- X_6 : Επιδότηση στους τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς επί του συντελεστή φορολόγησης των κερδών τους.
- X_7 : Επιδότηση επιτοκίου δανεισμού στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
- X_8 : Έτη επιδότησης επιτοκίου δανεισμού στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
- X_9 : Συντελεστής καταμερισμού Κόστους Διασύνδεσης Α/Π μεταξύ της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Ανεξάρτητων Παραγωγών
- X_{10} : Συντελεστής καταμερισμού Απωλειών Διασύνδεσης Α/Π μεταξύ της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Ανεξάρτητων Παραγωγών
- X_{11} : Συντελεστής καταμερισμού κόστους ανάπτυξης δικτύου μεταφοράς μεταξύ της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Ανεξάρτητων Παραγωγών.
- X_{12} : Συντελεστής καταμερισμού των απωλειών του δικτύου μεταφοράς μεταξύ της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Ανεξάρτητων Παραγωγών
- X_{13} : Κόστος Φορολόγησης εκπομπών CO₂
- X_{14} : Κόστος Φορολόγησης εκπομπών SO₂
- X_{15} : Κόστος Φορολόγησης εκπομπών Nox
- X_{16} : Κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

7. $\mathbf{Y(S, X)}$: Διάνυσμα πλεονασμάτων των Παικτών της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Αναλυτικότερα είναι :

- Y_1 : Πλεόνασμα Ηλεκτρικής Εταιρίας
- Y_2 : Πλεόνασμα Καταναλωτών
- Y_{i+2} : Πλεόνασμα του Ανεξάρτητου Παραγωγού i , $i=1, \dots, \Pi$

8. $Z(\mathbf{S}, \mathbf{X})$: Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας

Ορίζεται ως το άθροισμα των πλεονασμάτων των Παικτών της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας:

$$Z(\mathbf{S}, \mathbf{X}) = \sum_{i=1}^{\Pi+2} Y_i(\mathbf{S}, \mathbf{X}) \quad (4.1)$$

4.2 Διατύπωση του Προβλήματος

Το πρόβλημα στη γενική του μορφή του θεμελιώνεται ως εξής:

Δίνονται:

- Η σύνθεση του υφιστάμενου συστήματος παραγωγής
- Το υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς
- Ένα διάλυμα τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων \mathbf{X}_0

Για ένα χρονικό ορίζοντα N ετών:

- Το πρόγραμμα ανάπτυξης του θερμικού συστήματος παραγωγής
- Ένα σενάριο Ανάπτυξης Α/Π \mathbf{S}_0

Ζητούνται:

Η τιμή των επιμέρους πλεονασμάτων των παικτών της αγοράς $\mathbf{Y}(\mathbf{S}_0, \mathbf{X}_0)$ και η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης $\mathbf{Z}(\mathbf{S}_0, \mathbf{X}_0)$ για τον χρονικό ορίζοντα μελέτης.

Υπό τους εξής περιορισμούς:

1. Βέλτιστη ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς.
2. Εξασφάλιση ομαλής και αξιόπιστης λειτουργίας του Ηλεκτρικού συστήματος

4.3 Γενικός Αλγόριθμος Επίλυσης

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται ο γενικός αλγόριθμος επίλυσης που ακολουθεί το Μοντέλο για τον υπολογισμό των επιμέρους πλεονασμάτων των παικτών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και της τιμής της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας για το χρονικό ορίζοντα που εξετάζεται. Στον υπολογισμό των παραπάνω μεγεθών όπως αυτές έχουν οριστεί (βλ. παράγραφο 2.3 και Παράρτημα Π4) εμπλέκονται διάφορες ποσότητες που προκύπτουν τόσο από τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής όσο και από την ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς. Για τον υπολογισμό των ποσοτήτων αυτών εφαρμόζονται οι εξής αλγόριθμοι:

- Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς
- Προσομοίωσης Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής

Οι αλγόριθμοι αυτοί λαμβάνουν υπόψη τη φυσική λειτουργία και τους τεχνικούς περιορισμούς που εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία του Σ.Η.Ε., το χρηματοοικονομικό περιβάλλον καθώς και τις τιμές ορισμένων ρυθμιστικών παραμέτρων.

Κάποιες από τις ρυθμιστικές παραμέτρους όπως αυτές έχουν οριστεί επηρεάζουν την φυσική λειτουργία του συστήματος π.χ τη σειρά ανάληψης φορτίου από τις μονάδες παραγωγής και για τον λόγο αυτό λαμβάνονται υπόψη στην επίλυση των προβλημάτων Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς και Προσομοίωσης Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής

Οι ρυθμιστικές παράμετροι που εμπλέκονται στην επίλυση των δύο παραπάνω προβλημάτων είναι η X_1 (Κανόνας Ένταξης Μονάδων) καθώς και η X_2 (Τιμή πώλησης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στην Ηλεκτρική Εταιρία) και X_{13}, X_{14}, X_{15} (Κόστη φορολόγησης εκπομπών αερίων ρύπων) ανάλογα με την τιμή της παραμέτρου X_1 .

Όλες οι άλλες ρυθμιστικές παράμετροι αφορούν μόνο οικονομικές ρυθμίσεις και δεν εμπλέκονται στους παραπάνω δύο αλγόριθμους καθώς δεν επηρεάζουν την λειτουργία του Ηλεκτρικού Συστήματος. Έτσι, για δεδομένη τιμή της X_1 και των X_2 και X_{13}, X_{14}, X_{15} τα $Y_i(S, X)$ αρά και η $Z(S, X)$ μπορούν να εκφραστούν αναλυτικά συναρτήσεων των υπολοίπων X_i .

Και οι δύο αλγόριθμοι προϋποθέτουν τη γνώση των φορτίων του συστήματος για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα της μελέτης. Για το λόγο αυτό εφαρμόζεται ένας αλγόριθμος για τη διαχείριση των χρονοσειρών φορτίου παρελθόντων ετών και την κατασκευή ετήσιων χρονοσειρών ωριαίων φορτίων για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα μελέτης.

Για ένα χρονικό ορίζοντα N ετών η μεθοδολογία ακολουθεί τα παρακάτω βήματα:

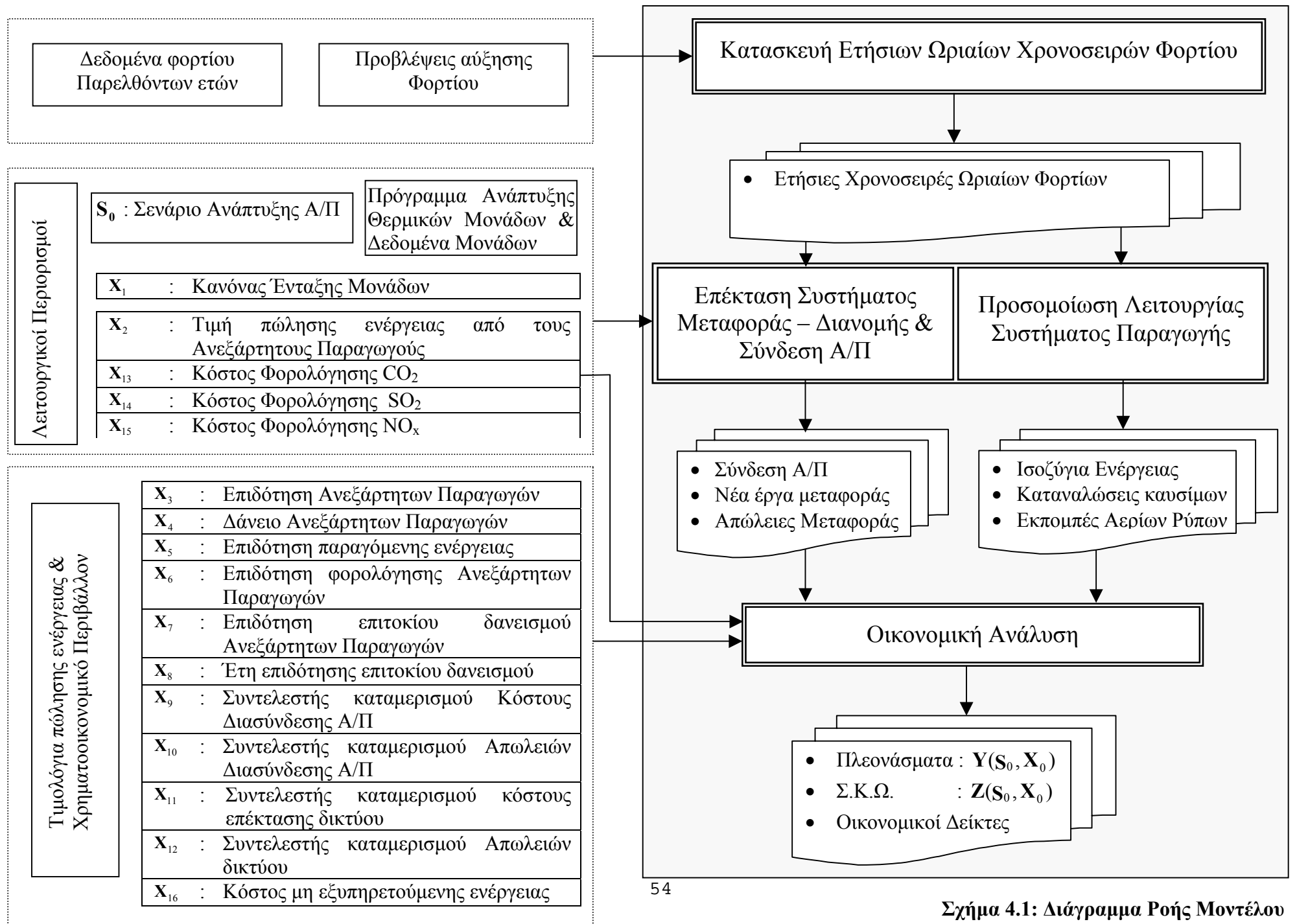
Βήμα 1: Με χρήση των διαθέσιμων χρονοσειρών φορτίου των παρελθόντων ετών κατασκευάζονται χρονοσειρές φορτίων για όλα τα έτη του χρονικού ορίζοντα μελέτης.

Βήμα 2: Εκτελείται ο αλγόριθμος επέκτασης του δικτύου μεταφοράς, έτσι ώστε να υπολογιστούν τα αναγκαία έργα ενίσχυσης του υπάρχοντος δικτύου καθώς και τα έργα διασύνδεσης των Α/Π, που εξασφαλίζουν την ομαλή και αξιόπιστη λειτουργία του. Ταυτόχρονα υπολογίζονται και οι συνολικές απώλειες μεταφοράς για κάθε έτος μελέτης.

Βήμα 3: Για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα μελέτης εκτελείται ο αλγόριθμος προσομοίωσης λειτουργίας του συστήματος παραγωγής με σκοπό την εκτίμηση των αναμενόμενων ενεργειακών ισοζυγίων (παραγωγή κάθε μονάδας, μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, τις καταναλώσεις καυσίμων και τις εκπομπές αερίων ρύπων).

Βήμα 4: Με βάση τα αποτελέσματα από τα Βήματα 2 και 3, υπολογίζονται τα επιμέρους πλεονάσματα των παικτών, η τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας καθώς και οικονομικοί δείκτες για τη διερεύνηση της βιωσιμότητας των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών. Οι υπολογισμοί βασίζονται σε ανάλυση χρηματοροών. Για κάθε έτος της μελέτης υπολογίζονται τα Έσοδα και τα Έξοδα για κάθε Πάικτη της αγοράς. Όλα τα ποσά ανάγονται σε παρούσα αξία του πρώτου έτους της μελέτης.

Στο Σχήμα 4.1 που ακολουθεί παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής της μεθοδολογίας επίλυσης.



4.4 Εφαρμογή του Μοντέλου στη Λήψη Αποφάσεων

Έχει γίνει πλέον συνείδηση στη σύγχρονη κοινωνία ότι η διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή και ιδιαίτερα της Αιολικής Ενέργειας, μπορεί να συνεισφέρει αποφασιστικά στη λύση των προβλημάτων της μόλυνσης του περιβάλλοντος και της εξάντλησης των φυσικών πόρων.

Όπως όμως έχει ήδη αναφερθεί, η τεχνολογία για την μετατροπή της ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρισμό είναι σήμερα οικονομικά οριακά βιώσιμη συγκρινόμενη με τις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, οι δε επενδύσεις είναι εντάσεως κεφαλαίου. Λόγω των παραπάνω έχει ήδη διαπιστωθεί η ανάγκη θέσπισης οικονομικών κίνητρων προκειμένου να προσελκυσθούν ιδιωτικά κεφάλαια στον τομέα αυτό.

Παρόλα αυτά, η διείσδυση της Αιολικής Ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή δεν πρέπει να γίνει άκριτα αλλά πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή και αξιόπιστη λειτουργία των Σ.Η.Ε, όσο και η εύρυθμη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτή έχει θεσπιστεί.

Η μεθοδολογία και το μοντέλο που αναπτύχθηκαν στα πλαίσια της παρούσας διατριβής, ή επιμέρους αλγόριθμοι, μπορούν να εφαρμοστούν κατάλληλα σε ένα μεγάλο εύρος προβλημάτων που σχετίζονται με τη λήψη αποφάσεων για τη διείσδυση αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα Σ.Η.Ε.

Οι αποφάσεις αυτές αφορούν κυρίως τη χάραξη πολιτικής σε **κεντρικό επίπεδο** για τη διείσδυση αιολικής ενέργειας, και εστιάζεται στη διερεύνηση των αποτελεσμάτων από την εφαρμογή συγκεκριμένων πολιτικών στο σύνολο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, το μοντέλο μπορεί εφαρμοστεί και από **Ανεξάρτητους Παραγωγούς** για τη διερεύνηση εναλλακτικών επιχειρηματικών σχεδίων όσον αφορά τη βιωσιμότητα των επενδύσεων τους υπό δεδομένο ρυθμιστικό και χρηματοοικονομικό περιβάλλον. Όσον αφορά την **Ηλεκτρική Εταιρία** η εφαρμογή του μοντέλου μπορεί να εστιαστεί στη λήψη αποφάσεων για την ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς αλλά και για την αξιολόγηση σχημάτων ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής για συγκεκριμένο σενάριο ανάπτυξης Α/Π.

Ειδικότερα όσον αφορά τη λήψη αποφάσεων σε κεντρικό επίπεδο η χρήση του μοντέλου μπορεί να εφαρμοστεί στους εξής άξονες:

1. **Σύγκριση εναλλακτικών σεναρίων διείσδυσης αιολικής ενέργειας** για δεδομένο χρηματοοικονομικό και ενεργειακό περιβάλλον (επιτόκια αγοράς, τιμές καυσίμων και ηλεκτρικής ενέργειας). Τα εναλλακτικά σεναρία διείσδυσης μπορούν να διαφοροποιούνται ως προς τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των Α/Π ή/και την τοποθεσία εγκατάστασης τους. Ως μέτρο σύγκρισης μπορούν να θεωρηθούν εκτός από τις τιμές των επιμέρους πλεονασμάτων των Παικτών και την τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας, το κόστος των έργων μεταφοράς, οι δείκτες βιωσιμότητας των επενδύσεων, οι εκπομπές αερίων ρύπων κ.α.

2. **Σύγκριση εναλλακτικών πολιτικών επιδοτήσεων - ρυθμίσεων** για δεδομένο σενάριο διείσδυσης αιολικής ενέργειας. Οι εξεταζόμενες πολιτικές μπορεί να διαφοροποιούνται στο είδος (στο αρχικό κεφάλαιο επένδυσης, στην παραγόμενη ενέργεια, στα δίκτυα σύνδεσης) και στο ύψος των επιδοτήσεων, στην λειτουργία του συστήματος (κανόνα ένταξης μονάδων) κ.α. Στην περίπτωση αυτή ενδιαφέρον θα είχε η ανάλυση ευαισθησίας των επιμέρους πλεονασμάτων των Παικτών και της τιμής της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας ως προς τις τιμές των Ρυθμιστικών Παραμέτρων.
3. **Βελτιστοποίηση της αγοράς.** Αποσκοπεί στην εύρεση του βέλτιστου σεναρίου διείσδυσης αιολικής ενέργειας και της βέλτιστης πολιτικής επιδοτήσεων - ρυθμίσεων. Η βελτιστοποίηση πρέπει να βασίζεται στη μεγιστοποίηση της τιμής της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας $Z(\mathbf{S}, \mathbf{X})$ ως προς το διάνυσμα \mathbf{X} των ρυθμιστικών παραμέτρων και των σεναρίων ανάπτυξης A/Π \mathbf{S} . Οι περιορισμοί του προβλήματος μπορούν να αφορούν το πεδίο ορισμού του διανύσματος \mathbf{X} , τα αποδεκτά όρια μέσα στα οποία θα πρέπει να κυμαίνονται τα πλεονάσματα των παικτών $\mathbf{Y}(\mathbf{S}, \mathbf{X})$ και διάφορα άλλα μεγέθη που προκύπτουν από τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής (συνολικό ποσοστό διείσδυσης αιολικής ενέργειας, μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκπομπές αερίων ρύπων κ.λ.π).

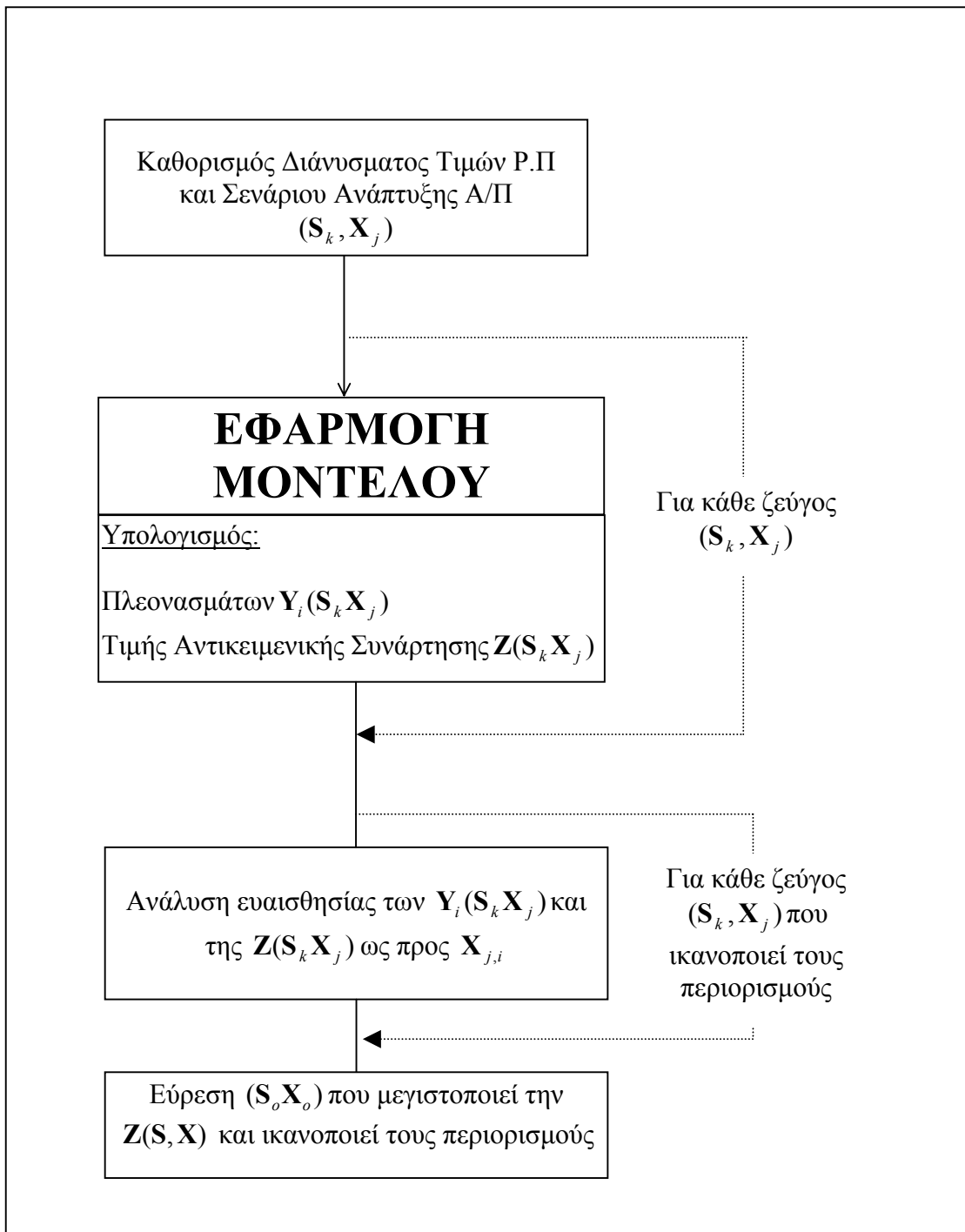
Όπως έχει ήδη αναφερθεί, λόγω της φύσης και της πολυπλοκότητας που παρουσιάζει το πρόβλημα, η Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας $Z(\mathbf{S}, \mathbf{X})$ δεν εκφράζεται αναλυτικά συναρτήσει των \mathbf{X}_i και των άλλων παραμέτρων του προβλήματος (οικονομικών και τεχνικών). Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι η συνάρτηση $Z(\mathbf{S}, \mathbf{X})$ περιέχει όρους που προκύπτουν από την επίλυση των προβλημάτων της Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής και Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς. Για τη μοντελοποίηση και την επίλυση των προβλημάτων αυτών εφαρμόζονται αλγόριθμοι που βασίζονται σε επαναληπτικές αριθμητικές μεθόδους οι οποίες δεν οδηγούν σε αναλυτικές λύσεις. Για το λόγο αυτό η διερεύνηση της βέλτιστης λύσης καθιστά το πρόβλημα εξαιρετικά πολύπλοκο και χωρίς μονοσήμαντη λύση, καθώς μεγιστοποίηση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης ενδέχεται να επιτυγχάνεται για περισσότερα από ένα ζεύγη (\mathbf{S}, \mathbf{X}) . Επιπλέον πρέπει να τονιστεί ότι το πρόβλημα της βελτιστοποίησης δεν πρέπει να αντιμετωπιστεί απλά και μόνο με μαθηματικούς αλλά και με οικονομικούς και κοινωνικούς όρους, έτσι ώστε η λύση που κάθε φορά θα προκύπτει να είναι υλοποιήσιμη.

Ένα παράδειγμα εφαρμογής που προτείνεται για την εύρεση της βέλτιστης πολιτικής διείσδυσης βασίζεται στην εφαρμογή του μοντέλου που αναπτύχθηκε για τον υπολογισμό του διανύσματος των πλεονασμάτων $\mathbf{Y}(\mathbf{S}, \mathbf{X})$ και της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας $Z(\mathbf{S}, \mathbf{X})$ για ένα σύνολο σεναρίων επέκτασης A/Π \mathbf{S}_k και ένα κατάλληλα επιλεγμένο κάθε φορά υποσύνολο αποδεκτών τιμών του πεδίο ορισμού του \mathbf{X} που αποτελείται από ένα σύνολο διανυσμάτων \mathbf{X}_j . Για κάθε συνδυασμό $(\mathbf{S}_k, \mathbf{X}_j)$ υπολογίζονται τα $\mathbf{Y}_i(\mathbf{S}_k, \mathbf{X}_j)$ και $Z(\mathbf{S}_k, \mathbf{X}_j)$. Με κατάλληλη ανάλυση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν καταλήγουμε εκ νέου σε ένα υποσύνολο αποδεκτών συνδυασμών $(\mathbf{S}_k, \mathbf{X}_j)$ που ικανοποιεί τους περιορισμούς του προβλήματος που έχουν τεθεί. Οι περιορισμοί αυτοί μπορεί να αφορούν τα επιμέρους πλεονάσματα $\mathbf{Y}_i(\mathbf{S}_k, \mathbf{X}_j)$ και την Σ.Κ.Ω. $Z(\mathbf{S}_k, \mathbf{X}_j)$ όσο και διάφορα άλλα μεγέθη που προκύπτουν από τη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος

Στη συνέχεια μπορεί να διερευνηθεί η ευαισθησία των $Y_i(S_k, X_j)$ και της $Z(S_k, X_j)$ ως προς κάθε ρυθμιστική παράμετρο $X_{j,i}$ που δεν εμπλέκεται στη λειτουργία του συστήματος ώστε τελικά να εντοπιστεί ο συνδυασμός (S_o, X_o) που μεγιστοποιεί την $Z(S, X)$ και ταυτόχρονα ικανοποιεί τους περιορισμούς που τέθηκαν.

Η μεθοδολογία που περιγράφηκε παραπάνω για την εύρεση της βέλτιστης πολιτικής διεξόδου αιολικής ενέργειας παρουσιάζεται στο Διάγραμμα Ροής του σχήματος 4.2 που ακολουθεί.

Μία εφαρμογή του μοντέλου παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 10 για το σύστημα της Κρήτης.



Σχήμα 4.2: Διάγραμμα Ροής για την Εύρεση Βέλτιστης Πολιτικής Διείσδυσης Αιολικής Ενέργειας

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η μεθοδολογία επέκτασης του δικτύου μεταφοράς για ένα σενάριο ανάπτυξης Α/Π [44]. Η μεθοδολογία λαμβάνει υπόψη τη στοχαστικότητα της παραγωγής των Α/Π και τα ευρέως χρησιμοποιούμενα κριτήρια για το σχεδιασμό των συστημάτων μεταφοράς. Επίσης, στο Κεφάλαιο αυτό αναπτύσσονται μεθοδολογίες και για τα παρακάτω προβλήματα, τα οποία σχετίζονται με το γενικό πρόβλημα επέκτασης του δικτύου μεταφοράς:

- Επιλογή του κατάλληλου τρόπου σύνδεσης των Α/Π στο υφιστάμενο δίκτυο
- Υπολογισμός των απωλειών στα στοιχεία σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο (Μ/Σ, γραμμές μεταφοράς)
- Υπολογισμός των απωλειών στο συνολικό δίκτυο μεταφοράς.

Η εφαρμογή της μεθοδολογίας τελικά αποσκοπεί στα εξής:

- Στον καθορισμό των απαραίτητων ενισχύσεων του δικτύου μεταφοράς και στον υπολογισμό του κόστους αυτών, το οποίο επιμερίζεται στα πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών και της Ηλεκτρικής Εταιρίας μέσω της τιμής της Ρ.Π. X_{11} .
- Στον καθορισμό των απαραίτητων έργων σύνδεσης κάθε Α/Π και στον υπολογισμό του κόστους αυτών, το οποίο επιμερίζεται στα πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών και της Ηλεκτρικής Εταιρίας μέσω της τιμής της Ρ.Π. X_9 .
- Στον υπολογισμό των απωλειών επί του δικτύου μεταφοράς και του κόστους αυτών, το οποίο επιμερίζεται στα πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών και της Ηλεκτρικής Εταιρίας μέσω της τιμής της Ρ.Π. X_{12} .
- Στον υπολογισμό του απωλειών επί του δικτύου σύνδεσης κάθε Α/Π και του κόστους αυτών, το οποίο επιμερίζεται στα πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών και της Ηλεκτρικής Εταιρίας μέσω της τιμής της Ρ.Π. X_{10} .
- Στην εξασφάλιση των απαιτήσεων που καθορίζουν την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Η μεθοδολογία βασίζεται στην εξέταση υποψηφίων σεναρίων επέκτασης του δικτύου μεταφοράς για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται. Ξεκινώντας από το υφιστάμενο δίκτυο, εξετάζεται αν αυτό ικανοποιεί τα κριτήρια ασφαλούς και ομαλής λειτουργίας και βάση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από την ανάλυση προτείνονται τα υποψήφια σενάρια ανάπτυξης για το πρώτο έτος της μελέτης. Κάθε υποψήφιο σενάριο εξετάζεται ομοίως και προτείνονται υποψήφια σενάρια ανάπτυξης για το δεύτερο έτος της μελέτης κ.ο.κ. Με τον τρόπο αυτό κατασκευάζεται ένα δένδρο αποφάσεων που περιλαμβάνει όλα τα αποδεκτά σενάρια ανάπτυξης για κάθε έτος της μελέτης στο καθένα από τα οποία υπολογίζεται ένα κόστος. Εφαρμόζοντας τεχνικές δυναμικού προγραμματισμού επιλύεται το δένδρο αποφάσεων και εντοπίζεται η αλληλουχία των υποψηφίων σεναρίων ανάπτυξης με το μικρότερο συνολικά κόστος που αποτελεί και τη λύση του προβλήματος.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

N	: Συνολικό πλήθος ζυγών συστήματος
S	: Συνολικό πλήθος κυκλωμάτων δικτύου μεταφοράς
N_{Θ}	: Συνολικό πλήθος θερμικών μονάδων συστήματος Παραγωγής
N_W	: Συνολικό πλήθος Α/Π συστήματος
P_g^k	: Παραγωγή της k θερμικής μονάδας
$P_{g,new}^k$: Παραγωγή της k θερμικής μονάδας μετά την ανακατανομή παραγωγής
$P_{g,max}^k$: Μέγιστη ισχύς παραγωγής της k θερμικής μονάδας
$P_{g,min}^k$: Τεχνικό ελάχιστο της k θερμικής μονάδας
A_g^l	: Παραγωγή του l Α/Π
$A_{g,new}^l$: Παραγωγή του l Α/Π μετά την ανακατανομή παραγωγής
$A_{g,max}^l$: Μέγιστη ικανότητα παραγωγής του l Α/Π
L^j	: Φορτίο στον j ζυγό
L_{max}^j	Μέγιστο Φορτίο στον j ζυγό
n_{pen}	: Ποσοστό μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης (ανά μονάδα)
d_k^i	: Συντελεστής ευαισθησίας της ροής του i κυκλώματος ως προς την ενεργό παραγωγή της k θερμικής μονάδας
d_l^i	: Συντελεστής ευαισθησίας της ροής του i κυκλώματος ως προς την ενεργό παραγωγή του l Α/Π.
d_j^i	: Συντελεστής ευαισθησίας της ροής του i κυκλώματος ως προς το ενεργό φορτίο του ζυγού j
P_{max}^i	: Μέγιστη επιτρεπόμενη φόρτιση του i κυκλώματος

5.1 Περιγραφή και Θεμελίωση του Προβλήματος

Το πρόβλημα θεμελιώνεται ως εξής:

Δίνονται:

- Το υφιστάμενο σύστημα Παραγωγής
- Το υφιστάμενο σύστημα μεταφοράς
- Για ένα χρονικό ορίζοντα M ετών:
 - ◇ Το πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος Παραγωγής
 - ◇ Ένα σενάριο ανάπτυξης Α/Π
 - ◇ Τα προβλεπόμενα φορτία του συστήματος

Ζητείται:

Το βέλτιστο σενάριο ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς (δηλ. νέες γραμμές, νέοι Μ/Σ, ενίσχυση Υ/Σ, συσκευές αντιστάθμισης και ο χρόνος ένταξής τους).

έτσι ώστε:

να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος K (λειτουργίας και επενδύσεων) στη διάρκεια της περιόδου μελέτης των M ετών που δίνεται από τη σχέση:

$$K = \sum_{i=1}^M (I_i + L_i) \quad (5.1)$$

όπου :

I_i : Κόστος επένδυσης νέων έργων μεταφοράς για το έτος i

L_i : Κόστος απωλειών μεταφοράς για το έτος i

με τον περιορισμό:

να εξασφαλίζεται η ασφαλής και αξιόπιστη μεταφορά της ζητούμενης ισχύος στα κέντρα κατανάλωσης .

Το σύστημα μεταφοράς που προκύπτει από τη θεώρηση των ενισχύσεων που προτείνονται σε κάθε υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης για κάθε έτος της μελέτης εξετάζεται ως προς τα κριτήρια ασφαλούς και ομαλής λειτουργίας με σκοπό:

- Το υπό εξέταση σενάριο ανάπτυξης να χαρακτηριστεί ως αποδεκτό ή μη.
- Στην περίπτωση που το υποψήφιο σενάριο χαρακτηριστεί ως αποδεκτό, να εντοπιστούν τυχόν ασθενή σημεία του συστήματος που προκύπτει ώστε να προταθούν τα υποψήφια σενάρια ανάπτυξης για το επόμενο έτος της μελέτης.

Το κριτήριο που λαμβάνεται υπόψη προκειμένου να χαρακτηριστεί ένα υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης ως αποδεκτό είναι το εξής:

Τόσο σε κανονικές (κριτήριο N) όσο και σε έκτακτες συνθήκες λειτουργίας (κριτήριο N-1 /απλές διαταραχές):

- Δεν εμφανίζονται υπερφορτίσεις σε κανένα στοιχείο του δικτύου.
- Οι τάσεις όλων των ζυγών του συστήματος κυμαίνονται εντός προκαθορισμένων ορίων.

Οι διαταραχές που εξετάζονται (κριτήριο N-1) είναι οι ακόλουθες:

- διακοπή γραμμής μεταφοράς
- αστοχία Μετασχηματιστή
- βλάβη Θερμικής Μονάδας Παραγωγής

5.1.1 Μεθοδολογία Επίλυσης

Το πρόβλημα της βέλτιστης ανάπτυξης ενός συστήματος μεταφοράς με στοχαστική παραγωγή επιλύεται συγκρίνοντας εναλλακτικά σενάρια επέκτασης του συστήματος στη διάρκεια μιας περιόδου μελέτης M ετών. Η γενική φιλοσοφία της μεθοδολογίας συνίσταται στην εξέταση εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης για κάθε έτος της περιόδου μελέτης και την βήμα προς βήμα αξιολόγησή τους.

Ένα υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης μπορεί να περιλαμβάνει:

- Νέες συνδέσεις μεταξύ υφιστάμενων Υ/Σ
- Νέους Υ/Σ
- Ενίσχυση υφιστάμενων Υ/Σ

Η αξιολόγηση κάθε εναλλακτικού σεναρίου επέκτασης στηρίζεται στην ανάλυση της λειτουργικής συμπεριφοράς του συστήματος που προκύπτει από την εφαρμογή του εν λόγω σεναρίου στη διάρκεια του έτους. Το σύστημα θα κληθεί να λειτουργήσει κάτω από ένα πλήθος διαφορετικών συνθηκών που εξαρτώνται όχι μόνο από τα ζητούμενα φορτία αλλά και τη διαθεσιμότητα των Α/Π. Η εξέταση όλων των πιθανών λειτουργικών καταστάσεων είναι επίπονη και χρονοβόρα και πρακτικά αδύνατη. Για το λόγο αυτό εφαρμόζεται αρχικά ένας αλγόριθμος για τον υπολογισμό της μέγιστης ροής που ενδέχεται να περάσει από κάθε κύκλωμα για όλους τους δυνατούς συνδυασμούς παραγωγής, τόσο των θερμικών όσο και των Α/Π (με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος που επιτρέπουν ταχύτητα υπολογισμών με ικανοποιητική ακρίβεια). Με τον αλγόριθμο αυτό ανιχνεύονται όλες οι πιθανές υπερφορτίσεις στα κυκλώματα του συστήματος τόσο υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας όσο και μετά από διαταραχές, λαμβάνοντας υπόψη τα μέγιστα προβλεπόμενα φορτία στους ζυγούς του συστήματος και χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η κατανομή φορτίου μεταξύ των μονάδων παραγωγής. Η διαδικασία οδηγεί στον προσδιορισμό ενός υποσυνόλου αποδεκτών σεναρίων ανάπτυξης (μη εμφάνιση υπερφορτίσεων) και του υποσυνόλου των σεναρίων ανάπτυξης που χρήζουν περαιτέρω διερεύνησης (εμφάνιση πιθανών υπερφορτίσεων για κάποια σχήματα παραγωγής). Αυτά αναλύονται διεξοδικά λαμβάνοντας υπόψη τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος βάση του κανόνα ένταξης μονάδων που έχει επιλεγεί. Για όλα τα αποδεκτά σενάρια, η ανάλυση των επιπέδων τάσεων και ο υπολογισμός των συνολικών ετήσιων απωλειών, γίνεται με επίλυση των εξισώσεων ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος.

Ο γενικός αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος που προτείνεται είναι ο εξής:

Για κάθε έτος της μελέτης και για όλα τα υποψήφια σενάρια ανάπτυξης κάθε έτους ακολουθούνται τα Βήματα 1 - 5.

Βήμα 1: Εξετάζεται η ικανότητα του δικτύου να μεταφέρει ασφαλώς τη ζητούμενη ισχύ στα κέντρα κατανάλωσης σε κανονικές (N) και έκτακτες ($N-1$) συνθήκες λειτουργίας για διάφορα σενάρια παραγωγής των Α/Π. Τα σενάρια στα οποία εμφανίζονται υπερφορτίσεις κυκλωμάτων απορρίπτονται (αναλυτική παρουσίαση γίνεται στην ενότητα 5.2).

Βήμα 2: Αν το εξεταζόμενο σενάριο έχει χαρακτηριστεί αποδεκτό στο προηγούμενο Βήμα υπολογίζονται τα προφίλ τάσεων στους ζυγούς και καθορίζονται οι αναγκαίες συσκευές αντιστάθμισης φορτίου (αναλυτική παρουσίαση γίνεται στην ενότητα 5.3). Εντοπίζονται εκ νέου μη αποδεκτά σενάρια τα οποία απορρίπτονται.

Για κάθε αποδεκτό σενάριο επέκτασης που προκύπτει από τα Βήματα 1 και 2 εκτελούνται τα Βήματα 3-5:

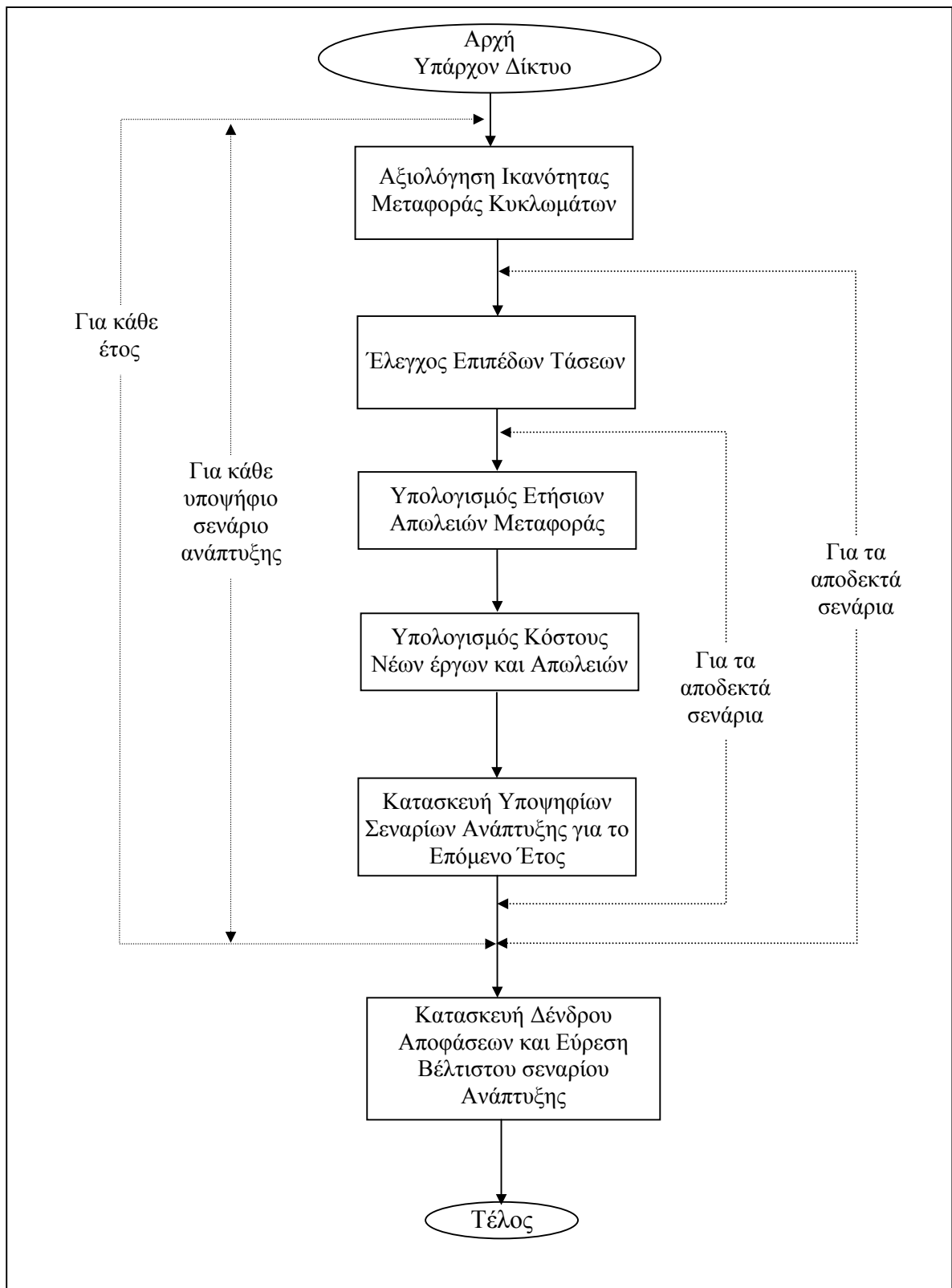
Βήμα 3: Υπολογίζονται οι ετήσιες απώλειες μεταφοράς (αναλυτική παρουσίαση γίνεται στην ενότητα 5.4).

Βήμα 4: Υπολογίζεται το συνολικό κόστος εγκατάστασης των νέων έργων καθώς και το κόστος των ετησίων απωλειών μεταφοράς.

Βήμα 5: Προτείνονται τα υποψήφια σενάρια ανάπτυξης για το επόμενο έτος της μελέτης.

Βήμα 6: Κατασκευάζεται το δένδρο αποφάσεων και επιλέγεται η αλληλουχία σεναρίων επέκτασης για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται, με το ελάχιστο συνολικό κόστος με χρήση τεχνικών δυναμικού προγραμματισμού (αναλυτική παρουσίαση γίνεται στην ενότητα 5.5).

Στο Σχήμα 5.1 που ακολουθεί παρουσιάζεται η ροή διαδικασιών στην προτεινόμενη μεθοδολογία.



Σχήμα 5.1: Γενική Μεθοδολογία Επίλυσης Προβλήματος Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς

5.2 Αξιολόγηση Ικανότητας Μεταφοράς Κυκλωμάτων

Στην παρούσα παράγραφο περιγράφεται το Βήμα 1 της μεθοδολογίας για την αξιολόγηση της ικανότητας των κυκλωμάτων (Γ.Μ.-Μ/Σ) να μεταφέρουν την παραγόμενη ισχύ από τους σταθμούς παραγωγής στα φορτία, κάτω από όλα τα πιθανά σχήματα παραγωγής-φορτίων, σε κανονικές (N) και έκτακτες (N-1) συνθήκες λειτουργίας. Τα διαφορετικά σχήματα παραγωγής προκύπτουν λόγω της στοχαστικότητας της παραγωγής των Α/Π, του προγράμματος συντήρησης των μονάδων παραγωγής και της κατανομής φορτίου σ' αυτές, καθώς και εξαιτίας ενδεχομένων βλαβών μονάδων. Η ικανότητα μεταφοράς είναι κρίσιμος παράγοντας για την αξιόπιστη τροφοδότηση των καταναλωτών δεδομένου ότι ενδεχόμενες υπερφορτίσεις κυκλωμάτων αντιμετωπίζονται συνήθως με απόρριψη φορτίου.

Η μεθοδολογία αξιολόγησης της ικανότητας μεταφοράς κυκλωμάτων για κανονικές (N) και έκτακτες (N-1) συνθήκες λειτουργίας ακολουθεί τα παρακάτω Βήματα:

Βήμα 1: Υπολογίζεται η **μέγιστη πιθανή ροή ισχύος** από κάθε κύκλωμα, για όλα τα πιθανά λειτουργικά σχήματα του συστήματος παραγωγής καθώς και όλες τις πιθανές φορτίσεις σε κάθε ζυγό του συστήματος. Αν σε καμία περίπτωση δεν εμφανίζονται υπερφορτίσεις κυκλωμάτων, το σενάριο θεωρείται αποδεκτό και ο αλγόριθμος σταματά. Σε αντίθετη περίπτωση, το σενάριο εξετάζεται αναλυτικά στη συνέχεια.

Βήμα 2: Εξετάζονται τα θεωρούμενα ως δυσμενέστερα σχήματα παραγωγής ως εξής:

2.1 Καθορίζονται τα ακραία σχήματα παραγωγής των Α/Π (βλ. ενότητα. 5.2.2). Για κάθε ακραίο σχήμα παραγωγής Α/Π ακολουθούνται τα Βήματα 2.2. - 2.4.

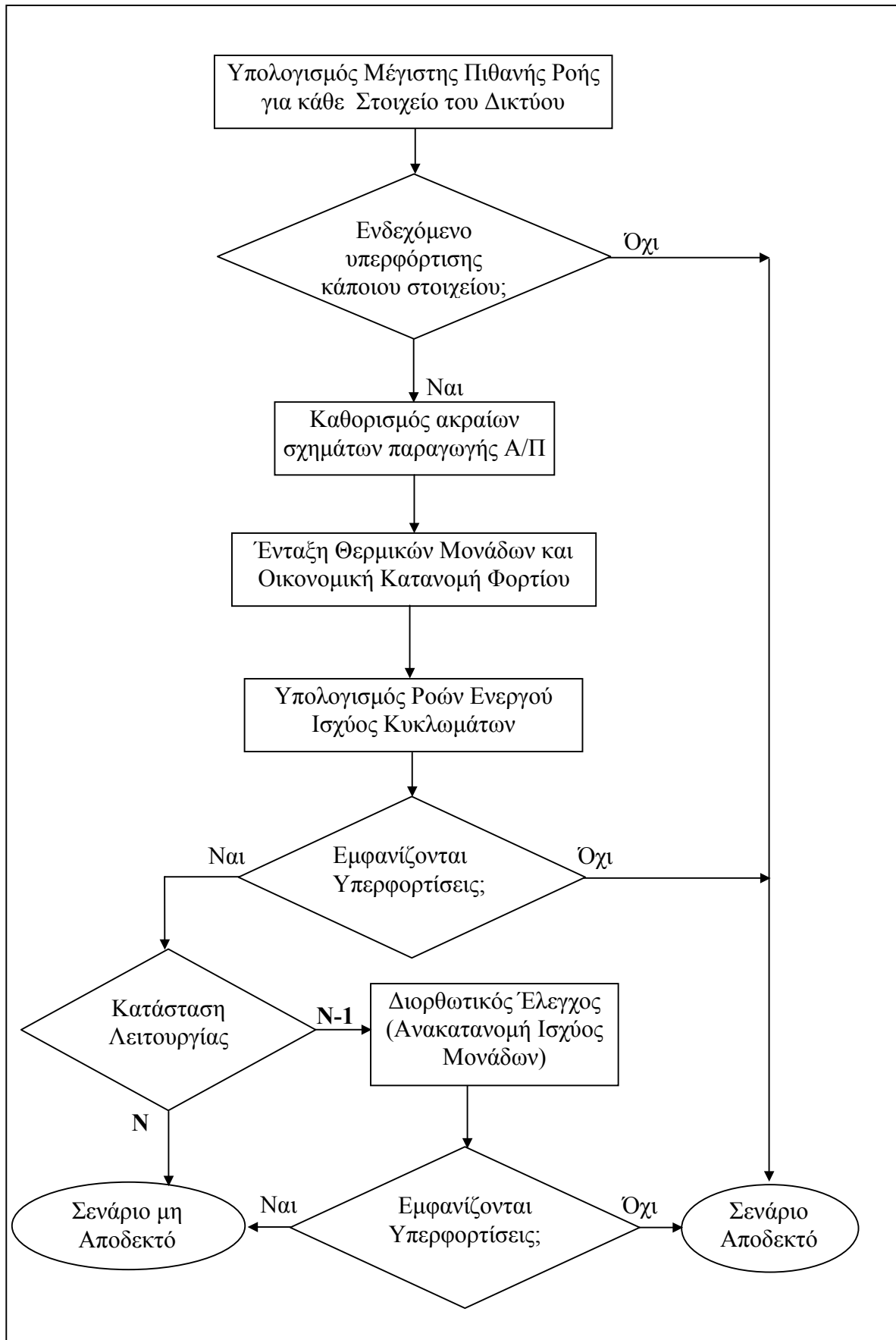
2.2 Γίνεται ένταξη των θερμικών μονάδων παραγωγής και οικονομική κατανομή φορτίου (βλ. ενότητα. 5.2.3 και Κεφάλαιο 7).

2.3 Υπολογίζεται η ροή ισχύος από κάθε κύκλωμα ώστε να διαπιστωθεί η τυχόν εμφάνιση υπερφορτίσεων. Στην περίπτωση μη εμφάνισης υπερφορτίσεων, το σενάριο θεωρείται αποδεκτό. Αν σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας (N) εμφανίζονται υπερφορτίσεις, το σενάριο απορρίπτεται. Αν εμφανίζονται υπερφορτίσεις σε έκτακτες συνθήκες λειτουργίας (N-1), ο αλγόριθμος προχωρεί στο επόμενο Βήμα.

2.4 Διερευνάται η δυνατότητα απομάκρυνσης των υπερφορτίσεων με χρήση τεχνικών διορθωτικού ελέγχου. Αν με κατάλληλη ανακατανομή της παραγωγής των μονάδων παραγωγής είναι δυνατόν να απομακρυνθούν οι υπερφορτίσεις, το σενάριο θεωρείται αποδεκτό, αλλιώς το σενάριο απορρίπτεται (βλ. ενότητα. 5.2.4).

Το Βήμα 2 εφαρμόζεται για το στιγμιότυπο μέγιστης και ελάχιστης φόρτισης του δικτύου. Το στιγμιότυπο ελάχιστης φόρτισης εξετάζεται για να καλυφθούν οι περιπτώσεις ακτινικών τμημάτων του δικτύου (συνήθως του δικτύου διανομής), όπου Α/Π συνδέεται σε ζυγό φορτίου. Στην περίπτωση αυτή η μέγιστη ροή ενδέχεται να εμφανίζεται στο στιγμιότυπο ελάχιστης φόρτισης του ζυγού.

Ο αλγόριθμος παριστάνεται σχηματικά στο διάγραμμα του Σχήματος 5.2. Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται αναλυτικά οι επιμέρους αλγόριθμοι.



Σχήμα 5.2: Αλγόριθμος Αξιολόγησης Ικανότητας Μεταφοράς Κυκλωμάτων

5.2.1 Υπολογισμός Μέγιστης Πιθανής Ροής σε Ένα Κύκλωμα

Το πρόβλημα του υπολογισμού της μέγιστης ροής που ενδέχεται να περάσει από ένα κύκλωμα για όλα τα πιθανά λειτουργικά σχήματα των μονάδων παραγωγής, περιγράφεται ως εξής:

Δεδομένων των μέγιστων φορτίων των ζυγών του συστήματος, ζητείται η μέγιστη τιμή της ροής ενεργού ισχύος F^i από το εξεταζόμενο κύκλωμα.

Η ενεργός ροή F^i που διέρχεται από κάθε κύκλωμα i υπολογίζεται από την εξίσωση:

$$F^i = \sum_{k=1}^{N_{\theta}} d_k^i P_g^k + \sum_{l=1}^{N_W} d_l^i A_g^l - \sum_{j=1}^N d_j^i L^j \quad (5.2)$$

όπου d_k^i, d_l^i, d_j^i , οι συντελεστές ευαισθησίας που υπολογίζονται από τη λύση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος (βλ. Παράρτημα Π2).

Το πρόβλημα επιλύεται σαν πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού που περιγράφεται ως εξής:

$$\max F^i$$

υπό τους ακόλουθους λειτουργικούς περιορισμούς:

- Όρια παραγωγής θερμικών μονάδων:

Η παραγωγή κάθε θερμικής μονάδας παραγωγής πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ της μέγιστης ικανότητάς της και του τεχνικού ελαχίστου της:

$$P_{g,\min}^k \leq P_g^k \leq P_{g,\max}^k, \quad k = 1, \dots, N_{\theta} \quad (5.3)$$

- Όρια παραγωγής Α/Π:

Η παραγωγή κάθε Α/Π δεν υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ του:

$$0 \leq A_g^l \leq A_{g,\max}^l, \quad l = 1, \dots, N_W \quad (5.4)$$

- Όρια Φόρτισης Ζυγών:

Το Φορτίο κάθε Ζυγού δεν υπερβαίνει την μέγιστη τιμή του:

$$0 \leq L^j \leq L_{\max}^j, \quad j = 1, \dots, N \quad (5.5)$$

- Περιορισμός διείσδυσης ισχύος Α/Π:

Η συνολική παραγωγή όλων των Α/Π δεν πρέπει να υπερβαίνει ένα ποσοστό n_{pen} του συνολικού φορτίου του συστήματος (ποσοστό μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης) έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του συστήματος:

$$\sum_{l=1}^{N_W} A_g^l \leq n_{pen} * \sum_{j=1}^N L^j \quad (5.6)$$

Το n_{pen} είναι συνάρτηση των θερμικών μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία και του φορτίου του συστήματος και ο τρόπος υπολογισμού του περιγράφεται στο Κεφάλαιο 8. Επειδή όμως στο δεδομένο αλγόριθμο δεν γνωρίζουμε εκ των προτέρων ούτε ποιες μονάδες βρίσκονται σε λειτουργία ούτε το φορτίο του συστήματος, το n_{pen} θεωρείται γνωστό.

- Ισοζύγιο Ισχύος:

Το συνολικό φορτίο του συστήματος πρέπει να ισούται με τη συνολική παραγωγή.

$$\sum_{l=1}^{N_g} A_g^l + \sum_{k=1}^{N_e} P_g^k = \sum_{j=1}^N L^j \quad (5.7)$$

Το πρόβλημα επιλύεται για όλα τα κυκλώματα του συστήματος με χρήση τεχνικών γραμμικού προγραμματισμού και μεταβλητές απόφασης τα A_g^l, P_g^k, L^j .

5.2.2 Καθορισμός των Ακραίων Σχημάτων Παραγωγής Α/Π

Για κάθε εναλλακτικό σενάριο ανάπτυξης στο οποίο ο αλγόριθμος Υπολογισμού Μέγιστης Πιθανής Ροής σε Ένα Κύκλωμα και για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα μελέτης καθορίζονται τα ακραία λειτουργικά σχήματα στα οποία ενδέχεται να εμφανιστούν υπερφορτίσεις. Αυτά είναι τα στιγμιότυπα μέγιστου και ελαχίστου φορτίου θεωρώντας διάφορα επίπεδα παραγωγής για τα Α/Π. Τα πιθανά επίπεδα παραγωγής των Α/Π είναι πρακτικά άπειρα. Δεδομένου ότι η ροή πραγματικής ισχύος σε ένα κύκλωμα εκφράζεται ως γραμμικός συνδυασμός των φορτίων και των παραγωγών στους ζυγούς του συστήματος, αρκεί η εξέταση των “ακραίων” σχημάτων παραγωγής των Α/Π. Αυτά προκύπτουν θεωρώντας όλους τους δυνατούς συνδυασμούς του μέγιστου (εγκατεστημένη ισχύς) και ελάχιστου (μηδέν) επιπέδου παραγωγής τους.

5.2.3 Ένταξη Θερμικών Μονάδων και Οικονομική Κατανομή Φορτίου

Και ο αλγόριθμος αυτός εφαρμόζεται μόνο στις περιπτώσεις που η εφαρμογή του αλγορίθμου Υπολογισμού Μέγιστης Πιθανής Ροής σε Ένα Κύκλωμα έδειξε ότι υπάρχει ενδεχόμενο υπερφόρτισης έστω και ενός στοιχείου του δικτύου μεταφοράς.

Σκοπός του αλγορίθμου αυτού είναι η όσο το δυνατόν ακριβέστερη αναπαράσταση του σχήματος παραγωγής κατά το στιγμιότυπο μέγιστης φόρτισης του δικτύου για κάθε ακραίο σχήμα παραγωγής των Α/Π, όπου αναμένεται να παρουσιαστούν οι μέγιστες υπερφορτίσεις του συστήματος κάτω από πραγματικές πλέον λειτουργικές συνθήκες.

Υπολογίζονται ποιες θερμικές μονάδες παραγωγής πρέπει να θεωρηθούν εντός λειτουργίας καθώς και τη στάθμη παραγωγής τους, έτσι ώστε να επιλυθούν οι εξισώσεις ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος για τον υπολογισμό των ροών ενεργού ισχύος σε κάθε στοιχείο του δικτύου.

Αναλυτική περιγραφή του αλγορίθμου παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 7. Λαμβάνονται υπόψη:

- Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων παραγωγής
- Ο κανόνας ένταξης μονάδων
- Η εξασφάλιση της ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας του συστήματος.

Για την επίτευξη της ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας του συστήματος πρέπει να ικανοποιείται το κριτήριο *μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης*. Αυτό επιτυγχάνεται όταν οι μονάδες που τελικά επιλέγονται να βρίσκονται εντός λειτουργίας εξασφαλίζουν:

- Ικανή στρεφόμενη εφεδρεία.
- Δυνατότητα μείωσης παραγωγής τους σε ενδεχόμενη αύξηση της αιολικής παραγωγής (Ικανοποίηση περιορισμού τεχνικών ελαχίστων θερμικών μονάδων).
- Σε περίπτωση διαταραχών (όπως μεταβολή παραγωγής των Α/Π, απώλεια θερμικής μονάδας) το μέγιστο και μόνιμο σφάλμα συχνότητας του δικτύου να παραμένουν εντός προκαθορισμένων ορίων.

Το πρόβλημα υπολογισμού της *μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης* εξετάζεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 8.

Τέλος πρέπει να σημειωθεί ότι επειδή εξετάζονται συγκεκριμένα στιγμιότυπα παραγωγής των Α/Π και ως εκ τούτου γνωρίζουμε εκ των προτέρων τη παραγωγή τους, αυτή αντιμετωπίζεται ως αρνητικό φορτίο κατά την εφαρμογή του αλγορίθμου οικονομικής κατανομής φορτίου.

5.2.4 Διορθωτικός Έλεγχος

Το πρόβλημα του διορθωτικού ελέγχου επιλύεται για λειτουργικά σχήματα για τα οποία στο σύστημα εμφανίζονται υπερφορτίσεις κυκλωμάτων και για έκτακτες καταστάσεις λειτουργίας. Σκοπός είναι η ανακατανομή της παραγωγής των θερμικών μονάδων και των Α/Π ώστε να απομακρυνθούν οι υπερφορτίσεις αυτές.

Το πρόβλημα θεμελιώνεται ως εξής:

Δεδομένης της ισχύος παραγωγής A_g^i, P_g^k των Α/Π και των θερμικών μονάδων, να προσδιοριστούν οι ελάχιστες μεταβολές τους από το αρχικό σημείο λειτουργίας έτσι ώστε για τις νέες τιμές τους ($P_{g,new}^k, A_{g,new}^l$) κανένα κύκλωμα να μην υπερφορτίζεται, δηλ:

$$\min z$$

όπου:

$$z = \sum_{k=1}^{N_g} (P_g^k - P_{g,new}^k)^2 + \sum_{l=1}^{N_W} (A_g^l - A_{g,new}^l)^2 \quad (5.8)$$

Πρέπει να τονιστεί ότι τα Α/Π που θεωρούνται εντός λειτουργίας παράγουν τη μέγιστη ισχύ τους, άρα η μεταβολή στην παραγωγή τους αφορά μόνο μείωση. Η μείωση στην παραγωγή ενός αιολικού πάρκου γίνεται με βήμα πολλαπλάσιο της μέγιστης παραγωγής κάθε Α/Γ (αποσύνδεση Α/Γ).

Επίσης, σημειώνεται ότι ο κανόνας ένταξης δεν λαμβάνεται υπόψη στο σημείο αυτό. Η βελτιστοποίηση γίνεται με βάση τις μικρότερες μεταβολές από το αρχικό σημείο λειτουργίας, το οποίο πάντως είχε υπολογιστεί με βάση τον κανόνα ένταξης μονάδων.

Οι περιορισμοί του προβλήματος είναι οι εξής:

- Όρια παραγωγής θερμικών μονάδων

$$0 \leq P_{g,new}^k \leq P_{g,max}^k, k = 1, \dots, N_{\Theta} \quad (5.9)$$

- Όρια παραγωγής Α/Π:

$$0 \leq A_{g,new}^l \leq A_{g,max}^l, l = 1, \dots, N_W \quad (5.10)$$

- Ισοζύγιο Ισχύος:

$$\sum_{l=1}^{N_W} A_{g,new}^l + \sum_{k=1}^{N_{\Theta}} P_{g,new}^k = \sum_{j=1}^N L^j \quad (5.11)$$

- Όρια ροής ισχύος κυκλωμάτων:

$$|F^i| = \left| \sum_{k=1}^{N_{\Theta}} d_k^i P_{g,new}^k + \sum_{l=1}^{N_W} d_l^i A_{g,new}^l - \sum_{j=1}^N d_j^i L^j \right| \leq P_{max}^i, i = 1, S \quad (5.12)$$

Το πρόβλημα επιλύεται με τη χρήση τεχνικών τετραγωνικού προγραμματισμού με μεταβλητές απόφασης τα $A_{g,new}^l, P_{g,new}^k$.

5.3 Έλεγχος Επιπέδων Τάσεων

Κάθε υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης το οποίο χαρακτηρίστηκε ως αποδεκτό κατά την διαδικασία Αξιολόγησης Ικανότητας Μεταφοράς Κυκλωμάτων εξετάζεται όσον αφορά τα επίπεδα των τάσεων στους ζυγούς του δικτύου έτσι ώστε να χαρακτηριστεί εκ νέου αποδεκτό ή μη.

Ένα υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης θεωρείται αποδεκτό εάν οι τάσεις στους ζυγούς του συστήματος μπορούν να ρυθμιστούν εντός των καθορισμένων ορίων. Στην παρούσα μεθοδολογία οι τάσεις στους ζυγούς του συστήματος υπολογίζονται με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος στα “ακραία” στιγμιότυπα φόρτισης του σε κανονικές (N) και έκτακτες (N-1) συνθήκες λειτουργίας.

Στην περίπτωση που ο αλγόριθμος ροής φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος δεν οδηγήσει σε λύση (αποκλίνει), ή οι τάσεις που υπολογίζονται στους ζυγούς του συστήματος παραβιάζουν τα αποδεκτά όρια, εξετάζεται η χρήση συσκευών αντισταθμίσεων του φορτίου (πηνία - πυκνωτές) στους ζυγούς του συστήματος. Αν κάτι τέτοιο δεν οδηγήσει σε αποδεκτή λύση, το σενάριο χαρακτηρίζεται ως μη αποδεκτό.

5.4 Υπολογισμός Ετήσιων Απωλειών Μεταφοράς

Οι συνολικές ετήσιες απώλειες του συστήματος μεταφοράς υπολογίζονται για όλα τα αποδεκτά σενάρια ανάπτυξης. Με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος υπολογίζεται η ισχύς απωλειών για διάφορα επίπεδα φόρτισης του συστήματος και καθορίζεται μια συνάρτηση απωλειών της μορφής:

$$P_{LOSS} = A_1 P_{tot}^2 + A_2 \quad (5.13)$$

όπου P_{LOSS} η ισχύς απωλειών για συνολικό φορτίο συστήματος P_{tot} και A_1, A_2 κατάλληλες σταθερές. Ο συντελεστής A_2 ισούται με τις απώλειες οι οποίες είναι ανεξάρτητες του φορτίου και οφείλονται στις απώλειες μαγνήτισης των Μ/Σ και σε απώλειες γραμμών λόγω του φαινομένου Corona. Στη συνέχεια υπολογίζονται οι συνολικές ετήσιες απώλειες ολοκληρώνοντας πάνω στην ετήσια καμπύλη διάρκειας φορτίου [71]. Ο υπολογισμός είναι προσεγγιστικός αλλά αρκετά ικανοποιητικός για μελέτες επέκτασης.

Στη γενική περίπτωση η Εξίσωση 5.13 μπορεί να αντικατασταθεί με πολυώνυμο μεγαλύτερου βαθμού.

5.5 Αλγόριθμος Εύρεσης Βέλτιστου Σεναρίου Ανάπτυξης

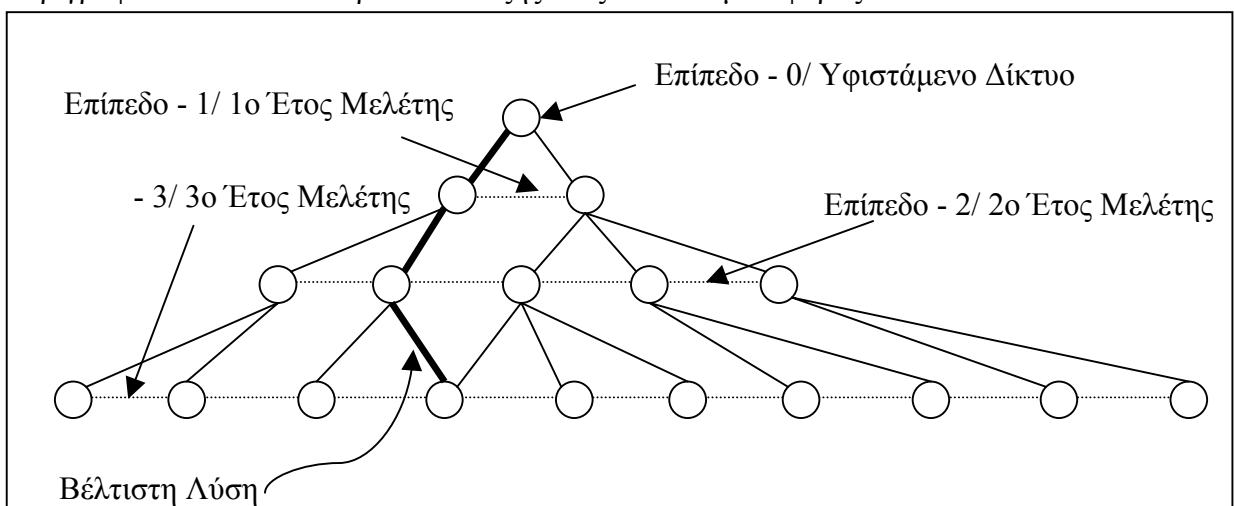
Τα εναλλακτικά σενάρια επέκτασης του συστήματος μεταφοράς στη διάρκεια των Μ ετών του χρονικού ορίζοντα της μελέτης παρίστανται από ένα δένδρο πιθανών αποφάσεων.

Κάθε “επίπεδο” του δένδρου απόφασης αντιστοιχεί σε ένα έτος της περιόδου μελέτης.

Κάθε “κόμβος” του δένδρου αποφάσεων περιγράφει μία τοπολογία του δικτύου που έχει προκύψει από διαδοχικές ενισχύσεις του δικτύου στα προηγούμενα έτη. Ο πρώτος κόμβος του δένδρου αντιστοιχεί στην παρούσα κατάσταση του δικτύου. Το κόστος κάθε κόμβου ισούται με το ετήσιο κόστος απωλειών που προκύπτουν από τη λειτουργία του συστήματος με την τοπολογία που περιγράφει ο κόμβος.

Κάθε σύνδεση από το επίπεδο i στο επίπεδο $i+1$ περιγράφει ένα υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης για το έτος i , και το κόστος της σύνδεσης ισούται με το κόστος εγκατάστασης των στοιχείων που προτείνει το σενάριο ανάπτυξης.

Για την εύρεση του βέλτιστου σεναρίου ανάπτυξης χρησιμοποιείται αλγόριθμος δυναμικού προγραμματισμού [76], ο οποίος επισκοπεί το δένδρο αποφάσεων και προσδιορίζει τη αλληλουχία κόμβων και κλάδων του με το συνολικό ελάχιστο κόστος. Στο Σχήμα 5.3 που ακολουθεί παρουσιάζεται μία τυπική μορφή ενός τέτοιου δένδρου αποφάσεων που περιγράφει τα πιθανά σενάρια ανάπτυξης ενός δικτύου μεταφοράς.



Σχήμα 5.3: Δένδρο Αποφάσεων Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς.

5.6 Σύνδεση Α/Π στο Δίκτυο Μεταφοράς

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται μια μεθοδολογία για τον καθορισμό του σημείου και του τρόπου σύνδεσης των Α/Π που αποτελούν ένα σενάριο ανάπτυξης Α/Π στο υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς, με σκοπό τον υπολογισμό τόσο του κόστους σύνδεσης όσο και του κόστους απωλειών στο δίκτυο σύνδεσης για κάθε Α/Π. Τα κόστη αυτά επιμερίζονται στα πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών και της Ηλεκτρικής Εταιρίας μέσω των Ρ.Π X_9 και X_{10} αντίστοιχα.

Τα κριτήρια που λαμβάνονται υπόψη για την επίλυση του προβλήματος είναι οικονομικά και τεχνικά:

Οικονομικά κριτήρια:

Ελαχιστοποίηση του κόστους του απαιτούμενου εξοπλισμού σύνδεσης (υποσταθμός, Μ/Σ, γραμμές μεταφοράς) και του κόστους απωλειών σύνδεσης.

Τεχνικά Κριτήρια:

- Εξασφάλιση ικανότητας μεταφοράς της παραγόμενης από το Α/Π ισχύος, τόσο από το Α/Π στο σύστημα μεταφοράς, όσο και μέσα στο σύστημα προς τα σημεία κατανάλωσης.
- Εξασφάλιση επιπέδων τάσεων στα σημεία σύνδεσης εντός προκαθορισμένων ορίων.
- Εξασφάλιση της ποιότητας ισχύος στα σημεία σύνδεσης.

5.6.1 Τρόποι Σύνδεσης Α/Π

Οι πιθανοί τρόποι σύνδεσης ενός Α/Π καθορίζονται κυρίως από το μέγεθος του Α/Π, την απόσταση που αυτό βρίσκεται από το υφιστάμενο σύστημα μεταφοράς καθώς και από τη δομή και τα χαρακτηριστικά του ίδιου του συστήματος μεταφοράς. Στη γενική περίπτωση, οι τρόποι που εξετάζονται στην παρούσα διατριβή παρουσιάζονται παρακάτω.

Τρόπος Σύνδεσης Α1

Απευθείας σύνδεση στο πλησιέστερο σημείο του δικτύου Μ.Τ μέσω γραμμής Μ.Τ. Αποτελεί τον οικονομικότερο τρόπο σύνδεσης καθώς το κόστος εγκατάστασης περιλαμβάνει μόνο το κόστος των γραμμών μεταφοράς. Είναι κατάλληλος για μικρά Α/Π εγκατεστημένης ισχύος έως 1 MW που βρίσκονται κοντά στο υφιστάμενο δίκτυο. Ο τρόπος σύνδεσης φαίνεται στο Σχήμα 5.4.

Τρόπος Σύνδεσης Α2

Σύνδεση σε υφιστάμενο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ, σε ζυγό φορτίου, μέσω γραμμής μεταφοράς Μ.Τ. Ο τρόπος σύνδεσης φαίνεται στο Σχήμα 5.5.

Τρόπος Σύνδεσης A3

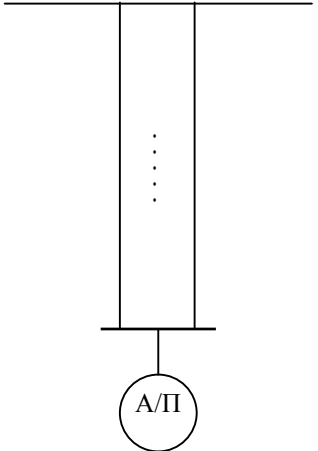
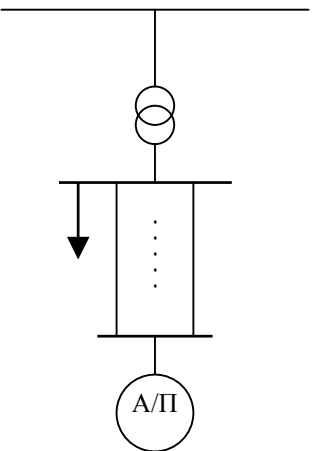
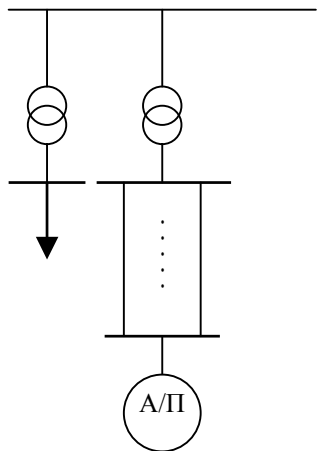
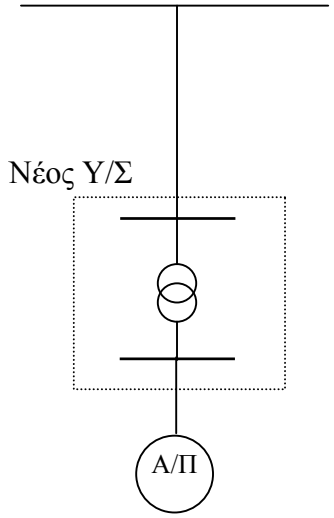
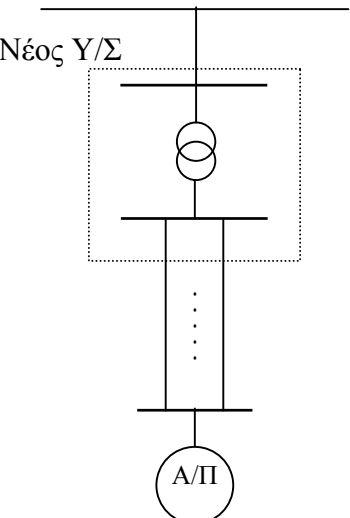
Σύνδεση σε υφιστάμενο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ, σε νέο Μ/Σ, μέσω γραμμής μεταφοράς Μ.Τ. Ο τρόπος σύνδεσης φαίνεται στο Σχήμα 5.6.

Τρόπος Σύνδεσης A4

Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ μέσω γραμμής μεταφοράς Υ.Τ. Κατάλληλος για μεγάλα Α/Π που βρίσκονται σε απομονωμένες περιοχές μακριά από το υφιστάμενο δίκτυο Υ.Τ. Αποτελεί τον πλέον ακριβό αλλά και ασφαλή τρόπο σύνδεσης. Ο τρόπος σύνδεσης φαίνεται στο Σχήμα 5.7.

Τρόπος Σύνδεσης A5

Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ μέσω γραμμής μεταφοράς Μ.Τ. Ο τρόπος σύνδεσης φαίνεται στο Σχήμα 5.8. Κατάλληλος για μεγάλα Α/Π εγκατεστημένης ισχύος της τάξεως μερικών δεκάδων MW, που βρίσκονται σχετικά κοντά στο δίκτυο ΥΤ.

<p style="text-align: center;">Γραμμή Μ.Τ</p>  <p>Σχήμα 5.4: Τρόπος Σύνδεσης Α1</p>	<p style="text-align: center;">Γραμμή Υ.Τ</p>  <p>Σχήμα 5.5: Τρόπος Σύνδεσης Α2</p>	<p style="text-align: center;">Γραμμή Υ.Τ</p>  <p>Σχήμα 5.6: Τρόπος Σύνδεσης Α3</p>
<p style="text-align: center;">Γραμμή Υ.Τ</p>  <p>Σχήμα 5.7: Τρόπος Σύνδεσης Α4</p>	<p style="text-align: center;">Γραμμή Υ.Τ</p>  <p>Σχήμα 5.8: Τρόπος Σύνδεσης Α5</p>	

5.6.2 Θεμελίωση του Προβλήματος και Μεθοδολογία Επίλυσης

Το πρόβλημα θεμελιώνεται ως εξής:

Δίνονται

- Το υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς
- Ένα σενάριο επέκτασης Α/Π

Ζητούνται

- Το σημείο και ο τρόπος σύνδεσης κάθε Α/Π

έτσι ώστε:

- Να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος σύνδεσης (Εγκατάστασης και απωλειών σύνδεσης για κάθε Α/Π)
- Να ικανοποιούνται οι τεχνικοί περιορισμοί σύνδεσης

Τα τεχνικά προβλήματα που αφορούν το δίκτυο μεταφοράς - (επίπεδα τάσεων, ικανότητα μεταφοράς ισχύος) εξετάζονται κατά τη διαδικασία επέκτασης του δικτύου και δεν λαμβάνονται υπόψη στον αλγόριθμο σύνδεσης των Α/Π. Οι τεχνικοί περιορισμοί που λαμβάνονται υπόψη στο στάδιο αυτό αφορούν την εξασφάλιση των κριτηρίων ποιότητας ισχύος στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο, και εξετάζονται στην ενότητα 5.6.3. Τα κριτήρια αυτά πρακτικά θα πρέπει να εξετάζονται μόνο στους Τρόπους Σύνδεσης Α1 και Α2 κατά τους οποίους το Α/Π συνδέεται σε σημείο του δικτύου διανομής και η λειτουργία του Α/Π ενδέχεται να επηρεάζει τη λειτουργία τους.

Η επιλογή των υποψηφίων σημείων σύνδεσης για κάθε Α/Π δεν μπορεί να γίνει κατά τρόπο συστηματικό και για το λόγο αυτό θα πρέπει να αντιμετωπίζεται κατά περίπτωση για το συγκεκριμένο δίκτυο και σενάριο ανάπτυξης Α/Π που εξετάζεται κάθε φορά.

Κάθε Α/Π μπορεί να συνδεθεί εναλλακτικά στα εξής τύπου σημεία (Σ) του δικτύου μεταφοράς όπως αυτά προκύπτουν από τους Τρόπους Σύνδεσης που περιγράφηκαν στην ενότητα 5.6.1:

Σ1: Γραμμή ΜΤ (Τρόπος Σύνδεσης Α1)

Σ2: Υπάρχων Υποσταθμός ΜΤ/ΥΤ (Τρόποι Σύνδεσης Α2 και Α3)

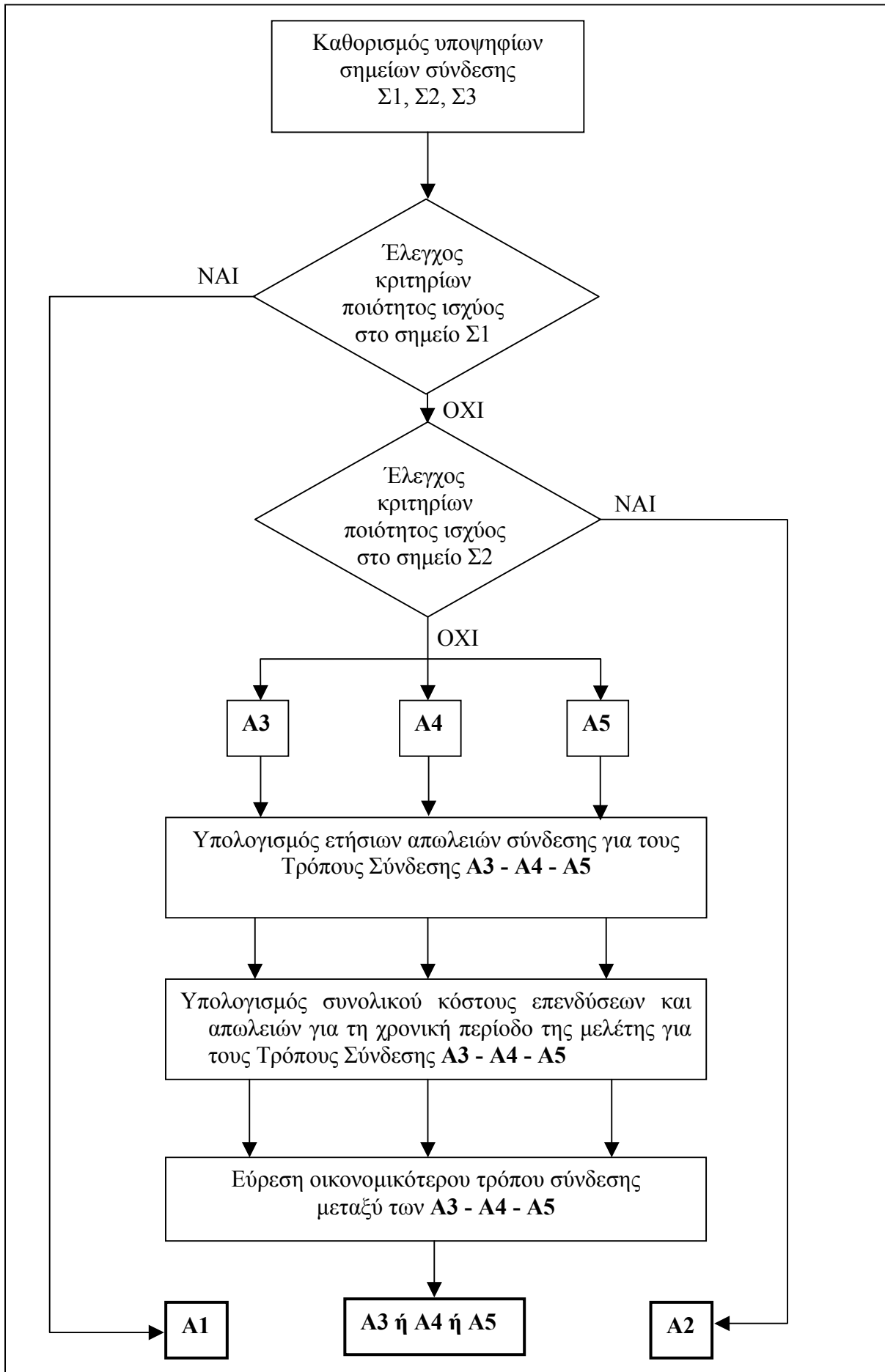
Σ3: Γραμμή ΥΤ (μέσω νέου Υποσταθμού ΜΤ/ΥΤ (Τρόποι Σύνδεσης Α4 και Α5)

Έτσι, για κάθε Α/Π καθορίζονται τα πιθανά σημεία σύνδεσης τύπου Σ1, Σ2 και Σ3. Για τα σημεία τύπου Σ1 και Σ2 θα πρέπει να ελέγχεται αν ικανοποιούν το κριτήριο ποιότητας ισχύος. Στην περίπτωση που ένα υποψήφιο σημείο τύπου Σ1 δεν ικανοποιεί το κριτήριο αυτό για το συγκεκριμένο Α/Π για το οποίο δοκιμάστηκε δεν θεωρείται αποδεκτό. Αν αυτό συμβαίνει για ένα σημείο τύπου Σ2 τότε το σημείο αυτό δεν είναι αποδεκτό για τον Τρόπο Σύνδεσης Α2 (σύνδεση σε Μ/Σ φορτίου) αλλά μόνο για Τρόπο Σύνδεσης Α3 (σε νέο Μ/Σ).

Αν για κάποιο Α/Π υπάρχει σημείο τύπου Σ1 κατάλληλο για σύνδεση με τον Τρόπο Σύνδεσης Α1, τότε δεν εξετάζονται πιθανά σημεία τύπου Σ2 και Σ3 και θεωρούμε ότι το προς εξέταση Α/Π συνδέεται με τον Τρόπο Σύνδεσης Α1. Αν όχι, τότε εξετάζεται αν υπάρχει σημείο τύπου Σ2 κατάλληλο για τον Τρόπο Σύνδεσης Α2. Αν δεν υπάρχει τότε εξετάζονται οι Τρόποι Σύνδεσης Α3, Α4 και Α5 και επιλέγεται ο Τρόπος Σύνδεσης που οδηγεί στο ελάχιστο συνολικό κόστος νέων έργων και απωλειών για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης.

Έτσι, για κάθε Α/Π, προκειμένου να υπολογιστεί το σημείο και ο Τρόπος Σύνδεσής του, ακολουθούνται τα παρακάτω τα Βήματα. Στο Σχήμα 5.9 παρουσιάζεται παραστατικά η μεθοδολογία που ακολουθείται.

- Βήμα 1:** Καθορισμός υποψηφίων σημείων σύνδεσης
- Βήμα 2:** Εύρεση πλησιέστερου σημείου Σ1 που ικανοποιεί τα κριτήρια ποιότητας ισχύος. Αν υπάρχει εκτελείται το Βήμα 3. Αν όχι εκτελείται το Βήμα 5.
- Βήμα 3:** Υλοποίηση Τρόπου Σύνδεσης Α1. Διαστασιολόγηση Γραμμής σύνδεσης ΜΤ και υπολογισμός του κόστους της.
- Βήμα 4:** Υπολογισμός ετησίων απωλειών σύνδεσης. Τέλος αλγορίθμου.
- Βήμα 5:** Επιλογή του πλησιέστερου σημείου Σ2 που ικανοποιεί τα κριτήρια ποιότητας ισχύος. Αν υπάρχει, εκτελείται το Βήμα 6. Αν όχι, εκτελείται το Βήμα 8.
- Βήμα 6:** Υλοποίηση Τρόπου Σύνδεσης Α2. Διαστασιολόγηση Γραμμής σύνδεσης ΜΤ και υπολογισμός του κόστους της.
- Βήμα 7:** Υπολογισμός ετησίων απωλειών σύνδεσης. Τέλος αλγορίθμου.
- Βήμα 8:** Υλοποίηση τρόπου σύνδεσης Α3 στο πλησιέστερο σημείο τύπου Σ2. Διαστασιολόγηση Γραμμής σύνδεσης ΜΤ και Μ/Σ ΜΤ/ΥΤ και υπολογισμός του κόστους αυτών.
- Βήμα 9:** Υλοποίηση τρόπου Σύνδεσης Α4 στα υποψήφια σημεία τύπου Σ3. Διαστασιολόγηση Γραμμής σύνδεσης ΜΤ και Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ και υπολογισμός του κόστους αυτών.
- Βήμα 10:** Υλοποίηση Τρόπου Σύνδεσης Α5 στα υποψήφια σημεία τύπου Σ3. Διαστασιολόγηση Γραμμής σύνδεσης ΥΤ και Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ και υπολογισμός του κόστους αυτών.
- Βήμα 11:** Υπολογισμός ετήσιων απωλειών για τους Τρόπους Σύνδεσης Α3 - Α4 - Α5.
- Βήμα 12:** Υπολογισμός συνολικού κόστους επενδύσεων και απωλειών για τη χρονική περίοδο της μελέτης για τους τρόπους σύνδεσης Α3 - Α4 - Α5.
- Βήμα 13:** Εύρεση οικονομικότερου τρόπου σύνδεσης μεταξύ των Α3 - Α4 - Α5.



Σχήμα 5.9: Αλγόριθμος Επιλογής Τρόπου Σύνδεσης Α/Π

5.6.3 Κριτήρια Ποιότητας Ισχύος

Οι επιπτώσεις από τη σύνδεση Α/Γ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και ειδικότερα μεγάλων Α/Π που συνδέονται είτε απευθείας στο δίκτυο μέσης τάσης (σημείο σύνδεσης Σ1) είτε σε ζυγούς Μ.Τ υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ (σημείο σύνδεσης Σ1 και Σ2) επηρεάζουν την ποιότητα της παρεχόμενης από τα Α/Π ισχύος και είναι συνοπτικά οι ακόλουθες:

- "Αργές" μεταβολές της τάσης λόγω μεταβολών της παραγόμενης από τις Α/Γ ισχύος.
- "Απότομες" μεταβολές της τάσης κατά την ζεύξη και απόζευξη των Α/Γ
- "Συνεχείς" διακυμάνσεις της τάσης (flicker) λόγω της κυμαινόμενης ισχύος παραγωγής του Α/Π.
- Αύξηση της ισχύος βραχυκύκλωσης του δικτύου και διαταραχές στην λειτουργία των διατάξεων προστασίας.
- Παραμόρφωση της κυματομορφής της τάσης λόγω αρμονικών που παράγουν οι Α/Γ όταν αυτές είναι εφοδιασμένες με ηλεκτρονικούς μετατροπείς ισχύος.

Οι επενέργειες, οι οποίες άμεσα γίνονται αντιληπτές αφορούν κυρίως ηλεκτρομαγνητικές παρεμβολές σε ηλεκτρονικά εξαρτήματα αλλά και σε καταναλωτές οι οποίοι βρίσκονται ηλεκτρικά "κοντά" στα σημεία σύνδεσης των Α/Π (Τρόποι Σύνδεσης Α1 και Α2). Ειδικότερα, αφορούν:

- Μεταβολή της φωτεινότητας των λαμπτήρων πυράκτωσης (flicker) και λαμπτήρων αερίου.
- Επιπτώσεις στις εγκαταστάσεις τηλεχειρισμού, τηλε-ενδείξεων, μετρήσεων και προστασίας του δικτύου μεταφοράς.
- Καταπόνηση συστοιχιών πυκνωτών, στραγγαλιστικών πηνίων, Μ/Σ, κινητήρων και άλλων διατάξεων λόγω αυξημένων ρευμάτων αλλά και τάσεων αιχμής.
- Παρεμβολές σε ηλεκτρονικά δίκτυα και συστήματα επικοινωνιών.

Για την αποφυγή των παραπάνω ανεπιθύμητων φαινομένων έχουν θεσπιστεί κώδικες και πρότυπα που καθορίζουν τις προϋποθέσεις που πρέπει να εξασφαλίζονται κατά τη σύνδεση των Α/Π στο σύστημα. [72]-[74]. Στα πλαίσια της παρούσας διατριβής θα εξεταστούν τα κριτήρια που αφορούν:

- τις "απότομες" μεταβολές της τάσης κατά την ζεύξη και απόζευξη των Α/Γ.
- τις "συνεχείς" διακυμάνσεις της τάσης (flicker) λόγω της κυμαινόμενης ισχύος παραγωγής των Α/Γ.

5.6.3.1. Κριτήριο Απότομων Μεταβολών της Τάσης κατά τη Ζεύξη – Απόζευξη των Α/Γ

Η διακύμανση της τάσης που προκύπτει κατά τη διαδικασία Ζεύξης/Απόζευξης των Α/Π στο σημείο σύνδεσης δε θα πρέπει να ξεπερνά μία προκαθορισμένη τιμή, οι οποία με τους ισχύοντες κανονισμούς καθορίζεται σε 2% [72],[73]. Στην περίπτωση αυτή η μέγιστη επιτρεπόμενη ονομαστική ισχύς ενός Α/Π δίνεται από τη σχέση:

$$S_r \leq \frac{2\%S_k}{K} = \frac{S_k}{50K} \quad (5.14)$$

όπου:

- S_r : Η ονομαστική φαινομένη ισχύς του Α/Π
 S_k : Η ισχύς βραχυκύκλωσης του δικτύου στο σημείο σύνδεσης
 K : Ο λόγος του μέγιστου ρεύματος απορρόφησης του Α/Π προς το ονομαστικό του ρεύμα
 $K=2$ για ασύγχρονες γεννήτριες οι οποίες συνδέονται στο 95% έως και 105% των ονομαστικών τους στροφών
 $K=8$ στην περίπτωση που το μέγιστο ρεύμα είναι άγνωστο

5.6.3.2. Κριτήριο Συνεχούς Διακύμανσης της Τάσης - flicker

Οι ταχείες διακυμάνσεις της τάσης οι οποίες προκαλούνται από τη λειτουργία των Α/Γ μπορούν να εκτιμηθούν με τη βοήθεια του δείκτη flicker μακράς διάρκειας A_{lt} , ο οποίος υπολογίζεται από τη σχέση:

$$A_{lt} = \left[C_{WP} \frac{S_r}{S_k} \cos(\psi_k + \phi) \right] \quad (5.15)$$

όπου:

- C_{WP} : Ο συντελεστής flicker του Α/Π
 S_r : Η ονομαστική φαινομένη ισχύς του Α/Π
 S_k : Η ισχύς βραχυκύκλωσης του δικτύου στο σημείο σύνδεσης
 ψ_k : Η γωνία σύνθετης αντίστασης βραχυκύκλωσης του δικτύου στο σημείο σύνδεσης
 ϕ : Η γωνία συντελεστή ισχύος του Α/Π

Προκειμένου να γίνει αποδεκτή η σύνδεση ενός Α/Π σε ένα σημείο σύνδεσης απαιτείται η τιμή του δείκτη A_{lt} να είναι μικρότερη από κάποια τιμή κατωφλίου $A_{lt,th}$, δηλαδή πρέπει να ισχύει:

$$A_{lt} < A_{lt,th} \quad (5.16)$$

Σύμφωνα με την [72] η τιμή του $A_{lt,th}$ λαμβάνεται ίση με 0.1.

Ο συντελεστής flicker του Α/Π αποτελεί χαρακτηριστικό του Α/Π και είναι ανεξάρτητος από τη θέση σύνδεσής του στο δίκτυο. Προκύπτει από μετρήσεις ή παρέχεται από τον κατασκευαστή. Σε περίπτωση που είναι γνωστός ο συντελεστής flicker μίας Α/Γ C_{WT} σε ένα Α/Π που αποτελείται από n όμοιες Α/Γ, και με την προϋπόθεση ότι οι προκαλούμενες διακυμάνσεις της τάσης από κάθε Α/Γ είναι στατιστικώς ανεξάρτητες ισχύει:

$$C_{WP} = \frac{C_{WT}}{\sqrt{n}} \quad (5.17)$$

5.6.4 Υπολογισμός Απωλειών Σύνδεσης Α/Π

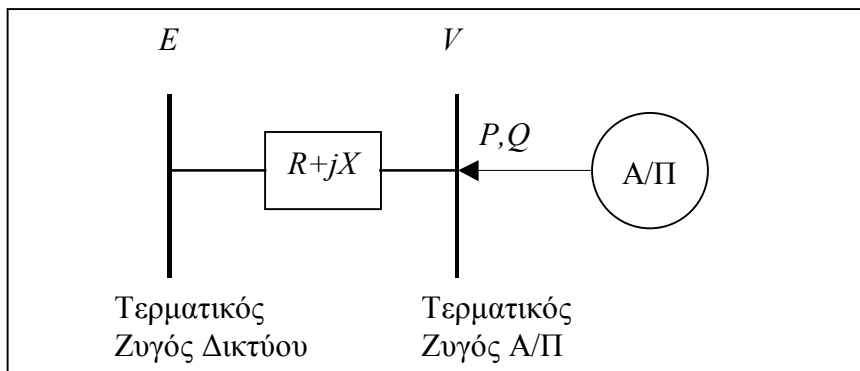
Ο υπολογισμός των απωλειών επί του δικτύου σύνδεσης (Συνδεδεμένες γραμμές – Μ/Σ) ενός Α/Π είναι σχετικά απλός καθώς το δίκτυο σύνδεσης είναι ακτινικής μορφής. Ο υπολογισμός βασίζεται στο απλοποιημένο μοντέλο του Σχήματος 5.10.

Για δεδομένη ισχύ εξόδου (P) του Α/Π και δεδομένη άεργο κατανάλωση (Q) υπολογίζεται η ισχύς απωλειών επί της σύνθετης αντίστασης $R+jX$. Η συνολική ετήσια ενέργεια απωλειών υπολογίζεται ως εξής:

Κατασκευάζεται το μοντέλο διαθεσιμότητας του Α/Π (βλ. Παράρτημα, ενότητα Π3.1). Το μοντέλο αυτό είναι της μορφής $(P_1, R_1), \dots, (P_N, R_N)$ όπου R_i είναι η πιθανότητα το Α/Π να παράγει ισχύ P_i . Χρησιμοποιώντας το μοντέλο του Σχήματος 5.10 για κάθε P_i υπολογίζεται η ισχύς απωλειών PL_i . Οι συνολική ετήσια ενέργεια PL_{tot} υπολογίζεται από τη σχέση:

$$PL_{tot} = 8760 (R_1 * PL_1 + \dots + R_N * PL_N) \quad (5.18)$$

όπου 8760 είναι το πλήθος των ωρών του έτους.



Σχήμα 5.10: Μοντέλο Υπολογισμού Απωλειών Σύνδεσης ΑΠ

όπου:

- $R+jX$: Η συνολική σύνθετη αντίσταση της γραμμής σύνδεσης και του Μ/Σ
- E : Η τάση στον τερματικό ζυγό του δικτύου στο σημείο σύνδεσης του Α/Π η οποία θεωρείται ίση με 1 α.μ
- V : Η τερματική τάση στο ζυγό εξόδου του Α/Π.
- P, Q : Η ενεργός και άεργος ισχύς παραγωγής του Α/Π.

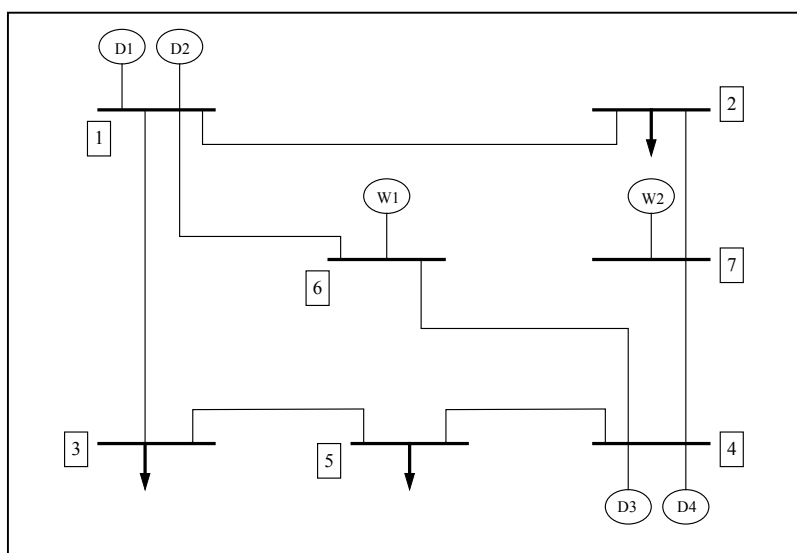
5.7 Παράδειγμα Εφαρμογής Αλγόριθμου Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται αναλυτικά ένα παράδειγμα εφαρμογής του αλγορίθμου επέκτασης δικτύου μεταφοράς σε ένα σύστημα 7 ζυγών. Ο χρονικός ορίζοντας μελέτης είναι 10 χρόνια.

5.7.1 Περιγραφή Συστήματος

Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που εξετάζεται στο παρόν παράδειγμα παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.11.

Το δίκτυο μεταφοράς του αποτελείται από 7 ζυγούς και λειτουργεί υπό ονομαστική τάση 150 kV. Στο Σχήμα, όπως και στη μελέτη που ακολουθεί, αμελείται το δίκτυο διανομής (μετασχηματιστές υποβιβασμού τάσης στους ζυγούς των φορτίων, γραμμές διανομής) καθώς και οι μετασχηματιστές ανύψωσης τάσης των μονάδων παραγωγής.



Σχήμα 5.11: Μονογραμμικό Διάγραμμα Ηλεκτρικού Συστήματος

Το δίκτυο αποτελείται από 8 γραμμές μεταφοράς ονομαστικής τάσης λειτουργίας 150 kV του ίδιου τύπου, τα χαρακτηριστικά των οποίων περιγράφονται στον Πίνακα 5.1.

Πίνακας 5.1: Χαρακτηριστικά Γραμμών Υφιστάμενου Δικτύου

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Άφιξης	Μήκος (km)	R (α.μ.)	X (α.μ.)
1	2	40	0.032533	0.079289
1	3	40	0.032533	0.079289
2	7	40	0.032533	0.079289
7	4	40	0.032533	0.079289
4	5	20	0.016267	0.039644
3	5	20	0.016267	0.039644
1	6	40	0.032533	0.079289
6	4	40	0.032533	0.079289

Τα όρια φόρτισης όλων των γραμμών είναι 138 MW.

Το σύστημα παραγωγής αποτελείται από δύο θερμικούς σταθμούς που συνδέονται στους ζυγούς 1 και 4 αντίστοιχα, και 2 αιολικά πάρκα W1 και W2 που συνδέονται στους ζυγούς 6 και 7 αντίστοιχα.

Ο κάθε θερμικός σταθμός αποτελείται από δύο μονάδες παραγωγής D1, D2 και D3, D4 αντίστοιχα, τα χαρακτηριστικά των οποίων παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.2. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των θερμικών σταθμών παραγωγής είναι 480 MW ενώ η μέγιστη ισχύς παραγωγής είναι 400 MW.

Τον 6ο χρόνο της μελέτης εντάσσεται νέα μονάδα στο σταθμό παραγωγής του ζυγού 4 με κωδικό D5. Τα χαρακτηριστικά της δίνονται επίσης στον Πίνακα 5.2

Πίνακας 5.2: Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων

Όνομα	Εγκατεστημένη Ισχύς Παραγωγής (MW)	Ελάχιστη Ισχύς Παραγωγής (MW)	Μέγιστη Ισχύς Παραγωγής (MW)	Συντελεστές Καμπύλης Κόστους Καυσίμου		
				a (Δρχ/kW ² .h)	b (Δρχ/kWh)	c (Δρχ/h)
D1	120	30	100	0.10	10	50
D2	120	30	100	0.15	12	100
D3	120	30	100	0.10	10	50
D4	120	30	100	0.15	12	100
D5	120	20	100	0.20	15	150

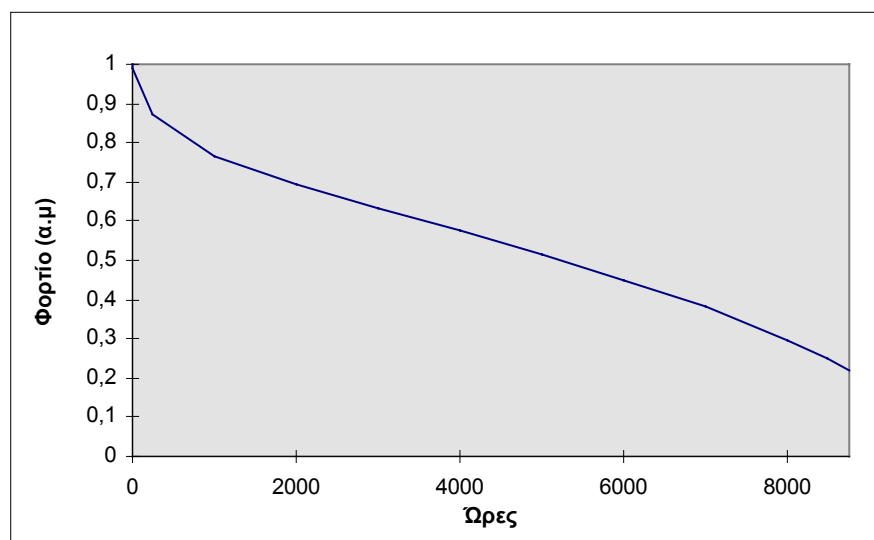
Στο κάθε αιολικό πάρκο είναι εγκατεστημένες 50 Α/Γ μέγιστης ισχύος παραγωγής 1 MW η κάθε μία. Έτσι, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων στο σύστημα που εξετάζουμε είναι 100 MW.

Τα φορτία του συστήματος είναι συγκεντρωμένα στους ζυγούς 2, 3 και 5. Τα μέγιστα ετήσια φορτία που αναμένεται να εμφανιστούν σε κάθε ζυγό για κάθε έτος της μελέτης παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.3. Θεωρήθηκε σταθερή ετήσια αύξηση 4% στη μέγιστη ενεργό ζήτηση και σταθερός συντελεστής συμμετοχής κάθε ζυγού στο συνολικό φορτίο του συστήματος. Επίσης για τον υπολογισμό της άεργης ζήτησης θεωρήθηκε σταθερός συντελεστής φορτίου $\cos\phi=0,95$ σε κάθε ζυγό.

Πίνακας 5.3: Αιχμές Φορτίου Συστήματος για την Περίοδο Μελέτης

Έτος	Ζυγός 3		Ζυγός 5		Ζυγός 2		Σύνολο	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
1	100,0	32,9	100,0	32,9	50,0	16,4	250,0	82,2
2	104,0	34,2	104,0	34,2	52,0	17,1	260,0	85,5
3	108,2	35,6	108,2	35,6	54,1	17,8	270,4	88,9
4	112,5	37,0	112,5	37,0	56,2	18,5	281,2	92,4
5	117,0	38,5	117,0	38,5	58,5	19,2	292,5	96,1
6	121,7	40,0	121,7	40,0	60,8	20,0	304,2	100,0
7	126,5	41,6	126,5	41,6	63,3	20,8	316,3	104,0
8	131,6	43,3	131,6	43,3	65,8	21,6	329,0	108,1
9	136,9	45,0	136,9	45,0	68,4	22,5	342,1	112,5
10	142,3	46,8	142,3	46,8	71,2	23,4	355,8	117,0

Η Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου του εξεταζόμενου συστήματος θεωρούμε ότι παραμένει σταθερή για την περίοδο μελέτης και παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.12. Ο συντελεστής φορτίου του συστήματος παραμένει επίσης σταθερός και ίσος με 55%.



Σχήμα 5.12: Καμπύλη διάρκειας φορτίου του εξεταζόμενου συστήματος

Τέλος, για αντιστάθμιση των φορτίων, στους ζυγούς 3 και 5 είναι εγκατεστημένοι πυκνωτές των 20 MVAr ανά ζυγό.

5.7.2 Εκτίμηση Υπάρχουσας κατάστασης δικτύου - 1^ο Έτος Μελέτης

Στην παράγραφο αυτή εξετάζεται η καταλληλότητα του υπάρχοντος δικτύου μεταφοράς για το πρώτο έτος της μελέτης, εφαρμόζοντας βήμα προς βήμα τη γενική μεθοδολογία και τους επιμέρους αλγορίθμους που αναπτύχθηκαν στην ενότητα 5.1.1. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων είναι αναλυτική προκειμένου να αναδειχθούν τα κυριότερα σημεία των αλγορίθμων που αναπτύχθηκαν στην παρούσα διατριβή. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εξέταση του υπάρχοντος δικτύου μεταφοράς θα οδηγήσουν στη συνέχεια στον καθορισμό των υποψήφιων σεναρίων ανάπτυξης του για τη χρονική περίοδο που εξετάζεται. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων του αλγορίθμου αξιολόγησης για κάθε ένα από τα υποψήφια σενάρια ανάπτυξης δεν θα είναι λεπτομερής και θα περιορίζεται μόνο στην αναφορά της επάρκειας ή όχι κάθε υποψηφίου σεναρίου που εξετάζεται.

5.7.3 Εφαρμογή Αλγορίθμου Μέγιστης Πιθανής Ροής σε Ένα Κύκλωμα

Ο αλγόριθμος αυτός, σκοπό έχει να υπολογίσει τη μέγιστη ροή ενεργού ισχύος που ενδέχεται να διαρρεύσει από κάθε κύκλωμα για όλες τις πιθανές στάθμες παραγωγής των θερμικών μονάδων και των Α/Γ. Ο αλγόριθμος εφαρμόζεται ξεχωριστά για την περίπτωση που όλες οι γραμμές του συστήματος μεταφοράς βρίσκονται εντός λειτουργίας και για όλες τις περιπτώσεις που έχει συμβεί βλάβη σε μία από τις γραμμές. Εάν στην περίπτωση εξέτασης του πλήρους δικτύου μεταφοράς καμία γραμμή δεν ενδέχεται να υπερβεί το όριο φόρτισής της τότε δεν εξετάζονται ούτε όλοι οι συνδυασμοί παραγωγής των Α/Π ούτε οι (N-1) καταστάσεις στις θερμικές μονάδες παραγωγής. Αντίστοιχα, εάν στην περίπτωση εξέτασης περίπτωσης (N-1) στις γραμμές μεταφοράς καμία γραμμή δεν ενδέχεται να υπερβεί το όριο φόρτισης της τότε δεν εξετάζονται οι συνδυασμοί παραγωγής των Α/Π (ούτε προφανώς οι (N-1) καταστάσεις στις θερμικές μονάδες παραγωγής καθότι ελέγχεται συνολικά να ικανοποιείται το κριτήριο (N-1)).

Περίπτωση πλήρους δικτύου

Οι μέγιστες ροές που ενδέχεται να περάσουν από κάθε γραμμή του δικτύου μεταφοράς δίνονται στον παρακάτω Πίνακα:

Γραμμή	1-2	1-3	2-7	7-4	4-5	3-5	1-6	6-4
Μέγιστη Ροή (MW)	62.50	118.8	48.75	43.75	151.9	51.87	45.00	68.8

Όπως φαίνεται από τον παραπάνω Πίνακα, η μόνη γραμμή που ενδέχεται να φορτιστεί πέραν του ορίου της (138 MW) είναι η γραμμή 4-5. Αυτό θα συμβεί αν οι παραγωγές των μονάδων είναι οι ακόλουθες:

Μονάδα	D1	D2	D3	D4	W1	W2
Παραγωγή (MW)	30	0	100	100	0	20

Λόγω του ενδεχομένου έστω και μία γραμμή να υπερφορτιστεί για μια συγκεκριμένη φόρτιση των μονάδων παραγωγής, οφείλουμε να εξετάσουμε τόσο όλους τους συνδυασμούς παραγωγής των αιολικών πάρκων όσο και τις (N-1) καταστάσεις που προκύπτουν από βλάβη μίας θερμικής μονάδας.

Περίπτωση βλάβης μίας γραμμής

Στον Πίνακα 5.4 παρουσιάζονται οι μέγιστες ροές ενεργού ισχύος κάθε γραμμής του δικτύου μεταφοράς, σε όλες τις περιπτώσεις βλάβης μίας γραμμής. Με έντονους χαρακτήρες παρουσιάζονται οι ροές που υπερβαίνουν το όριο υπερφόρτισης των 138 MW. Μόνο στην περίπτωση βλάβης της γραμμής 3-5 δεν εμφανίζεται καμία υπερφόρτιση άλλης γραμμής αν και οι γραμμές 1-3 και 4-5 φορτίζονται κοντά στα όρια τους. Σε όλες λοιπόν τις περιπτώσεις πρέπει να εξεταστούν οι συνδυασμοί μέγιστης παραγωγής των Α/Π εκτός της περίπτωσης βλάβης της γραμμής 3-5.

Πίνακας 5.4: Μέγιστες Πιθανές Ροές στις γραμμές Ύστερα από Βλάβη Γραμμής

Βλάβη Γραμμής	Ροή γραμμής (MW)							
	1-2	1-3	2-7	7-4	4-5	3-5	1-6	6-4
1-2	-	150.0	50.0	50.0	147.5	50.0	62.5	100.0
1-3	110.0	-	60.0	90.0	200.0	100.0	110.0	140.0
2-7	50.0	125.0	-	50.0	172.5	72.5	60.0	75.0
7-4	50.0	137.5	50.0	-	167.5	67.5	67.5	75.0
4-5	58.0	200.0	108.0	94.0	-	100.0	132.0	118.0
3-5	70.0	100.0	68.0	54.0	100.0	-	72.0	80.0
1-6	70.0	140.0	58.0	60.0	172.0	72.0	-	50.0
6-4	90.0	160.0	58.0	60.0	168.0	68.0	50.0	-

Από τον παραπάνω Πίνακα είναι εμφανές ότι οι γραμμές 1-3 και 4-5 είναι οι πλέον προβληματικές του δικτύου και στη μείωση της ροής αυτών των γραμμών πρέπει να εστιαστεί η κατασκευή των υποψηφίων σεναρίων ανάπτυξης του δικτύου.

5.7.4 Συνδυασμοί Ακραίας Παραγωγής Αιολικών Πάρκων

Όλες οι περιπτώσεις για τις οποίες ο αλγόριθμος Μέγιστης Πιθανής Ροής έδειξε ότι υπάρχει ενδεχόμενο υπερφόρτισης κάποιας γραμμής του δικτύου πρέπει να εξεταστούν αναλυτικά, εφαρμόζοντας πλέον πιο ‘λογικές’ τιμές στις παραγωγές τόσο των θερμικών μονάδων όσο και των Α/Π. Επειδή η ροή σε κάθε γραμμή εκφράζεται ως γραμμικός συνδυασμός των παραγωγών τόσο των Α/Π όσο και των θερμικών μονάδων παραγωγής, εξετάζονται όλοι οι δυνατοί συνδυασμοί μέγιστης και ελάχιστης παραγωγής των Α/Π. Εφόσον στο παράδειγμα που εξετάζουμε υπάρχουν 2 Α/Π, οι συνδυασμοί που εξετάζονται είναι οι εξής:

Πίνακας 5.5: Συνδυασμοί Μέγιστης και Ελάχιστης Παραγωγής των Α/Π

Συνδυασμός Παραγωγής Α/Π	Παραγωγή W1 (MW)	Παραγωγή W2 (MW)
1	50	50
2	0	50
3	50	0
4	0	0

5.7.5 Αλγόριθμος Ένταξης Μονάδων και Οικονομική Κατανομή Φορτίου

Για κάθε έναν από τους παραπάνω συνδυασμούς παραγωγής των Α/Π πρέπει να υπολογιστεί η παραγωγή κάθε θερμικής μονάδας τόσο σε περίπτωση που όλες οι μονάδες είναι διαθέσιμες όσο και σε όλες τις περιπτώσεις απώλειας μίας από αυτές. Για τον υπολογισμό εφαρμόζεται ο Αλγόριθμος Ένταξης Μονάδων και Οικονομικής Κατανομής φορτίου που παρουσιάζεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 7. Στην παράγραφο 7.3.1 παρουσιάζεται αναλυτικά ο τρόπος υπολογισμού για την περίπτωση που όλες οι θερμικές μονάδες θεωρούνται διαθέσιμες για τον συνδυασμό παραγωγής Α/Π 1.

Στον Πίνακα 5.6 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά αποτελέσματα για όλους τους συνδυασμούς παραγωγής των Α/Π καθώς και για όλες τις περιπτώσεις απώλειας μίας θερμικής μονάδας παραγωγής.

Πίνακας 5.6: Αποτελέσματα Αλγορίθμου Ένταξης Μονάδων και Ο.Κ.Φ

Συνδυασμός Παραγωγής Α/Π	Βλάβη Μονάδας	Παραγωγές Μονάδων (MW)			
		D1	D2	D3	D4
1	-	45.00	30.00	45.00	30.00
1	D1	0.00	40.00	70.00	40.00
1	D2	58.75	0.00	58.75	32.50
1	D3	70.00	40.00	0.00	40.00
1	D4	58.75	32.50	58.75	0.00
2,3	-	64.00	36.00	64.00	36.00
2,3	D1	0.00	54.30	91.40	54.30
2,3	D2	77.5	0.00	77.50	45.00
2,3	D3	91.40	54.30	0.00	54.30
2,3	D4	77.50	45.00	77.50	0.00
4	-	79.00	46.00	79.00	46.00
4	D1	0.00	75.00	100.00	75.00
4	D2	96.20	0.00	96.20	57.60
4	D3	100.00	75.00	0.00	75.00
4	D4	96.25	57.50	96.25	0.00

5.7.6 Επίλυση Εξισώσεων Ροής Φορτίου - Έλεγχος Ροών Ισχύος στα Στοιχεία του Δικτύου

Το επόμενο στάδιο της μεθοδολογίας αφορά τον υπολογισμό των ροών στις γραμμές για όλες τις N και N-1 καταστάσεις του δικτύου. Σε κάθε περίπτωση, οι παραγωγές των Α/Π λαμβάνονται από το συνδυασμό παραγωγής των Α/Π που εξετάζεται, ενώ οι παραγωγές των θερμικών μονάδων είναι αυτές που υπολογίστηκαν στην προηγούμενη παράγραφο και δίνονται από τον Πίνακα 5.5.

Η μόνη περίπτωση που δεν εξετάζεται είναι η περίπτωση βλάβης της γραμμής 3-5, η οποία όπως έδειξε ο αλγόριθμος Μέγιστης Πιθανής Ροής, δεν προκαλεί υπερφόρτιση σε καμία άλλη γραμμή για κανένα συνδυασμό παραγωγής των θερμικών μονάδων και των Α/Π.

N κατάσταση δικτύου (Όλες οι θερμικές μονάδες διαθέσιμες - καμία βλάβη σε γραμμή)

Στον Πίνακα 5.7 παρουσιάζονται οι ροές σε όλες τις γραμμές του δικτύου στην περίπτωση που καμία μονάδα παραγωγής ή γραμμή του δικτύου δεν έχει πάθει βλάβη, για όλους τους συνδυασμούς παραγωγής των Α/Π.

Πίνακας 5.7: Ροές Ισχύος Γραμμών Μεταφοράς για Πλήρες Δίκτυο

Γραμμή	1-2	1-3	2-7	7-4	4-5	3-5	1-6	6-4
Σενάριο Α/Π 1	18.75	78.13	31.25	18.75	121.87	21.88	21.87	28.13
Σενάριο Α/Π 2	18.75	78.13	31.25	18.75	121.88	21.87	3.13	3.13
Σενάριο Α/Π 3	37.50	81.25	12.50	12.50	118.75	18.75	18.75	31.25
Σενάριο Α/Π 4	37.50	81.25	12.50	12.50	118.75	18.75	6.25	6.25

Παρατηρείται ότι αν και καμία γραμμή δεν ξεπερνάει το όριο φόρτισής της σε καμία περίπτωση, εν τούτοις η γραμμή 1-3 και κυρίως η γραμμή 4-5 είναι φορτισμένες κοντά στο όριό τους, για όλους τους συνδυασμούς παραγωγής των Α/Π.

N-1 κατάσταση δικτύου (Βλάβη σε μία θερμική μονάδα ή βλάβη σε μία γραμμή)

Στις περισσότερες των περιπτώσεων καμία γραμμή του δικτύου δεν παρουσιάζει υπερφόρτιση. Στον παρακάτω Πίνακα 5.8 παρατίθενται οι περιπτώσεις εκείνες κατά τις οποίες σε μία τουλάχιστον γραμμή εμφανίζεται υπερφόρτιση. Με έντονους χαρακτήρες σημειώνονται οι τιμές που δηλώνουν υπερφόρτιση.

Πίνακας 5.8: Ροές Ισχύος Γραμμών Μεταφοράς που Εμφανίζουν Υπερφορτίσεις για N-1 Καταστάσεις Δικτύου

Συνδυασμός Α/Π	Βλάβη	Ροές Ενεργού ισχύος στις γραμμές (MW)							
		1-2	1-3	2-7	7-4	4-5	3-5	1-6	6-4
2	D1	7.32	60.98	42.68	7.32	139.02	39.02	14.02	14.02
1	1-3	50.00	-	0.00	50.00	200.00	100.00	25.00	75.00
2	1-3	50.00	-	0.00	50.00	200.00	100.00	50.00	50.00
3	1-3	70.00	-	20.00	20.00	200.00	100.00	30.00	80.00
4	1-3	70.00	-	20.00	20.00	200.00	100.00	55.00	55.00
1	4-5	30.00	200.00	80.00	30.00	-	100.00	95.00	45.00
2	4-5	30.00	200.00	80.00	30.00	-	100.00	70.00	70.00
3	4-5	10.00	200.00	60.00	60.00	-	100.00	90.00	40.00
4	4-5	10.00	200.00	60.00	60.00	-	100.00	65.00	65.00

Από τον παραπάνω Πίνακα παρατηρείται μικρή υπερφόρτιση της γραμμής 4-5 όταν συμβεί βλάβη στην μονάδα D1 ενώ το W1 παράγει 0 MW και το W2 παράγει 50 MW (Συνδυασμός 2).

Επίσης παρατηρείται ότι σε περίπτωση βλάβης της γραμμής 1-3 υπερφορτίζεται ισχυρά η γραμμή 4-5 για όλους τους συνδυασμούς παραγωγής των Α/Π. Το ίδιο συμβαίνει και με την γραμμή 1-3 όταν τεθεί εκτός λειτουργίας η γραμμή 4-5.

5.7.7 Ανακατανομή Παραγωγής Μονάδων για Εξάλειψη Υπερφορτίσεων

Ο αλγόριθμος αυτός εξετάζει αν είναι δυνατόν να εξαιρεθούν οι τυχόν υπερφορτίσεις που εμφανίστηκαν κατά τη διάρκεια διαταραχών (N-1) με κατάλληλη ανακατανομή της παραγωγής τόσο των θερμικών μονάδων όσο και των Α/Π.

Τα αποτελέσματα από την εφαρμογή του αλγορίθμου στο συγκεκριμένο παράδειγμα είναι τα εξής:

Στην πρώτη περίπτωση που αναφέρεται στον Πίνακα 5.8, η υπερφόρτιση στην γραμμή 4-5 μπορεί να εξαιρεθεί αν οι παραγωγές των μονάδων ρυθμιστούν στις νέες τιμές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.9.

Πίνακας 5.9: Ανακατανομή Παραγωγής Μονάδων για Αποφυγή Υπερφορτίσεων στην Γραμμή 4-5 Μετά από Βλάβη της Μονάδας D1 για το Συνδυασμό Α/Π 2

Μονάδα	Αρχική Παραγωγή (MW)	Νέα Παραγωγή (MW)
D1	0.00	0.00
D2	54.30	57.00
D3	91.40	90.10
D4	54.30	52.90
W1	0.00	0.00
W2	50.00	50.00

Πρέπει να τονιστεί επίσης, ότι η προτεινόμενη λύση οδηγεί στη μικρότερη συνολικά μετατόπιση από το αρχικό σημείο λειτουργίας των μονάδων.

Αντίθετα με την προηγούμενη διαταραχή, σε όλες τις υπόλοιπες διαταραχές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.8 δεν βρέθηκε λύση. Για το λόγο αυτό, το εξεταζόμενο σύστημα μεταφοράς κρίνεται ακατάλληλο και χρειάζεται ενίσχυση από το πρώτο έτος του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται.

5.7.8 Επιλογή Σεναρίων Επέκτασης - Έτος προς Έτος Εφαρμογή της Μεθοδολογίας

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζεται η λογική κατασκευής των υποψήφιων σεναρίων επέκτασης του δικτύου μεταφοράς. Οι υποψήφιες γραμμές που εξετάζονται αφορούν είτε ενισχύσεις των υαρχόντων γραμμών με δεύτερο κύκλωμα, είτε νέες γραμμές, μονές η διπλές που συνδέουν υφιστάμενους υποσταθμούς. Όλες οι νέες υποψήφιες γραμμές θεωρείται ότι είναι του ίδιου τύπου με τις υφιστάμενες.

Όπως έγινε εμφανές από την εξέταση του υφιστάμενου δικτύου, αυτό παρουσιάζει πρόβλημα στο νότιο τμήμα του, όπου είναι συγκεντρωμένο το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου. Οι γραμμές που παρουσιάζουν εντονότερο πρόβλημα υπερφόρτισης είναι οι 1-3 και 4-5, οι οποίες μεταφέρουν το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες παραγωγής στα φορτία. Για το λόγο αυτό τα υποψήφια σενάρια που πρέπει να εξεταστούν πρέπει να αφορούν είτε στην ενίσχυση των γραμμών αυτών, είτε στην κατασκευή νέων γραμμών που θα συνδέουν τους ζυγούς παραγωγής με αυτούς των φορτίων όπως είναι οι γραμμές 3-4, 3-6, 1-5, 7-5 και 6-5. Παράλληλα, πρέπει να εξεταστεί η ενίσχυση και άλλων γραμμών του νοτίου τμήματος όπως οι γραμμές 7-4 και 6-4. Διάφοροι συνδυασμοί των παραπάνω 9 γραμμών θα αποτελέσουν τα εναλλακτικά σενάρια επέκτασης.

Τα χαρακτηριστικά των γραμμών μεταξύ υποσταθμών που δεν συνδέονται μεταξύ τους στο αρχικό δίκτυο, παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.10 που ακολουθεί:

Πίνακας 5.10: Χαρακτηριστικά Νέων Υποψηφίων Γραμμών Μεταφοράς

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Αφίξης	Μήκος (km)	R (α.μ.)	X (α.μ.)
3	4	40	0.032533	0.079289
3	6	40	0.032533	0.079289
1	5	60	0.048799	0.118933
7	5	30	0.024400	0.046675
6	5	40	0.016267	0.039644

Ως πρώτο σενάριο εξετάζουμε το πιο προφανές, δηλαδή ενίσχυση των 1-3 και 4-5 από τον πρώτο χρόνο μελέτης. Το σενάριο αυτό ικανοποιεί όλες τις απαιτήσεις ομαλής λειτουργίας του συστήματος για όλο τον χρονικό ορίζοντα της μελέτης, γι' αυτό χαρακτηρίζεται ως αποδεκτό. Ταυτόχρονα αυτό οδηγεί στην απόφαση να μην προτείνονται περισσότερες από 3 νέες γραμμές στα επόμενα σενάρια που θα εξεταστούν, γεγονός που θα τα καταστήσουν σαφώς αντι-οικονομικότερα από το πρώτο σενάριο που εξετάστηκε.

Τα νέα σενάρια που εξετάζονται για το πρώτο έτος της μελέτης περιγράφονται στον Πίνακα 5.11 και αφορούν μόνο ένα έργο για το πρώτο έτος της μελέτης. Δίπλα σε κάθε σενάριο αναφέρεται και το έτος κατά το οποίο το δίκτυο πρέπει εκ νέου να ενισχυθεί καθότι δεν ικανοποιεί κάποιους από τους περιορισμούς καλής λειτουργίας. Στον Πίνακα συμπεριλαμβάνεται και το πρώτο σενάριο που αναφέρθηκε και αφορά ενίσχυση των 1-3 και 4-5 και δεν χρειάζεται επιπλέον ενίσχυση τα επόμενα χρόνια.

Πίνακας 5.11: Υποψήφια Σενάρια Επέκτασης για το Πρώτο Έτος της Μελέτης

α/α	Νέα Γραμμή	Έτος Νέας Ενίσχυσης
1	1-3 , 4-5	-
2	3-4	4
3	3-6	6
4	1-5	5
5	6-5	5
6	1-3	5
7	4-5	8

Στη συνέχεια, για κάθε ένα από τα έξι βασικά σενάρια που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.11 δοκιμάζονται για το έτος που αναφέρεται ως 'έτος νέας ενίσχυσης' όλοι οι συνδυασμοί δύο γραμμών, δηλαδή της βασικής γραμμής του σεναρίου και μια προς μία όλες τις 9 υποψήφιες γραμμές. Έτσι, κάθε βασικό σενάριο επεκτείνεται σε 9 νέα σενάρια. Τα σενάρια αυτά εξετάζονται με την σειρά τους μέχρι ποιο έτος είναι ικανοποιητικά, και στο έτος αυτό που το δίκτυο χρειάζεται νέα ενίσχυση, δοκιμάζονται πάλι και οι 9 γραμμές. Η παραπάνω μεθοδολογία καθώς και τα σενάρια που προκύπτουν από αυτή περιγράφονται στους παρακάτω Πίνακες 5.12 και κατόπιν ακολουθεί επεξήγησή τους .

Πίνακας 5.12: Υποψήφια σενάρια ανάπτυξης

4											6											
Έτος	3-4	1-3	4-5	6-5	3-4	1-5	7-5	6-4	7-4	3-6	Έτος	3-6	1-3	4-5	6-5	3-4	1-5	7-5	6-4	7-4	3-6	
10	1-3	@	V	V	N	V	V	N	N	V	8	1-3	@	V	N	V	N	N	N	N	N	@
OK	4-5	V	@	V	V	V	V	V	V	V	OK	4-5	V	@	V	V	V	V	V	V	V	V
OK	6-5	V	V	V	V	V	V	V	V	V	7	6-5	N	V	N	V	N	N	N	N	N	N
10	3-4	N	V	V	@	V	V	N	N	N	10	3-4	V	V	V	N	V	V	V	N	N	N
10	1-5	V	V	V	V	V	V	N	N	V	7	1-5	N	V	N	V	N	N	N	N	N	N
10	7-5	V	V	V	V	V	V	N	N	V	8	7-5	N	V	N	V	N	N	N	N	N	N
6	6-4	N	V	V	N	N	N	@	N	V	6	6-4	N	V	N	V	N	N	@	N	N	N
5	7-4	N	V	V	N	N	N	N	@	N	6	7-4	N	V	N	N	N	N	N	@	N	N
10	3-6	V	V	V	N	V	V	V	N	N	6	3-6	@	V	N	N	N	N	N	N	N	@

5											5											
Έτος	1-5	1-3	4-5	6-5	3-4	1-5	7-5	6-4	7-4	3-6	Έτος	6-5	1-3	4-5	6-5	3-4	1-5	7-5	6-4	7-4	3-6	
7	1-3	@	N	N	V	N	N	N	N	N	7	1-3	@	V	N	V	N	V	N	N	N	N
10	4-5	N	@	N	N	N	N	N	N	N	10	4-5	V	@	N	V	V	N	N	N	N	V
7	6-5	N	N	N	V	N	N	N	N	N	6	6-5	N	N	@	V	N	N	N	N	N	N
10	3-4	V	N	V	V	V	V	N	N	V	OK	3-4	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
5	1-5	N	N	N	V	@	N	N	N	N	7	1-5	N	V	N	V	N	N	N	N	N	N
7	7-5	N	N	N	V	N	V	N	N	N	8	7-5	V	N	N	V	N	N	N	N	N	N
5	6-4	N	N	N	N	N	N	@	N	N	5	6-4	N	N	N	V	N	N	@	N	N	N
5	7-4	N	N	N	N	N	N	N	@	N	5	7-4	N	N	N	V	N	N	N	@	N	N
7	3-6	N	N	N	V	N	N	N	N	N	7	3-6	N	V	N	V	N	N	N	N	N	N

5										8												
Έτος	1-3	1-3	4-5	6-5	3-4	1-5	7-5	6-4	7-4	3-6	Έτος	4-5	1-3	4-5	6-5	3-4	1-5	7-5	6-4	7-4	3-6	
@	1-3	@	@	@	@	@	@	@	@	@	OK	1-3	@	@	V	V	V	V	V	V	V	V
OK	4-5	@	@	V	V	V	V	V	V	V	@	4-5	@	@	@	@	@	@	@	@	@	@
7	6-5	@	V	N	V	N	V	N	N	N	10	6-5	V	@	N	V	V	N	N	N	N	V
10	3-4	@	V	V	N	V	V	N	N	V	OK	3-4	V	@	V	V	V	V	V	V	V	V
7	1-5	@	V	N	V	N	N	N	N	N	10	1-5	V	@	V	V	@	N	N	N	N	V
6	7-5	@	V	V	V	N	N	N	N	N	10	7-5	V	@	N	V	N	N	N	N	N	V
5	6-4	@	V	N	N	N	N	@	N	N	8	6-4	V	@	N	V	N	N	@	N	N	V
5	7-4	@	V	N	N	N	N	N	@	N	8	7-4	V	@	N	V	N	N	N	@	N	V
8	3-6	@	V	N	V	N	N	N	N	N	OK	3-6	V	@	V	V	V	V	V	V	V	V

Κάθε ένας από τους παραπάνω Πίνακες αναφέρεται και σε ένα από τα 6 βασικά σενάρια του Πίνακα 5.10 (σενάρια 2-7). Το πιο έντονα διαγραμματισμένο κελί του κάθε Πίνακα στην πάνω αριστερά γωνία του υποδηλώνει την ενίσχυση του δικτύου το πρώτο έτος της μελέτης, ενώ το νόμιμο έξω από τον Πίνακα δηλώνει το έτος που το δίκτυο χρειάζεται νέα ενίσχυση.

Η δεύτερη ενίσχυση διαβάζεται στην δεύτερη στήλη του Πίνακα (κάτω από τη βασική γραμμή κάθε σεναρίου), ενώ στη ίδια γραμμή του Πίνακα αλλά στην πρώτη στήλη αναφέρεται το έτος που χρειάζεται η τρίτη ενίσχυση. Η τρίτη ενίσχυση αναφέρεται στην πρώτη γραμμή του Πίνακα. Η ένδειξη 'OK' στην πρώτη στήλη υποδηλώνει ότι δεν χρειάζεται τρίτη ενίσχυση στο συγκεκριμένο σενάριο.

Τα υπόλοιπα κελιά κάθε Πίνακα δηλώνουν αν τελικά το αντίστοιχο σενάριο είναι αποδεκτό έως και το 10ο έτος της μελέτης (V) ή αν δεν είναι (N). Το σύμβολο (@) υποδηλώνει ότι το αντίστοιχο σενάριο δεν εξετάζεται καθότι προτείνει 3 γραμμές (μαζί με την ήδη υφιστάμενη) μεταξύ δύο ζυγών.

Το έντονα περιγεγραμμένο κελί του πρώτου Πίνακα περιγράφει το εξής σενάριο ανάπτυξης:

- 1ο έτος - Γραμμή 3-4
- 4ο έτος - Γραμμή 1-3
- 10ο έτος - Γραμμή 1-3

το οποίο όμως τελικά δεν εξετάζεται καθότι οδηγεί σε τριπλή γραμμή 1-3

Το έντονα περιγεγραμμένο κελί του τρίτου Πίνακα περιγράφει το εξής σενάριο ανάπτυξης:

- 1ο έτος - Γραμμή 1-5
- 5ο έτος - Γραμμή 6-5
- 7ο έτος - Γραμμή 6-5

το οποίο δεν είναι αποδεκτό

Τέλος το έντονα περιγεγραμμένο κελί του πέμπτου Πίνακα περιγράφει το εξής σενάριο ανάπτυξης:

- 1ο έτος - Γραμμή 1-3
- 5ο έτος - Γραμμή 6-5
- 7ο έτος - Γραμμή 3-4

το οποίο είναι αποδεκτό σενάριο.

Με επισκόπηση όλων των αποδεκτών σεναρίων που περιγράφονται στον Πίνακα 5.12 (συμπεριλαμβανομένου και του πρώτου σεναρίου του Πίνακα 5.11) καταλήγουμε σε ένα σύνολο υποψηφίων νέων καταστάσεων του δικτύου για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα της μελέτης, οι οποίες περιγράφονται στους Πίνακες Π5.1 – Π5.10 του παραρτήματος Π5. Στους Πίνακες αυτούς αναφέρονται επίσης, για κάθε υποψήφια κατάσταση του δικτύου, οι υπολογισθέντες τιμές για:

- τη μέγιστη ετήσια ισχύ απωλειών
- τη συνολική ετήσια ενέργεια απωλειών

που προκύπτουν από τη λειτουργία του δικτύου σε κάθε υποψήφια κατάσταση. Επίσης αναφέρεται και το συνολικό ετήσιο κόστος απωλειών (αναγόμενο σε παρούσα αξία του πρώτου έτους μελέτης).

Ο τρόπος υπολογισμού των απωλειών καθώς και του κόστους τους περιγράφονται σε επόμενες παραγράφους.

5.7.9 Υπολογισμός Κόστους Απωλειών και Νέων Έργων Μεταφοράς

Για κάθε υποψήφια κατάσταση του δικτύου και για κάθε έτος της μελέτης υπολογίζεται η μέγιστη ετήσια ισχύς απωλειών, δηλαδή αυτή που προκύπτει κατά τη μέγιστη φόρτιση του δικτύου. Ο υπολογισμός γίνεται με χρήση των εξισώσεων ροής φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος. Θεωρείται ότι τα Α/Π λειτουργούν στη μέγιστη ισχύ τους ενώ η παραγωγή των θερμικών μονάδων καθορίζεται από την οικονομική κατανομή φορτίου.

Κάνοντας τη θεώρηση ότι οι απώλειες είναι ανάλογες του τετραγώνου του φορτίου και ολοκληρώνοντας επί της Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου του συστήματος, υπολογίζεται η συνολική ετήσια ενέργεια απωλειών.

Τέλος, υπολογίζεται το ετήσιο κόστος απωλειών. Στο παράδειγμα που εξετάζεται έχουν θεωρηθεί τα εξής κόστη απωλειών, που φαίνονται στον Πίνακα 5.13.

Πίνακας 5.13: Δεδομένα Κόστους Απωλειών

Κόστος Ενέργειας (Δρχ/MWh)	22.000
Κόστος ισχύος (Δρχ/MW.Έτος)	42.367.893
Επιτόκιο αναγωγής (σε σταθερές τιμές %)	4

Στους δύο παρακάτω Πίνακες 5.14 και 5.15 παρουσιάζονται τα στοιχεία κόστους των υποψηφίων έργων μεταφοράς, όπως αυτά θεωρούνται στο παράδειγμα αυτό. Οι τιμές αναφέρονται στο πρώτο έτος της μελέτης.

Πίνακας 5.14: Δεδομένα Κόστους Δικτύου Σύνδεσης Α/Π

Κόστος Γραμμής (Εκ. Δρχ/km)	15
Κόστος Κυψέλης (Εκ. Δρχ)	116
Επιτόκιο αναγωγής (σε σταθερές τιμές %)	4

Πίνακας 5.15: Δεδομένα Κόστους Νέων Έργων Μεταφοράς

Γραμμή	Μήκος (Km)	Κόστος (Εκ.Δρχ)
1-3	40	832
4-5	20	532
6-5	40	832
3-4	40	832
1-5	60	1132
7-5	30	682
6-4	40	832
7-4	40	832
3-6	40	832

5.7.10 Εύρεση Βέλτιστου Σεναρίου Ανάπτυξης - Δυναμικός Προγραμματισμός

Το δένδρο του δυναμικού προγραμματισμού αποτελείται από 10 επίπεδα απόφασης (όσα τα έτη μελέτης). Οι κόμβοι του κάθε επιπέδου είναι το σύνολο των νέων καταστάσεων του δικτύου που προκύπτουν μετά τις υπονήφιες ενισχύσεις, όπως αυτές περιγράφονται στους Πίνακες Π5.1 Π5.2 του παραρτήματος. Το κόστος κάθε κόμβου είναι το κόστους απωλειών που προκύπτει κατά τη λειτουργία του συστήματος το αντίστοιχο έτος. Το κόστος των μεταβάσεων από τους κόμβους ενός έτους στους κόμβους του επομένου έτους ισούται με το κόστος των νέων έργων για τη μετάβαση από την κατάσταση του δικτύου που περιγράφει ο πρώτος κόμβος στην κατάσταση του δικτύου που περιγράφει ο δεύτερος κόμβος.

Η βέλτιστη λύση καθώς και οι δύο υποβέλτιστες παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα 5.16.

Πίνακας 5.16: Βέλτιστη και Υποβέλτιστες Λύσεις του Προβλήματος

Σενάριο	Κόστος (Εκ.Δρχ.)	Ενισχύσεις			
		Γραμμή	Έτος	Γραμμή	Έτος
Βέλτιστη Λύση	5454	3-4	1	4-5	4
1η Υποβέλτιστη	5547	1-3, 4-5	1	-	-
2η Υποβέλτιστη	5695	45	1	1-3	8

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής αποτελεί κρίσιμη διαδικασία, καθώς μέσω αυτής υπολογίζονται μεγέθη που καθορίζουν σε σημαντικό βαθμό τόσο την τιμή της Σ.Κ.Ω όσο και τη βιωσιμότητα των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών. Τα μεγέθη αυτά είναι:

- Η παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες παραγωγής των Ανεξάρτητων Παραγωγών και από τις μονάδες της Ηλεκτρικής Εταιρίας.
- Οι καταναλώσεις καυσίμων των θερμικών μονάδων της Ηλεκτρικής Εταιρίας.
- Οι εκπομπές αερίων ρύπων.
- Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια.

Στην παρούσα διατριβή τα μεγέθη αυτά υπολογίζονται με χρήση πιθανοτικών αλγορίθμων και μοντέλων.

6.1 Περιγραφή του Προβλήματος

Το πρόβλημα της προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής τίθεται ως εξής:

Για μία χρονική περίοδο N ετών δίνονται:

- Τα προβλεπόμενα φορτία του συστήματος. Τα φορτία δίνονται σε μορφή ωριαίων χρονοσειρών. Ο τρόπος κατασκευής των χρονοσειρών αυτών, με τη χρήση χρονοσειρών παρελθόντων ετών περιγράφεται αναλυτικά στην ενότητα 6.5.
- Ανεμολογικά στοιχεία για τις υποψήφιες περιοχές εγκατάστασης των Α/Π. Δίνονται χρονοσειρές με τις ωριαίες μέσες τιμές της ταχύτητας του ανέμου.
- Το πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής και τα χαρακτηριστικά των μονάδων που το απαρτίζουν (Θερμικές Μονάδες και Α/Γ).

Για κάθε Θερμική Μονάδα δίνονται:

- * Η μέγιστη και η ελάχιστη ισχύς παραγωγής (τεχνικό μέγιστο και τεχνικό ελάχιστο).
- * Ο Ρυθμός μη Προγραμματιζόμενων Διακοπών.
- * Η καμπύλη κατανάλωσης καυσίμου.
- * Η καμπύλες εκπομπών αερίων ρύπων.
- * Δυναμικά χαρακτηριστικά.

Για κάθε Α/Γ δίνονται:

- * Η ονομαστική ισχύς
- * Η καμπύλη εισόδου - εξόδου
- * Ο Ρυθμός μη Προγραμματιζόμενων Διακοπών

• Δεδομένα καυσίμων.

Για κάθε καύσιμο δίνονται:

- * Το ανά μονάδα μετρήσης κόστος
- * Η θερμογόνος ικανότητα

Για κάθε έτος ζητούνται να υπολογιστούν:

- Η αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια από κάθε μονάδα παραγωγής
- Η αναμενόμενη κατανάλωση καυσίμων
- Οι αναμενόμενες εκπομπές αερίων ρύπων
- Η αναμενόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια

Ο υπολογισμός των παραπάνω πρέπει να γίνει λαμβάνοντας υπόψη τα εξής:

- Την τιμή της ρυθμιστικής παραμέτρου X_1 (κανόνας ένταξης μονάδων)
- Την τιμή της ρυθμιστικής παραμέτρου X_2 (τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στην Ηλεκτρική Εταιρία) Η τιμή της X_2 λαμβάνεται υπόψη μόνο αν πραγματοποιείται οικονομική ένταξη για την Ηλεκτρική Εταιρία ($X_1=1$)
- Την τιμή των ρυθμιστικών παραμέτρων X_{13}, X_{14}, X_{15} (κόστη φορολόγησης αερίων ρύπων).
- Τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας

6.2 Μεθοδολογία Επίλυσης

Με βάση τη θεώρηση ότι οι προβλεπόμενες νέες μονάδες που καθορίζονται σε κάθε υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης Α/Π εγκαθίστανται στην αρχή κάθε έτους, κατά τη διάρκεια κάθε έτους η σύνθεση του συστήματος παραγωγής παραμένει σταθερή. Έτσι η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής εκτελείται σε ετήσιους κύκλους, λαμβάνοντας υπόψη τα προβλεπόμενα φορτία του έτους, τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής, ανεμολογικά στοιχεία για τις υποψήφιες περιοχές εγκατάστασης των Α/Π καθώς τις τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων που καθορίζουν τον τρόπο λειτουργίας του συστήματος.

Προκειμένου να ληφθεί υπόψη ο πιθανοτικός χαρακτήρας της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής, το ενδεχόμενο δηλαδή να πάθουν βλάβη, αλλά και την αβεβαιότητα της παραγωγής των Α/Π, χρησιμοποιούνται πιθανοτικά μοντέλα για την παράσταση τόσο

των μονάδων παραγωγής όσο και του φορτίου, και αντίστοιχες πιθανοτικές τεχνικές για τους υπολογισμούς. Κατά τη θεώρηση αυτή τόσο το φορτίο όσο και η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής θεωρούνται τυχαίες μεταβλητές για τις οποίες υπολογίζονται οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας καθώς και οι αθροιστικές συναρτήσεις κατανομής τους. Η θεώρηση αυτή δίνει τη δυνατότητα της εκτίμησης της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, του τμήματος δηλαδή της ζήτησης των καταναλωτών το οποίο το σύστημα παραγωγής δεν θα είναι σε θέση να ικανοποιήσει λόγω τυχαίων βλαβών των μονάδων παραγωγής. Αυτό συμβαίνει για τα χρονικά διαστήματα κατά τα οποία η διαθέσιμη ισχύς των μονάδων παραγωγής είναι μικρότερη από το ζητούμενο φορτίο, και ως εκ τούτου προκειμένου να διατηρηθεί η ομαλή λειτουργία του συστήματος απαιτείται η διακοπή τροφοδότησης μέρους του φορτίου. Τα πιθανοτικά μοντέλα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διατριβή περιγράφονται αναλυτικά στο Παράρτημα Π1 [11].

Όπως έχει ήδη αναφερθεί μόνο ένα ποσοστό του συνολικού φορτίου μπορεί να καλύπτεται από την παραγωγή των Α/Π, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή και ασφαλής λειτουργία του συστήματος. Η μέγιστη δυνατή παραγωγή των Α/Π αναφέρεται ως Μέγιστη Επιτρεπόμενη Αιολική Διείσδυση (Μ.Ε.Α.Δ), και αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για τον υπολογισμό της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας. Για τον υπολογισμό της (Μ.Ε.Α.Δ) λαμβάνονται υπόψη το φορτίο του συστήματος, τα χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων που θεωρούνται σε λειτουργία καθώς και τα χαρακτηριστικά του δικτύου μεταφοράς, και απαιτούνται αναλυτικές μελέτες προσομοίωσης της μεταβατικής συμπεριφοράς του συστήματος. Μία προσέγγιση του προβλήματος αυτού παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 8.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ακολουθεί τα παρακάτω Βήματα:

Βήμα 0:	Για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται, κατασκευάζονται οι χρονοσειρές φορτίων χρησιμοποιώντας τις διαθέσιμες χρονοσειρές φορτίων των παρελθόντων ετών. Ο αναλυτικός τρόπος κατασκευής των χρονοσειρών αυτών περιγράφεται στην ενότητα 6.5. Για κάθε έτος της μελέτης εκτελούνται τα παρακάτω Βήματα:
Βήμα 1:	Το κάθε έτος χωρίζεται σε επιμέρους υποδιαστήματα έτσι ώστε να ληφθεί υπόψη η εποχικότητα που παρουσιάζουν το φορτίο και η ταχύτητα του ανέμου και με τον τρόπο αυτό τα αποτελέσματα της προσομοίωσης να είναι πιο ακριβή. Για κάθε υποδιάστημα εκτελούνται τα Βήματα 2-5.
Βήμα 2:	Το κάθε υποδιάστημα χωρίζεται εκ νέου σε υποδιαστήματα που αποκαλούνται 'ζώνες'. Αυτό γίνεται με σκοπό να ληφθεί υπόψη η αλληλεξάρτηση μεταξύ φορτίου και ανέμου. Η κάθε ζώνη ενδέχεται να περιέχει ώρες οι οποίες δεν είναι χρονικά διαδοχικές. Η διαδικασία χωρισμού του κάθε υποδιαστήματος σε ζώνες περιγράφεται στο Παράρτημα Π1 στην ενότητα Π1.4 και αναφέρεται ως Μοντέλο Φορτίου - Καιρού. Για κάθε ζώνη εκτελούνται τα Βήματα 3-5.
Βήμα 3:	Για κάθε ζώνη κατασκευάζεται η καμπύλη διάρκειας φορτίου και υπολογίζονται τα μοντέλα διαθεσιμότητας των Α/Γ, λαμβάνοντας υπόψη τις ώρες εκείνες του εκάστοτε υποδιαστήματος προσομοίωσης που αντιστοιχούν στη συγκεκριμένη ζώνη. Ο τρόπος κατασκευής των μοντέλων των Α/Γ περιγράφεται στην παράγραφο Π1.3 του Παραρτήματος Π1.

<p>Βήμα 4:</p>	<p>Κατασκευάζεται η <i>μικτή λίστα προτεραιότητας ένταξης</i> των θερμικών μονάδων παραγωγής και των Α/Γ. Για την κατασκευή της λίστας λαμβάνονται υπόψη η τιμή της ρυθμιστικής παραμέτρου X_1 (κανόνας ένταξης μονάδων), δηλαδή οι μονάδες εντάσσονται κατά τέτοιο τρόπο έτσι ώστε να επιτευχθεί ένα από τα παρακάτω:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ελαχιστοποίηση λειτουργικού κόστους για την Ηλεκτρική Εταιρία ($X_1=1$) 2. Μεγιστοποίηση Αιολικής διείσδυσης ($X_1=2$) 3. Ελαχιστοποίηση εκπομπών αερίων ρύπων ($X_1=3$) <p>Στην περίπτωση που εφαρμόζεται ο κανόνας ένταξης 1 ($X_1=1$) τότε λαμβάνεται υπόψη και η τιμή της ρυθμιστικής παραμέτρου X_2.</p> <p>Σε κάθε περίπτωση λαμβάνονται υπόψη και οι X_{13}, X_{14}, X_{15} (Τιμές φορολόγησης αερίων ρύπων).</p> <p>Παράλληλα, κατά την κατασκευή της λίστας, λαμβάνονται υπόψη και λειτουργικοί περιορισμοί έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία του συστήματος.</p> <p>Ο τρόπος κατασκευής της λίστας λαμβάνοντας υπόψη τον εφαρμοζόμενο κανόνα ένταξης καθώς και τους λειτουργικούς περιορισμούς περιγράφεται στις ενότητες 7.2. και 8.3.</p>
<p>Βήμα 5:</p>	<p>Πραγματοποιείται η ένταξη των μονάδων, σύμφωνα με την προκαθορισμένη μικτή λίστα προτεραιότητας που κατασκευάστηκε στο Βήμα 4, και υπολογίζονται τα ζητούμενα μεγέθη. Οι υπολογισμοί γίνονται εφαρμόζοντας πιθανοτικές τεχνικές και μοντέλα. (βλ. [3],[11] και Παράρτημα Π1).</p>
<p>Βήμα 6 :</p>	<p>Οι τιμές των υπολογιζόμενων μεγεθών αθροίζονται για όλες τις ζώνες και όλα τα διαστήματα προσομοίωσης και υπολογίζονται τα συνολικά αποτελέσματα για κάθε έτος.</p>

6.3 Χρησιμοποιούμενα Πιθανοτικά Μοντέλα

Όπως τονίστηκε προηγουμένως, τόσο το φορτίο όσο και η παραγόμενη ισχύς από τις μονάδες παραγωγής παρουσιάζουν στοχαστικό χαρακτήρα. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιούνται πιθανοτικά μοντέλα για την παράστασή τους.

Τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται είναι τα εξής:

Μοντέλο φορτίου

Το φορτίο για κάθε διάστημα προσομοίωσης παριστάνεται ως τυχαία μεταβλητή, η οποία θεωρείται ότι ακολουθεί κανονική κατανομή. Η συνάρτηση κατανομής προκύπτει από την καμπύλη διάρκειας φορτίου του αντίστοιχου χρονικού διαστήματος προσομοίωσης.

Μοντέλο διαθέσιμης παραγωγής θερμικών μονάδων

Χρησιμοποιείται το πιθανοτικό μοντέλο διαθεσιμότητας δύο καταστάσεων, δηλαδή θεωρείται ότι κάθε μονάδα μπορεί να βρεθεί στις εξής δύο καταστάσεις:

1. Είτε έχει υποστεί βλάβη και δεν είναι διαθέσιμη, με πιθανότητα ίση με το P.M.Π.Δ και παράγει μηδενική ισχύ.
2. Είτε είναι διαθέσιμη και λειτουργεί στη μέγιστη ισχύ της με πιθανότητα 1-P.M.Δ.Π.

Για να προσομοιωθεί η σταδιακή φόρτιση της i θερμικής μονάδας, αυτή θεωρείται ότι μπορεί να λειτουργεί σε n_i επίπεδα ισχύος $P_{i,j}$, $j = 1, \dots, n_i$ που πρέπει να ικανοποιούν τους περιορισμούς μέγιστης και ελάχιστης φόρτισης της μονάδας, δηλαδή:

$$P \min_i \leq P_{i,j} \leq P \max_i \quad j = 1, \dots, n_i \quad (6.1)$$

$$P_{i,j} \leq P_{i,k} \quad , \forall j < k \quad (6.2)$$

όπου $P \min_i, P \max_i$ το τεχνικό ελάχιστο και τεχνικό μέγιστο της μονάδας i .

Η διαθεσιμότητα κάθε επίπεδου ισχύος επίσης αναπαριστάται με το μοντέλο διαθεσιμότητας δύο καταστάσεων που αναφέρθηκε προηγουμένως. Έτσι τα επίπεδα ισχύος κάθε μονάδας μπορούν να τοποθετηθούν σε μη διαδοχικές θέσεις σε μία λίστα ένταξης μονάδων όπως παρουσιάζεται αναλυτικά στη ενότητα 7.4.

Μοντέλο διαθεσιμότητας A/Γ

Λόγω του γεγονότος ότι η ισχύς εξόδου μίας A/Γ είναι συνάρτηση της ταχύτητας του αέρα, η οποία εμφανίζει έντονη στοχαστικότητα, η διαθεσιμότητα της A/Γ θεωρείται τυχαία μεταβλητή. Για την παράστασή της χρησιμοποιείται μοντέλο πολλών καταστάσεων, το οποίο κατασκευάζεται για κάθε διάστημα προσομοίωσης που θεωρείται, και εξαρτάται από τη στατιστική της τυχαίας μεταβλητής που παριστάνει την ταχύτητα του ανέμου, καθώς και τη χαρακτηριστική καμπύλη εισόδου - εξόδου της A/Γ.

Μοντέλο Συσχέτισης Φορτίου - Αέρα

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, προκειμένου να ληφθεί υπόψη ο ταυτοχρονισμός ανάμεσα στο φορτίο και στην ταχύτητα του αέρα, κάθε διάστημα προσομοίωσης διαιρείται εκ νέου σε διαστήματα που αποκαλούνται “ζώνες”. Κάθε ζώνη αποτελείται από τις ώρες εκείνες κατά τις οποίες το φορτίο λαμβάνει τιμή εντός προκαθορισμένου εύρους τιμών. Για τις ώρες κάθε ζώνης υπολογίζονται και οι αντίστοιχες ταχύτητες ανέμου, έτσι ώστε να κατασκευαστούν τα μοντέλα διαθεσιμότητας των A/Γ.

Αναλυτικότερη περιγραφή των πιθανοτικών μοντέλων παρουσιάζεται στο Παράρτημα Π1.

6.4 Ένταξη Μονάδων και Οικονομική Κατανομή Φορτίου

Το βασικό χαρακτηριστικό της πιθανοτικής προσομοίωσης του συστήματος παραγωγής που ακολουθείται στην παρούσα διατριβή, είναι ότι λαμβάνει υπόψη όλες τις πιθανές καταστάσεις κάτω από τις οποίες ενδέχεται να λειτουργήσει το σύστημα παραγωγής που εξετάζεται.

Οι λειτουργικές αυτές καταστάσεις καθορίζονται από:

- Την τιμή του φορτίου
- Την ταχύτητα ανέμου που καθορίζει τη δυνατότητα παραγωγής των Α/Π.
- Τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής (θερμικές και Α/Γ).

Παράλληλα, για την καλύτερη αναπαράσταση της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος παραγωγής, στον αλγόριθμο προσομοίωσης εφαρμόζονται λειτουργικοί κανόνες που αφορούν την ασφάλεια, την αξιοπιστία και την οικονομική λειτουργία του συστήματος. Με τον τρόπο αυτό περιορίζεται το σύνολο των εξεταζομένων λειτουργικών καταστάσεων λειτουργίας σε ένα υποσύνολο των περισσότερο πιθανών από αυτές οι οποίες βασίζονται στη πραγματική του λειτουργία. Τέτοιοι περιορισμοί είναι:

- Η οικονομική λειτουργία του συστήματος
- Η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος
- Το ζητούμενο επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος

Οι περιορισμοί αυτοί υλοποιούνται μέσω μίας *μικτής λίστας ένταξης* θερμικών και αιολικών μονάδων.

Αναλυτικότερα υλοποιούνται αλγόριθμοι για:

1. Λεπτομερέστερο υπολογισμό της επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης που εξασφαλίζει την ομαλή λειτουργία του συστήματος. Για το σκοπό αυτό λαμβάνονται υπόψη τα τεχνικά μέγιστα και ελάχιστα των μονάδων παραγωγής, η αναγκαία στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος, καθώς και η δυναμική συμπεριφορά του συστήματος υπό διαταραχές, μέσω υπολογισμού του μέγιστου και μόνιμου σφάλματος συχνότητας του δικτύου ύστερα από διαταραχή.
2. Οικονομική λειτουργία του συστήματος έτσι ώστε να επιτυγχάνεται ένας από τους παρακάτω κανόνες ένταξης:

Ελαχιστοποίηση λειτουργικού κόστους παραγωγής της Ηλεκτρικής Εταιρίας

Το λειτουργικό κόστος περιλαμβάνει το κόστος καυσίμων, το κόστος φορολόγησης αερίων ρύπων (Ρυθμιστικές Παράμετροι X_{13}, X_{14}, X_{15}) και το κόστος αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από τους ανεξάρτητους παραγωγούς (Ρυθμιστική Παράμετρος X_2).

Μεγιστοποίηση διείσδυσης αιολικής διείσδυσης

Η λίστα ένταξης των θερμικών μονάδων κατασκευάζεται με τον τρόπο που κατασκευάστηκε και στην προηγούμενη περίπτωση.

Οι Α/Γ εντάσσονται στη λίστα χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η τιμή της Ρυθμιστικής Παράμετρος X_2 αλλά μόνο ο έλεγχος της Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης (βλ. Κεφάλαιο 8). Ως λειτουργικό κόστος προς ελαχιστοποίηση θεωρείται και σε αυτή την περίπτωση το κόστος καυσίμων και το κόστος φορολόγησης αερίων ρύπων (Ρυθμιστικές Παράμετροι X_{13}, X_{14}, X_{15}).

Ελαχιστοποίηση αερίων εκπομπών

Στην περίπτωση αυτή ζητείται να ενταχθούν οι μονάδες με τέτοιο τρόπο ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι εκπομπές κάποιου συγκεκριμένου ρύπου (συνήθως του CO₂) ή οι συνολικές εκπομπές όλων των ρύπων.

Ο κανόνας ένταξης που υλοποιείται κάθε φορά έχει σημαντική επίδραση τόσο στην παραγόμενη ενέργεια από κάθε μονάδα (θερμική, Α/Γ) όσο και στην κατανάλωση καυσίμου και στους εκπεμπόμενους ρύπους, και ως εκ τούτου επηρεάζει τα πλεονάσματα όλων των 'παικτών' της αγοράς και άρα και της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας.

Λεπτομερής περιγραφή των αλγορίθμων που αναπτύχθηκαν στην παρούσα διατριβή για την υλοποίηση των παραπάνω γίνεται στα Κεφάλαια 7 και 8, όπου περιγράφεται ο τρόπος κατασκευής της *μικτής λίστας ένταξης* των μονάδων για να ληφθούν υπόψη οι λειτουργικοί περιορισμοί και ο κανόνας ένταξης μονάδων που εφαρμόζεται.

6.5 Κατασκευή Ωριαίων Χρονοσειρών Φορτίων

Για τις ανάγκες της προσομοίωσης του συστήματος παραγωγής, είναι απαραίτητη η γνώση των χρονολογικών καμπυλών φορτίων του προς εξέταση συστήματος για τη χρονική περίοδο της μελέτης. Τα στοιχεία αυτά τις περισσότερες φορές δεν είναι άμεσα διαθέσιμα καθώς συνήθως αφορούν μελλοντικά έτη και για το λόγο αυτό πρέπει να εκτιμηθούν με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ακρίβεια, χρησιμοποιώντας κατάλληλες χρονοσειρές φορτίων παρελθόντων ετών που συνήθως είναι διαθέσιμες.

Λόγω όμως του γεγονότος ότι τα συστήματα τα οποία εξετάζονται είναι μικρής κλίμακας, στις χρονοσειρές φορτίων των παρελθόντων ετών συνήθως έχουν 'αποτυπωθεί' τυχαιά γεγονότα που σε πολλές περιπτώσεις τροποποιούν σημαντικά τις τιμές των φορτίων. Τέτοια γεγονότα μπορεί να είναι:

- Ολική Σβέση του Συστήματος (Black-out)
- Απόρριψη φορτίου
- Ακραία καιρικά φαινόμενα
- Εσφαλμένες μετρήσεις.

Η επίδραση των γεγονότων αυτών πρέπει να εντοπιστεί και να μη ληφθεί υπόψη κατά την κατασκευή των νέων καμπυλών, έτσι ώστε αυτές να αντιστοιχούν σε τυπικές χρονολογικές καμπύλες του συστήματος που εξετάζεται. Στην παρούσα εργασία έχει αναπτυχθεί μία μεθοδολογία κατασκευής των ωριαίων χρονολογικών καμπυλών φορτίου για ένα χρονικό ορίζοντα N ετών χρησιμοποιώντας χρονολογικές καμπύλες παρελθόντων ετών. Η μεθοδολογία βασίζεται στη χρησιμοποίηση των χρονοσειρών των παρελθόντων ετών για την κατασκευή μιας τυπικής ετήσιας χρονοσειράς ωριαίων φορτίων, η οποία περιγράφει τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος κατά τη διάρκεια ενός έτους. Οι τιμές των ωριαίων φορτίων της καμπύλης αυτής δίνονται ανά μονάδα ως προς το μέγιστο φορτίο της χρονοσειράς, η τιμή του οποίου είναι 1. Κατόπιν, η χρονοσειρά αυτή προσαρμόζεται κατάλληλα στην προβλεπόμενη μέγιστη τιμή του φορτίου και στην προβλεπόμενη συνολική ετήσια ενέργεια κάθε έτους για την κατασκευή των ζητούμενων χρονοσειρών φορτίων. Αναλυτικά, η μεθοδολογία ακολουθεί τα παρακάτω Βήματα:

Βήμα 1: Διόρθωση εσφαλμένων τιμών των χρονοσειρών των παρελθόντων ετών.

Η τροποποίηση των φορτίων βασίζεται στην υπόθεση ότι η μεταβολή στη τιμή του φορτίου μεταξύ δύο διαδοχικών ωρών είναι τυχαία μεταβλητή που ακολουθεί την κανονική κατανομή. Για κάθε έτος του οποίου η χρονολογική καμπύλη φορτίου είναι γνωστή, υπολογίζεται η διασπορά σ της κανονικής κατανομής των ωριαίων μεταβολών του φορτίου, και με βάση αυτή εντοπίζονται οι τιμές του φορτίου που θεωρούνται εσφαλμένες.

Έστω L_{i-1}, L_i, L_{i+1} οι τιμές του φορτίου που αντιστοιχούν στις διαδοχικές ώρες $i-1, i, i+1$ αντίστοιχα. Η τιμή L_i θα θεωρείται εσφαλμένη αν ισχύουν οι παρακάτω συνθήκες:

$$(L_{i-1} - L_i) * (L_i - L_{i+1}) < 0 \quad (6.3)$$

$$|L_{i-1} - L_i| \geq a * \sigma \quad (6.4)$$

$$|L_{i+1} - L_i| \geq a * \sigma \quad (6.5)$$

όπου a συντελεστής που καθορίζει το επιθυμητό διάστημα εμπιστοσύνης. Για διάστημα εμπιστοσύνης 99.99 % η τιμή του a είναι 4. Όσο πιο μικρό είναι το διάστημα εμπιστοσύνης τόσο περισσότερες είναι οι τιμές φορτίων που θεωρούνται εσφαλμένες και πρέπει να διορθωθούν και άρα τόσο περισσότερο εξομαλύνεται η αρχική χρονοσειρά. Αντίθετα για διάστημα εμπιστοσύνης κοντά στο 100% διορθώνονται μόνο πολύ ακραίες τιμές φορτίων και η αρχική καμπύλη μένει πρακτικά αναλλοίωτη.

Η διορθωμένη τιμή του φορτίου $L_{i,new}$ που τίθεται στην ώρα i δίνεται από τον τύπο:

$$L_{i,new} = \frac{L_{i+1} + L_{i-1}}{2} \quad (6.6)$$

Βήμα 2: Κατασκευή τυπικών ημερήσιων χρονολογικών καμπυλών.

Στο Βήμα αυτό ζητούνται να κατασκευαστούν *τυπικές ημερήσιες* χρονολογικές καμπύλες φορτίου. Οι καμπύλες αυτές περιέχουν 24 ωριαίες ανά μονάδα τιμές του φορτίου ως προς το μέγιστο φορτίο της συγκεκριμένης ημέρας. Θεωρείται ότι για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα (π.χ. εποχή του έτους ή μήνα) η διακύμανση του φορτίου κατά τη διάρκεια μιας εργάσιμης μέρας ακολουθεί ένα συγκεκριμένο 'προφίλ'. Το ίδιο θεωρείται ότι ισχύει και κατά τις μη εργάσιμες μέρες (Σάββατο - Κυριακή) κάθε χρονικού διαστήματος. Έτσι κατασκευάζονται 2 τυπικές ημερήσιες καμπύλες φορτίου για κάθε χρονικό διάστημα, μία για τις εργάσιμες ημέρες και μία για το Σάββατο και την Κυριακή. Οι χρονολογικές καμπύλες κάθε ημέρας ενός διαστήματος ακολουθούν τα συγκεκριμένα αυτά τυπικά προφίλ με τροποποιημένες όμως αιχμές η κάθε μία. Οι αιχμές κάθε μέρας θα υπολογιστούν στο επόμενο Βήμα.

Για την κατασκευή μίας τυπικής ημερήσιας καμπύλης εργάσιμης ή μη εργάσιμης για ένα χρονικό διάστημα ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία:

- Κατασκευάζονται οι ανά μονάδα χρονολογικές καμπύλες φορτίου όλων των αντίστοιχων ημερών του αντίστοιχου χρονικού διαστήματος από τις ετήσιες καμπύλες όλων των παρελθόντων ετών.

- Η τυπική ημερήσια καμπύλη που ζητείται υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος όλων των ημερήσιων καμπυλών των αντίστοιχων ημερών δίνοντας μεγαλύτερα βάρη στις ημερήσιες καμπύλες των πιο πρόσφατων ετών. Η καμπύλη που προκύπτει κανονικοποιείται έτσι ώστε στο μέγιστο φορτίο της να αντιστοιχεί η μονάδα.

Βήμα 3: Κατασκευή τυπικής ετήσιας καμπύλης ημερησίων αιχμών

Στο στάδιο κατασκευάζεται μια *τυπική καμπύλη ημερησίων αιχμών*. Η καμπύλη αυτή αναπαριστά τις ανά μονάδα τιμές της αιχμής κάθε ημέρας του έτους ως προς τη συνολική ετήσια αιχμή. Για την κατασκευή της ακολουθείται η ίδια τεχνική που ακολουθήθηκε και στο Βήμα 2 για την κατασκευή των τυπικών ημερησίων χρονολογικών καμπυλών.

Για κάθε ιστορική χρονοσειρά ωριαίων φορτίων υπολογίζεται η ανηγμένη καμπύλη ημερησίων αιχμών, και κατόπιν αυτές υπερτίθενται, δίνοντας μεγαλύτερο βάρος στις πιο πρόσφατες, για την κατασκευή της ζητούμενης καμπύλης. Τέλος, η καμπύλη που προκύπτει κανονικοποιείται έτσι ώστε στη ημέρα που αντιστοιχεί στο συνολικό μέγιστο του έτους να αντιστοιχεί η μονάδα.

Βήμα 4: Κατασκευή τυπικής ετήσιας καμπύλης ωριαίων φορτίων

Με χρήση των καμπυλών που κατασκευάστηκαν στα Βήματα 3 και 4 κατασκευάζεται η *τυπική (ανά μονάδα) ετήσια καμπύλη ωριαίων φορτίων*. Η καμπύλη αυτή περιέχει τα ωριαία φορτία όλου του έτους (8760 τιμές), ανηγμένα ως προς το μέγιστο φορτίο του έτους. Η καμπύλη αυτή αποτελείται από διαδοχικές τυπικές ημερήσιες χρονολογικές καμπύλες που υπολογίστηκαν στο Βήμα 2, οι τιμές των οποίων πολλαπλασιάζονται με τις αντίστοιχες ημερήσιες αιχμές που υπολογίστηκαν στο Βήμα 3.

Βήμα 5: Πρόβλεψη Ετήσιας Αιχμής Φορτίου και Ετήσιας Συνολικής Ενέργειας.

Με χρήση των ετήσιων αιχμών φορτίου και της ετήσιας συνολικής ενέργειας των χρονοσειρών των παρελθόντων ετών υπολογίζονται τα αντίστοιχα μεγέθη για τα μελλοντικά έτη. Αν δεν διατίθενται άλλα στοιχεία, θεωρείται ότι η εξέλιξη των δύο αυτών μεγεθών θα ακολουθήσει τους ρυθμούς εξέλιξης των προηγούμενων ετών. Για το λόγο αυτό, με τη μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων προσδιορίζονται δύο συναρτήσεις της μορφής:

$$Y = a_0 + a_1t + a_2t^2 + \dots \quad (6.7)$$

οι οποίες προσεγγίζουν την αιχμή και τη συνολική ενέργεια των παρελθόντων ετών αντίστοιχα, για τιμές του $t = 1, 2, \dots, M$. Για $t = M+1, \dots, M+N$, υπολογίζονται οι αντίστοιχες προβλεπόμενες τιμές για τα μελλοντικά έτη.

Βήμα 6: Κατασκευή Ετήσιων Χρονολογικών Καμπυλών Ωριαίων Φορτίων

Για την κατασκευή της ετήσιας χρονοσειράς ωριαίων φορτίων ενός έτους χρησιμοποιούνται η τυπική ετήσια καμπύλη ωριαίων φορτίων που υπολογίστηκε στο Βήμα 4 και οι προβλεπόμενες τιμές ετήσιας αιχμής και συνολικής ενέργειας που υπολογίστηκαν στο Βήμα 5. Οι ανά μονάδα τιμές φορτίου της τυπικής χρονοσειράς πολλαπλασιάζονται με την αιχμή του έτους και η χρονοσειρά που προκύπτει τροποποιείται κατάλληλα έτσι ώστε η συνολική ετήσια ενέργεια να ισούται με την επιθυμητή προβλεπόμενη.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

7.1 Γενική Θεώρηση και Περιγραφή των Προβλημάτων

Τα προβλήματα της ένταξης μονάδων παραγωγής και της οικονομικής κατανομής φορτίου, παρά το γεγονός ότι αποτελούν δύο διαφορετικά προβλήματα εντούτοις εμφανίζονται και επιλύονται σχεδόν πάντα μαζί, καθώς η λύση του πρώτου είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την λύση του δεύτερου. Τα προβλήματα αυτά είναι γενικά και εμπεριέχονται σχεδόν σε κάθε αλγόριθμο ανάλυσης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας όπως είναι τα ακόλουθα:

- Βέλτιστη Ανάλυση Ροών Φορτίου
- Προσομοίωση και κοστολόγηση παραγωγής
- Ανάπτυξη δικτύου μεταφοράς
- Βραχυπρόθεσμος προγραμματισμός παραγωγής
- Ανάλυση διαταραχών

Στη γενική του μορφή το πρόβλημα της *ένταξης μονάδων* περιγράφεται ως εξής:

Δίνονται:

- Όλες οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής και τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά τους
- Τα φορτία του συστήματος

Ζητείται:

- Ποιες μονάδες θα τεθούν σε λειτουργία

Για το πρόβλημα της *οικονομικής κατανομής φορτίου*:

Δίνονται:

- Όλες οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής που θεωρούνται ότι βρίσκονται σε λειτουργία (που προκύπτουν από την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων) και τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά τους
- Τα φορτία του συστήματος

Ζητείται

- Η παραγωγή κάθε μονάδας

Και στα δύο προβλήματα πρέπει να ικανοποιούνται οι εξής περιορισμοί:

- Να εξασφαλίζεται η ομαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος
- Να ικανοποιούνται συγκεκριμένοι οικονομικοί στόχοι

Ανάλογα με το γενικότερο πρόβλημα μέσα στο οποίο εντάσσονται κάθε φορά τα δύο αυτά προβλήματα και στο χρονικό ορίζοντα στον οποίο επιλύονται, χρησιμοποιούνται κάθε φορά διαφορετικοί αλγόριθμοι επίλυσης καθώς λαμβάνονται υπόψη διαφορετικοί λειτουργικοί και οικονομικοί περιορισμοί.

Στις επόμενες παραγράφους παρουσιάζονται δύο μεθοδολογίες αντιμετώπισης των προβλημάτων, όπως αυτά παρουσιάζονται στους αλγόριθμους επίλυσης των προβλημάτων Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς (ενότητα 7.3) και αυτό της Πιθανοτικής Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής (ενότητα 7.4).

Και στις δύο περιπτώσεις το πρώτο βήμα που ακολουθείται είναι η κατασκευή μίας βασικής λίστας προτεραιότητας ένταξης μονάδων, η οποία περιέχει όλες τις διαθέσιμες θερμικές μονάδες. Η λίστα αυτή υλοποιεί τον κανόνα ένταξης, δηλαδή κατασκευάζεται με την τοποθέτηση των μονάδων σε αυτή κατά αύξουσα σειρά είτε του διαφορικού κόστους παραγωγής είτε εκπεμπόμενων αερίων ρύπων. Αναλυτική περιγραφή του τρόπου κατασκευής της λίστας ανάλογα με τον κανόνα ένταξης γίνεται στην ενότητα 7.2 που ακολουθεί.

7.2 Κατασκευή Λίστας Προτεραιότητας Ένταξης Θερμικών Μονάδων Παραγωγής

Η κατασκευή της λίστας ένταξης των μονάδων ανάλογα με τον κανόνα ένταξης γίνεται ως εξής:

Ελαχιστοποίηση λειτουργικού κόστους Ηλεκτρικής Εταιρίας (Κανόνας Ένταξης 1)

Αντικειμενικός σκοπός αυτού του κανόνα ένταξης είναι η ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ηλεκτρικής Εταιρίας. Για το σκοπό αυτό, οι μονάδες πρέπει να τοποθετούνται στη λίστα κατά αύξουσα τιμή διαφορικού κόστους παραγωγής.

Ως κόστος παραγωγής θεωρείται το άθροισμα του κόστους καυσίμων και του κόστους φορολόγησης αερίων ρύπων, ενώ δεν λαμβάνονται υπόψη τα κόστη έναυσης και σβέσης των μονάδων.

Για τη μονάδα i , η ωριαία κατανάλωση καυσίμου h_i είναι συνάρτηση της ισχύος εξόδου της μονάδας και δίνεται από την δευτεροβάθμια συνάρτηση κόστους καυσίμου της μονάδας:

$$h_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (\text{kcal}/\Omega\text{ρα}) \quad (7.1)$$

όπου P_i η ισχύς εξόδου της μονάδας και a_i, b_i, c_i κατάλληλοι συντελεστές.

Οι ωριαίες εκπομπές $g_{i,j}$ του ρύπου j για την μονάδα i εξαρτάται από την ισχύ εξόδου της μονάδας και δίνεται από τη δευτεροβάθμια συνάρτηση:

$$g_{i,j}(P_i) = A_{i,j} P_i^2 + B_{i,j} P_i + C_{i,j} \quad (\text{kg}/\Omega\text{ρα}) \quad (7.2)$$

Αν η μονάδα i χρησιμοποιεί καύσιμο με θερμογόνο ικανότητα hc_i (kcal/kg) και κόστος fc_i (δρχ/kg), ενώ το κόστος φορολόγησης του ρύπου j είναι ec_j (δρχ/kg) τότε η καμπύλη ωριαίου κόστους της i μονάδας δίνεται από τη σχέση:

$$f_i(P_i) = \frac{h_i(P_i) \cdot fc_i}{hc_i} + \sum_j g_{i,j}(P_i) \cdot ec_j \quad (\deltaρχ/\Omega\rho\alpha) \quad (7.3)$$

ενώ η καμπύλη διαφορικού κόστους παραγωγής της μονάδας i δίνεται από την σχέση:

$$F_i(P_i) = \frac{d(f_i(P_i))}{dP_i} \quad (\deltaρχ/kWh) \quad (7.4)$$

Έτσι οι μονάδες τοποθετούνται στη λίστα κατά αύξουσα σειρά της τιμής της συνάρτησης $F_i(P_i)$. Το σημείο P_i στο οποίο υπολογίζεται η τιμή της συνάρτησης $F_i(P_i)$ μπορεί να είναι είτε η ελάχιστη παραγωγή $P_{g,\min}^i$ είτε η μέγιστη παραγωγή $P_{g,\max}^i$ είτε η μέση παραγωγή $P_{g,av}^i = (P_{g,\min}^i + P_{g,\max}^i)/2$ της μονάδος i .

Μεγιστοποίηση αιολικής διείσδυσης (Κανόνας Ένταξης 2)

Η λίστα ένταξης των θερμικών μονάδων κατασκευάζεται με τον τρόπο που κατασκευάστηκε και στην προηγούμενη περίπτωση. Η διαφοροποίηση για τον κανόνα αυτόν εκφράζεται στον τρόπο κατασκευής της μικτής λίστας θερμικών μονάδων - αιολικών μονάδων. (ενότητα 7.4)

Ελαχιστοποίηση εκπομπών (Κανόνας Ένταξης 3)

Στην περίπτωση αυτή ζητείται να ενταχθούν οι μονάδες με τέτοιο τρόπο ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι εκπομπές κάποιου συγκεκριμένου ρύπου (συνήθως του CO₂) ή οι συνολικές εκπομπές όλων των ρύπων.

Οι ωριαίες εκπομπές του ρύπου j που εκπέμπει η μονάδα i δίνονται από τη σχέση:

$$g_{i,j}(P_i) = A_{i,j}P_i^2 + B_{i,j}P_i + C_{i,j} \quad (\text{kg}\rho/\Omega\rho\alpha) \quad (7.5)$$

Έτσι, η λίστα των θερμικών μονάδων κατασκευάζεται με τον ίδιο τρόπο που κατασκευάστηκε στις δύο προηγούμενες περιπτώσεις, αλλά με βάση τη συνάρτηση $g_{i,j}(P_i)$ αντί για την $f_i(P_i)$. Στη περίπτωση αυτή οι μονάδες τοποθετούνται στη λίστα κατά αύξουσα σειρά της τιμής της συνάρτησης $F_i(P_i)$, όπου:

$$F_i(P_i) = \frac{d(g_{ij}(P_i))}{dP_i} \quad (7.6)$$

7.3 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς

Το πρόβλημα της ανάπτυξης δικτύου μεταφοράς (βλ. Κεφάλαιο 5) προϋποθέτει την εφαρμογή αλγορίθμων ροής φορτίου για τον έλεγχο της καταλληλότητας των υποψηφίων σεναρίων επέκτασής του. Ο έλεγχος γίνεται για συγκεκριμένες λειτουργικές καταστάσεις του δικτύου όπου αναμένεται να παρουσιαστούν οι δυσχερέστερες λειτουργικές συνθήκες για αυτό (ροές ισχύος στις γραμμές, επίπεδα τάσεων ζυγών).

Επειδή για την επίλυση των αλγορίθμων ροών φορτίου είναι απαραίτητη η γνώση της παραγωγής ενεργού ισχύος όλων των μονάδων (θερμικών και Α/Π) για κάθε λειτουργική κατάσταση που εξετάζεται, εφαρμόζονται οι αλγόριθμοι ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου.

Όπως έχει διατυπωθεί το πρόβλημα στο Κεφάλαιο 5, κάθε λειτουργική κατάσταση που εξετάζεται χαρακτηρίζεται από συγκεκριμένο σχήμα παραγωγής των Α/Π. Έτσι, το πρόβλημα εντοπίζεται στον καθορισμό των θερμικών μονάδων που θα θεωρηθούν εντός λειτουργίας, καθώς και του επιπέδου παραγωγής τους.

Αναλυτικότερα, το πρόβλημα τίθεται ως εξής:

Δίνονται:

- Το συνολικό φορτίο του συστήματος
- Τα Α/Π που θεωρούνται εντός λειτουργίας και η ισχύς παραγωγής τους
- Οι διαθέσιμες θερμικές μονάδες και τα χαρακτηριστικά τους.

Ζητούνται:

Οι θερμικές μονάδες που πρέπει να τεθούν εντός λειτουργίας καθώς και η ισχύς παραγωγής κάθε μονάδας

Έτσι ώστε να ικανοποιείται:

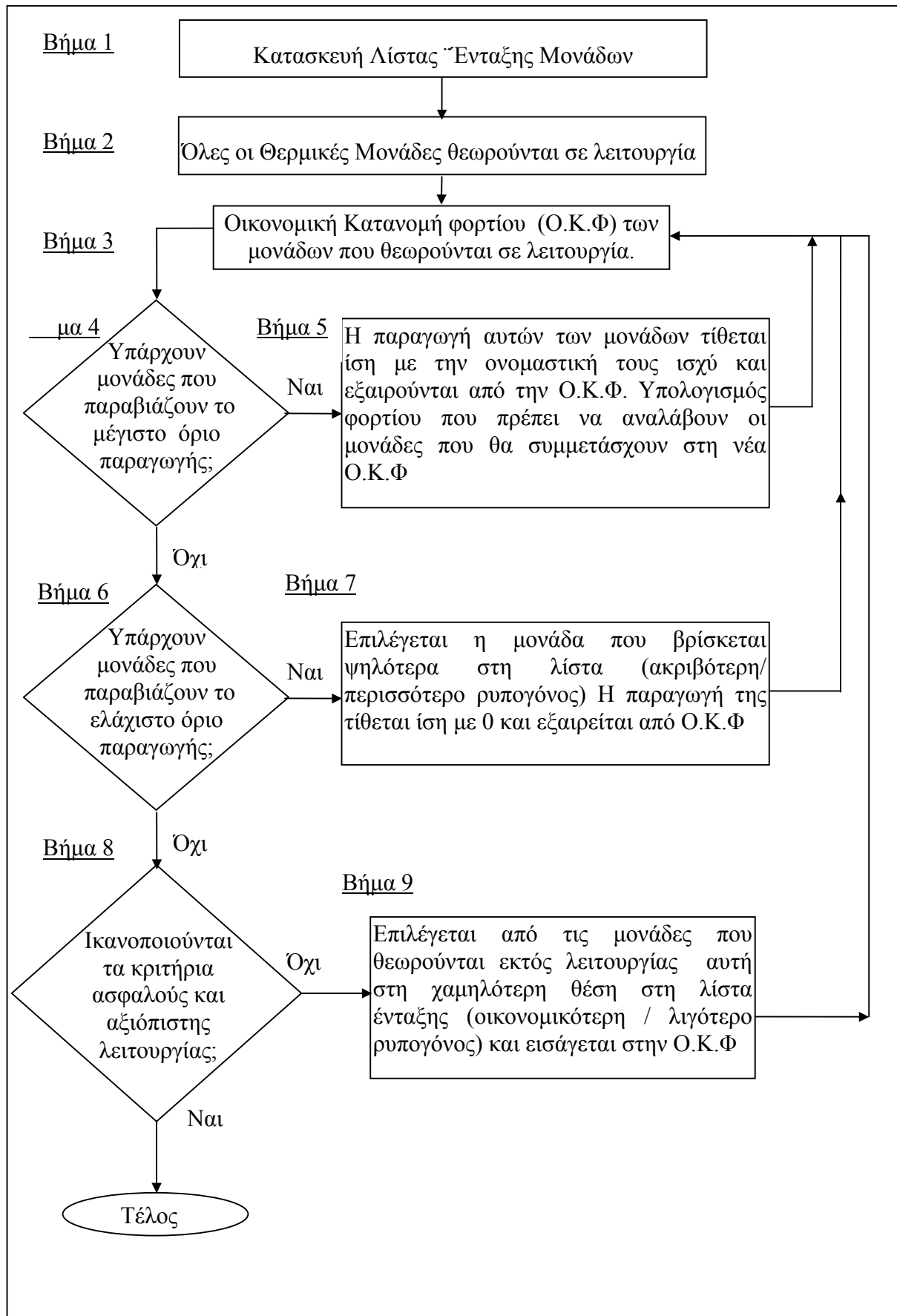
- Ο κανόνας ένταξης
- Λειτουργικοί περιορισμοί που εξασφαλίζουν την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος.

Η μεθοδολογία που προτείνεται επιλύει παράλληλα το πρόβλημα της ένταξης μονάδων (καθορισμός των μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία) και της οικονομικής κατανομής φορτίου (υπολογισμός της ισχύος παραγωγής κάθε θερμικής μονάδας). Ο αλγόριθμος που ακολουθείται είναι ευρετικός (heuristic). Χρησιμοποιώντας τη λίστα ένταξης μονάδων (βλ. ενότητα 7.2), επιλύεται το πρόβλημα της ένταξης μονάδων και στη συνέχεια επιλύεται το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου. Τέλος, ελέγχεται εάν η λύση που προκύπτει ικανοποιεί τα κριτήρια ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας. Εάν τα κριτήρια αυτά δεν ικανοποιούνται, επιλύεται ξανά το πρόβλημα και η διαδικασία επαναλαμβάνεται έως ότου βρεθεί αποδεκτή λύση.

Τα Βήματα που ακολουθούνται στην προτεινόμενη μεθοδολογία είναι τα παρακάτω:

- Βήμα 1: Δημιουργείται η λίστα ένταξης θερμικών μονάδων (βλ 7.2).
- Βήμα 2: Όλες οι μονάδες της λίστας θεωρούνται εντός λειτουργίας.
- Βήμα 3: Πραγματοποιείται Οικονομική Κατανομή Φορτίου (Ο.Κ.Φ.) και υπολογίζονται οι παραγωγές των θερμικών μονάδων.
- Βήμα 4: Ελέγχεται αν υπάρχουν μονάδες που παραβιάζουν τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγή τους. Αν υπάρχουν, εκτελείται το Βήμα 5. Αν όχι, εκτελείται το Βήμα 6.
- Βήμα 5: Η παραγωγή των μονάδων που παραβιάζουν τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγής τους τίθεται ίση με την τιμή αυτή και εξαιρούνται από την Ο.Κ.Φ. Εκτελείται το Βήμα 3.
- Βήμα 6: Ελέγχεται αν υπάρχουν μονάδες που παραβιάζουν την ελάχιστη δυνατότητα παραγωγής τους. Αν υπάρχουν, εκτελείται το Βήμα 7. Αν όχι, εκτελείται το Βήμα 8.
- Βήμα 7: Από τις μονάδες που παραβιάζουν την ελάχιστη δυνατότητα παραγωγής τους επιλέγεται εκείνη που βρίσκεται στην υψηλότερη θέση στη λίστα ένταξης (ακριβότερη/περισσότερο ρυπογόνος). Η παραγωγή της τίθεται ίση με 0 και εξαιρείται από Ο.Κ.Φ. Εκτελείται το Βήμα 3.
- Βήμα 8: Ελέγχεται αν ικανοποιούνται τα κριτήρια ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας (ενότητα 8.2.). Αν ικανοποιούνται, η διαδικασία τερματίζεται. Αν όχι, εκτελείται το Βήμα 9.
- Βήμα 9 Από τις μονάδες που θεωρούνται εκτός λειτουργίας επιλέγεται εκείνη που βρίσκεται στην χαμηλότερη θέση στη λίστα ένταξης (οικονομικότερη/λιγότερο ρυπογόνος) και εισάγεται στην Ο.Κ.Φ. Εκτελείται το Βήμα 3.

Ο παραπάνω αλγόριθμος περιγράφεται σχηματικά στο παρακάτω διάγραμμα ροής του Σχήματος 7.1.



Σχήμα 7.1: Ένταξη Θερμικών Μονάδων και Οικονομική Κατανομή Φορτίου

7.3.1 Οικονομική κατανομή φορτίου (Ο.Κ.Φ)

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μεταξύ των θερμικών μονάδων επιλύεται με χρήση της **μεθόδου του ίσου διαφορικού κόστους**. Η συνάρτηση κόστους ($Cost$) που κάθε φορά ελαχιστοποιείται καθορίζεται από τον κανόνα ένταξης (βλ. ενότητα 7.2), και ισούται είτε με το συνολικό λειτουργικό κόστος είτε με τις συνολικές εκπομπές του ρύπου j και δίνεται από τις εξισώσεις 7.7 και 7.8 αντίστοιχα:

$$Cost = \sum_{i=1}^{N_{\Theta}} f_i(P_i) \quad \text{Για τον κανόνα ένταξης 1 και 2} \quad (7.7)$$

$$Cost = \sum_{i=1}^{N_{\Theta}} g_{i,j}(P_i) \quad \text{Για τον κανόνα ένταξης 3} \quad (7.8)$$

υπό τον περιορισμό ισοζυγίου ισχύος:

$$\sum_{i=1}^{N_W} A_g^i + \sum_{j=1}^{N_{\Theta}} P_g^j = \sum_{k=1}^N L^k \quad (7.9)$$

Οι συναρτήσεις $f_i(P_i)$ και $g_{i,j}(P_i)$ δίνονται από τις σχέσεις 7.3 και 7.5 αντίστοιχα.

Πρέπει να σημειωθεί, ότι στην Ο.Κ.Φ συμμετέχουν όλες οι μονάδες οι οποίες δεν έχουν εξαιρεθεί σε κάποιο από τα Βήματα 5 και 7.

Το πρόβλημα επιλύεται με τη μέθοδο του ίσου διαφορικού κόστους (equal λ). [77]

Το φορτίο που κάθε φορά πρέπει να καλυφθεί ισούται με το αρχικό φορτίο του συστήματος μειωμένο κατά την παραγωγή των Α/Π και την παραγωγή των μονάδων που έχουν τεθεί στη μέγιστη παραγωγή τους και έχουν εξαιρεθεί από την Ο.Κ.Φ στο Βήμα 5.

Στην ενότητα που ακολουθεί παρουσιάζεται μία εφαρμογή της παραπάνω μεθοδολογίας για το παράδειγμα της ενότητας 5.7.

7.3.2 Παράδειγμα

Ο αλγόριθμος εφαρμόζεται για την περίπτωση που όλες οι θερμικές μονάδες θεωρούνται διαθέσιμες και για το συνδυασμό παραγωγής Α/Π 1 (Πίνακας 5.5) του παραδείγματος του Κεφαλαίου 5.

Χρησιμοποιείται ο πρώτος κανόνας ένταξης (οικονομική ένταξη για την Ηλεκτρική Εταιρία).

Το συνολικό φορτίο που πρέπει να καλύψουν οι μονάδες παραγωγής είναι 250 MW όπως δίνεται στον Πίνακα 5.3. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων δίνονται στον Πίνακα 5.2. Θεωρείται ότι το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό αιολικής διείσδυσης είναι 40% του φορτίου, άρα 100 MW, όσο ακριβώς και η συνολική παραγωγή του συνδυασμού των Α/Π που εξετάζεται. Στην περίπτωση που η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική διείσδυση ήταν μικρότερη των 100 MW θα ισομοιράζονταν η διαφορά στα δύο Α/Π. Έτσι, το φορτίο που πρέπει να αναλάβουν οι θερμικές μονάδες είναι $(250-100) \text{ MW} = 150 \text{ MW}$. Εφαρμόζοντας τον αλγόριθμο που περιγράφεται στην ενότητα 7.3 και στο Σχήμα 7.1 το πρόβλημα επιλύεται ως εξής:

Στην αρχή θεωρείται ότι και οι 4 θερμικές μονάδες είναι εντός λειτουργίας και εφαρμόζεται ο αλγόριθμος οικονομικής κατανομής φορτίου (Ο.Κ.Φ), ο οποίος δίνει τα εξής επίπεδα παραγωγής των θερμικών μονάδων:

Μονάδα	D1	D2	D3	D4
Παραγωγή (MW)	49	26	49	26

Παρατηρούμε ότι οι μονάδες λειτουργούν με ίσο διαφορικό κόστος παραγωγής:

$$\lambda = 2a_1P_{D1} + b_1 = 2a_2P_{D2} + b_2 = 2a_3P_{D3} + b_3 = 2a_4P_{D4} + b_4 = 19,8 \text{ } \delta\rho\chi / kWh$$

όπου a_i, b_i οι συντελεστές της καμπύλης κόστους της θερμικής μονάδας D_i και P_{D_i} η παραγωγή της.

Όπως παρατηρούμε, οι μονάδες D2 και D4 λειτουργούν σε επίπεδο παραγωγής μικρότερο του ελάχιστου επιτρεπτού, που είναι 30 MW. Για το λόγο αυτό, τίθεται εκτός λειτουργίας η ακριβότερη από τις δύο αυτές μονάδες (έστω ότι είναι η D2 στην συγκεκριμένη περίπτωση αφού οι δύο μονάδες έχουν ίδια καμπύλη διαφορικού κόστους) και εφαρμόζεται πάλι ο αλγόριθμος Ο.Κ.Φ στις υπόλοιπες μονάδες που παραμένουν σε λειτουργία, δηλαδή στις D1, D3 και D4. Η λύση που προκύπτει είναι η ακόλουθη:

Μονάδα	D1	D2	D3	D4
Παραγωγή (MW)	58.75	0	58.75	32.5

Όλες οι μονάδες τώρα λειτουργούν εντός των επιτρεπομένων ορίων τους. Η λύση δε θεωρείται ακόμη αποδεκτή καθώς πρέπει να ελεγχθεί η στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος.

Το σύστημα πρέπει να είναι ικανό να ανταπεξέλθει σε ταυτόχρονη απώλεια όλης της αιολικής παραγωγής και της μεγαλύτερης μονάδας που βρίσκεται σε λειτουργία (έστω η D1 αφού όλες οι μονάδες έχουν μέγιστη ισχύ παραγωγής 100 MW). Κάτι τέτοιο δε συμβαίνει καθώς η μέγιστη ικανότητα παραγωγής των δύο υπολοίπων μονάδων D3 και D4 είναι 200 MW ενώ το φορτίο είναι 250 MW. Έτσι επαναφέρεται σε λειτουργία η D2 στο ελάχιστο επίπεδο παραγωγής της (30 MW) και πραγματοποιείται εκ νέου Ο.Κ.Φ για τις υπόλοιπες 3 μονάδες. Η λύση που προκύπτει είναι η εξής:

Μονάδα	D1	D2	D3	D4
Παραγωγή (MW)	47.5	30	47.5	25

Η μονάδα D4 παραβιάζει το ελάχιστο επιτρεπτό όριο λειτουργίας της γι' αυτό τίθεται εκτός λειτουργίας και πραγματοποιείται εκ νέου Ο.Κ.Φ, την φορά αυτή όμως μεταξύ των D1 και D3 αφού ήδη η D2 έχει τεθεί στο ελάχιστο επίπεδο παραγωγής της και δεν συμμετέχει στην Ο.Κ.Φ. Η νέα λύση που προκύπτει είναι η εξής:

Μονάδα	D1	D2	D3	D4
Παραγωγή (MW)	60	30	60	0

Προφανώς ούτε αυτή την φορά ικανοποιείται το κριτήριο στρεφόμενης εφεδρείας και γι' αυτό επαναφέρεται η D4 εντός λειτουργίας στο ελάχιστο επίπεδο παραγωγής της και πραγματοποιείται εκ νέου Ο.Κ.Φ μεταξύ των D1 και D3. Αυτή τη φορά η λύση είναι:

Μονάδα	D1	D2	D3	D4
Παραγωγή (MW)	45	30	45	30

Η λύση αυτή είναι πλέον αποδεκτή, καθώς ικανοποιεί το κριτήριο στρεφόμενης εφεδρείας. Πράγματι, η διαθέσιμη παραγωγή των υπολοίπων μονάδων εκτός της D1 είναι 300 MW, και είναι ικανή να τροφοδοτήσει το φορτίο των 250 MW.

Πρέπει να τονιστεί ότι το κριτήριο τεχνικών ελαχίστων θερμικών μονάδων (βλ. ενότητα 8.2) δεν εξετάζεται επειδή στο ακραίο σχήμα παραγωγής των Α/Π που εξετάζεται και τα δύο Α/Π παράγουν στην μέγιστη ισχύ τους ενώ έχει θεωρηθεί μηδενικό ποσοστό αύξησης φορτίου. Επίσης το κριτήριο ασφαλούς μεταβατικής συμπεριφοράς μονάδων (βλ. ενότητα 8.2 ενότητα 8.3) δεν εξετάζεται.

7.4 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής

Η πιθανοτική θεώρηση που ακολουθείται στην παρούσα διατριβή για την προσομοίωση του συστήματος παραγωγής 'χάνει' την χρονική αλληλουχία των γεγονότων, λόγω του γεγονότος ότι αντιμετωπίζει τόσο το φορτίο όσο και τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής ως τυχαίες μεταβλητές. Το γεγονός αυτό οξύνεται και κατά τη διαδικασία χωρισμού του χρόνου σε ζώνες, λόγω του γεγονότος ότι κάθε ζώνη αποτελείται από ώρες οι οποίες εν γένει δεν είναι διαδοχικές στο χρόνο.

Λόγω του γεγονότος αυτού δεν είναι εφικτός ούτε ο επακριβής προσδιορισμός της αλληλουχίας φόρτισης των μονάδων ούτε η επακριβής φόρτιση κάθε μονάδας, προκειμένου να ληφθούν υπόψη λεπτομερώς τόσο ο κανόνας ένταξης όσο και οι λειτουργικοί περιορισμοί.

Για τους παραπάνω λόγους ακολουθείται η θεώρηση των επιπέδων ισχύος των θερμικών μονάδων, όπως περιγράφηκε στην ενότητα 6.3.

Έτσι, το πρόβλημα της ένταξης μονάδων και της οικονομικής κατανομής φορτίου στα πλαίσια του αλγορίθμου της πιθανοτικής προσομοίωσης περιορίζεται στον καθορισμό των μονάδων που θεωρούνται εντός λειτουργίας και κατόπιν στην κατασκευή μίας μικτής λίστας ένταξης, η οποία θα αποτελείται από όλα τα επίπεδα ισχύος των μονάδων αυτών καθώς και από Α/Γ.

Αναλυτικότερα το πρόβλημα τίθεται ως εξής:

Δίνονται:

- Η καμπύλη διάρκειας φορτίου του διαστήματος που εξετάζεται.
- Η μέγιστη ισχύς παραγωγής όλων των διαθέσιμων Α/Γ.
- Τα τεχνικά χαρακτηριστικά όλων των διαθέσιμων θερμικών μονάδων (επίπεδα παραγωγής, πιθανοτικά μοντέλα διαθεσιμότητας παραγωγής, Ρ.Μ.Π.Δ, καμπύλες κόστους καυσίμου και εκπομπών)

Ζητείται:

Η μικτή λίστα ένταξης, που αποτελείται από τα επίπεδα φόρτισης των θερμικών μονάδων που θεωρούνται σε λειτουργία και των Α/Γ.

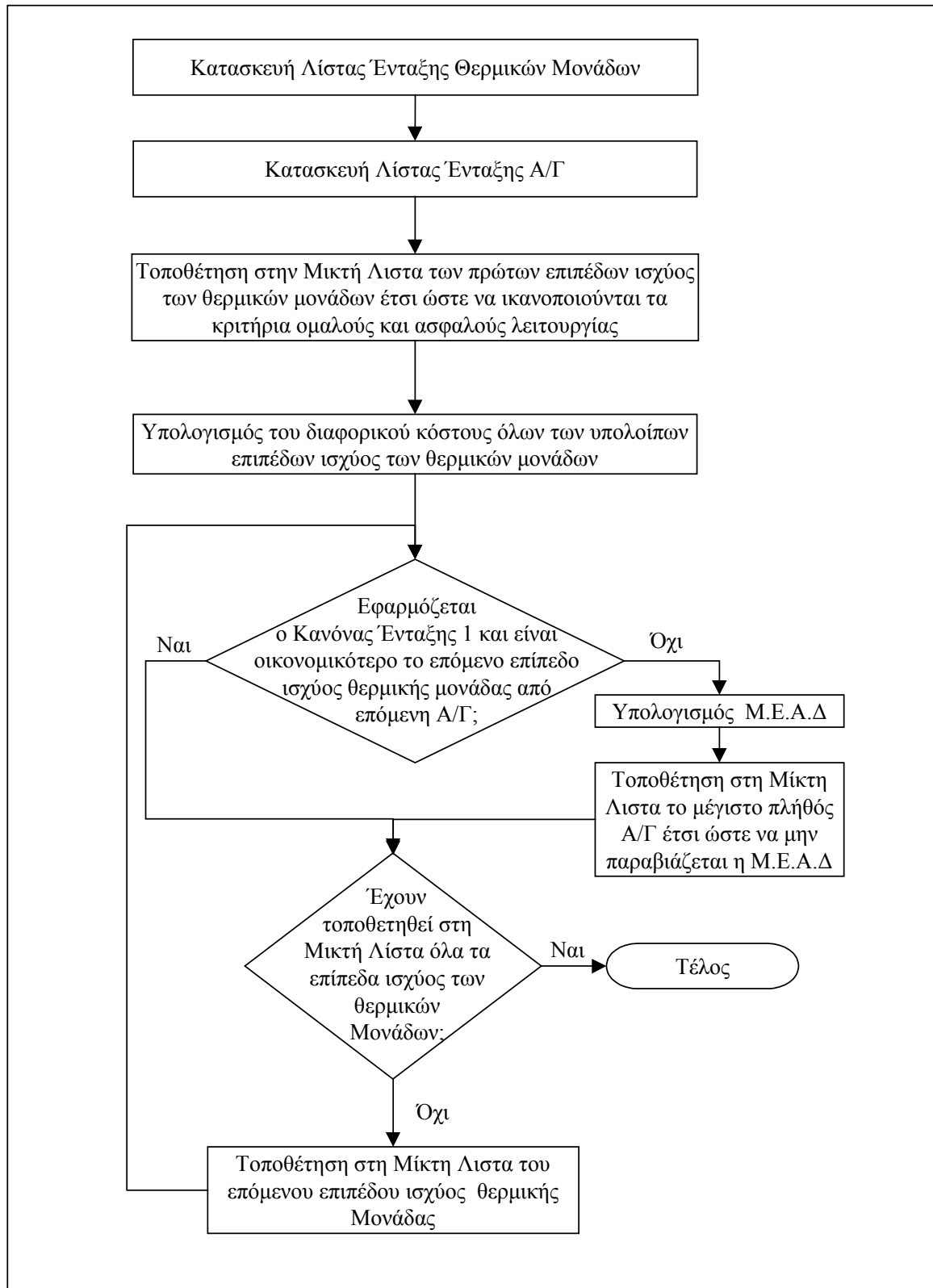
Έτσι ώστε να ικανοποιούνται:

- Ο κανόνας ένταξης των θερμικών μονάδων παραγωγής
- Τα **κριτήρια ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας** που εξασφαλίζουν την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος και περιγράφονται στην ενότητα 8.2. Τα κριτήρια ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας είναι τα εξής:
 1. Κριτήριο στρεφόμενης εφεδρείας
 2. Κριτήριο τεχνικών ελαχίστων θερμικών μονάδων
 3. Κριτήριο ασφαλούς μεταβατικής συμπεριφοράς

Η μεθοδολογία ακολουθεί τα παρακάτω Βήματα:

- Βήμα 1: Δημιουργείται η λίστα προτεραιότητας ένταξης θερμικών μονάδων (βλ. ενότητα 7.2) που κατασκευάζεται με βάση τον κανόνα ένταξης των θερμικών μονάδων παραγωγής.
- Βήμα 2: Δημιουργείται μια λίστα προτεραιότητας ένταξης Α/Γ. Η λίστα αυτή μπορεί να βασίζεται στην αναμενόμενη παραγωγή κάθε Α/Γ, ή σε άλλους κανόνες (π.χ. κυκλικά μία μονάδα από κάθε Α/Π).
- Βήμα 3: Από τη λίστα που κατασκευάστηκε στο Βήμα 1, επιλέγονται οι πρώτες στη λίστα μονάδες που εξασφαλίζουν τα κριτήρια ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας. Τα πρώτα επίπεδα ισχύος των μονάδων αυτών τοποθετούνται στις πρώτες θέσεις της λίστας κατά αύξουσα σειρά διαφορετικού κόστους (λειτουργικό ή εκπομπών αερίων ρύπων).
- Βήμα 4: Υπολογίζεται το διαφορετικό κόστος (λειτουργικό ή εκπομπών αερίων ρύπων) για όλα τα υπόλοιπα επίπεδα ισχύος των μονάδων, και αυτά διατάσσονται κατά αύξουσα σειρά διαφορετικού κόστους.
- Βήμα 5: Αν ακολουθείται ο κανόνας ένταξης 1 (οικονομικότητα για την Ηλεκτρική Εταιρία), αποφασίζεται αν είναι οικονομικότερη η ένταξη του επόμενου επιπέδου ισχύος θερμικής μονάδας οπότε εκτελείται το Βήμα 8. Αν είναι οικονομικότερη η ένταξη Α/Γ ή ακολουθείται ο κανόνας ένταξης 2 ή 3, εκτελείται το Βήμα 6.
- Βήμα 6: Υπολογίζεται η Μέγιστη Επιτρεπόμενη Αιολική Διείσδυση (Μ.Ε.Α.Δ), όπως περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 8.
- Βήμα 7: Τοποθετείται στη μικτή λίστα το μέγιστο δυνατό πλήθος Α/Γ έτσι ώστε να μην παραβιάζεται ο κανόνας Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολική Διείσδυση. Οι Α/Γ τοποθετούνται στη μικτή λίστα με βάση τη λίστα Α/Γ του Βήματος 2.
- Βήμα 8: Αν έχουν τοποθετηθεί στη λίστα όλα τα επίπεδα ισχύος των θερμικών μονάδων, ο αλγόριθμος τερματίζεται. Διαφορετικά τοποθετείται στη λίστα το επόμενο επίπεδο ισχύος βάσει της ιεράρχησης του Βήματος 4. Επιστροφή στο Βήμα 5.

Ο παραπάνω αλγόριθμος περιγράφεται σχηματικά στο διάγραμμα ροής του Σχήματος 7.2. που ακολουθεί.



Σχήμα 7.2: Κατασκευή Μικτής Λίστας Ένταξης Θερμικών Μονάδων και Α/Π

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

8.1 Ορισμός

Όπως έχει ήδη αναφερθεί σε προηγούμενο Κεφάλαιο της παρούσας διατριβής, η φύση της παραγόμενης από τις ανεμογεννήτριες ηλεκτρικής ισχύος έχει ορισμένα χαρακτηριστικά που καθιστούν την απορρόφησή της από το δίκτυο προβληματική. Το γεγονός αυτό οφείλεται σε δύο κυρίως λόγους:

Αφενός, οι Α/Γ δε συμβάλουν στη ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου και αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ισχύς εξόδου τους εξαρτάται άμεσα από την ταχύτητα του ανέμου η οποία παρουσιάζει στοχαστικότητα και πολλές φορές ταχύτατες μεταβολές.

Αφετέρου, επειδή οι Α/Γ τις περισσότερες φορές είναι εξοπλισμένες με ασύγχρονες γεννήτριες οι οποίες διεγείρονται από το δίκτυο καταναλώνοντας άεργο ισχύ και έτσι δε συμμετέχουν στη ρύθμιση της τάσης του δικτύου. Αντίθετα δημιουργούν προβλήματα χαμηλών τάσεων που είναι οξύτερα αν τα Α/Π είναι συνδεδεμένα σε ζυγούς φορτίου.

Για τους παραπάνω λόγους, δεν είναι δυνατή η απορρόφηση από το δίκτυο όλης της παραγόμενης από τα Α/Π ισχύος προκειμένου να εξασφαλίζεται κάθε χρονική στιγμή η ομαλή λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος.

Η μέγιστη αιολική ισχύς που μπορεί κάθε χρονική στιγμή να εγχέεται ασφαλώς στο δίκτυο ονομάζεται *Μέγιστη Επιτρεπόμενη Αιολική Διείσδυση* (Μ.Ε.Α.Δ.). Η εκτίμησή της είναι πρωτεύουσας σημασίας καθότι αφενός εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του συστήματος, αφετέρου περιορίζει σημαντικά τη παραγόμενη από τα Α/Π ενέργεια.

Η Μ.Ε.Α.Δ. καθορίζεται για κάθε χρονική στιγμή κυρίως με βάση το φορτίο του συστήματος και τις θερμικές μονάδες που βρίσκονται σε λειτουργία. Για το λόγο αυτό η Μ.Ε.Α.Δ. λαμβάνεται υπόψη στον αλγόριθμο ένταξης μονάδων, τόσο κατά την προσομοίωση του συστήματος παραγωγής όσο και κατά την ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς (βλ. Κεφάλαια 5,6 και 7).

Για τον υπολογισμό της Μ.Ε.Α.Δ. πρέπει να ληφθούν υπόψη τόσο η στατική όσο και η δυναμική συμπεριφορά του συστήματος. Αυτό προϋποθέτει την επίλυση προβλημάτων σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες. Η ανάλυση της στατικής συμπεριφοράς του συστήματος αφορά τον υπολογισμό των ροών ισχύος στα στοιχεία του δικτύου μεταφοράς καθώς και των επιπέδων τάσεων των ζυγών του συστήματος. Στην παρούσα διατριβή το πρόβλημα αυτό έχει αντιμετωπιστεί στα πλαίσια της ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς (Κεφάλαιο 5).

Στο κεφάλαιο αυτό το πρόβλημα του υπολογισμού της Μ.Ε.Α.Δ. αφορά την ανάλυση της μεταβατικής συμπεριφοράς του συστήματος. Για το λόγο αυτό εξετάζεται συμπεριφορά του συστήματος όταν συμβεί η δυσμενέστερη διαταραχή που ενδέχεται αυτό να υποστεί. Για τον υπολογισμό της Μ.Ε.Α.Δ. εξετάζεται αν ικανοποιούνται τα παρακάτω **κριτήρια ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας**:

1. Κριτήριο στρεφόμενης εφεδρείας
1. Κριτήριο τεχνικών ελαχίστων θερμικών μονάδων
2. Κριτήριο ασφαλούς μεταβατικής συμπεριφοράς

Για κάθε ένα από τα παραπάνω κριτήρια ορίζεται η δυσμενέστερη διαταραχή και ως Μ.Ε.Α.Δ. ορίζεται η μέγιστη διείσδυση αιολικής ισχύος για την οποία ικανοποιούνται και τα τρία παραπάνω κριτήρια για τη συγκεκριμένη διαταραχή.

8.2 Θεμελίωση του Προβλήματος και Μεθοδολογία Επίλυσης

Το πρόβλημα του υπολογισμού της Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης τίθεται ως εξής:

Δίνονται:

- Το συνολικό φορτίο L του συστήματος.
- Οι θερμικές μονάδες που θεωρούνται σε λειτουργία και τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά.
- Η σειρά προτεραιότητας ένταξης αιολικών μονάδων και τα χαρακτηριστικά αυτών.

Ζητείται:

- Η εγκατεστημένη ισχύς A , των Α/Π που μπορούν να τεθούν εντός λειτουργίας,

έτσι ώστε:

Να ικανοποιούνται τα **κριτήρια ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας**.

8.2.1 Κριτήρια Ομαλής και Ασφαλούς Λειτουργίας

8.2.1.1. Κριτήριο Στρεφόμενης Εφεδρείας

Οι στρεφόμενες θερμικές μονάδες πρέπει να έχουν ικανή διαθέσιμη παραγωγή έτσι ώστε να αντιμετωπίσουν τη μέγιστη θεωρούμενη αύξηση της ζήτησης. Η δυσμενέστερη περίπτωση παρουσιάζεται όταν συμβούν ταυτόχρονα τα παρακάτω:

- Τα Α/Π παράγουν τη μέγιστη ισχύ τους A
- Απώλεια της μεγαλύτερης θερμικής μονάδος, μέγιστης δυνατότητας παραγωγής $\max(P_{g,\max}^k)$
- Αύξηση του φορτίου κατά n_L (ανά μονάδα)
- Μείωση της παραγωγής των Α/Π κατά n_A (ανά μονάδα).

Το κριτήριο δηλαδή ικανοποιείται αν ισχύει:

$$\sum_{k=1}^{N_{\Theta}} P_{g,\max}^k - \max(P_{g,\max}^k) + (1 - n_A)A \geq (1 + n_L)L \quad (8.1)$$

8.2.1.2. Κριτήριο Τεχνικών Ελαχίστων Θερμικών Μονάδων

Οι στρεφόμενες θερμικές μονάδες πρέπει να έχουν ικανή διαθέσιμη ελάχιστη παραγωγή έτσι ώστε να μπορούν να αντιμετωπίσουν τη μέγιστη θεωρούμενη μείωση της ζήτησης χωρίς να χρειαστεί να τεθεί κάποια εκτός λειτουργίας. Η δυσμενέστερη περίπτωση παρουσιάζεται όταν συμβούν ταυτόχρονα τα παρακάτω:

- Τα Α/Π παράγουν μηδενική ισχύ
- Ποσοστό n_A της ισχύος των Α/Π εγγέεται στο δίκτυο
- Μείωση του φορτίου κατά n_L (ανά μονάδα).

Το κριτήριο δηλαδή ικανοποιείται αν ισχύει:

$$\sum_{k=1}^{N_{\theta}} P_{g,\min}^k + n_A A \leq (1 - n_L) L \quad (8.2)$$

όπου $P_{g,\min}^k$ το τεχνικό ελάχιστο της θερμικής μονάδος k

8.2.1.3. Κριτήριο Ασφαλούς Μεταβατικής Συμπεριφοράς

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στην αρχή του παρόντος Κεφαλαίου, η μεταβατική συμπεριφορά του συστήματος εστιάζεται στην παρούσα διατριβή στον υπολογισμό της μέγιστης και της μόνιμης μεταβολής της συχνότητας του δικτύου υπό την επίδραση διαταραχών. Για το σκοπό αυτό έχει αναπτυχθεί ένα απλοποιημένο μοντέλο για την περιγραφή του μηχανισμού ελέγχου φορτίου-συχνότητας του συστήματος που περιγράφεται αναλυτικά στην ενότητα 8.3.1 Το μοντέλο αυτό αντιμετωπίζει όλες τις διαταραχές (απώλεια θερμικής μονάδος, μεταβολή της παραγωγής των Α/Π, απότομη μεταβολή του φορτίου) ως βηματικές μεταβολές του φορτίου. Με χρήση του μοντέλου αυτού υπολογίζεται η μέγιστη ισοδύναμη μεταβολή του φορτίου $\Delta P_{L,\max}$ η οποία δεν παραβιάζει τα αποδεκτά όρια μέγιστης και μόνιμης μεταβολής της συχνότητας του δικτύου. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, η μέγιστη θεωρούμενη μεταβολή του φορτίου ισοδυναμεί με τα παρακάτω:

- Τα Α/Π παράγουν τη μέγιστη ισχύ τους A
- Απώλεια n_A (ανά μονάδα) της παραγωγής των Α/Π
- Απώλεια της μονάδας με την μέγιστη παραγωγή ($\max(P_g^i)$)
- Αύξηση του φορτίου κατά n_L (ανά μονάδα)..

Το κριτήριο δηλαδή ικανοποιείται αν ισχύει:

$$n_A A + n_L L + \max(P_g^k) \leq \Delta P_{L,\max} \quad (8.3)$$

Η ΜΕΑΔ ορίζεται ως η μέγιστη τιμή του A η οποία ικανοποιεί ταυτόχρονα τις Εξισώσεις 8.1 - 8.3.

Η τιμές των n_A και n_L καθορίζουν κάθε φορά την μέγιστη θεωρούμενη διαταραχή που καλείται να αντιμετωπίσει το σύστημα, αποτελούν μεταβλητές απόφασης, και στο εξής θα καλούνται *Συντελεστές Διαταραχής*. Καθορίζουν τον απαιτούμενο βαθμό αξιοπιστίας με τον οποίο ζητείται να ικανοποιούνται **τα κριτήρια ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας**. Όσο πιο κοντά στην μονάδα είναι η τιμή των n_A και n_L , τόσο μεγαλύτερη είναι η θεωρούμενη διαταραχή που πρέπει να είναι σε θέση να αντιμετωπίσει το σύστημα. Αντίθετα, για $n_A=0$ και $n_L=0$ το σύστημα πρέπει να είναι σε θέση να αντιμετωπίσει μόνο την απώλεια της μεγαλύτερης θερμικής μονάδας.

8.2.2 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς

Στην ενότητα 7.3 αναπτύχθηκε ένας αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου στα πλαίσια του γενικότερου προβλήματος ανάπτυξης δικτύου μεταφοράς. Στον αλγόριθμο αυτό κατασκευάζονται διαδοχικά διάφορες λίστες ένταξης θερμικών μονάδων για δεδομένο κάθε φορά σχήμα παραγωγής των Α/Π οι οποίες τελικά πρέπει να ελεγχθούν για το αν ικανοποιούν τα κριτήρια ασφαλούς και ομαλής λειτουργίας. Στο συγκεκριμένο αλγόριθμο λοιπόν, το πρόβλημα της εκτίμησης της Μ.Ε.Α.Δ. δεν εστιάζεται στον υπολογισμό της μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π που μπορούν ασφαλώς να ενταχθούν στο σύστημα, αλλά στον έλεγχο της υπόθεσης ότι η συγκεκριμένη λίστα ένταξης θερμικών μονάδων και Α/Π ικανοποιεί τα κριτήρια ασφαλούς και ομαλής λειτουργίας, δηλαδή τις Εξισώσεις 8.1 - 8.3.

8.2.3 Εφαρμογή στον Αλγόριθμο Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής

Στην ενότητα 7.4 αναπτύχθηκε ένας αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου στα πλαίσια του γενικότερου προβλήματος Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής. Στον αλγόριθμο αυτό το πρόβλημα εστιάζεται αρχικά στην κατασκευή μίας μικτής λίστας προτεραιότητας ένταξης που περιέχει τα επίπεδα ισχύος των θερμικών μονάδων παραγωγής που θεωρούνται κάθε φορά ότι εντάσσονται και στη συνέχεια στην τοποθέτηση των Α/Γ σε κατάλληλες θέσεις μέσα στη λίστα έτσι ώστε να ικανοποιούνται τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας.

Στο συγκεκριμένο αυτό πρόβλημα εφαρμόζεται ο αλγόριθμος εκτίμησης της Μ.Ε.Α.Δ. όπως ακριβώς περιγράφεται στην ενότητα 8.2. Για κάθε θέση της λίστας ένταξης των θερμικών επιπέδων ισχύος υπολογίζεται η Μ.Ε.Α.Δ. βάσει των εξισώσεων 8.1, 8.2 και 8.3 και στη συγκεκριμένη θέση της μικτής λίστας τοποθετείται ο μέγιστος αριθμός Α/Γ έτσι ώστε η συνολική εγκατεστημένη ισχύς τους να μην υπερβαίνει την Μ.Ε.Α.Δ. που υπολογίστηκε. Κατά την εφαρμογή της παραπάνω μεθοδολογίας γίνονται οι εξής παραδοχές:

- Τα επίπεδα ισχύος των θερμικών μονάδων που βρίσκονται στη λίστα ένταξης σε θέση κατώτερη από αυτή που εξετάζεται θεωρούνται ότι εντάσσονται με πιθανότητα 1 και λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό των αθροισμάτων των σχέσεων 8.1 και 8.2.
- Ως φορτίο L θεωρείται το μέγιστο φορτίο της ζώνης που εξετάζεται.
- Ως μέγιστη θερμική παραγωγή των θερμικών μονάδων ($\max(P_g^k)$) θεωρείται η ισχύς του μεγαλύτερου επιπέδου ισχύος από αυτά που βρίσκονται σε προηγούμενες θέσεις της μικτής λίστας από αυτή που εξετάζεται.

8.3 Εκτίμηση της Μεταβατικής Συμπεριφοράς του Συστήματος

Το πρόβλημα του υπολογισμού της Μ.Ε.Α.Δ. σχετίζεται κυρίως με την ανάλυση της μεταβατικής συμπεριφοράς του συστήματος υπό την επίδραση διαταραχών. Με τον όρο διαταραχή στη συγκεκριμένη περίπτωση, εννοείται η βλάβη θερμικής μονάδας, η μεταβολή στην παραγωγή των Α/Π λόγω των απότομων μεταβολών της ταχύτητας του ανέμου, των βλαβών των Α/Γ και της ζεύξης και αποσύζευξης των Α/Π στο σύστημα, και η μεταβολή στο φορτίο του συστήματος.

Η πλήρης ανάλυση τέτοιων φαινομένων απαιτεί τη λεπτομερή αναπαράσταση των διατάξεων των μονάδων παραγωγής και του δικτύου μεταφοράς και για την επίλυσή τους χρησιμοποιούνται τεχνικές αναλυτικής προσομοίωσης που βασίζονται στην αριθμητική επίλυση των διαφορικών εξισώσεων που περιγράφουν το σύστημα. Η αναλυτική προσομοίωση της μεταβατικής συμπεριφοράς των συστημάτων έχει το πλεονέκτημα της πλήρους αναπαράστασης των φαινομένων που εξετάζει, και του αναλυτικού υπολογισμό των μεγεθών (τάσεις στους ζυγούς, συχνότητα δικτύου, γωνίες γεννητριών) που περιγράφουν την κατάσταση του συστήματος τόσο κατά το χρόνο που διαρκεί το μεταβατικό φαινόμενο όσο και μετά την πάροδο αυτού. Τα μειονεκτήματα που παρουσιάζει η μέθοδος σχετίζονται με το μεγάλο πλήθος δεδομένων που απαιτούνται για την περιγραφή των στοιχείων του συστήματος και με το μεγάλο υπολογιστικό χρόνο που απαιτείται για την επίλυση τους.

Μία άλλη προσέγγιση του προβλήματος, λιγότερο ακριβής αλλά πιο απλή στην εφαρμογή της, είναι να αγνοηθεί το δίκτυο μεταφοράς και να θεωρηθεί ότι όλες οι μονάδες παραγωγής συνδέονται σε ένα ζυγό, όπου συγκεντρώνεται όλο το φορτίο του συστήματος. Το πρόβλημα με τη θεώρηση αυτή εστιάζεται στην εξέταση της συμπεριφοράς των μηχανισμών ελέγχου ενεργού ισχύος των θερμικών μονάδων ύστερα από διαταραχές. Στην περίπτωση αυτή, οι μεταβολές των παραγωγών των Α/Π παριστάνονται ως μεταβολές στο φορτίο του συστήματος, και αυτό που υπολογίζεται κάθε φορά είναι η μεταβολή της συχνότητας του δικτύου και η ανακατανομή της παραγωγής των θερμικών μονάδων. Και στην περίπτωση αυτή απαιτείται η λύση των διαφορικών εξισώσεων που περιγράφουν το μηχανισμό ελέγχου φορτίου συχνότητας των θερμικών μονάδων.

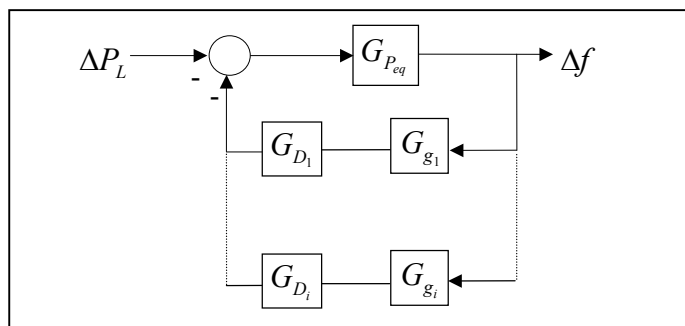
Με μία περαιτέρω απλοποίηση της παραπάνω θεώρησης προκύπτει το μοντέλο που περιγράφεται στην ενότητα 8.3.1 Η βασική θεώρηση που γίνεται εδώ είναι η παράσταση όλων των γεννητριών με μία ισοδύναμη γεννήτρια με κατάλληλα χαρακτηριστικά. Το βασικό πλεονέκτημα της θεώρησης αυτής είναι ότι οδηγεί σε μία απλή διαφορική εξίσωση που περιγράφει τη μεταβολή της συχνότητας του δικτύου για μία βηματική μεταβολή του φορτίου ή της παραγωγής. Η διαφορική αυτή εξίσωση επιλύεται αναλυτικά και υπολογίζεται η μέγιστη μεταβολή και το μόνιμο σφάλμα συχνότητας που προκαλεί η διαταραχή που εξετάζεται. Το μοντέλο αυτό, αν και ιδιαίτερα απλό, είναι κατάλληλο για μικρά συστήματα όπου όλη η θερμική παραγωγή είναι συγκεντρωμένη σε ένα σταθμό παραγωγής και το δίκτυο είναι μικρού μεγέθους και ακτινικής δομής. Το μεγάλο όμως πλεονέκτημα του μοντέλου αυτού είναι η απλότητα των υπολογισμών που απαιτεί, γεγονός που το καθιστά κατάλληλο για τον υπολογισμό της Μ.Ε.Α.Δ., όπου απαιτείται να εξεταστούν ένα μεγάλο πλήθος στιγμιότυπων του συστήματος για διάφορα επίπεδα φόρτισης και αιολικής διεύθυνσης και για όλες τις διαταραχές που θεωρούνται.

8.3.1 Απλοποιημένο Μοντέλο Μηχανισμού Ελέγχου Φορτίου-Συχνότητας

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται το μοντέλο που περιγράφει το μηχανισμό ελέγχου του βρόχου φορτίου-συχνότητας (power-frequency control system) ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελείται από μονάδες εσωτερικής καύσεως (μονάδες Diesel). Το μοντέλο με κατάλληλες τροποποιήσεις μπορεί να περιλάβει και άλλων τύπων μονάδες (ατμοηλεκτρικές, υδροηλεκτρικές κ.λ.π.)

Το μοντέλο υπολογίζει την μεταβολή Δf στη συχνότητα του συστήματος που προκαλείται από μια μεταβολή κατά ΔP_L στο συνολικό φορτίο του συστήματος, που μπορεί να αντιπροσωπεύει είτε πραγματική μεταβολή του φορτίου, είτε μεταβολή στην παραγωγή των Α/Π, είτε απώλεια της παραγωγής κάποιας θερμικής μονάδας του συστήματος είτε συνδυασμό των παραπάνω συμβάντων.

Για τα αυτόνομα συστήματα παραγωγής που εξετάζονται στην παρούσα διατριβή (δηλαδή συστήματα χωρίς διασυνδέσεις με άλλα συστήματα), το διάγραμμα βαθμίδων (Block Diagram) που περιγράφει το μηχανισμό ελέγχου του βρόχου φορτίου-συχνότητας του συστήματος παρουσιάζεται στο Σχήμα 8.1 [50],[45],[46].



Σχήμα 8.1: Διάγραμμα Βαθμίδων Μηχανισμού Ελέγχου Φορτίου - Συχνότητας

Το διάγραμμα βαθμίδων περιλαμβάνει τις εξής συναρτήσεις μεταφοράς:

Συνάρτηση μεταφοράς του ηλεκτρικού συστήματος:

$$G_{P_{eq}} = \frac{1}{2H_{eq}s + D_L} \quad (8.4)$$

Συνάρτηση μεταφοράς της i γεννήτριας Diesel

$$G_{D_i} = \frac{1}{1 + T_i s} \quad (8.5)$$

Συνάρτηση μεταφοράς του συστήματος ελέγχου στροφών (governor) της i γεννήτριας Diesel:

$$G_{g_i} = \frac{1/R_i}{1 + T_{g_i} s} \quad (8.6)$$

Όπου H_{eq}, D_L η σταθερά αδράνειας και ο συντελεστής αυτορύθμισης φορτίου του συστήματος αντίστοιχα και $T_{g_i}, T_{T_i}, R_i, H_i$ η σταθερά χρόνου του συστήματος ελέγχου στροφών, η σταθερά χρόνου του συνδυασμού στροβίλου-γεννήτριας ο στατισμός και η σταθερά αδράνειας της i μονάδας Diesel, αντίστοιχα. και

$$H_{eq} = \sum_{i=1}^n H_i \quad (8.7)$$

Αν θεωρήσουμε ότι όλες οι μεταβολές φορτίου που εξετάζουμε γίνονται ακαριαία, πράγμα που δεν απέχει πολύ από την πραγματικότητα, τότε είναι:

$\Delta P_L(s) = \frac{\Delta P_L}{s}$, οπότε η μεταβολή της συχνότητας δίνεται από τη σχέση:

$$\Delta f(s) = - \frac{G_{P_{eq}}}{(1 + \sum_{i=1}^n G_{P_{eq}} G_{D_i} G_{g_i})} \frac{\Delta P_L}{s} = - \frac{\frac{1}{2H_{eq}s + D_L}}{1 + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2H_{eq}s + D_L} \frac{1}{1 + T_{T_i}s} \frac{1/R_i}{1 + T_{g_i}s}} \frac{\Delta P_L}{s} \quad (8.8)$$

Από την Εξίσωση 8.8 και για $s = 0$ υπολογίζεται το μόνιμο σφάλμα συχνότητας Δf_{ss}

$$\Delta f_{ss} = \Delta f(0) = \frac{\Delta P_L}{D_L + \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}} \quad (8.9)$$

Για τον υπολογισμό της μέγιστης μεταβατικής μεταβολής στη συχνότητα απαιτείται η αναλυτική επίλυση της διαφορικής Εξίσωσης 8.8. Η διαδικασία αυτή είναι περίπλοκη και υπολογιστικά χρονοβόρα, ειδικά αν το σύστημα παραγωγής αποτελείται από πολλές θερμικές μονάδες. Για το σκοπό αυτό, θεωρώντας κατάλληλες παραδοχές που περιγράφονται παρακάτω, καταλήγουμε σε απλούστερης τάξης μοντέλο το οποίο μπορεί να επιλυθεί αναλυτικά και οδηγεί στην έκφραση της μέγιστης βύθισης συχνότητας ως μια απλή σχέση μεταξύ των μεταβλητών του συστήματος.

Οι θεωρήσεις που γίνονται είναι οι εξής:

Οι μονάδες Diesel έχουν αντίστοιχα ίσες σταθερές χρόνου T_{g_i}, T_{T_i} οι οποίες ισούνται με τη μέγιστη τιμή αυτών, δηλαδή είναι:

$$T_{g_i} = \max(T_{g_i}) = T_{g_{eq}} \text{ και } T_{T_i} = \max(T_{T_i}) = T_{T_{eq}}, i = 1, 2, \dots, n \quad (8.10)$$

Τότε η 8.8 γράφεται:

$$\Delta f(s) = - \frac{1}{2H_{eq}s + D_L} \frac{\Delta P_L}{s} \frac{1}{1 + \frac{1}{2H_{eq}s + D_L} \cdot \frac{1}{1 + T_{Teq}s} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n 1/R_i}{1 + T_{geq}s}} \quad (8.11)$$

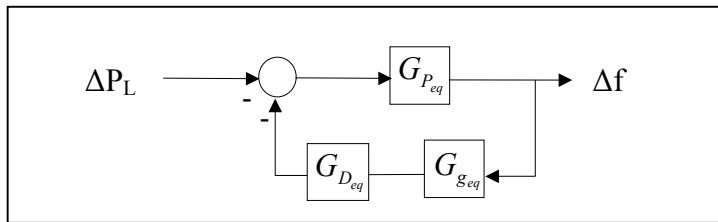
Μπορεί λοιπόν να θεωρηθεί ότι αντιμετωπίστηκε ο συνδυασμός των μονάδων Diesel με μία *ισοδύναμη γεννήτρια* με τις εξής συναρτήσεις μεταφοράς:

$$G_{Deq} = \frac{1}{1 + T_{Teq}s} \quad \text{και} \quad G_{geq} = \frac{1/R_{eq}}{1 + T_{geq}s} \quad (8.12)$$

όπου:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} \quad (\text{σε Hz/MW}) \quad (8.13)$$

Το νέο διάγραμμα βαθμίδων που προκύπτει είναι αυτό που περιγράφεται στο Σχήμα 8.2 που ακολουθεί.



Σχήμα 8.2: Απλοποιημένο Διάγραμμα Βαθμίδων του Μηχανισμού Ελέγχου Φορτίου Συχνότητας

Καθώς ο μηχανισμός ελέγχου στροφών είναι σημαντικά ταχύτερος από την απόκριση της μηχανής Diesel, η σταθερά χρόνου T_{geq} μπορεί να αμεληθεί και η συνάρτηση μεταφοράς του συστήματος ελέγχου στροφών της ισοδύναμης γεννήτριας μπορεί να γραφεί ως:

$$G_{geq} = 1/R_{eq} \quad (8.14)$$

Έτσι, η συνάρτηση μεταφοράς του συνολικού διαγράμματος βαθμίδων δίνεται από τη σχέση:

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta P_L(s)} = - \frac{1 + T_{Teq}s}{2H_{eq}T_{Teq}s^2 + (2H_{eq} + T_{Teq}D_L)s + D_L + 1/R_{eq}} \quad (8.15)$$

Για μια βηματική μεταβολή στο φορτίο ή στην παραγωγή του συστήματος ($\Delta P_L(s) = \Delta P_L / s$) η μεταβολή της συχνότητας δίνεται από τη σχέση:

$$\Delta f(s) = - \frac{1}{D_L + 1/R_{eq}} \left(\frac{1}{s} - \frac{s+b}{(s+b)^2 + w} - \frac{k}{(s+b)^2 + w} \right) \Delta P_L \quad (8.16)$$

Η λύση της Εξίσωσης 8.13 για θετικές και αρνητικές τιμές του w είναι:

$$\underline{w > 0} \quad \Delta f(t) = \frac{-\Delta P_L}{D_L + 1/R_{eq}} \{1 - \exp^{-bt} [\cos(\omega t) + \frac{k}{\omega} \sin(\omega t)]\} \quad (8.17)$$

$$\underline{w < 0} \quad \Delta f(t) = \frac{-\Delta P_L}{D_L + 1/R_{eq}} \{1 - \exp^{-bt} [\cosh(\omega t) + \frac{k}{\omega} \sinh(\omega t)]\} \quad (8.18)$$

όπου:

$$k = \frac{2 R_{eq} H_{eq} - 2 H_{eq} - T_{Teq} D_L R_{eq}}{4 R_{eq} H_{eq} T_{Teq}} \quad (8.19)$$

$$w = \frac{4 H_{eq} T_{Teq} D_L R_{eq} - 4 R_{eq} H_{eq}^2 - R_{eq} T_{Teq}^2 D_L^2 + 8 H_{eq} T_{Teq}}{16 R_{eq} H_{eq}^2 T_{Teq}^2} \quad (8.20)$$

$$b = \frac{2 H_{eq} + T_{Teq} D_L}{4 H_{eq} T_{Teq}}, \quad w = \sqrt{|w|} \quad (8.21)$$

Η χρονική στιγμή t_{max} , που αντιστοιχεί στο μέγιστο μεταβατικό σφάλμα συχνότητας Δf_{max} υπολογίζεται ως η λύση της εξίσωσης $\frac{d}{dt} \Delta f(t) = 0$. Ειδικότερα, εξετάζονται δύο περιπτώσεις:

$w > 0$

$$t_{max} = \frac{\arctan(-b / \omega) + \arctan(d / \omega)}{\omega} \quad (8.22)$$

$$\Delta f_{max} = \Delta f(t = t_{max}) = \frac{-\Delta P_L}{D_L + 1/R_{eq}} \{1 - \exp^{-bt_{max}} [\cos(\omega t_{max}) + \frac{k}{\omega} \sin(\omega t_{max})]\} \quad (8.23)$$

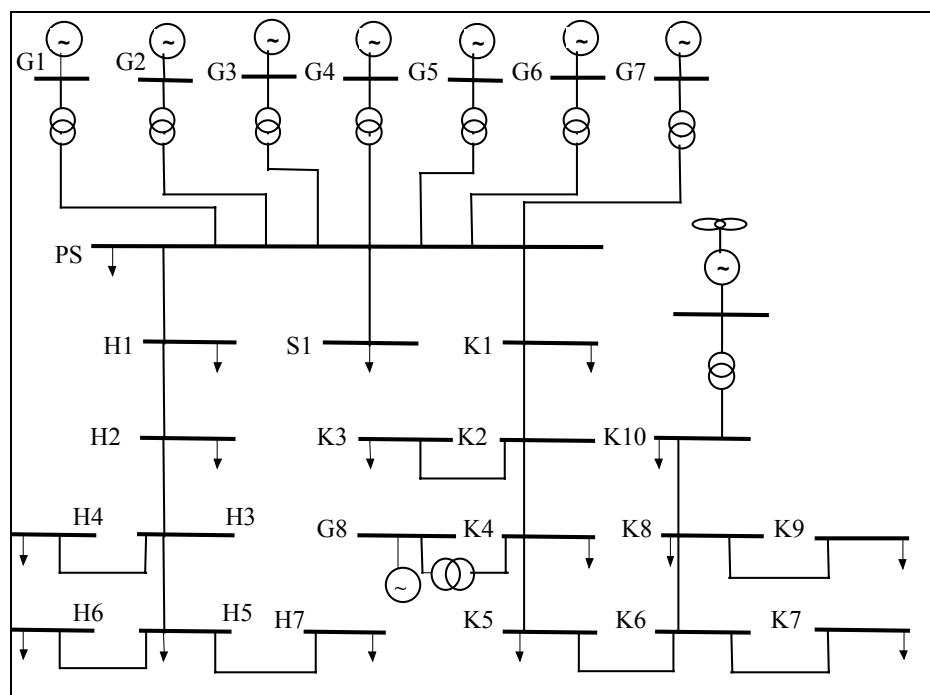
$w < 0$

Στην περίπτωση αυτή το μέγιστο σφάλμα συχνότητας ισούται με το μόνιμο σφάλμα και είναι:

$$\Delta f_{max} = \Delta f_{st} = -\frac{P_L}{D_L + 1/R_{eq}} \quad (8.24)$$

8.3.2 Εφαρμογή

Η μεθοδολογία που περιγράφηκε στην προηγούμενη ενότητα για τον υπολογισμό του μέγιστου και του μόνιμου σφάλματος συχνότητας μετά από μία διαταραχή, εφαρμόζεται σε ένα τυπικό αυτόνομο σύστημα που παρουσιάζεται στο Σχήμα 8.3. Το σύστημα αυτό είναι το σύστημα της νήσου Πάτμου [45].



Σχήμα 8.3: Ισοδύναμο Μονογραμμικό Διάγραμμα Ηλεκτρικού Συστήματος Νήσου Πάτμου

8.3.2.1. Περιγραφή του Συστήματος

Το Σύστημα αποτελείται από 27 υποσταθμούς και 8 Θερμικές Μονάδες Παραγωγής εσωτερικής καύσης συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3050 kW. Ένα Α/Π συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1 MW πρόκειται να εγκατασταθεί στον Υποσταθμό K10. Η ονομαστική τάση λειτουργίας του συστήματος είναι 20 kV.

Τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα 9.1

Πίνακας 8.1: Δεδομένα Μονάδων Συστήματος Νήσου Πάτμου

α/α Μονάδας	Ονομαστική Ισχύς (kW)	Στατισμός (α.μ)	Σταθερά Αδράνειας (sec)	Σταθερά Χρόνου (sec)
1	500	0.07	4	1.2
2	300	Δεν ρυθμίζει	4	1.2
3	300	Δεν ρυθμίζει	4	1.2
4	300	Δεν ρυθμίζει	4	1.2
5	300	0.07	4	1.2
6	300	0.07	4	1.2
7	300	0.07	4	1.2
8	750	0.07	4	1.2

8.3.2.2. Αποτελέσματα

Στον πίνακα 8.1 που ακολουθεί, γίνεται μία σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από την εφαρμογή του απλοποιημένου μοντέλου που χρησιμοποιείται στην παρούσα διατριβή και αυτών που προκύπτουν από την πλήρη επίλυση της εξίσωσης 8.8. Το σφάλμα που προκύπτει στον υπολογισμό του μέγιστου σφάλματος συχνότητας δεν υπερβαίνει το 2%, ενώ το μόνιμο σφάλμα συχνότητας υπολογίζεται επακριβώς από το απλοποιημένο Μοντέλο.

Οι διαταραχές που εξετάζονται είναι οι εξής:

- 1: Βλάβη της γεννήτριας G8. Απώλεια 710 kW παραγόμενης ισχύος.
- 2: Απώλεια του Α/Π. Απώλεια 1 MW παραγόμενης ισχύος.
- 3: Απόρριψη φορτίου 898 kW και 475 kVar στο Ζυγό S1.

Πίνακας 8.2: Σύγκριση Αποτελεσμάτων Απλοποιημένου Μοντέλου Ρύθμισης Φορτίου - Συχνότητας και Αναλυτικής Επίλυσης

Διαταραχή	Πλήρης Επίλυση		Απλοποιημένο Μοντέλο	
	Δf_{\max}	Δf_{ss}	Δf_{\max}	Δf_{ss}
1	-0.632	-0.443	-0.645	-0.443
2	-0.854	-0.643	-0.871	-0.643
3	1.234	0.752	1.259	0.752

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9. ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

Για την εφαρμογή της μεθοδολογίας, όπως αυτή περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 4, έχουν αναπτυχθεί υπολογιστικά προγράμματα σε Η/Υ που αφορούν τα παρακάτω προβλήματα:

- Πρόβλεψη και επεξεργασία χρονοσειρών φορτίων.
- Ανάπτυξη δικτύου μεταφοράς
- Προσομοίωση λειτουργίας συστήματος παραγωγής
- Υπολογισμό συνάρτησης κοινής ωφέλειας καθώς και των οικονομικών δεικτών που αφορούν τους ανεξάρτητους παραγωγούς, και γραφική απεικόνιση των αποτελεσμάτων.

Τα παραπάνω υπολογιστικά προγράμματα χρησιμοποιούν το υπολογιστικό περιβάλλον Windows 98 και για την ανάπτυξή τους έχουν χρησιμοποιηθεί τα εξής εμπορικά υπολογιστικά πακέτα:

- Το σύστημα διαχείρισης λογιστικών φύλλων **MS-EXCEL**
- Ο μεταγλωττιστής (compiler) της γλώσσας προγραμματισμού **FORTRAN L77-EM32**.

9.1 Δομή Υπολογιστικού Περιβάλλοντος

Το υπολογιστικό περιβάλλον που έχει αναπτυχθεί περιλαμβάνει τα εξής ανεξάρτητα προγράμματα:

- Πρόγραμμα Διαχείρισης Φορτίων
- Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς
- Πρόγραμμα Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής
- Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης

Η αλληλουχία εκτέλεσης των παραπάνω καθώς και η μεταξύ τους αλληλεπίδραση παρουσιάζεται στο Σχήμα 9.1 και περιγράφεται συνοπτικά στα παρακάτω Βήματα:

Βήμα 1: Εκτελείται το Πρόγραμμα Διαχείρισης Φορτίων για την κατασκευή των ετήσιων ωριαίων χρονοσειρών φορτίων για την περίοδο μελέτης. Το πρόγραμμα διαχειρίζεται τις διαθέσιμες χρονοσειρές παρελθόντων ετών και δημιουργεί ένα αρχείο που περιέχει τις νέες χρονοσειρές το οποίο χρησιμοποιείται ως αρχείο εισόδου από τα άλλα προγράμματα.

Βήμα 2: Εκτελείται το Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς για κάθε σενάριο ανάπτυξης Α/Π που εξετάζεται.

Με τη χρήση του προγράμματος υπολογίζονται:

- Οι αναγκαίες ενισχύσεις του δικτύου μεταφοράς
- Ο τρόπος σύνδεσης των Α/Π
- Οι ετήσιες απώλειες του συστήματος μεταφοράς και των στοιχείων διασύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο.

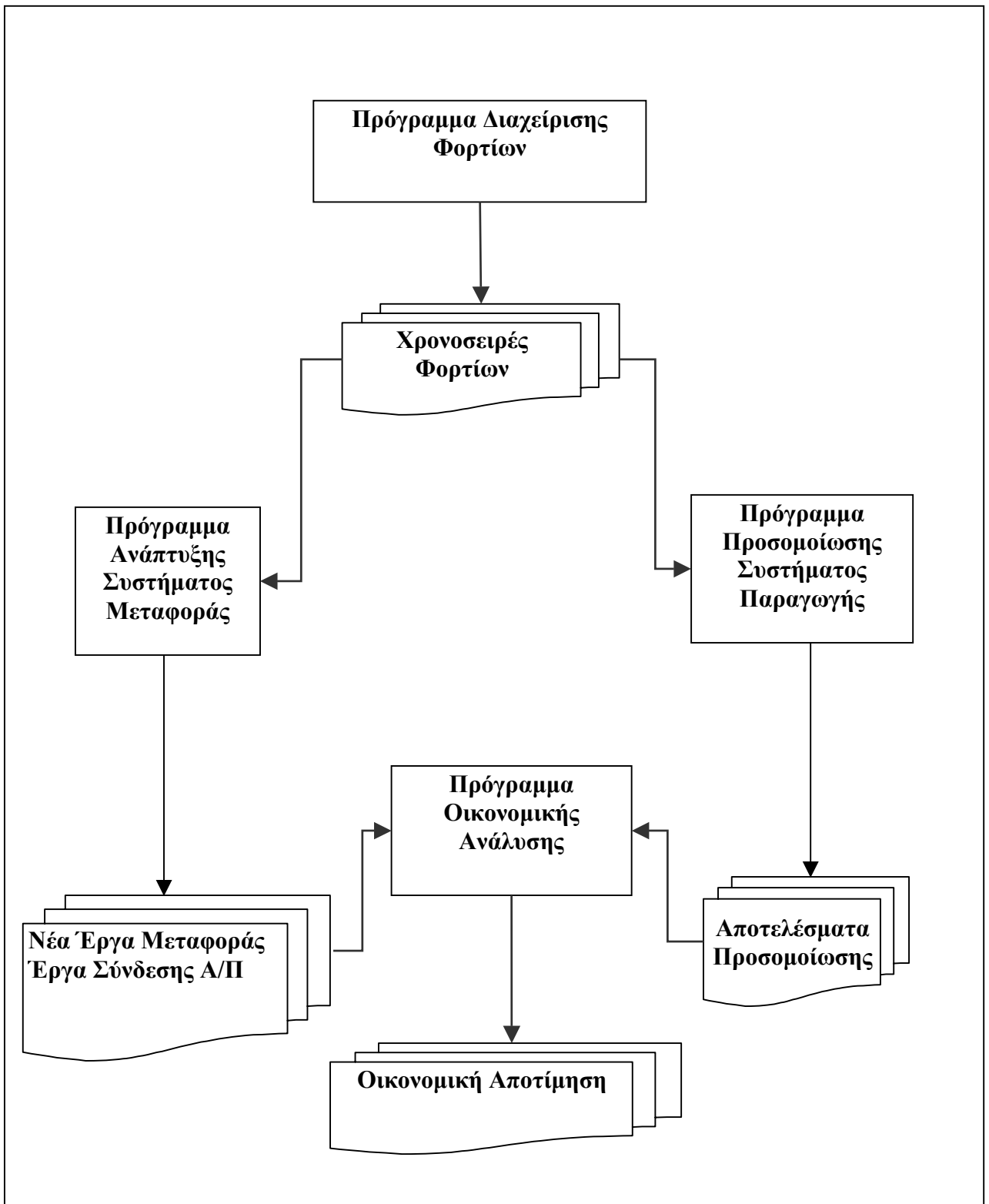
Το πρόγραμμα παράγει αρχεία τα οποία χρησιμοποιούνται ως αρχεία εισόδου για το Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης.

Βήμα 3: Εκτελείται το Πρόγραμμα Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής για κάθε σενάριο ανάπτυξης Α/Π που εξετάζεται, καθώς και για κάθε Κανόνα Ένταξης. Το πρόγραμμα πραγματοποιεί την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής σε ετήσια βάση χρησιμοποιώντας την πιθανοτική θεώρηση που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 6. Για κάθε σενάριο ανάπτυξης Α/Π που εξετάζεται, καθώς και για κάθε Κανόνα Ένταξης δημιουργείται ένα αρχείο εξόδου που περιέχει τις παρακάτω αποτελέσματα:

- Παραγόμενη ενέργεια από κάθε μονάδα παραγωγής (θερμική, Α/Π)
- Συντελεστή χρησιμοποίησης για κάθε μονάδα παραγωγής
- Ώρες λειτουργίας για κάθε μονάδα παραγωγής
- Κατανάλωση καυσίμων για κάθε τύπο καυσίμου και για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής
- Εκπομπές αερίων ρύπων για κάθε τύπο ρύπου και για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής
- Δείκτες αξιοπιστίας (πιθανότητα απώλειας φορτίου, μη εξυπηρετούμενη ενέργεια).

Τα αρχεία εξόδου του προγράμματος αυτού χρησιμοποιούνται ως αρχεία εισόδου για το Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης.

Βήμα 4: Εκτελείται το Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την εκτέλεση των προηγούμενων προγραμμάτων, με σκοπό την ανάλυση των οικονομικών επιπτώσεων για κάθε σενάριο ανάπτυξης Α/Π. Το πρόγραμμα υπολογίζει τα επιμέρους πλεονάσματα των Παικτών της αγοράς (Ανεξάρτητοι Παραγωγοί, Ηλεκτρική Εταιρία, Καταναλωτές) καθώς και την τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας. Επίσης εξετάζεται η επίδραση των διαφόρων ρυθμιστικών παραμέτρων.



Σχήμα 9.1: Διάγραμμα Ροής Υπολογιστικού Περιβάλλοντος

9.2 Δεδομένα Εισόδου

Για την εκτέλεση των προγραμμάτων που αναφέρθηκαν στην ενότητα 9.1 απαιτείται ένας σημαντικός αριθμός δεδομένων που εισάγονται με τη μορφή αρχείων εισόδου στα προγράμματα αυτά. Τα δεδομένα αυτά κατηγοριοποιούνται ως εξής:

Χρονοσειρές Φορτίων

Περιλαμβάνει ετήσιες χρονοσειρές ωριαίων φορτίων του συστήματος που εξετάζεται για τα παρελθόντα έτη.

Ανεμολογικά Δεδομένα

Περιλαμβάνει χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου για τις υποψήφιες περιοχές εγκατάστασης των Α/Π.

Δεδομένα Μονάδων Παραγωγής

Περιλαμβάνει τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των θερμικών μονάδων και των υποψήφιων προς εγκατάσταση Α/Γ. Για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής, τα απαραίτητα δεδομένα εισόδου περιλαμβάνουν:

- Μέγιστη και ελάχιστη ισχύ εξόδου.
- Δευτεροβάθμια συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου.
- Δευτεροβάθμια συνάρτηση εκπεμπόμενων ρύπων.
- Ρυθμό μη προγραμματιζόμενων διακοπών (ΡΜΠΔ).
- Χαρακτηριστικά μηχανισμού ελέγχου φορτίου συχνότητας.

Για κάθε Α/Γ τα απαραίτητα δεδομένα εισόδου περιλαμβάνουν τα εξής:

- Καμπύλη εισόδου – εξόδου
- Συντελεστή flicker
- Κόστος εγκατάστασης
- Κόστος λειτουργίας και συντήρησης
- Διάρκεια ζωής

Δίκτυο Μεταφοράς

Αφορούν την τοπολογία και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των στοιχείων του υφιστάμενου δικτύου μεταφοράς του αυτόνομου συστήματος που εξετάζεται, καθώς και τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των νέων στοιχείων για την επέκτασή του και για τη σύνδεση των Α/Π σε αυτό. Τα στοιχεία αυτά αφορούν:

- Γραμμές μεταφοράς (μήκος, ικανότητα μεταφοράς, αγωγιμότητα, χωρητική αντίδραση, επαγωγική αντίδραση, κόστος)
- Μετασχηματιστές (ονομαστική ισχύ, αγωγιμότητα, χωρητική αντίδραση, επαγωγική αντίδραση, κόστος)
- Υποσταθμούς (ονομαστική τάση, τοπολογία, κόστος)

Δεδομένα Καυσίμων

Περιλαμβάνουν δεδομένα των καυσίμων που χρησιμοποιούν οι θερμικές μονάδες παραγωγής. Για κάθε τύπο καυσίμου απαιτούνται τα εξής δεδομένα:

- Η θερμογόνος ικανότητα
- Το κόστος προμήθειας
- Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης του κόστους

Οικονομικά Δεδομένα

Περιλαμβάνουν οικονομικά στοιχεία που χρησιμοποιούνται για την οικονομική ανάλυση. Τα στοιχεία αυτά είναι:

- Επιτόκια Αναγωγής
- Τιμολόγια Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τιμές Ρυθμιστικών Παραμέτρων

Περιλαμβάνουν τις βασικές τιμές καθώς και ένα εύρος διακύμανσης τιμών για κάθε Ρυθμιστική Παράμετρο που εξετάζεται.

Περιορισμοί

Περιλαμβάνονται διάφοροι τεχνικοί και οικονομικοί περιορισμοί όπως:

- Περιορισμοί στις εκπομπές αερίων ρύπων
- Περιορισμοί στη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια
- Περιορισμοί στα πλεονάσματα των Παικτών της αγοράς
- Περιορισμοί στους δείκτες βιωσιμότητας επένδυσης για τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς.

9.3 Περιγραφή Προγραμμάτων

Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται εν συντομία τα υπολογιστικά προγράμματα που αναπτύχθηκαν στα πλαίσια της παρούσας διατριβής.

9.3.1 Πρόγραμμα Διαχείρισης Φορτίων

Το Πρόγραμμα Διαχείρισης Φορτίων έχει αναπτυχθεί στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN77. Το πρόγραμμα διαχειρίζεται τις διαθέσιμες χρονοσειρές φορτίων παρελθόντων ετών και δημιουργεί μία τυπική χρονολογική καμπύλη ωριαίων φορτίων. Επίσης πραγματοποιεί προβλέψεις για τις μελλοντικές ετήσιες αιχμές και τη συνολική ετήσια ενέργεια για ένα χρονικό ορίζοντα που καθορίζεται από το χρήστη. Τέλος, δημιουργεί αρχεία εξόδου που περιέχουν ετήσιες χρονοσειρές ωριαίων φορτίων για το χρονικό ορίζοντα που εξετάζεται.

9.3.2 Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς

Το Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς εξετάζει διάφορα υποψήφια σενάρια ανάπτυξης του δικτύου και καθορίζει αυτό με το ελάχιστο συνολικό κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας το οποίο εξασφαλίζει την ασφαλή και ομαλή λειτουργία του συστήματος για την περίοδο μελέτης που εξετάζεται. Επίσης, υπολογίζει τις ετήσιες απώλειες του δικτύου μεταφοράς καθώς και τον τρόπο σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο. Το Πρόγραμμα ακολουθεί τη βασική μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 5 και αποτελείται από τέσσερα βασικά υποπρογράμματα τα οποία είναι τα εξής:

- **MAXDC:** πρόγραμμα το οποίο εξετάζει την ικανότητα μεταφοράς των υποψηφίων σεναρίων ανάπτυξης του δικτύου, και αποκλείει τα σενάρια που προκαλούν υπερφορτίσεις σε κάποια από τα στοιχεία του δικτύου. Το πρόγραμμα χρησιμοποιεί τεχνικές ανάλυσης ροών φορτίου συνεχούς ρεύματος που εξασφαλίζουν ικανοποιητική ακρίβεια και σημαντική ταχύτητα υπολογισμών τα οποία απαιτούνται για την ανάλυση μεγάλου πλήθους υποψηφίων σεναρίων επέκτασης.
- **IPSA:** πρόγραμμα ανάλυσης της μονίμου καταστάσεως δικτύου και εκτίμησης της στατικής ασφάλειας με χρήση τεχνικών ανάλυσης ροών φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος. Το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιείται για τον επιπλέον έλεγχο των σεναρίων που κρίθηκαν ως επαρκή από το πρόγραμμα MAXDC. Εφαρμόζεται για διάφορες ακραίες λειτουργικές καταστάσεις φορτίου και παραγωγής των Α/Π. Τέλος, χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ισχύος απωλειών του δικτύου. Το πρόγραμμα έχει αναπτυχθεί στο Ε.Μ.Π από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος.
- **ANTRLS:** πρόγραμμα που υπολογίζει την ετήσια ενέργεια απωλειών του δικτύου μεταφοράς για κάθε έτος της μελέτης και για κάθε υποψήφιο σενάριο ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς. Χρησιμοποιεί ως είσοδο τις ισχείς απωλειών για διάφορες λειτουργικές καταστάσεις όπως αυτές υπολογίστηκαν από το πρόγραμμα IPSA και τις ετήσιες καμπύλες διάρκειας φορτίου του συστήματος για κάθε έτος της μελέτης.
- **DYNPRO:** πρόγραμμα το οποίο με χρήση τεχνικών δυναμικού προγραμματισμού καθορίζει το βέλτιστο σενάριο ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς.

Τα αποτελέσματα από τα παραπάνω προγράμματα αποθηκεύονται αυτόματα σε κατάλληλα αρχεία τα οποία χρησιμοποιούνται ως αρχεία εισόδου για το Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης. Τα αρχεία αυτά περιέχουν πληροφορίες για το κόστος ενίσχυσης του δικτύου μεταφοράς, το κόστος σύνδεσης των Α/Π, τις ετήσιες απώλειες κ.λ.π.

9.3.3 Πρόγραμμα Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής

Το Πρόγραμμα Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής είναι μια επέκταση της υπορουτίνας προσομοίωσης Συστήματος Παραγωγής του Προγράμματος ASP (Autonomous System Planning) [11] που έχει αναπτυχθεί στο Ε.Μ.Π από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρική Ενέργειας του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος. Οι προσθήκες αφορούν την υλοποίηση των διαφορετικών κανόνων ένταξης των μονάδων παραγωγής, καθώς και στον αναλυτικό υπολογισμό της Μ.Ε.Α.Δ κατά την διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής. Το πρόγραμμα έχει αναπτυχθεί στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN77 και ακολουθεί τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 6 καθώς και στα Κεφάλαια 7 και 8.

Το Πρόγραμμα υπολογίζει τα αναμενόμενα ισοζύγια ενέργειας για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα της μελέτης, καθώς και αντίστοιχους δείκτες αξιοπιστίας. Δέχεται ως είσοδο τα εξής δεδομένα:

- Γενικά δεδομένα της μελέτης (έτη μελέτης, πλήθος ζωνών φορτίου)
- Χρονοσειρές φορτίων που δημιουργήθηκαν από το Πρόγραμμα Διαχείρισης Φορτίων
- Τεχνικά και οικονομικά δεδομένα των Ανεμογεννητριών
- Τεχνικά και οικονομικά δεδομένα των θερμικών μονάδων παραγωγής
- Δεδομένα καυσίμων
- Κανόνες ένταξης μονάδων
- Συντελεστές Διαταραχής n_A και n_L

Το πρόγραμμα εκτελείται για κάθε σενάριο ανάπτυξης των Α/Π και δημιουργεί ένα αρχείο αποτελεσμάτων που θα χρησιμοποιηθεί ως αρχείο εισόδου στο Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης. Το αρχείο αυτό περιέχει τα εξής στοιχεία:

- Παραγόμενη ενέργεια από κάθε μονάδα παραγωγής (θερμική, Α/Γ)
- Καταναλώσεις καυσίμων
- Εκπομπές αερίων ρύπων
- Συνολική παραγόμενη ενέργεια από κάθε Α/Γ και κάθε Α/Π
- Ενέργεια που δεν εξυπηρετείται

9.3.4 Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης

Το Πρόγραμμα Οικονομικής Ανάλυσης εκτιμά τις οικονομικές επιπτώσεις από την εφαρμογή ενός σεναρίου ανάπτυξης Α/Π καθώς και ενός συνόλου τιμών των Ρυθμιστικών Παραμέτρων. Το Πρόγραμμα έχει αναπτυχθεί σε περιβάλλον MS-EXCEL Workbook. Το πρόγραμμα διαχειρίζεται τα αρχεία εξόδου των προγραμμάτων ανάλυσης του συστήματος. Τα αρχεία αυτά περιέχουν:

- Ετήσια ισοζύγια ενέργειας, εκπομπές αερίων ρύπων, καταναλώσεις καυσίμων, όπως αυτά υπολογίστηκαν από το Πρόγραμμα Προσομοίωσης Συστήματος Παραγωγής.
- Κόστη επέκτασης δικτύου μεταφοράς, ετήσιες απώλειες μεταφοράς, κόστη διασύνδεσης Α/Π, όπως αυτά υπολογίστηκαν από το Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Μεταφοράς.

Το πρόγραμμα χρησιμοποιεί ως είσοδο τα ακόλουθα δεδομένα.

Γενικά Δεδομένα Μελέτης:

- Κόστη καυσίμων
- Κόστη εγκατάστασης Α/Π
- Κόστη λειτουργίας και συντήρησης Α/Π
- Επιτόκια αναγωγής
- Ετήσιος ρυθμός αύξησης τιμολογίων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας
- Ετήσιος ρυθμός αύξησης τιμών (καυσίμων, τιμολογίων Ηλεκτρισμού)

Ρυθμιστικές Παράμετροι:

- Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στην Ηλεκτρική Εταιρία
- Επιδότηση που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί σε % επί του κόστους της επένδυσης
- Δάνειο που λαμβάνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί σε % επί του κόστους της Επένδυσης
- Επιδότηση στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς επί της παραγόμενης από αυτούς ενέργειας
- Επιδότηση επιτοκίου δανεισμού στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
- Έτη επιδότησης επιτοκίου δανεισμού στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
- Συντελεστής καταμερισμού κόστους διασύνδεσης Α/Π
- Συντελεστής καταμερισμού απωλειών διασύνδεσης Α/Π
- Συντελεστής καταμερισμού κόστους επέκτασης δικτύου μεταφοράς.
- Συντελεστής καταμερισμού απωλειών δικτύου μεταφοράς
- Κόστος Φορολόγησης εκπομπών CO₂
- Κόστος Φορολόγησης εκπομπών SO₂
- Κόστος Φορολόγησης εκπομπών NO_x
- Κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

Το Πρόγραμμα υπολογίζει:

- τα επιμέρους πλεονάσματα των 'παικτών' της αγοράς καθώς και η τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας.
- Τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης των ανεξάρτητων παραγωγών χρησιμοποιώντας λεπτομερή ανάλυση χρηματοροών .
- Την ευαισθησία των ρυθμιστικών παραμέτρων στα πλεονάσματα των παικτών και στην τιμή της Σ.Κ.Ω καθώς και στους δείκτες απόδοσης των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

Στο χρήστη του Προγράμματος δίνεται η δυνατότητα παρουσίασης όλων των παραπάνω αποτελεσμάτων σε αναλυτικά διαγράμματα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ

Στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μία εφαρμογή του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα διατριβή για το ηλεκτρικό δίκτυο της νήσου Κρήτης. Η Κρήτη όπως είναι γνωστό διαθέτει αξιόλογο αιολικό δυναμικό, και σε συνδυασμό με το γεγονός ότι το ηλεκτρικό της σύστημα έχει ικανή εγκατεστημένη ισχύ, έχει ήδη προκαλέσει το επενδυτικό ενδιαφέρον ανεξάρτητων παραγωγών για εγκατάσταση Α/Π. Για το λόγο αυτό η διερεύνηση των επιπτώσεων που θα προκύψουν από τη λειτουργία των Α/Π τόσο στη λειτουργία του συστήματος όσο και στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποκτά ιδιαίτερο ενδιαφέρον.

Η ανάλυση βασίζεται στην εξέταση ενός σεναρίου χωρίς τη θεώρηση αιολικής διείσδυσης που στο εξής θα αναφέρεται ως “Βασικό Σενάριο”, και κατόπιν στην εξέταση διαφόρων σεναρίων ανάπτυξης Α/Π και στη σύγκριση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν σε σχέση με το Βασικό Σενάριο.

Εξετάζονται διάφορα εναλλακτικά σενάρια ανάπτυξης Α/Π που διαφοροποιούνται ως προς τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ τους και τα οποία θεωρήθηκαν ότι εγκαθίστανται σε 4 περιοχές. Σε κάθε περιοχή θεωρούμε ότι εγκαθίσταται ένα Α/Π που αντιμετωπίζεται ως ένας Ανεξάρτητος Παραγωγός. Για κάθε εναλλακτικό σενάριο εξετάζονται τα εξής:

- Ο τρόπος σύνδεσης των Α/Π στο υφιστάμενο ηλεκτρικό δίκτυο
- Η επάρκεια του δικτύου μεταφοράς και η ανάγκη πραγματοποίησης νέων έργων
- Η επίδραση της λειτουργίας των Α/Π στα ισοζύγια ενέργειας, στην κατανάλωση καυσίμου από τις θερμικές μονάδες και στις εκπομπές αερίων ρύπων. Εξετάζονται δύο κανόνες ένταξης μονάδων και αναλύεται η επίδραση του κάθε ενός από αυτούς.
- Η επίδραση διαφόρων πολιτικών :
 - Τιμολόγησης της πωλούμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
 - Επιδοτήσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών
 - Κοστολόγησης των αερίων εκπομπών

στα επιμέρους πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών και στην τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας, καθώς και στη βιωσιμότητα των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

Η χρονική περίοδος της μελέτης είναι 10 έτη (1998 - 2007).

10.1 Περιγραφή του Ηλεκτρικού Συστήματος της Νήσου Κρήτης

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται συνοπτικά τα βασικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης και αφορούν:

- Το υφιστάμενο σύστημα παραγωγής και μεταφοράς
- Τα ήδη προγραμματισμένα νέα έργα παραγωγής και μεταφοράς
- Τα φορτία του συστήματος
- Ιστορικά στοιχεία ισοζυγίων ενέργειας

Αναλυτική περιγραφή των στοιχείων αυτών παρουσιάζονται στο Παράρτημα Π3.

10.1.1 Υφιστάμενο Σύστημα Παραγωγής

Τα ηλεκτρικά φορτία της Κρήτης καλύπτονται από ένα Αυτόνομο Σύστημα Παραγωγής, το οποίο ανήκει στη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ). Το σύστημα αποτελείται από δύο θερμικούς σταθμούς παραγωγής που βρίσκονται στα Χανιά και στο Ηράκλειο (τοποθεσία Λινοπεράματα). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς είναι περίπου 508 MW, 182 από τα οποία είναι εγκατεστημένα στο σταθμό Λινοπεράματα και 326 MW στο σταθμό Χανίων. Όλες οι μονάδες είναι εσωτερικής καύσης ή αεριοστρόβιλοι και καταναλώνουν diesel ή μαζούτ. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων περιγράφονται αναλυτικά στον πίνακα Π3.1.

Το σύστημα παραγωγής περιλαμβάνει επίσης ένα Αιολικό Πάρκο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 6.6 MW στη περιοχή Μονή Τοπλού και ανήκει στην ιδιοκτησία της ΔΕΗ, και το οποίο επί του παρόντος βρίσκεται εκτός λειτουργίας.

Ένας φωτοβολταϊκός σταθμός παραγωγής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4.7 MW βρίσκεται στο στάδιο της μελέτης και πρόκειται να εγκατασταθεί σε περιοχή κοντά στην πόλη του Ηρακλείου. Ο σταθμός αυτός δεν έχει ληφθεί υπόψη στην παρούσα διατριβή.

Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι ένας μεγάλος αριθμός Α/Π βρίσκεται στο στάδιο έγκρισης από τις αρμόδιες αρχές στα πλαίσια του νόμου 2244/94, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 250 MW ενώ άλλα έχουν ήδη εγκατασταθεί και λειτουργούν. Μέρος αυτών έχει ληφθεί υπόψη στην κατασκευή των υποψηφίων σεναρίων που εξετάζονται στο συγκεκριμένο παράδειγμα.

10.1.2 Ιστορικά Στοιχεία Παραγωγής Ενέργειας

Ιστορικά δεδομένα που αφορούν τη λειτουργία του συστήματος την περίοδο 1990-1996 και αφορούν την παραγωγή ενέργειας, τις καταναλώσεις καυσίμων και τις ώρες λειτουργίας για κάθε μονάδα παρουσιάζονται στους πίνακες Π3.2, Π3.3 και Π3.4.

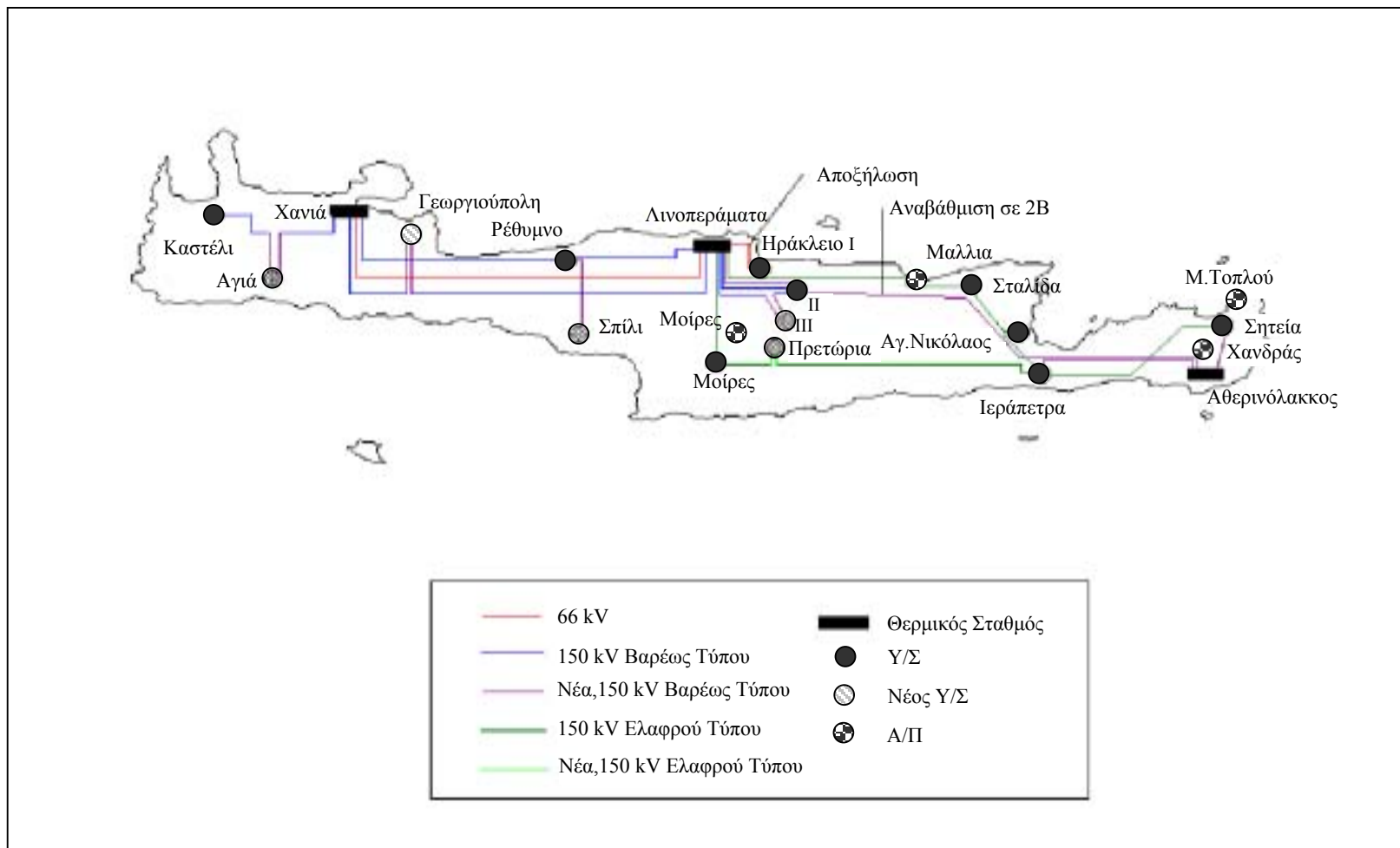
10.1.3 Δεδομένα Καυσίμων

Όλες οι μονάδες του συστήματος της Κρήτης καταναλώνουν πετρέλαιο. Τα δεδομένα των τύπων πετρελαίου που χρησιμοποιείται περιγράφονται στον πίνακα Π3.5.

10.1.4 Δίκτυο Μεταφοράς

Το δίκτυο μεταφοράς της Κρήτης περιλαμβάνει 2 σταθμούς παραγωγής και 11 υποσταθμούς φορτίου και λειτουργεί σε ονομαστική τάση 150 kV. Το δίκτυο διανομής λειτουργεί σε επίπεδα μέσης τάσης 15.75 και 20 kV. Υπάρχουν επίσης δύο γραμμές μεταφοράς που λειτουργούν υπό ονομαστική τάση 66 kV και οι οποίες έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας από το έτος 1999. Τέσσερις νέοι υποσταθμοί Υ.Τ/ Μ.Τ πρόκειται να κατασκευαστούν μέχρι το τέλος του έτους 2001.

Η τοπολογία του συστήματος - παραγωγής μεταφοράς του συστήματος της νήσου Κρήτης παρουσιάζεται στο σχήμα 10.1 που ακολουθεί.



Σχήμα 10.1: Τοπολογία Συστήματος Παραγωγής - Μεταφοράς Κρήτης

10.1.5 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος της Κρήτης αυξήθηκε από 823 GWh το 1987 σε 1566 GWh το 1996, ενώ η αιχμή από 173 MW σε 325 MW αντίστοιχα. Παρατηρούμε ότι τα δύο παραπάνω μεγέθη σχεδόν διπλασιάστηκαν μέσα στη χρονική περίοδο των 10 ετών που αναφέρθηκαν. Αυτό κυρίως οφείλεται στην έντονη ανάπτυξη των τομέων του τουρισμού και της γεωργίας και οδήγησε σε έλλειψη εγκατεστημένης ισχύος και σημαντικές αποκοπές φορτίου της καλοκαιρινές περιόδους των τελευταίων ετών. Αναλυτική παρουσίαση των φορτίων του συστήματος για τη χρονική περίοδο 1977-1996 γίνεται στον πίνακα Π3.6 του παραρτήματος, ενώ στα σχήματα Π3.1 και Π3.2 του παραρτήματος παρουσιάζονται οι τυπικές ημερήσιες χρονολογικές καμπύλες και η τυπική καμπύλη ημερησίων αιχμών αντίστοιχα. Οι καμπύλες, που κατασκευάστηκαν με χρήση του Προγράμματος Διαχείρισης Φορτίων που αναπτύχθηκε στη παρούσα διατριβή, χρησιμοποιήθηκαν για την κατασκευή των χρονοσειρών ωριαίων φορτίων για τη χρονική περίοδο της μελέτης.

10.1.6 Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Παραγωγής

Ένας νέος θερμικός σταθμός παραγωγής έχει προγραμματιστεί προς εγκατάσταση από τη ΔΕΗ το έτος 2002, στη τοποθεσία Αθρινόλακκος στο νοτιοανατολικό τμήμα του νησιού. Ο σταθμός θα αποτελείται από 2 μονάδες εσωτερικής καύσης συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 60 MVA και δύο ατμοστρόβιλους συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 100 MVA που προβλέπεται να εγκατασταθούν το 2002 και 2005 αντίστοιχα. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων αυτών περιγράφονται αναλυτικά στον πίνακα Π3.7 του παραρτήματος.

10.1.7 Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς

Το πρόγραμμα επέκτασης του δικτύου μεταφοράς που έχει εκπονήσει η ΔΕΗ περιλαμβάνει 4 νέους υποσταθμούς Υ.Τ/Μ.Τ, νέες γραμμές μεταφοράς για τη σύνδεση του νέου θερμικού σταθμού παραγωγής, αναβάθμιση υπαρχόντων Γ.Μ. και αποξήλωση υπαρχόντων καθώς και ένταξη νέων πυκνωτών αντιστάθμισης. Τα νέα έργα περιγράφονται στον πίνακα Π3.9 του παραρτήματος και παρουσιάζονται στο Σχήμα 10.1. Τα έργα αυτά θα ληφθούν υπόψη κατά την εξέταση των εναλλακτικών σεναρίων επέκτασης των Α/Π που θα εξεταστούν στη συνέχεια.

10.1.8 Πρόβλεψη Ζήτησης

Η πρόβλεψη των ετήσιων αιχμών φορτίου και της ετήσιας ζήτησης ενέργειας έγιναν με βάση τα ιστορικά δεδομένα του πίνακα Π3.7 του παραρτήματος. Και για τα δύο μεγέθη θεωρήθηκε ετήσια αύξηση 6 % για τα πρώτα 6 έτη της μελέτης και μικρότερη αύξηση για τα επόμενα έτη. Ο συντελεστής φορτίου θεωρήθηκε σταθερός και ίσος με 55 % για όλη την περίοδο μελέτης. Οι προβλεπόμενες τιμές μέγιστου φορτίου και ετήσιας ζήτησης ενέργειας για τον χρονικό ορίζοντα μελέτης παρουσιάζονται στον πίνακα Π3.10.

10.2 Ανάλυση Βασικού Σεναρίου

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την ανάλυση του βασικού σεναρίου θεωρώντας μηδενική διείσδυση αιολικής ενέργειας. Για την εκτίμηση των επιπτώσεων της αιολικής διείσδυσης, όλα τα εναλλακτικά σενάρια επέκτασης Α/Π που εξετάζονται συγκρίνονται με το Βασικό Σενάριο.

Πραγματοποιήθηκε ανάλυση μονίμου καταστάσεως και ανάλυση ασφάλειας για συνθήκες μέγιστης και ελάχιστης φόρτισης του δικτύου για κάθε έτος της μελέτης, λαμβάνοντας υπόψη και τα προγραμματιζόμενα νέα έργα, με χρήση των προγραμμάτων IPSA και MAXDC.

Η ανάλυση έδειξε ότι τα προγραμματισθέντα έργα εξασφαλίζουν την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος για την περίοδο μελέτης 1998-2007. Καμία υπερφόρτιση γραμμής μεταφοράς ή Μ/Σ δεν εντοπίστηκε, ενώ τα επίπεδα τάσης σε όλους τους ζυγούς του συστήματος παραμένουν εντός των επιθυμητών ορίων (απόκλιση $\pm 5\%$ από τις ονομαστικές τους τιμές για κανονική λειτουργία και $\pm 10\%$ σε κατάσταση απλών διαταραχών).

Οι συνολικές ετήσιες απώλειες του δικτύου μεταφοράς παρουσιάζονται στον πίνακα 10.1. Για τον υπολογισμό τους εφαρμόστηκε η μεθοδολογία που περιγράφηκε στην ενότητα 5.4.

Χρησιμοποιήθηκε δευτεροβάθμια συνάρτηση απωλειών για κάθε έτος η οποία προσεγγίστηκε με βάση δύο σημεία (μέγιστου και ελάχιστου φορτίου).

Πίνακας 10.1: Ετήσιες Απώλειες Ενέργειας για το Βασικό Σενάριο

Έτος	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Απώλειες (MWh)	30.051	23.693	27.977	34.711	26.933	32.105	42.934	33.480	36.687	44.368

Κατόπιν εκτελέστηκε το Πρόγραμμα Προσομοίωσης της Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα μελέτης. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 10.2 που ακολουθεί.

Παρατηρούμε ότι κάτω από τις παρούσες συνθήκες οι μονάδες που καλύπτουν το φορτίο βάσης και καταναλώνουν μαζούτ (HFO) συμβάλλουν περισσότερο στην παραγωγή ενέργειας, η ενέργεια που παράγουν όμως παραμένει σχεδόν σταθερή τα πρώτα έτη της μελέτης. Η συμμετοχή των μονάδων που καλύπτουν τα φορτία αιχμής και καταναλώνουν του diesel (LFO) αυξάνεται κατά την διάρκεια των πρώτων χρόνων καθώς η συμμετοχή των αεριοστρόβιλων στο ισοζύγιο ενέργειας αυξάνεται. Από το έτος 2002, οπότε και θεωρήθηκε ότι εντάσσεται ο θερμικός σταθμός του Αθερινόλακκου, η συμμετοχή του HFO αυξάνεται δραστικά καθώς οι νέες μονάδες καταναλώνουν HFO.

Τέλος, εμφανής είναι η αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος που επιτυγχάνεται με την εγκατάσταση των νέων μονάδων (μείωση μη εξυπηρετούμενης ενέργειας).

Πίνακας 10.2: Αποτελέσματα Προγράμματος Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής για το Βασικό Σενάριο

Έτος	Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (MWh)	Παραγόμενη Ενέργεια ανά καύσιμο (MWh)		Κατανάλωση Καυσίμων		Εκπομπές αερίων ρύπων (kton)		
		Diesel	Μαζούτ	Diesel (klt)	Μαζούτ (Ton)	CO ₂	SO ₂	NO _x
1998	1.032	694.474	1.071.298	234.743	297.613	1.557,30	14,60	2,50
1999	2.147	788.640	1.081.070	271.136	300.757	1.664,00	14,90	2,70
2000	4.344	891.861	1.087.276	311.980	302.839	1.779,30	15,20	2,80
2001	8.571	1.002.070	1.092.103	356.497	304.485	1.903,00	15,50	3,00
2002	3.911	748.357	1.476.157	261.207	376.464	1.874,60	18,30	3,00
2003	8.234	861.588	1.491.579	306.171	381.393	2.009,80	18,70	3,20
2004	16.331	982.279	1.503.531	355.159	385.296	2.152,40	19,20	3,40
2005	3.372	549.913	2.092.658	191.628	511.751	2.113,60	24,00	3,60
2006	7.328	656.875	2.126.817	233.253	521.921	2.256,30	24,70	3,80
2007	4.852	531.152	2.400.689	186.956	581.158	2.318,80	27,10	3,90
Σύνολο	60.122	770.7209	15.423.178	2.708.730	3.963.677	19.629,1	192,2	31,9

10.3 Ανάλυση Σεναρίων Επέκτασης Α/Π

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα βασικά στάδια της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε για την ανάλυση διαφόρων σεναρίων ανάπτυξης Α/Π. Για κάθε σενάριο που εξετάζεται αναλύεται η επίδραση των διαφόρων ρυθμιστικών παραμέτρων στην τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας καθώς και στα επιμέρους πλεονάσματα των 'Παικτών' της αγοράς. Τέλος εντοπίζεται το σενάριο και ο συνδυασμός τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων που μεγιστοποιούν την τιμή της Σ.Κ.Ω.

Για κάθε σενάριο που εξετάζεται λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

- Η ζήτηση ενέργειας παραμένει η ίδια με αυτή που θεωρήθηκε στο Βασικό Σενάριο
- Η ανάπτυξη του συστήματος παραγωγής όσον αφορά τις θερμικές μονάδες είναι αυτή που θεωρήθηκε στο Βασικό Σενάριο (Ενταξη σταθμού Αθερινόλακκου)
- Η επέκταση του συστήματος μεταφοράς βασίζεται στα προγραμματισμένα από την Δ.Ε.Η έργα.

Για κάθε σενάριο ακολουθούνται τα παρακάτω Βήματα:

- Βήμα 1:** Εξέταση της επάρκειας του δικτύου μεταφοράς και καθορισμός των αναγκαίων ενισχύσεων, καθώς και υπολογισμός του κόστους των νέων έργων και του λειτουργικού κόστους (κόστος απωλειών). Το Βήμα αυτό περιλαμβάνει τα εξής:
- Καθορισμό του τρόπου σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο και υπολογισμό του κόστους των έργων σύνδεσης. Υπολογισμό και κοστολόγηση των απωλειών στις γραμμές και Μ/Σ σύνδεσης.
 - Ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς και κοστολόγηση των αναγκαίων ενισχύσεων που εξασφαλίζουν την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος
 - Ανάλυση της μόνιμης κατάστασης λειτουργίας σε συνθήκες μέγιστης και ελάχιστης φόρτισης για τον υπολογισμό των αναγκαίων πυκνωτών αντιστάθμισης και για τον υπολογισμό των απωλειών του δικτύου μεταφοράς.
- Βήμα 2:** Προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής για τον υπολογισμό των ισοζυγίων ενέργειας, της κατανάλωσης καυσίμων και των εκπεμπόμενων αερίων ρύπων.
- Βήμα 3:** Οικονομική Ανάλυση για την εκτίμηση της επίδρασης των Ρυθμιστικών Παραμέτρων στα επιμέρους πλεονάσματα των παικτών καθώς και στην Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας.

10.3.1 Περιγραφή Υποψηφίων Σεναρίων Ανάπτυξης Α/Π

Έξι σενάρια αιολικής διείσδυσης (Σ1-Σ6) εξετάστηκαν στα πλαίσια της παρούσας εφαρμογής, τα οποία διαφοροποιούνται με βάση τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των τεσσάρων Α/Π που θεωρήθηκαν. Τα σενάρια αυτά αφορούν την εγκατάσταση Α/Π συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 40, 60, 80, 100, 120 και 140 MW, η οποία ισομοιράζεται σε τέσσερις περιοχές. Σε κάθε περιοχή θεωρούμε ότι εγκαθίσταται ένα Α/Π (Α/Π-1, Α/Π-2, Α/Π-3, Α/Π-4), το οποίο θεωρήθηκε ότι ανήκει σε έναν Ανεξάρτητο Παραγωγό.

Οι θεωρούμενες περιοχές εγκατάστασης των Α/Π είναι στις τοποθεσίες Μάλλια (Α/Π-1), Μοίρες (Α/Π-2), Μονή Τοπλού (Α/Π-3), και Χανδράς (Α/Π-4). Για τις περιοχές αυτές είναι διαθέσιμες οι χρονοσειρές της μέσης ωριαίας τιμής της ταχύτητας του ανέμου. Στον πίνακα 10.3 παρουσιάζονται για κάθε περιοχή οι μέσες ετήσιες τιμές της ταχύτητας του ανέμου και οι αποστάσεις τους από το πλησιέστερο σημείο του δικτύου Υ.Τ.

Πίνακας 10.3: Τοποθεσίες Εγκατάστασης Α/Π

α/α	Περιοχή	Μέση Ετήσια Ταχύτητα Ανέμου (m/sec)	Απόσταση (km)
1	Μάλλια	6.1	5
2	Μοίρες	6.5	10
3	Μ.Τοπλού	7.9	15
4	Χανδράς	8.5	15

Για κάθε ένα από τα 6 αυτά σενάρια εξετάζονται 4 υπο-σενάρια που αφορούν τον κανόνα ένταξης μονάδων και την τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας. Το πρώτο υπο-σενάριο αφορά τον κανόνα ένταξης μεγιστοποίησης της αιολικής διείσδυσης ενώ τα άλλα τρία αφορούν τον κανόνα οικονομικής ένταξης για την Ηλεκτρική Εταιρία (Δ.Ε.Η) και θεωρούμενη τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας 17, 22 και 27 Δρχ/KWh αντίστοιχα.

Με τον τρόπο αυτό δημιουργούνται $6 \times 4 = 28$ υπο-σενάρια για καθένα από τα οποία εφαρμόζεται ο Αλγόριθμος Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής για τον υπολογισμό των μεγεθών που θα χρησιμοποιηθούν στην Οικονομική Ανάλυση.

Σε κάθε Α/Π θεωρούμε ότι εγκαθίστανται όμοιες Α/Γ ονομαστικής ισχύος 500 kW η κάθε μία. Τα χαρακτηριστικά αυτών των Α/Γ περιγράφονται στον παρακάτω πίνακα 10.4.

Πίνακας 10.4: Τεχνικά χαρακτηριστικά Α/Γ

Ονομαστική Ισχύς (kW)	500
Ταχύτητα Έναυσης (m/sec)	5
Ονομαστική Ταχύτητα (m/sec)	16
Ταχύτητα Αποκοπής (m/sec)	25
Ρυθμός Μη Προγραμματιζόμενων Διακοπών (%)	5

10.3.2 Σύνδεση των Α/Π στο Δίκτυο

Λόγω του μεγέθους των Α/Π και των αποστάσεών τους από το υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς εξετάστηκαν δύο εναλλακτικοί τρόποι σύνδεσης των Α/Π για κάθε σενάριο ανάπτυξης. Οι τρόποι αυτοί είναι οι Τρόποι Σύνδεσης Α4 και Α5 όπως αυτοί παρουσιάστηκαν στην ενότητα 6.6.1, δηλαδή:

- Κατασκευή νέου Υ/Τ Μ.Τ/Υ.Τ και σύνδεση του Α/Π μέσω γραμμών μεταφοράς ονομαστικής τάσης 150 kV (Τρόπος Σύνδεσης Α4)
- Κατασκευή νέου Υ/Τ Μ.Τ/Υ.Τ και σύνδεση του Α/Π μέσω γραμμών μεταφοράς ονομαστικής τάσης 20 kV (Τρόπος Σύνδεσης Α5)

Για κάθε περίπτωση θεωρήθηκε ότι τα Α/Π συνδέονται στο πλησιέστερο σημείο του δικτύου Υ.Τ όπως αναφέρεται στον πίνακα 10.3. Ο τρόπος σύνδεσης καθορίστηκε έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος σύνδεσης για την χρονική περίοδο της μελέτης.

Ο εξοπλισμός σύνδεσης που έχει θεωρηθεί περιλαμβάνει τα εξής:

- Γραμμές μεταφοράς
- Υποσταθμός 20/1500 kV ο οποίος περιλαμβάνει:
 - Μ/Σ ανύψωσης
 - Κυψέλες γραμμών μεταφοράς και Μ/Σ
 - Διακόπτες
- Πυκνωτές Αντιστάθμισης

Τα κόστη που έχουν θεωρηθεί δίνονται πίνακα 10.5 που ακολουθεί.

Πίνακας 10.5: Στοιχεία Κόστους Εξοπλισμού Διασύνδεσης Α/Π

Περιγραφή Εξοπλισμού	Κόστος (εκ.δρχ)
Γ.Μ 150 kV(ανά km)	15
Γ.Μ 20 kV (ανά km)	4.1
Μ/Σ 50 MVA	150
Μ/Σ 25 MVA	118
Κυψέλη ΓΜ 150 kV	116
Κυψέλη ΓΜ 20 kV	21
Κυψέλη Μ/Σ 50 MVA	50
Κυψέλη Μ/Σ 20 MVA	50
Πυκνωτής 15,5 Mvar	80
Πυκνωτής 3 Mvar	30

Το κόστος των απωλειών υπολογίστηκε με βάση την τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας και θεωρήθηκε ίση με 22 Δρχ/KWh και με ρυθμό αύξησης 2% ετησίως. Το επιτόκιο ευκαιρίας θεωρήθηκε ίσο με 10%.

Στο πίνακα 10.6 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι εκτιμώμενες ετήσιες απώλειες διασύνδεσης για τους δύο εναλλακτικούς τρόπους σύνδεσης και για διάφορα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π που αντιστοιχούν στα εναλλακτικά σενάρια που εξετάζονται.

Πίνακας 10.6: Συνολικές Ετήσιες Απώλειες Διασύνδεσης Α/Π (MWh) για τα Υποψήφια Σενάρια Ανάπτυξης

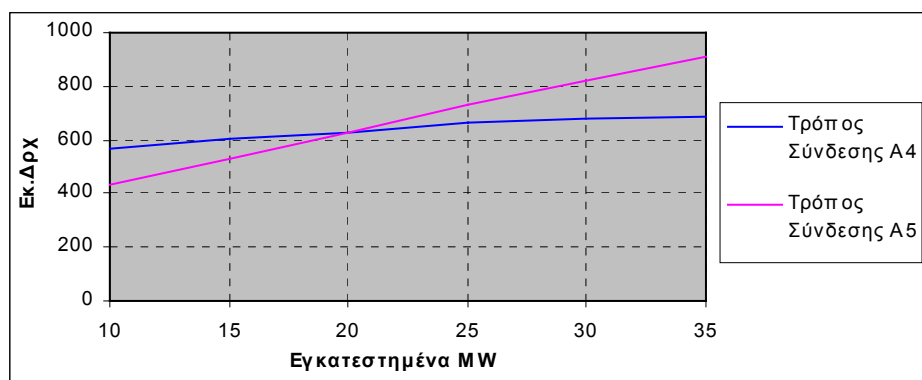
Σενάριο Α/Π	Α/Π-1		Α/Π-2		Α/Π-3		Α/Π-4	
	Τρόπος Σύνδεσης		Τρόπος Σύνδεσης				Τρόπος Σύνδεσης	
	A4	A5	A4	A5	A4	A5	A4	A5
Σ1	61,4	352,0	83,3	758,2	Σ1	61,4	352,0	83,3
Σ2		793,1	189,1	1.699,4	Σ2	139,2	793,1	189,1
Σ3	250,3	1.024,4	340,5	2.137,7	Σ3	250,3	1.024,4	340,5
Σ4	166,2	1.351,5	263,7	2.989,1	Σ4	166,2	1.351,5	263,7
Σ5	240,4	1.510,1	381,6	3.311,5	Σ5	240,4	1.510,1	381,6
Σ6	328,9	2.060,2	522,4	4.509,2	Σ6	328,9	2.060,2	522,4

Στον πίνακα 10.7 αναφέρονται τα συνολικά κόστη διασύνδεσης (σε εκ. Δρχ) για τον τρόπο σύνδεσης που τελικά επιλέχθηκε, ο οποίος αναφέρεται στη στήλη με τον τίτλο 'Τ.Σ' για κάθε σενάριο ανάπτυξης.

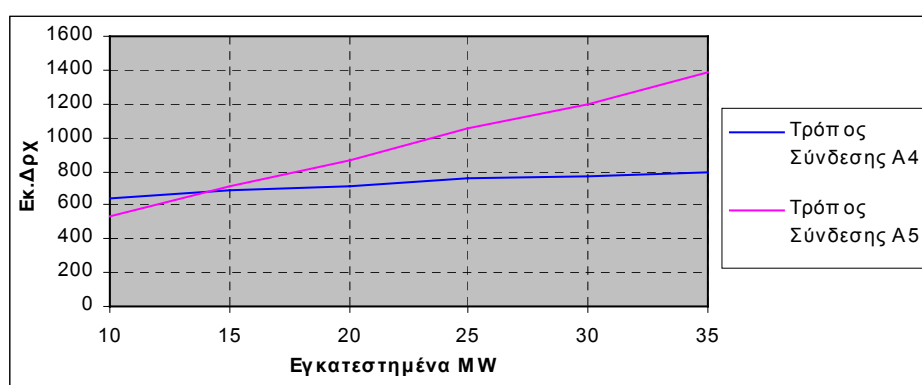
Πίνακας 10.7: Τρόποι Σύνδεσης Α/Π και Συνολικά Κόστη Διασύνδεσης (σε εκ. Δρχ)

Σενάριο	Α/Π-1	Τ.Σ	Α/Π-2	Τ.Σ	Α/Π-3	Τ.Σ	Α/Π-4	Τ.Σ
Σ1	429,4	A5	535,5	A5	621,5	A5	629,6	A5
Σ2	530,1	A5	690,3	A4	767,4	A4	769,1	A4
Σ3	625,1	A4	714,5	A4	793,4	A4	796,5	A4
Σ4	663,6	A4	754,2	A4	837,3	A4	839,9	A4
Σ5	675,5	A4	773,1	A4	859,7	A4	863,5	A4
Σ6	689,8	A4	795,7	A4	886,6	A4	891,8	A4

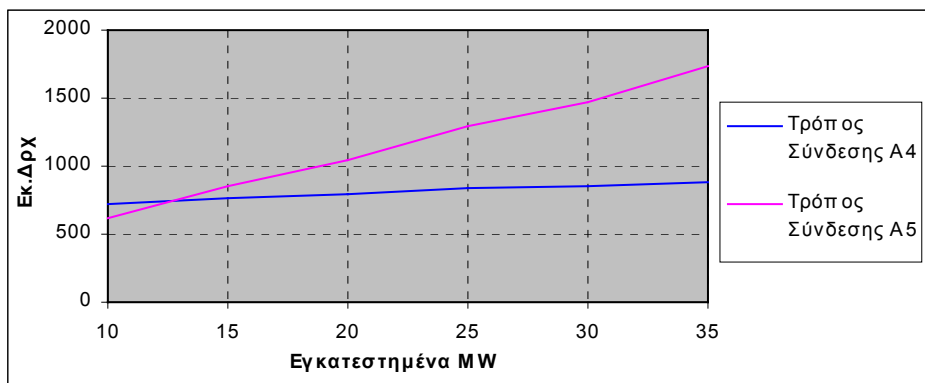
Στα Σχήματα 10.2 - 10.5 παρουσιάζεται η μεταβολή του συνολικού κόστους σύνδεσης των Α/Π συναρτήσει της εγκατεστημένης τους ισχύος για κάθε περιοχή που εξετάζεται και για τους δύο εναλλακτικούς τρόπους σύνδεσης.



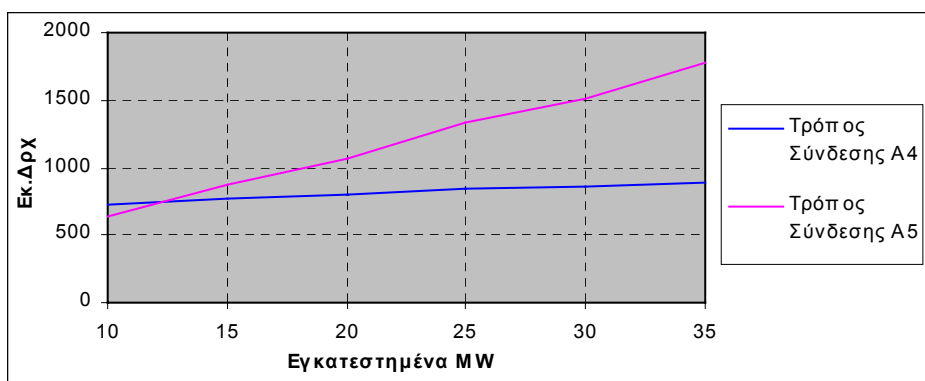
Σχήμα 10.2: Κόστος Σύνδεσης Α/Π-1 (Περιοχή Μάλλια)



Σχήμα 10.3: Κόστος Σύνδεσης Α/Π-2 (Περιοχή Μοίρες)



Σχήμα 10.4: Κόστος Σύνδεσης Α/Π-3 (Περιοχή Μονή Τοπλού)



Σχήμα 10.5: Κόστος Σύνδεσης Α/Π-4 (Περιοχή Χανδράς)

10.3.3 Ενισχύσεις του Δικτύου Μεταφοράς

Για κάθε σενάριο επέκτασης Α/Π και για όλα τα έτη της μελέτης εξετάστηκε η καταλληλότητα του δικτύου μεταφοράς εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία Αξιολόγησης Ικανότητας Μεταφοράς Κυκλωμάτων (Ενότητα 5.2) σε συνδυασμό με επίλυση των εξισώσεων ροής φορτίου συνεχούς ρεύματος για τον εντοπισμό ασθενών σημείων του δικτύου και τον καθορισμό εναλλακτικών σεναρίων επέκτασής του. Η ανάλυση έδειξε ότι για κανένα από τα σενάρια επέκτασης Α/Π δεν απαιτούνται επιπλέον ενισχύσεις του δικτύου. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι περιοχές εγκατάστασης των Α/Π βρίσκονται στο ανατολικό τμήμα του νησιού όπου δεν υπάρχει θερμικός σταθμός παραγωγής (έως το έτος 2002 οπότε θεωρούμε ότι τίθεται σε λειτουργία ο νέος θερμικός σταθμός παραγωγής). Έτσι, στο Βασικό Σενάριο που εξετάστηκε, οι ροές ισχύος είχαν κατεύθυνση από τα Δυτικά προς τα Ανατολικά για την κάλυψη των φορτίων του ανατολικού τμήματος. Με την εγκατάσταση των Α/Π οι ροές αυτές μειώνονται, καθώς μέρος των φορτίων αυτών τροφοδοτείται τοπικά από τα Α/Π, ενώ σε πολλές περιπτώσεις αλλάζουν φορά.

Όσον αφορά τα επίπεδα τάσεως και τον έλεγχο άεργου ισχύος, η μελέτη έδειξε ότι τα Α/Π πρέπει να αντισταθμιστούν με την εγκατάσταση πυκνωτών έτσι ώστε ο συντελεστής ισχύος τους να πλησιάσει την τιμή 0.98. Αυτό πρέπει να γίνει από τα πρώτα έτη της μελέτης καθότι το πρόβλημα χαμηλών τάσεων είναι εντονότερο λόγω της απουσίας θερμικής μονάδας στον ανατολικό τμήμα του συστήματος. Από το έτος 2002 το πρόβλημα αυτό αμβλύνεται.

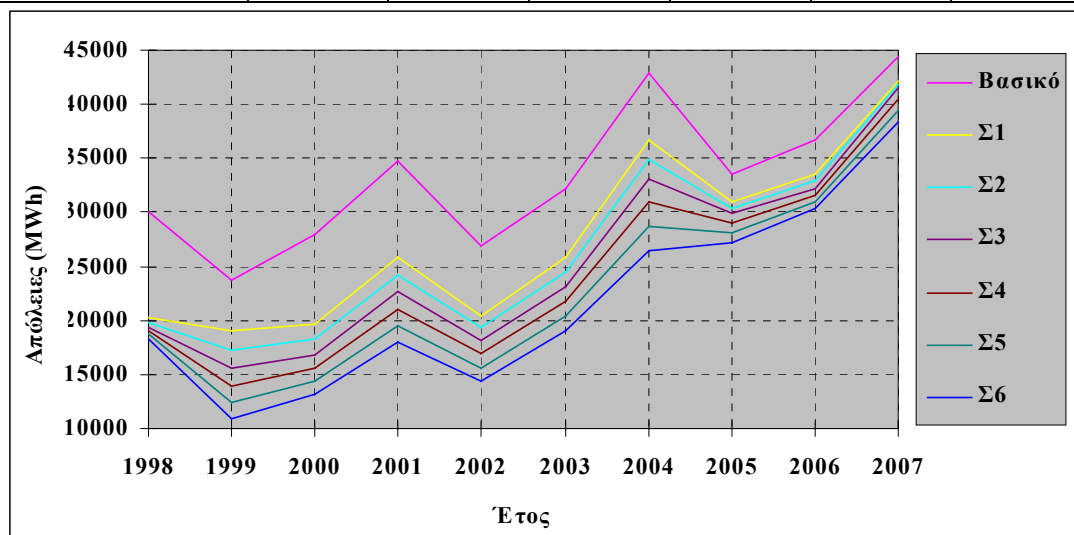
10.3.4 Υπολογισμός Απωλειών Δικτύου Μεταφοράς

Εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στην Ενότητα 5.4 υπολογίστηκαν οι αναμενόμενες συνολικές ετήσιες απώλειες μεταφοράς για όλα τα έτη της μελέτης και για κάθε σενάριο ανάπτυξης των Α/Π (χωρίς να συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες των διασυνδετικών γραμμών των Α/Π). Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 10.7 και στο Σχήμα 10.7.

Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών με αυτά του Πίνακα 10.1 (απώλειες στο Βασικό Σενάριο) γίνεται εμφανής η μείωση των απωλειών λόγω της λειτουργίας των Α/Π κυρίως για τα πρώτα έτη της μελέτης. Από το έτος 2002 και κυρίως μετά το 2005, οπότε θεωρείται ότι έχουν εγκατασταθεί και οι δύο μονάδες στον Αθερινόλακο, η μείωση των απωλειών λόγω της εγκατάστασης των Α/Π είναι μικρότερη.

Πίνακας 10.8: Συνολικές Ετήσιες Απώλειες (MWh)

Σενάριο \ Έτος	1	2	3	4	5	6
1998	20.326	19.834	19.341	19.010	18.679	18.348
1999	19.039	17.285	15.531	13.987	12.442	10.898
2000	19.721	18.284	16.848	15.638	14.428	13.219
2001	25.835	24.220	22.604	21.072	19.541	18.009
2002	20.382	19.282	18.182	16.888	15.595	14.301
2003	25.787	24.451	23.115	21.740	20.365	18.990
2004	36.671	34.889	33.107	30.905	28.702	26.500
2005	30.973	30.411	29.848	28.976	28.105	27.233
2006	33.526	32.859	32.192	31.571	30.950	30.328
2007	42.173	41.836	41.499	40.460	39.421	38.382



Σχήμα 10.6: Συνολικές Ετήσιες Απώλειες

Από το παραπάνω σχήμα είναι εμφανής η μείωση των απωλειών λόγω της ύπαρξης των Α/Π, φαινόμενο που είναι εντονότερο μέχρι το έτος 2004 οπότε και θεωρούμε ότι εντάσσονται στο σύστημα οι μεγάλοι αεριοστρόβιλοι στην περιοχή του Αθερινόλακκου.

10.3.5 Προσομοίωση Συστήματος Παραγωγής

Στη ενότητα αυτή παρουσιάζονται αποτελέσματα από την πιθανοτική προσομοίωση του συστήματος παραγωγής για κάθε σενάριο ανάπτυξης. Χρησιμοποιήθηκε το Πρόγραμμα Προσομοίωσης Λειτουργίας Συστήματος Παραγωγής και τα αποτελέσματα αφορούν:

- ισοζύγια ενέργειας
- μη εξυπηρετούμενη ενέργεια
- εκπομπές αερίων ρύπων
- καταναλώσεις καυσίμων

Στην παρούσα διατριβή εξετάζονται οι κανόνες ένταξης μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης (ΚΕ-1) και οικονομικής ένταξης για την Ηλεκτρική Εταιρία (ΚΕ-2). Ο ΚΕ-2 εξετάζεται για τιμές πωλούμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς ίσες με 17, 22 και 27 Δρχ/KWh. Έτσι προκύπτει ο παρακάτω **πίνακας Βασικών Σεναρίων και Υπο-σεναρίων** για τα οποία πρέπει να εκτελεστεί ο Αλγόριθμος Προσομοίωσης Συστήματος Παραγωγής.

Πίνακας 10.9: Σενάριο και Υπο-σενάρια που Εξετάζονται

Σενάρια	Σ1	Σ2	Σ3	Σ4	Σ5	Σ6	Κανόνες Ένταξης	Τιμή Πωλ/νης Ενέργειας (Δρχ/KWh)
Ισχύς Α/Π (MW)	40	60	80	100	120	140		
Υπο-σενάρια	Σ.40.1.22	Σ.60.1.22	Σ.80.1.22	Σ.100.1.22	Σ.120.1.22	Σ.140.1.22	ΚΕ-1	22
	Σ.40.2.17	Σ.60.2.17	Σ.80.2.17	Σ.100.2.17	Σ.120.2.17	Σ.140.2.17	ΚΕ-2	17
	Σ.40.2.22	Σ.60.2.22	Σ.80.2.22	Σ.100.2.22	Σ.120.2.22	Σ.140.2.22	ΚΕ-2	22
	Σ.40.2.27	Σ.60.2.27	Σ.80.2.27	Σ.100.2.27	Σ.120.2.27	Σ.140.2.27	ΚΕ-2	27

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης απεικονίζουν την επίδραση των παραπάνω παραμέτρων που καθορίζουν κάθε υπο-σενάριο στα ισοζύγια ενέργειας, στη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, στις εκπομπές αερίων ρύπων και στις καταναλώσεις καυσίμων.

Ο πίνακας 10.12 συνοψίζει τα ετήσια αποτελέσματα της προσομοίωσης του συστήματος παραγωγής για όλα τα Βασικά Σενάριο ανάπτυξης των Α/Π και υπο-σενάρια που εξετάστηκαν. Από την επισκόπηση των αποτελεσμάτων αυτών εξάγονται τα παρακάτω συμπεράσματα:

- Τα Α/Π υποκαθιστούν κυρίως ενέργεια παραγόμενη από ‘ακριβές’ μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο Diesel (Μονάδες αιχμής).
- Η εγκατάσταση των Α/Π έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής καθώς μειώνεται σημαντικά η αναμενόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια.
- Προκειμένου να τηρηθούν τα κριτήρια Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης,, ο συντελεστής χρησιμοποίησης των Α/Π μειώνεται καθώς η εγκατεστημένη ισχύς τους αυξάνεται.
- Η εγκατάσταση των Α/Π μειώνει δραστικά τις εκπομπές αερίων ρύπων.
- Ο κανόνας ένταξης επηρεάζει σημαντικά τη συμμετοχή των Α/Π στο ισοζύγιο ενέργειας ειδικά στα σενάρια με μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ Α/Π. Η εφαρμογή του κανόνα ένταξης “μέγιστης αιολικής διείσδυσης” (ΚΕ-1) οδηγεί σε μεγαλύτερη συμμετοχή των Α/Π όπως άλλωστε αναμενόταν. Στην περίπτωση αυτή, τα Α/Π υποκαθιστούν όχι μόνο μονάδες που καταναλώνουν Diesel και κυρίως καλύπτουν φορτία αιχμής αλλά και μονάδες που καταναλώνουν μαζούτ και καλύπτουν κυρίως το φορτίο βάσης (ειδικά στα σενάρια επέκτασης Α/Π με σημαντική εγκατεστημένη ισχύ), καθώς η εξασφάλιση του κριτηρίου Μέγιστης Επιτρεπόμενης Αιολικής Διείσδυσης είναι ο μόνος περιοριστικός παράγοντας. Αντίθετα, κατά την εφαρμογή του κανόνα ένταξης “οικονομική ένταξη για την Ηλεκτρική Εταιρία” (ΚΕ-2), η ένταξη των Α/Γ εξαρτάται και από την τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας. Καθώς η τιμή αυτή αυξάνεται, η συμμετοχή των Α/Π στο ισοζύγιο ενέργειας μειώνεται. Το ίδιο συμπεράσματα συνάγονται τόσο για τις καταναλώσεις καυσίμων όσο και για τις εκπομπές αερίων ρύπων.
- Η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας δεν επηρεάζεται σημαντικά από τον κανόνα ένταξης που εφαρμόζεται.
- Η ένταξη του νέου θερμικού σταθμού επηρεάζει σημαντικά τα ισοζύγια ενέργειας κυρίως όταν εφαρμόζεται ο ΚΕ-2.

Στην επόμενη ενότητα παρουσιάζονται μερικά ενδεικτικά αποτελέσματα προσομοίωσης για την ανάδειξη των προηγούμενων συμπερασμάτων.

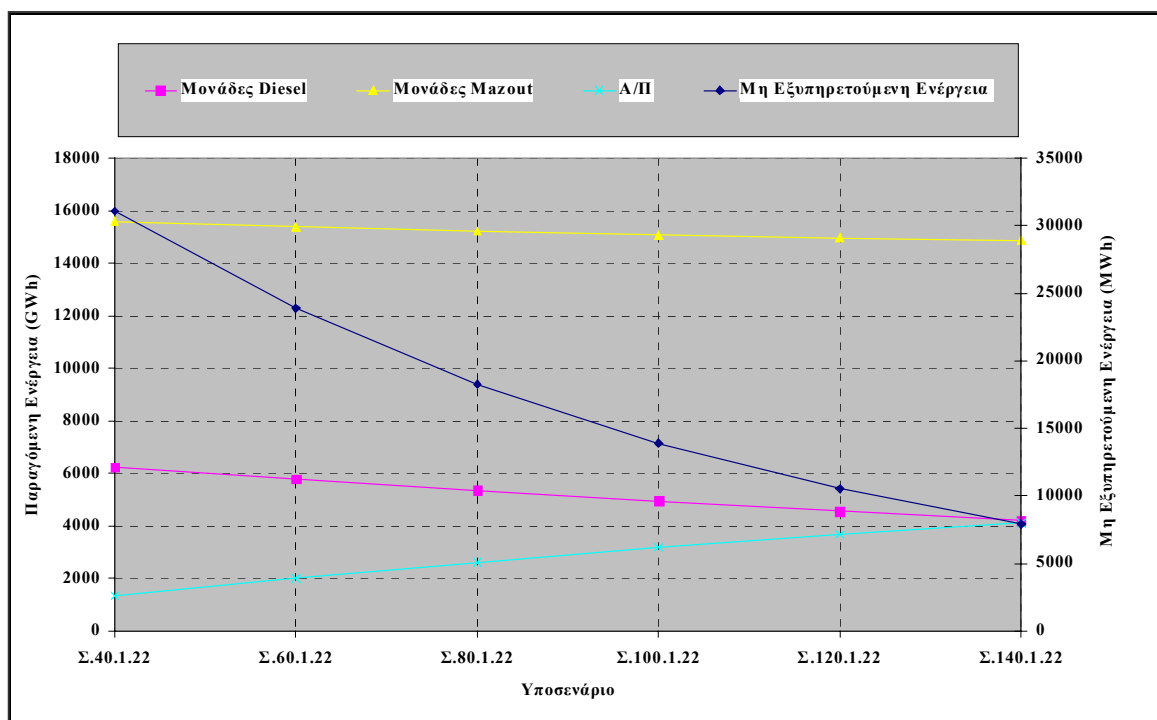
10.3.6 Ενδεικτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης Συστήματος Παραγωγής

Στον πίνακα 10.10 και στο διάγραμμα 10.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα προσομοίωσης που αφορούν τα σενάρια που αντιστοιχούν στον ΚΕ-1. Από τα αποτελέσματα αυτά φαίνονται:

- Η υποκατάσταση από τα Α/Π κυρίως ενέργειας παραγόμενη από μονάδες που καταναλώνουν Diesel
- Η μείωση της τιμής της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας καθώς η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π αυξάνει
- Η μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π καθώς η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π αυξάνει

Πίνακας 10.10: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Παραγωγής για τα Υποσενάρια με ΚΕ1

Υποσενάριο	Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (MWh)	Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)			Συντελεστής Χρησ/σης Α/Π (%)	Εκπομπές CO ₂ (χιλ.τόνοι)
		Μονάδες Diesel	Μονάδες μαζούτ	Α/Π		
Σ.40.1.22	31.073	6.233.971	15.592.209	1.333.255	38,0	18.302
Σ.60.1.22	23.895	5.779.498	15.389.885	1.997.230	38,0	17.664
Σ.80.1.22	18.265	5.344.598	15.212.344	2.615.301	37,3	17.069
Σ.100.1.22	13.886	4.935.010	15.067.919	3.173.693	36,2	16.532
Σ.120.1.22	10.507	4.550.632	14.958.414	3.670.955	34,9	16.052
Σ.140.1.22	7.920	4.196.770	14.870.862	4.114.956	33,6	15.623



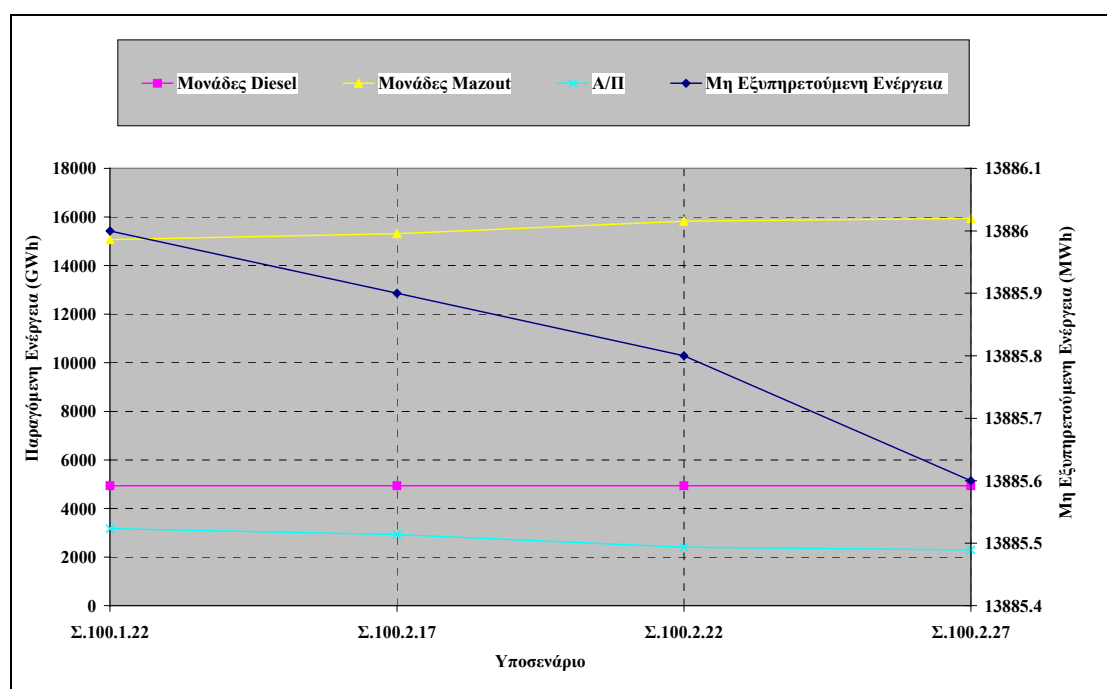
Σχήμα 10.7: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Παραγωγής για Υποσενάρια με ΚΕ1

Στον πίνακα 10.11 και στο διάγραμμα 10.8 παρουσιάζονται αποτελέσματα προσομοίωσης που αφορούν σενάρια που αντιστοιχούν σε συνολική εγκατεστημένη ισχύ Α/Π ίση με 100 MW (Σενάριο Σ4). Τα αποτελέσματα οδηγούν στα εξής συμπεράσματα:

- Η μέγιστη τιμή του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π επιτυγχάνεται όταν εφαρμόζεται ο ΚΕ1
- Ο ΚΕ2 συντελεί σε χαμηλούς γενικά συντελεστές χρησιμοποίησης των Α/Π, οι οποίοι αυξάνονται καθώς μειώνεται η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας
- Η μείωση της τιμής πώλησης της αιολικής ενέργειας οδηγεί σε υποκατάσταση όλο και φθηνότερης ενέργειας (παραγόμενη από μονάδες που καταναλώνουν Μαζούτ)
- Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια δεν επηρεάζεται σημαντικά από τον κανόνα ένταξης

Πίνακας 10.11: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Παραγωγής για το Σενάριο Σ4

Υποσενάριο	Μη Εξυπη- ρετούμενη Ενέργεια (MWH)	Παραγόμενη Ενέργεια (MWH)			Συντελεστής Χρησ/σης Α/Π (%)	Εκπομπές CO ₂ (χιλ.τόνοι)
		Μονάδες Diesel	Μονάδες μαζούττ	Α/Π		
Σ.100.1.22	13.886,0	4.935.010	15.067.919	3.173.693	0,362	16.532,1
Σ.100.2.17	13.885,9	4.934.959	15.314.069	2.927.594	0,334	16.735,4
Σ.100.2.22	13.885,8	4.934.886	15830879	2.410.857	0,275	17.237,7
Σ.100.2.27	13.885,6	4.934.863	15.941.738	2.300.021	0,263	17.356,1



Σχήμα 10.8: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Παραγωγής για το Σενάριο Σ4

Πίνακας 10.12: Αποτελέσματα προσομοίωσης συστήματος παραγωγής

Υποσενάριο	Μη Εξυπη- ρευόμενη Ενέργεια (MWh)	Παραγόμενη Ενέργεια από Θερμικές Μονάδες (MWh)		Κατανάλωση Καυσίμων		Εκπομπές CO ₂ (Χιλ. Τόννοι)	Παραγωγή Α/Π (MWh)			
		Από Μονάδες Diesel	Από Μονάδες Mazout	Diesel (Χιλ. Λίτρα)	Mazout (Τόνοι)		Περιοχή Χανδρας	Περιοχή Τοπλού	Περιοχή Μοίρες	Περιοχή Μάλλια
Σ40.1.22	31.073	6.233.971	15.592.209	2.155.333	4.009.966	18.302,3	299.000	273.574	387.433	373.248
Σ40.2.22	31.073	6.233.896	15.898.158	2.155.307	4.100.499	18.585,8	230.404	210.811	298.548	287.618
Σ40.2.17	31.073	6.233.935	15.693.823	2.155.320	4.037.023	18.386,8	276.220	252.731	357.915	344.811
Σ40.2.27	31.073	6.233.884	15.942.180	2.155.302	4.115.512	18.632,7	220.534	201.780	285.760	275.297
Σ60.1.22	23.895	5.779.498	15.389.885	1.986.575	3.949.618	17.664,0	447.905	409.817	580.379	559.130
Σ60.2.22	23.894	5.779.392	15.875.614	1.986.539	4.092.825	18.112,4	338.998	310.171	439.261	423.178
Σ60.2.17	23.895	5.779.447	15.560.294	1.986.558	3.994.835	17.805,4	409.700	374.861	530.874	511.437
Σ60.2.27	23.894	5.779.375	15.942.038	1.986.533	4.115.476	18.183,2	324.105	296.544	419.964	404.587
Σ80.1.22	18.265	5.344.598	15.212.344	1.826.219	3.896.128	17.069,6	586.515	536.640	759.985	732.160
Σ80.2.22	18.265	5.344.480	15.853.127	1.826.178	4.085.172	17.661,6	442.838	405.181	573.813	552.805
Σ80.2.17	18.265	5.344.545	15.429.475	1.826.200	3.953.562	17.249,4	537.833	492.097	696.904	671.389
Σ80.2.27	18.265	5.344.459	15.941.889	1.826.171	4.115.437	17.756,2	422.937	386.972	548.026	527.961
Σ100.1.22	13.886	4.935.010	15.067.919	1.675.938	3.852.338	16.532,1	796.177	736.890	804.262	836.364
Σ100.2.22	13.886	4.934.886	15.830.879	1.675.896	4.077.603	17.237,7	604.806	559.769	610.948	635.334
Σ100.2.17	13.886	4.934.959	15.314.069	1.675.921	3.917.249	16.735,4	734.439	679.749	741.897	771.510
Σ100.2.27	13.886	4.934.863	15.941.738	1.675.889	4.115.399	17.356,1	577.001	534.034	582.860	606.125
Σ120.1.22	10.507	4.550.632	14.958.414	1.535.649	3.818.519	16.052,6	920.924	852.347	930.276	967.408
Σ120.2.22	10.507	4.550.495	15.808.979	1.535.603	4.070.153	16.840,7	707.579	654.889	714.764	743.294
Σ120.2.17	10.507	4.550.583	15.218.244	1.535.632	3.887.001	16.267,2	855.754	792.030	864.443	898.948
Σ120.2.27	10.507	4.550.472	15.941.582	1.535.594	4.115.359	16.982,2	674.320	624.106	681.167	708.356
Σ140.1.22	7.919	4.196.770	14.870.862	1.406.872	3.790.995	15.623,8	1.032.310	955.438	1.042.792	1.084.416
Σ140.2.22	7.919	4.196.651	15.787.492	1.406.831	4.062.846	16.475,1	802.387	742.637	810.535	8.428.88
Σ140.2.17	7.919	4.196.741	15.134.977	1.406.861	3.860.625	15.841,9	966.059	894.121	975.869	1.014.821
Σ140.2.27	7.919	4.196.626	15.941.417	1.406.822	41.15.318	16.639,3	763.778	706.903	771.534	802.330

10.4 Οικονομική Ανάλυση Αποτελεσμάτων - Επίδραση Ρυθμιστικών Παραμέτρων

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται αποτελέσματα ανάλυσης της επίδρασης της διείσδυσης Αιολικής Ενέργειας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Η ανάλυση βασίζεται στα αποτελέσματα που προέκυψαν από την τεχνική ανάλυση και παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες ενότητες για κάθε ένα από τα υπο-σενάρια, τα οποία έχουν παρουσιαστεί στον Πίνακα 10.9. Ειδικότερα υπολογίζονται:

- Τα πλεονάσματα των παικτών της αγοράς και η τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας .
- Οι Δείκτες για την οικονομική αποτίμηση των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών (Μέσος Ετήσιος Βαθμός Απόδοσης - Μ.Ε.Β.Α).
- Η επίδραση των Ρυθμιστικών Παραμέτρων x_1 (κανόνας ένταξης μονάδων) και x_2 (τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας) καθώς και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π στα παραπάνω μεγέθη.

Οι τιμές των επιμέρους πλεονασμάτων και της τιμής της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας που αναφέρονται στα διάφορα σχήματα που ακολουθούν εκφράζουν τις διαφορές από τις αντίστοιχες τιμές που υπολογίστηκαν για το Βασικό Σενάριο, και αναφέρονται σε Δισ.Δρχ.

Στους Πίνακες 10.13 και 10.14 που ακολουθούν παρουσιάζονται οι τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων καθώς και οι τιμές άλλων οικονομικών παραμέτρων που θεωρήθηκαν στην ανάλυση.

Πίνακας 10.13: Βασικές Τιμές Ρυθμιστικών Παραμέτρων

Επιδοτήσεις στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς	
Κόστος εγκατάστασης Α/Π (%) (x_3)	45
Δάνειο (%) (x_4)	20
Παραγόμενη από τα Α/Π ενέργεια (δρχ./kWh) (x_5)	0
Επιτόκιο δανεισμού (%) (x_7)	45
Έτη Επιδότησης Επιτοκίου Δανεισμού (x_8)	10
Συντελεστής φορολόγησης κερδών (x_6)	0
Κόστη Εκπομπών Αερίων Ρύπων (χιλ.δρχ/τον.)	
CO ₂ (x_{13})	0
SO ₂ (x_{14})	0
NO _x (x_{15})	0
Τιμολόγιο Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας (δρχ/kWh)	
Τιμή ενέργειας (x_2)	22
Συμμετοχή της Ηλ.Εταιρίας στο Κόστος νέων έργων μεταφοράς (%)	
Σύστημα μεταφοράς (x_{11})	100
Διασύνδεση Α/Π (x_9)	0
Συμμετοχή της Ηλ.Εταιρίας στο Κόστος Απωλειών Μεταφοράς (%)	
Σύστημα μεταφοράς (x_{12})	100
Διασύνδεση Α/Π (x_{10})	0
Κόστος Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (x_{16}) (χιλ.δρχ/MWh)	1500

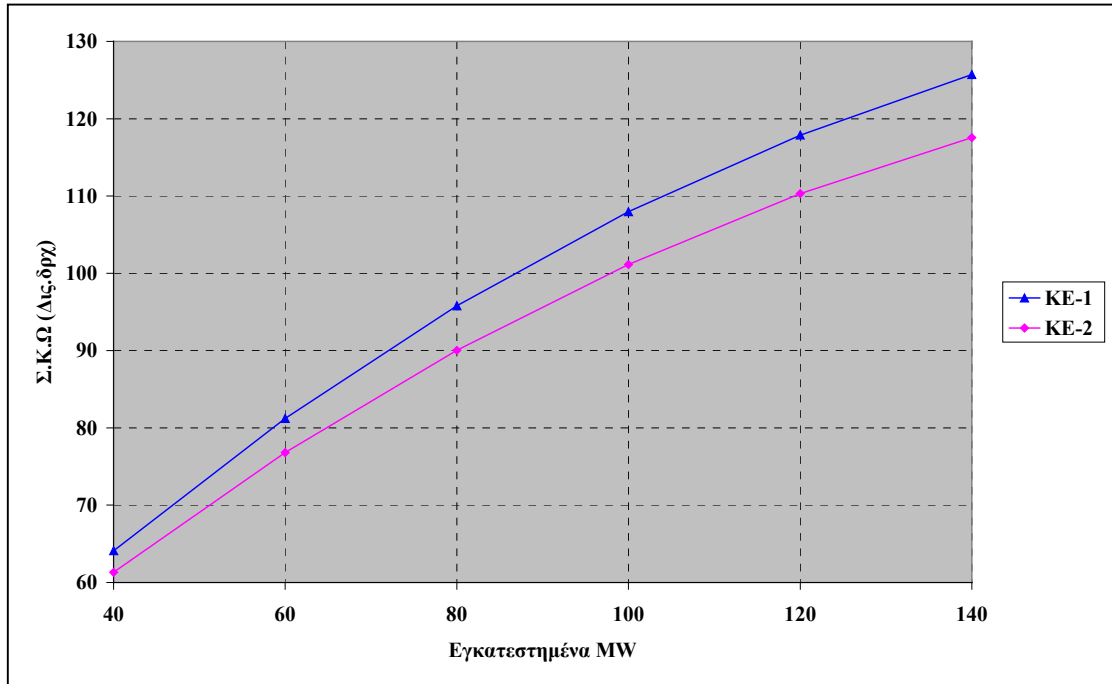
Πίνακας 10.14: Τιμές Οικονομικών Παραμέτρων

Ετήσια Επιτόκια Αναγωγής (%)	
Επιτόκιο Ευκαιρίας	7
Ετήσια Αύξηση Κόστους Καυσίμων	0
“ “ Τιμής πώλησης παραγόμενης ενέργειας από Α/Π	0
“ “ Τιμής πώλησης ενέργειας στους Καταναλωτές	0
“ “ Εκπομπών αερίων ρύπων	0
Κόστη Α/Π	
Κόστος Εγκατάστασης (χιλ.δρχ/kW)	350
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (% επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης)	3
Κόστη Καυσίμων (χιλ.δρχ/τον)	
Diesel	125
Μαζούτ	45
Τιμολόγια Ενέργειας	
Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στους Καταναλωτές (δρχ/kWh)	25
Χρέωση ισχύος (δρχ./ kW/μήνα)	0
Χρηματοοικονομικά Μεγέθη	
Επιτόκιο Δανεισμού (%)	10
Αποπληρωμή Δανείου (έτη)	10
Συντελεστής Φορολόγησης (%)	35
Ετήσιος Συντελεστής Απόσβεσης	0.1
Εξωτερικά Κόστη (χιλ.δρχ /MWh)	0

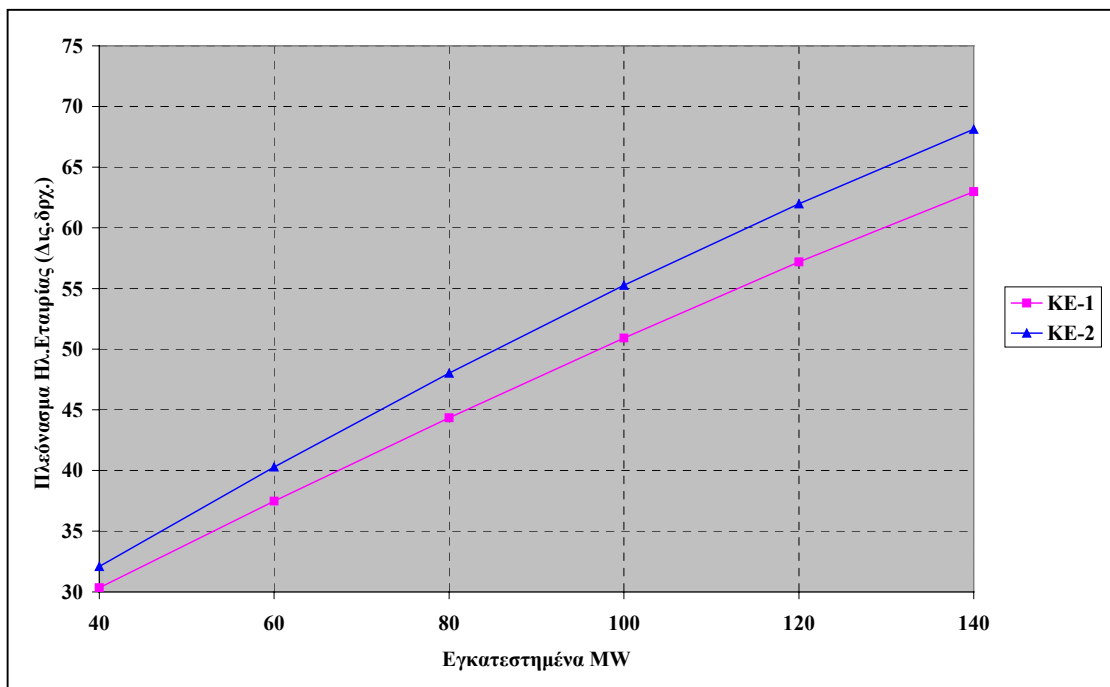
10.4.1 Επίδραση Κανόνα Ένταξης Μονάδων

Στα σχήματα 10.9 - 10.12 παρουσιάζονται τα επιμέρους πλεονάσματα των παικτών της αγοράς καθώς και της τιμής της Σ.Κ.Ω συναρτήσεως της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π για τους δύο κανόνες ένταξης που εφαρμόστηκαν. Οι υπολογισμοί αναφέρονται στα σενάρια με τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας ίση με 22 δρχ/kWh.

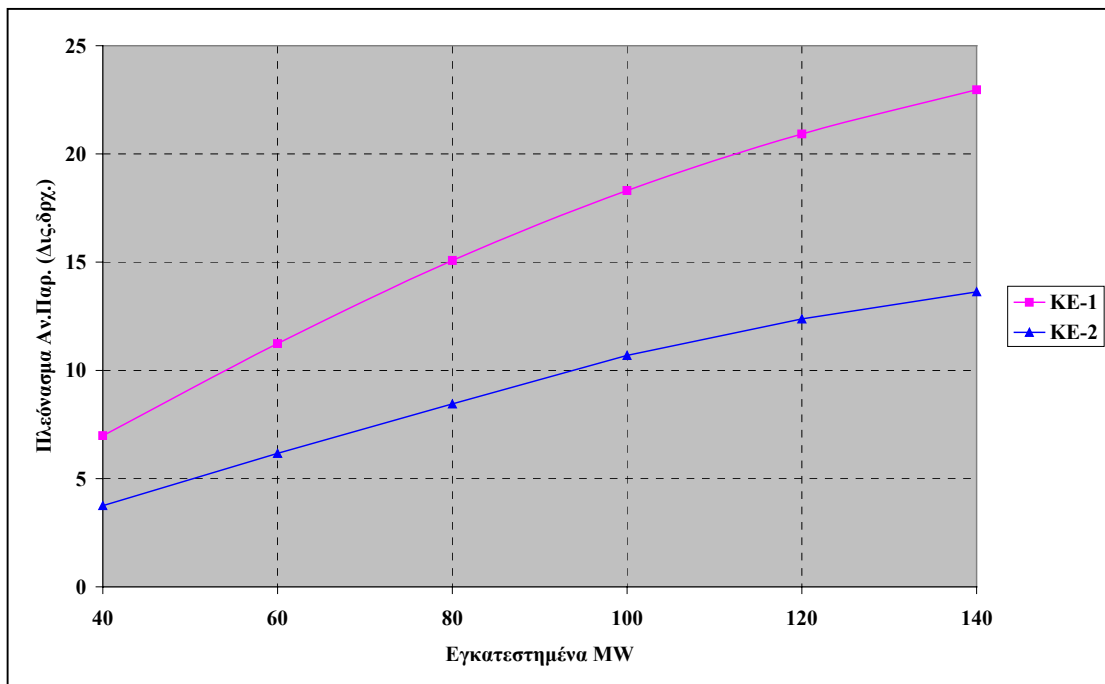
Από τα διαγράμματα αυτά συμπεραίνουμε ότι η εφαρμογή του ΚΕ-1 μεγιστοποιεί την τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας καθώς και τα πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών και των Καταναλωτών. Ο ΚΕ-2 οδηγεί σε μεγαλύτερο πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας. Η βιωσιμότητα των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών εξασφαλίζεται σε μεγαλύτερο βαθμό με εφαρμογή του ΚΕ-1.



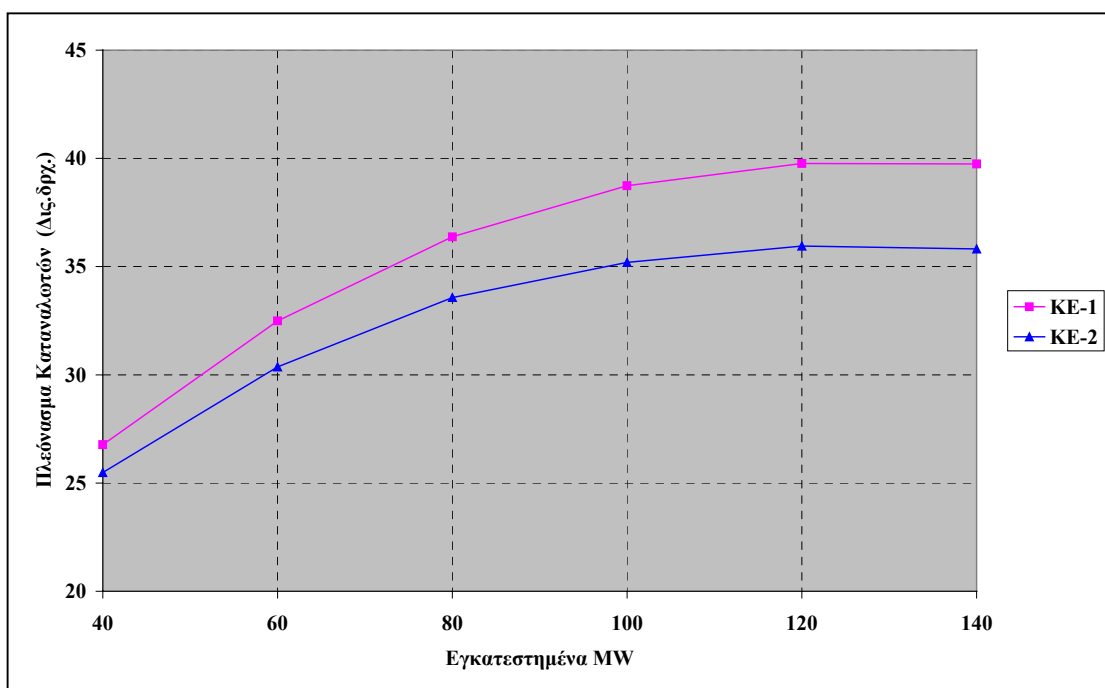
Σχήμα 10.9: Τιμή της Σ.Κ.Ω. Συναρτήσεϊ της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



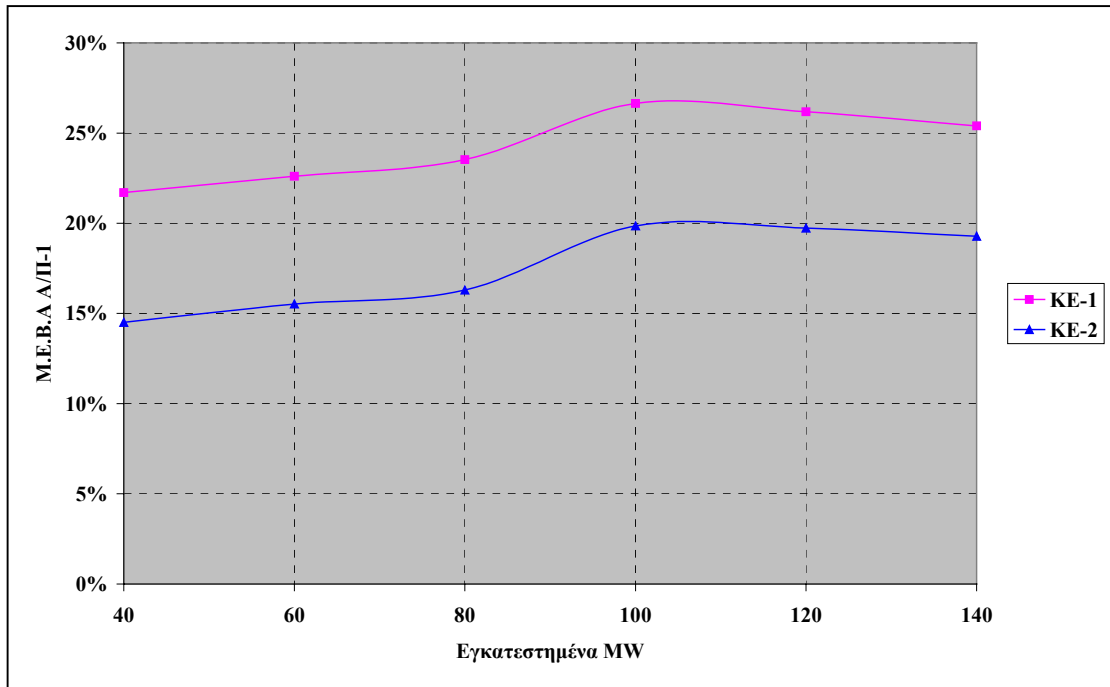
Σχήμα 10.10: Πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας Συναρτήσεϊ της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



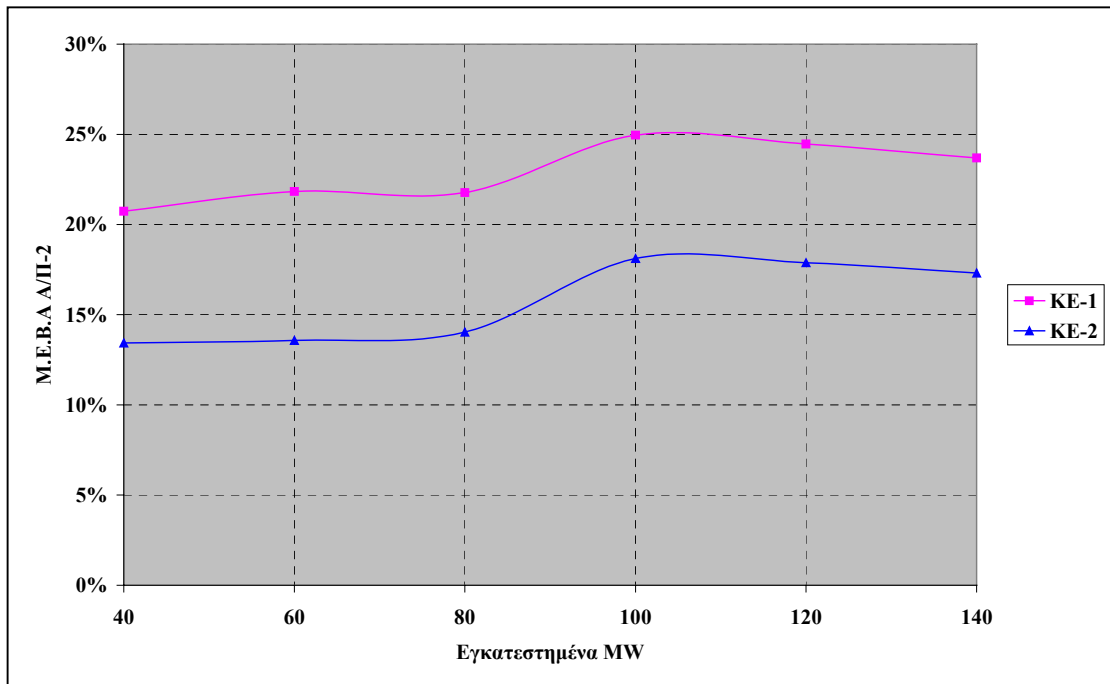
Σχήμα 10.11: Συνολικά Πλεονάσματα των Ανεξάρτητων Παραγωγών Συναρτήσει της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



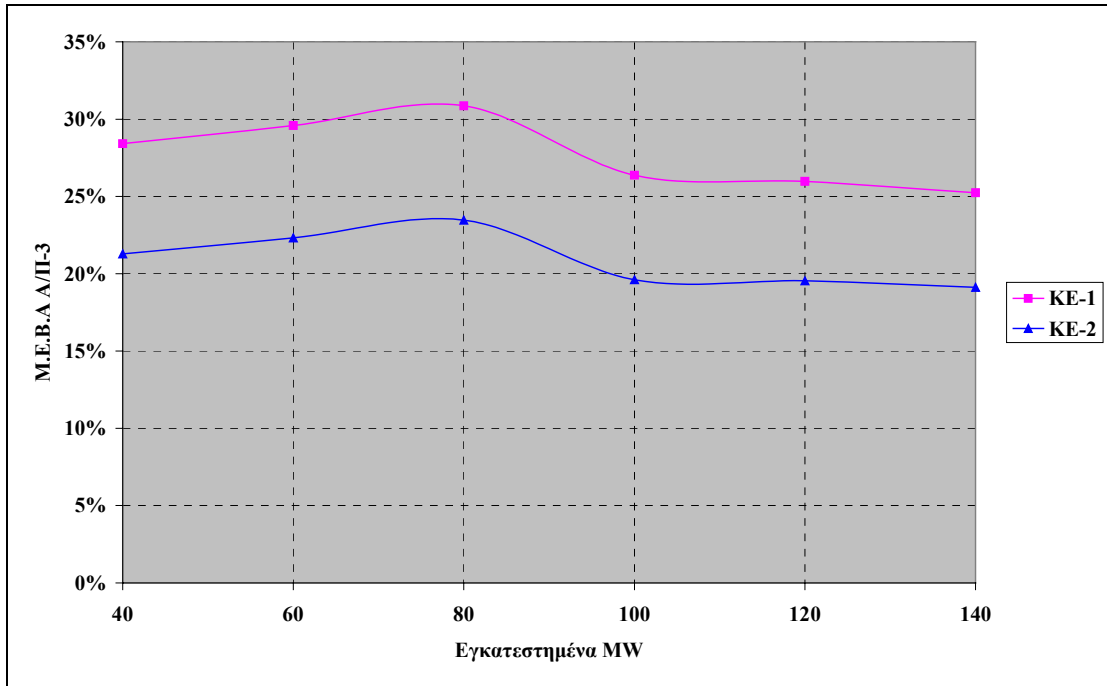
Σχήμα 10.12: Πλεόνασμα των Καταναλωτών Συναρτήσει της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



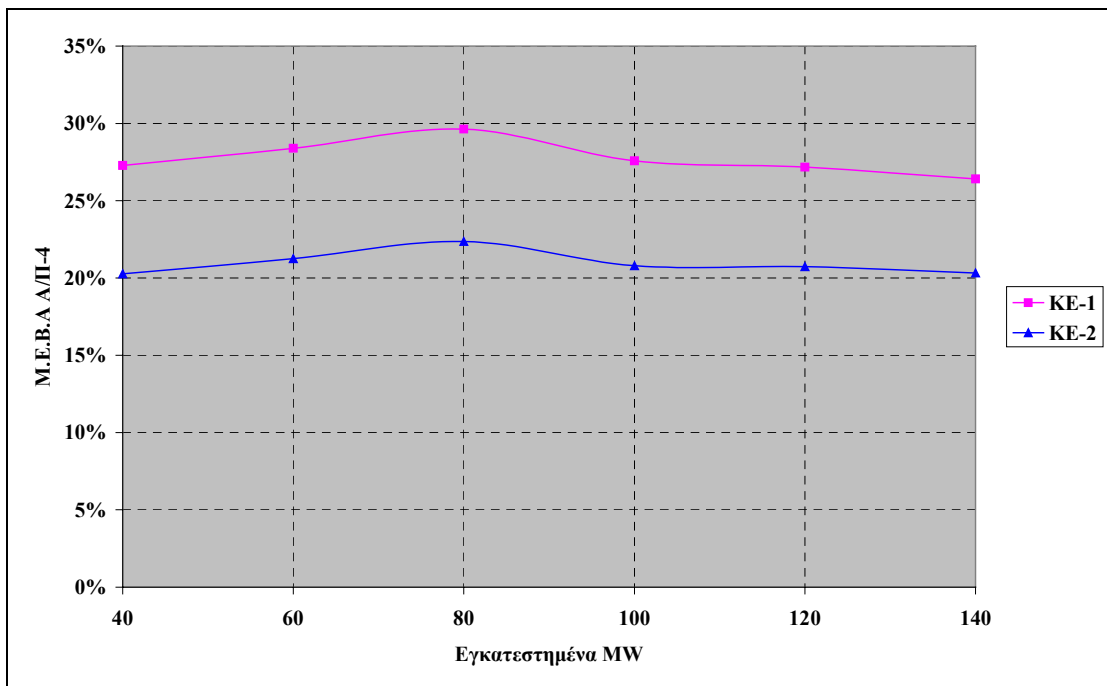
Σχήμα 10.13: Μ.Ε.Β.Α Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-1 Συναρτήσαι της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



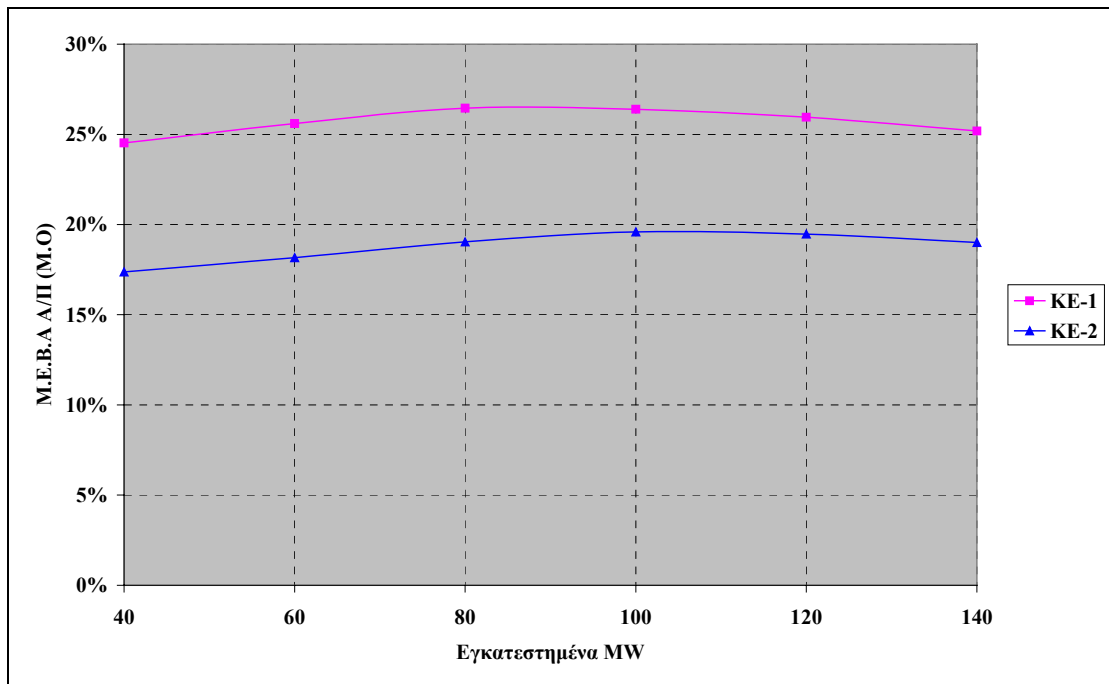
Σχήμα 10.14: Μ.Ε.Β.Α. Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-2 Συναρτήσαι της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



Σχήμα 10.15: Μ.Ε.Β.Α Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-3 Συναρτήσει της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



Σχήμα 10.16: Μ.Ε.Β.Α Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-4 Συναρτήσει της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



Σχήμα 10.17: Μέσος όρος Μ.Ε.Β.Α Επενδύσεων Α/Π Συναρτήσει της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π

10.4.2 Επίδραση της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π

Από τα προηγούμενα διαγράμματα εξάγονται τα ακόλουθα συμπεράσματα όσον αφορά την επίδραση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π:

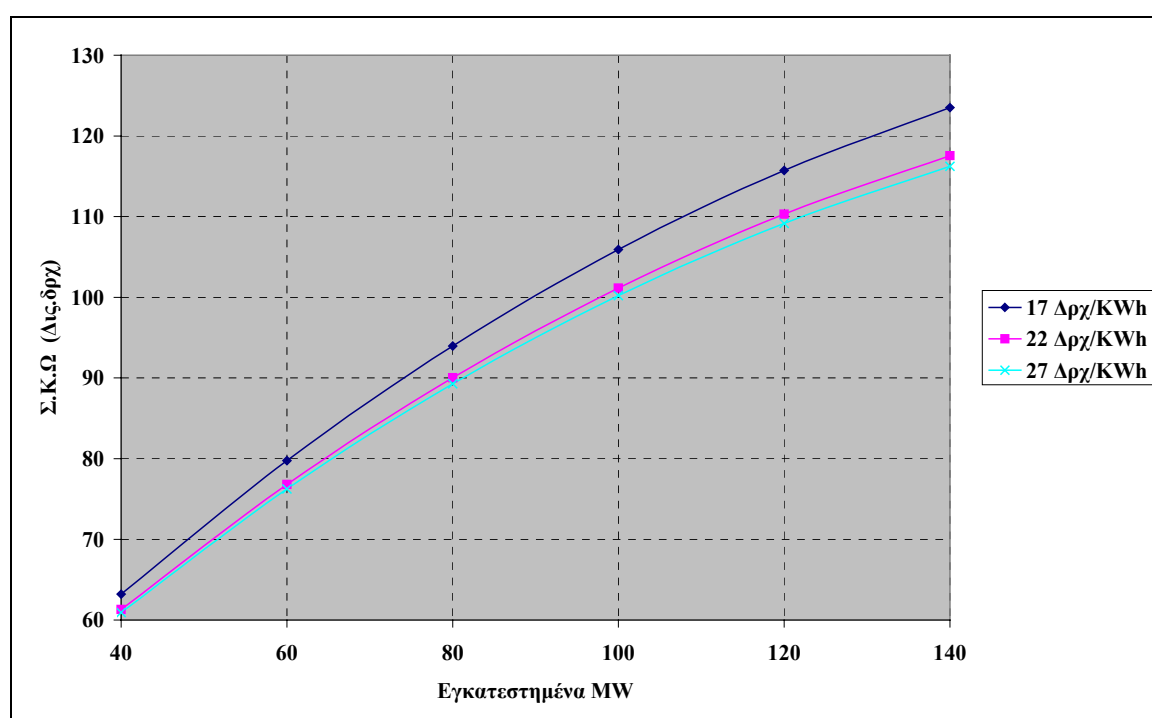
- Το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας αυξάνεται σχεδόν ανάλογα με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των Α/Π. Αυτό συμβαίνει και για τους δύο τρόπους ένταξης μονάδων και οφείλεται στο γεγονός ότι η τιμή αγοράς της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας (22 Δρχ/kWh) είναι πάντα μικρότερη από το κόστος παραγωγής της ενέργειας που υποκαθιστούν τα Α/Π.
- Η τιμή της Σ.Κ.Ω αυξάνεται όσο αυξάνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π, με μειούμενο όμως ρυθμό.
- Το πλεόνασμα των καταναλωτών αυξάνεται όσο αυξάνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π έως τα 120 περίπου MW όπου και αρχίζει να μειώνεται.
- Το πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών αυξάνεται όσο αυξάνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π με μειούμενο όμως ρυθμό.
- Η απόδοση των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών μεγιστοποιείται στα 100 MW για τις περιοχές 1 και 2 καθώς και για τη μέση απόδοση όλων των περιοχών, ενώ για τις περιοχές 3 και 4 αυτό γίνεται στα 80 MW. Σε κάθε περίπτωση όμως η απόδοση κρίνεται πολύ ικανοποιητική.

10.4.3 Επίδραση της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας

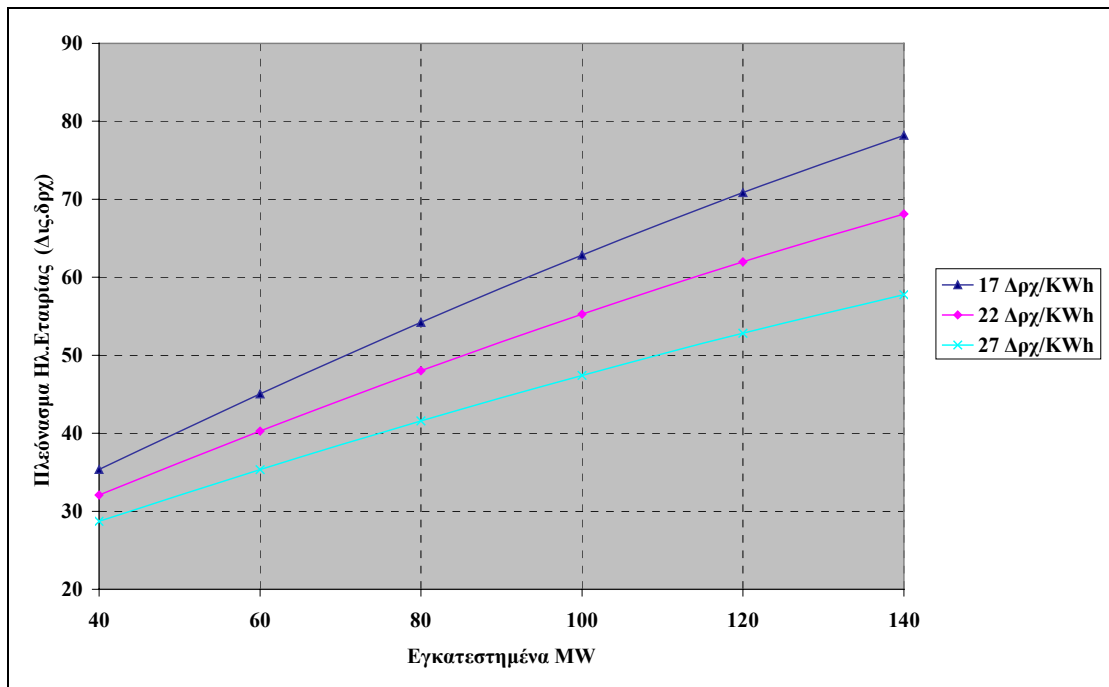
Στα σχήματα 10.18 - 10.26 διερευνάται η επίδραση της τιμής πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας στην τιμή της Σ.Κ.Ω και στα επιμέρους πλεονάσματα των παικτών της αγοράς καθώς και στη βιωσιμότητα των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών για τον KE-1, ενώ στα σχήματα 10.27 - 10.35 διερευνάται η επίδραση στα αντίστοιχα μεγέθη για τον KE-2.

Από τα διαγράμματα αυτά εξάγονται τα εξής συμπεράσματα:

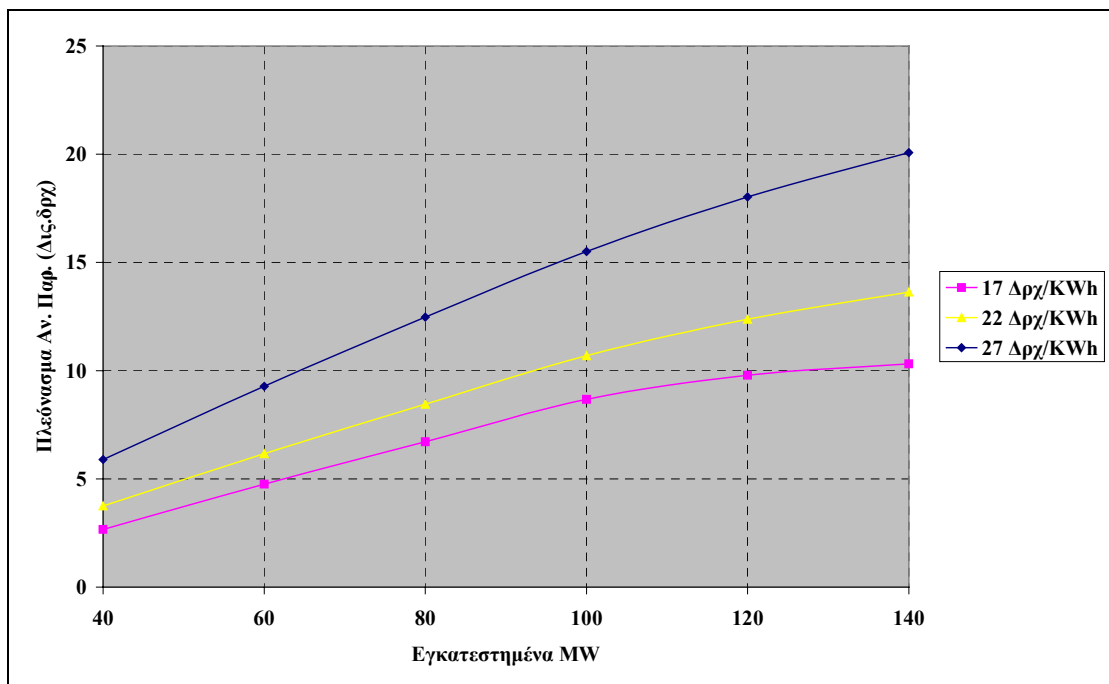
- Το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας αυξάνεται καθώς μειώνεται η τιμή πώλησης της ενέργειας.
- Το πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών μειώνεται καθώς μειώνεται η τιμή πώλησης της ενέργειας, ενώ ταυτόχρονα η μεγιστοποίηση του πλεονάσματος επιτυγχάνεται σε μεγαλύτερες τιμές συνολικής εγκατεστημένης ισχύος.
- Το πλεόνασμα των Καταναλωτών αυξάνεται καθώς αυξάνεται η τιμή πώλησης της ενέργειας. Αυτό οφείλεται, κυρίως στην αύξηση των φόρων που πληρώνουν οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί, λόγω αύξησης των κερδών τους.
- Η τιμή της Συνάρτησης Κοινής Ωφέλειας αυξάνεται καθώς μειώνεται η τιμή πώλησης της ενέργειας για τον ΚΕ-2 ενώ δεν μεταβάλλεται για τον ΚΕ-1.



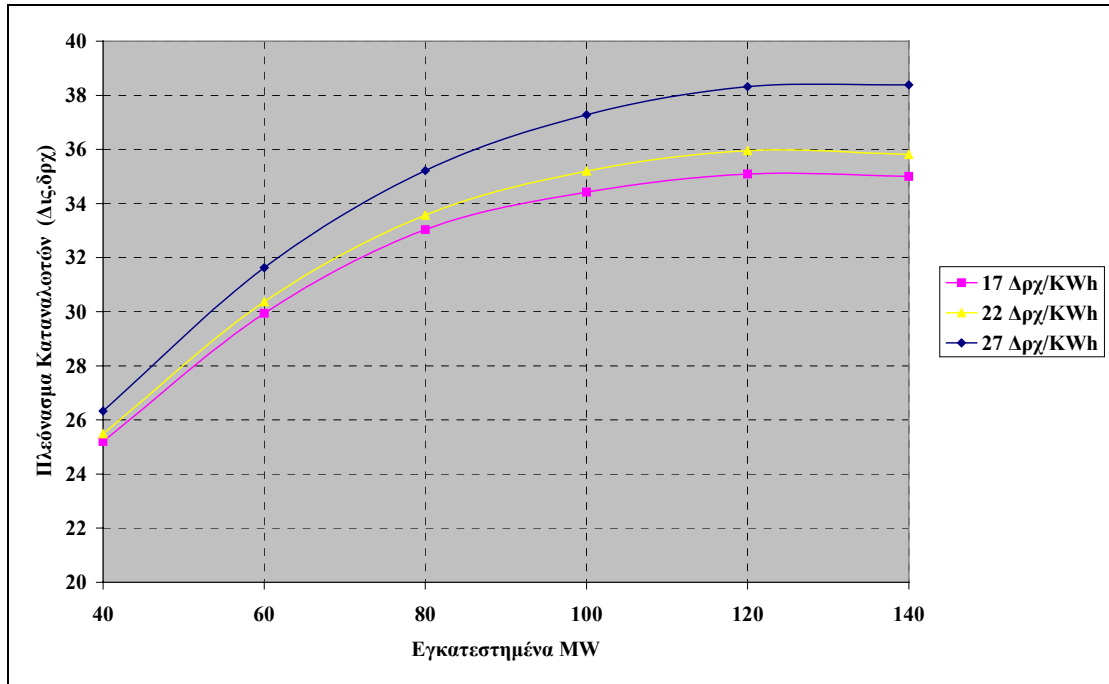
Σχήμα 10.18: Τιμή της Σ.Κ.Ω Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



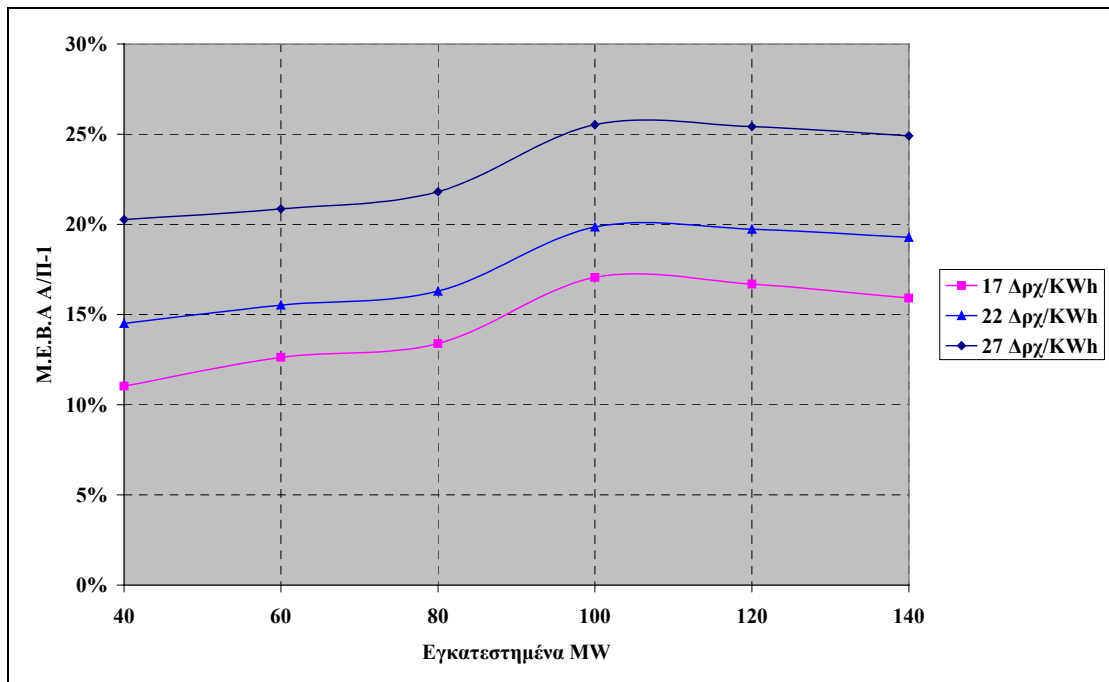
Σχήμα 10.19: Πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



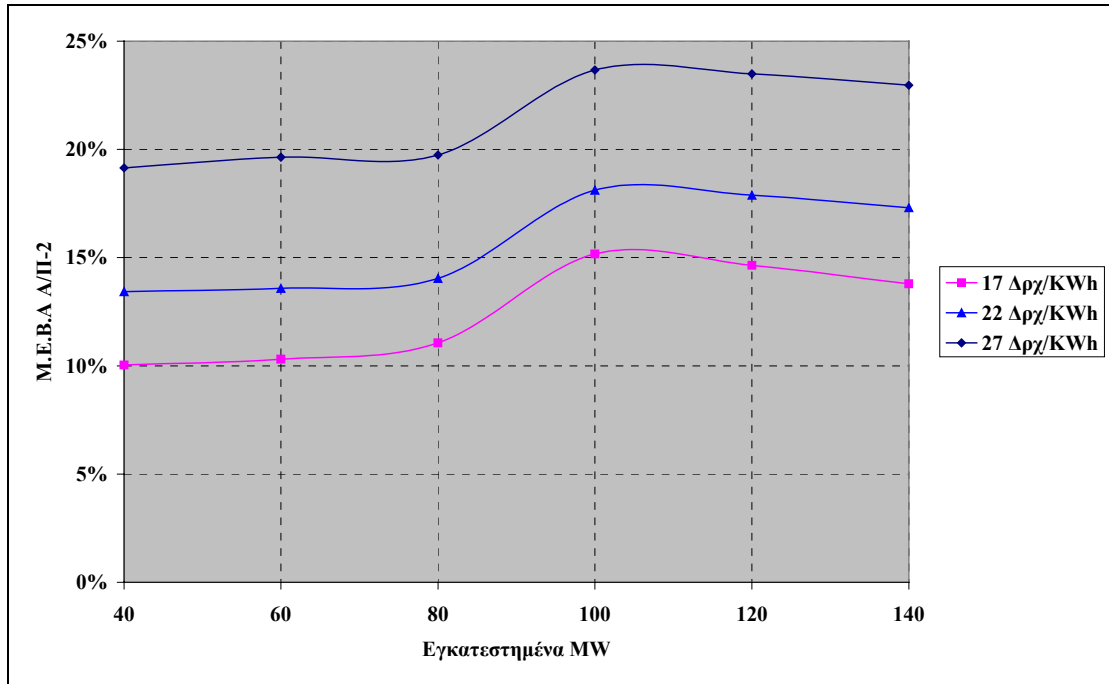
Σχήμα 10.20: Συνολικό Πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



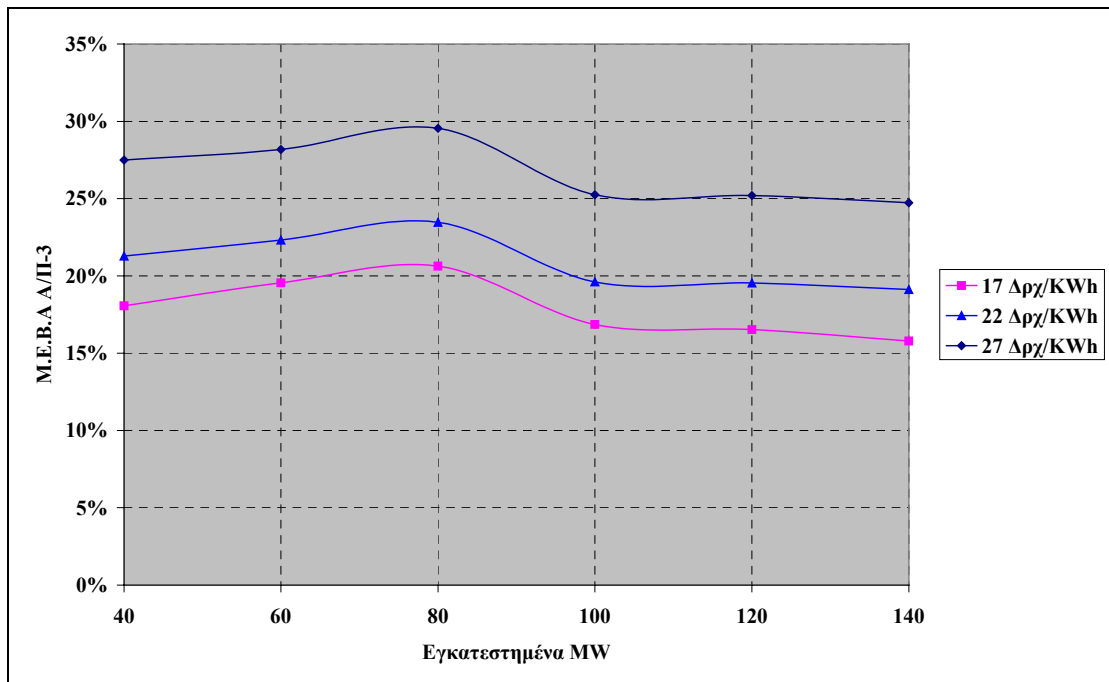
Σχήμα 10.21: Πλεόνασμα των Καταναλωτών Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



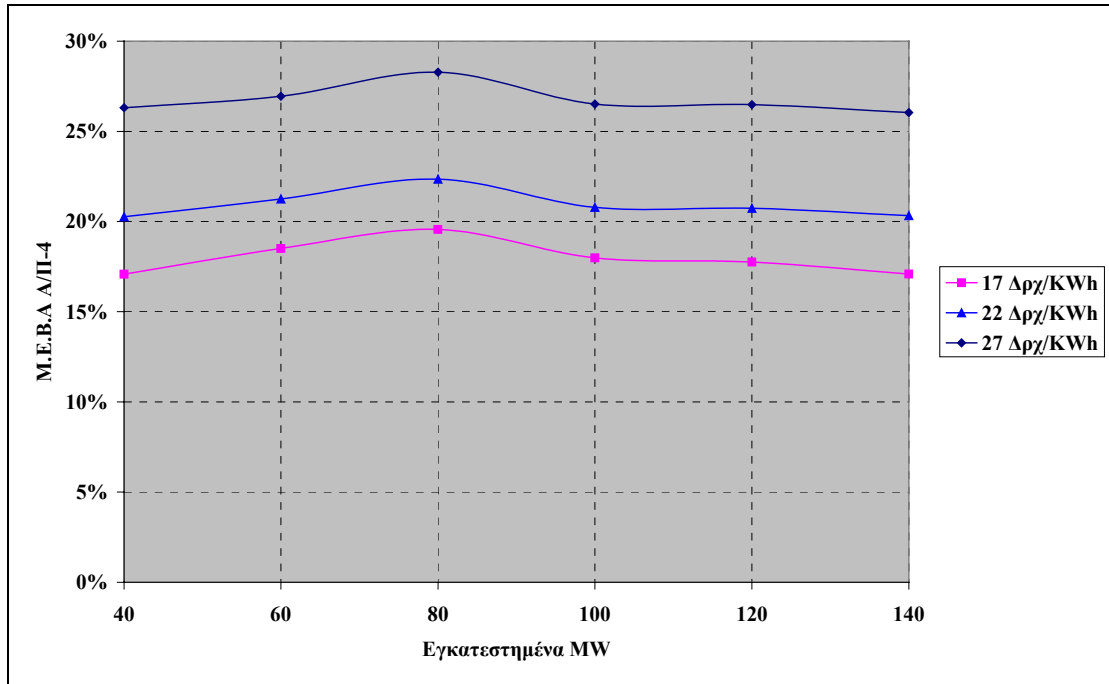
Σχήμα 10.22: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-1 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



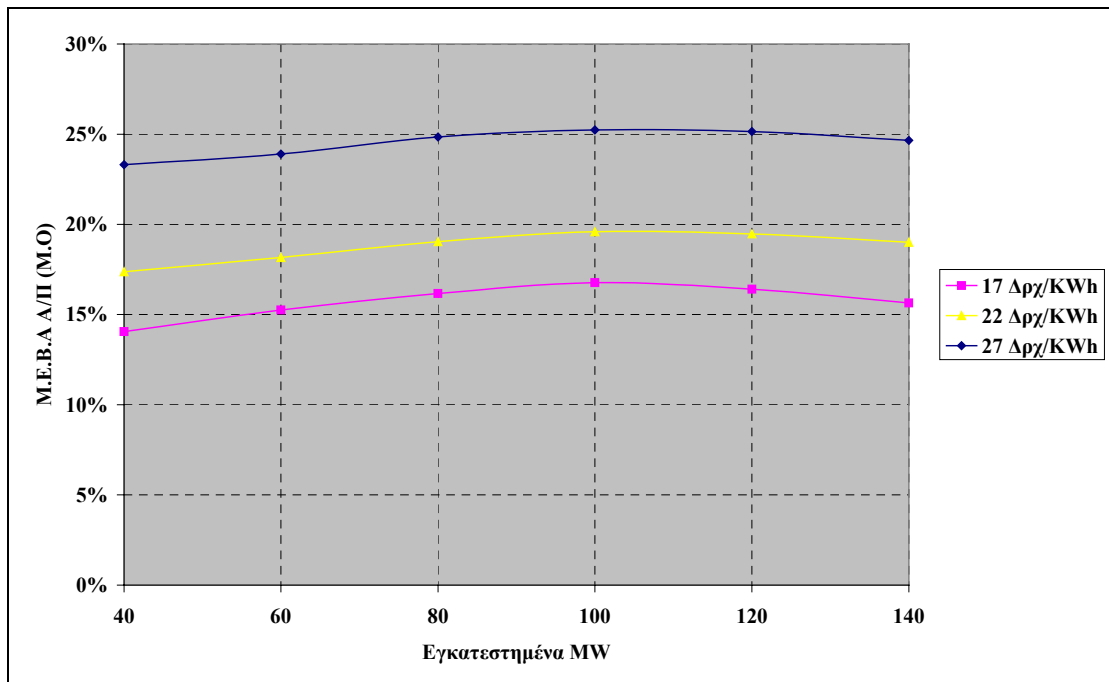
Σχήμα 10.23: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-2 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



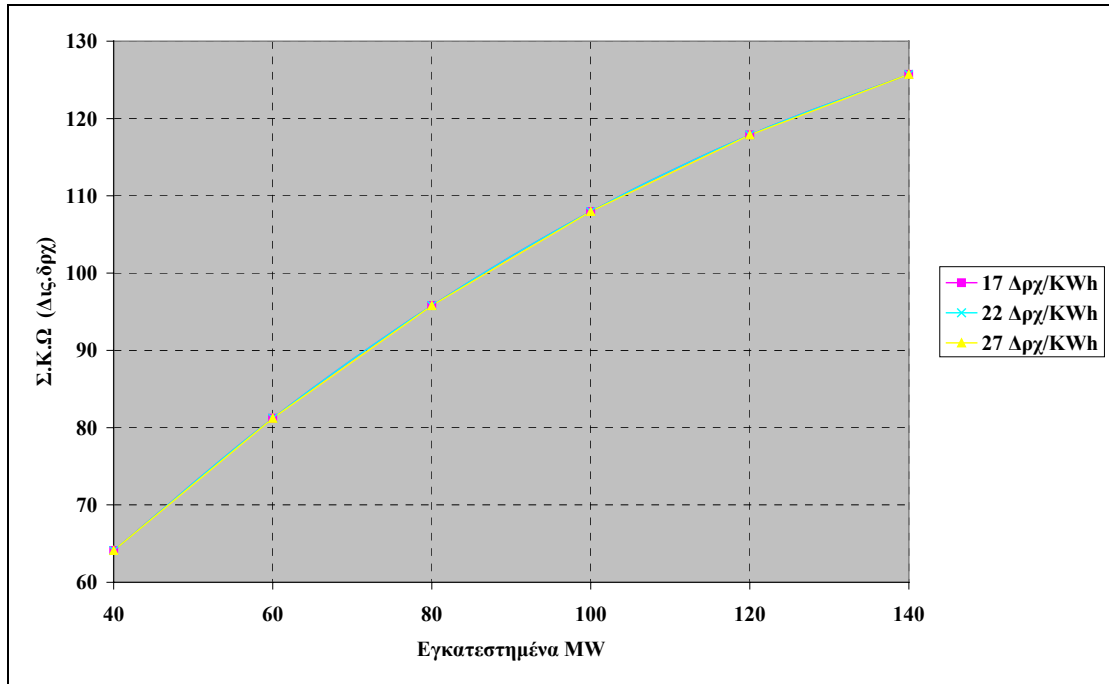
Σχήμα 10.24: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-3 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



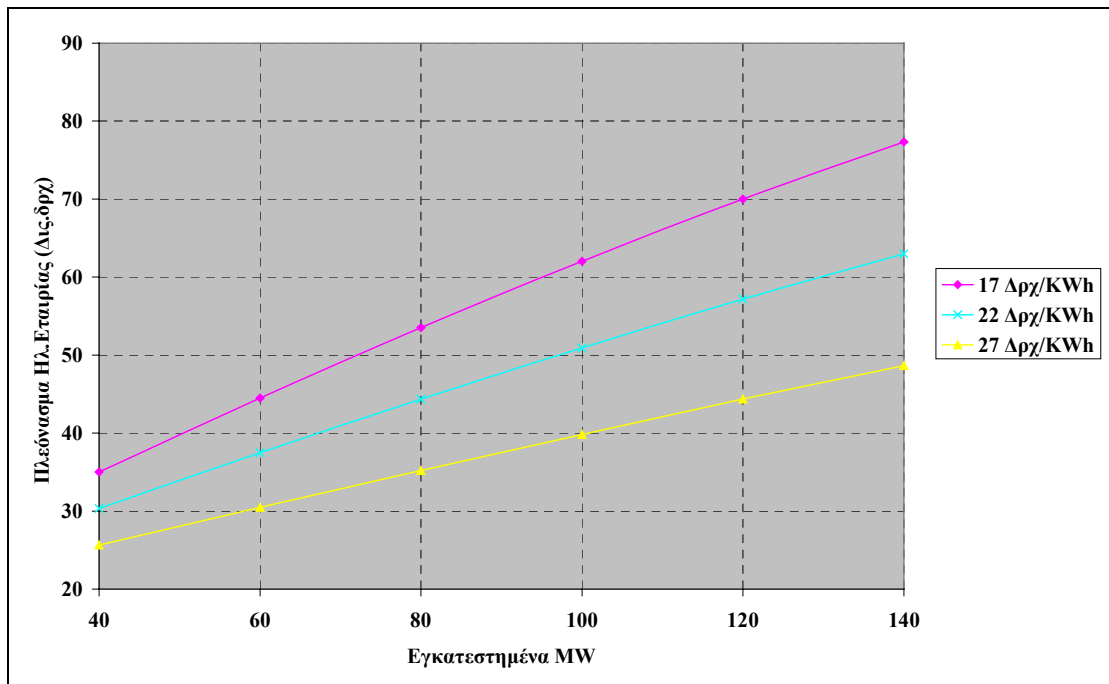
Σχήμα 10.25: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-4 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



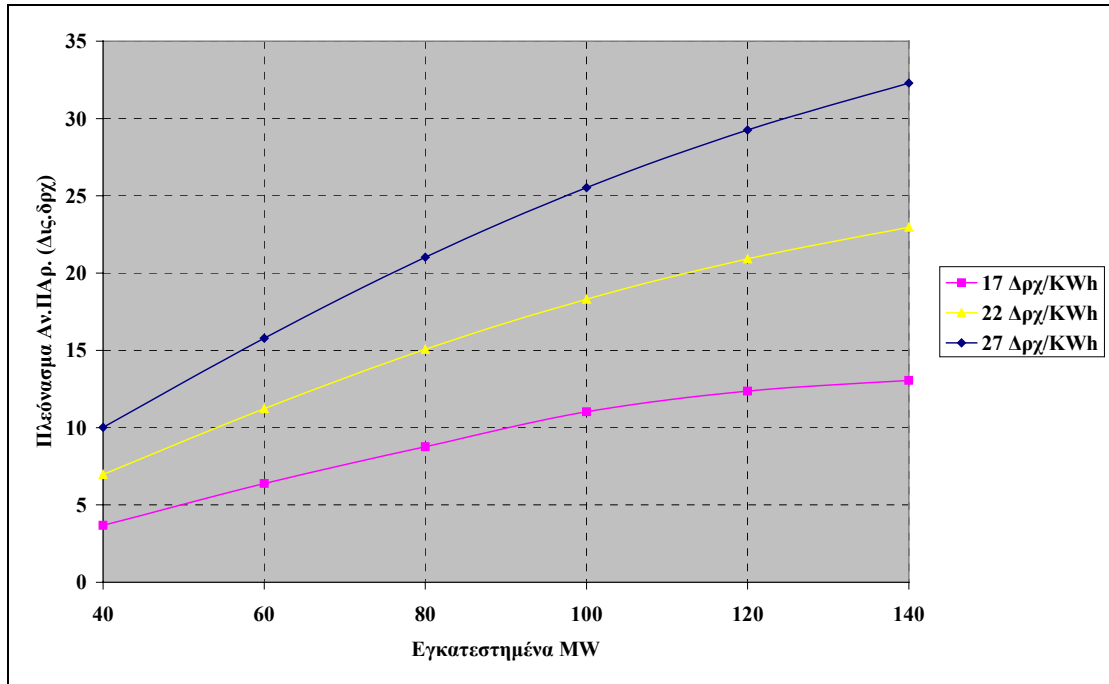
Σχήμα 10.26: Μέσος όρος Μ.Ε.Β.Α. Επενδύσεων Α/Π Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-1



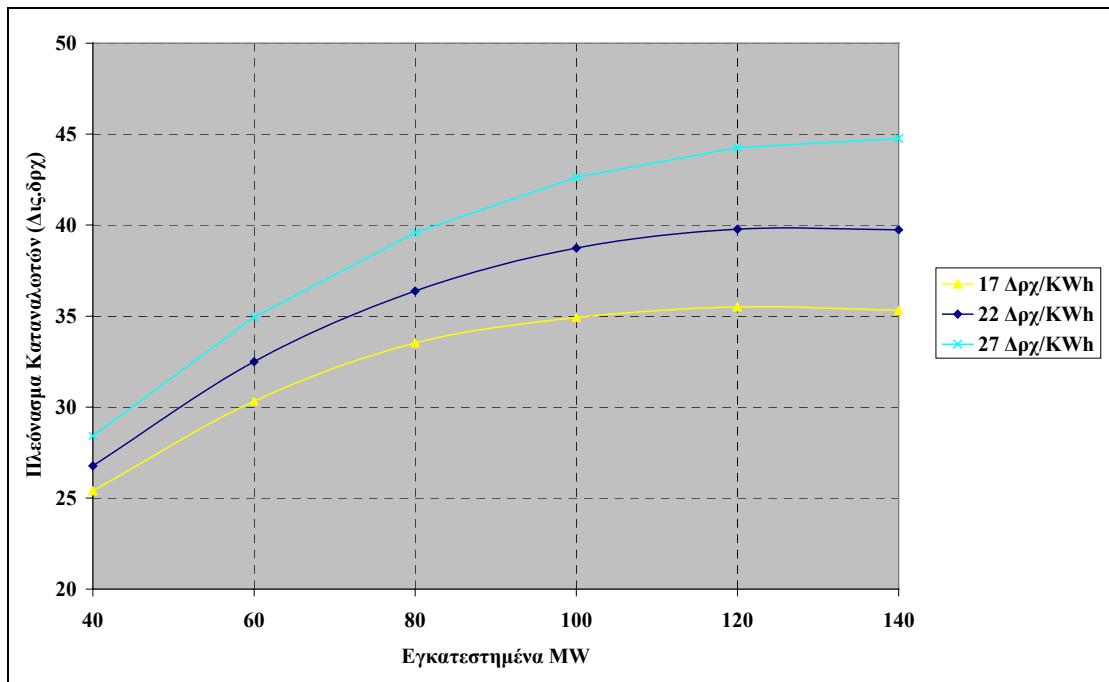
Σχήμα 10.27: Τιμή της Σ.Κ.Ω συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



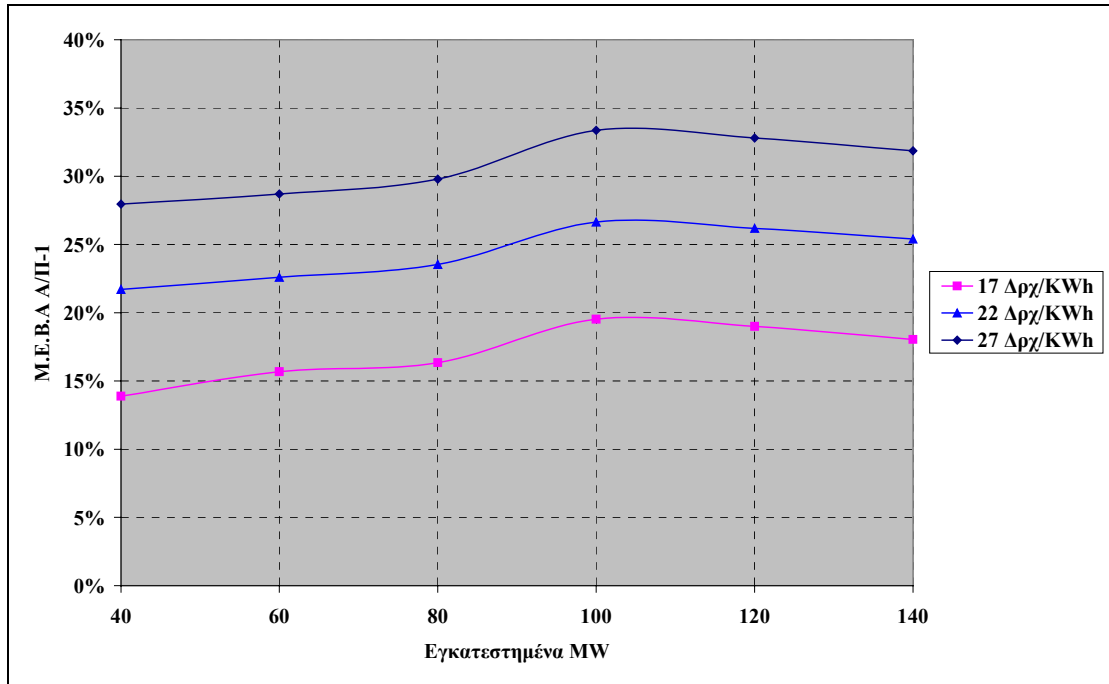
Σχήμα 10.28: Πλεόνασμα Ηλεκτρικής Εταιρίας συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



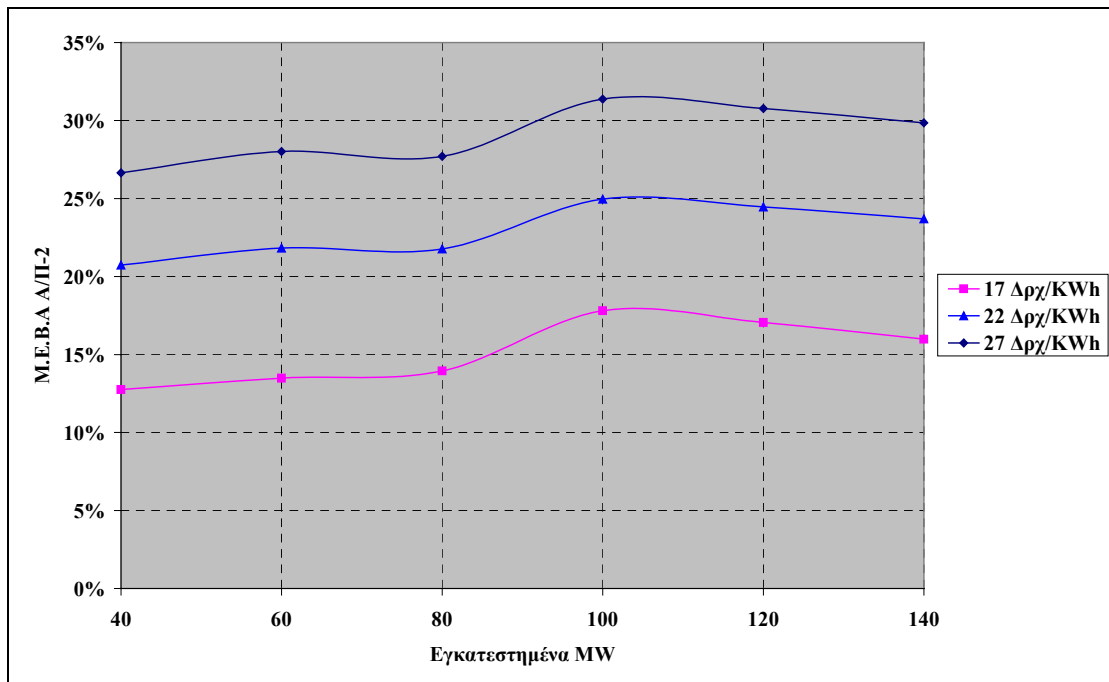
Σχήμα 10.29: Πλεόνασμα των Ανεξάρτητων Παραγωγών Συναρτήσεως της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



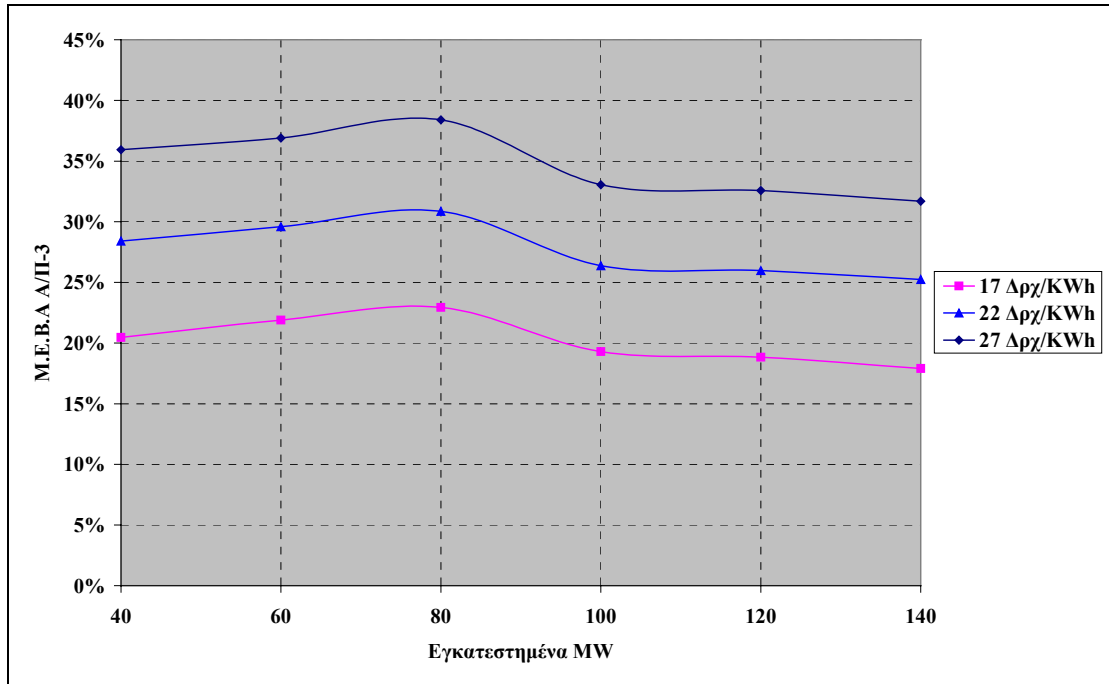
Σχήμα 10.30: Πλεόνασμα των Καταναλωτών Συναρτήσεως της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



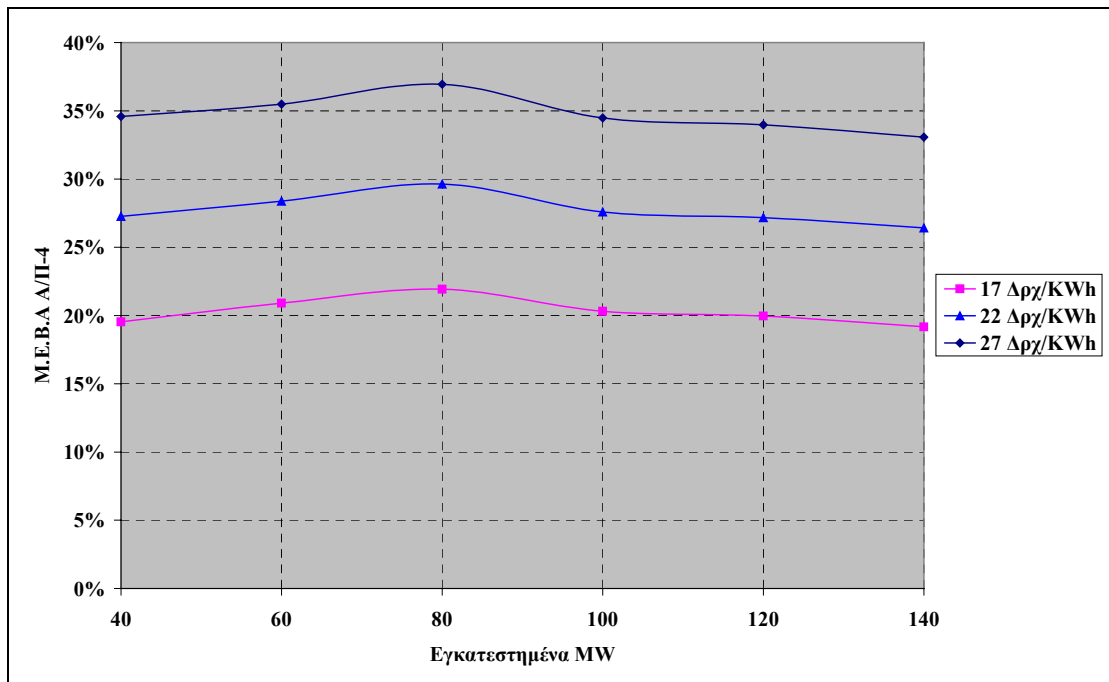
Σχήμα 10.31: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-1 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



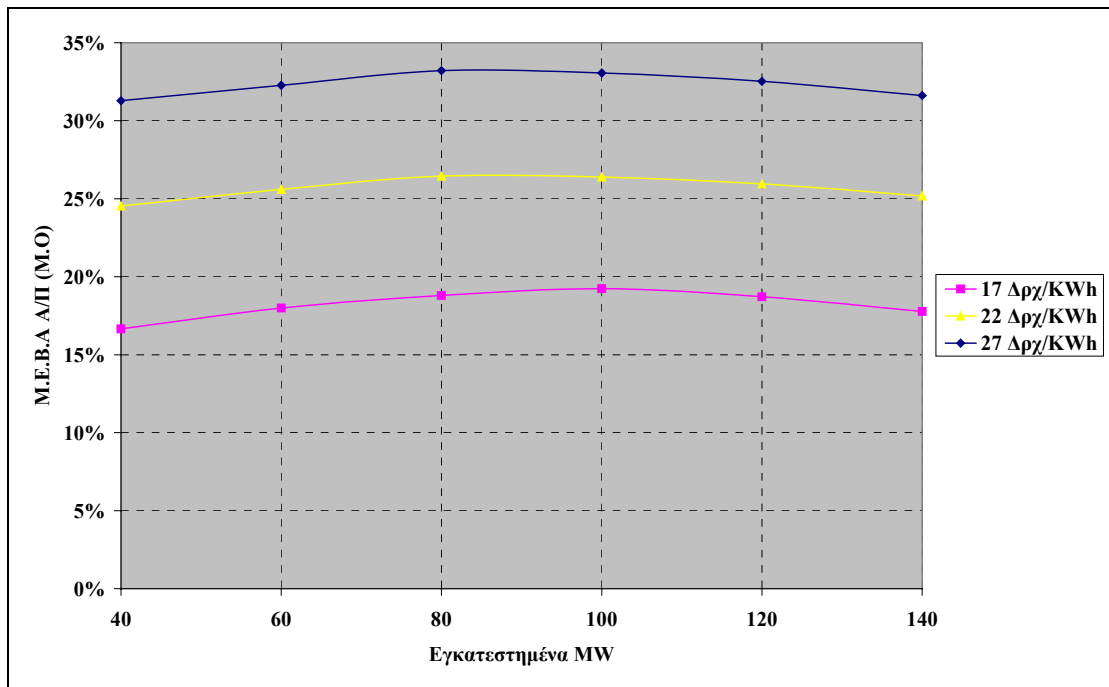
Σχήμα 10.32: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-2 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



Σχήμα 10.33: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-3 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



Σχήμα 10.34: Μ.Ε.Β.Α. της Επένδυσης Α/Π στην Περιοχή-4 Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2



Σχήμα 10.35: Μέσος όρος Μ.Ε.Β.Α. των Επενδύσεων Α/Π Συναρτήσει της Τιμής Πώλησης της Παραγόμενης από τα Α/Π Ενέργειας για τον ΚΕ-2

10.4.4 Συμπεράσματα

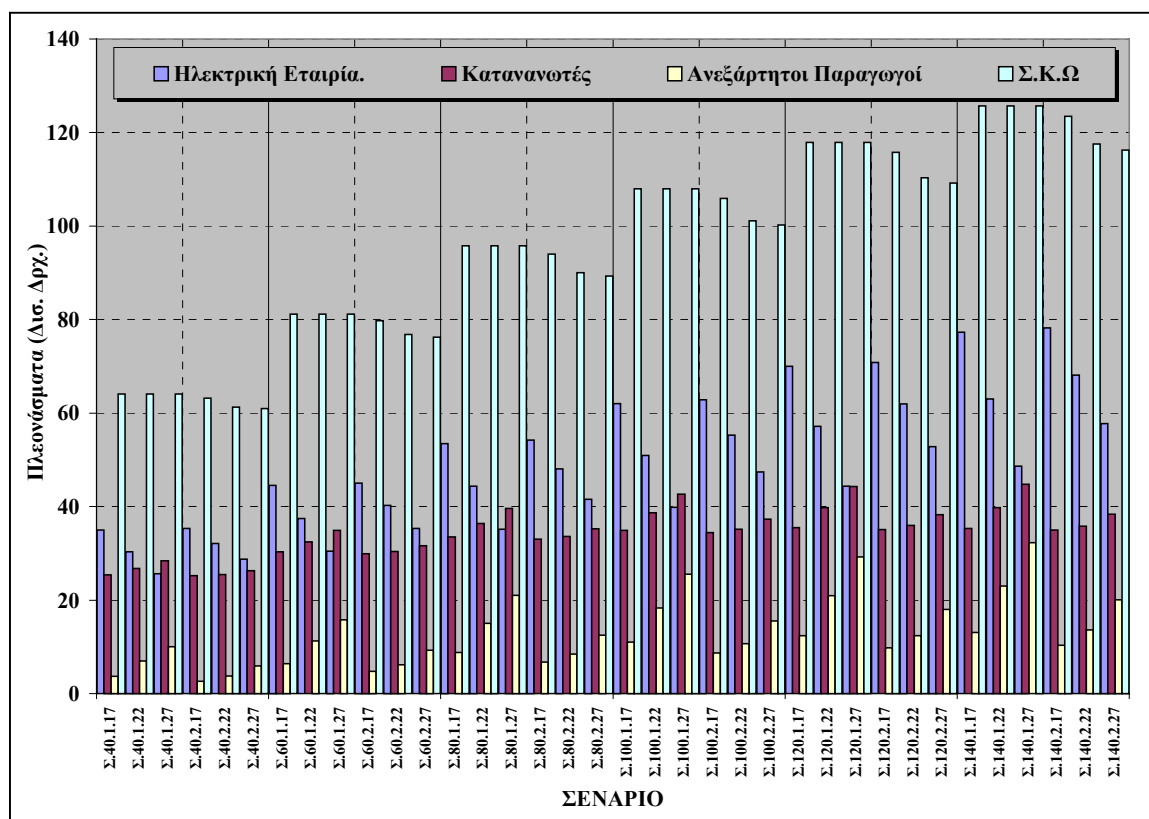
Στα Σχήματα 10.36 και 10.37 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα από την ανάλυση της επίδρασης των ρυθμιστικών παραμέτρων X_1 και X_2 καθώς και της επίδρασης της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π στα Πλεονάσματα των Παικτών της αγοράς, στην τιμή της Σ.Κ.Ω καθώς και στη μέση απόδοση των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

Στον άξονα των τετμημένων των διαγραμμάτων παρουσιάζονται τα αντίστοιχα υπο-σενάρια όπως αυτά ορίστηκαν στον Πίνακα 10.9. Κάθε υπο-σενάριο χαρακτηρίζεται μονοσήμαντα από τις τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων X_1 και X_2 καθώς και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π.

Τα βασικά συμπεράσματα που προκύπτουν από την επισκόπηση των διαγραμμάτων είναι τα εξής:

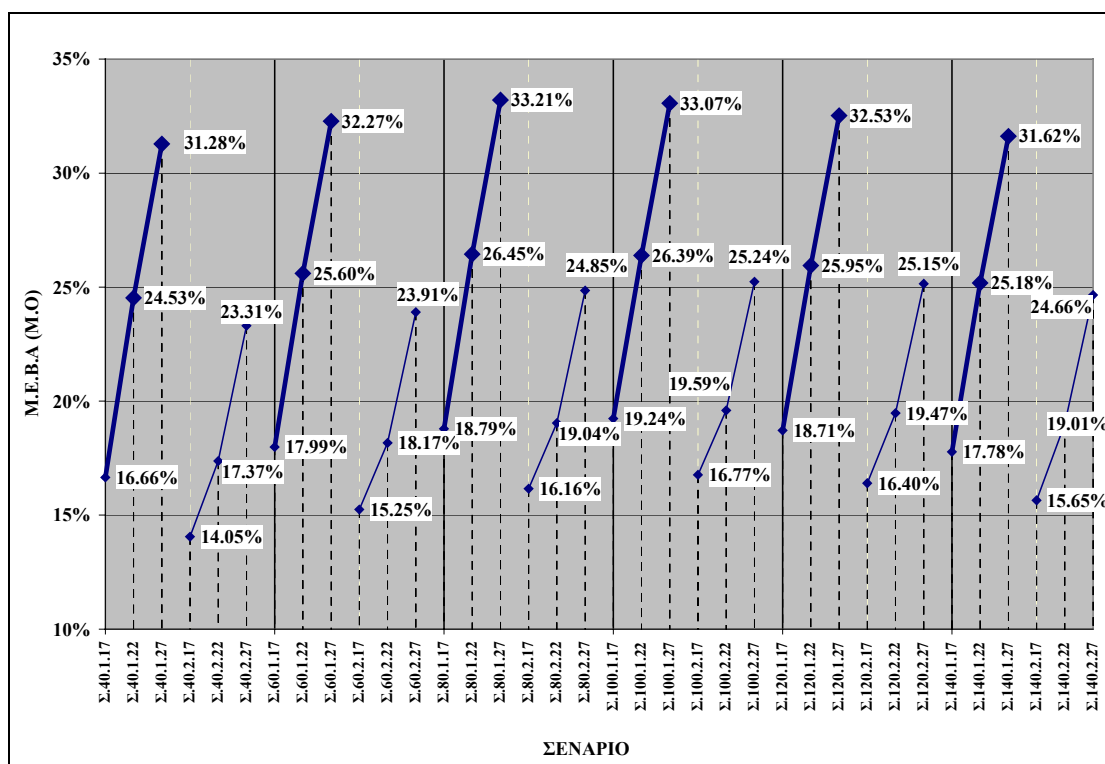
- Η τιμή της Σ.Κ.Ω. μεγιστοποιείται για συνολική εγκατεστημένη ισχύ 140 MW και με εφαρμογή του ΚΕ-1 ανεξαρτήτως της τιμής πώλησης την παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας.
- Με εφαρμογή του ΚΕ-2 η τιμή της Σ.Κ.Ω μεγιστοποιείται για τιμή πώλησης την παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας ίσης με 17 Δρχ/kWh.
- Το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας μεγιστοποιείται για συνολική εγκατεστημένη ισχύ 140 MW, εφαρμογή του ΚΕ-2 και με όσο το δυνατόν χαμηλότερη τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας.

- Το πλεόνασμα των καταναλωτών μεγιστοποιείται για συνολική εγκατεστημένη ισχύ 140 MW, με εφαρμογή του ΚΕ-2 και με όσο το δυνατόν υψηλότερη τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας.
- Ο μέσος όρος των Μ.Ε.Β.Α. των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών μεγιστοποιείται για συνολική εγκατεστημένη ισχύ των Α/Π ίση με 80 MW και με εφαρμογή του ΚΕ-1. Με εφαρμογή του ΚΕ-2, η απόδοση των επενδύσεων μειώνεται σημαντικά. Η μείωση είναι μεγαλύτερη όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας. Με εφαρμογή του ΚΕ-2, ο μέσος όρος των Μ.Ε.Β.Α. των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών μεγιστοποιείται για συνολική εγκατάσταση Α/Π 100 MW.



Σχήμα 10.36: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Πλεονασμάτων και Τιμής Σ.Κ.Ω.

Το μεγαλύτερο οικονομικό όφελος από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας στην Κρήτη, με το υπάρχον οικονομικό περιβάλλον και την ισχύουσα πολιτική επιδοτήσεων, αναμένεται να προκύψει για την Ηλεκτρική Εταιρία. Παράλληλα εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών, ενώ προκύπτει σημαντικό όφελος και για τους Καταναλωτές.



Σχήμα 10.37: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα M.E.B.A Επενδύσεων

10.5 Εύρεση Βέλτιστης Πολιτικής Διεύθυνσης υπό Περιορισμούς

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται μία εφαρμογή του μοντέλου για την εύρεση της βέλτιστης πολιτικής διεύθυνσης αιολικής ενέργειας στο σύστημα της Κρήτης υπό δεδομένο οικονομικό περιβάλλον, όπως αυτό που παρουσιάζεται στους πίνακες 10.13 και 10.14. Θεωρείται ότι εφαρμόζεται ο KE-1 ενώ η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π είναι 22 δρχ./kWh.

Επιπλέον το Μοντέλο εφαρμόζεται με διάφορους περιορισμούς και διερευνάται η επίδραση τους στη διαμόρφωση της βέλτιστης πολιτικής διεύθυνσης αιολικής ενέργειας.

Οι περιορισμοί που εξετάζονται είναι οι εξής:

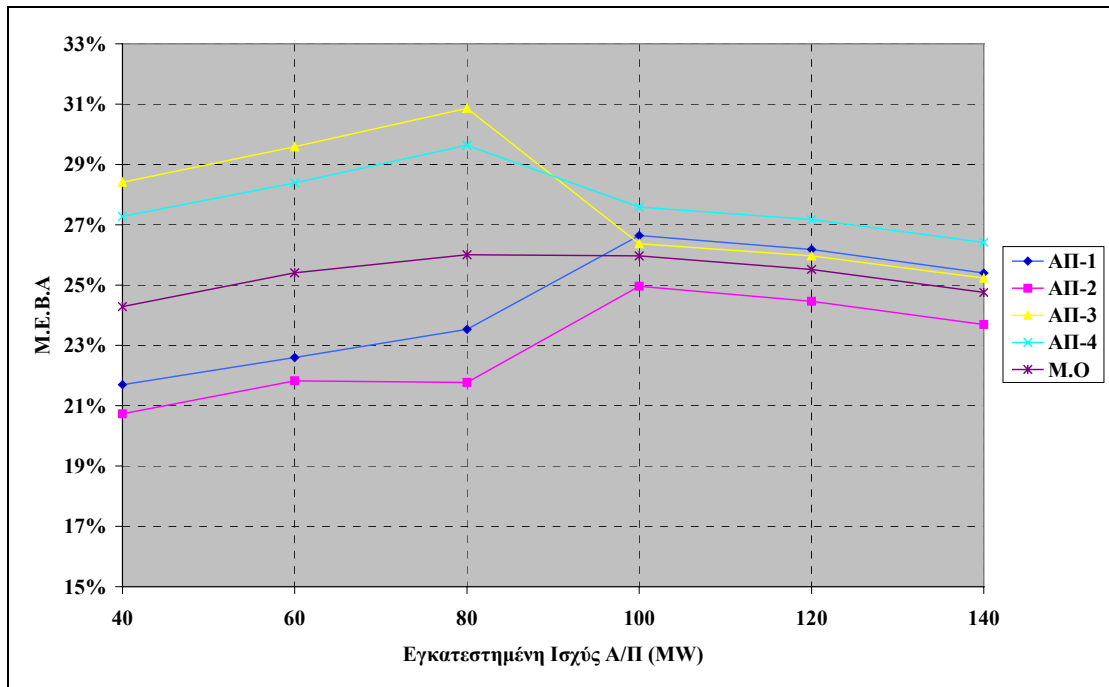
Π1: Εξασφάλιση εξίσου της βιωσιμότητας των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών

Π2: Επίτευξη μείωσης τουλάχιστον κατά 14 % των συνολικών εκπομπών CO₂ για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης

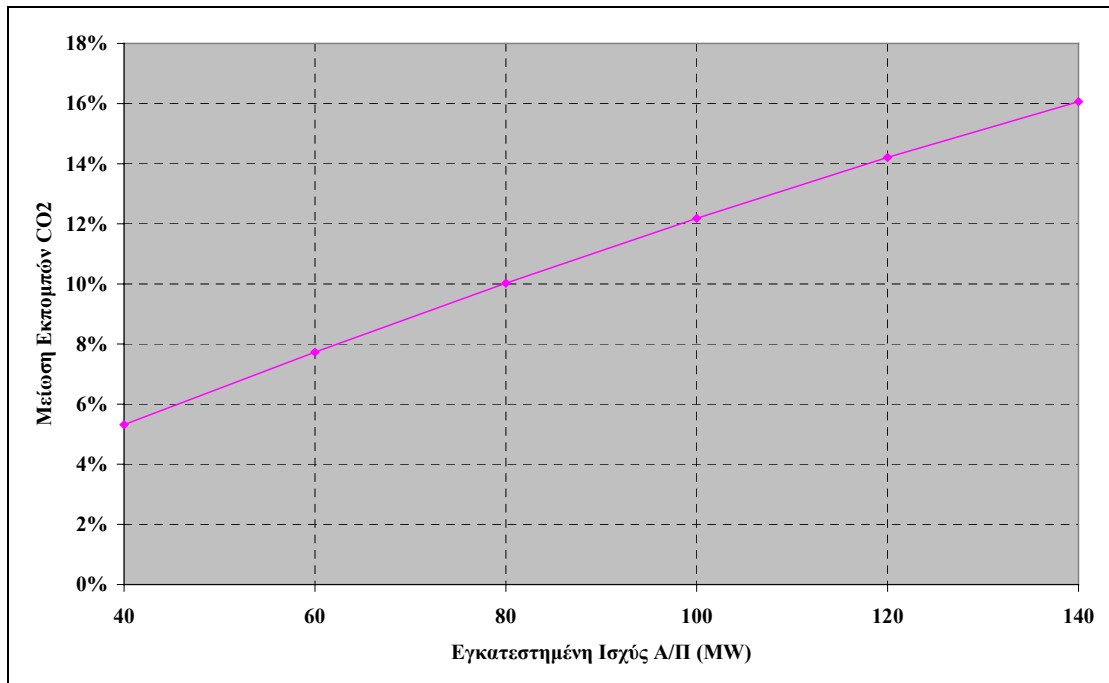
Π3: Ταυτόχρονη ικανοποίηση των περιορισμών Π1 & Π2

Στο σχήμα 10.38 παρουσιάζεται η μεταβολή του M.E.B.A των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών συναρτήσει της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π.

Στο σχήμα 10.39 παρουσιάζεται η μείωση των συνολικών εκπομπών CO₂ συναρτήσει της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π.



Σχήμα 10.38: Μεταβολή των Μ.Ε.Β.Α των Επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών Συναρτήσει της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π



Σχήμα 10.39: Μείωση των Συνολικών Εκπομπών CO₂ Συναρτήσει της Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος των Α/Π.

Από τα παραπάνω σχήματα συμπεραίνουμε τα εξής:

1. Για συνολική διείσδυση αιολικής ισχύος έως και 100 MW οι Μ.Ε.Β.Α των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών διαφέρουν σημαντικά (περίπου 10 % για τα Α/Π-2 και Α/Π-3). Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι μέσες τιμές της ταχύτητας του ανέμου στις περιοχές 3 και 4 είναι αρκετά μεγαλύτερες από αυτές στις περιοχές 1 και 2. Έτσι για μικρή εγκατεστημένη ισχύ των Α/Π σχεδόν όλη η παραγόμενη από αυτά ηλεκτρική ενέργεια απορροφάται από το σύστημα με αποτέλεσμα να ευνοούνται οι επενδύσεις στις πιο ανεμώδεις περιοχές. Για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από 100 MW, λόγω της εφαρμογής του κριτηρίου της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης, δεν μπορεί να απορροφηθεί όλη η παραγόμενη από τα Α/Π ενέργεια. Το φαινόμενο αυτό έχει μεγαλύτερη επίδραση στα Α/Π που βρίσκονται στις πιο ανεμώδεις περιοχές με αποτέλεσμα οι Μ.Ε.Β.Α. των Ανεξάρτητων Παραγωγών να μη διαφέρουν περισσότερο από 3% για συνολική αιολική διείσδυση πλέον των 100 MW. Από τα παραπάνω συμπεραίνουμε ότι για την ικανοποίηση του περιορισμού Π1 απαιτείται η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π να είναι ίση ή να υπερβαίνει τα 100 MW (25 MW ανά Α/Π).
2. Για την ικανοποίηση του περιορισμού Π2 απαιτείται η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π να είναι τουλάχιστον 120 MW. Ο ρυθμός μείωσης των εκπομπών CO₂ είναι περίπου 2 % ανά 20 MW για διείσδυση της τάξεως που εξετάζεται στην παρούσα διατριβή.
3. Τέλος, για την ικανοποίηση και των δύο παραπάνω περιορισμών απαιτείται η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π να είναι τουλάχιστον 120 MW.

10.6 Εύρεση Βέλτιστης Πολιτικής Επιδοτήσεων υπό Περιορισμούς - Σενάριο 140 MW

Στην ενότητα αυτή διερευνάται η βέλτιστη πολιτική επιδοτήσεων που πρέπει να ακολουθηθεί προκειμένου να εγκατασταθούν 140 MW Αιολικής Ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης. Σε πρώτη φάση οι Ρυθμιστικές Παράμετροι (Ρ.Π) που εξετάζονται είναι:

- Ο κανόνας ένταξης
- Η τιμή πώλησης της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας
- Το ποσοστό επιδότησης των Ανεξάρτητων Παραγωγών επί τους κόστους εγκατάστασης των Α/Π
- Ο καταμερισμός του κόστους σύνδεσης των Α/Π ανάμεσα στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς και στην Ηλεκτρική Εταιρία.

Οι τιμές των άλλων Ρ.Π καθώς και το οικονομικό περιβάλλον που θεωρήθηκε είναι αυτά που παρουσιάζονται στον Πίνακα 10.9.

Οι περιορισμοί που τίθενται στο πρόβλημα είναι οικονομικής φύσεως και αφορούν τη βιωσιμότητα των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών καθώς και τον επιμερισμό του επιπλέον πλεονάσματος στην Ηλεκτρική Εταιρία και στους Καταναλωτές. Ειδικότερα, οι περιορισμοί που θεωρούνται είναι οι εξής:

1. Οι Μ.Ε.Β.Α. των ανεξάρτητων παραγωγών να βρίσκονται στο διάστημα 15%-25%.
2. Τα επιπλέον πλεονάσματα των Καταναλωτών και της Ηλεκτρικής Εταιρίας πρέπει να αντιστοιχούν στη μέση τιμή σε σχέση με τις εν δυνάμει μέγιστες και ελάχιστες τιμές τους.
3. Τα επιπλέον πλεονάσματα της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών να είναι ίσα μεταξύ τους.

Το πρόβλημα επιλύεται στις εξής 3 παραλλαγές του:

- A. Ικανοποίηση των περιορισμών 1 και 2. Το κόστος σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο αναλαμβάνεται από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς ($x_9=0$) (Ενότητα 10.6.1)
- B. Ικανοποίηση των περιορισμών 1 και 2. Το κόστος σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο αναλαμβάνεται από την Ηλεκτρική Εταιρία. ($x_9=1$) (Ενότητα 10.6.2)
- Γ. Ικανοποίηση των περιορισμών 1 και 3. Το κόστος σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο αναλαμβάνεται από την Ηλεκτρική Εταιρία. ($x_9=1$) (Ενότητα 10.6.3)

10.6.1 Παραλλαγή Α

Στα σχήματα 10.40 - 10.43 που ακολουθούν παρουσιάζονται οι μεταβολές των Μ.Ε.Β.Α για κάθε Ανεξάρτητο Παραγωγό συναρτήσει των τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων που εξετάζονται.

Στο σχήμα 10.44 παρουσιάζονται τα πλεονάσματα των Καταναλωτών (συνεχείς γραμμές) καθώς και της Ηλεκτρικής Εταιρίας (διακεκομμένες γραμμές) μόνο για το υποσύνολο τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων που ικανοποιούν τον περιορισμό 1.

Η μέγιστη τιμή του πλεονάσματος της Ηλεκτρικής Εταιρίας επιτυγχάνεται με εφαρμογή του κανόνα ένταξης ΚΕ-2, επιδότηση 50% και τιμή πώλησης 17 δρχ/KWh. (Σενάριο Σ.140.2.17). Για τις τιμές αυτές των ρυθμιστικών παραμέτρων ελαχιστοποιείται το πλεόνασμα των Καταναλωτών. Αντίθετα, ελάχιστη τιμή του πλεονάσματος της Ηλεκτρικής Εταιρίας και μέγιστη τιμή του πλεονάσματος των καταναλωτών επιτυγχάνεται με εφαρμογή του κανόνα ένταξης ΚΕ-1, επιδότηση 15% και τιμή πώλησης 27 δρχ/KWh (Σενάριο Σ.140.1.27).

Στον πίνακα 10.15 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι ελάχιστες και οι μέγιστες τιμές των πλεονασμάτων της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών και οι αντίστοιχες τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων για τις οποίες αυτές επιτυγχάνονται.

Πίνακας 10.15: Ελάχιστες και Μέγιστες τιμές των Πλεονασμάτων της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών

Κανόνας Ένταξης	Επιδότηση (%)	Τιμή Πώλησης (δρχ/KWh)	Πλεόνασμα Ηλ.Εταιρίας (Δισ.Δρχ)	Πλεόνασμα Καταναλωτών (Δισ.Δρχ)
ΚΕ-2	50	17	78.19	30.10
ΚΕ-1	15	27	48.64	57.01

Οι μέσες τιμές των πλεονασμάτων της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών που προκύπτουν από τον παραπάνω πίνακα είναι:

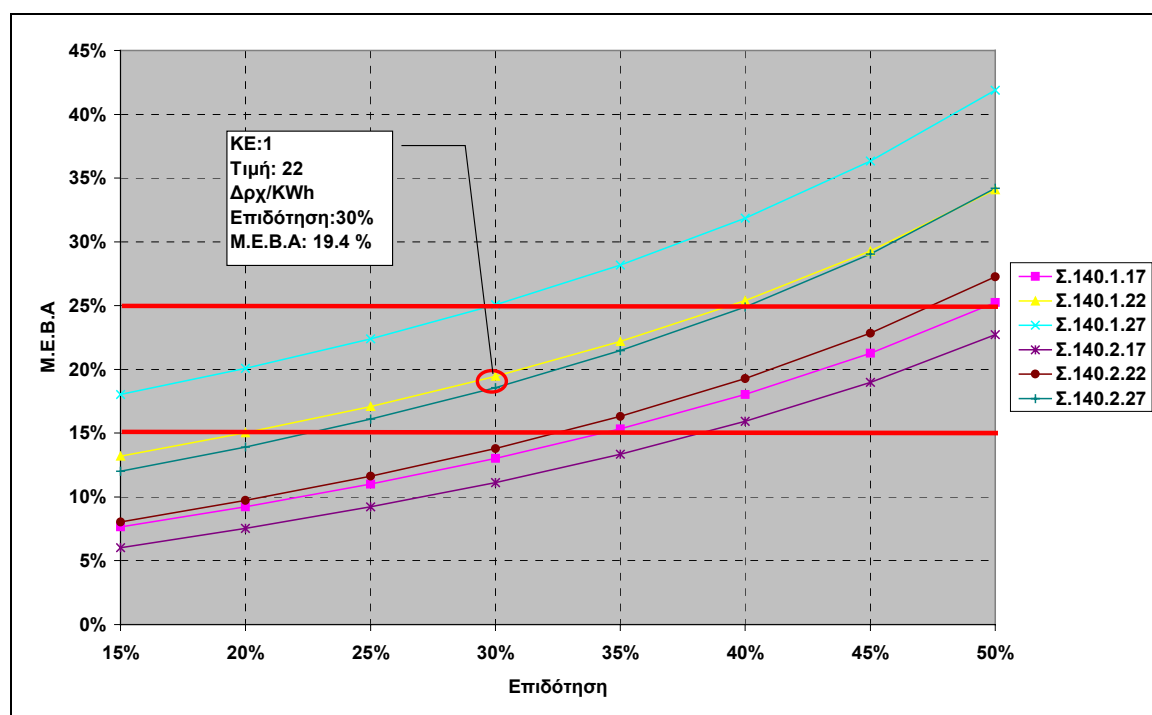
Μέση τιμή πλεονάσματος Ηλ. Εταιρίας : 63,64 Δισ.Δρχ.
Μέση τιμή πλεονάσματος Καταναλωτών: 43.55 Δισ.Δρχ.

Οι τιμές αυτές των πλεονασμάτων προσεγγίζονται για με εφαρμογή του κανόνα ένταξης ΚΕ-2, επιδότηση 30% και τιμή πώλησης 22 δρχ/KWh. (Σενάριο Σ.140.1.22).

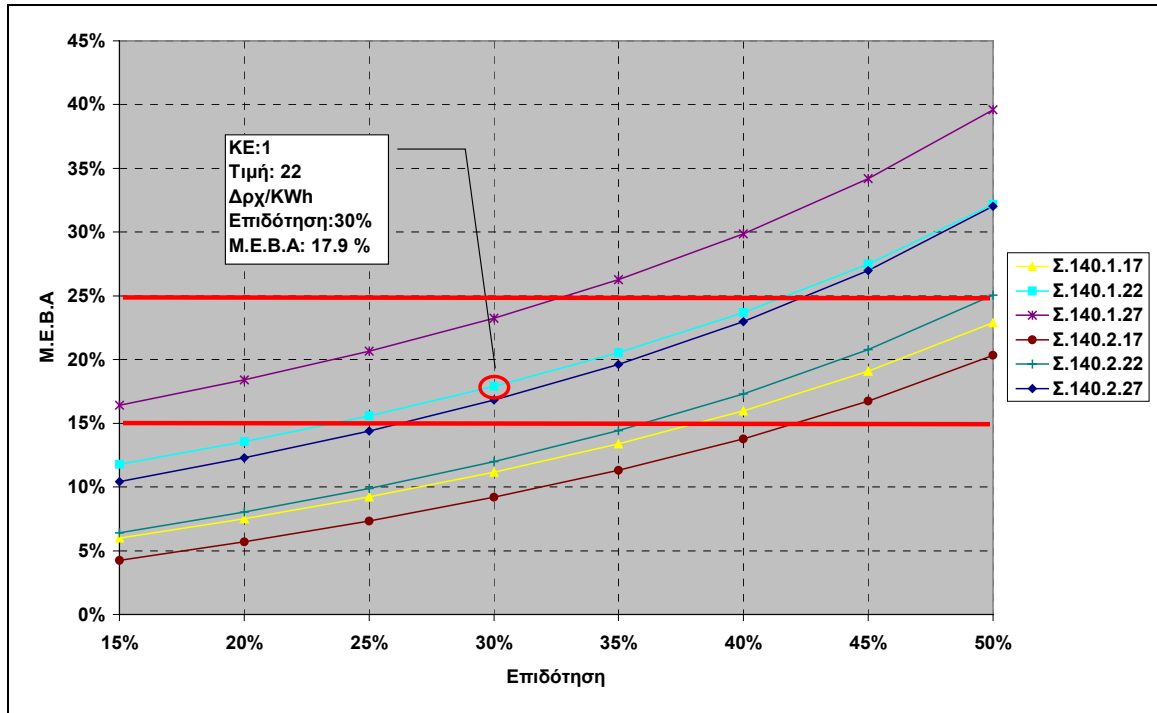
Στον Πίνακα 10.16 που ακολουθεί συνοψίζονται οι τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων που ικανοποιούν τους περιορισμούς που τέθηκαν, καθώς και οι αντίστοιχες τιμές του πλεονάσματος της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών και οι Μ.Ε.Β.Α. των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

Πίνακας 10.16: Λύση του προβλήματος (Παραλλαγή Α)

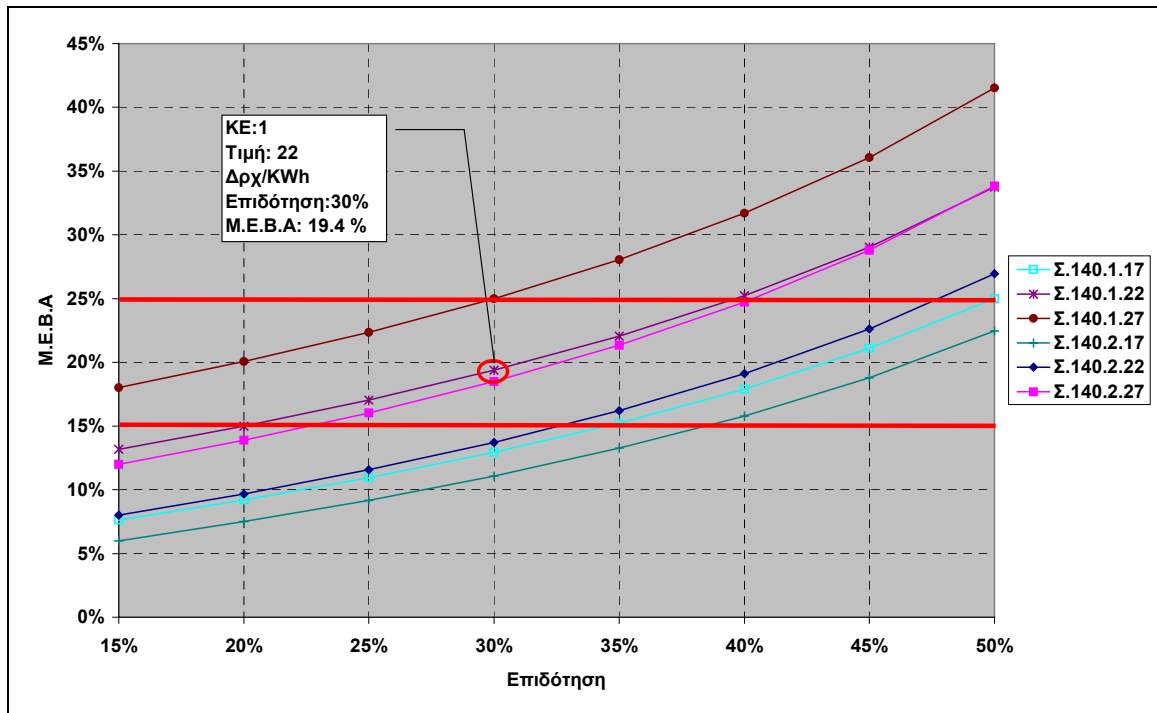
Κανόνας Ένταξης	Επιδότηση (%)	Τιμή Πώλησης (δρχ/KWh)	Πλεόνασμα Ηλ.Εταιρίας (Δισ.Δρχ)	Πλεόνασμα Κατ/τών (Δισ.Δρχ)	Μ.Ε.Β.Α (%)			
					ΑΠ-1	ΑΠ-2	ΑΠ-3	ΑΠ-4
ΚΕ-2	30	22	62,98	44,64	19.4	17.9	19.4	20.4



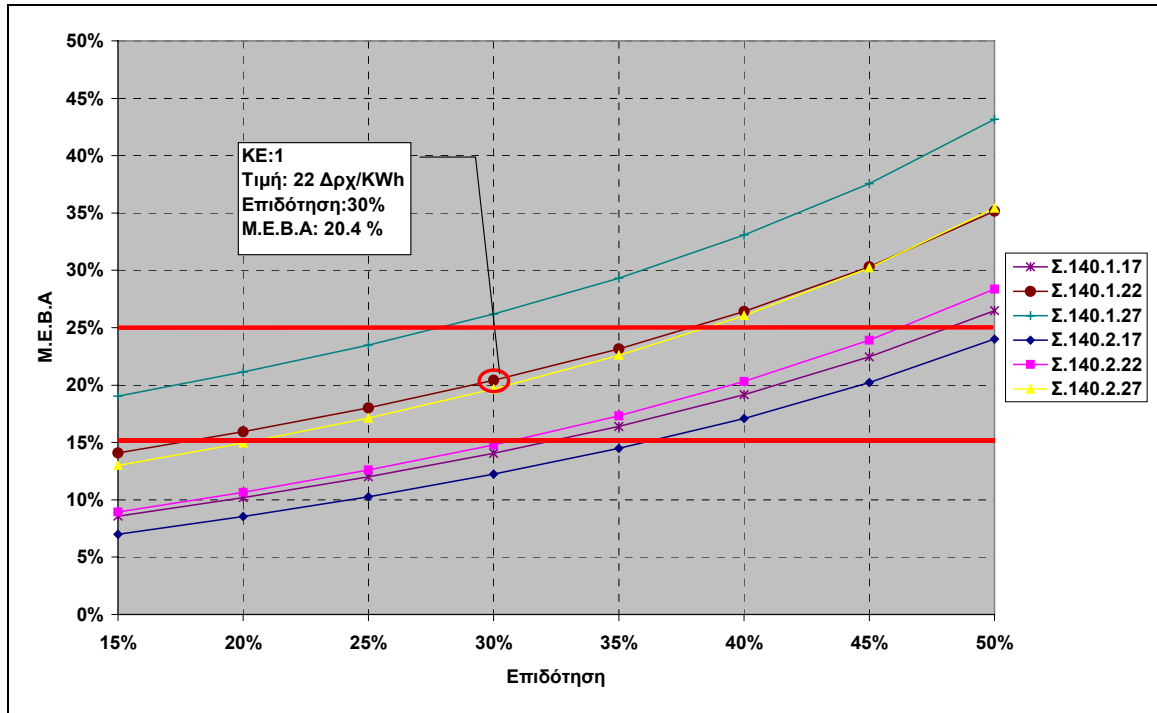
Σχήμα 10.40: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-1



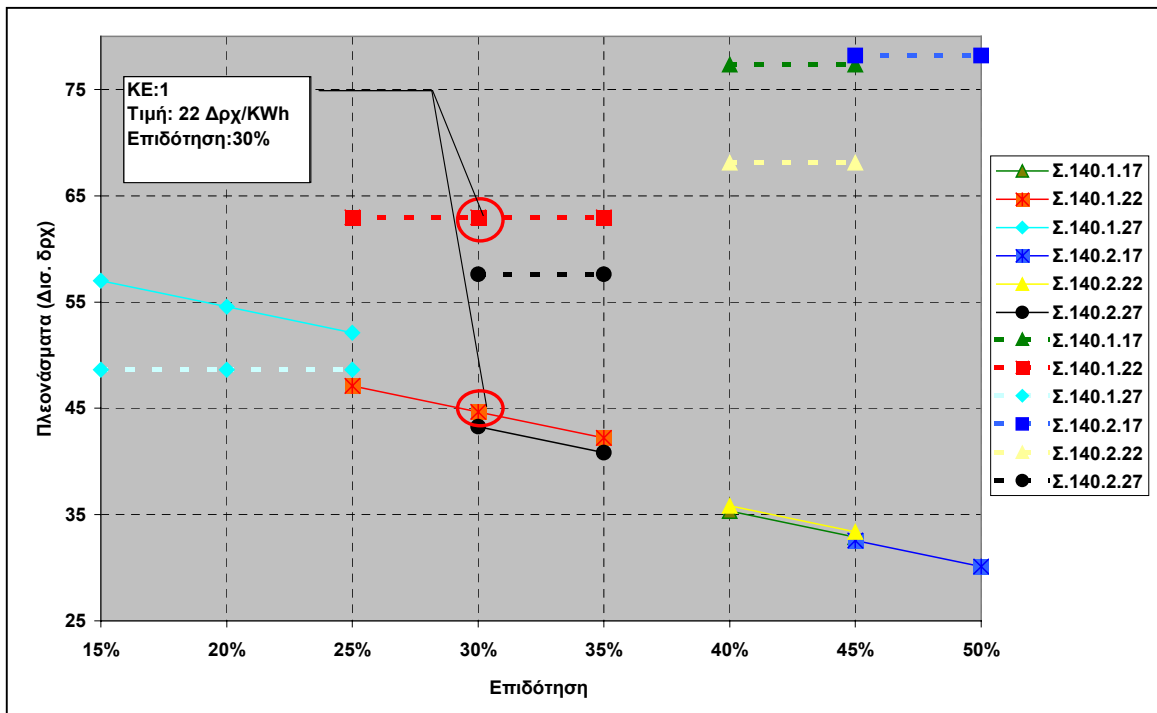
Σχήμα 10.41: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-2



Σχήμα 10.42: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-3



Σχήμα 10.43: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-4



Σχήμα 10.44: Μεταβολή των Πλεονασμάτων των Καταναλωτών (Συνεχείς Γραμμές) και της Ηλεκτρικής Εταιρίας (Διακεκομμένες Γραμμές) για το Υποσύνολο Τιμών των Ρυθμιστικών Παραμέτρων που Ικανοποιούν τον Περιορισμό Π1.

10.6.2 Παραλλαγή Β

Στα σχήματα 10.45 - 10.48 που ακολουθούν παρουσιάζονται οι μεταβολές των Μ.Ε.Β.Α κάθε Ανεξάρτητου Παραγωγού συναρτήσει των τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων που εξετάζονται.

Στο σχήμα 10.49 παρουσιάζονται τα πλεονάσματα των Καταναλωτών (συνεχείς γραμμές) καθώς και της Ηλεκτρικής Εταιρίας (διακεκομμένες γραμμές) μόνο για το υποσύνολο τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων που ικανοποιούν τον περιορισμό 1.

Η μέγιστη τιμή του πλεονάσματος της Ηλεκτρικής Εταιρίας επιτυγχάνεται με εφαρμογή του κανόνα ένταξης ΚΕ-2, επιδότηση 50% και τιμή πώλησης 17 δρχ/KWh (Σενάριο Σ.140.2.17). Για τις τιμές αυτές των ρυθμιστικών παραμέτρων ελαχιστοποιείται το πλεόνασμα των Καταναλωτών. Αντίθετα, ελάχιστη τιμή του πλεονάσματος της Ηλεκτρικής Εταιρίας και μέγιστη τιμή του πλεονάσματος των Καταναλωτών επιτυγχάνεται με εφαρμογή του κανόνα ένταξης ΚΕ-1, επιδότηση 15% και τιμή πώλησης 27 δρχ/KWh (Σενάριο Σ.140.1.27).

Στον πίνακα 10.17 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι ελάχιστες και οι μέγιστες τιμές των πλεονασμάτων της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των καταναλωτών και οι αντίστοιχες τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων.

Πίνακας 10.17: Ελάχιστες και Μέγιστες Τιμές των Πλεονασμάτων της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών

Κανόνας Ένταξης	Επιδότηση (%)	Τιμή Πώλησης (δρχ/KWh)	Πλεόνασμα Ηλ.Εταιρίας (Δισ.Δρχ)	Πλεόνασμα Καταναλωτών (Δισ.Δρχ)
ΚΕ-2	45	17	75,27	32.79
ΚΕ-1	10	27	45,72	60.19

Οι μέσες τιμές των πλεονασμάτων της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών που προκύπτουν από τον παραπάνω πίνακα είναι:

Μέση τιμή πλεονάσματος Ηλ. Εταιρίας : 60,69 Δισ.Δρχ.

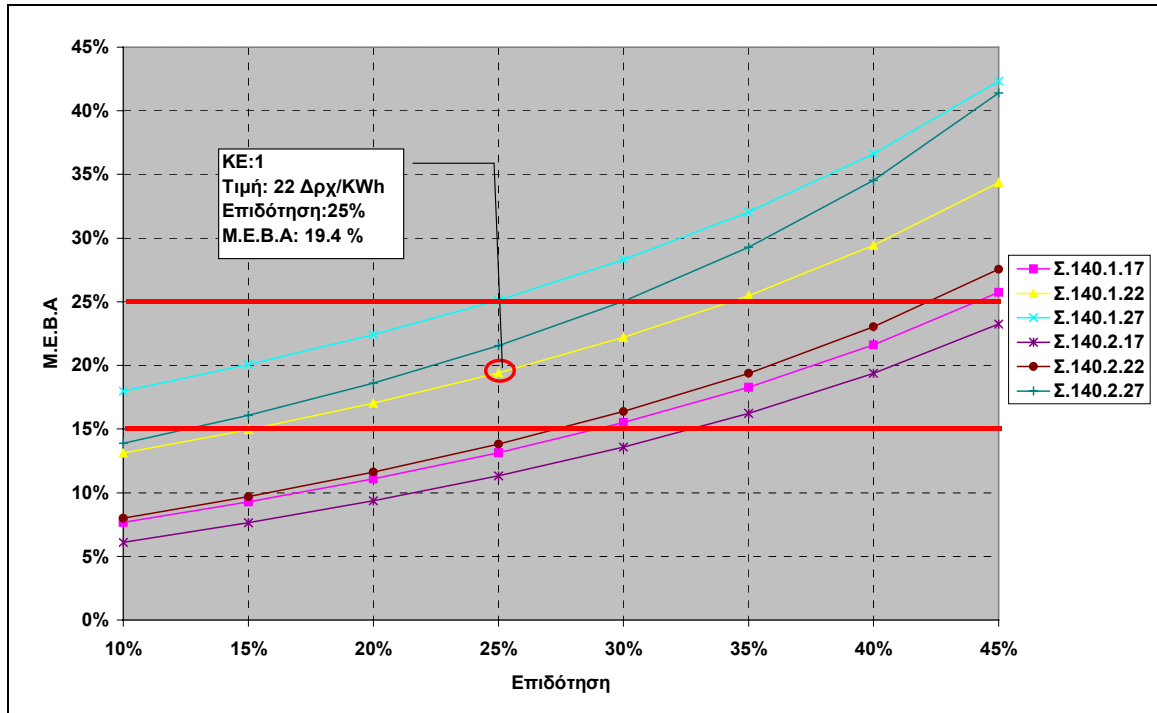
Μέση τιμή πλεονάσματος Καταναλωτών: 46.49 Δισ.Δρχ.

Οι τιμές αυτές των πλεονασμάτων προσεγγίζονται με εφαρμογή του κανόνα ένταξης ΚΕ-2, επιδότηση 30% και τιμή πώλησης 22 δρχ/KWh (Σενάριο Σ.140.1.22).

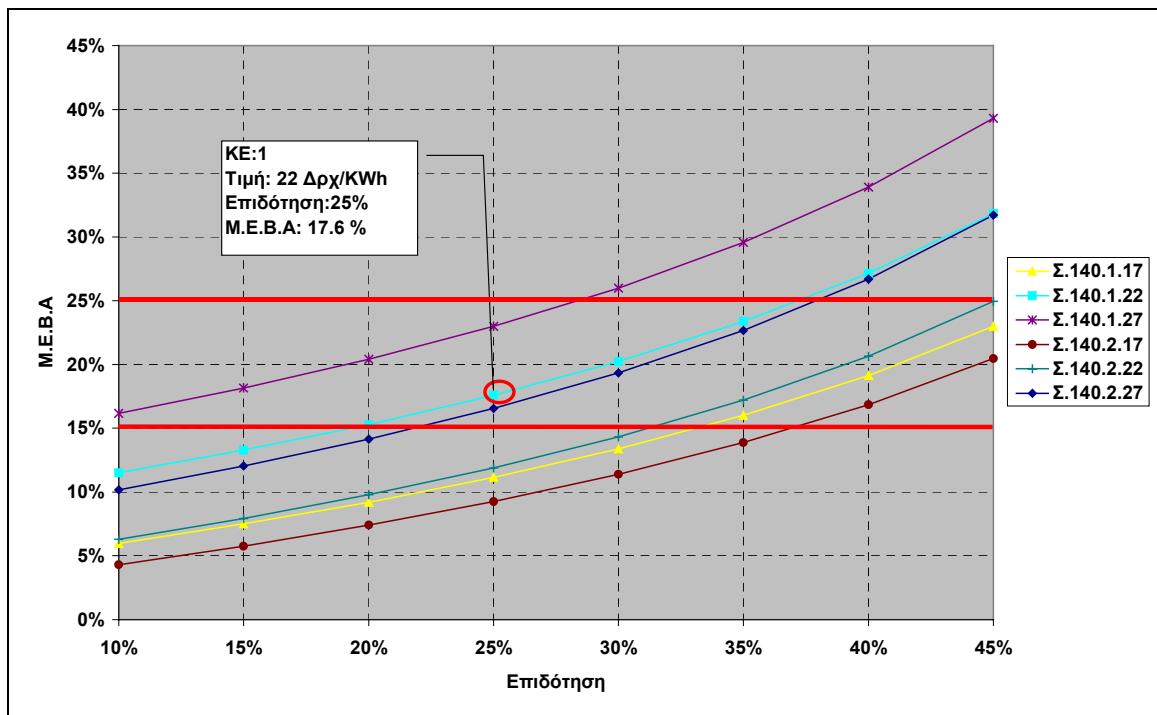
Στον Πίνακα 10.18 που ακολουθεί συνοψίζονται οι τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων που ικανοποιούν τους περιορισμούς που τέθηκαν, οι αντίστοιχες τιμές του πλεονάσματος της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών, καθώς και οι Μ.Ε.Β.Α. των επενδύσεων των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

Πίνακας 10.18: Λύση του προβλήματος (Παραλλαγή Β)

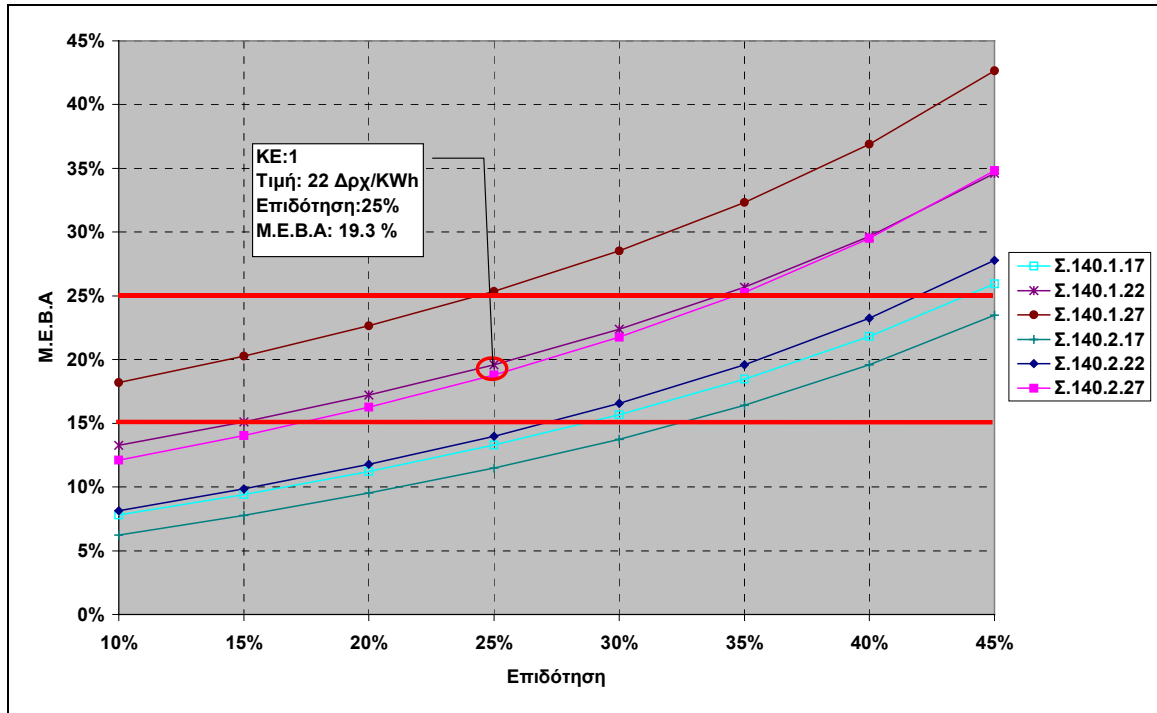
Κανόνας Ένταξης	Επιδότηση (%)	Τιμή Πώλησης (δρχ/KWh)	Πλεόνασμα Ηλ.Εταιρίας (Δισ.Δρχ)	Πλεόνασμα Κατ/τών (Δισ.Δρχ)	Μ.Ε.Β.Α (%)			
					ΑΠ-1	ΑΠ-2	ΑΠ-3	ΑΠ-4
ΚΕ-2	25	22	60,06	47,81	19.4	17.6	19.3	20.7



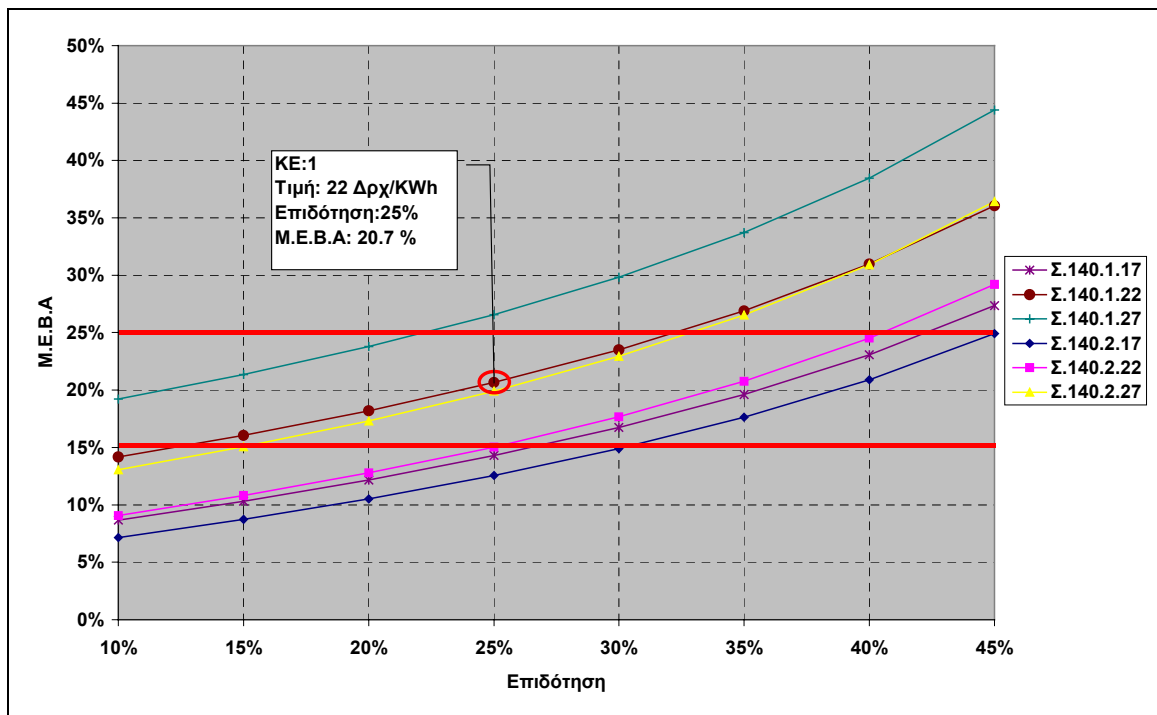
Σχήμα 10.45: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-1



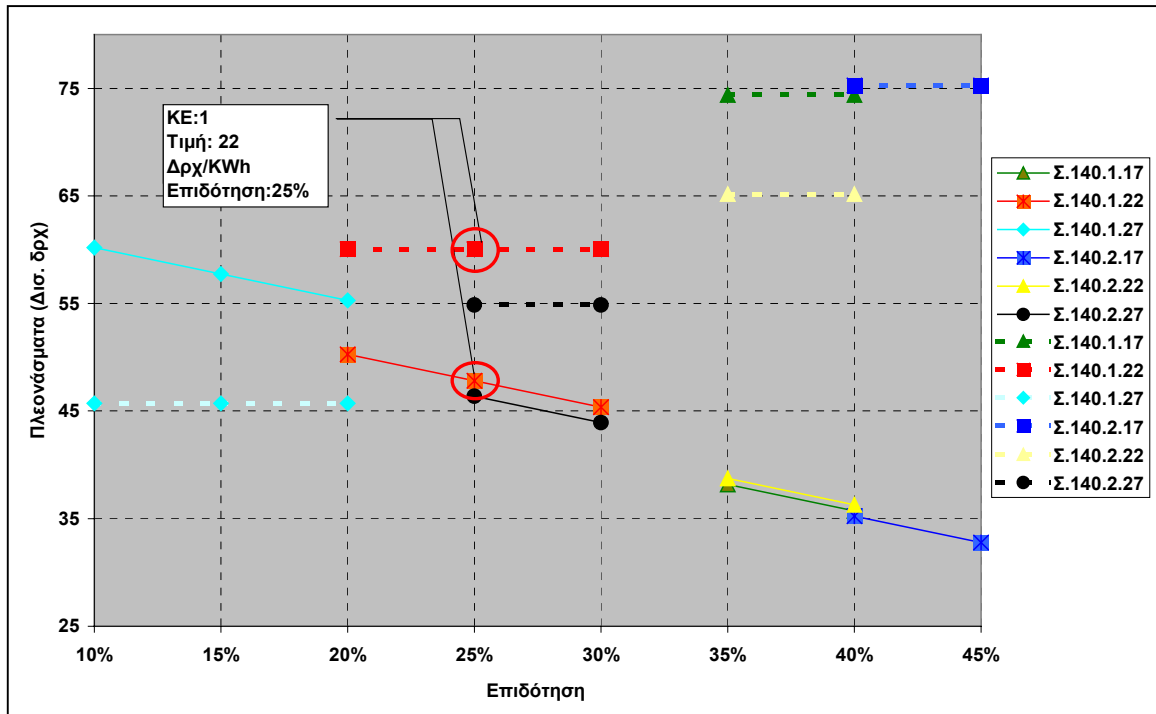
Σχήμα 10.46: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-2



Σχήμα 10.47: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-3



Σχήμα 10.48: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-4



Σχήμα 10.49: Μεταβολή των Πλεονασμάτων των Καταναλωτών (Συνεχείς Γραμμές) και της Ηλεκτρικής Εταιρίας (Διακεκομμένες Γραμμές) για το Υποσύνολο Τιμών των Ρυθμιστικών Παραμέτρων που Ικανοποιούν τον Περιορισμό Π1.

Από την Ανάλυση προκύπτει ότι εάν η Ηλεκτρική Εταιρία αναλάβει το κόστος σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο (κόστος περίπου 3 Δισ. Δρχ) προκειμένου οι αποδόσεις των επενδύσεων των Α/Π να διατηρηθούν στα προηγούμενα επίπεδα απαιτείται μείωση της επιδότησης κατά 5 %. Το επιπλέον πλεόνασμα για τους Καταναλωτές από την μείωση τη επιδότησης είναι περίπου 3 Δισ.δρχ (το κόστος σύνδεσης των Α/Π).

10.6.3 Παραλλαγή Γ

Στην περίπτωση αυτή αναζητώνται τις τιμές των ρυθμιστικών παραμέτρων έτσι ώστε το επιπλέον πλεόνασμα των Καταναλωτών και της Ηλεκτρικής Εταιρίας να είναι ίσο (περιορισμός 3) ενώ ταυτόχρονα να ισχύει και ο περιορισμός Π1 (οι Μ.Ε.Β.Α. των ανεξάρτητων παραγωγών να βρίσκονται στο διάστημα 15%-25%). Στο σχήμα 10.50 παρουσιάζονται τα πλεονάσματα των Καταναλωτών (συνεχείς γραμμές) καθώς και της Ηλεκτρικής Εταιρίας (διακεκομμένες γραμμές) συναρτήσει των τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων που εξετάζονται. Στην περίπτωση αυτή εξετάζεται μόνο ο ΚΕ-1. Στην φάση αυτή δεν εξετάζονται οι Μ.Ε.Β.Α. των Ανεξάρτητων Παραγωγών. Από το σχήμα αυτό προκύπτει ότι οι συνδυασμοί των τιμών των Ρ.Π για τους οποίους ικανοποιείται ο περιορισμός 3 είναι αυτοί που παρουσιάζονται στον πίνακα 10.19. Στον Πίνακα αυτό παρουσιάζονται και οι αντίστοιχες τιμές των πλεονασμάτων της Ηλεκτρικής Εταιρίας και των Καταναλωτών.

Πίνακας 10.19: Συνδυασμοί των Τιμών των Ρ.Π για τους Οποίους Ικανοποιείται ο Περιορισμός 3 (Ισα πλεονάσματα Ηλεκτρικής Εταιρίας και Καταναλωτών)

Κανόνας Ένταξης	Επιδότηση (%)	Τιμή Πώλησης (δρχ/KWh)	Πλεόνασμα Ηλ.Εταιρίας (Δισ.δρχ)	Πλεόνασμα Καταναλωτών (Δισ.Δρχ)
ΚΕ-1	8	23	57.19	57.15
ΚΕ-1	16	24	54.32	54.23
ΚΕ-1	24	25	51.45	50.31

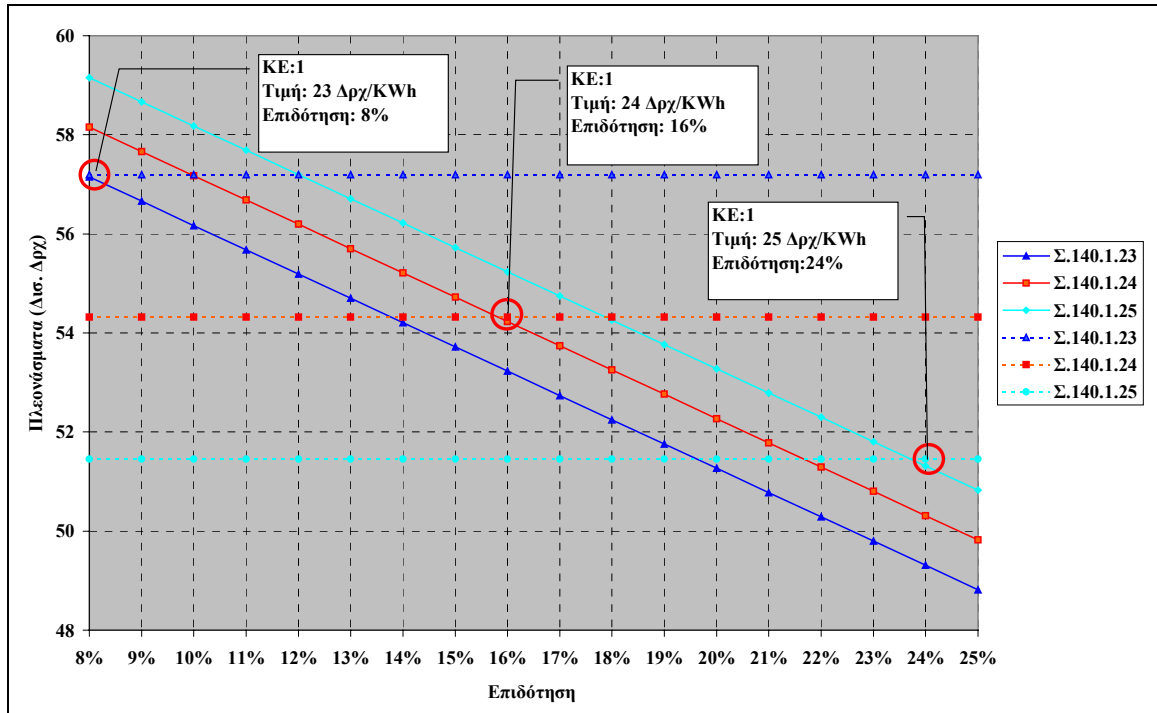
Παρατηρούμε ότι αύξηση της τιμής πώλησης της πωλούμενης από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας κατά 1 δρχ/KWh ισοδυναμεί με αύξηση της επιδότησης στην αρχική επένδυση κατά 8%.

Στα σχήματα 10.51 - 10.54 που ακολουθούν παρουσιάζονται οι μεταβολές των Μ.Ε.Β.Α για κάθε Ανεξάρτητο Παραγωγό συναρτήσει των τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων που εξετάζονται.

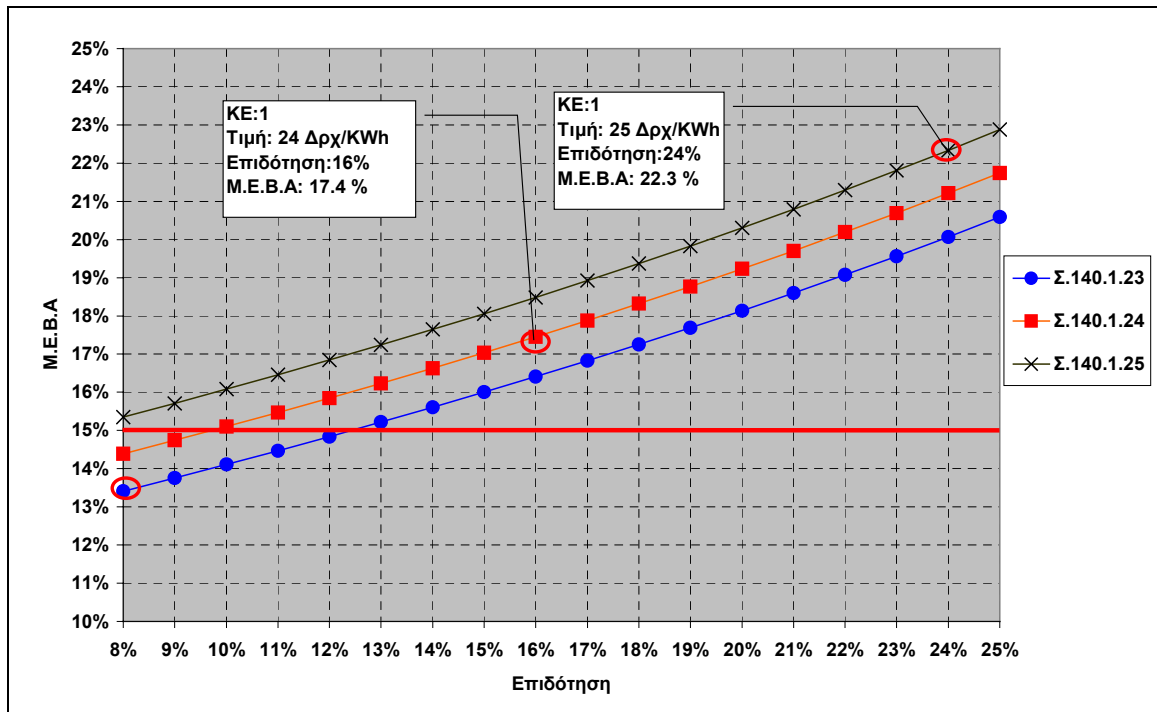
Παρατηρούμε ότι ο συνδυασμός επιδότησης 8% και τιμής 23 δρχ./kWh παραβιάζει τον περιορισμό 1 (Μ.Ε.Β.Α < 15%). Αντίθετα για τους δύο άλλους συνδυασμούς ο περιορισμός ικανοποιείται, όπως φαίνεται και στον πίνακα 10.20.

Πίνακας 10.20: Λύση του Προβλήματος (Παραλλαγή Γ)

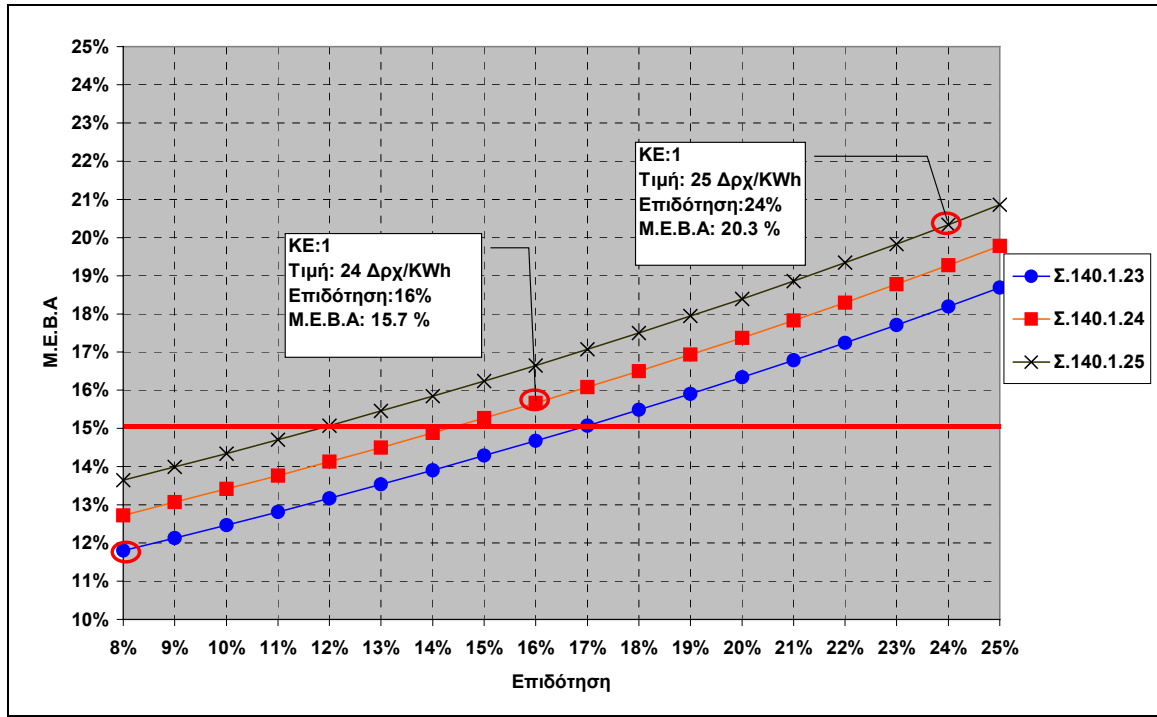
Κανόνας Ένταξης	Επιδότηση (%)	Τιμή Πώλησης (δρχ/KWh)	Μ.Ε.Β.Α (%)			
			ΑΠ-1	ΑΠ-2	ΑΠ-3	ΑΠ-4
ΚΕ-1	16	24	17.4	15.7	17.6	18.7
ΚΕ-1	24	25	22.3	20.3	22.5	23.7



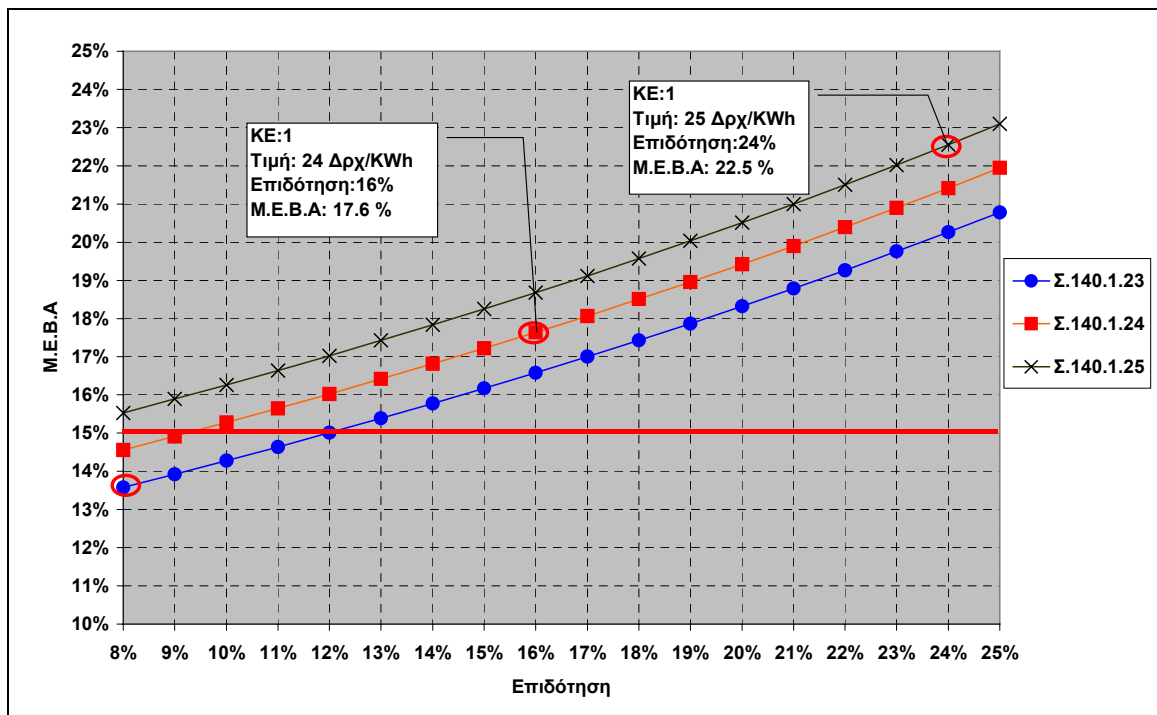
Σχήμα 10.50: Μεταβολή των Πλεονασμάτων των Καταναλωτών (Συνεχείς Γραμμές) και της Ηλεκτρικής Εταιρίας (Διακεκομμένες Γραμμές)



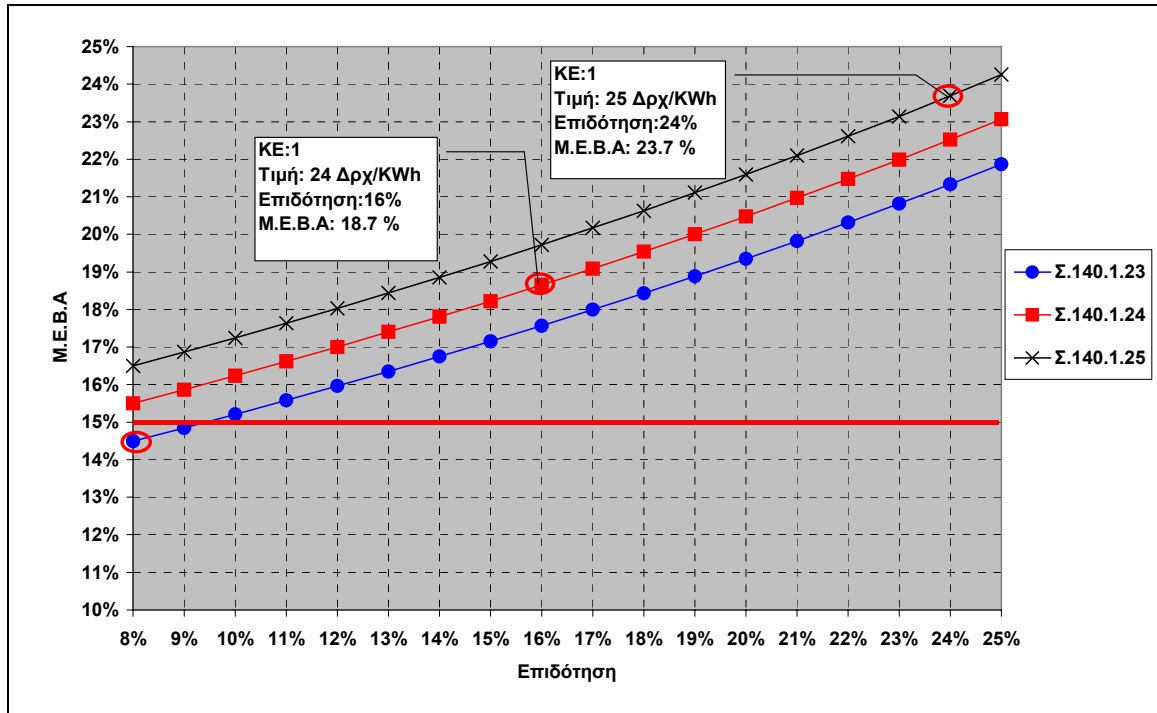
Σχήμα 10.51: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-1



Σχήμα 10.52: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-2



Σχήμα 10.53: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-3



Σχήμα 10.54: Μεταβολή του Μ.Ε.Β.Α της Επένδυσης για το ΑΠ-4

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ

Στην παρούσα διατριβή παρουσιάζεται ένα μοντέλο για την ανάλυση της επίδρασης της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε μικρής και μεσαίας κλίμακας αυτόνομα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (Σ.Η.Ε). Το πρόβλημα εξετάζεται τόσο από τεχνική όσο και από οικονομική σκοπιά. Η διατριβή επικεντρώνεται στα μικρής και μεσαίας κλίμακας Σ.Η.Ε δεδομένου ότι σε αυτά οι επιδράσεις της αιολικής διείσδυσης είναι εντονότερες και αφορούν όλα τα επιμέρους τμήματά τους (παραγωγή - μεταφορά - διανομή). Βέβαια, το μοντέλο μπορεί να εφαρμοστεί και σε μεγάλης κλίμακας διασυνδεδεμένα συστήματα, προσομοιώνοντας κατάλληλα το περιβάλλον της απελευθερωμένης αγοράς που ισχύει πλέον στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Το μοντέλο εξετάζει προκαθορισμένα σενάρια ανάπτυξης Αιολικών Πάρκων και υπολογίζει μέσω κατάλληλων δεικτών την επίδραση των Α/Π:

- Στο ισοζύγιο ενέργειας του Ηλεκτρικού Συστήματος
- Στις εκπομπές αερίων ρύπων
- Στις καταναλώσεις συμβατικών Καυσίμων
- Στην αξιοπιστία του Συστήματος Παραγωγής
- Στο δίκτυο μεταφοράς
- Στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Ως μέτρο της συνολικής επίδρασης ενός σεναρίου ανάπτυξης Αιολικών Πάρκων θεωρείται η Συνάρτηση Κοινής Ωφέλειας (Σ.Κ.Ω). Η Σ.Κ.Ω ορίζεται ως το συνολικό πλεόνασμα που προκύπτει από τη λειτουργία του Σ.Η.Ε για ένα χρονικό ορίζοντα μελέτης για όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή την Ηλεκτρική Εταιρία, τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς και τους Καταναλωτές. Το μοντέλο της αγοράς που θεωρήθηκε είναι αυτό του Μοναδικού Αγοραστή. Σύμφωνα με το μοντέλο αυτό μόνο η Ηλεκτρική Εταιρία έχει τη δυνατότητα απευθείας πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στους Καταναλωτές. Αντίθετα, οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί πωλούν την παραγόμενη από τα Α/Π ενέργεια στη Ηλεκτρική Εταιρία με ενιαίο για όλους τιμολόγιο. Ας σημειωθεί ότι, αν και από 19-2-2001 στην Ελλάδα ισχύει η (μερική) απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για το διασυνδεδεμένο σύστημα, στα Σ.Η.Ε των νησιών ισχύει το μοντέλο του Μοναδικού Αγοραστή.

Για τον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω λαμβάνονται υπόψη:

- Η πωλούμενη ενέργεια από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς στην Ηλεκτρική Εταιρία
- Η πωλούμενη ενέργεια από την Ηλεκτρική Εταιρία στους Καταναλωτές
- Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια
- Το λειτουργικό κόστος της Ηλεκτρικής Εταιρίας
- Το κόστος εγκατάστασης λειτουργίας και σύνδεσης των Α/Π
- Το κόστος επέκτασης των δικτύων μεταφοράς
- Συνιστώσες Περιβαλλοντικού κόστους
- Οι επιδοτήσεις προς τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς

Οι επιδράσεις από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας σε Σ.Η.Ε αφορούν κυρίως το σύστημα παραγωγής και το σύστημα μεταφοράς. Για το σκοπό αυτό αναπτύχθηκαν δύο βασικοί αλγόριθμοι:

1. Ο Αλγόριθμος Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς

Η εκτίμηση της επίδρασης της διείσδυσης αιολικής ενέργειας στα ηλεκτρικά δίκτυα αποτελεί έναν κρίσιμο παράγοντα δεδομένου ότι οι αντίστοιχες υποδομές στις ανεμώδεις περιοχές είναι συνήθως ανεπαρκείς. Αυτό έχει αποδειχθεί ότι είναι ο κύριος ανασταλτικός παράγοντας στην ανάπτυξη Α/Π, ιδιαίτερα για τη χώρα μας.

Με τον αλγόριθμο που αναπτύχθηκε εξετάζονται οι απαραίτητες ενισχύσεις του δικτύου μεταφοράς που εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία του με το ελάχιστο κόστος (εγκαταστάσεων και λειτουργίας) για το χρονικό ορίζοντα που εξετάζεται. Ως λειτουργικό κόστος θεωρείται το κόστος απωλειών. Ο αλγόριθμος βασίζεται στην εξέταση εναλλακτικών σεναρίων επέκτασης για τα οποία αναλύεται η λειτουργία στη μόνιμη κατάσταση (ροές ισχύος στα στοιχεία του δικτύου μεταφοράς και τα επίπεδα τάσεων στους ζυγούς του συστήματος). Εξετάζονται στιγμιότυπα μέγιστης φόρτισης για κάθε έτος μελέτης. Αναλύεται η λειτουργία του συστήματος σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας και σε συνθήκες απλών διαταραχών (απώλεια ενός στοιχείου μεταφοράς ή μίας θερμικής μονάδας). Δεδομένου της στοχαστικής φύσης της παραγωγής των Α/Π, εξετάζονται όλοι οι συνδυασμοί μέγιστης και ελάχιστης παραγωγής τους, κατά τους οποίους ενδέχεται να παρουσιαστούν υπερφορτίσεις στα στοιχεία του δικτύου. Η παραγωγή των θερμικών μονάδων καθορίζεται βάσει του κανόνα ένταξης που έχει θεωρηθεί. Τέλος, το βέλτιστο σενάριο καθορίζεται με χρήση τεχνικών δυναμικού προγραμματισμού.

Η εφαρμογή του αλγορίθμου Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς παρουσιάζεται στην ενότητα 5.7. όπου αναλύεται ένα Σ.Η.Ε που αποτελείται από επτά ζυγούς, δύο θερμικούς σταθμούς παραγωγής και δύο Α/Π.

2. Ο Αλγόριθμος Προσομοίωσης Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής

Με τον αλγόριθμο αυτό υπολογίζονται τα ισοζύγια ενέργειας, η κατανάλωση καυσίμων των θερμικών μονάδων παραγωγής καθώς και οι εκπεμπόμενοι από αυτές αέριοι ρύποι. Ο αλγόριθμος δίνει τη δυνατότητα εφαρμογής διαφόρων κανόνων ένταξης των μονάδων παραγωγής, όπως:

- Ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους παραγωγής της Ηλεκτρικής Εταιρίας
- Μεγιστοποίηση της παραγόμενης από τα Α/Π ενέργειας
- Ελαχιστοποίηση των εκπεμπόμενων αερίων ρύπων

Για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιήθηκαν πιθανοτικές τεχνικές. Έτσι, τόσο το φορτίο του συστήματος όσο και η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής έχουν θεωρηθεί ως τυχαίες μεταβλητές με κατάλληλες συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του φορτίου προκύπτει από την ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου. Οι θερμικές μονάδες προσομοιώνονται θεωρώντας τμήματα ισχύος (capacity blocks). Για κάθε τμήμα ισχύος έχει θεωρηθεί μοντέλο δύο καταστάσεων. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της ισχύος εξόδου των Α/Γ επίσης λαμβάνεται ως διακριτή συνάρτηση που προκύπτει από τη καμπύλη εισόδου - εξόδου της και τις χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου.

Η χρονική βάση της προσομοίωσης είναι ένα έτος. Η συσχέτιση μεταξύ φορτίου και ταχύτητας ανέμου λαμβάνεται υπόψη με κατάλληλες τεχνικές που στηρίζονται στην κατασκευή των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας του φορτίου και της ισχύος εξόδου των Α/Γ για διάφορες "ζώνες" φορτίου. Η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής γίνεται για κάθε ζώνη φορτίου και τα αποτελέσματα αθροίζονται έτσι ώστε να υπολογιστούν οι ετήσιες τιμές των μεγεθών που εμπλέκονται στον υπολογισμό της τιμής της Σ.Κ.Ω.

Επίσης, έχουν αναπτυχθεί και υλοποιηθεί επιμέρους μεθοδολογίες για:

- Την κατασκευή τυπικών καμπυλών φορτίου του συστήματος
- Την ένταξη μονάδων και την οικονομική κατανομή φορτίου
- Τον υπολογισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διεύθυνσης
- Τον καθορισμό του τρόπου σύνδεσης των Α/Π
- Τον υπολογισμό του μέγιστου και μόνιμου σφάλματος συχνότητας ύστερα από διαταραχή.

Για την υλοποίηση όλων των προαναφερθέντων αλγορίθμων ελήφθησαν ευρέως χρησιμοποιούμενα κριτήρια και τεχνικές για την ανάλυση συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Στόχος ήταν η όσο το δυνατόν ακριβέστερη προσέγγιση της πραγματικής λειτουργίας των υπό εξέταση συστημάτων. Παρόλα αυτά δεν πρέπει να παραβλεφθεί το γεγονός ότι επειδή το μοντέλο αναπτύχθηκε για εφαρμογές στην μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα της τάξεως των μερικών ετών, η μοντελοποίηση των διαφόρων διατάξεων των μονάδων παραγωγής καθώς και του δικτύου μεταφοράς ικανοποιεί αυτή την απαίτηση.

Τέλος, τα τεχνικά ζητήματα που αντιμετωπίστηκαν στην παρούσα διατριβή συνοψίζονται στα εξής:

- Ανάλυση μόνιμης κατάστασης λειτουργίας του Σ.Η.Ε
- Ανάλυση διαταραχών
- Απόκριση του βρόχου Φορτίου - Συχνότητας
- Κριτήριο Συνεχούς Διακύμανσης της Τάσης (flicker) λόγω λειτουργίας Α/Γ
- Κριτήριο απότομων μεταβολών της τάσης λόγω σύνδεσης/αποσύνδεσης Α/Γ
- Κριτήρια Στρεφόμενης Εφεδρείας και τεχνικών ελαχίστων θερμικών μονάδων παραγωγής (Unloadable Generation).

Όλα τα παραπάνω προβλήματα αντιμετωπίστηκαν προσαρμοσμένα κάθε φορά στις απαιτήσεις του γενικότερου αλγορίθμου στον οποίο εντάσσονταν.

Οι εφαρμογές του μοντέλου ή τμημάτων αυτού μπορούν να επεκταθούν σε ένα μεγάλο εύρος θεμάτων που αφορούν τόσο την ανάλυση της λειτουργίας των Σ.Η.Ε. αλλά κυρίως την υποστήριξη λήψης αποφάσεων και την εφαρμογή πολιτικών για τη διεύθυνση της αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα Σ.Η.Ε. Πιο συγκεκριμένα, το μοντέλο μπορεί να εφαρμοστεί για:

- Την εξέταση εναλλακτικών πολιτικών υποστήριξης επενδύσεων ηλεκτροπαραγωγής από αιολική ενέργεια
- Την εξέταση και αξιολόγηση εναλλακτικών κανόνων λειτουργίας Σ.Η.Ε
- Την αξιολόγηση εναλλακτικών σεναρίων διείσδυσης αιολικής ενέργειας
- Τη διερεύνηση του βέλτιστου σεναρίου διείσδυσης αιολικής ενέργειας ανάλογα με το κριτήριο βελτιστοποίησης και τους κάθε φορά τιθέμενους περιορισμούς
- Την αξιολόγηση της βιωσιμότητας επενδύσεων σε Α/Π για ηλεκτροπαραγωγή
- Την επέκταση του δικτύου Μεταφοράς

Το μοντέλο εφαρμόστηκε για την ανάλυση των επιπτώσεων από τη διείσδυση αιολικής ενέργειας για ένα μεσαίου μεγέθους ηλεκτρικό σύστημα και για ένα χρονικό ορίζοντα δέκα ετών. Εξετάστηκαν 6 διαφορετικά σενάρια εγκατάστασης Αιολικών Πάρκων συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 40 - 140 MW σε 4 υποψήφιες τοποθεσίες εγκατάστασης. Για την ανάλυση ελήφθησαν υπόψη οι προβλεπόμενες νέες μονάδες Παραγωγής και τα νέα έργα μεταφοράς. Εξετάστηκαν δύο κανόνες ένταξης των μονάδων παραγωγής, οικονομική ένταξη για την Ηλεκτρική Εταιρία και μέγιστη παραγωγή αιολικής ενέργειας. Υπολογίστηκε ότι με τις τρέχουσες τιμές κόστους εγκατάστασης των Α/Π καθώς και με την τρέχουσα πολιτική επιδοτήσεων εξασφαλίζονται πολύ ικανοποιητικές αποδόσεις για τις επενδύσεις των Α/Π (13% -32% Μ.Ε.Β.Α). Επίσης υπολογίστηκε ότι η τιμή της Σ.Κ.Ω μεγιστοποιείται για εγκατάσταση 140 MW και με εφαρμογή του κανόνα ένταξης μέγιστης παραγωγής αιολικής ενέργειας. Κατόπιν πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας τόσο των επιμέρους πλεονασμάτων όσο και της Σ.Κ.Ω ως προς τις τιμές διαφόρων ρυθμιστικών παραμέτρων. Τέλος, διερευνήθηκαν η βέλτιστη πολιτική επιδότησης (υπό περιορισμούς) για το σενάριο των 140 MW, καθώς και η βέλτιστη πολιτική αιολικής διείσδυσης (υπό περιορισμούς).

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε στην παρούσα διατριβή είναι γενικό και με κατάλληλες τροποποιήσεις του, που μπορούν να αποτελέσουν αντικείμενο μιας μελλοντικής ερευνητικής προσπάθειας, μπορεί να συμπεριλάβει:

- Μοντέλα άλλων μονάδων παραγωγής όπως:
 - Υδροηλεκτρικών
 - Φωτοβολταϊκών
 - Συνδυασμένου Κύκλου κ.α
- Τη λειτουργία της Απελευθερωμένης Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
- Τη λειτουργία Διασυνδεδεμένου Συστήματος
- Διασυνδέσεις με άλλα Σ.Η.Ε.

Π1. ΜΟΝΤΕΛΑ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

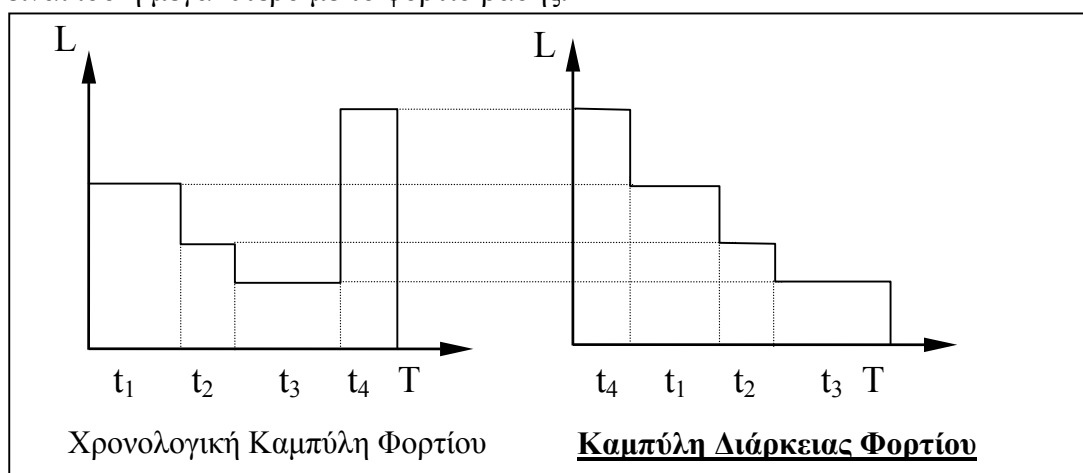
Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται αναλυτικά τα πιθανοτικά μοντέλα που χρησιμοποιήθηκαν στον αλγόριθμο Προσομοίωσης Λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 6. Τα πιθανοτικά μοντέλα που περιγράφονται είναι τα παρακάτω[11]:

- Μοντέλο Ζήτησης Φορτίου
- Μοντέλο Διαθεσιμότητας Θερμικών μονάδων
- Μοντέλο Διαθεσιμότητας Ανεμογεννητριών
- Μοντέλο Φορτίου - Καιρού

Π1.1 Μοντέλο Ζήτησης Φορτίου

Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας η ζήτηση του φορτίου μεταβάλλεται συνεχώς κάθε χρονική στιγμή. Έτσι για την παράστασή του χρησιμοποιούμε χρονοσειρές με σταθερό βήμα χρόνου, που στη παρούσα διατριβή έχει θεωρηθεί ότι είναι μία ώρα. Κατά τη χρονική διάρκεια κάθε βήματος το φορτίο θεωρείται ότι παραμένει σταθερό. Οι χρονοσειρές αυτές ονομάζονται Χρονολογικές Καμπύλες Φορτίου.

Αν διαταχθούν τα φορτία αυτά κατά φθίνουσα σειρά προκύπτει η Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα Π1.1. Η τιμή στον άξονα των χρόνων T της Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου δηλώνει το χρονικό διάστημα για το οποίο η τιμή του φορτίου είναι ίση ή μεγαλύτερη από την αντίστοιχη τιμή στον άξονα των φορτίων L . Έτσι π.χ για χρόνο t_4 το φορτίο είναι ίσο με το φορτίο αιχμής ενώ για χρόνο $t_1+t_2+t_3+t_4$ το φορτίο είναι ίσο η μεγαλύτερο με το φορτίο βάσης.



Σχήμα Π 1.1: Παράδειγμα Κατασκευής Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου

Αν αντιστραφεί η Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου όπως φαίνεται στο Σχήμα Π1.2. και στον άξονα των τετμημένων παρασταθεί το φορτίο L ενώ στον άξονα των τεταγμένων ο αντίστοιχος χρόνο T αλλά κανονικοποιημένος έτσι ώστε η μέγιστη τιμή του να είναι η μονάδα, τότε προκύπτει η Ανεστραμμένη Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου $I(x)$ για την οποία ισχύει:

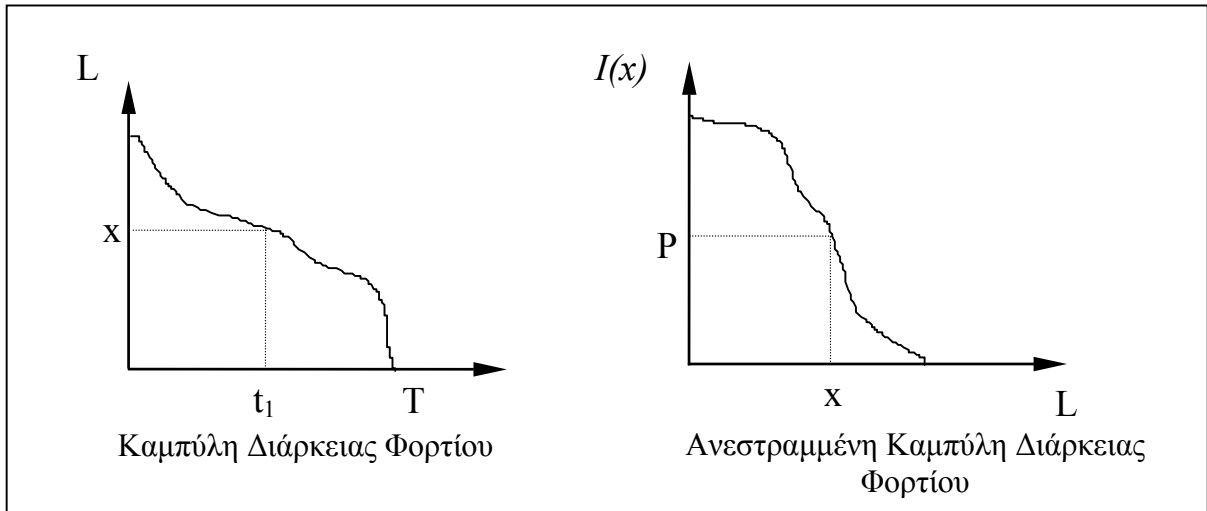
$$I(x) = \text{πιθανότητα}(L > x) \quad (\text{Π1.1})$$

Αν θεωρήσουμε το Φορτίο L ως τυχαία μεταβλητή με αθροιστική συνάρτηση κατανομής $F_L(x)$ και συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f_L(x)$ τότε ισχύει:

$$F_L(x) = \text{πιθανότητα}(L \leq x) = 1 - \text{πιθανότητα}(L > x) = 1 - I(x) \quad (\text{Π1.2})$$

και

$$f_L(x) = \frac{dF_L(x)}{dx} = -\frac{dI(x)}{dx} \quad (\text{Π1.3})$$



Σχήμα Π1.2: Κατασκευή Ανεστραμμένης Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου $I(x)$

Π1.2 Μοντέλο Διαθεσιμότητας Θερμικών Μονάδων

Λόγω του σταχαστικού χαρακτήρα των βλαβών που ενδέχεται να συμβούν σε μία θερμική μονάδα παραγωγής η διαθέσιμη ισχύς της μονάδας i μπορεί να θεωρηθεί ως μία τυχαία μεταβλητή A_i . Για την θεώρηση της αξιοπιστίας των θερμικών μονάδων χρησιμοποιούμε το μοντέλο δύο καταστάσεων. Στο μοντέλο αυτό ορίζονται δύο πιθανές καταστάσεις για την μονάδα: Είτε η μονάδα είναι διαθέσιμη και ικανή να παράγει την ονομαστική της ισχύ είτε δεν είναι διαθέσιμη λόγω βλάβης και άρα δεν μπορεί να παράγει καθόλου ισχύ. Για κάθε κατάσταση ορίζεται και η αντίστοιχη πιθανότητα. Η πιθανότητα να είναι η μονάδα i διαθέσιμη είναι p_i , ενώ η αντίστοιχη πιθανότητα να μην είναι διαθέσιμη είναι q_i . Προφανώς ισχύει:

$$p_i + q_i = 1 \quad (\text{Π1.4})$$

Αν C_i είναι η ονομαστική ισχύς της μονάδος i τότε για την τυχαία μεταβλητή A_i μπορούμε να υπολογίσουμε την αθροιστική συνάρτηση κατανομής $F_{A_i}(x)$ και τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f_{A_i}(x)$ που δίνονται από τις σχέσεις :

$$F_{A_i}(x) = q_i \cdot u(x) + p_i \cdot u(x - C_i) \quad (\text{Π1.5})$$

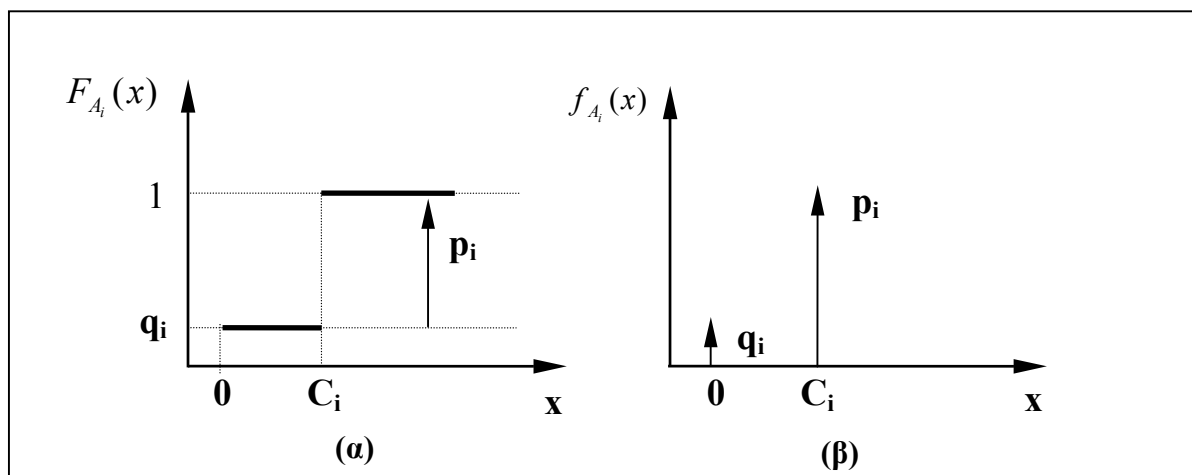
$$f_{A_i}(x) = q_i \cdot \delta(x) + p_i \cdot \delta(x - C_i) \quad (\text{Π1.6})$$

όπου:

$u(x)$ η μοναδιαία βηματική συνάρτηση

$\delta(x)$ η μοναδιαία κρουστική συνάρτηση

Στο Σχήμα Π1.3 παριστάνονται η Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής και η Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας της διαθέσιμης παραγωγής της μονάδας A_i .



Σχήμα Π1.3: (α) Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής, (β) Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας της Διαθεσιμότητας των Θερμικών Μονάδων

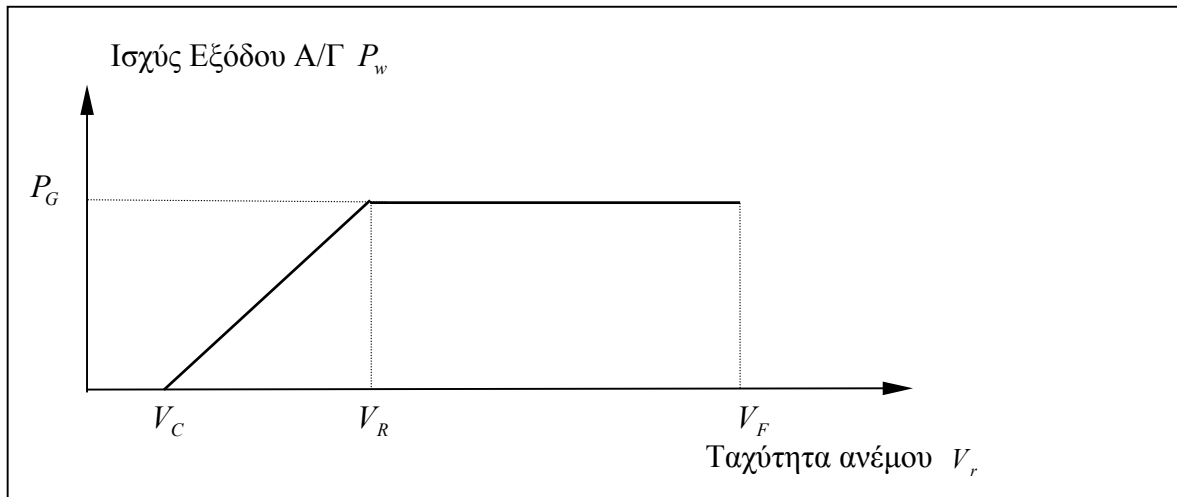
Π1.3 Μοντέλο Διαθεσιμότητας Ανεμογεννητριών

Η παραγωγή ενεργού ισχύος μίας ανεμογεννήτριας θεωρείται ότι είναι ανάλογη της ταχύτητας ανέμου στο ύψος του δρομέα για ένα εύρος ταχυτήτων ανέμου από V_C έως V_R , οι οποίες ονομάζονται ταχύτητα έναυσης και ταχύτητα σταθερής ισχύος της Α/Γ αντίστοιχα. Για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της V_C η Α/Γ δε μπορεί να στραφεί και άρα η παραγωγή της είναι ίση με μηδέν, ενώ για ταχύτητες V_R έως V_F παράγει την ονομαστική της ισχύ P_G . Για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της V_F λειτουργούν οι μηχανισμοί πέδησης της Α/Γ ώστε αυτή να μην καταστραφεί και η παραγωγής της είναι επίσης ίση με μηδέν. Η ταχύτητα V_F ονομάζεται ταχύτητα αποκοπής της Α/Γ.

Έτσι, η εξίσωση που δίνει την παρεχόμενη ισχύ P_w συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου V_r είναι η ακόλουθη:

$$P_w = \begin{cases} 0 & \text{αν } V_r \leq V_C \quad \text{ή } V_r > V_F \\ [(V_r - V_C)/(V_R - V_C)] \cdot P_G & \text{αν } V_C \leq V_r < V_R \\ P_G & \text{αν } V_R < V_r < V_F \end{cases} \quad (\text{Π1.7})$$

και παρουσιάζεται γραφικά στο παρακάτω σχήμα Π1.4.



Σχήμα Π1.4: Καμπύλη Εισόδου-Εξόδου Ανεμογεννήτριας

Την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του δρομέα μπορούμε να την υπολογίσουμε αν γνωρίζουμε την ταχύτητα σε κάποιο άλλο ύψος από την σχέση :

$$V_r = V_m \cdot (H_r / H_m)^a \quad (\text{Π1.8})$$

όπου V_r και V_m οι ταχύτητες ανέμου σε ύψη H_r και H_m αντίστοιχα και a ο συντελεστής τραχύτητας του εδάφους.

Λόγω της στοχαστικής φύσης της ταχύτητας του ανέμου αλλά και των τυχαίων βλαβών που ενδέχεται να υποστεί μία Α/Γ, η διαθεσιμότητά της για ένα χρονικό διάστημα παριστάνεται από μία τυχαία μεταβλητή, η οποία για την Α/Γ i είναι η G_i . Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας f_{G_i} της G_i μπορεί να προσεγγιστεί από μία διακριτή κατανομή, η οποία εμφανίζει n παλμούς P_k^i στα σημεία C_k^i όπου $k = 1, \dots, n$.

Για τις ώρες του χρονικού διαστήματος το οποίο θεωρείται, κατασκευάζεται η Καμπύλη Διάρκειας Ταχυτήτων του ανέμου I_v , σε αντιστοιχία με την Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου που περιγράφηκε στην ενότητα Π1.1. Λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη εισόδου-εξόδου της Α/Γ του σχήματος Π1.4 κατασκευάζεται η f_{G_i} ως εξής:

Το διάστημα (V_C, V_R) στον άξονα των τετμημένων της καμπύλης εισόδου εξόδου της Α/Γ χωρίζεται σε $n - 2$ διαστήματα εύρους $\Delta y = \frac{V_R - V_C}{n - 2}$.

Το διάστημα $(0, P_G^i)$ που αντιστοιχεί στον άξονα των τεταγμένων χωρίζεται σε $n - 2$ διαστήματα εύρους $\Delta P = \frac{P_G^i}{n - 2}$.

Σε κάθε διάστημα ΔP αντιστοιχίζεται ένας παλμός P_k^i , ο οποίος παριστάνει την πιθανότητα υπό την οποία η τυχαία μεταβλητή G_i βρίσκεται στο διάστημα $[(k-2) \cdot \Delta P, (k-1) \cdot \Delta P]$ ή αντίστοιχα η ταχύτητα του ανέμου βρίσκεται στο διάστημα:

$$[V_C + (k-2) \cdot \Delta y, V_C + (k-1) \cdot \Delta y] \text{ όπου } k = 2, 3, \dots, n-1$$

Ο παλμός P_1^i παριστάνει την πιθανότητα η i Α/Γ να παράγει μηδενική ισχύ, ενώ ο παλμός P_n^i παριστάνει την πιθανότητα η i Α/Γ να παράγει την ονομαστική της ισχύ.

Τα σημεία C_k^i ορίζονται ως εξής:

$$C_1^i = 0 \quad (\text{Π1.9})$$

$$C_k^i = \frac{2k-3}{2} \cdot \Delta P \text{ για } k = 2, 3, \dots, n-1 \quad (\text{Π1.10})$$

$$C_n^i = P_G^i \quad (\text{Π1.11})$$

και οι παλμοί P_k^i από τις σχέσεις:

$$\begin{aligned} P_k^i &= (1 - f_i) \cdot \Pr\{V_C + (k-2) \cdot \Delta y \leq V \leq V_C + (k-1) \cdot \Delta y\} = \\ &= (1 - f_i) \cdot \left\{ I_V(V_C + (k-2) \cdot \Delta y) - I_V(V_C + (k-1) \cdot \Delta y) \right\} \end{aligned} \quad (\text{Π1.12})$$

για $k = 2, 3, \dots, n-1$

$$P_n^i = (1 - f_i) \cdot \Pr\{V_R \leq V \leq V_F\} = (1 - f_i) \cdot \left\{ I_V(V_R) - I_V(V_F) \right\} \quad (\text{Π1.13})$$

$$P_1^i = 1 - \sum_{k=2}^n P_k^i \quad (\text{Π1.14})$$

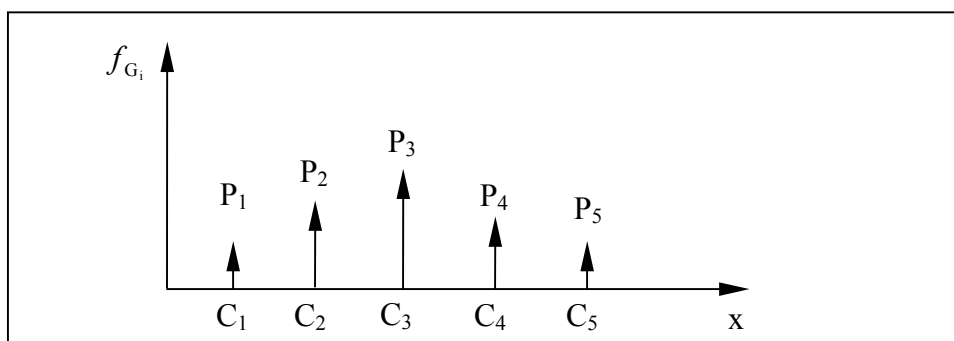
όπου f_i είναι ο ρυθμός των μη προγραμματισμένων διακοπών (P.M.Π.Δ.) της i ανεμογεννήτριας.

Με βάση τα παραπάνω, οι συναρτήσεις κατανομής και πυκνότητας πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής G_i δίνονται από τις σχέσεις:

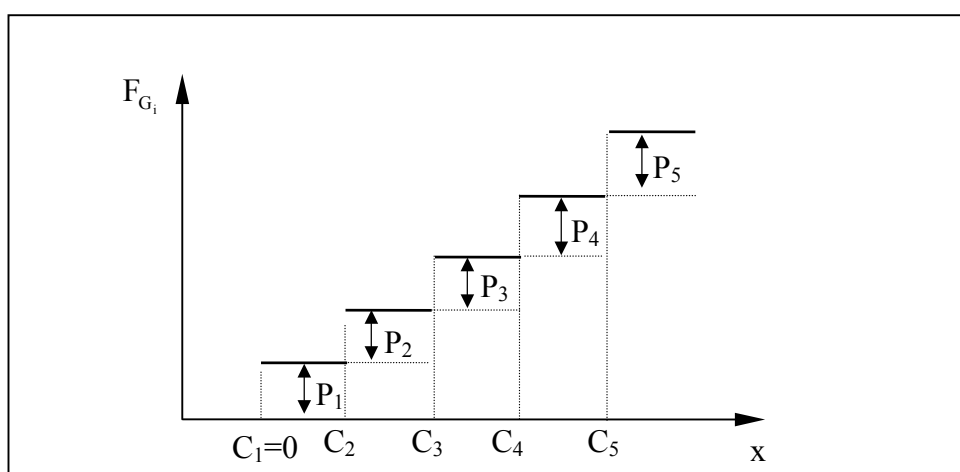
$$F_{G_i} = \sum_{k=1}^n P_k^i \cdot u(x - C_k^i) \quad (\text{Π1.15})$$

$$f_{G_i} = \sum_{k=1}^n P_k^i \cdot \delta(x - C_k^i) \quad (\text{Π1.16})$$

Στα Σχήματα Π1.5 και Π1.6 δίνονται τα διαγράμματα των συναρτήσεων f_{G_i} και F_{G_i} για ένα μοντέλο 5 καταστάσεων.



Σχήμα Π1.5: Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Μοντέλου Διαθεσιμότητας A/Γ



Σχήμα Π1.6: Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής Μοντέλου Διαθεσιμότητας A/Γ

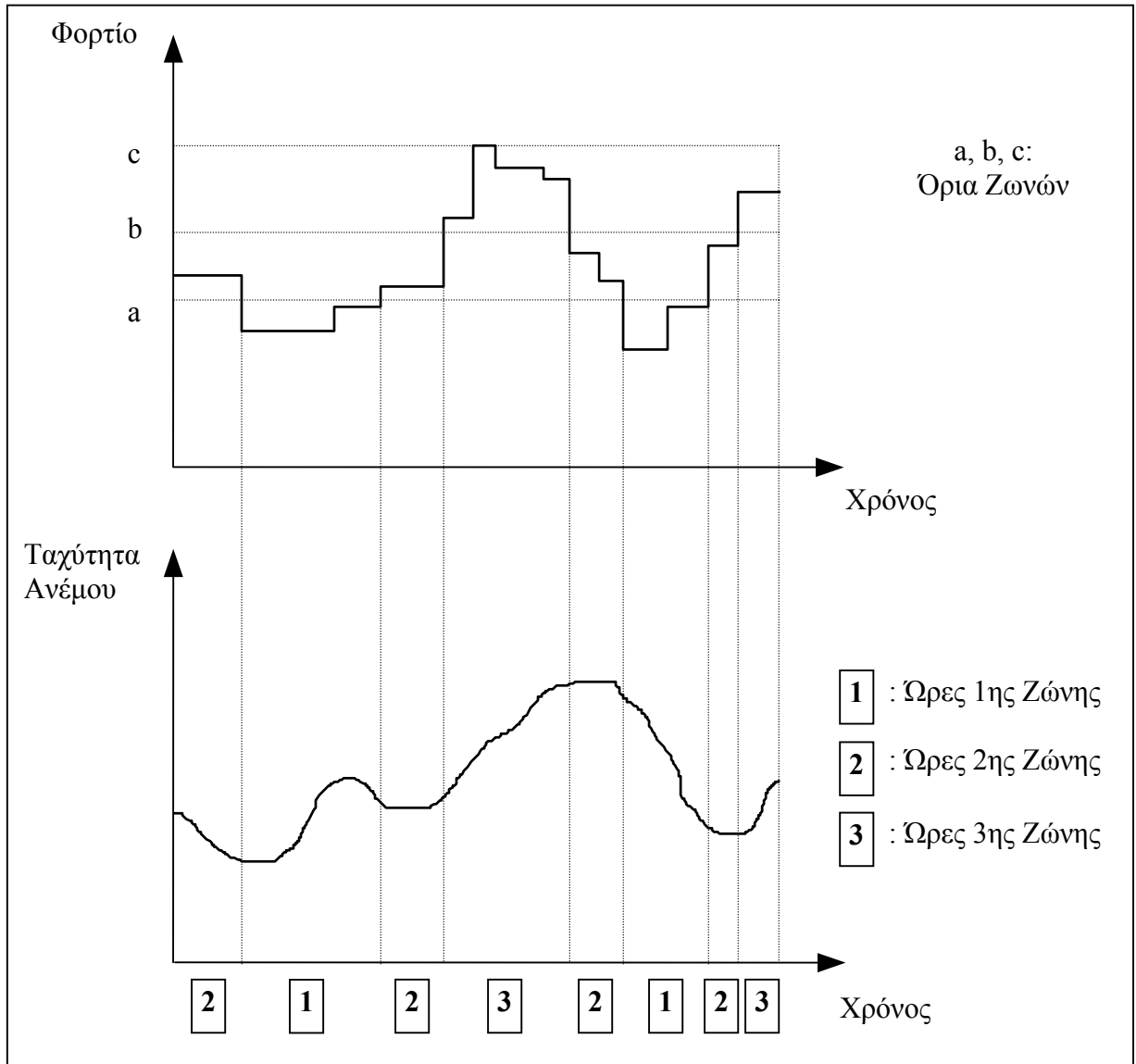
Π1.4 Μοντέλο Φορτίου - Καιρού

Κατά τη διαδικασία της προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής, σημαντικό ρόλο παίζει η συσχέτιση των ωριαίων φορτίων με τις ωριαίες χρονοσειρές των ταχυτήτων του ανέμου. Το γεγονός όμως ότι τα παραπάνω δεδομένα δίνονται ανά ώρα, καθιστά το υπολογιστικό μέρος ιδιαίτερα περίπλοκο και χρονοβόρο.

Για τη μείωση του πλήθους των υπολογισμών χρησιμοποιείται η ακόλουθη τεχνική συσχέτισης φορτίου - ταχύτητας ανέμου για ένα χρονικό διάστημα προσομοίωσης.

Τα φορτία της χρονολογικής καμπύλης του προς εξέταση χρονικού διαστήματος χωρίζονται σε 'ζώνες φορτίου', τα όρια των οποίων δίνονται σαν ποσοστό της αιχμής φορτίου του διαστήματος. Με τον τρόπο αυτό, οι ώρες κάθε διαστήματος προσομοίωσης ταξινομούνται βάσει των ζωνών, και μπορούν να αντιστοιχιστούν με τις αντίστοιχες ώρες των χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου. Έτσι, η προσομοίωση γίνεται κάθε φορά για τις ώρες της κάθε ζώνης, χρησιμοποιώντας τα φορτία και τις ταχύτητες ανέμου που αντιστοιχούν στις ώρες κάθε ζώνης

Στο Σχήμα Π1.7 δίνεται παραστατικά ο τρόπος με τον οποίο γίνεται η ταξινόμηση των ωρών σε ζώνες.



Σχήμα Π1.7: Συσχετισμός Φορτίου και Ταχύτητας Ανέμου

Π2. ΕΙΣΩΣΕΙΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΥΝΕΧΟΥΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ

Οι ροές ισχύος σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζονται με εφαρμογή των νόμων του Kirchoff σε κάθε κύκλωμα και σε κάθε ζυγό του συστήματος, οι οποίες οδηγούν σε μη γραμμικές αλγεβρικές εξισώσεις, που λύνονται με επαναληπτικές μεθόδους και αναφέρονται ως εξισώσεις ροής φορτίου εναλλασσομένου ρεύματος. Κάνοντας τις παραδοχές ότι:

1. Το μέτρο της τάσης σε κάθε ζυγό είναι σταθερό και γνωστού μέτρου. (συνήθως 1 α.μ).
2. Η επαγωγική αντίδραση των στοιχείων του δικτύου είναι πολύ μεγαλύτερη από την αντίστοιχη ωμική αντίσταση.
3. Οι διαφορές των γωνιών των τάσεων των ζυγών είναι πολύ μικρές.

προκύπτουν οι εξισώσεις Ροής Φορτίου Συνεχούς Ρεύματος [75], η λύση των οποίων είναι πολύ ταχύτερη αν και λιγότερο ακριβής. Για τις ανάγκες μελετών ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς και προκειμένου να εξεταστεί ένας μεγάλος αριθμός πιθανών καταστάσεων του δικτύου, οι εξισώσεις Ροής Φορτίου Συνεχούς Ρεύματος χρησιμοποιούνται ευρέως δεδομένου ότι είναι αρκετά ακριβείς όσον αφορά τη ροή ενεργού ισχύος στα κυκλώματα.

Σύμφωνα με την θεώρηση αυτή, η ροή πραγματικής ισχύος F_{km} σε ένα κύκλωμα με μιγαδική αντίσταση $z_{km} = r_{km} + jx_{km}$ μεταξύ των ζυγών k και m με τάσεις $V_k e^{j\theta_k}, V_m e^{j\theta_m}$ δίνεται από την εξίσωση:

$$F_{km} = -C_{km} (\theta_k - \theta_m) \quad (\text{Π2.1})$$

όπου:

$$C_{km} = -V_k V_m \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (\text{Π2.2})$$

$$C_{kk} = - \sum_{m \text{ συνδέεται με } k} C_{km} \quad (\text{Π2.3})$$

Το διάνυσμα των γωνιών θ για ένα σύστημα N ζυγών προκύπτει από την λύση της μητρικής εξίσωσης Π2.4 για όλους τους ζυγούς εκτός του ζυγού ταλάντωσης.

$$\mathbf{P} = \mathbf{C} \cdot \boldsymbol{\theta} \quad (\text{Π2.4})$$

όπου:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ P_N \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\theta} = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \theta_N \end{bmatrix}, \quad \mathbf{C} = \begin{bmatrix} C_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & C_{2N} \\ C_{32} & \cdot & \cdot & \cdot & C_{3N} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ C_{N2} & \cdot & \cdot & \cdot & C_{NN} \end{bmatrix} \quad (\text{Π2.5})$$

Το \mathbf{P} είναι το διάνυσμα εγχύσεων ενεργού ισχύος στους ζυγούς του συστήματος (Συνολική Παραγωγή μείον Φορτίο).

Τελικά προκύπτει ότι η ενεργός ροή που διέρχεται από ένα κύκλωμα εκφράζεται ως γραμμικός συνδυασμός όλων των ενεργών παραγωγών και των ενεργών φορτίων των ζυγών του συστήματος. Οι συντελεστές αναλογίας είναι συναρτήσεις των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών των κυκλωμάτων του δικτύου και του μέτρου των τάσεων των ζυγών που θεωρούνται σταθερές και γνωστές, και καλούνται *συντελεστές ευαισθησίας* καθώς εκφράζουν την ευαισθησίας της κάθε ροής ως προς τις παραγωγές και τα φορτία των ζυγών του δικτύου.

Έτσι για ένα σύστημα που αποτελείται από θερμικές μονάδες και Α/Π, η ροή F^i που διέρχεται από το κύκλωμα i δίνεται από τη σχέση:

$$F^i = \sum_{k=1}^{N_{\theta}} d_k^i P_g^k + \sum_{l=1}^{N_w} d_l^i A_g^l - \sum_{j=1}^N d_j^i L^j \quad (\text{Π2.6})$$

όπου:

- N : Πλήθος ζυγών συστήματος
- N_{θ} : Πλήθος θερμικών μονάδων συστήματος
- N_w : Πλήθος Α/Π συστήματος
- P_g^k : Παραγωγή της k θερμικής μονάδας
- A_g^l : Παραγωγή του l Α/Π
- L^j : Φορτίο στον j ζυγό
- d_k^i : Συντελεστής ευαισθησίας της ροής του i κυκλώματος ως προς την ενεργό παραγωγή της k θερμικής μονάδας
- d_l^i : Συντελεστής ευαισθησίας της ροής του i κυκλώματος ως προς την ενεργό παραγωγή του l Α/Π.
- d_j^i : Συντελεστής ευαισθησίας της ροής του i κυκλώματος ως προς το ενεργό φορτίο του ζυγού j

Δηλαδή η ροή ενεργού ισχύος από ένα κύκλωμα εκφράζεται ως γραμμικός συνδυασμός των ενεργών παραγωγών και φορτίων σε κάθε ζυγό του συστήματος.

Π3. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ

Στο παράρτημα αυτό παρουσιάζονται διάφορα στοιχεία για το ηλεκτρικό σύστημα της Νήσου Κρήτης. Τα στοιχεία αυτά είναι τα εξής:

- Πίνακας Π3.1: Τεχνικά Χαρακτηριστικά Θερμικών Μονάδων Παραγωγής
- Πίνακας Π3.2: Απολογιστικά Στοιχεία Παραγωγής (1990 - 1996)
- Πίνακας Π3.3: Απολογιστικά Στοιχεία Κατανάλωσης Καυσίμου Θερμικών Μονάδων Παραγωγής (1990 - 1996)
- Πίνακας Π3.4: Απολογιστικά Στοιχεία Ωρών Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων Παραγωγής (1990 - 1996)
- Πίνακας Π3.5: Δεδομένα Καυσίμων
- Πίνακας Π3.6: Απολογιστικά Στοιχεία Ζήτησης Φορτίου Νήσου Κρήτης (1990- 1996)
- Πίνακας Π3.7: Τεχνικά Χαρακτηριστικά Μονάδων Θερμικού Σταθμού Αθρινόλακκου
- Σχήμα Π3.1: Τυπικές Κανονικοποιημένες Ημερήσιες Καμπύλες Φορτίου
- Σχήμα Π3.2: Καμπύλη Ημερησίων Αιχμών Φορτίου
- Πίνακας Π3.8: Προγραμματισμένα Νέα Έργα Μεταφοράς
- Πίνακας Π3.9 Πρόβλεψη Ετήσιας Αιχμής Φορτίου και Ετήσιας Ζήτησης Ενέργειας

Πίνακας Π3.1: Τεχνικά Χαρακτηριστικά Θερμικών Μονάδων Παραγωγής

Μονάδα	Καθαρή Παραγωγή (MW)	Καύσιμο	Εσωτερική Κατανάλωση (Συντελεστής b) (Kcal/kWh)	Έτος Ένταξης	Διαθεσι/τητα
Σταθμός Λινοπεραμάτων					
Ατμοστρόβιλος No 1	5.9	Μαζούτ	3580	1965	0.86
Ατμοστρόβιλος No 2	14.3	Μαζούτ	3385	1971	0.86
Ατμοστρόβιλος No 3	14.3	Μαζούτ	3334	1971	0.9
Ατμοστρόβιλος No 4	23.5	Μαζούτ	2876	1977	0.76
Ατμοστρόβιλος No 5	23.5	Μαζούτ	2823	1981	0.85
Ατμοστρόβιλος No 6	23.5	Μαζούτ	2819	1981	0.85
Εσ. Καύσης No 1-4	47.2	Diesel	2094	1989	0.8
Ατμοστρόβιλος No 1	15	Diesel	4020	1973	0.85
Ατμοστρόβιλος No 2	15	Diesel	4037	1974	0.85
Σύνολο	182.2				
Σταθμός Χανίων					
Αεριοστρόβιλος No 1	16.0	Diesel	4721	1969	0.63
Αεριοστρόβιλος No 4	23.9	Diesel	4222	1980	0.7
Αεριοστρόβιλος No 5	35.7	Diesel	4128	1980	0.88
Αεριοστρόβιλος No 8	59.0	Diesel	4000	1998	0.92
Αεριοστρόβιλος No 9	59.0	Diesel	4000	1998	0.92
Συνδ. Κύκλου No 1-3	132.0	Diesel	2538	1994	0.89
Σύνολο	325.6				

Πίνακας Π3.2: Απολογιστικά Στοιχεία Παραγωγής (1990 - 1996)

Έτος	Παραγωγή (GWh/έτος)						
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Μονάδα							
Σταθμός Λινοπεραμάτων							
Ατμοστρόβιλος Νο 1	38.7	40.8	41.6	42.2	40.1	45.6	45.5
Ατμοστρόβιλος Νο 2	165.2	180.5	165.7	178.3	145.8	177.9	194.8
Ατμοστρόβιλος Νο 3	165.2	180.5	165.7	178.3	145.8	177.9	194.8
Ατμοστρόβιλος Νο 4	130.6	164.2	173.2	168.7	186.2	156.1	160.6
Ατμοστρόβιλος Νο 5	167.3	169.2	190.2	157.5	177.2	172.8	174
Ατμοστρόβιλος Νο 6	172.7	170.1	150.7	177.8	164.9	161.9	173.7
Εσ. Καύσης Νο 1-4	231.9	178.3	232.9	228.8	239.9	248.3	255.2
Αεριοστρόβιλος Νο 1	15.9	32.3	27.1	30.9	18.7	7.7	9.1
Ατμοστρόβιλος Νο 2	20.4	28.7	30.5	28.8	20.6	10.2	10.8
Σταθμός Χανίων							
Αεριοστρόβιλος Νο 1	1.75	7.7	21.5	19.8	9.2	3.4	2.2
Αεριοστρόβιλος Νο 4	5.6	10.1	13.3	14.7			
Αεριοστρόβιλος Νο 5	8.9	12.2	15.3	1.2			
Αεριοστρόβιλος Νο 8	36.6	53.7	54.3	52.7	6.3	11.7	15.7
Αεριοστρόβιλος Νο 9	72.6	78.3	32.7	142.1	51.1	42.5	34.7
Συνδ.Κύκλου Νο 1-3			80.2	142.1	249.2	451.2	479.6
Άλλες							
Υδροηλεκτρικά	0.88	1.1	1.2	0.98	1.1	1	1.1
Αιολικά Πάρκα				12.1	3.8	5	5.4

Πίνακας Π3.3: Απολογιστικά Στοιχεία Κατανάλωσης Καυσίμου Θερμικών Μονάδων Παραγωγής (1990 - 1996)

Μονάδα	Year	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Σταθμός Λινοπεραμάτων								
Ατμοστρόβιλος Νο 1 (χιλ. τόνοι)		14.5	15.1	15.6	15.2	14.63	16.5	16.4
Ατμοστρόβιλος Νο 2 (χιλ. τόνοι)		54.8	56.9	60.2	64.2	51.3	61.8	63.8
Ατμοστρόβιλος Νο 3 (χιλ. τόνοι)		54.8	56.9	60.2	64.2	51.3	61.8	63.8
Ατμοστρόβιλος Νο 4 (χιλ. τόνοι)		39.6	48.8	52.8	48.6	53.7	45.1	46.3
Ατμοστρόβιλος Νο 5 (χιλ. τόνοι)		45.1	45.4	57.2	46.3	52.4	50.7	51.7
Ατμοστρόβιλος Νο 6 (χιλ. τόνοι)		45	44.3	44.9	51.6	47.7	46.2	49.1
Εσ. Καύσης Νο 1-4 (χιλ. τόνοι)		46.9	36.4	50.8	48.4	50.6	52.8	52.9
Αεριοστρόβιλος Νο 1 (χιλ. λίτρα)		7.8	15.2	12.9	13.8	9.3	4.1	4.7
Ατμοστρόβιλος Νο 2 (χιλ. λίτρα)		10.1	13.4	14.4	13.5	9.9	5.1	5.3
Σταθμός Χανίων								
Αεριοστρόβιλος Νο 1 (χιλ. λίτρα)		0.9	3.9	11.1	11.5	5.5	2.2	1.2
Αεριοστρόβιλος Νο 4 (χιλ. λίτρα)		2.9	5.2	6.9	7.6			
Αεριοστρόβιλος Νο 5 (χιλ. λίτρα)		4.8	6.4	7.9	0.7			
Αεριοστρόβιλος Νο 8 (χιλ. λίτρα)		17.8	26.2	28.8	20.9	3.1	5.4	6.8
Αεριοστρόβιλος Νο 9 (χιλ. λίτρα)		35.6	38.8	17.8	26.0	22.9	19.2	15.9
Συνδ.Κύκλου Νο 1-3 (χιλ. λίτρα)				36.3	58.8	105.8	128.2	145.5

Πίνακας Π3.4: Απολογιστικά Στοιχεία Ωρών Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων Παραγωγής (1990 - 1996)

Μονάδα	Έτος	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Σταθμός Λινοπεραμάτων								
Ατμοστρόβιλος Νο 1		8190	7970	8380	8040	7605	8180	7976
Ατμοστρόβιλος Νο 2		7810	8010	7520	8170	8480	6815	8059
Ατμοστρόβιλος Νο 3		7950	8360	7995	7770	4860	8440	7938
Ατμοστρόβιλος Νο 4		6350	7720	8060	7855	8580	7135	7323
Ατμοστρόβιλος Νο 5		8005	7650	8720	7185	8190	7995	8064
Ατμοστρόβιλος Νο 6		8205	7860	7023	8160	7735	7715	8061
Εσ. Καύσης Νο 1-4		6280	6620	6700	6500		6640	6286
Αεριοστρόβιλος Νο 1		1610	2970	2420	2895	1775	870	994
Ατμοστρόβιλος Νο 2		2105	2640	3155	2680	1880	1060	1009
Σταθμός Χανίων								
Αεριοστρόβιλος Νο 1		240	800	2320	2145	1090	430	269
Αεριοστρόβιλος Νο 4		605	1220	3400	1790			
Αεριοστρόβιλος Νο 5		1040	1460	1870	181			
Αεριοστρόβιλος Νο 8		2790	3880	4435	3380	480	1000	1273
Αεριοστρόβιλος Νο 9		4330	4930	3005	3310	2840	2370	2122
Συνδ.Κύκλου Νο 1-3								
Υδροηλεκτρικές Μονάδες								
Υδροηλεκτρικό Νο1				6185	4865	4515		
Υδροηλεκτρικό Νο 2				1570	1680	1665		

Πίνακας Π3.5: Δεδομένα Καυσίμων

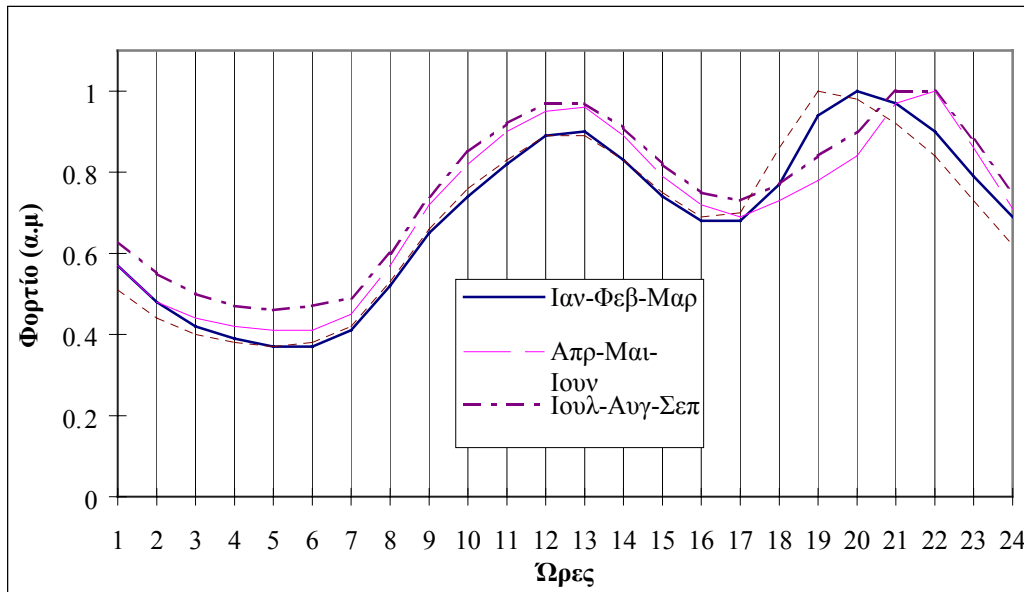
Κάυσιμο	Θερμογόνος Δύναμη	Τιμή
Μαζούτ	9600 kcal/kg	45000 δρχ./ τόνος
Diesel	10300 kcal/lt	125000 δρχ/χιλ.λίτρα

Πίνακας Π3.6: Απολογιστικά Στοιχεία Ζήτησης Φορτίου Νήσου Κρήτης (1990- 1996)

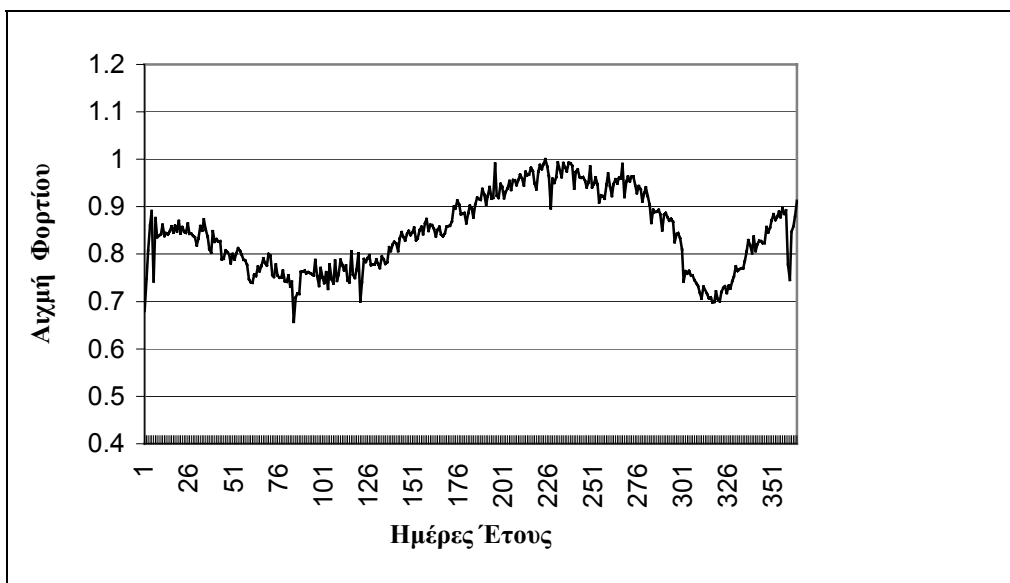
Έτος	Ετήσια Αιχμή Φορτίου (MW)	Ετήσια Αύξηση (%)	Ετήσια Ενέργεια (GWh)	Ετήσια Αύξηση (%)	Συντελεστής Φορτίου
1987	173		823		0,54
1988	183	5,60	904	9,93	0,56
1989	199	9,03	994	9,85	0,57
1990	211	5,87	1077	8,36	0,58
1991	228	7,82	1129	4,89	0,57
1992	247	8,40	1232	9,13	0,57
1993	290	17,44	1287	4,40	0,51
1994	289	-0,10	1394	8,35	0,55
1995	307	6,00	1478	6,00	0,55
1996	325	6,00	1566	6,00	0,55

Πίνακας Π3.7: Τεχνικά Χαρακτηριστικά Μονάδων Θερμικού Σταθμού Αθρινόλακκου

Μονάδα	Έτος Εγκατ.	Ονομαστ. Ισχύς (MVA)	Διαθεσιμότητα	Εσωτερική Κατ/λωση (Συντ. b) (kcal/kWh)	Καύσιμο	Τύπος Μονάδας
ST1/A	2005	50,0	0,850	2260	Μαζούτ	Ατμοστρόβιλος
ST2/A	2005	50,0	0,850	2260	Μαζούτ	Ατμοστρόβιλος
DI1/A	2002	30,0	0,850	1953	Μαζούτ	Εσ. καύσης
DI2/A	2002	30,0	0,850	1953	Μαζούτ	Εσ. καύσης
Σύνολο		160				



Σχήμα Π3.1 Τυπικές Κανονικοποιημένες Ημερήσιες Καμπύλες Φορτίου



Σχήμα Π3.2: Καμπύλη Ημερησίων Αιχμών Φορτίου

Πίνακας Π3.8: Νέα Προγραμματιζόμενα Έργα Μεταφοράς

Έτος Ένταξης	Έργο
1998	Νέος Υποσταθμός ΥΤ/ΜΤ στην περιοχή Αγιάς
1999	Νέος Υποσταθμός ΥΤ/ΜΤ στην περιοχή Πύργος – Πραιτόρια)
1999	Μετατροπή της Γ.Μ Σταλίδα- Αγ.Νικόλαος Ιεράπετρα από Ελαφρού σε Βαρέως τύπου.
1999	Διπλή γραμμή 150 kV μεταξύ των Υ.Τ Ιεράπετρα Ηρακλ2
1999	Εγκατάσταση νέων πυκνωτών περίπου 34 MVAR στην πλευρά Μ.Τ των Υ.Τ ΜΤ/ΥΤ)
2002	Ένταξη Σταθμού Αθερινόλακκου και των αντιστοίχων Γ.Μ μεταξύ των Υ/Σ Ηρακλ.2 και Ιεράπετρας
2002	Νέα γραμμή 150 kV που συνδέει τους Υ/Τ Αθερινόλακκου και Σητείας
2003	Ένταξη νέου Υ/Σ Μ.Τ/Υ.Τ στη περιοχή Σπίλι
2003	Ένταξη νέου Υ/Σ Μ.Τ/Υ.Τ στη περιοχή Γεωργιούπολης

Πίνακας Π3.9: Πρόβλεψη Ετήσιας Αιχμής Φορτίου και Ετήσιας Ζήτησης Ενέργειας για τη Νήσο Κρήτη

Έτος	Αιχμή Φορτίου (MW)	Ετήσια Αύξηση (%)	(GWh)	Ετήσια Αύξηση (%)	Συντελεστής Φορτίου
1998	365	6,00	1760	6,00	0,55
1999	387	6,00	1865	6,00	0,55
2000	410	6,00	1977	6,00	0,55
2001	435	6,00	2096	6,00	0,55
2002	461	6,00	2222	6,00	0,55
2003	489	6,00	2355	6,00	0,55
2004	518	6,00	2496	6,00	0,55
2005	548	5,75	2640	5,75	0,55
2006	578	5,50	2785	5,50	0,55
2007	608	5,25	2931	5,25	0,55

Π4. ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΣ ΚΟΙΝΗΣ ΩΦΕΛΕΙΑΣ

Στο παράρτημα αυτό περιγράφεται αναλυτικά ο τρόπος υπολογισμού των επιμέρους πλεονασμάτων που συνθέτουν την Σ.Κ.Ω.

Το πλεόνασμα του i Ανεξάρτητου Παραγωγού υπολογίζεται από τη σχέση:

$$(IPS)_i = \sum_{j=1}^N \left[\begin{array}{l} (ECI)_{i,j} + (ESI)_{i,j} - (OMI)_{i,j} - (XR)_{i,j} - \\ (INT)_{i,j} + (INC)_{i,j} - (TRI)_{i,j} - (LSI)_{i,j} \end{array} \right] - (I)_i + (SD)_i + (LN)_i + (SV)_i \quad (\Pi 4.1)$$

Το πλεόνασμα της Ηλεκτρικής Εταιρίας υπολογίζεται από τη σχέση:

$$PPS = \sum_{j=1}^N \left[(ECC)_j - \left(\sum_{i=1}^P (ECI)_{i,j} \right) - (FCP)_j - (EMCP)_j - (OMP)_j - (TRP)_j - (LSP)_j \right] \quad (\Pi 4.2)$$

Το πλεόνασμα των Καταναλωτών υπολογίζεται από τη σχέση:

$$CS = \sum_{j=1}^N \left[(ECS)_j - (ECC)_j + \sum_{i=1}^P (XR)_{i,j} - (INC)_{i,j} - (ESI)_{i,j} + (INT)_{i,j} \right] - \sum_{i=1}^P [(SD)_i + (LN)_i] \quad (\Pi 4.3)$$

όπου:

- N : Πλήθος ετών μελέτης
- P : Πλήθος Ανεξάρτητων Παραγωγών
- $(ECI)_{i,j}$: Συνολικό κόστος ενέργειας που πωλεί ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός το j έτος
- $(ECC)_j$: Συνολικό κόστος ενέργειας που πωλεί η Ηλεκτρική Εταιρία στους Καταναλωτές το j έτος
- $(ESI)_{i,j}$: Συνολική επιδότηση ενέργειας που λαμβάνει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός το j έτος
- $(ECS)_j$: Όφελος Καταναλωτών από αγορά ενέργειας το j έτος
- $(FCP)_j$: Συνολικό κόστος καυσίμων της Ηλεκτρικής Εταιρίας το j έτος
- $(EMCP)_j$: Συνολικό κόστος εκπεμπόμενων αερίων ρύπων από τη Ηλεκτρική Εταιρία το j έτος
- $(OMI)_{i,j}$: Συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του i Ανεξάρτητου Παραγωγού το j έτος
- $(OMP)_j$: Συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων της Ηλεκτρικής Εταιρίας το j έτος

- $(XR)_{i,j}$: Χρεολύσιο που πληρώνει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός το j έτος
 $(INT)_{i,j}$: Τόκος που πληρώνει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός το j έτος
 $(INC)_{i,j}$: Επιδότηση επιτοκίου που εισπράττει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός το j έτος
 $(TRI)_{i,j}$: Συνολικό κόστος νέων έργων μεταφοράς που πληρώνει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός το j έτος
 $(TRP)_j$: Συνολικό κόστος νέων έργων μεταφοράς που πληρώνει η Ηλεκτρική Εταιρία το j έτος
 $(LSI)_{i,j}$: Συνολικό κόστος απωλειών που πληρώνει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός το j έτος
 $(LSP)_j$: Συνολικό κόστος απωλειών που πληρώνει η Ηλεκτρική Εταιρία το j έτος
 I_i : Συνολικό κόστος επένδυσης του i Ανεξάρτητου Παραγωγού
 SD_i : Επιδότηση κεφαλαίου που λαμβάνει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός
 LN_i : Δάνειο που εισπράττει ο i Ανεξάρτητος Παραγωγός
 SV_i : Υπολειμματική αξία επένδυσης του i Ανεξάρτητου Παραγωγού

Όλα τα παραπάνω κόστη θεωρούνται ανηγμένα στην αρχή του 1ου χρόνου της μελέτης.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο αναλυτικός τρόπος υπολογισμού των παραπάνω μεγεθών.

$$(ECI)_{i,j} = (EI)_{i,j} * (PEI)_j \quad (\text{Π4.4})$$

$$(ESI)_{i,j} = (EI)_{i,j} * (PES)_j \quad (\text{Π4.5})$$

$$(ECC)_j = \sum_{m=1}^M (EC)_{j,m} * (PEC)_{j,m} \quad (\text{Π4.6})$$

$$(ECS)_j = \sum_{m=1}^M (EC)_{j,m} * (PEU)_{j,m} \quad (\text{Π4.7})$$

$$(FCP)_j = \sum_{l=1}^K (FC)_{j,l} * (F)_{j,l} \quad (\text{Π4.8})$$

$$(EMCP)_j = \sum_{w=1}^X (EMC)_{j,w} * (EM)_{j,w} \quad (\text{Π4.9})$$

$$(XR)_{i,j} = \frac{(LN)_i}{N} \quad (\text{Π4.10})$$

$$\begin{aligned}
 (INT)_{i,j} &= ((LN)_i - (j-1) * (XR)_i) * KT && \text{για } j = 1, \dots, N1 \\
 (INT)_{i,j} &= 0 && \text{για } j = N1+1, \dots, N
 \end{aligned} \quad (\text{Π4.11})$$

$$\begin{aligned}
 (INC)_{i,j} &= ((LN)_i - (j-1) * (XR)_i) * KC && \text{για } j = 1, \dots, N2 \\
 (INC)_{i,j} &= 0 && \text{για } j = N2+1, \dots, N
 \end{aligned} \quad (\text{Π4.12})$$

$$SV_i = \frac{N3 - N}{N3} * I_i \quad (\text{Π4.13})$$

όπου:

- KT : Επιτόκιο δανεισμού για τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
 KC : Επιδότηση επιτοκίου για τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
 $N1$: Έτη αποπληρωμής δανείου για τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
 $N2$: Έτη επιδότησης δανείου για τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
 $N3$: Διάρκεια ζωής επενδύσεων για τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς
 $(EI)_{i,j}$: Ενέργεια παραγόμενη από τον i Ανεξάρτητο Παραγωγό το j έτος
 $(PEI)_j$: Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς το j έτος
 $(PES)_j$: Τιμή επιδότησης παραγόμενης ενέργειας από τους Ανεξάρτητους Παραγωγούς το j έτος
 M : Τύποι καταναλωτών που θεωρούνται
 $(EC)_{j,m}$: Καταναλισκόμενη ενέργεια από τους Καταναλωτές τύπου m το έτος j
 $(PEC)_{j,m}$: Τιμή πώλησης ενέργειας από την Ηλεκτρική Εταιρία στους καταναλωτές τύπου m το έτος j
 $(PEU)_{j,m}$: Κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για τους καταναλωτές τύπου m το έτος j
 K : Τύποι καυσίμων θερμικών μονάδων Ηλεκτρικής Εταιρίας
 $(FC)_{j,l}$: Τιμή καυσίμου l το έτος j
 $(F)_{j,l}$: Συνολική κατανάλωση καυσίμου l το έτος j από τις θερμικές μονάδες της Ηλεκτρικής Εταιρίας
 X : Τύποι εκπεμπόμενων αερίων ρύπων από τις θερμικές μονάδες της Ηλεκτρικής Εταιρίας
 $(EMC)_{j,w}$: Τιμή φορολόγησης ρύπου w το έτος j
 $(EM)_{j,w}$: Συνολική παραγωγή ρύπου w το έτος j από τις θερμικές μονάδες της Ηλεκτρικής Εταιρίας

Τέλος, ισχύει και η παρακάτω σχέση που εκφράζει το ενεργειακό ισοζύγιο για κάθε έτος j :

$$(ED)_j - (EU)_j = \sum_{i=1}^P [(EI)_{i,j}] + (EP)_j = \sum_{m=1}^M (EC_{m,j}) \quad (\text{Π4.14})$$

όπου:

- $(ED)_j$: Συνολική ζήτηση ενέργειας το έτος j
 $(EU)_j$: Συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια το έτος j
 $(EP)_j$: Συνολική παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες της Ηλεκτρικής Εταιρίας το έτος j

Π5. ΥΠΟΨΗΦΙΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΤΟΥ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 5

Στους πίνακες Π5.1-Π5.10 που ακολουθούν παρουσιάζονται τα υποψήφια σενάρια ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς για κάθε έτος του χρονικού ορίζοντα μελέτης που εξετάζεται για το παράδειγμα του Κεφαλαίου 5. Για κάθε υποψήφιο σενάριο αναφέρονται:

- Οι νέες γραμμές μεταφοράς που έχουν θεωρηθεί
- Η ισχύς απωλειών μεγίστου φορτίου
- Η ετήσια ενέργεια απωλειών
- Το ετήσιο κόστος απωλειών

Πίνακας Π5.1: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 1ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	4-5		3,2102	9.403,81	342,89
2	1-3			4,2369	12.411,38	452,56
3	1-5			4,8832	14.304,62	521,59
4	3-4			4,3760	12.818,85	467,42
5	3-6			3,8477	11.271,27	410,99
6	4-5			4,0727	11.930,38	435,02
7	6-5			4,1402	12.128,11	442,23

Πίνακας Π5.2: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 2ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	4-5		3,4178	10.011,94	351,03
2	1-3			4,5728	13.395,35	469,65
3	1-5			5,2654	15.424,22	540,79
4	3-4			4,6241	13.545,62	474,92
5	3-6			4,1293	12.096,18	424,10
6	4-5			4,3068	12.616,14	442,33
7	6-5			4,4711	13.097,43	459,21

Πίνακας Π15.3: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 3ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	4-5		3,7102	10.868,49	366,40
2	1-3			5,0297	14.733,77	496,71
3	1-5			5,7890	16.958,03	571,69
4	3-4			4,9817	14.593,16	491,97
5	3-6			4,5328	13.278,17	447,64
6	4-5			4,6434	13.602,16	458,56
7	6-5			4,9359	14.459,00	487,45

Πίνακας Π15.4: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 4ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	4-5		4,00670	11.737,04	380,46
2	1-3			5,49770	16.104,71	522,04
3	1-5			6,32130	18.517,32	600,25
4	3-4	1-3		4,44990	13.035,33	422,55
5	3-4	1-5		4,76580	13.960,71	452,55
6	3-4	3-4		4,70240	13.774,99	446,53
7	3-4	3-6		4,15700	12.177,32	394,74
8	3-4	4-5		4,20120	12.306,80	398,93
9	3-4	6-4		5,15120	15.089,69	489,14
10	3-4	6-5		4,12510	12.083,88	391,71
11	3-4	7-4		5,22690	15.311,44	496,33
12	3-4	7-5		4,46000	13.064,92	423,51
13	3-6			4,94020	14.471,59	469,11
14	4-5			4,98120	14.591,70	473,00
15	6-5			5,40730	15.839,89	513,46

Πίνακας Π15.5: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 5ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μειγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	1-5		5,41320	15.857,18	494,25
2	1-3	3-4		4,79930	14058,85	438,20
3	1-3	3-6		4,48320	13.132,88	409,34
4	1-3	4-5		4,27800	12.531,77	390,60
5	1-3	6-4	4-5	4,14940	12.155,06	378,86
6	1-3	6-5		4,61590	13.521,60	421,45
7	1-3	7-4	4-5	4,18590	12.261,98	382,19
8	1-3	7-5		4,87170	14.270,93	444,81
9	1-5	1-3		5,41320	15.857,18	494,25
10	1-5	1-5	3-4	4,74190	13.890,7	432,96
11	1-5	3-4		5,18760	15.196,31	473,65
12	1-5	3-6		4,84870	14.203,56	442,71
13	1-5	6-5		5,41580	15.864,79	494,49
14	1-5	7-5		5,70480	16.711,38	520,88
15	3-4	1-5		5,18760	15.196,31	473,65
16	3-4	3-4		5,35110	15.675,26	488,58
17	3-4	3-6		4,65590	13.638,78	425,11
18	3-4	4-5		4,79050	14.033,07	437,40
19	3-4	6-4		5,70560	16.713,72	520,95
20	3-4	7-4	4-5	4,63420	13.575,21	423,12
21	3-4	7-4	6-5	4,45480	13.049,68	406,74
22	3-4	7-5		5,00040	14.647,94	456,56
23	3-6			5,37820	15.754,65	491,06
24	4-5			5,52940	16.197,57	504,86
25	6-5	1-3		4,61590	13.521,60	421,45
26	6-5	3-4		4,56690	13.378,06	416,98
27	6-5	4-5		4,57980	13.415,85	418,16
28	6-5	6-5		5,18880	15.199,83	473,76

Πίνακας Π15.6: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 6ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	1-5		5,96120	17.462,46	523,35
2	1-3	3-4		5,04740	14.785,62	443,13
3	1-3	3-6		4,87160	14.270,64	427,69
4	1-3	4-5		4,52430	13.253,27	397,20
5	1-3	6-4	4-5	4,42560	12.964,15	388,54
6	1-3	6-5		5,09950	14.938,24	447,70
7	1-3	7-4	4-5	4,43790	13.000,18	389,62
8	1-3	7-5	4-5	4,10370	12.021,19	360,28
9	1-3	7-5	6-5	4,50910	13.208,75	395,87
10	1-3	7-5	3-4	4,33060	12.685,86	380,20
11	1-5	1-5	3-4	5,02870	14.730,84	441,48
12	1-5	3-4		5,42190	15.882,66	476,01
13	1-5	3-6		5,24970	15.378,23	460,89
14	1-5	6-5		5,91280	17.320,68	519,10
15	1-5	7-5		6,19140	18.136,80	543,56
16	3-4	3-4		5,37770	15753,18	472,12
17	3-4	4-5		4,79550	14.047,71	421,01
18	3-4	6-4	4-5	4,53260	13.277,59	397,93
19	3-4	6-4	6-5	4,71480	13.811,32	413,93
20	3-4	7-4	4-5	4,65620	13.639,66	408,78
21	3-4	7-4	6-5	4,63760	13.585,17	407,15
22	3-4	7-5		5,15170	15.091,15	452,28
23	3-6	3-4		4,78690	14.022,52	420,26
24	3-6	3-6	4-5	3,71110	10.871,12	325,81
25	3-6	4-5		4,22180	12.367,14	370,64
26	3-6	6-4	4-5	4,19370	12.284,83	368,18
27	3-6	6-4	3-4	4,75690	13.934,64	417,62
28	3-6	6-5		5,07130	14.855,63	445,22
29	3-6	7-4	4-5	4,11340	12.049,60	361,13
30	3-6	7-4	6-5	4,99060	14.619,23	438,14
31	3-6	7-4	3-4	4,67550	13.696,19	410,48
32	3-6	7-4	1-5	5,17150	15.149,15	454,02
33	3-6	7-4	7-5	4,69160	13.743,35	411,89
34	3-6	7-4	6-4	5,57060	16.318,26	489,06
35	3-6	7-5		4,79470	14.045,37	420,94
36	4-5			5,69050	16.669,49	499,59
37	6-5	3-4		4,73880	13.881,62	416,03
38	6-5	4-5		4,78860	14.027,50	420,41
39	6-5	6-5	3-4	4,25120	12.453,27	373,23

Πίνακας Π15.7: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 7ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μειγστού (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	1-5	4-5	4,73830	13.880,16	399,99
2	1-3	1-5	3-4	5,07440	14.864,71	428,36
3	1-3	3-4		5,44620	15.953,84	459,75
4	1-3	3-6		5,29190	15.501,85	446,72
5	1-3	4-5		4,87500	14.280,60	411,53
6	1-3	6-4	4-5	4,77690	13.993,23	403,25
7	1-3	6-5	4-5	4,23320	12.400,54	357,35
8	1-3	6-5	3-4	4,38300	12.839,36	370,00
9	1-3	7-4	4-5	4,78940	14.029,85	404,30
10	1-3	7-5	4-5	4,44400	13.018,05	375,15
11	1-3	7-5	6-5	4,92090	14.415,06	415,40
12	1-3	7-5	3-4	4,69880	13.764,45	396,66
13	1-5	1-5	3-4	5,42780	15.899,94	458,20
14	1-5	3-4		5,85600	17.154,29	494,34
15	1-5	3-6	3-4	4,66170	13.655,77	393,52
16	1-5	6-5	3-4	4,77890	13.999,09	403,42
17	1-5	7-5	7-5	6,38460	18.702,75	538,96
18	3-4	1-5		5,85600	17.154,29	494,34
19	3-4	3-4		5,80130	16.994,06	489,72
20	3-4	4-5		5,16450	15.128,65	435,97
21	3-4	6-4	4-5	4,89500	14.339,18	413,22
22	3-4	6-4	6-5	5,11760	14.991,26	432,01
23	3-4	7-4	4-5	5,02620	14.723,52	424,29
24	3-4	7-4	6-5	5,04160	14.768,63	425,59
25	3-4	7-5		5,59850	16.399,99	472,61
26	3-6	1-5	4-5	4,30830	12.620,53	363,69
27	3-6	3-4		5,19360	15.213,89	438,42
28	3-6	3-6	4-5	4,03110	11.808,52	340,29
29	3-6	4-5		4,57700	13.407,65	386,37
30	3-6	6-4	4-5	4,54830	13.323,58	383,95
31	3-6	6-4	3-4	5,16270	15.123,37	435,82
32	3-6	6-5	4-5	4,24560	12.436,86	358,40
33	3-6	6-5	3-4	4,51100	13.214,31	380,80
34	3-6	74	4-5	4,46970	13.093,33	377,32
35	3-6	7-4	6-5	5,45210	15.971,13	460,25
36	3-6	7-4	3-4	5,08310	14.890,20	429,10
37	3-6	7-4	1-5	5,63230	16.499,00	475,46
38	3-6	7-4	7-5	5,13030	15.028,46	433,08
39	3-6	7-4	6-4	6,06970	17.780,30	512,38
40	3-6	7-5		5,24930	15.377,05	443,13
41	4-5			6,14820	18.010,25	519,01
42	6-5	3-4		5,14190	15.062,44	434,06
43	6-5	4-5		5,19340	15.213,30	438,41
44	6-5	6-5	3-4	4,62120	13.537,13	390,11

Πίνακας Π15.8: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 8ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	15	45	5,10290	14.948,20	414,20
2	1-3	1-5	3-4	5,47300	16.032,35	444,24
3	1-3	3-4		5,88860	17.249,79	477,98
4	1-3	3-6	4-5	4,21330	12.342,24	341,99
5	1-3	3-6	3-4	4,91080	14.385,47	398,61
6	1-3	4-5		5,25890	15.405,18	426,86
7	1-3	6-5	4-5	4,57530	13.402,67	371,38
8	1-3	6-5	3-4	4,74940	13.912,67	385,51
9	1-3	7-5	4-5	4,81320	14.099,56	390,69
10	1-3	7-5	6-5	5,35000	15.672,04	434,26
11	1-3	7-5	3-4	5,10410	14.951,71	414,30
12	1-5	1-5	3-4	5,86500	17.180,66	476,06
13	1-5	3-4		6,34350	18.582,35	514,90
14	1-5	3-6	3-4	5,06510	14.837,47	411,13
15	1-5	6-5	3-4	5,18990	15.203,05	421,26
16	1-5	7-5	7-5	6,96430	20.400,90	565,29
17	3-4	1-5		6,34350	18.582,35	514,90
18	3-4	3-4		6,30460	18.468,40	511,74
19	3-4	6-4	6-5	5,57480	16.330,56	452,50
20	34	7-4	6-5	5,49970	16.110,56	446,41
21	3-4	7-5		6,11270	17.906,26	496,17
22	3-6	1-5	4-5	4,68110	13.712,60	379,96
23	3-6	3-4		5,66260	16.587,76	459,63
24	3-6	3-6	4-5	4,40020	12.889,74	357,16
25	3-6	6-4	3-4	5,63040	16.493,43	457,02
26	3-6	6-5	4-5	4,63020	13.563,49	375,83
27	3-6	6-5	3-4	4,92490	14.426,77	399,75
28	3-6	7-4	6-5	5,95700	17.450,16	483,53
29	3-6	7-4	3-4	5,55180	16.263,18	450,64
30	3-6	7-4	1-5	6,12910	17.954,30	497,50
31	3-6	7-4	7-5	5,61830	16.457,99	456,04
32	3-6	7-4	6-4	6,62480	19.406,38	537,73
33	3-6	7-5	4-5	4,49150	13.157,19	364,57
34	3-6	7-5	3-4	4,83120	14.152,29	392,15
35	4-5	1-3		5,25890	15.405,18	426,86
36	4-5	1-5		6,23890	18.275,94	506,41
37	4-5	3-4		5,60570	16.421,08	455,01
38	4-5	3-6		4,98620	14.606,34	404,73
39	4-5	6-4	1-3	5,15770	15.108,73	418,65
40	4-5	6-4	3-4	5,32030	15.585,04	431,85
41	4-5	6-4	3-6	4,95480	14.514,36	402,18
42	4-5	6-5		5,64820	16.545,57	458,46
43	4-5	7-4	1-3	5,17130	15.148,57	419,75
44	4-5	7-4	3-4	5,46610	16.012,14	443,68

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μειγμένου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
45	4-5	7-4	3-6	4,87790	14.289,09	395,94
46	4-5	7-5		6,02360	17.645,25	488,93
47	6-5	3-4		5,60090	16.407,02	454,62
48	6-5	4-5		5,64820	16.545,57	458,46
49	6-5	6-5	3-4	5,03970	14.763,06	409,07

Πίνακας Π5.9: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 9ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μειγμένου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	1-5	4-5	5,51330	16.150,40	430,30
2	1-3	1-5	3-4	5,91940	17.340,01	462,00
3	1-3	3-4		6,37640	18.678,73	497,66
4	1-3	3-6	4-5	4,57160	13.391,83	356,80
5	1-3	3-6	3-4	5,33610	15.631,32	416,47
6	1-3	4-5		5,68580	16.655,72	443,76
7	1-3	6-5	4-5	4,96170	14.534,57	387,25
8	1-3	6-5	3-4	5,15880	15.111,95	402,63
9	1-3	7-5	4-5	5,22460	15.304,7	407,77
10	1-3	7-5	6-5	5,84480	17.121,48	456,17
11	1-3	7-5	3-4	5,55210	16.264,06	433,33
12	1-5	1-5	3-4	6,35060	18.603,15	495,65
13	1-5	3-4		6,35060	18.603,15	495,65
14	1-5	3-6	3-4	5,50880	16.137,22	429,95
15	1-5	6-5	3-4	5,64420	16.533,86	440,52
16	1-5	7-5	7-5	7,61800	22.315,81	594,57
17	3-4	1-5		6,87690	20.144,87	536,73
18	3-4	3-4		6,83460	20.020,96	533,42
19	3-4	6-4	6-5	6,07230	17.787,91	473,93
20	3-4	7-4	6-5	5,99850	17.571,73	468,17
21	3-4	7-5		6,66630	19.527,95	520,29
22	3-6	1-5	4-5	5,09000	14.910,41	397,26
23	3-6	3-4		6,16780	18.067,67	481,38
24	3-6	3-6	4-5	4,79710	14.052,40	374,40
25	3-6	6-4	3-4	6,13440	17.969,83	478,78
26	3-6	6-5	4-5	5,04910	14.790,60	394,07
27	3-6	6-5	3-4	5,37510	15.745,57	419,51
28	3-6	7-4	6-5	6,52140	19.103,49	508,98
29	3-6	7-4	3-4	6,05680	17.742,51	472,72
30	3-6	7-4	1-5	6,68930	19.595,32	522,08
31	3-6	7-4	7-5	6,15770	18.038,08	480,59
32	3-6	7-4	6-4	7,23790	21.202,37	564,90
33	3-6	7-5	4-5	4,91260	14.390,74	383,42
34	3-6	7-5	3-4	5,28990	15.495,99	412,86
35	4-5	1-3		5,68580	16.655,72	443,76

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
36	4-5	1-5		6,76320	19.811,80	527,85
37	4-5	3-4		6,06780	17774,73	473,58
38	4-5	3-6		5,42690	15.897,31	423,56
39	4-5	6-4	1-3	5,58360	16.356,34	435,79
40	4-5	6-4	3-4	5,77220	16.908,81	450,51
41	4-5	6-4	3-6	5,39390	15.800,64	420,98
42	4-5	6-5		6,14650	18.005,27	479,72
43	4-5	7-4	1-3	5,59690	16.395,30	436,83
44	4-5	7-4	3-4	5,92840	17.366,38	462,70
45	4-5	7-4	3-6	5,31780	15.577,72	415,04
46	4-5	7-5		6,56160	19.221,25	512,12
47	6-5	3-4		6,10030	17.869,93	476,11
48	6-5	4-5		6,14650	18.005,27	479,72
49	6-5	6-5	3-4	5,49710	16.102,95	429,04

Πίνακας Π5.10: Υποψήφιες Καταστάσεις Δικτύου για το 10ο έτος Μελέτης

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
1	1-3	1-5	3-4	6,3989	18.744,64	480,21
2	1-3	3-4	4-5	5,3270	15.604,67	399,77
3	1-3	3-4	6-5	5,6018	16.409,65	420,39
4	1-3	3-6	4-5	4,9610	14.532,52	372,30
5	1-3	3-6	3-4	5,7976	16.983,22	435,09
6	1-3	4-5		6,1461	18.004,10	461,24
7	1-3	7-5	6-5	6,3710	18.662,91	478,12
8	1-3	7-5	3-4	6,0408	17.695,64	453,34
9	1-5	1-5	3-4	6,8756	20.141,06	515,99
10	1-5	3-4	3-4	6,4218	18.811,72	481,93
11	1-5	3-4	7-5	6,5903	19.305,32	494,57
12	1-5	3-6	3-4	5,9917	17.551,81	449,65
13	1-5	6-5	3-4	6,1379	17.980,08	460,62
14	1-5	7-5	7-5	8,3245	24.385,40	624,72
15	3-4	3-4	4-5	5,9985	17.571,73	450,16
16	3-4	3-4	6-5	5,7777	16.924,93	433,59
17	3-4	3-6	4-6	5,8705	17.196,77	440,56
18	3-4	6-4	6-5	6,6192	19.389,98	496,74
19	3-4	7-4	6-5	6,5462	19.176,13	491,27
20	3-4	7-5	6-5	5,9373	17.392,45	445,57
21	3-4	7-5	3-4	6,4012	18.751,38	480,38
22	3-4	7-5	7-5	6,8807	20.156,00	516,37
23	3-6	3-4	4-5	5,2550	15.393,75	394,37
24	3-6	3-4	6-5	5,8705	17.196,77	440,56
25	3-6	3-6	4-5	5,2377	15.343,07	393,07
26	3-6	6-4	3-4	6,6908	19.599,72	502,12

α/α	1η Ενίσχυση	2η Ενίσχυση	3η Ενίσχυση	Απώλειες Μεγίστου (MW)	Ετήσιες Απώλειες (MWh)	Κόστος Απωλειών (Εκ. Δρχ)
27	3-6	7-4	6-5	7,1327	20.894,20	535,28
28	3-6	7-4	3-4	6,6142	19.375,33	496,37
29	3-6	7-4	1-5	7,2914	21.359,09	547,19
30	3-6	7-4	7-5	6,7464	19.762,59	506,29
31	3-6	7-4	6-4	7,9061	23.159,76	593,32
32	3-6	7-5	3-4	5,7976	16.983,22	435,09
33	4-5	1-3		6,1461	18.004,10	461,24
34	4-5	1-5	1-3	5,9533	17.439,32	446,77
35	4-5	1-5	6-5	6,4131	18.786,24	481,28
36	4-5	1-5	3-4	5,9754	17.504,06	448,43
37	4-5	1-5	3-6	5,5366	16.218,66	415,50
38	4-5	3-4		6,5842	19.287,45	494,12
39	4-5	3-6		5,9144	17.325,37	443,85
40	4-5	6-4	1-3	6,0421	17.699,45	453,43
41	4-5	6-4	3-4	6,2738	18.378,18	470,82
42	4-5	6-4	3-6	5,8782	17.219,33	441,13
43	4-5	6-5	1-3	5,3765	15.749,67	403,48
44	4-5	6-5	3-4	5,4828	16.061,06	411,46
45	4-5	6-5	3-6	5,5099	16.140,44	413,50
46	4-5	7-4	1-3	6,0559	17.739,87	454,47
47	4-5	7-4	3-4	6,2738	18.378,18	470,82
48	4-5	7-4	3-6	5,8037	17.001,09	435,54
49	4-5	7-5	1-3	5,6701	16.609,73	425,52
50	4-5	7-5	3-4	5,9642	17.471,25	447,59
51	4-5	7-5	3-6	5,3785	15.755,53	403,63
52	6-5	3-4		6,6484	19.475,51	498,93
53	6-5	6-5	3-4	5,9992	17.573,78	450,22

BIBΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] H. Belariaux et al, “ Simulations de l’ Exploitation d’ un parc de machines thermiques de production d’ electricite couplees a des stations de pompage”, Revue E, - Vol. 5. No. 7, pp.3-24, 1967.
- [2] R.R. Booth, “Power Systems Simulation Model Based on Probability Analysis”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol PAS -91, p.p. 62-69, 1972.
- [3] F. F. Wu, G. Gross, “Probabilistic Simulation of Power System Operation for Production Cost and Reliability Evaluation”, IEEE International Symposium on Circuits and Systems, Phoenix, Arizona, April 1977.
- [4] N. S. Rau, P. Toy, K.F. Schenk, “Expected Energy Production Costs by the Method of Moments”, IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 5, Sept/Oct 1980.
- [5] N. S. Rau, K. F.Schenk, “Application of Fourier Methods for the Evaluation of Capacity Outage Probabilities”, IEEE Winter Meeting 1979, paper No a 79 620-0.
- [6] J. P. Stremel, R. T. Jenkins, R. A. Babb, W. D. Bayless, “Production Costing Using the Cumulant Method of Representing the Equivalent Load Curve”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 5, Sept/Oct 1980.
- [7] K. F. Schenk, R. B. Misra, S. Vassos, W. Wen, “A New Method for the Evaluation of Expected Energy Generation and Loss of Load Probability” IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 2, February 1984.
- [8] M. C. Caramanis, R. D. Tabors, K. S. Nochur, “The Introduction of Non-Dispatchable Technologies as Decision Variables in Long Term Generation Expansion Models”, IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-101, No. 8, August 1982, pp2658-2667.
- [9] M. C. Caramanis, “Analysis of Non-Dispatchable Options in the Generation Expansion Plan”, IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, July 1983, pp 2098-2103.
- [10] J. A. Bloom, “Probabilistic Production Costing with Dependent Generating Sources”, IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, No. 8, August 1985, pp 2064-2071.
- [11] J. Kabouris, G. C. Contaxis, “Simulation of a Wind/Diesel Autonomous Energy System for Long Term Studies”, European Wind Energy Conference and Exhibition, Madrid, Spain, September, 1990.

- [12] A. G. Bakirtzis, P. S. Dokopoulos, E. S. Gavanidou, M. A. Ketselides, "A Probabilistic Costing Method for the Evaluation of the Performance of Grid-Connected Wind Arrays", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 4, No. 1, March 1989.
- [13] G. Desrochers, M. Blanchard and S. Sud, "A Monte-Carlo Simulation Method for the Economic Assessment of the Contribution of Wind Energy to Power Systems". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol EC-1, No 4, pp50-56, December 1989.
- [14] G.P Box and G.M. Jenkins, "Time Series Analysis, Forecasting and Control", Book, Holden Day Co., San Francisco 1970.
- [15] Gardner P., G.A. Anderson, E.A. Bossanyi, J.A. Halliday, N.L. Holding, N.H. Lipman and J.M. Twidell, "Wind Integration Study for a Medium – Scale Autonomous Electricity System", Proceedings of European Wind Energy Association Conference (EWEC), Rome, October 7-9, 1986, pp 267-272, (1989).
- [16] Halliday J.A, P. Gardner, G.A Anderson, J.H. Bass, N.H. Lipman, J.W. Twidell, and J. Cousins, "Simulation of Wind Integration for the Shetland Medium – Scale Diesel Grid", Proceedings of European Wind Energy Association Conference (EWEC), Herning, Denmark, June 6-10, 1988, pp518-523, (1988).
- [17] Halliday J.A., "Wind Meteorology and the Integration of Electricity Generated by Wind Turbines", PhD Thesis, University of Strthclyde, Glasgow, Scotland, July 1988.
- [18] "Wind Integration into Diesel Grids: Development of an Assessment Tool", CEC Contract WE 053/88 HE, Final Report, Power Systems Laboratory of NTUA, Energy Research Unit Rutherford Appleton Laboratories, PPC, October 1992.
- [19] R. Billinton, L. Gan, "Wind Power Modelling and Application in Generation Adequacy Assessment", IEEE, 0-7803-1319-4/93. 1993
- [20] R. Billinton, L.Gan "Use of Monte Carlo Simulation in Teaching Generating Capacity Adequacy Assessment", IEEE T-PS, Vol. 6, No.4,1991, pp. 1571-1577.
- [21] IEEE Task Force on Models for Peaking Service Units, "A Four State Model for Estimation of Outage Risk for Units in Peaking Service", IEEE T-PAS, Vol.91, 1972, pp. 130-139.
- [22] B. Mc Williams, D. Sprevak, "Stochastic Modelling of Wind Speed and Direction", Time Series Analysis: Theory and Practice 7, North-Holland Publishing Company, 1985, pp.195-203.
- [23] G.E.P Box and G.M. Jenkins, "Time Series Analysis, Forecasting and Control", Revised Edition, Holden Day Co., San Francisco 1976.

- [24] M. P. Bhavaraju, R. Billinton, "Transmission Planning Using a Reliability Criterion – Part II: Transmission Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 1, p.70, Jan/Feb. 1971.
- [25] L. Wenyuan, R. Billinton, "A Minimum Cost Assessment Method for Composite Generation and Transmission System Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-8, No.2, p.628, May.1993.
- [26] P. R. Horne, L. L. Garver, A. E. Miscally, "Transmission Plans Impacted by Generation Siting – A New Study Method", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No.5, p.2563, May 1981.
- [27] A.Seifu, S. Salon, G. List, " Optimization of Transmission Line Planning Including Security Constraints", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-4, No.4, p.1507, Oct.1989.
- [28] Y. P. Dusonchet, A. El-Abiad, "Transmission Planning Using Discrete Dynamic Optimizing", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, No.4, p.1358, Jul./Aug. 1973.
- [29] R. M. Sawey, C. D. Zinn, "A Mathematical Model for Long Range Expansion of Generation and Transmission in Electric Utility Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, No.2, p.657, Mar./Apr. 1977.
- [30] C. Serna, J. Duran, A. Camargo, "A Model for Expansion Planing of Transmission Systems – A Practical Application Example", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No.2, p.610, Mar./Apr. 1978.
- [31] A.P. Meliopoulos, R. P. Webb, R. J. Bennon, J. A. Junes, "Optimal Long – Range Transmission Planning with a AC Load Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.10, p.4156, Oct. 1982.
- [32] R. J Bennon, J. A. Juves, A. P. Meliopoulos, "Use the Sensitivity Analysis in Automated Transmission Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.1, p.53, Jan. 1982.
- [33] A. Modicelli, A. Santos, M. V. F. Pereira, S. H. Cunha, B. J. Parker, J. C. G. Praca, "Interactive Transmission Network Planning Using a Least – Effort Criterion", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.10, p.3919, Oct. 1982.
- [34] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, S. H. Cunha, G. C. Oliveira "A Decomposition Approach to Automated Generation / Transmission Expansion Planing", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No.11, p.3074, Nov.1985.
- [35] A.Santos, P. M. Franca, A. Said, "An Optimization Model For Long – Range Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-4, No.1, p.94, Feb.1989.

- [36] R. Romero, A. Monticelli, “A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Network Expansion Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-9, No.1, p.373, Feb.1994.
- [37] M. L. Gilles, “Optimum HVAC – Transmission Expansion Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 1, p.48, Feb. 1986.
- [38] K. J. Kim, Y. M. Park, K.Y. Lee, “Optimal Long Term Transmission Expansion Planning Based on Maximum Principle”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-3, No.4, p.1494, Nov.1988.
- [39] O. Bertoldi, L.Salvaderi, S. Scalcino, “ Monte Carlo Approach in Planning Studies – An Application to IEEE RTS”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-3, No.3, p.1146, Feb.1988.
- [40] H. K. Youssef, R. Hackam, “New Transmission Planning Model”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-4, No.1, p.9, Feb.1989.
- [41] P. E. Berry, R. M. Dunnett, “ Contingency Constrained Economic Dispatch Algorithm for Transmission Planning”, IEEE Proceedings, Vol. 136, Pt.C, No.4, p.238, July 1989.
- [42] V. A. Levi, M. S. Calovic, “A New Decomposition Based Method for Optimal Expansion Planning of Large Transmission Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-6, No.3, p.937, Aug.1991.
- [43] G. Latorre – Bayona, I. J. Perez – Arriaga, “Chopin, A Heuristic Model for Long Term Transmission Expansion Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-9, No.4, p.1886, Nov.1994.
- [44] Ν. Ζούρος, Γ. Καμπούρης, Γ.Κ Κονταξής “Ανάπτυξη Δικτύων Μεταφοράς σε Αυτόνομα Συστήματα με Διεϊσδύση Αιολικής Ηλεκτρικής ”, Πρακτικά Συνεδρίου ‘ΣΥΝΟΔΟΣ ΑΘΗΝΑ ’97’ Ελληνικής Επιτροπής CIGRE, Δεκέμβριος 1997.
- [45] G. C. Contaxis, J. Kabouris, N. Zouros, G. Manos "Analysis of Wind Power Injection into Power Systems with Large Wind Power Penetration", Proceedings of the Universities Power Engineering Conference, Heraklion, Greece, 18-20 September 1996.
- [46] J. Kabouris, N. Zouros, G. Manos, G.C. Contaxis, C.D. Vournas “Computational Environment to Investigate Wind Integration into Small Autonomous Systems”, Renewable Energy, Vol. 18, pp 61-75, May 1999.
- [47] Stephen T. Lee, Zia A. Yamayee, “Load-Following and Spinning-Reserve Penalties for Intermittent Generation“, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, March 1981.

- [48] S.M. Chan, D.C. Powell, M. Yoshimura, D.H. Curtice. "Operations Requirements of Utilities with a Wind Power Generation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 9, September 1983.
- [49] R. A. Schlueter, G. L. Park, "A Modified Unit Commitment and Generation Control for Utilities with Large Wind Generation Penetrations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 7, July 1985.
- [50] G. J Vachtsevanos, K.C. Kalatzakis, "Penetration of Wind Electric Conversion Systems into the Utility Grid", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 7, July 1985.
- [51] Lennart Soder, "Reserve Margin Planning in a Wind-Hydro-Thermal Power System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993.
- [52] Fankhauser H.R., "A Novel Approach to On-Line Short – and – Intermediate – Term Load Forecasting", 8:th Power Systems Computational Conference, Helsinki, Butterworth, (1984)
- [53] Söder, L. "Benefit assessment of wind power in hydro thermal power systems" Ph D thesis, ISBN 91-7170-931-2, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, (1988) .
- [54] Tornevic H., Olsson E. and Gollvik S., "Forecast of wind in the layer between 50 and 150 meters", Swedish Meteorological and Hydrological Institute, Promis – report, nr 4 (1985).
- [55] Brannlund H., Bubenko J.A., Sjelvgren D. and Andersonn N., "Optimal generation scheduling of large hydrothermal power systems by network programming", 9:th Power System Computation Conference in Lisbon, Butterworth, (1987).
- [56] Habibollahzadeh H. et al "Optimal short – term planning of hydro – thermal power system.", 8:th Power Systems Computational Conference, Helsinki, Butterworth, (1984).
- [57] Jenkins N., "The Development and Control of an Autonomous Wind / Diesel Generating System", PhD Thesis, Imperial College, (1986).
- [58] Papadopoulos M., P. Malatestas, B. Papadias and G. Stavrakakis, "Modelling and Parameters Identification of Diesel – Wind Turbines Systems", Proceedings of European Wind Energy Association Conference (EWEC), Glasgow, Scotland, July 10-13, 1989, pp 665-667, (1989).
- [59] Uhlen K. and O. Skarstein, "A Short Term Dynamic Simulation Model for Wind/Diesel System", Proceedings of Tenth BWEA Conference, London, pp 235-241, (1988).

- [60] Uhlen K., T. Toftveaag, O. Skarstein and B. Foss, Voltage Control in Diesel and Wind/Diesel Power Networks“. Proceedings of European Wind Energy Association Conference (EWEC), Amsterdam, pp 514-518, (1991).
- [61] Uhlen K., PhD Thesis, “Modelling and Robust Control of Autonomous Hybrid Power Systems”, The Norwegian Institute of Trondheim, EFI, Trondheim, Dept. of Engineering Cybernetics, pp 206, January 1994.
- [62] Lundsager P. and H.A. Madsen, “Modelling and Dynamic Analysis of the Riso Wind/Diesel System”, Proceedings of Seventh BWEA Wind Energy Conference, Oxford University, March 27-29, 1985, pp. 201-206, also report Riso-M-2530, (1985).
- [63] Lundsager P. and P.H. Madsen, “Dynamic Modelling of Wind Turbine Drive Trains and Wind/Diesel Systems”, report Riso-M-2580, (1986).
- [64] Pierik J.T.G. and J.A.N. de Bonte, “Quasi-steady State Simulation of Autonomous Wind/Diesel Systems”, report ECN-85-91, Petten, (1990).
- [65] Pierik J.T.G., “A Computer Program for Dynamic Analysis of Autonomous Wind/Diesel Systems”, report ECN-89-94, (1989).
- [66] K. Prabhashankar, W. Janischewsyj, “Digital Simulation of Multimachine Power Systems for Stability Studies”, IEEE Trans., PAS-87, No.1, Jan. 1968, pp. 73-79.
- [67] A.J. Tsitsovits, L.L. Freris, “Dynamics of an Isolated Power System supplied from Diesel and Wind” IEEE Proceedings, Vol. 130, No. 9, Dec. 1983, pp. 587-595.
- [68] J. F. Manwell, J.G. McGowan, A. Rogers, W. Stein, “Developments in experimental simulation of wind/diesel systems” Proceedings of EWEC 1989.
- [69] P.K. Nandam, P.C. Sen, “Analog and Digital Speed Control of DC Drives Using Proportional – Integral and Integral- Proportional Control Techniques”, IEEE Trans. On Ind.Elec., Vol IE-34, No.2, May 1987.
- [70] B. Sanlier et.al. “Design and development of a regulation and control system for the high penetration no-storage wind/diesel scheme”. Proceedings of EWEC-1988.
- [71] M.W. Gustafson and J.S. Bayor “Transmission Loss Evaluation for Electric System”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No.3, PP.1026-1032, August, 1988.
- [72] Γερμανική Ένωση Παραγωγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (VDEW) – Τεχνική Οδηγία για την παράλληλη λειτουργία των εγκαταστάσεων ιδιοπαραγωγού με το δίκτυο μέσης τάσης του αρμόδιου διανομέα ηλεκτρικής ενέργειας, 1994.

- [73] IEC 61400: Power quality requirements for grid – connected wind turbines. (Final Draft 15-3-1999)
- [74] MEASNET – Measurement procedure, Power quality of wind turbines (Draft 27/11/1996).
- [75] Γ. Κονταξής, Σημειώσεις Μαθήματος “Βέλτιστη Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μήχ. και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Αθήνα 1993.
- [76] Μ. Σαμουηλίδης, Κ Βλάχος, Γ.Ψαράς “Συστήματα Αποφάσεων”, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών, Αθήνα 1987.
- [77] Β Παπαδιάς, Γ. Κονταξής. “Ηλεκτρική Οικονομία” Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μήχ. και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Αθήνα 1993.