



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

**Βραχυπρόθεσμος Υδροθερμικός Προγραμματισμός και
Μελέτη μη Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με Μεγάλη Διείσδυση
ΑΠΕ και Αντλησιοταμίευση Χωρίς Άντληση από το
Δίκτυο σε Συνθήκες Βέλτιστης Ροής Φορτίου**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΒΑΤΙΚΑΛΟΣ Γ. ΑΓΓΕΛΟΣ

Επιβλέποντες: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009



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

**Βραχυπρόθεσμος Υδροθερμικός Προγραμματισμός και
Μελέτη μη Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με Μεγάλη Διείσδυση
ΑΠΕ και Αντλησιοταμίευση Χωρίς Άντληση από το
Δίκτυο σε Συνθήκες Βέλτιστης Ροής Φορτίου**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΒΑΤΙΚΑΛΟΣ Γ. ΑΓΓΕΛΟΣ

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Ανέστης Αναστασιάδης, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

.....
Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009

.....

ΒΑΤΙΚΑΛΟΣ Γ. ΑΓΓΕΛΟΣ

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

Copyright © Βατίκαλος Γ. Άγγελος, 2009

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2008-2009 στον τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ.

Αντικείμενο της εργασίας είναι η μελέτη της βραχυπρόθεσμης υδροθερμικής συνεργασίας καθώς και των μη διασυνδεδεμένων συστημάτων με αυξημένη αιολική διείσδυση και υβριδικούς σταθμούς αντλησιοταμίευσης σε συνθήκες βέλτιστης ροής φορτίου.

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας ήταν ο Καθηγητής κ. Ν. Χατζηαργυρίου, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον υπογύφιο Διδάκτορα κ. Ανέστη Αναστασιάδη, για τη βοήθεια, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε κατά την εκπόνηση της εργασίας.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009

ΒΑΤΙΚΑΛΟΣ Γ. ΑΓΓΕΛΟΣ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στη σημερινή εποχή, οι απαιτήσεις για παροχή ενέργειας ολοένα και αυξάνονται με ιλιγγιώδη ρυθμό. Ταυτόχρονα όμως, η παραγωγή αυτής της ενέργειας από τους παραδοσιακούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς δημιουργεί έντονο προβληματισμό σχετικά με τις επιπτώσεις στο περιβάλλον. Απόρροια αυτού του γεγονότος είναι η στροφή προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) οι οποίες εκμεταλλεύονται την ενέργεια που προέρχεται από φυσικά φαινόμενα και την μετατρέπουν σε ηλεκτρική.

Μια βασική μορφή ΑΠΕ είναι οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Ίσως να είναι και μια από τις παλαιότερες μορφές ΑΠΕ που ανέπτυξε ο σύγχρονος άνθρωπος. Ωστόσο η ένταξη τέτοιων μονάδων στο δίκτυο απαιτεί τον προγραμματισμό τόσο της ίδιας της μονάδας όσο και των παραδοσιακών θερμοηλεκτρικών σταθμών. Έτσι δημιουργείται ένα πολυδιάστατο, πολυσύνθετο πρόβλημα που αφορά στην ένταξη και οικονομική λειτουργία των μονάδων και το οποίο το ονομάζουμε υδροθερμική συνεργασία. Το πρόβλημα αυτό επιχειρήθηκε να λυθεί με τη χρήση δυναμικού προγραμματισμού στο περιβάλλον της Matlab βάσει αντίστοιχου αλγορίθμου που είχε αναπτυχθεί σε Turbo Pascal. Ο κώδικας εμπλουτίστηκε ώστε να αυξηθεί η αξιοπιστία του, η ευελιξία του και η αποτελεσματικότητά του. Τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του αλγορίθμου παρουσιάζονται στη διπλωματική αυτή, συνοδευόμενα από τα αντίστοιχα γραφήματα. Στη συνέχεια, μελετήθηκε το ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου, το οποίο είναι μη διασυνδεδεμένο και έχει σημαντική διείσδυση ΑΠΕ (κυρίως αιολικά πάρκα). Στο δίκτυο αυτό μελετήθηκε η επίδραση μιας υβριδικής μονάδας αντλησιοταμίευσης, λειτουργώντας πάντα υπό συνθήκες βέλτιστης ροής φορτίου για την ελαχιστοποίηση του κόστους καυσίμου. Σκοπός μιας τέτοιας μονάδας είναι η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και η έγχυσή της στο δίκτυο σε καθορισμένες χρονικές στιγμές, ώστε να επιτυγχάνεται η οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος και να μεγιστοποιείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Το δίκτυο της Ρόδου προσομοιώθηκε τροποποιώντας κατάλληλα το λογισμικό Matpower 3.2 στο περιβάλλον της Matlab. Για την επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου χρησιμοποιήθηκε ο αλγόριθμος MINOPF ο οποίος βασίζεται στη μέθοδο επίλυσης MINOS. Η επιλογή αυτή ήταν ιδανική για το σύστημα της Ρόδου αφού έδωσε τη δυνατότητα για ταχύτατους υπολογισμούς, γεγονός που επέτρεψε την προσομοίωση ενός ολόκληρου έτους για αρκετές επιλογές (προκύπτουν από την παραμετροποίηση του τρόπου συνεργασίας της υβριδικής μονάδας με το δίκτυο).

Τα αποτελέσματα ήταν άκρως ικανοποιητικά και ενθαρρυντικά για την ανάπτυξη τέτοιων μονάδων και παρουσιάζονται μαζί με τις αντίστοιχες γραφικές παραστάσεις, δίνοντας μια εικόνα τόσο για το συμφέρον του επενδυτή όσο και για αυτό του διαχειριστή του συστήματος.

ABSTRACT

In our days there is a continuous growing demand for power supply. At the same time, electricity production from conventional thermal units raises sobering thoughts about the following environmental changes. As a result, there is a tend towards renewable energy sources (RES), which convert natural power, such as wind, solar irradiation or water flow, into electricity.

A basic form of RES is the hydroelectric plant (maybe one of the first RES that human developed). However, the dispatch of such units requires the scheduling of the unit and the conventional thermal units as well. So, there is a multidimensional, complicated problem to solve in order to achieve the economical operation of the system. This problem is called Hydrothermal Coordination. In order to solve that problem, the method of dynamic programming was used, implemented on Matlab and based on a similar algorithm, written in Turbo Pascal. In order to achieve higher flexibility and reliability, several changes, corrections and additions were made. In the following chapters there is an analytical presentation and comments for the results that came from algorithm execution.

Thereafter, there was a study for the power system of Rhodes, which is non – interconnected, with high RES penetration (mainly wind farms). The main study deals with the effect (on Rhodes’ grid) of a hybrid pumped – storage unit which operates under optimal power flow conditions for fuel cost minimization. The main purpose of pumped – storage unit is the storage of electrical power and its injection in the grid at certain hours in order to minimize the operation cost and maximize RES penetration.

Rhodes’ grid was modeled by proper modification of Matpower 3.2 software in Matlab environment. In order to solve the problem of optimal power flow, the MINOPF algorithm was used, which is based on MINOS solving method. The choice was ideal for the aim of the study, as it become feasible to simulate the operation of the power system, seven times, for a whole year (there were seven different options considering the coordination of the hybrid unit with the rest grid) in a very short period of time.

The outcomes of the simulation are presented below, accompanied by the corresponding graphs. The results were very satisfactory and encouraging (for the investors as well as the operator) for investing and developing such pump – storage units.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας – Βέλτιστη Ροή Φορτίου- Υβριδική Μονάδα – Μονάδα
Αντλησιοταμίευσης – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

INDEX TERMS

Electric Energy Grid – Optimal Power Flow (OPF) – Hybrid Unit – Pumped Storage
Unit- Hydrothermal Coordination – Renewable Energy Sources

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Πρόλογος	5
Περίληψη	6
Abstract	7
Index Terms	8
Λέξεις κλειδιά	8
Περιεχόμενα	9
Κατάλογος Πινάκων	15
Κατάλογος Σχημάτων	16
Ονοματολογία	19
Κεφάλαιο 1 – Υδροθερμική Συνεργασία	20
1.1 Εισαγωγή	20
1.2 Περιγραφή του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας	21
1.2.1 Αντικειμενική συνάρτηση	23
1.2.2 Περιορισμοί συστήματος	23
1.2.2.1 Ισοζύγιο ισχύος (power balance)	23
1.2.2.2 Στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve)	23
1.2.3 Περιορισμοί θερμοηλεκτρικών μονάδων παραγωγής	24
1.2.3.1 Όρια λειτουργίας (operating limits)	24
1.2.3.2 Ελάχιστος χρόνος ανόδου/καθόδου (minimum up/down time)	24
1.2.3.3 Προσωπικό λειτουργίας	24
1.2.3.4 Υποχρεωτική λειτουργία-σταθερή έξοδος	24
1.2.3.5 Χρήση καυσίμου	24
1.2.3.6 Περιορισμοί ρυθμού ανάληψης/απόρριψης φορτίου (ramp rate constraints)	25
1.2.4 Περιορισμοί υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής	25
1.2.4.1 Εξίσωση ισορροπίας νερού (water balance)	25
1.2.4.2 Όρια εκροής υδροηλεκτρικού σταθμού (hydroplant discharge limits)	25
1.2.4.3 Ζώνες απαγορευμένης λειτουργίας	25
1.2.4.4 Όρια λειτουργίας ταμιευτήρων (reservoir operating limits)	25
1.2.4.5 Αρχικός και τελικός όγκος ταμιευτήρων (reservoir initial / target volume)	26
1.2.4.6 Άρδευση	26
1.3 Βραχυπρόθεσμη Υδροθερμική Συνεργασία (ΒΥΣ)	27
1.3.1 Ευριστικές Μέθοδοι Διάσπασης	28
1.3.2 Μέθοδοι Διάσπασης Bender	28
1.3.3 Μέθοδοι Διάσπασης Lagrange	29

1.3.4 Μέθοδοι Γραμμικού (LP) και Μη-Γραμμικού Προγραμματισμού	29
1.3.5 Μέθοδοι Γενετικών Αλγορίθμων (ΓΑ) και Εξελικτικού Προγραμματισμού	30
1.3.6 Αλγόριθμοι ροής δικτύου	30
1.3.7 Μέθοδος εσωτερικού σημείου	31
1.3.8 Λίστα προτεραιότητας	31
1.3.9 Στρατηγική εξέλιξης	31
1.3.10 Προσομοιωμένη ανόπτηση	31
1.3.11 Νευρωνικά δίκτυα	32
1.3.12 Αλγόριθμος αναζήτησης αποικίας μυρμηγκιών	32
1.3.13 Αναζήτηση Tabu	33
1.3.14 Μέθοδος ημικαθορισμένου προγραμματισμού Ασαφή συστήματα	33
1.3.15 Ασαφή συστήματα	33
1.3.16 Μέθοδος προοδευτικής βελτιστοποίησης	33
1.3.17 Μέθοδος αποκοπής αιχμών	34
1.3.18 Δυναμικός Προγραμματισμός (ΔΠ)	34
Κεφάλαιο 2 – Επίλυση προβλήματος βραχυπρόθεσμης υδροθερμικής συνεργασίας με χρήση δυναμικού προγραμματισμού	36
2.1 Παρουσίαση Αλγορίθμου	36
2.2 Αποτελέσματα	41
Κεφάλαιο 3 – Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ)	44
3.1 Εισαγωγή	44
3.2 Δομή συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας	44
3.3 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	45
3.4 Μεταφορά ηλεκτρική ενέργειας	46
3.5 Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας	47
3.6 Φορτία	47
3.7 Ανάλυση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας	48
3.8 Οικονομική κατανομή φορτίου	48
3.9 Λειτουργία και έλεγχος ΣΗΕ	49
3.10 Μη διασυνδεδεμένα ΣΗΕ	49
Κεφάλαιο 4– Βελτιστοποίηση Συναρτήσεων	51
4.1 Εισαγωγή	51
4.2 Ελαχιστοποίηση συναρτήσεων μιας μεταβλητής	51
4.3 Αριθμητικές μέθοδοι ελαχιστοποίησης χωρίς περιορισμούς	51
4.4 Ελαχιστοποίηση συναρτήσεων πολλών μεταβλητών	52
4.5 Αριθμητικές μέθοδοι	53
4.5.1 Η μέθοδος των κλίσεων	53
4.5.2 Ελαχιστοποίηση με εξισωτικούς περιορισμούς	54
4.5.3 Οικονομική ερμηνεία των πολλαπλασιαστών LaGrange	56

4.5.4 Κυρτότητα	56
4.5.5 Ελαχιστοποίηση με ανισοτικούς περιορισμούς	57
4.5.6 Απόδειξη των εξισώσεων συνεργασίας με χρήση των συνθηκών Kuhn-Tucker	58
4.6 Η μέθοδος ελαχιστοποίησης MINOS	60
4.6.1 Εισαγωγή	60
4.6.2 Γραμμικός προγραμματισμός	60
4.6.3 Μη γραμμική αντικειμενική συνάρτηση	61
4.6.4 Μη γραμμικοί περιορισμοί	63
4.6.5 Διατύπωση του προβλήματος	64
4.6.6 Περιορισμοί	65
Κεφάλαιο 5 – Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	67
5.1 Ανάλυση Ροών Φορτίου.....	67
5.1.1 Εισαγωγή.....	67
5.1.2 Εξισώσεις Ροής Φορτίου	67
5.1.2.1 Παράσταση Γραμμών Μεταφοράς	67
5.1.2.2 Παράσταση Εγκάρσιων Πυκνωτών και Αυτεπαγωγών	68
5.1.2.3 Παράσταση Μετασχηματιστών (Μ/Σ)	68
5.1.2.4 Παράσταση Γεννητριών	69
5.1.2.5 Παράσταση Φορτίων	69
5.1.2.6 Εξισώσεις Ροών Φορτίου	70
5.2 Θεμελίωση του Προβλήματος Ροών Φορτίου	72
5.3 Επιλογή Μεταβλητών και Περιορισμοί	73
5.4 Βέλτιστη ροή φορτίου (BPΦ)	74
5.4.1 Στόχοι της βέλτιστης ροής φορτίου	76
5.4.2 BPΦ - Ελαχιστοποίηση Κόστους Καυσίμου	77
5.4.2.1 Θέματα Μοντελοποίησης	77
5.4.2.1 Μαθηματική Περιγραφή Αντικειμενικής Συνάρτησης και Περιορισμών για την Ελαχιστοποίηση Κόστους	78
5.5 Μέθοδοι επίλυσης Β.Φ.Ρ.	79
5.5.1 Τεχνικές Βελτιστοποίησης	79
5.5.1.1 Η μέθοδος κλίσης (Gradient)	80
5.5.1.2 Η μέθοδος Newton	84
5.5.1.3 Γραμμικός Προγραμματισμός (LP)	85
5.5.1.4 Αλγόριθμος Εσωτερικού Σημείου	87
5.5.1.5 Μέθοδοι Μη Γραμμικού Προγραμματισμού	88
5.5.1.5.1 Μη Γραμμικός Προγραμματισμός (NLP).....	88
5.5.1.5.1.1 Εύρεση της κατηφορικής κατεύθυνσης	88
5.5.1.5.1.2 Εύρεση του βήματος μήκους	88
5.5.1.5.1.3 Χειρισμός των περιορισμών	89
5.5.1.5.2 Ακολουθιακός Τετραγωνικός	

Προγραμματισμός	89
5.5.1.5.3 Αυξανόμενοι Μέθοδοι Lagrange	90
5.5.1.5.4 Γενικευμένες Μειούμενες Κλίσεις	90
5.5.1.5.5 Προβολική Αυξανόμενη Μέθοδος Lagrange	90
Κεφάλαιο 6 – Περιγραφή του λογισμικού Matpower 3.2 σε περιβάλλον Matlab για την επίλυση της ΒΡΦ	92
6.1 Εισαγωγή	92
6.2 Εκτέλεση Ροής Φορτίου	92
6.2.1 Εκτέλεση Βέλτιστης Ροής Φορτίου	92
6.2.2 Βοήθεια	92
6.2.3 Διάταξη Αρχείου Δεδομένων	92
6.2.4 Μοντελοποίηση	96
6.2.4.1 AC Διατύπωση	96
6.2.4.2 DC Διατύπωση	96
6.2.5 Ροή Φορτίου	98
6.2.6 Βέλτιστη Ροή Φορτίου (OPF)	99
6.2.6.1 AC Διατύπωση ΒΡΦ	101
6.2.6.1.1 Γενικοί Γραμμικοί Περιορισμοί	103
6.2.6.1.2 Γενικευμένη Συνάρτηση Κόστους	103
6.2.6.1.3 P-Q Καμπύλες Ικανότητας των Γεννητριών	105
6.2.6.1.4 Κατανεμημένα φορτία	106
6.2.6.1.5 Όρια Διαφοράς Γωνιών των Κλάδων	107
6.2.6.1.6 Πρόβλημα Μετασχηματισμού Δεδομένων	107
6.2.6.2 DC Διατύπωση ΒΡΦ	109
6.2.7 Αλγόριθμος Αποσυνδεδεμένης Μονάδας	109
6.2.8 Επιλογές του MATPOWER	110
Κεφάλαιο 7 – ΑΠΕ και Υβριδικά Συστήματα	111
7.1 Εισαγωγή	111
7.2 Χαρακτηριστικά Ανεμογεννητριών καμπύλες ισχύος	112
7.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα Ανεμογεννητριών	112
7.3.1 Πλεονεκτήματα	112
7.3.2 Μειονεκτήματα	113
7.4 Μέγιστο ποσοστό αιολικής διείσδυσης	113
7.4.1 Κριτήρια Ορθής Λειτουργίας	113
7.4.2 Οικονομοτεχνικά Κριτήρια.....	114
7.5 Υβριδικά συστήματα	115
7.5.1 Λόγοι ανάπτυξης υβριδικών συστημάτων στα ελληνικά νησιά	115
7.5.2 Συμβατικά Υβριδικά Συστήματα	116
7.5.3 Φιλοσοφία ανάπτυξης υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ	117
7.5.4 Υβριδικό σύστημα αποτελούμενο από ΑΠΕ και συμβατικές μονάδες παραγωγής	117
7.5.4.1 Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τα	

δίκτυα	118
7.5.4.2 Συνήθειες εφαρμογές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τα δίκτυα	119
Κεφάλαιο 8 – Η μέθοδος της Αντλησιοταμίευσης	121
8.1 Εισαγωγή	121
8.2 Πλεονεκτήματα της μεθόδου	122
8.3 Βελτίωση της ποιότητας ισχύος με τη χρήση A/T	123
8.4 Πολιτικές λειτουργίας αντλησιοταμιευτικών συστημάτων	124
8.4.1 Δομικά συστατικά του συστήματος	124
8.4.2 Πιθανές καταστάσεις λειτουργίας	124
8.4.3 Τρέχον νομοθετικό πλαίσιο για μη διασυνδεδεμένα νησιά στην Ελλάδα	126
8.4.3.1 Γενικές αρχές προγραμματισμού	126
8.4.3.2 Γενικές αρχές τιμολόγησης των ΥΒΣ	127
8.4.3.3 Λειτουργία αγοράς	128
8.4.3.3.1 Δηλώσεις κατά την προηγούμενη ημέρα για την επόμενη ημέρα κατανομής	128
8.4.3.3.2 Ημερήσιος προγραμματισμός	129
8.4.3.3.3 Κατανομή - ειδικοί κανόνες και αρχές λειτουργίας	130
8.4.3.3.4 Κανόνες τιμολόγησης	132
8.4.3.4 Προδιαγραφές εγκαταστάσεων χρηστών και διαχειριστή	134
8.4.3.4.1 Βασικές αρχές διαμόρφωσης και επιλογής των κατασκευαστικών και λειτουργικών παραμέτρων των ΥΒΣ με αντλησιοταμίευση	134
8.4.3.4.2 Υποδομή διαχειριστή	136
Κεφάλαιο 9 – Εφαρμογή στο ΣΗΕ της Ρόδου	137
9.1 Περιγραφή ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου	137
9.1.1 Θερμικοί Σταθμοί	138
9.1.2 Γραμμές μεταφοράς	140
9.1.3 Μονάδες αντιστάθμισης	140
9.1.4 Μετασχηματιστές	140
9.1.5 Ζυγοί Συστήματος	141
9.1.6 Φορτίο	142
9.1.7 Αιολικά Πάρκα	144
9.1.8 Μονάδα αντλησιοταμίευσης	147
9.2 Πολιτική - Αλγόριθμος λειτουργίας	148
9.3 Αποτελέσματα προσομοίωσης	152
9.3.1 Επιλογή 1	152
9.3.2 Επιλογή 2	157
9.3.3 Επιλογή 3	161

9.3.4 Επιλογή 4	166
9.3.5 Επιλογή 5	170
9.3.6 Επιλογή 6	175
9.3.7 Επιλογή 7	179
9.4 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα – απολογισμός	181
Συμπεράσματα	189
Βιβλιογραφία	190

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 5.1 Αντικειμενικές Συναρτήσεις & Περιορισμοί της ΒΡΦ	75
Πίνακας 9.1 Θερμικοί σταθμοί ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου	139
Πίνακας 9.2 Γραμμές μεταφοράς ΥΤ ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου	140
Πίνακας 9.3 Μονάδες αντιστάθμισης ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου	140
Πίνακας 9.4 Μετασχηματιστές ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου	141
Πίνακας 9.5 Ζυγοί ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου	142
Πίνακας 9.6 Αιολικά πάρκα Ρόδου (2011)	144
Πίνακας 9.7 Πιθανοτική κατανομή ανέμου της Ρόδου (ετήσια δεδομένα)	146
Πίνακας 9.8 Επιλογές Λειτουργίας	151
Πίνακας 9.9 Τιμές χαρακτηριστικών μεγεθών στου συστήματος	152
Πίνακας 9.10 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοίωσης	182

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

Σχήμα 2.1 Μενού επιλογών χρήστη	37
Σχήμα 2.2 Δυναμικός προγραμματισμός	38
Σχήμα 2.3 Το μενού επιλογής αποτελεσμάτων	39
Σχήμα 2.4 Διάγραμμα Ροής Αλγορίθμου	40
Σχήμα 2.5 Παραγωγή θερμικών σταθμών	43
Σχήμα 2.6 Καταστάσεις όγκου	43
Σχήμα 2.7 Καταμερισμός παραγωγής	43
Σχήμα 2.8 Ισχύς εξόδου υδροηλεκτρικού σταθμού	43
Σχήμα 2.9 Κόστος περιόδου	43
Σχήμα 2.10 Κόστος περιόδου ανά MW φορτίου	43
Σχήμα 5.1 Ονομαστικό ισοδύναμο κύκλωμα Π γραμμής μεταφοράς	67
Σχήμα 5.2 Παράσταση εγκάρσιου στοιχείου	68
Σχήμα 5.3 Παράσταση Μ/Σ σε ονομαστική σχέση μετασχηματισμού	68
Σχήμα 5.4 Παράσταση φορτίων	69
Σχήμα 5.5 Γενικευμένος ζυγός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας	70
Σχήμα 5.6 Συναρτήσεις ποινής για παραβιάσεις του μέτρου τάσης	85
Σχήμα 6.1 Τμηματικά γραμμική και κυρτή συνάρτηση κόστους	101
Σχήμα 6.2 Γραμμική περίπτωση της συνάρτησης f_i	105
Σχήμα 6.3 Περιοχή εμπιστοσύνης για τη λειτουργία της γεννήτριας	105
Σχήμα 6.4 Καμπύλη ζήτησης του φορτίου	106
Σχήμα 6.5 Τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους συναρτήσει της ισχύος	106
Σχήμα 7.1 Κάλυψη και φορτίου βάσης από ΑΠΕ – Αποθήκευση για αιχμές και μη διαθεσιμότητα	116
Σχήμα 8.1 Λειτουργία σταθμού αντλησιοταμίευσης	122
Σχήμα 8.2 Υπολογισμός προστίμου σε κάθε τρίμηνο	134
Σχήμα 9.1 Ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου το έτος 2011	137
Σχήμα 9.2 Γεωγραφική κατανομή του ηλεκτρικού δικτύου της Ρόδου.....	138
Σχήμα 9.3 Τυπικές συναρτήσεις κόστους θερμικών σταθμών	139
Σχήμα 9.4 Καμπύλη φορτίου Ρόδου για ένα έτος.....	143
Σχήμα 9.5 Καμπύλη φορτίου Ρόδου για 1-3 Ιανουαρίου	143
Σχήμα 9.6 Τυπική καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας.....	144
Σχήμα 9.7 Χρονοσειρά ανέμου για τη Ρόδο	145
Σχήμα 9.8 Καμπύλη αποδιδόμενης ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας σε ένα έτος ως ποσοστό της ονομαστικής τους.....	146
Σχήμα 9.9 Ενσωμάτωση μονάδας αντλησιοταμίευσης στο σύστημα της Ρόδου	147
Σχήμα 9.10 Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)	152
Σχήμα 9.11 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)	153
Σχήμα 9.12 Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)	153

Σχήμα 9.13	Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)	154
Σχήμα 9.14	Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)	154
Σχήμα 9.15	Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού	155
Σχήμα 9.16	Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού	155
Σχήμα 9.17	Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)	157
Σχήμα 9.18	Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)	157
Σχήμα 9.19	Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)	158
Σχήμα 9.20	Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)	158
Σχήμα 9.21	Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)	159
Σχήμα 9.22	Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού	159
Σχήμα 9.23	Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού	160
Σχήμα 9.24	Παραγωγή υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)	161
Σχήμα 9.25	Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)	162
Σχήμα 9.26	Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)	162
Σχήμα 9.27	Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)	163
Σχήμα 9.28	Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)	163
Σχήμα 9.29	Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού	164
Σχήμα 9.30	Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού	164
Σχήμα 9.31	Παραγωγή υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)	166
Σχήμα 9.32	Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)	166
Σχήμα 9.33	Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)	167
Σχήμα 9.34	Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)	167
Σχήμα 9.35	Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)	168
Σχήμα 9.36	Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού	168
Σχήμα 9.37	Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού	169
Σχήμα 9.38	Παραγωγή υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)	170
Σχήμα 9.39	Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)	171
Σχήμα 9.40	Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)	171
Σχήμα 9.41	Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)	172
Σχήμα 9.42	Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)	172
Σχήμα 9.43	Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού	173
Σχήμα 9.44	Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού	173
Σχήμα 9.45	Παραγωγή υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)	175
Σχήμα 9.46	Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)	175
Σχήμα 9.47	Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)	176
Σχήμα 9.48	Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)	176
Σχήμα 9.49	Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)	177
Σχήμα 9.50	Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού	177
Σχήμα 9.51	Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού	178
Σχήμα 9.52	Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)	179
Σχήμα 9.53	Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)	180
Σχήμα 9.54	Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)	180

Σχήμα 9.55 Ετήσιο κέρδος επενδυτή ανά μονάδα ισχύος του εγκατεστημένου υβριδικού αιολικού (€/MW) για κάθε επιλογή	183
Σχήμα 9.56 CF του υβριδικού αιολικού (%) για κάθε επιλογή.....	183
Σχήμα 9.57 Διείσδυση ΑΠΕ/Φορτίο (%) για κάθε επιλογή.....	184
Σχήμα 9.58 Ενέργεια από θερμικούς σταθμούς (MWh/έτος) για κάθε επιλογή.....	184
Σχήμα 9.59 Ετήσιο συνολικό κόστος διαχειριστή για κάθε επιλογή (€/MWh φορτίου)	185
Σχήμα 9.60 Ετήσια ενέργεια υβριδικού σταθμού (MWh)	185
Σχήμα 9.61 Ετήσια ενέργεια υβριδικού σταθμού ανά εγκατεστημένο MW υδροστροβίλου (MWh/MW)	186
Σχήμα 9.62 Ετήσια ενέργεια υβριδικού σταθμού ανά εγκατεστημένο MW υβριδικού αιολικού (MWh/MW)	186
Σχήμα 9.63 Λειτουργία αντλιών για μια τυπική βδομάδα του έτους.....	187
Σχήμα 9.64 Κάλυψη φορτίου στη διάρκεια της τυπικής εβδομάδας	187
Σχήμα 9.65 Όγκος άνω ταμιευτήρα κατά τη διάρκεια της τυπικής εβδομάδας (max:400.000m ³ , min:50.000m ³)	188
Σχήμα 9.66 Κάλυψη της ζητούμενης ισχύος από τις θερμικές με και χωρίς το υβριδικό σύστημα	188

ΟΝΟΜΑΤΟΛΟΓΙΑ

<i>ΒΥΣ</i>	Βραχυπρόθεσμη Υδροθερμική Συνεργασία
<i>ΘΜ</i>	Θερμική Μονάδα
<i>ΥΗΣ</i>	Υδροηλεκτρικός Σταθμός
<i>ΣΠΗΕ</i>	Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας
<i>ΥΥΠ</i>	Υδροηλεκτρικό Υποπρόβλημα
<i>ΘΥΠ</i>	Θερμικό Υποπρόβλημα
<i>LP</i>	Linear Programming (Γραμμικός Προγραμματισμός)
<i>ΓΑ</i>	Γενετικός Αλγόριθμος
<i>ΔΠ</i>	Δυναμικός Προγραμματισμός
<i>ΣΗΕ</i>	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
<i>ΑΠΕ</i>	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
<i>Μ/Σ</i>	Μετασχηματιστής
<i>ΒΡΦ</i>	Βέλτιστη Ροή Φορτίου
<i>NLP</i>	No – Linear Programming (Μη – Γραμμικός Προγραμματισμός)
<i>ΓΜΚ</i>	Γενικευμένες Μειούμενες Κλίσεις
<i>AC</i>	Alternating Current (Εναλλασσόμενο Ρεύμα)
<i>DC</i>	Direct Current (Συνεχές Ρεύμα)
<i>ΑΣΠ</i>	Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
<i>ΜΕΚ</i>	Μηχανή Εσωτερικής Καύσης
<i>Η/Ε</i>	Ηλεκτρικές Εταιρίες
<i>Υ.Α.</i>	Υπουργική Απόφαση
<i>ΔΕΗ</i>	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
<i>Α/Γ</i>	Ανεμογεννήτρια
<i>ΘΗΣ</i>	Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
<i>L/A</i>	Συσσωρευτές Μολύβδου
<i>ETS</i>	Emission Trading Scheme
<i>Α/Τ</i>	Αντλησιοταμίευση
<i>ΥΒΣ</i>	Υβριδικός Σταθμός
<i>ΜΔΝ</i>	Μη – Διασυνδεδεμένο Νησί
<i>ΚΕΕ</i>	Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας
<i>FDPF</i>	Fast Decoupled Power Flow (Ταχεία Αποζευγμένη Τεχνική Ροής Φορτίου)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΥΔΡΟΘΕΡΜΙΚΗ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ

1.1 Εισαγωγή

Στη σύγχρονη εποχή, η αλματώδη πρόοδος της τεχνολογίας σε συνδυασμό με την αύξηση του παγκόσμιου πληθυσμού έχουν οδηγήσει σε μια ζήτηση όλο και μεγαλύτερων ποσοτήτων ενέργειας. Το πρόβλημα της κάλυψης των ενεργειακών αναγκών είναι ένα από τα πλέον σημαντικά και δύσκολα προβλήματα που καλούνται να επιλύσουν οι επιστήμονες σήμερα. Παρά το γεγονός ότι η σύγχρονη τεχνολογία επιτρέπει την αξιοποίηση των περισσότερων πηγών ενέργειας, η χρήση μιας οποιασδήποτε πηγής δεν κρίνεται πάντα ως η ενδεδειγμένη λύση, καθώς το κόστος της μπορεί να καθιστά την επιλογή αυτή ασύμφορη. Συνεπώς, στόχος δεν είναι μόνο η κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης, αλλά και η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούνται γι' αυτή.

Τα σύγχρονα συστήματα ισχύος είναι ιδιαίτερα μεγάλα και πολύπλοκα και επομένως, ο συντονισμός των μονάδων τους απαιτεί την ύπαρξη κάποιου εξειδικευμένου μαθηματικού μοντέλου. Οι κυριότερες μονάδες παραγωγής είναι θερμοηλεκτρικές, υδροηλεκτρικές και πυρηνικές. Οι πυρηνικές μονάδες χρησιμοποιούνται αποκλειστικά για την κάλυψη των φορτίων βάσης, εξαιτίας του αργού ρυθμού απόκρισης και της υψηλής τους απόδοσης. Οι θερμοηλεκτρικές μονάδες χρησιμοποιούνται τόσο για την κάλυψη φορτίων βάσης, όσο και για τα φορτία αιχμής, ενώ οι υδροηλεκτρικές, εξαιτίας των περιορισμένων διαθέσιμων ποσοτήτων νερού και των γρήγορων ρυθμών απόκρισης, καλύπτουν κυρίως φορτία αιχμής. Συνεπώς, ο στόχος των διαφόρων μαθηματικών μοντέλων επικεντρώνεται στο βέλτιστο συντονισμό των μονάδων παραγωγής που επιτυγχάνει την κάλυψη του ζητούμενου φορτίου με ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους και ικανοποίηση διαφόρων περιορισμών που εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία του συστήματος.

Με βάση την παραπάνω ανάλυση, το πρόβλημα της υδροθερμικής συνεργασίας ασχολείται με την εύρεση του βέλτιστου συνδυασμού των θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών μονάδων ενός συστήματος ισχύος και στοχεύει στην κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης με το μικρότερο δυνατό κόστος, ενώ παράλληλα απαιτεί την ικανοποίηση των περιορισμών λειτουργίας του συστήματος. Οι θερμοηλεκτρικές μονάδες, η λειτουργία των οποίων στηρίζεται στην κατανάλωση καυσίμων, έχουν πολύ μεγάλο κόστος λειτουργίας. Αντίθετα, οι υδροηλεκτρικές μονάδες, οι οποίες κάνουν χρήση της ροής των υδάτων, έχουν μηδενικό κόστος λειτουργίας. Το γεγονός αυτό ουσιαστικά καθιστά ως πρόβλημα της υδροθερμικής συνεργασίας τη βέλτιστη κατανομή των αποθεμάτων του νερού για την οικονομικότερη δυνατή κάλυψη των ζητούμενων φορτίων από το συνολικό σύστημα ισχύος.

Στη συνέχεια παρατίθεται μια αναλυτική, μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας, στην οποία παρουσιάζεται η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος, ενώ ταυτόχρονα διακρίνονται οι σημαντικότεροι περιορισμοί που εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία του συστήματος.

1.2 Περιγραφή του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας

Όπως τονίστηκε παραπάνω, το πρόβλημα της υδροθερμικής συνεργασίας [45] επικεντρώνεται στο βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού θερμοηλεκτρικού κόστους παραγωγής σε ένα προκαθορισμένο χρονικό διάστημα, ενώ ταυτόχρονα πρέπει να ικανοποιούνται όλοι οι περιορισμοί του συστήματος. Οι περιορισμοί αυτοί διαχωρίζονται σε δύο ομάδες, τους περιορισμούς που αναφέρονται στο σύστημα ισχύος, και τους περιορισμούς που αναφέρονται στις αντίστοιχες θερμοηλεκτρικές ή υδροηλεκτρικές μονάδες. Το πρόβλημα της υδροθερμικής συνεργασίας ανήκει στην κατηγορία των μη-γραμμικών, μεικτών-ακεραίων προβλημάτων βελτιστοποίησης και απαιτεί τον καθορισμό τόσο των ακεραίων, όσο και των συνεχών μεταβλητών απόφασης που αναφέρονται στην κατάσταση λειτουργίας των μονάδων και τα επίπεδα παραγωγής των θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών μονάδων αντίστοιχα. Ακολουθεί ένας αναλυτικός πίνακας επεξήγησης των συμβόλων που χρησιμοποιούνται στις μαθηματικές εξισώσεις της μοντελοποίησης του προβλήματος.

t	Δείκτης διαστημάτων χρόνου (επιλεγόμενο χρονικό βήμα)
T	Συνολικός αριθμός χρονικών διαστημάτων (ορίζοντας προγραμματισμού)
D_t	Πρόβλεψη ζήτησης φορτίου για το διάστημα t (MW)
R_t	Απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας για το διάστημα t (MW)
C	Ολικό θερμοηλεκτρικό κόστος παραγωγής (€)
I	Αριθμός διαθέσιμων θερμοηλεκτρικών μονάδων
u_{it}	Κατάσταση λειτουργίας της i -οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας για το διάστημα t (1 αν η μονάδα λειτουργεί και 0 αν δεν λειτουργεί)
P_{it}	Παραγωγή ισχύος της i -οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας για το διάστημα t (MW)
$C_i()$	Συνάρτηση κόστους καυσίμου της i -οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας (€/h)
$R_{s,it}$	Συνεισφορά στρεφόμενης εφεδρείας της i -οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας (MW)
\bar{P}_i	Μέγιστη επιτρεπόμενη παραγωγή ισχύος της i -οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας για το διάστημα t (MW)
\underline{P}_i	Ελάχιστη επιτρεπόμενη παραγωγή ισχύος της i -οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας (MW)

$\bar{R}_{s,i}$	Μέγιστη επιτρεπόμενη συνεισφορά στρεφόμενης εφεδρείας της i-οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας (MW)
$\bar{\Delta P}_i$	Ρυθμός ανάληψης/απόρριψης φορτίου της i-οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας (MW/h)
$T_{up,i}$	Ελάχιστος χρόνος ανόδου της i-οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας
$T_{dn,i}$	Ελάχιστος χρόνος καθόδου της i-οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας
SUP_i	Κόστος εκκίνησης της i-οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας (€)
SDN_i	Κόστος παύσης λειτουργίας της i-οστής θερμοηλεκτρικής μονάδας (€)
J	Αριθμός υδροηλεκτρικών σταθμών
M_j	Αριθμός υδροηλεκτρικών σταθμών που είναι τοποθετημένα στη συνέχεια της ροής του ποταμού σε σχέση με τον j-οστό ταμιευτήρα
N_j	Αριθμός διαθέσιμων μονάδων του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού
v_{jt}	Αριθμός μονάδων σε λειτουργία του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού για το διάστημα t
P_{jt}	Έξοδος ισχύος του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού για το διάστημα t (MW)
$R_{s,jt}$	Συνεισφορά στρεφόμενης εφεδρείας του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού για το διάστημα t (MW)
Q_{jt}	Ρυθμός εκροής του νερού του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού για το διάστημα t (m^3/h) (θετικός αν παράγει / αρνητικός αν αντλεί)
S_{jt}	Ρυθμός υπερχείλισης νερού στον j-οστό υδροηλεκτρικό σταθμό για το διάστημα t (m^3/h)
I_{jt}	Ρυθμός εισροής νερού στον j-οστό υδροηλεκτρικό σταθμό για το διάστημα t (m^3/h)
d_j	Καθυστέρηση μεταφοράς νερού από τον j-οστό υδροηλεκτρικό σταθμό
V_{jt}	Όγκος νερού που βρίσκεται αποθηκευμένο στον j-οστό υδροηλεκτρικό σταθμό στο τέλος του χρονικού διαστήματος t (m^3)
\bar{Q}_j	Μέγιστος επιτρεπόμενος ρυθμός εκροής νερού του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού (m^3/h)
\underline{Q}_j	Ελάχιστος επιτρεπόμενος ρυθμός εκροής νερού του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού (m^3/h)
\bar{V}_j	Μέγιστος επιτρεπόμενος όγκος j-οστού ταμιευτήρα (m^3)
\underline{V}_j	Ελάχιστος επιτρεπόμενος όγκος j-οστού ταμιευτήρα (m^3)
$V_{j,ini}$	Αρχικός όγκος του j-οστού ταμιευτήρα στην αρχή του ορίζοντα προγραμματισμού (m^3)
$V_{j,fin}$	Τελικός όγκος του j-οστού ταμιευτήρα στο τέλος του ορίζοντα προγραμματισμού (m^3)

1.2.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος αναφέρεται στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους των θερμοηλεκτρικών μονάδων. Το κόστος αυτό αποτελείται από το κόστος καυσίμου και το κόστος εκκίνησης και παύσης λειτουργίας των μονάδων. Ο ορισμός της αντικειμενικής συνάρτησης είναι ο εξής:

$$\min C = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^I [u_{it} * C_i(P_{it}) + SUP_{it} + SDN_{it}] \right\} \quad (1.1)$$

όπου:

$$SUP_{it} = SUP_{it} \quad \text{αν} \quad u_{it} = 1 \quad \text{και} \quad u_{i,t+1} = 0, \text{ διαφορετικά είναι} \quad SUP_{it} = 0 \quad (1.2)$$

$$SDN_{it} = SDN_{it} \quad \text{αν} \quad u_{it} = 0 \quad \text{και} \quad u_{i,t+1} = 1, \text{ διαφορετικά είναι} \quad SDN_{it} = 0 \quad (1.3)$$

Η ελαχιστοποίηση της συνάρτησης αυτής πρέπει να γίνει με βάση τους περιορισμούς του συστήματος. Οι περιορισμοί αυτοί σχετίζονται με τη ζήτηση φορτίου και απαιτούμενης εφεδρείας (περιορισμοί συστήματος), αλλά και με τα στοιχεία λειτουργίας των μονάδων του συστήματος (περιορισμοί μονάδων παραγωγής). Ακολουθεί η μαθηματική μοντελοποίηση και ο διαχωρισμός των περιορισμών.

1.2.2 Περιορισμοί συστήματος

1.2.2.1 Ισοζύγιο ισχύος (power balance)

Ο περιορισμός αυτός εξασφαλίζει ότι το άθροισμα της θερμοηλεκτρικής και υδροηλεκτρικής ισχύος ικανοποιεί τη ζήτηση φορτίου σε κάθε χρονική στιγμή (αξίζει να σημειωθεί ότι σε ορισμένα κείμενα της αρθρογραφίας οι απώλειες του συστήματος αφαιρούνται από το συνολικό ζητούμενο φορτίο):

$$\sum_{i=1}^I P_{it} + \sum_{j=1}^J P_{jt} = D_t \quad (1.4)$$

Στην παραπάνω σχέση η παραγωγή P_{jt} αποτελεί συνάρτηση του ρυθμού εκροής του νερού Q_{jt} του j-οστού υδροηλεκτρικού σταθμού για το διάστημα t, καθώς και του όγκου νερού V_{jt} που βρίσκεται αποθηκευμένο στον j-οστό υδροηλεκτρικό σταθμό στο τέλος του χρονικού διαστήματος t.

1.2.2.2 Στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve)

Η στρεφόμενη εφεδρεία, η οποία αναφέρεται στην επιπλέον ισχύ που μπορεί να δώσει η κάθε μονάδα, εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Ο περιορισμός προϋποθέτει ότι σε κάθε χρονική στιγμή η συνολική διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία των εν λειτουργία θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών μονάδων είναι μεγαλύτερη ή ίση της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας:

$$\sum_{i=1}^I R_{s,it} + \sum_{j=1}^J R_{s,jt} \geq R_t \quad (1.5)$$

όπου:

$$R_{s,it} = \min(\bar{P}_i - P_{it}, \bar{R}_{s,i}) \quad (1.6)$$

$$R_{s,jt} = \bar{P}_j - P_{jt} \quad (1.7)$$

1.2.3 Περιορισμοί θερμοηλεκτρικών μονάδων παραγωγής

1.2.3.1 Όρια λειτουργίας (operating limits)

Η καθαρή ισχύς εξόδου των θερμοηλεκτρικών μονάδων (ονομαστική μείον την ιδιοκατανάλωση) περιορίζεται από τα λειτουργικά ελάχιστα και μέγιστα όρια που καθορίζονται από τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά τους. Είναι επίσης πιθανό τα όρια αυτά να μεταβάλλονται ανάλογα με την τρέχουσα κατάσταση της μονάδας.

$$\underline{P}_i \leq P_{it} \leq \bar{P}_i \quad (1.8)$$

1.2.3.2 Ελάχιστος χρόνος ανόδου/καθόδου (minimum up/down time)

Ο περιορισμός αυτός αναφέρεται στον ελάχιστο χρόνο που έχουν ανάγκη οι μονάδες για να ξεκινήσουν ή να σταματήσουν εντελώς τη λειτουργία τους:

$$A_V (u_{i,t-1} = 0 \& u_{i,t} = 1) \quad \text{τότε} \quad u_{i,t+\tau} = 1 \quad \text{για} \quad \tau \leq T_{up} \quad (1.9)$$

$$A_V (u_{i,t-1} = 1 \& u_{i,t} = 0) \quad \text{τότε} \quad u_{i,t+\tau} = 0 \quad \text{για} \quad \tau \leq T_{down} \quad (1.10)$$

1.2.3.3 Προσωπικό λειτουργίας

Οι διαδικασίες εκκίνησης και κράτησης της λειτουργίας των μονάδων απαιτούν την απασχόληση του προσωπικού του σταθμού παραγωγής. Ο περιορισμένος αριθμός προσωπικού δεν επιτρέπει την εκκίνηση ή παύση περισσότερων από μία μονάδων ταυτόχρονα.

1.2.3.4 Υποχρεωτική λειτουργία-σταθερή έξοδος

Λειτουργικοί λόγοι, άσχετοι με την οικονομική λειτουργία του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως στήριξη τάσεως, ευστάθεια δικτύου ή χρήση του ατμού για τηλεθέρμανση πόλεων επιβάλλουν την υποχρεωτική λειτουργία ορισμένων μονάδων για συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα.

1.2.3.5 Χρήση καυσίμου

Η ικανότητα των μονάδων παραγωγής εξαρτάται από την ποσότητα του αποθηκευμένου καυσίμου στο σταθμό. Η διαθεσιμότητα του καυσίμου εξαρτάται από το ρυθμό τροφοδοσίας. Η κατανάλωση καυσίμου πολλές φορές δεσμεύεται με ρήτρα εγγυημένης κατανάλωσης (take or pay).

1.2.3.6 Περιορισμοί ρυθμού ανάληψης/απόρριψης φορτίου (ramp rate constraints)

Οι περιορισμοί αυτοί αναφέρονται στη δυνατότητα που έχει μία μονάδα, ανάλογα με τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να παράγει, να μεταβάλλει την τιμή της μέσα σε κάποιο συγκεκριμένο χρονικό διάστημα προκειμένου να φτάσει σε μια καθορισμένη επιθυμητή τιμή:

$$|P_{it} - P_{i,t-1}| \leq \overline{\Delta P}_i \quad (1.11)$$

1.2.4 Περιορισμοί υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής

1.2.4.1 Εξίσωση ισορροπίας νερού (water balance)

Αποτελεί έναν ιδιαίτερα σημαντικό περιορισμό του προβλήματος, καθώς εξασφαλίζει τη συνέχεια στη ροή του νερού για το υδροηλεκτρικό δίκτυο:

$$V_{jt} = V_{j,t-1} - Q_{jt} - S_{jt} + I_{jt} + \sum_{k=1}^{M_j} (Q_{k,t-d_k} + S_{k,t-d_k}) \quad (1.12)$$

1.2.4.2 Όρια εκροής υδροηλεκτρικού σταθμού (hydroplant discharge limits)

Η μέγιστη ισχύς εξόδου των υδροηλεκτρικών μονάδων περιορίζεται από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά τους και εξαρτάται εν γένει από το βαθμό απόδοσης της μονάδας ο οποίος για σταθερή παροχή νερού στον υδροστρόβιλο είναι συνάρτηση της υψομετρικής διαφοράς του κάτω από τον άνω ταμιευτήρα. Η σχέση αυτή περιορίζει μεταξύ δύο επιτρεπτών τιμών τη δυνατότητα εκροής υδάτων των υδροηλεκτρικών μονάδων:

$$\overline{Q}_j \leq Q_{jt} \leq \underline{Q}_j \quad (1.13)$$

1.2.4.3 Ζώνες απαγορευμένης λειτουργίας

Η εμφάνιση κραδασμών συντονισμού και ο κίνδυνος καταστροφής των πτερυγίων του υδροστροβίλου λόγω σπηλαιώσης καθιστούν απαγορευτική τη λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών (ΥΗΣ) σε συγκεκριμένες περιοχές της ισχύος εξόδου τους.

1.2.4.4 Όρια λειτουργίας ταμιευτήρων (reservoir operating limits)

Η στάθμη των ταμιευτήρων μεταβάλλεται υποχρεωτικά μέσα στα όρια που ορίζουν οι προδιαγραφές ασφαλούς και οικονομικής λειτουργίας του ΥΗΣ. Η υπερχειλίση θα πρέπει να αποφεύγεται αφού οδηγεί σε αντιοικονομική χρήση του αποθηκευμένου νερού ενώ μεγάλες και γρήγορες μεταβολές της στάθμης του αποθηκευμένου νερού σε μικρούς ταμιευτήρες είναι δυνατό να επηρεάσουν τη στατικότητα του φράγματος. Επιπλέον σε ορισμένους ταμιευτήρες αναπτύσσονται παραλίες λουομένων και η στάθμη θα πρέπει να διατηρείται σε σταθερά επίπεδα. Ο περιορισμός αυτός καθορίζει τη μέγιστη και την ελάχιστη δυνατή τιμή όγκου υδάτων που μπορούν να περιέχουν οι ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών μονάδων:

$$\underline{V}_j \leq V_{jt} \leq \bar{V}_j \quad (1.14)$$

1.2.4.5 Αρχικός και τελικός όγκος ταμιευτήρων (reservoir initial / target volume)

Ο συγκεκριμένος περιορισμός εξασφαλίζει μια συγκεκριμένη αρχική και τελική τιμή που πρέπει να έχουν οι ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών μονάδων κατά την έναρξη και λήξη, αντίστοιχα, του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού. Το ότι στο τέλος του συγκεκριμένου ορίζοντα ο ταμιευτήρας πρέπει να έχει ένα συγκεκριμένο όγκο προκύπτει από τις περιορισμένες διαθέσιμες ποσότητες νερού, γεγονός που δεν επιτρέπει την αλόγιστη χρήση των υδροηλεκτρικών σταθμών, αλλά περιορίζει την χρήση τους μόνο για κάλυψη των αιχμών φορτίου.

$$V_{j0} = V_{j,ini} \quad (\text{Αρχικός όγκος ταμιευτήρων}) \quad (1.15)$$

$$V_{jt} = V_{j,fin} \quad (\text{Τελικός/επιθυμητός όγκος ταμιευτήρων}) \quad (1.16)$$

1.2.4.6 Άρδευση

Η σημαντικότερη χρήση των μεγάλων ΥΗΣ μετά τη χρήση τους για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι η χρήση τους για την παροχή αρδευτικών νερών. Κατά τη διάρκεια του θέρους η λειτουργία των ΥΗΣ προκαθορίζεται από τις αρδευτικές ανάγκες όταν αυτές επιβάλλονται.

Όλοι οι παραπάνω περιορισμοί συνθέτουν ένα μη-γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης μεγάλης κλίμακας το οποίο συμπεριλαμβάνει διακριτές (π.χ. κατάσταση ένταξης θερμικών σταθμών (ΘΜ)) και συνεχείς μεταβλητές απόφασης (π.χ. προσδιορισμός του επιπέδου εξόδου όλων των μονάδων) και περιορισμούς. Οι υπολογιστικές απαιτήσεις της επίλυσης αυξάνονται με το πλήθος των μεταβλητών απόφασης και των περιορισμών και γίνονται πολύ μεγάλες για συστήματα πραγματικού μεγέθους. Επιπλέον, η ραγδαία και διαρκής εξέλιξη και εξάπλωση των ΣΗΕ συμβάλλει ακόμη περισσότερο στην αύξηση του βαθμού δυσκολίας του προβλήματος. Ωστόσο, μέχρι σήμερα δεν έχει αναπτυχθεί κάποια μέθοδος που να υπολογίζει τη βέλτιστη λύση του προβλήματος για συστήματα πραγματικού μεγέθους. Όλες οι μέθοδοι που έχουν εφαρμοστεί υπολογίζουν μια υποβέλτιστη λύση. Όμως, τα οικονομικά οφέλη που προκύπτουν από ένα όσο το δυνατόν καλύτερο πρόγραμμα ΒΥΣ είναι μεγάλα και η περιοχή εξακολουθεί να συγκεντρώνει αξιόλογη ερευνητική προσπάθεια. Η μαθηματική μοντελοποίηση της υδροθερμικής συνεργασίας εξαρτάται σε πολύ σημαντικό βαθμό από την επιλογή της χρονικής περιόδου εξέτασης του προβλήματος. Σύμφωνα με τη χρονική περίοδο που επιλέγεται για να μελετηθεί το πρόβλημα διακρίνονται οι παρακάτω τρεις, βασικές κατηγορίες:

- i) *Βραχυπρόθεσμη υδροθερμική συνεργασία*: Το χρονικό διάστημα που επιλέγεται για τη μελέτη του προβλήματος κυμαίνεται από μία ημέρα έως μία εβδομάδα, ενώ το χρονικό βήμα που συνήθως χρησιμοποιείται είναι ωριαίο.

ii) *Μεσοπρόθεσμη υδροθερμική συνεργασία*: Το χρονικό διάστημα κυμαίνεται μεταξύ ενός μήνα και ενός χρόνου, ενώ το χρονικό βήμα που συνήθως χρησιμοποιείται είναι εβδομαδιαίο.

iii) *Μακροπρόθεσμη υδροθερμική συνεργασία*: Το χρονικό διάστημα υπερβαίνει τον χρόνο, ενώ το χρονικό βήμα που συνήθως χρησιμοποιείται είναι εβδομαδιαίο ή μηνιαίο.

1.3 Βραχυπρόθεσμη Υδροθερμική Συνεργασία (ΒΥΣ)

Η ΒΥΣ [44] συνίσταται στον προσδιορισμό του προγράμματος ένταξης των θερμικών μονάδων (ΘΜ), την οικονομική κατανομή του ηλεκτρικού φορτίου σε αυτές και στο σχεδιασμό του βέλτιστου προγράμματος λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών (ΥΗΣ) για ένα χρονικό διάστημα που μπορεί να κυμαίνεται από μία έως και τις επτά επόμενες ημέρες (24h-168h). Αντικειμενικός στόχος του προβλήματος της ΒΥΣ είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΠΗΕ) έτσι ώστε να εξασφαλίζονται η ικανοποίηση της ζήτησης, οι λειτουργικοί περιορισμοί και οι απαιτήσεις ασφαλούς λειτουργίας. Καθώς το κόστος λειτουργίας των ΥΗΣ είναι μηδαμινό, το κόστος αυτό αντιπροσωπεύει το κόστος λειτουργίας των ΘΜ. Η εισαγωγή του προβλήματος της ένταξης των ΘΜ καθιστά δυσκολότερο και πιο περίπλοκο το πρόβλημα της υδροθερμικής συνεργασίας.

Βασικό χαρακτηριστικό της ΒΥΣ αποτελεί το πλήθος των περιορισμών που εισάγονται από την πολυπλοκότητα ενός συστήματος όπως το ΣΠΗΕ, και που αφορούν στο μεγαλύτερο μέρος τους την πολλαπλότητα χρήσης των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων. Ως χαρακτηριστικά δείγματα του είδους και του πλήθους των υφιστάμενων περιορισμών μπορούν να αναφερθούν η ικανοποίηση της ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου, της απαιτούμενης εφεδρείας, των λειτουργικών ορίων των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, της διατήρησης της στάθμης των ταμιευτήρων, του ελέγχου ροής ποταμών, των αρδεύσεων κ.α.

Η ΒΥΣ μπορεί να τοποθετηθεί ως ένα πρόβλημα μαθηματικής βελτιστοποίησης ως εξής:

“Δεδομένης της ζήτησης του ηλεκτρικού φορτίου για ένα χρονικό διάστημα κυμαινόμενο από την επομένη έως και τις επτά επόμενες ημέρες, να προσδιοριστεί το πρόγραμμα λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα, έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος των θερμικών μονάδων υπό συγκεκριμένους περιορισμούς”.

Για την επίλυση του προβλήματος της ΒΥΣ έχουν κατά καιρούς προταθεί και εφαρμοστεί διάφορες μέθοδοι. Οι περισσότερο διαδεδομένες είναι οι ακόλουθες:

1. Ευριστικές μέθοδοι διάσπασης.
2. Μέθοδοι διάσπασης Benders και Lagrange .
3. Μέθοδοι γραμμικού, μη-γραμμικού και ακέραιου προγραμματισμού.
4. Μέθοδοι γενετικών αλγορίθμων και τεχνητής νοημοσύνης.

5. Αλγόριθμοι ροής φορτίου.
6. Μέθοδος εσωτερικού σημείου.
7. Λίστα προτεραιότητας.
8. Στρατηγική εξέλιξης.
9. Προσομοιωμένη ανόπτηση.
10. Νευρωνικά δίκτυα.
11. Αλγόριθμος ταξινόμησης αποικίας μυρμηγκιών.
12. Αναζήτηση Tabu.
13. Μέθοδος ημικαθορισμένου προγραμματισμού.
14. Ασαφή συστήματα.
15. Μέθοδος προοδευτικής βελτιστοποίησης.
16. Μέθοδος αποκοπής αιχμών.
17. Μέθοδος δυναμικού προγραμματισμού.

1.3.1 Ευριστικές Μέθοδοι Διάσπασης

Οι ευριστικές μέθοδοι επίλυσης της ΒΥΣ αναλύουν το αρχικό πρόβλημα βελτιστοποίησης σε δύο υποπροβλήματα προγραμματισμού [11], [12], [13], [14], [15]: το θερμικό (ΘΥΠ) και το υδροηλεκτρικό (ΥΥΠ). Το ΘΥΠ θεωρεί γνωστή την έξοδο των ΥΗΣ και υπολογίζει την ένταξη των ΘΜ. Κατά την επίλυση του ΘΥΠ αφαιρείται από την ωριαία ζήτηση φορτίου και στρεφόμενης εφεδρείας η συνεισφορά των ΥΗΣ. Το ΥΥΠ θεωρεί γνωστό το οριακό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για όλες τις ώρες του χρονικού ορίζοντα, όπως αυτό υπολογίστηκε από την προηγούμενη επίλυση του ΘΥΠ και καταρτίζει τη λειτουργία των ΥΗΣ. Η επαναληπτική επίλυση των δύο υποπροβλημάτων σταματά με τη σύγκλιση των προγραμμάτων λειτουργίας των ΘΜ και των ΥΗΣ.

Για την επίλυση του ΘΥΠ έχουν χρησιμοποιηθεί μέθοδοι λίστας προτεραιότητας. Η λίστα κατασκευάζεται συνήθως με βάση το ειδικό κόστος λειτουργίας των ΘΜ στη μέγιστη έξοδο. Σε κάθε ώρα του χρονικού ορίζοντα εντάσσονται διαδοχικά οι μονάδες βάσης, κυμαινόμενου φορτίου και αιχμής έως ότου καλυφθούν οι ανάγκες ζήτησης και εφεδρείας.

Η επίλυση του ΥΥΠ στηρίζεται στην απαίτηση οικονομικής χρήσης των περιορισμένων υδάτινων πόρων. Έτσι, η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας των ΘΜ παραγωγής επιτυγχάνεται θέτοντας ως στόχο τη μεγιστοποίηση της υδροηλεκτρικής παραγωγής σε ώρες υψηλού διαφορικού κόστους παραγωγής ή ισοδύναμα σε ώρες υψηλού φορτίου. Οι ευριστικές μέθοδοι διάσπασης είναι υπολογιστικά αποδοτικές, αλλά δεν εγγυώνται τον υπολογισμό βέλτιστης λύσης. Επίσης, αδυνατούν να αντιμετωπίσουν επιτυχώς ορισμένους τύπους λειτουργικών περιορισμών του συστήματος όπως αυτός της περιορισμένης χρήσης καυσίμου των ΘΜ.

1.3.2 Μέθοδοι Διάσπασης Bender

Η μέθοδος διάσπασης Bender [6] εκμεταλλεύεται το είδος των μεταβλητών του προβλήματος της ΒΥΣ και δημιουργεί ένα σχήμα διαχωρισμού του ολικού προβλή-

ματος σε δύο υποπροβλήματα (κύριο και υποπρόβλημα). Στο γενικευμένο πρόβλημα της ΒΥΣ οι μεταβλητές ένταξης των ΘΜ είναι οι μοναδικές ακέραιες μεταβλητές απόφασης. Το κύριο πρόβλημα αφορά στη διαχείριση των ακεραίων μεταβλητών απόφασης. Το υποπρόβλημα ρυθμίζει το επίπεδο εξόδου όλων των μονάδων του ΣΠΗΕ και αποτελεί ουσιαστικά το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου. Το κύριο πρόβλημα μπορεί να επιλυθεί με κάποια μέθοδο ακέραιου προγραμματισμού (π.χ. Branch and Bound/Δυναμικός Προγραμματισμός). Για την επίλυση της οικονομικής κατανομής φορτίου και ανάλογα με τη μοντελοποίηση των συναρτήσεων κόστους των ΘΜ μπορεί να χρησιμοποιηθεί κάποιος από τους υπάρχοντες αλγορίθμους (μέθοδος επαναλήψεων λάμδα, κατανομή κατά αύξουσα σειρά του διαφορικού κόστους λειτουργίας). Η βέλτιστη λύση επιτυγχάνεται με μια επαναληπτική διαδικασία ανάμεσα στην επίλυση του κύριου προβλήματος και του υποπροβλήματος. Ως κριτήριο σύγκλισης χρησιμοποιείται συνήθως η διαφορά στο κόστος λειτουργίας του κυρίου προβλήματος και του υποπροβλήματος. Ο προσδιορισμός του προγράμματος λειτουργίας των ΥΗΣ μπορεί να ενσωματωθεί στο υποπρόβλημα. Η δυσκολία εφαρμογής της μεθόδου γίνεται περισσότερο εμφανής κατά τον προγραμματισμό ΘΜ με περιορισμούς καυσίμου.

1.3.3 Μέθοδοι Διάσπασης Lagrange

Η διάσπαση Lagrange ανήκει σε μια ευρεία κατηγορία μεθόδων βελτιστοποίησης όπου κυρίαρχο ρόλο παίζει η ιδέα της αποκεντρωμένης λήψης των αποφάσεων. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης διασπάται σε επιμέρους υποπροβλήματα τα οποία και προτείνουν τις βέλτιστες τιμές των μεταβλητών απόφασης. Κατά την εφαρμογή της μεθόδου στο πρόβλημα της ΒΥΣ οι συζευκτικοί περιορισμοί ισοζυγίου ισχύος και απαίτησης εφεδρείας εισάγονται στην αρχική συνάρτηση κόστους του ΣΠΗΕ με τη βοήθεια αντίστοιχων πολλαπλασιαστών. Για σταθερές τιμές των πολλαπλασιαστών η συνάρτηση Lagrange η οποία σχηματίζεται είναι προσθετικά διαχωρίσιμη και έτσι το αρχικό πρόβλημα της ελαχιστοποίησης του κόστους λειτουργίας του ΣΠΗΕ διασπάται σε μικρότερης κλίμακας υποπροβλήματα. Κάθε υποπρόβλημα βελτιστοποιεί τη χρήση μιας ΘΜ ή ενός συγκροτήματος ΥΗΣ (λόγω της επιπρόσθετης υδραυλικής σύζευξης των ΥΗΣ). Οι πολλαπλασιαστές ρυθμίζονται έτσι ώστε να οδηγούν τη λύση των υποπροβλημάτων σε εκείνες τις τιμές των μεταβλητών απόφασης που ικανοποιούν τους συζευκτικούς περιορισμούς. Οι τιμές αυτές των πολλαπλασιαστών Lagrange εκφράζουν τις οριακές τιμές παραγωγής μιας επιπρόσθετης MWh ή ενός επιπλέον MW στρεφόμενης εφεδρείας. Πρακτικά η απόκλιση αυτής της τιμής από το πραγματικό βέλτιστο είναι πολύ μικρή (έως 0.5%) και έχει αποδειχθεί ότι μικραίνει όσο το μέγεθος του συστήματος αυξάνει.

1.3.4 Μέθοδοι Γραμμικού (LP) και Μη-Γραμμικού Προγραμματισμού

Στη βασική του μορφή ο LP ελαχιστοποιεί ή μεγιστοποιεί ένα οικονομικό κριτήριο το οποίο εκφράζεται ως γραμμική συνάρτηση των μεταβλητών απόφασης με γραμμικούς περιορισμούς. Σύμφωνα με την τοποθέτηση αυτή ο LP δεν ενδείκνυται ως μέθοδος

προσέγγισης λύσης σε προβλήματα με μη-γραμμικούς και ασυνεχείς χώρους όπως αυτά της ΒΥΣ. Ωστόσο, λόγω της απλότητας τοποθέτησης των προβλημάτων, της πληθώρας αλγορίθμων επίλυσης καθώς και τις ταχύτητας εκτέλεσης έχει κατά καιρούς εφαρμοστεί σε προβλήματα προγραμματισμού ΣΠΗΕ και κυρίως σε προβλήματα υδροηλεκτρικής βελτιστοποίησης με παραδοχές στη μοντελοποίηση της λειτουργίας των ΣΠΗΕ (π.χ. η μη-γραμμική χαρακτηριστική εισόδου-εξόδου των ΥΗΣ προσεγγίζεται από τμηματικά γραμμική). Οι παραδοχές αυτές σε πολλές περιπτώσεις ενδέχεται να εκφράζουν το μοντέλο λειτουργίας του συστήματος.

1.3.5 Μέθοδοι Γενετικών Αλγορίθμων (ΓΑ) και Εξελικτικού Προγραμματισμού

Σε αντίθεση με τις παραδοσιακές μαθηματικές μεθόδους οι προσεγγίσεις αυτές διαθέτουν εγγενή προσαρμοστικότητα σε μη-γραμμικά και ασυνεχή περιβάλλοντα. Οι ΓΑ αποτελούν υπολογιστικές τεχνικές που προσομοιώνουν την εξελικτική συμπεριφορά των φυσικών οργανισμών. Χρησιμοποιούν τη βασική αρχή της επικράτησης του ισχυρότερου σε συνδυασμό με γενετικούς τελεστές διασταύρωσης και μετάλλαξης για την αποτελεσματική διερεύνηση του χώρου λύσεων. Η διερεύνηση εκτελείται με την εξέλιξη ενός πληθυσμού ανεξάρτητων λύσεων. Κάθε λύση χαρακτηρίζεται και διακρίνεται από τις υπόλοιπες από την αντίστοιχη τιμή της συνάρτησης ποιότητας. Καλύτερες λύσεις χαρακτηρίζονται από μεγαλύτερες τιμές της συνάρτησης ποιότητας και έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συνεισφέρουν τμήματα της πληροφορίας που διαθέτουν έναντι των υπολοίπων κατά την εξέλιξη του πληθυσμού. Συγκριτικά με κλασσικές μεθόδους μαθηματικής βελτιστοποίησης οι ΓΑ δεν απαιτούν καμία γνώση για το χώρο λύσεων και δεν εισάγουν προαπαιτήσεις συνέχειας ή γραμμικότητας. Απαιτούν απλώς τον προσδιορισμό της ποιότητας η οποία διακρίνει κάθε λύση.

Ο μεγάλος υπολογιστικός χρόνος, η πιθανοκρατική φύση των κανόνων δημιουργίας λύσεων και η πιθανότητα εγκλωβισμού σε τοπικά ελάχιστα λόγω πρώιμης σύγκλισης εξακολουθούν να παραμένουν τα κυριότερα μειονεκτήματα εφαρμογής τους σε προβλήματα βελτιστοποίησης συστημάτων [36].

1.3.6 Αλγόριθμοι ροής δικτύου

Με αυτή τη μέθοδο μπορούμε εύκολα να λάβουμε υπόψη περιορισμούς όπως ο χρόνος καθυστέρησης μεταφοράς των υδάτων και οι διακλαδώσεις των ποταμών, οι οποίοι μοντελοποιούνται δύσκολα με τις υπάρχουσες μεθόδους. Η εφαρμογή των συγκεκριμένων αλγορίθμων στα θερμοηλεκτρικά προβλήματα επιτυγχάνεται με τη βοήθεια των γραμμών μεταφοράς για την αναπαράσταση των ροών ισχύος. Το αποτέλεσμα της εφαρμογής των αλγορίθμων ροής δικτύου σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι μια μη-γραμμική αντικειμενική συνάρτηση, η οποία υπόκειται σε μια σειρά γραμμικών περιορισμών. Οι αλγόριθμοι ροής δικτύου επιτυγχάνουν την εύρεση του πιο σύντομου μονοπατιού επιλύοντας το γενικό πρόβλημα με χρήση μιας τεχνικής βελτιστοποίησης δικτύου (π.χ. μέθοδος Dijkstra).

1.3.7 Μέθοδος εσωτερικού σημείου

Η συγκεκριμένη μέθοδος χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της βέλτιστης λύσης σε σύνθετα προβλήματα βελτιστοποίησης. Το κύριο χαρακτηριστικό της είναι ότι για την εύρεση της βέλτιστης λύσης ο αλγόριθμος κινείται στα εσωτερικά σημεία της εφικτής περιοχής λύσεων του προβλήματος, αντί για τις κορυφές της περιοχής αυτής, όπως για παράδειγμα κάνει η μέθοδος γραμμικού προγραμματισμού Simplex. Ο ακριβής τρόπος με τον οποίο κινείται η εκάστοτε μέθοδος αναζήτησης εσωτερικού σημείου δεν είναι προκαθορισμένος αλλά προσδιορίζεται κάθε φορά από τη μέθοδο αυτή.

1.3.8 Λίστα προτεραιότητας

Το κύριο στοιχείο που λαμβάνεται υπόψη όταν εφαρμόζεται η μέθοδος της λίστας προτεραιότητας για την ένταξη των μονάδων παραγωγής σε ένα σύστημα ισχύος είναι το λειτουργικό κόστος των μονάδων αυτών. Ωστόσο, όπως είναι γνωστό, το κόστος λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων θεωρείται μηδενικό. Το γεγονός αυτό περιορίζει τη χρήση της λίστας προτεραιότητας μόνο για περιπτώσεις ένταξης θερμοηλεκτρικών μονάδων. Το σημαντικότερο πλεονέκτημα που παρουσιάζει η λίστα προτεραιότητας είναι η μεγάλη ταχύτητά της. Το κυριότερο αρνητικό στοιχείο της εντοπίζεται στην αδυναμία παραγωγής λύσεων ικανοποιητικής ποιότητας, γεγονός που εξαναγκάζει το συνολικό σύστημα ισχύος σε σημαντικά λειτουργικά έξοδα.

1.3.9 Στρατηγική εξέλιξης

Η μέθοδος της στρατηγικής εξέλιξης (evolution strategy) ανήκει, μαζί με τον εξελικτικό προγραμματισμό και τους γενετικούς αλγόριθμους, στην ευρύτερη ομάδα των γενετικών αλγορίθμων. Οι μέθοδοι που απαρτίζουν τη συγκεκριμένη ομάδα αποτελούν μη-γραμμικές τεχνικές βελτιστοποίησης.

Η κυριότερη αδυναμία που παρουσιάζει η συγκεκριμένη μέθοδος είναι η αντιμετώπιση των ανισοτικών περιορισμών, οι οποίοι λαμβάνονται υπόψη στο συνολικό πρόβλημα βελτιστοποίησης. Για την αντιμετώπιση αυτής της αδυναμίας επιδιώκεται μια μοντελοποίηση του προβλήματος, η οποία θα εμποδίζει τους παραγόμενους απογόνους να παραβιάζουν τους ανισοτικούς περιορισμούς.

1.3.10 Προσομοιωμένη ανόπτηση

Η μέθοδος της προσομοιωμένης ανόπτησης είναι μια ιδιαίτερα ισχυρή, στοχαστική τεχνική βελτιστοποίησης. Η λειτουργία της στηρίζεται στο φυσικό φαινόμενο της σταδιακής, αργής ψύξης των μετάλλων, τα οποία αρχικά τοποθετούνται σε συνθήκες πολύ υψηλής θερμοκρασίας. Η συγκεκριμένη διαδικασία μπορεί να πάρει μαθηματική μορφή προκειμένου να επιλυθούν πρόβλημα ελαχιστοποίησης, στην κατηγορία των οποίων ανήκει και η υδροθερμική συνεργασία. Πιο συγκεκριμένα, στη μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος οι ενεργειακές καταστάσεις του μετάλλου αντιστοιχούν στις πιθανές λύσεις του γενικού προβλήματος, η

αντικειμενική συνάρτηση του λειτουργικού κόστους αντιστοιχεί στην ενεργειακή κατάσταση του μετάλλου και, τέλος, η θερμοκρασία, η μεταβολή της οποίας προκαλεί το φαινόμενο της ανόπτησης, αντιστοιχεί σε μια παράμετρο ελέγχου που ελέγχει τη συνολική μέθοδο και εξασφαλίζει την ικανοποίηση όλων των περιορισμών του προβλήματος.

Τα κυριότερα πλεονεκτήματα της προσομοιωμένης ανόπτησης είναι η δυνατότητα αποφυγής τοπικών ελαχίστων, γεγονός που οδηγεί σε ολική βελτιστοποίηση του προβλήματος, καθώς και το γεγονός ότι δεν απαιτείται η συνάρτηση να έχει κυρτή μορφή, ούτε οι περιορισμοί να είναι γραμμικοί. Από την άλλη πλευρά, τα μειονεκτήματά της εντοπίζονται στην ιδιαίτερα αργή σύγκλιση, στη δυσκολία που παρουσιάζεται κατά την προσπάθεια ρύθμισης των παραμέτρων του προβλήματος και, τέλος, στις μεγάλες υπολογιστικές απαιτήσεις.

1.3.11 Νευρωνικά δίκτυα

Η μέθοδος των νευρωνικών δικτύων είναι ένα ισχυρό εργαλείο επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης που περιλαμβάνουν πολύπλοκες αντικειμενικές συναρτήσεις. Κατά την εφαρμογή των νευρωνικών δικτύων για την επίλυση του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας, η μέθοδος επιλέγει από μια υπάρχουσα βάση δεδομένων, η οποία περιέχει περιπτώσεις υδροθερμικής συνεργασίας για την κάλυψη συγκεκριμένων καμπυλών φορτίου, τη βέλτιστη υδροθερμική συνεργασία που ταιριάζει στην αντίστοιχη, κάθε φορά, καμπύλη φορτίου. Σε περίπτωση που μια παραγόμενη λύση δεν ανήκει στο πεδίο των εφικτών λύσεων, η λύση αυτή χρησιμοποιείται ως σημείο εκκίνησης για τον εντοπισμό μιας νέας, εφικτής, βέλτιστης λύσης.

Η μέθοδος των νευρωνικών δικτύων παρουσιάζει ιδιαίτερα καλή συμπεριφορά κατά την αντιμετώπιση της στοχαστικής φύσης του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας, παρέχοντας τη δυνατότητα αποτελεσματικής αντιμετώπισης των ανισοτικών περιορισμών που περιέχει αυτό. Παράλληλα, ανταποκρίνεται ικανοποιητικά στις όποιες αλλαγές του συστήματος ισχύος, εφόσον αυτές παρουσιάζονται με σαφή και αναλυτικά δεδομένα.

1.3.12 Αλγόριθμος αναζήτησης αποικίας μυρμηγκιών

Ο συγκεκριμένος αλγόριθμος αναζήτησης βασίζεται στη συμπεριφορά που παρουσιάζουν τα μυρμηγκία στη φύση.

Στο συγκεκριμένο αλγόριθμο, το ολικό βέλτιστο μιας συνάρτησης επιτυγχάνεται με τη βοήθεια μιας ομάδας τεχνητών μυρμηγκιών, τα οποία ανταλλάσσουν πληροφορίες τοποθετώντας φερομόνη πάνω σε ακρότατα γραφημάτων. Αν και ο συγκεκριμένος αλγόριθμος παρουσιάζει ιδιαίτερα καλή συμπεριφορά στην εύρεση της βέλτιστης λύσης, βρίσκεται ακόμα σε στάδιο μελέτης.

1.3.13 Αναζήτηση Tabu

Η μέθοδος αναζήτησης Tabu είναι μια ισχυρή τεχνική βελτιστοποίησης, η οποία πραγματοποιώντας μια εκτενή γειτονική έρευνα, επιτυγχάνει τον εντοπισμό του ολικού βέλτιστου αποφεύγοντας ταυτόχρονα το φαινόμενο της παγίδευσης σε τοπικά ακρότατα με τη βοήθεια ενός ελαστικού, βραχυχρόνιου συστήματος μνήμης.

Το κυριότερο θετικό χαρακτηριστικό της αναζήτησης Tabu είναι η ικανότητα σύγκλισης σε ολικά βέλτιστα με ταυτόχρονη αποφυγή των τοπικών ελαχίστων, κάνοντας χρήση μιας λογικής “απαγορευμένων” κινήσεων. Το κυριότερο αρνητικό στοιχείο που παρουσιάζει η μέθοδος αναζήτησης Tabu κατά την εφαρμογή της είναι η αργή σύγκλιση. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην ενδελεχή τοπική αναζήτηση που πραγματοποιεί η συγκεκριμένη μέθοδος για τον εντοπισμό του ολικού βέλτιστου.

1.3.14 Μέθοδος ημικαθορισμένου προγραμματισμού

Ο ημικαθορισμένος προγραμματισμός είναι μια τεχνική που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την επίλυση κυρτών προβλημάτων βελτιστοποίησης σε πολυωνυμικό χρόνο. Οι απαιτήσεις ακέραιας τιμής των μεταβλητών μπορούν να μοντελοποιηθούν ως δευτεροβάθμιες συναρτήσεις, οι ρίζες των οποίων είναι οι επιθυμητές ακέραιες τιμές. Για το λόγο αυτό, δεν είναι απαραίτητη μια σαφής ακέραια προγραμματιστική μοντελοποίηση του προβλήματος. Η τεχνική του ημικαθορισμένου προγραμματισμού μπορεί να εφαρμοστεί μόνο σε κυρτά συνδυαστικά προβλήματα βελτιστοποίησης. Η συνθήκη αυτή εξασφαλίζει τη σύγκλιση σε ένα βέλτιστο σημείο μέσα σε πολυωνυμικό χρόνο, όταν χρησιμοποιούνται οι μέθοδοι εσωτερικού-σημείου (Interior-Point Methods).

1.3.15 Ασαφή συστήματα

Το κυριότερο στοιχείο της συγκεκριμένης μεθόδου είναι η δυνατότητα διαχείρισης καταστάσεων, οι οποίες χαρακτηρίζονται ως ένα βαθμό από ασάφεια. Από μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί, έχει αποδειχθεί ότι τα στοχαστικά μοντέλα παρουσιάζουν καλύτερη συμπεριφορά από τα αντίστοιχα ντετερμινιστικά, εμφανίζοντας, ωστόσο, ορισμένους περιορισμούς και αδυναμίες κατά την εφαρμογή τους.

1.3.16 Μέθοδος προοδευτικής βελτιστοποίησης

Η μέθοδος της προοδευτικής βελτιστοποίησης υπακούει στην εξής αρχή: *“Το βέλτιστο μονοπάτι έχει την ιδιότητα ότι κάθε ζευγάρι ομάδων αποφάσεων είναι βέλτιστο σε σχέση με την αρχική και τελική τιμή”*. Με βάση την αρχή αυτή, ένα πολυεπίπεδο πρόβλημα ελαχιστοποίησης διασπάται σε μια σειρά υποπροβλημάτων δύο σταδίων. Η βέλτιστη λύση του γενικού προβλήματος επιτυγχάνεται προοδευτικά με τη διαδοχική επίλυση των υποπροβλημάτων αυτών.

Το πλεονέκτημα της μεθόδου αυτής είναι η σημαντική μείωση του μεγέθους του πολυεπίπεδου προβλήματος της ελαχιστοποίησης. Το χαρακτηριστικό αυτό, όμως,

μετριάζεται από την πιθανότητα παγίδευσης σε τοπικά ελάχιστα που παρουσιάζει η μέθοδος.

1.3.17 Μέθοδος αποκοπής αιχμών

Η μέθοδος αποκοπής αιχμών βασίζεται στην ιδέα που υποστηρίζει ότι, κατά την επίλυση της υδροθερμικής συνεργασίας, η χρήση των υδροηλεκτρικών μονάδων για την κάλυψη των πάνω τμημάτων της καμπύλης φορτίου του συστήματος αποφέρει οικονομικότερους προγραμματισμούς παραγωγής ισχύος. Κατά την εφαρμογή της μεθόδου δημιουργείται η καμπύλη διάρκειας φορτίου, η οποία είναι μια επανατοποθέτηση των ωριαίων φορτίων σε φθίνουσα σειρά μεγέθους. Ακόμη, ορίζεται ο παράγοντας δυναμικότητας (Capacity Factor) ως αναλογία της παραγόμενης υδροηλεκτρικής ενέργειας σε MWh, η οποία προκύπτει από τον πολλαπλασιασμό της ικανότητας παραγωγής ενός σταθμού με τη συνολική διάρκεια μελέτης του προβλήματος. Από τη στιγμή που ένας υδροηλεκτρικός σταθμός παρουσιάζει αρκετά υψηλή δυναμικότητα, θεωρείται συμφέρον να χρησιμοποιηθεί πρώτος, γεγονός που θα οδηγήσει σε λειτουργική εκμετάλλευση της δυναμικότητας του σταθμού. Η συνολική υδροηλεκτρική ενέργεια μπορεί εύκολα να κατανεμηθεί για την εξομάλυνση (αποκοπή αιχμών) του φορτίου στον άξονα του χρόνου, ταιριάζοντας κατάλληλα την αποδοτικότητα κάθε υδροηλεκτρικού σταθμού στην καμπύλη διάρκειας φορτίου. Όταν όλοι οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί έχουν κατανεμηθεί, χρησιμοποιούνται οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί του συστήματος ισχύος για την κάλυψη του εναπομείναντος φορτίου. Τα κυριότερα θετικά χαρακτηριστικά της μεθόδου αποκοπής αιχμών είναι η μεγάλη ταχύτητα σύγκλισης σε μια βέλτιστη λύση και η ικανότητα αντιμετώπισης σύνθετων, μη-γραμμικών χαρακτηριστικών και περιορισμών του υδροηλεκτρικού υποσυστήματος. Το κύριο αρνητικό της γνώρισμα είναι η αδυναμία εύρεσης ικανοποιητικών λύσεων για συστήματα ισχύος μεγάλης κλίμακας.

1.3.18 Δυναμικός Προγραμματισμός (ΔΠ)

Ο δυναμικός προγραμματισμός είναι ένα πολύ συνηθισμένο εργαλείο για την επίλυση θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών προβλημάτων, καθώς με τη βοήθειά του μπορεί να μοντελοποιηθεί ένας πολύ μεγάλος αριθμός παραμέτρων των συγκεκριμένων μονάδων.

Πιο συγκεκριμένα, ο δυναμικός προγραμματισμός ερευνά για τη βέλτιστη λύση μέσα σε ένα διάστημα λύσεων που συγκροτούν οι καταστάσεις των μονάδων. Η αναζήτηση που πραγματοποιεί η μέθοδος έχει τη δυνατότητα να κινηθεί σε δύο πιθανές κατευθύνσεις, μπροστά και πίσω. Οι χρονικές υποπερίοδοι του ορίζοντα προγραμματισμού αποτελούν τα στάδια του δυναμικού προγραμματισμού, ενώ οι δυνατοί συνδυασμοί των μονάδων σε μία χρονική περίοδο είναι γνωστοί ως καταστάσεις του δυναμικού προγραμματισμού. Η αναζήτηση με κατεύθυνση προς τα εμπρός βρίσκει τον οικονομικότερο προγραμματισμό ξεκινώντας από το αρχικό στάδιο και συσσωρεύοντας τα συνολικά κόστη [5], ενώ στη συνέχεια κινείται προς τα

πίσω, ξεκινώντας από τους συνδυασμούς ελάχιστου συνολικού κόστους του τελικού σταδίου με κατάληξη το αρχικό στάδιο. Με τον τρόπο αυτό, ο δυναμικός προγραμματισμός κατασκευάζει ένα “δέντρο αποφάσεων” και στη συνέχεια, πραγματοποιώντας μια ιδιαίτερα αναλυτική μελέτη των δυνατών λύσεων, εντοπίζει τη βέλτιστη λύση.

Σε προβλήματα ένταξης ΘΜ ο ΔΠ εξετάζει το σύνολο των δυνατών συνδυασμών ένταξης σε κάθε στάδιο του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού. Για την αποτίμηση του κόστους λειτουργίας κάθε συνδυασμού απαιτείται η επίλυση της οικονομικής κατανομής φορτίου έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις φορτίου και στρεφόμενης εφεδρείας. Ο σχηματισμός του πλέγματος καταστάσεων-σταδίων του ΔΠ απαιτεί τη διακριτοποίηση του περιεχομένου όγκου ή ισοδύναμα της περιεχόμενης ενέργειας των ταμιευτήρων του συστήματος για όλο το διάστημα του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού σε τμήματα ικανά να περιγράψουν την λειτουργία των ΥΗΣ.

Το κυριότερο πλεονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι ότι δεν σπαταλάται χρόνος για αξιολόγηση μη-εφικτών λύσεων. Παρά τα όποια θετικά του στοιχεία, ο δυναμικός προγραμματισμός πάσχει από την “κατάρα της διάστασης”, καθώς έχει ιδιαίτερα μεγάλες υπολογιστικές απαιτήσεις όταν εφαρμόζεται σε συστήματα ισχύος μεγάλης κλίμακας.

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος της “κατάρας της διάστασης” σε προβλήματα προγραμματισμού λειτουργίας ΣΗΕ εφαρμόζονται συνήθως μέθοδοι συρρίκνωσης του χώρου λύσεων και διάσπασης των προβλημάτων στο χώρο ή το χρόνο. Για τη βελτίωση των χαρακτηριστικών του ΔΠ κατά τον προγραμματισμό λειτουργίας ΥΗΣ έχουν προταθεί μέθοδοι διαδοχικών προσεγγίσεων [4], σταδιακής συγκρότησης του πλέγματος γύρω από μία αρχική εφικτή λύση [21], [22] καθώς και υβριδικές προσεγγίσεις όπου ΔΠ συνδυάζεται με μεθόδους διάσπασης του συνολικού προβλήματος και συντονισμό των επιμέρους λύσεων [23], [24], [25].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΕΠΙΛΥΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΗΣ ΥΔΡΟΘΕΡΜΙΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ

2.1 Παρουσίαση Αλγορίθμου

Για την επίλυση του προβλήματος της βραχυπρόθεσμης υδροθερμικής συνεργασίας δημιουργήθηκε στο περιβάλλον της Matlab ένα πρόγραμμα το οποίο βασίζεται στον δυναμικό προγραμματισμό.

Το συγκεκριμένο πρόγραμμα είναι βασισμένο στο αντίστοιχο που είχε δημιουργηθεί από τον Allen J. Wood [4] του οποίου η πρώτη έκδοση δημοσιεύτηκε το 1984. Το αρχικό πρόγραμμα ήταν γραμμένο σε Turbo Pascal και είχε αρκετά περιορισμένες δυνατότητες όσον αφορά στην ευελιξία του.

Ο βασικός αλγόριθμος συνίσταται στην εξέταση όλων των πιθανών συνδυασμών όγκου της υδροηλεκτρικής μονάδας στις περιόδους που εξετάζουμε. Ξεκινώντας από την αρχική μας κατάσταση (η οποία καθορίζεται από τον χρήστη) υπολογίζουμε το κόστος μετάβασης σε κάθε άλλη πιθανή κατάσταση. Αυτό συνεχίζεται έως την τελευταία περίοδο όπου απαιτούμε να καταλήξουμε σε μια κατάσταση η οποία καθορίζεται και αυτή από τον χρήστη (τελικός όγκος Υδροηλεκτρικής Μονάδας).

Με μαθηματικές εκφράσεις, ο αλγόριθμος εκφράζεται ως εξής:

Έστω:

- $\{i\}$: οι καταστάσεις στην αρχή της περιόδου j .
- $\{k\}$: οι καταστάσεις στο τέλος της περιόδου j .
- $TC_k(j)$: το συνολικό κόστος από την πρώτη περίοδο του προγραμματισμού έως το τέλος της περιόδου j θεωρώντας ότι σε αυτή έχουμε όγκο V_k .
- $PC(i, j-1 : k, j)$: Το κόστος παραγωγής των Θερμικών Μονάδων κατά την περίοδο j ώστε η Υδροηλεκτρική Μονάδα να μεταβεί από μια κατάσταση όγκου V_i σε μια άλλη V_k .

Θεωρούμε :

$$TC_k(0) = 0 \quad (2.1)$$

$$TC_k(j) = \min [TC_i(j-1) + PC(i, j-1 : k, j)] \quad (2.2)$$

Η υλοποίησή μας έχει ένα υποτυπώδες παραθυροποιημένο περιβάλλον για την εισαγωγή των τιμών από τον χρήστη και την εκτέλεση κάποιων ενεργειών. Οι τιμές αφορούν στο φορτίο κάθε περιόδου, τα όρια παραγωγής του θερμικού και του υδροηλεκτρικού σταθμού, τη φυσική ροή νερού προς τον ταμιευτήρα, τα όρια για τον όγκο του ταμιευτήρα, την αρχική και τελική κατάσταση όγκου του ταμιευτήρα, τη χρονική διάρκεια κάθε περιόδου, το βήμα για τον υπολογισμό όλων των καταστάσεων του όγκου και τις συναρτήσεις απωλειών και παραγωγής του υδροηλεκτρικού και του θερμικού σταθμού.

Τα δεδομένα αυτά επεξεργάζονται και τοποθετούνται στους αντίστοιχους πίνακες του προγράμματος. Κάθε φορά γίνεται έλεγχος για την εισαγωγή ορθών τιμών από τον

χρήστη. Έτσι, δεν μπορούν να εισαχθούν αρνητικές τιμές για μεγέθη που πρέπει να είναι θετικά (όγκοι, όρια παραγωγής, φυσική ροή, διάρκεια, βήμα) και επιπλέον γίνεται έλεγχος σχετικά με τον αρχικό και τελικό όγκο του ταμιευτήρα και τα όρια του. Πιο συγκεκριμένα, αποκλείονται οι εξής περιπτώσεις:

- Ο τελικός ή ο αρχικός όγκος να είναι μικρότερος από τον ελάχιστο επιτρεπτό.
- Ο τελικός ή ο αρχικός όγκος να είναι μεγαλύτερος από τον μέγιστο επιτρεπτό.

Τέλος, σχετικά με τις συναρτήσεις, ο χρήστης είναι ελεύθερος να εισάγει τη συνάρτηση που επιθυμεί κάθε φορά, χωρίς να πρέπει να έχει συγκεκριμένη δομή (π.χ. δευτεροβάθμια), γεγονός που εξασφαλίζει ευελιξία. Οι συναρτήσεις ορίζονται ως εξής:

- Συνάρτηση κόστους παραγωγής του θερμικού σταθμού (σε R/h) που εισάγεται ως συνάρτηση του μεγέθους ps (ισχύς εξόδου θερμικού σταθμού σε MW). Π.χ.:

$$F(ps) = 0.002 * ps^2 + 5 * ps + 600 \quad (2.3)$$

- Συνάρτηση παραγωγής του υδροηλεκτρικού σταθμού (σε MW) που εισάγεται ως συνάρτηση του μεγέθους q (ροή ύδατος από τον στρόβιλο σε m^3/h). Π.χ.:

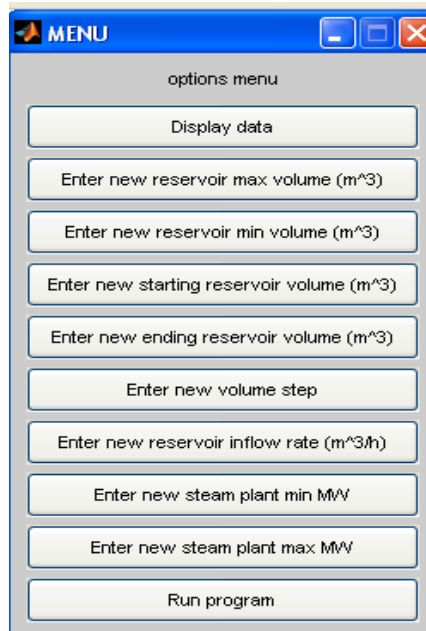
$$Ph(q) = \frac{q-300}{10} \quad (2.4)$$

- Συνάρτηση απωλειών του συστήματος (σε MW), η οποία εισάγεται ως συνάρτηση του μεγέθους ps (ισχύς εξόδου θερμικού σταθμού σε MW) και του μεγέθους ph (ισχύς εξόδου υδροηλεκτρικού σταθμού σε MW). Π.χ.:

$$Ploss(ps, ph) = 0.0003 * ps^2 + 0.0006 * ph \quad (2.5)$$

Τέλος, αντιστοιχίζεται ο τελικός και ο αρχικός όγκος σε ένα δείκτη κατάστασης και το πρόγραμμα είναι πλέον έτοιμο για εκτέλεση.

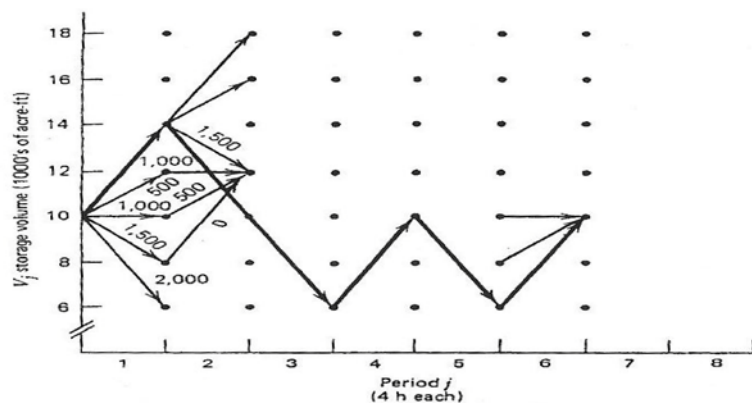
Σε αυτό το σημείο εμφανίζεται ένα μενού επιλογών για τον χρήστη:



Σχήμα 2.1 Μενού επιλογών χρήστη

Πατώντας το αντίστοιχο πλήκτρο, δίνεται η δυνατότητα για την εκτέλεση διαφόρων εργασιών, όπως η αλλαγή κάποιων δεδομένων ή η καταγραφή τους σε κάποιο αρχείο και τέλος η εκτέλεση των υπολογισμών.

Στο υπολογιστικό στάδιο, το πρώτο βήμα είναι να ξεκινήσουμε την εξέταση της βέλτιστης λύσης από την πρώτη περίοδο. Υπολογίζουμε το κόστος μετάβασης από τον αρχικό όγκο σε οποιαδήποτε άλλη πιθανή κατάσταση και το αποθηκεύουμε ώστε στη συνέχεια να μπορούμε να βρούμε το ελάχιστο. Επαναλαμβάνουμε την ίδια διαδικασία για κάθε μια από τις υπόλοιπες περιόδους, με την απαίτηση να καταλήξουμε στον τελικό όγκο και τελικά βρίσκουμε τη διαδρομή με το ελάχιστο κόστος. Η επανάληψη γίνεται για κάθε περίοδο και για κάθε κατάσταση όγκου όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα.



Σχήμα 2.2 Δυναμικός προγραμματισμός

Η συνάρτηση που υπολογίζει το κόστος ανάλογα με την τιμή του Ph και το q δίνει την κατάλληλη τιμή στην μεταβλητή κόστος. Η παραγωγή του υδροηλεκτρικού σταθμού υπολογίζεται από το q σύμφωνα με τη συνάρτηση που έχει ορίσει ο χρήστης. Για να υπολογίσω το q, γνωρίζοντας μόνο τον αρχικό και τον τελικό όγκο κάθε περιόδου j χρησιμοποιώ τη σχέση :

$$q_j = \frac{V_{j-1} - V_j}{\text{period length}} + \text{inflow}, \quad (2.6)$$

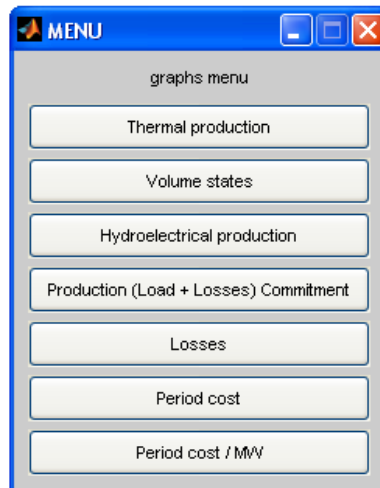
όπου:

period length: είναι η χρονική διάρκεια που κρατάει κάθε περίοδος (h),

inflow: η φυσική ροή νερού προς τον ταμιευτήρα (m^3/h).

Αν προκύπτει ότι ο υδροηλεκτρικός σταθμός έχει παραγωγή εκτός ορίων ή ότι η ροή του νερού από τον στρόβιλο είναι αρνητική, τότε αυτές οι περιπτώσεις θεωρούνται ανέφικτες και το κόστος τους τίθεται αρνητικό ώστε να μην εξεταστούν στην συνέχεια. Αν βρεθούμε σε εφικτή περίπτωση λειτουργίας, πρέπει να υπολογίσουμε σε κάθε περίπτωση την παραγωγή του θερμικού σταθμού, σαν διαφορά του φορτίου και των απωλειών με την παραγωγή του υδροηλεκτρικού σταθμού. Για να γίνει αυτό πρέπει να επιλυθεί μια εξίσωση, η οποία μπορεί να έχει βαθμό μεγαλύτερο από 2, οπότε για την επιλογή της σωστής λύσης διαλέγουμε αυτή που είναι πιο κοντά στην λύση αν δεν είχαμε απώλειες.

Στο τέλος του επαναληπτικού αυτού αλγορίθμου εξετάζεται αν η λύση που έχει προκύψει είναι εφικτή και αν αυτό ισχύει, τα αποτελέσματα είναι πλέον αποθηκευμένα σε πίνακες, αλλά και τυπωμένα στο αρχείο *output1.txt* ώστε να είναι προσβάσιμα από τον χρήστη. Τέλος, δίνεται η δυνατότητα για εκτύπωση γραφικών παραστάσεων διαφόρων μεγεθών του συστήματος, όπως φαίνεται και στην εικόνα:



Σχήμα 2.3 Το μενού επιλογής αποτελεσμάτων

Παρακάτω φαίνεται το block διάγραμμα ροής του αλγορίθμου που προσομοιώθηκε στο Matlab.

Σχήμα 2.4 *Διάγραμμα Ροής Αλγορίθμου*

2.2 Αποτελέσματα

Στις σελίδες που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για τις προεπιλεγμένες τιμές, όπως αυτές καθορίστηκαν από τον Allen J. Wood

DATE AND TIME OF SIMULATION : 26-May-2009 11:46:51
PROBLEM DATA
LOAD FOR PERIOD 1 (MW) = 600
LOAD FOR PERIOD 2 (MW) = 1000
LOAD FOR PERIOD 3 (MW) = 900
LOAD FOR PERIOD 4 (MW) = 500
LOAD FOR PERIOD 5 (MW) = 400
LOAD FOR PERIOD 6 (MW) = 300
PERIOD LENGTH IS (h) : 4
MAXIMUM RESERVOIR VOLUME IS (m³) : 18000
MINIMUM RESERVOIR VOLUME IS (m³) : 6000
STARTING RESERVOIR VOLUME IS (m³) : 10000
ENDING RESERVOIR VOLUME IS (m³) : 10000
VOLUME STEP IS (m³) : 1000
INFLOW IS (m³/h) : 1000
MINIMUM POWER OF THERMAL STATION IS (MW) : 200
MAXIMUM POWER OF THERMAL STATION IS (MW) : 1200
MINIMUM POWER OF HYDRO STATION IS (MW) : 0
MAXIMUM POWER OF HYDRO STATION IS (MW) : 200
COST FUNCTION IS $F(p_s) = 700 + 5.28 * p_s + 0.00055 * p_s^2$
POWER FUNCTION OF HYDRO STATION IS $Ph(q) = (q - 260) / 10$
LOSSES FUNCTION IS $P_{loss}(p_s, ph) = 0 * p_s + 0 * ph$

PROBLEM RESULTS

PERIOD 1
STEAM GENERATION (MW) = 600
HYDRO GENERATION (MW) = 0
LOSSES (MW) = 0
Q (m³) = 0
RESERVOIR VOLUME (m³) = 14000
PERIOD COST (\$) = 16264
PERIOD COST / MW of LOAD (\$) = 27

PERIOD 2
STEAM GENERATION (MW) = 801
HYDRO GENERATION (MW) = 199
LOSSES (MW) = 0
Q (m³) = 2250
RESERVOIR VOLUME (m³) = 9000
PERIOD COST (\$) = 21129
PERIOD COST / MW of LOAD (\$) = 21

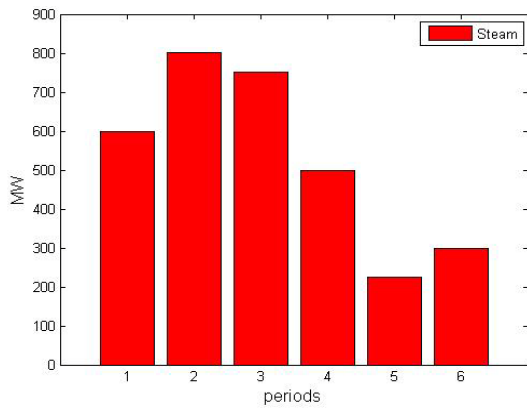
PERIOD	3	
STEAM GENERATION (MW)	=	751
HYDRO GENERATION (MW)	=	149
LOSSES (MW)	=	0
Q (m ³)	=	1750
RESERVOIR VOLUME (m ³)	=	6000
PERIOD COST (\$)	=	19902
PERIOD COST / MW of LOAD (\$)	=	22

PERIOD	4	
STEAM GENERATION (MW)	=	500
HYDRO GENERATION (MW)	=	0
LOSSES (MW)	=	0
Q (m ³)	=	0
RESERVOIR VOLUME (m ³)	=	10000
PERIOD COST (\$)	=	13910
PERIOD COST / MW of LOAD (\$)	=	28

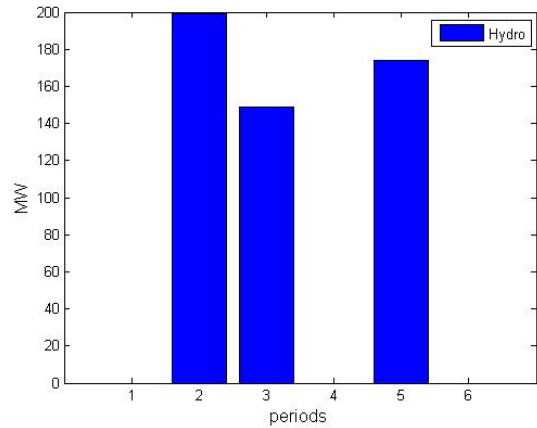
PERIOD	5	
STEAM GENERATION (MW)	=	226
HYDRO GENERATION (MW)	=	174
LOSSES (MW)	=	0
Q (m ³)	=	2000
RESERVOIR VOLUME (m ³)	=	6000
PERIOD COST (\$)	=	7685
PERIOD COST / MW of LOAD (\$)	=	19

PERIOD	6	
STEAM GENERATION (MW)	=	300
HYDRO GENERATION (MW)	=	0
LOSSES (MW)	=	0
Q (m ³)	=	0
RESERVOIR VOLUME (m ³)	=	10000
PERIOD COST (\$)	=	9334
PERIOD COST / MW of LOAD (\$)	=	31

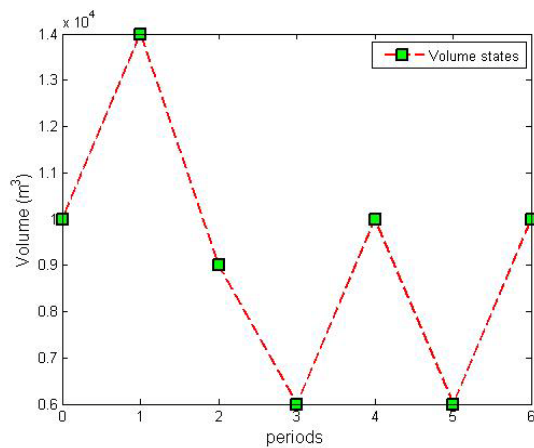
TOTAL PRODUCTION COST FOR SCHEDULE (\$)	=	88224



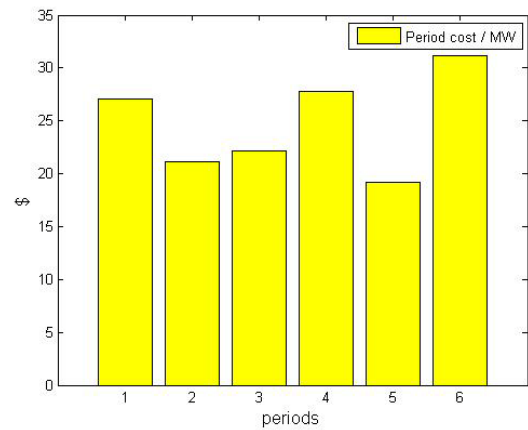
Σχήμα 2.5 Παραγωγή θερμικών σταθμών



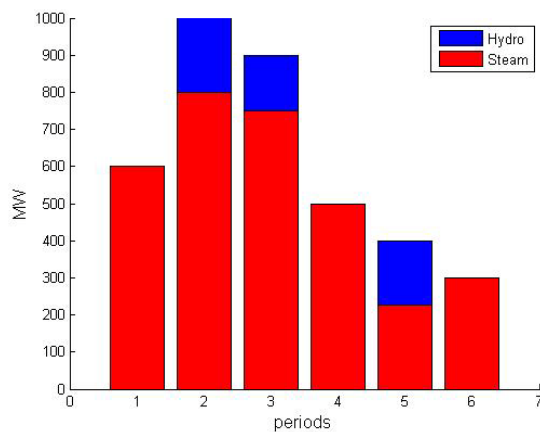
Σχήμα 2.8 Ισχύς εξόδου υδροηλεκτρικού σταθμού



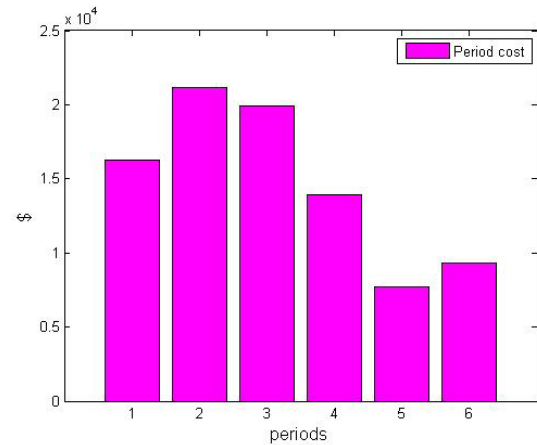
Σχήμα 2.6 Καταστάσεις όγκου



Σχήμα 2.9 Κόστος περιόδου



Σχήμα 2.7 Καταμερισμός παραγωγής



Σχήμα 2.10 Κόστος περιόδου ανά MW φορτίου

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΣΗΕ)

3.1 Εισαγωγή

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας [29][37][32] είναι το σύστημα των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης.

Η τροφοδότηση με ηλεκτρική ενέργεια προϋποθέτει τρεις ξεχωριστές λειτουργίες του ΣΗΕ: την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή. Η ηλεκτρική ενέργεια από το σημείο που θα παραχθεί ως το σημείο που θα καταναλωθεί βρίσκεται σε μια συνεχή ροή και επειδή η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευθεί, πρέπει να παράγεται τη στιγμή ακριβώς που χρειάζεται η κατανάλωσή της είτε να μετατρέπεται σε κάποια αποθηκεύσιμη μορφή ενέργειας. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται στους σταθμούς παραγωγής. Η σύγχρονη βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας έχει θεμελιωθεί στη μετατροπή της θερμικής ενέργειας των ορυκτών καυσίμων και της μηχανικής ενέργειας των υδάτινων ροών και των υδατοπτώσεων σε ηλεκτρική ενέργεια. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες ποσότητες από τα εργοστάσια παραγωγής προς τις περιοχές κατανάλωσης γίνεται με τις γραμμές υψηλής και υπερυψηλής τάσης, οι οποίες μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια σε κεντρικά σημεία του δικτύου, τους υποσταθμούς από όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής μέσης τάσης που διανέμουν την ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές δια μέσου των υποσταθμών διανομής και των γραμμών χαμηλής τάσεως.

3.2 Δομή συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

Η δομή του συστήματος έχει πρωτεύουσα σημασία για τη γεωγραφική διαθεσιμότητα της ηλεκτρικής ενέργειας. Η δομή και η σύνθεση του ΣΗΕ εξαρτώνται κατά κύριο λόγο από το μέγεθός του. Οι εγκαταστάσεις παραγωγής και μεταφοράς είναι συνήθως οικονομικά εξαρτημένες μεταξύ τους και γι' αυτό ο τεχνικός και οικονομικός σχεδιασμός των σταθμών παραγωγής, κύριων γραμμών μεταφοράς και των κεντρικών υποσταθμών πρέπει να είναι ενιαίος, με στόχο την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών της κατανάλωσης με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τη μεγαλύτερη δυνατή αξιοπιστία τροφοδοτήσεως. Η διανομή είναι μια διαφορετική λειτουργία που σχεδιάζεται και αναπτύσσεται χωριστά και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της περιοχής και των καταναλωτών που εξυπηρετεί.

Η δομή του συστήματος επηρεάζεται σημαντικά από το μέγεθος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τη χρονική της μεταβολή κατά τη διάρκεια του 24ώρου και από τη χωροταξική της κατανομή. Τα συστήματα που χρησιμοποιούνται είναι

τριφασικά εναλλασσόμενου ρεύματος, συχνότητας 50 ή 60Hz, χρησιμοποιούνται όμως και συστήματα συνεχούς ρεύματος για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Η τάση λειτουργίας παραμένει σταθερή. Οι γραμμές μεταφοράς και οι γραμμές διανομής μέσης τάσης έχουν τρεις αγωγούς φάσεων, ενώ οι γραμμές διανομής χαμηλής τάσης διαθέτουν επίσης και τον ουδέτερο αγωγό. Στα τριφασικά συστήματα η ροή της ενέργειας είναι συνεχής και κάνει τη λειτουργία τους πολύ πιο ομαλή και αποδοτική απ' ό,τι θα ήταν αν η ροή ήταν παλλόμενη, όπως συμβαίνει στα μονοφασικά συστήματα.

Οι πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στα δίκτυα υψηλής και μέσης τάσης είναι στην πλειονότητα τους βιομηχανικοί καταναλωτές ενώ στα δίκτυα χαμηλής τάσης συνδέονται πελάτες οικιακής χρήσης και ένα μεγάλο μέρος των πελατών εμπορικής χρήσης.

Η συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζει την ποσότητα των καυσίμων που χρησιμοποιούνται για τη λειτουργία των σταθμών παραγωγής, ενώ η καμπύλη ζήτησης περιγράφει χρονικά την απασχόληση των εγκαταστάσεων μεταφοράς και διανομής από τους καταναλωτές. Τα χαρακτηριστικά γνωρίσματα της ζήτησης διαμορφώνουν το κόστος λειτουργίας μιας επιχείρησης ηλεκτρισμού. Το κόστος προοδευτικά αυξάνει από την παραγωγή προς τη διανομή, γιατί μεσολαβούν πρόσθετες εγκαταστάσεις.

3.3 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται μετατροπή μιας μορφής πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική. Σήμερα χρησιμοποιείται η μετατροπή μιας μορφής ενέργειας σε μηχανική και στη συνέχεια σε ηλεκτρική μέσω των γεννητριών. Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται στον καταναλωτή προέρχεται κυρίως από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς, υδροηλεκτρικούς σταθμούς, πυρηνικούς σταθμούς με την πυρηνική σχάση και από σταθμούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως είναι ο άνεμος, τα θαλάσσια κύματα, η ηλιακή ενέργεια, η γεωθερμία, η βιομάζα κ.α.

Η παραγωγή από την καύση ορυκτών καυσίμων, τη γεωθερμία και τη βιομάζα πραγματοποιείται στους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς με τη χρησιμοποίηση ατμοηλεκτρικών και νηξελοηλεκτρικών σταθμών. Οι πυρηνικοί σταθμοί είναι και αυτοί ατμοηλεκτρικοί σταθμοί που όμως ο λέβητας έχει αντικατασταθεί από τον πυρηνικό αντιδραστήρα. Οι νηξελοηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής χρησιμοποιούν μηχανές εσωτερικής καύσης για την παραγωγή μηχανικής ενέργειας. Επίσης, θερμική παραγωγή πραγματοποιείται σε σταθμούς συνδυασμένου κύκλου, όπου έχουμε συνδυασμό λειτουργίας αεριοστροβίλου και ατμοστροβίλου και τα καυσαέρια του αεριοστροβίλου χρησιμοποιούνται στο ατμοηλεκτρικό μέρος του σταθμού.

Η θερμική παραγωγή χαρακτηρίζεται ως ένας έμμεσος τρόπος παραγωγής, γιατί προηγούνται δύο στάδια μετατροπών. Άμεσο τρόπο παραγωγής έχουμε όταν παρακάμπτεται το στάδιο μετατροπής σε μηχανική ενέργεια, όπως συμβαίνει στις θερμοηλεκτρικές γεννήτριες. Στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς η κινητική και η

δυναμική ενέργεια του νερού μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω των υδροστροβίλων και των γεννητριών. Διακρίνονται σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς φυσικής ροής και ρυθμιζόμενης ροής.

Οι πιο διαδεδομένες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι τα αιολικά πάρκα και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Τα αιολικά πάρκα αποτελούνται από συστοιχίες ανεμογεννητριών που συνδέονται σε κάποιον ζυγό του δικτύου. Οι ανεμογεννήτριες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανικό έργο μέσω μιας ανεμογεννήτριας και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω των γεννητριών. Γι' αυτό και τα αιολικά πάρκα εγκαθίστανται σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό.

Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια απ' ευθείας σε ηλεκτρική με τη βοήθεια των ηλιακών κυψελών. Η αρχή λειτουργίας τους στηρίζεται στο φωτοηλεκτρικό φαινόμενο. Η απόδοση των φωτοβολταϊκών σταθμών είναι μέχρι σήμερα χαμηλή, περίπου 15%.

3.4 Μεταφορά ηλεκτρική ενέργειας

Η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου των εγκαταστάσεων και μέσων που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης απ' όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής. Επίσης τροφοδοτούν τους μεγάλους καταναλωτές υψηλής τάσης που κατασκευάζουν δικό τους υποσταθμό υποβιβασμού υψηλής σε μέση τάση και δικά τους εσωτερικά δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης.

Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών υψηλής τάσης, τους υποσταθμούς ζεύξης των δικτύων και τους υποσταθμούς μετασχηματισμού μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσεων που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο μεταφοράς. Το σύστημα μεταφοράς πρέπει να παρέχει σταθερή τάση και οι τάσεις των τριών φάσεων να βρίσκονται σε ισορροπία. Η αποδοτικότητα θα πρέπει να πλησιάζει την τιμή, η οποία συνεπάγεται ελάχιστο ετήσιο κόστος μεταφοράς.

Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται υπό υψηλή τάση διότι αυτό συνεπάγεται μικρότερες ηλεκτρικές απώλειες και αυξημένες δυνατότητες μεταφοράς ισχύος. Χρησιμοποιούνται διάφορες τάσεις μεταφοράς ανάλογα με την απόσταση και την ποσότητα της ισχύος που πρέπει να μεταφερθεί. Η μορφή των δικτύων μεταφοράς μπορεί να είναι διαμήκης ή κυκλική ανάλογα με τη σχετική θέση των σταθμών παραγωγής ως προς τα κέντρα κατανάλωσης. Η διάταξη των δικτύων μεταφοράς είναι βροχοειδής σε αντίθεση με την ακτινική δομή των δικτύων διανομής.

Η ισχύς η οποία μπορεί να μεταφερθεί από μια γραμμή μεταφοράς είναι ανάλογη του τετραγώνου της τάσεως γι' αυτό χρησιμοποιούνται υπερυψηλές τάσεις για την επίτευξη μεγάλων ισχύων μεταφοράς. Επιπλέον οι μειωμένες απώλειες τις οποίες συνεπάγεται η μεταφορά με υπερυψηλές τάσεις, καθιστούν οικονομικότερη τη λειτουργία με τις τάσεις αυτές.

Το κόστος μεταφοράς αποτελεί τη συνισταμένη του κόστους εγκατάστασης, του κόστους απωλειών και του κόστους συντηρήσεως της γραμμής. Κριτήριο για την επιλογή μιας τάσης μεταφοράς είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους. Αυτό σημαίνει ότι η εξοικονόμηση κόστους λειτουργίας από μια περαιτέρω αύξηση της τάσης λειτουργίας αντισταθμίζεται από τις αναγκαίες επιπρόσθετες επενδύσεις στη γραμμή και στο λοιπό εξοπλισμό. Το κόστος του εξοπλισμού αυξάνει τόσο γρήγορα στις υψηλές τάσεις, ώστε να υπάρχει κάποια μέγιστη τιμή τάσεως πάνω από την οποία γίνεται αντιοικονομική η μεταφορά.

3.5 Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει όλες τις διαδικασίες λειτουργίας και ελέγχου που απαιτούνται ώστε η ηλεκτρική ενέργεια να διανεμηθεί στους καταναλωτές. Τα δίκτυα διανομής περιλαμβάνουν τις γραμμές ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των οποίων αυτή φτάνει ως τους καταναλωτές και τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης, οι οποίοι τις συνδέουν με το σύστημα μεταφοράς. Τα δίκτυα διανομής φτάνουν μέχρι το μετρητή της παρεχόμενης στον καταναλωτή ενέργειας. Μετά το μετρητή αρχίζει η εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση.

Η διάκριση μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής διαφέρει από χώρα σε χώρα. Η συνεχής αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και η τεχνολογική εξέλιξη των υλικών οδήγησαν στη χρησιμοποίηση όλο και υψηλότερων τάσεων για τη διανομή με αποτέλεσμα δίκτυα που παλαιότερα έπαιζαν το ρόλο μεταφοράς να χαρακτηρίζονται ως δίκτυα υπομεταφοράς και να αποτελούν μέρος της διανομής.

Στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας η αξία των εγκαταστάσεων διανομής κυμαίνεται στο 30% του συνόλου των εγκαταστάσεων. Ένα άλλο χαρακτηριστικό της διανομής είναι το πλήθος των στοιχείων που το αποτελούν. Οι απώλειες ενέργειας στο επίπεδο της διανομής είναι περίπου διπλάσιες από το επίπεδο μεταφοράς.

Η κατασκευαστική διαμόρφωση των δικτύων διανομής συνδέεται άμεσα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά δόμησης των πόλεων και του τρόπου χωροταξικής διαμόρφωσης. Τα δίκτυα διανομής χαρακτηρίζονται σε δίκτυα υψηλής, μέσης και χαμηλής τάσης. Ανάλογα με την κατασκευαστική τους διαμόρφωση τα δίκτυα διανομής διακρίνονται σε εναέρια και υπόγεια. Τα εναέρια είναι λιγότερο δαπανηρά και σε αυτά η αποκατάσταση των βλαβών είναι ταχύτερη. Ωστόσο στις πυκνοκατοικημένες περιοχές των πόλεων τα δίκτυα κατασκευάζονται υπόγεια, διότι δεν υπάρχει ο απαιτούμενος χώρος ώστε να τηρούνται οι αποστάσεις ασφαλείας από τα κτίρια αλλά και για λόγους αισθητικής.

3.6 Φορτία

Ο όρος φορτίο αναφέρεται σε μια συσκευή που τροφοδοτείται με ηλεκτρική ενέργεια. Ένα ΣΗΕ κατάλληλα σχεδιασμένο μπορεί να παρέχει ενέργεια σε διάφορα φορτία. Οι κατηγορίες των φορτίων είναι οι ακόλουθες

- Κινητήρες.
- Συσκευές Θέρμανσης.

- Ηλεκτρονικές Συσκευές,
- Φωτιστικά σώματα

Από ηλεκτρική άποψη υπάρχει μεγάλη διαφορά μεταξύ των διαφόρων φορτίων σε ότι αφορά το μέγεθος, τη συμμετρία, τη σταθερότητα και την περίοδο λειτουργίας. Για τις μελέτες του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητο να είναι γνωστή η μεταβολή των φορτίων συναρτήσει της τάσεως και της συχνότητας. Τα φορτία στις μελέτες των ΣΗΕ συνήθως αναπαρίστανται με δύο τρόπους, ως φορτία σταθερής αντίστασης $Z=R+j\omega L$, ή ως φορτία σταθερής ισχύος $S=P+jQ$. Τα σύνθετα φορτία, όπως είναι τα περισσότερα φορτία στην πράξη, μεταβάλλονται με την τάση και τη συχνότητα. Σε πολλές περιπτώσεις ενδιαφέρουν οι μεταβολές ΔP , ΔQ της ισχύος των φορτίων, που προκαλούνται από μικρές μεταβολές της συχνότητας και της τάσης. Σε πολλές μελέτες σύνθετων φορτίων προκύπτει ότι ένα μέσο φορτίο αποτελείται κατά 60% από επαγωγικούς κινητήρες, 20% από σύγχρονους κινητήρες και κατά 20% από διάφορα φορτία.

3.7 Ανάλυση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Για την εξασφάλιση της σωστής σχεδίασης, της καλής και αξιόπιστης λειτουργίας των ΣΗΕ εκπονούνται εξειδικευμένες μελέτες. Οι μελέτες ανάλυσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας ταξινομούνται σε μελέτες μόνιμης κατάστασης και σε μελέτες μεταβατικής κατάστασης. Οι μελέτες μόνιμης κατάστασης περιλαμβάνουν ανάλυση ροών φορτίου και την οικονομική κατανομή φορτίου, ενώ οι μελέτες μεταβατικής κατάστασης περιλαμβάνουν την ανάλυση βραχυκυκλωμάτων, των ηλεκτρικών μεταβατικών φαινομένων και της ευστάθειας.

Με τον όρο ανάλυση ροών φορτίου εννοούμε τον υπολογισμό των τάσεων, των ρευμάτων και των ροών ενεργού και αέργου ισχύος στα διάφορα σημεία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας κάτω από πραγματικές ή υποτιθέμενες συνθήκες φορτίσεως και λειτουργίας. Οι μελέτες αυτές είναι αναγκαίες τόσο κατά τη διάρκεια της καθημερινής λειτουργίας όσο και για τις μελέτες επέκτασης και ανάπτυξης του συστήματος. Η ανάλυση των ροών φορτίου χρειάζεται επίσης για να προσδιοριστούν οι επιπτώσεις από τις διασυνδέσεις με άλλα συστήματα, την εισαγωγή νέων φορτίων, την εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής, την κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς.

3.8 Οικονομική κατανομή φορτίου

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου αναφέρεται στη βελτιστοποίηση της κατανομής του συνολικού φορτίου του συστήματος ανάμεσα στις μονάδες παραγωγής. Το σύστημα μπορεί να λειτουργήσει ικανοποιώντας τις απαιτήσεις τάσεως και συχνότητας της ζήτησης με διάταξη ροών φορτίου κατά άπειρους τρόπους. Όμως, μόνο μία διάταξη θα δώσει την οικονομικότερη λειτουργία. Ένα σύστημα που λειτουργεί έτσι λέγεται ότι λειτουργεί με οικονομική κατανομή φορτίου. Η παραγωγή των γεννητριών του συστήματος καθορίζεται έτσι ώστε να επιτυγχάνεται το ελάχιστο συνολικό κόστος λειτουργίας, λαμβάνοντας υπόψη τους

τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος. Οι περιορισμοί αυτοί περιλαμβάνουν τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς, τα επιθυμητά όρια τάσεων των υποσταθμών, τα όρια ενεργού και αέργου παραγωγής των μονάδων κ.ά.

3.9 Λειτουργία και έλεγχος ΣΗΕ

Η διαχείριση της ενέργειας ενός μεγάλου διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με κεντρικά συστήματα εποπτείας και αυτομάτου ελέγχου, με τα οποία εξασφαλίζεται οικονομική λειτουργία, υψηλός δείκτης ασφάλειας και μεγάλη αξιοπιστία λειτουργίας. Η ηλεκτρική ενέργεια παρέχεται στους καταναλωτές υπό ορισμένη τάση και συχνότητα, οι τιμές των οποίων πρέπει να διατηρούνται σταθερές μέσα σε προκαθορισμένα συμβατικά όρια και η τήρηση αυτών των συνθηκών καθορίζει την ποιότητα εξυπηρέτησης του καταναλωτή. Η σχεδίαση του συστήματος και η λειτουργία του πρέπει να εξισορροπούν καλή ποιότητα εξυπηρέτησης και καλό δείκτη αξιοπιστίας με ικανοποιητικό κόστος λειτουργίας του συστήματος.

Ο έλεγχος της συχνότητας και της τάσης αποτελούν τις δύο βασικές διαδικασίες λειτουργίας ενός ΣΗΕ. Η συχνότητα συνδέεται με το ισοζύγιο πραγματικής ισχύος. Η συνεχής εξισορρόπηση του ισοζυγίου αυτού έχει σαν αποτέλεσμα τη σταθερή τιμή της συχνότητας. Σε κάθε μεταβολή του φορτίου η παραγωγή πρέπει να προσαρμόζεται άμεσα. Η ρύθμιση αυτή γίνεται από τους ρυθμιστές στροφών των στροβίλων, οι οποίοι αποτελούν συστήματα κλειστού βρόχου και ανταποκρίνονται αυτόματα στις αλλαγές του φορτίου. Στα σύγχρονα διασυνδεδεμένα συστήματα το πρόβλημα του ελέγχου συχνότητας είναι σύνθετο και περιλαμβάνει την κατανομή των μεταβολών ζήτησης μεταξύ των διαφόρων μονάδων.

Το πρόβλημα της διατήρησης της τάσης μεταξύ των επιτρεπόμενων ορίων περιπλέκεται από το γεγονός ότι η τάση δεν είναι ενιαία σε όλο το σύστημα, όπως η συχνότητα, αλλά ποικίλει από θέση σε θέση και σχετίζεται με την άεργο ισχύ, η οποία διακινείται από το σύστημα. Επομένως η ρύθμιση της τάσης δεν μπορεί να γίνεται μόνο από τις γεννήτριες που είναι φυσιολογικά οι πηγές άεργου ισχύος, αλλά γίνεται και με άλλα μέσα σε περισσότερες θέσεις του δικτύου και συγκεκριμένα με τη ρύθμιση της σχέσης μεταφοράς των μετασχηματιστών, με τη σύνδεση και αποσύνδεση πυκνωτών, πηνίων και εξειδικευμένων διατάξεων.

3.10 Μη διασυνδεδεμένα ΣΗΕ

Στην Ελλάδα λόγω της γεωγραφικής της ιδιαιτερότητας (νησιωτική χώρα) υπάρχουν ηλεκτρικά συστήματα αποκομμένα από τον κύριο κορμό ηλεκτροδότησης που είναι το ηπειρωτικό ΣΗΕ. Κατά συνέπεια αναπτύχθηκε φιλοσοφία αυτόνομης ηλεκτροδότησης των μακρινότερων (από το ηπειρωτικό ΣΗΕ) κυρίως νησιών. Η βασική ενεργειακή κάλυψη σε αυτά γίνεται από θερμικές μονάδες (κυρίως ντιζελογεννήτριες). Η αστάθεια αυτών των δικτύων όσο αφορά την τάση και τη συχνότητα, είναι χαρακτηριστική, ιδιαίτερα τους θερινούς μήνες τους οποίους και υπάρχει σημαντική αύξηση της ζήτησης ενέργειας οφειλόμενη στον τουρισμό. Μεγάλα αυτόνομα ΣΗΕ νησιών είναι αυτό της Κρήτης, της Ρόδου και της

Μυτιλήνης. Το αναδυόμενο πρόβλημα των μη διασυνδεδεμένων νησιών έγκειται στους περιορισμούς εγκατάστασης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Κάτι που έρχεται σε αντίθεση με το εξαιρετικό αιολικό και ηλιακό δυναμικό τους. Το πρόβλημα αυτό οφείλεται στο ότι τα δίκτυα είναι ασθενή και ασταθή κάτι που θα επεξηγηθεί παρακάτω λεπτομερώς. Παρόλα αυτά υπάρχουν προσπάθειες για σημαντική εγκατάσταση ΑΠΕ μέχρι το όριο ασφάλειας του δικτύου. Η επίλυση στο πρόβλημα αυτό όπως και σε προβλήματα αξιοπιστίας του δικτύου είναι κατά μεγάλο βαθμό η σύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό ΣΗΕ. Σαφώς οι επενδύσεις αυτές είναι μεγάλες και πολλές φορές δυσβάστακτες ή και ουτοπικές. Παρόλα αυτά υπάρχουν περιπτώσεις νησιών (π.χ. Άνδρος) που συνδέονται για εκμεταλλευτούν αυτά τα πλεονεκτήματα που προσφέρει το ηπειρωτικό ΣΗΕ της Ελλάδας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΩΝ

4.1 Εισαγωγή

Το πρόβλημα της βελτιστοποίησης συναρτήσεων [29] συνίσταται στη μεγιστοποίηση ή ελαχιστοποίηση μια συνάρτησης $f(x_1, \dots, x_N)$, που ονομάζεται συνάρτηση στόχου ή αντικειμενική συνάρτηση, με καθορισμό του διανύσματος $\mathbf{x} = [x_1, \dots, x_N]$ που δίνει αντίστοιχα τη μέγιστη ή την ελάχιστη τιμή της συνάρτησης στόχου.

Οι μεταβλητές x_i μπορεί να είναι ελεύθερες να πάρουν οποιαδήποτε τιμή, στην περίπτωση της βελτιστοποίησης χωρίς περιορισμούς ή μπορεί να περιορίζονται σε ορισμένες επιτρεπτές τιμές, οπότε έχουμε βελτιστοποίηση με περιορισμούς.

4.2 Ελαχιστοποίηση συναρτήσεων μιας μεταβλητής

Ένα σημείο x^* ονομάζεται *ολικό ελάχιστο* της συνάρτησης $f(x)$ αν ισχύει $f(x^*) \leq f(x), \forall x$. Αν η ανισότητα ισχύει μόνο για τα x σε κάποια περιοχή γύρω από το x^* , τότε το σημείο x^* ονομάζεται *τοπικό ελάχιστο* της $f(x)$. Τα τοπικά ακρότατα μιας συνάρτησης πρέπει να αναζητηθούν στα άκρα του διαστήματος ορισμού της ή στα κρίσιμα σημεία της συνάρτησης, δηλαδή στα σημεία εκείνα στα οποία μηδενίζεται η πρώτη παράγωγος (*στάσιμα σημεία*) ή στα σημεία στα οποία δεν ορίζεται η πρώτη παράγωγος της συνάρτησης. Αν η συνάρτηση είναι συνεχής και έχει συνεχείς πρώτες και δεύτερες παραγώγους για όλα τα x γύρω από το x^* , οι ικανές και αναγκαίες συνθήκες για να είναι το x^* τοπικό ελάχιστο της $f(x)$ είναι:

$$\begin{aligned} \frac{df(x^*)}{dx} &= 0 \\ \frac{d^2 f(x^*)}{dx^2} &> 0 \end{aligned} \quad (4.1)$$

4.3 Αριθμητικές μέθοδοι ελαχιστοποίησης χωρίς περιορισμούς

Το απλούστερο πρόβλημα ελαχιστοποίησης χωρίς περιορισμούς γράφεται ως εξής: $\text{MIN}f(x)$, όπου η συνάρτηση μιας μεταβλητής $f(x)$ είναι η συνάρτηση στόχου. Ο υπολογισμός της τιμής του x^* που ελαχιστοποιεί την $f(x)$ μπορεί σε ορισμένες περιπτώσεις να γίνει με απ' ευθείας επίλυση της, εν γένει μη γραμμικής, εξίσωσης με μια επαναληπτική μέθοδο, π.χ. τη μέθοδο Newton:

$$x^{k+1} = x^k - \left(\frac{d^2 f(x^k)}{dx^2} \right)^{-1} \frac{df(x^k)}{dx}, k = 0, 1, 2, \dots \quad (4.2)$$

Η επίλυση της εξίσωσης για πολύπλοκες συναρτήσεις παρουσιάζει δυσκολίες. Ακόμη και αν υπολογιστεί με τις επαναλήψεις μια λύση, αυτή θα είναι απλά ένα στάσιμο σημείο μηδενισμού της πρώτης παραγώγου της συνάρτησης $f(x)$. Ανάλογα με την

αρχική επιλογή του x^0 , οι επαναληπτικές εξισώσεις μπορεί να συγκλίνουν στα σημεία έστω x_A, x_B, x_T που είναι στάσιμα σημεία της συνάρτησης. Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης δεν εγγυάται την επίλυση του προβλήματος ελαχιστοποίησης αλλά θα πρέπει να ελέγξουμε και τις συνθήκες.

Η μέθοδος των κλίσεων εντοπίζει ένα τοπικό ελάχιστο της συνάρτησης $f(x)$ ως εξής:

Αρχίζουμε με την αρχική τιμή x^0 και υπολογίζουμε την κλίση της $f(x)$, $\frac{df(x^0)}{dx}$.

Μετά προχωρούμε κατά την αντίθετη κατεύθυνση της κλίσης $-\frac{df(x^0)}{dx}$ κατά ένα

βήμα a_0 και υπολογίζουμε τη νέα τιμή x^1 . Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι να ικανοποιηθεί κάποιο κριτήριο τερματισμού. Ο αλγόριθμος των κλίσεων περιγράφεται από τις σχέσεις:

$$x^{k+1} = x^k - a_k \frac{df(x^k)}{dx}, k = 0, 1, 2, \dots \quad (4.3)$$

όπου $a_k > 0$.

Η διαδικασία συγκλίνει σε ένα τοπικό ελάχιστο της $f(x)$ αν τα a_k επιλεγούν έτσι ώστε: $f(x^{k+1}) < f(x^k)$ για όλα τα k , δηλαδή αν η συνάρτηση ελαττώνεται σε κάθε βήμα.

Η δυσκολία της μεθόδου έγκειται στον υπολογισμό της ακολουθίας βημάτων, για να έχουμε γρήγορη σύγκλιση. Η επιλογή ενός μικρού και σταθερού βήματος εγγυάται μεν τη σύγκλιση της μεθόδου αλλά χρειάζονται πολλές επαναλήψεις. Ως κριτήριο τερματισμού συνήθως λαμβάνεται η σχέση:

$$\left| \frac{df(x^k)}{dx} \right| < \varepsilon \quad (4.4)$$

όπου ε ένας μικρός θετικός αριθμός. Δηλαδή η διαδικασία τερματίζεται όταν σχεδόν μηδενίζεται η πρώτη παράγωγος.

4.4 Ελαχιστοποίηση συναρτήσεων πολλών μεταβλητών

Θεωρούμε τη συνάρτηση πολλών μεταβλητών $f(x_1, \dots, x_N)$ ως συνάρτηση ενός διανύσματος $f(\mathbf{x})$ με $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_N]$. Ορίζουμε την κλίση και τον πίνακα Hess της συνάρτησης:

$$\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) = \frac{df(\mathbf{x})}{d\mathbf{x}} = \left[\frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_1} \dots \frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_N} \right] \quad (4.5)$$

και

$$\mathbf{H}_f(\mathbf{x}) = \frac{d^2 f(\mathbf{x})}{d\mathbf{x}^2} = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} & \cdots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_N} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \cdots & \cdots & \cdots \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_N \partial x_1} & \cdots & \cdots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_N^2} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Με τους παραπάνω ορισμούς της πρώτης και δεύτερης παραγώγου μιας συνάρτησης πολλών μεταβλητών οι ικανές και αναγκαίες συνθήκες ελαχίστου γενικεύονται ως εξής:

- Το διάνυσμα $\mathbf{x}^* = [x_1^* \dots x_N^*]$ είναι ένα τοπικό ελάχιστο της $f(\mathbf{x}) = f(x_1, \dots, x_N)$, όταν : $\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) = \mathbf{0}_N$ και $\mathbf{H}_f(\mathbf{x})$ είναι θετικά ορισμένος πίνακας. Οι συνθήκες μηδενισμού της κλίσης της συνάρτησης μπορούν να γραφούν αναλυτικά ως εξής:

$$\frac{\partial f(x_1, \dots, x_N)}{\partial x_i} = 0, i = 1 \dots N \quad (4.7)$$

4.5 Αριθμητικές μέθοδοι

Η επίλυση του συστήματος των εν γένει μη γραμμικών εξισώσεων με τη μέθοδο Newton για τον υπολογισμό ενός στάσιμου σημείου της συνάρτησης $f(\mathbf{x})$ γίνεται με τον αναδρομικό τύπο:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^k) \mathbf{H}_f(\mathbf{x}^k)^{-1}, k = 0, 1, \dots \quad (4.8)$$

όπου \mathbf{x}^0 αρχικά επιλεγμένο διάνυσμα.

4.5.1 Η μέθοδος των κλίσεων

Η μέθοδος των κλίσεων εντοπίζει ένα τοπικό ελάχιστο της συνάρτησης $f(\mathbf{x})$ ως εξής: Αρχίζουμε από ένα αρχικό διάνυσμα \mathbf{x}^0 και υπολογίζουμε την κλίση της $f(\mathbf{x})$, $\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^0)$. Μετά προχωρούμε κατά την αντίθετη κατεύθυνση της κλίσης $-\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^0)$ κατά ένα βήμα a_0 και υπολογίζουμε τη νέα τιμή \mathbf{x}^1 . Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι να ικανοποιηθεί κάποιο κριτήριο σύγκλισης. Ο αλγόριθμος των κλίσεων περιγράφεται από τις σχέσεις:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - a_k \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^k), k = 0, 1, 2, \dots \quad (4.9)$$

όπου \mathbf{x}^0 αρχικά επιλεγμένο διάνυσμα και $a_k > 0$. Ως κριτήριο τερματισμού συνήθως λαμβάνεται η σχέση:

$$\|\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^k)\| < \varepsilon \quad (4.10)$$

όπου ε ένας μικρός θετικός αριθμός και $\|\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^k)\|$ μια νόρμα του διανύσματος.

4.5.2 Ελαχιστοποίηση με εξισωτικούς περιορισμούς

i) Μόνο ένας εξισωτικός περιορισμός

Το πρόβλημα της ελαχιστοποίησης με έναν περιορισμό ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} \min f(x_1, x_2, \dots, x_N) \\ \text{Μ.Π} \phi(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \end{aligned} \quad (4.11)$$

Για να λύσουμε τον πρόβλημα σχηματίζουμε τη συνάρτηση LaGrange προσθέτοντας στη συνάρτηση στόχου f τον περιορισμό ϕ , αφού πρώτα τον πολλαπλασιάσουμε με έναν συντελεστή LaGrange λ :

$$L(x_1, x_2, \dots, x_N, \lambda) = f(x_1, \dots, x_N) + \lambda \phi(x_1, \dots, x_N) \quad (4.12)$$

Το ελάχιστο της συνάρτησης $N+1$ μεταβλητών $L(x_1, x_2, \dots, x_N, \lambda)$ χωρίς περιορισμούς δίνει τη βέλτιστη λύση (x_1^*, \dots, x_N^*) του προβλήματος ελαχιστοποίησης με εξισωτικό περιορισμό. Αν υποθέσουμε ότι οι συναρτήσεις f και ϕ είναι συνεχείς και παραγωγίσιμες, οι αναγκαίες συνθήκες ελαχίστου πρώτης τάξης είναι:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_i} = 0, i = 1, N \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \end{aligned} \quad (4.13)$$

Αυτές οι συνθήκες δίνουν αντίστοιχα:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f}{\partial x_i} + \lambda \frac{\partial \phi}{\partial x_i} = 0 \\ \phi(x_1, \dots, x_N) = 0 \end{aligned} \quad (4.14)$$

ii) Πολλοί εξισωτικοί περιορισμοί

Το πρόβλημα ελαχιστοποίησης με πολλούς εξισωτικούς περιορισμούς ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} \min f(x_1, x_2, \dots, x_N) \\ \phi_1(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \\ \text{Μ.Π} \quad \dots \\ \phi_M(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \end{aligned} \quad (4.15)$$

Εισάγουμε έναν πολλαπλασιαστή LaGrange για κάθε περιορισμό και σχηματίζουμε τη συνάρτηση LaGrange :

$$\begin{aligned} L(x_1, x_2, \dots, x_N, \lambda_1, \dots, \lambda_M) = f(x_1, \dots, x_N) + \lambda_1 \phi_1(x_1, \dots, x_N) + \dots \\ \dots + \lambda_M \phi_M(x_1, \dots, x_N) \end{aligned} \quad (4.16)$$

Αν υποθέσουμε ότι οι συναρτήσεις f και ϕ είναι συνεχείς και παραγωγίσιμες οι αναγκαίες συνθήκες για την χωρίς περιορισμούς ελαχιστοποίηση της συνάρτησης είναι:

$$\begin{aligned}\frac{\partial L}{\partial x_j} &= 0, j = 1, \dots, N \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} &= 0, j = 1, \dots, M\end{aligned}\quad (4.17)$$

Αυτές δίνουν αντίστοιχα:

$$\begin{aligned}\frac{\partial f(x_1, \dots, x_N)}{\partial x_j} + \sum_{j=1}^M \lambda_j \frac{\partial \phi(x_1, \dots, x_N)}{\partial x_j} &= 0, i = 1, \dots, N \\ \phi_j(x_1, \dots, x_N) &= 0, j = 1, \dots, M\end{aligned}\quad (4.18)$$

Για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης:

$$\begin{aligned}\min f(\mathbf{x}) \\ \text{Μ.Π} \phi(\mathbf{x}) = \mathbf{0}_M^T\end{aligned}\quad (4.19)$$

όπου $\mathbf{x} = [x_1, \dots, x_N]$ ένα N-διάστατο διάνυσμα-σειρά, $\phi(\mathbf{x}) = [\phi_1(\mathbf{x}) \dots \phi_M(\mathbf{x})]^T$ μια διανυσματική (στήλη) M-διάστατη συνάρτηση του N-διάστατου διανύσματος \mathbf{x} και $\mathbf{0}_M^T$ το M-διάστατο μηδενικό διάνυσμα στήλη. Στη συμπαγή γλώσσα των μαθηματικών αυτό γράφεται ως:

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda} \phi(\mathbf{x}) \quad (4.20)$$

Οι αναγκαίες συνθήκες βελτίστου είναι:

$$\begin{aligned}\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda} \nabla_{\mathbf{x}} \phi(\mathbf{x}) &= \mathbf{0}_N \\ \phi(\mathbf{x}) &= \mathbf{0}_M^T \\ \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f}{\partial x_N} \end{bmatrix} \\ \nabla_{\mathbf{x}} \phi(\mathbf{x}) &= \begin{bmatrix} \frac{\partial \phi_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \phi_1}{\partial x_N} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial \phi_M}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \phi_M}{\partial x_N} \end{bmatrix}\end{aligned}\quad (4.21)$$

Οι σχέσεις αυτές είναι ικανές και αναγκαίες συνθήκες για τον εντοπισμό ενός σαμαροειδούς σημείου της συνάρτησης LaGrange $L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})$, δηλαδή ενός σημείου στο οποίο η $L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})$ παίρνει την ελάχιστη τιμή της ως προς \mathbf{x} και τη μέγιστη τιμή της ως προς $\boldsymbol{\lambda}$.

4.5.3 Οικονομική ερμηνεία των πολλαπλασιαστών LaGrange

Θεωρούμε το πρόβλημα ελαχιστοποίησης με έναν περιορισμό:

$$\begin{aligned} \min f(x_1, x_2, \dots, x_N) \\ \text{M.Π} \phi(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \end{aligned}$$

(4.22)

όπου ο περιορισμός είναι της μορφής:

$$\phi(x_1, x_2, \dots, x_N) = b - g(x_1, \dots, x_N) \quad (4.23)$$

δηλαδή $g(x_1, \dots, x_N) = b$ (4.24)

Αν f είναι το κόστος μιας διαδικασίας για την παραγωγή μιας συγκεκριμένης ποσότητας ενός αγαθού b , ο πολλαπλασιαστής LaGrange λ^* που προκύπτει από τη λύση του προβλήματος ελαχιστοποίησης εκφράζει την αύξηση του ελάχιστου κόστους λειτουργίας για μοναδιαία αύξηση της ποσότητας του αγαθού b . Δηλαδή:

$$\lambda^* = \frac{df(x_1^*, \dots, x_N^*)}{db} \quad (4.25)$$

όπου (x_1^*, \dots, x_N^*) είναι η βέλτιστη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Αν θεωρήσουμε ότι το πρόβλημα βελτιστοποίησης αφορά στην οικονομική κατανομή φορτίου, τα x_j θα είναι οι έξοδοι των μονάδων σε MW, το $f(x_1, \dots, x_N)$ θα είναι το συνολικό ωριαίο κόστος λειτουργίας σε €/h, η $g(x_1, \dots, x_N)$ θα είναι η συνολική παραγωγή των μονάδων και b θα είναι το συνολικό φορτίο σε MW. Η ερμηνεία των πολλαπλασιαστών LaGrange στην περίπτωση αυτή θα είναι :

«Ο πολλαπλασιαστής LaGrange λ^* δίνει την αύξηση του βέλτιστου ωριαίου κόστους λειτουργίας του συστήματος σε €/h, όταν το φορτίο του συστήματος αυξάνεται κατά 1 MW».

4.5.4 Κυρτότητα

Ένα σύνολο σημείων ονομάζεται κυρτό όταν για οποιαδήποτε σημεία που ανήκουν στο σύνολο, το ευθύγραμμο τμήμα που τα ενώνει ανήκει και αυτό στο σύνολο. Μια συνάρτηση ονομάζεται κυρτή, όταν το ευθύγραμμο τμήμα που ενώνει δύο οποιαδήποτε σημεία της γραφικής της παράστασης δεν βρίσκεται ποτέ κάτω από την καμπύλη και κοίλη όταν το ευθύγραμμο τμήμα δεν βρίσκεται ποτέ πάνω από την καμπύλη.

Πρόβλημα κυρτού προγραμματισμού ονομάζεται ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης κυρτής συνάρτησης στόχου (ή μεγιστοποίησης κοίλης συνάρτησης στόχου) σε ένα κυρτό σύνολο περιορισμών. Το βασικό θεώρημα του κυρτού προγραμματισμού είναι:

- **Θ1** : Κάθε τοπικό ελάχιστο ενός προβλήματος κυρτού προγραμματισμού είναι και ολικό ελάχιστο.

Είναι δυνατόν το ολικό ελάχιστο του προβλήματος να εμφανίζεται σε περισσότερα του ενός σημεία (το πρόβλημα έχει πολλές λύσεις), ωστόσο το σύνολο αυτών των σημείων είναι κυρτό. Δεν υπάρχουν τοπικά ελάχιστα. Η ιδιότητα αυτή των κυρτών

προβλημάτων βελτιστοποίησης είναι πολύ σημαντική γιατί εγγυάται ότι το τοπικό ελάχιστο που θα υπολογιστεί από οποιαδήποτε επαναληπτική μέθοδο βελτιστοποίησης θα είναι το ολικό ελάχιστο του προβλήματος.

- **Θ2** : Αν η $f(\mathbf{x})$ είναι κυρτή , τότε το σύνολο $R = \{\mathbf{x} / f(\mathbf{x}) \leq k\}$ είναι κυρτό για όλα τα k .
- **Θ3** : Η τομή οσωνδήποτε κυρτών συνόλων είναι κυρτό σύνολο.

Βάσει αυτών των θεωρημάτων το πρόβλημα :

$$\begin{aligned} & \min f(\mathbf{x}) \\ & \text{Μ.Π} g_j(x) \leq b_j, j = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (4.26)$$

είναι κυρτό, αν οι συναρτήσεις \mathbf{f} και \mathbf{g} είναι κυρτές. Έτσι μπορούμε να αναγνωρίσουμε την κυρτότητα ενός προβλήματος βελτιστοποίησης από την κυρτότητα της αντικειμενικής συνάρτησης και των συναρτήσεων των περιορισμών του προβλήματος.

4.5.5 Ελαχιστοποίηση με ανισοτικούς περιορισμούς

Συνθήκες Kuhn-Tucker

Για να λύσουμε το πρόβλημα βελτιστοποίησης:

$$\begin{aligned} & \min f(x_1, x_2, \dots, x_N) \\ & \text{Μ.Π} \phi(\mathbf{x}) = 0, j = 1, \dots, N_\phi \\ & \omega_j(\mathbf{x}) \leq 0, j = 1, \dots, N_\omega \\ & \mathbf{x} = [x_1, \dots, x_N] \end{aligned} \quad (4.27)$$

σχηματίζουμε τη συνάρτηση LaGrange , εισάγοντας έναν πολλαπλασιαστή λ_i για κάθε εξισωτικό περιορισμό και έναν πολλαπλασιαστή $\mu_i \geq 0$ για κάθε ανισοτικό περιορισμό.

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = f(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^{N_\phi} \lambda_i \phi_i(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^{N_\omega} \mu_i \omega_i(\mathbf{x}) \quad (4.28)$$

Οι αναγκαίες συνθήκες για τη βέλτιστη λύση $\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*, \boldsymbol{\mu}^*$ είναι οι παρακάτω συνθήκες *Kuhn-Tucker*:

$$\begin{aligned} & 1. \frac{\partial L}{\partial x_j}(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*, \boldsymbol{\mu}^*) = 0, j = 1, \dots, N \\ & 2. \phi_j(\mathbf{x}^*) = 0, j = 1, \dots, N_\phi \\ & 3. \omega_j(\mathbf{x}^*) \leq 0, j = 1, \dots, N_\omega \\ & 4. \left. \begin{array}{l} \mu_i^* \omega_i(\mathbf{x}^*) = 0 \\ \mu_i^* \geq 0 \end{array} \right\}, j = 1, \dots, N_\omega \end{aligned} \quad (4.29)$$

Οι πρώτες συνθήκες δηλώνουν ότι η κλίση της συνάρτησης LaGrange ως προς τις αρχικές μεταβλητές του προβλήματος $\nabla_{\mathbf{x}} L$ πρέπει να είναι μηδέν. Οι δεύτερες και τρίτες συνθήκες λένε ότι πρέπει να ικανοποιούνται οι περιορισμοί του προβλήματος ελαχιστοποίησης. Από τις τέταρτες συνθήκες παρατηρούμε ότι στη βέλτιστη λύση,

ένα τουλάχιστον από τα μ_i^* και $\omega_i(\mathbf{x}^*)$ πρέπει να είναι μηδέν. Αν στη βέλτιστη λύση ο περιορισμός $\omega_i(\mathbf{x}) \leq 0$ είναι δεσμευτικός, ικανοποιείται δηλαδή οριακά ως ισότητα, τότε $\mu_i^* \geq 0$ δηλαδή το μ_i^* παίρνει μια θετική τιμή. Αντίθετα αν στη βέλτιστη λύση ο περιορισμός $\omega_i(\mathbf{x}) \leq 0$ δεν είναι δεσμευτικός, ικανοποιείται δηλαδή ως καθαρή ανισότητα, τότε $\mu_i^* = 0$, δηλαδή ο αντίστοιχος πολλαπλασιαστής πρέπει να είναι μηδέν.

Η ερμηνεία των τέταρτων συνθηκών μπορεί να γίνει και με αντίστροφο τρόπο. Αν στη βέλτιστη λύση είναι $\mu_i^* = 0$, ο περιορισμός $\omega_i(\mathbf{x}) \leq 0$ είναι εν γένει ελεύθερος, $\omega_i(\mathbf{x}) < 0$. Αν $\mu_i^* > 0$ τότε θα πρέπει ο περιορισμός να είναι δεσμευτικός, $\omega_i(\mathbf{x}) = 0$. Οι τέταρτες συνθήκες εκφράζουν τη συμπληρωματική απόκλιση που υπάρχει μεταξύ των ανισοτικών περιορισμών και των πολλαπλασιαστών μ_i .

4.5.6 Απόδειξη των εξισώσεων συνεργασίας με χρήση των συνθηκών Kuhn-Tucker

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου γράφεται αν αγνοήσουμε τις απώλειες μεταφοράς, ως πρόβλημα ελαχιστοποίησης:

$$\begin{aligned} \min F_T(P_1, \dots, P_N) &= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \\ \text{Μ.Π}\phi(P_1, \dots, P_N) &= P_R - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \\ \omega_i^+ &= P_i - P_{i,\max} \leq 0, i = 1, \dots, N \\ \omega_i^- &= -P_i + P_{i,\min} \leq 0, i = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (4.30)$$

Οι παραπάνω εξισώσεις εκφράζουν το συνολικό κόστος λειτουργίας, τον περιορισμό της διατήρησης ισχύος, τα όρια φόρτισης της i μονάδας, $P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}$. Η συνάρτηση LaGrange γράφεται :

$$\begin{aligned} L(P, \lambda, \mu^+, \mu^-) &= \\ &= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda \phi(P_1, \dots, P_N) + \sum_{i=1}^N \mu_i^+ (P_i - P_{i,\max}) + \sum_{i=1}^N \mu_i^- (-P_i + P_{i,\min}) \end{aligned} \quad (4.31)$$

Οι συνθήκες Kuhn-Tucker είναι:

$$1. \frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \Rightarrow \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda + \mu_i^+ - \mu_i^- = 0, i = 1, \dots, N \quad (4.32)$$

$$2. P_R - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (4.33)$$

$$3. P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}, i = 1, \dots, N \quad (4.34)$$

$$\left. \begin{array}{l} \mu_i^+ (P_i - P_{i,\max}) = 0 \\ 4. \mu_i^- (-P_i + P_{i,\min}) = 0 \\ \mu_i^+, \mu_i^- \geq 0 \end{array} \right\} i = 1, \dots, N \quad (4.35)$$

Η 1^η συνθήκη Kuhn-Tucker δίνει:

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda - \mu_i^+ + \mu_i^-, i = 1, \dots, N \quad (4.36)$$

Εξετάζουμε τις περιπτώσεις:

- $P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}$: Τότε από την 4^η συνθήκη $\mu_i^+ = \mu_i^- = 0$ και η 1^η συνθήκη δίνει:

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \quad (4.37)$$

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

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda - \mu_i^+ \leq \lambda \quad (4.38)$$

- $P_i = P_{i,\min}$: Τότε η 4^η συνθήκη δίνει $\mu_i^+ = 0, \mu_i^- \geq 0$ και η 1^η συνθήκη γίνεται:

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda - \mu_i^- \geq \lambda \quad (4.39)$$

Παρατηρώντας τις σχέσεις μπορούμε να ορίσουμε ένα μόνο πολλαπλασιαστή LaGrange $\mu_i = \mu_i^+ - \mu_i^-$ για το διπλό περιορισμό λειτουργικών ορίων της μονάδας i , $P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}$. Για τον πολλαπλασιαστή αυτό θα ισχύει:

$$\mu_i = 0 \text{ για } P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} \quad (4.40)$$

$$\mu_i \geq 0 \text{ για } P_i = P_{i,\max} (\mu_i = \mu_i^+) \quad (4.41)$$

$$\mu_i \leq 0 \text{ για } P_i = P_{i,\min} (\mu_i = \mu_i^-) \quad (4.42)$$

Με την εισαγωγή του νέου αυτού πολλαπλασιαστή θα ισχύει:

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda - \mu_i \quad (4.43)$$

Η σχέση αυτή δηλώνει τη σχέση του διαφορικού κόστους της μονάδας i με το λ του συστήματος.

4.6 Η μέθοδος ελαχιστοποίησης MINOS

4.6.1 Εισαγωγή

Η MINOS [16] είναι μια μέθοδος επίλυσης προβλημάτων ελαχιστοποίησης, κωδικοποιημένη σε Fortran και σχεδιασμένη για χρήση σε υπολογιστές. Η μαθηματικής της έκφραση είναι η εξής:

$$\text{minimize}_{x,y} \quad F(x) = c^T x + d^T y \quad (4.44)$$

$$\text{subject to} \quad f(x) + A_1 y = b_1 \quad (4.45)$$

$$A_2 x + A_3 y = b_2 \quad (4.46)$$

$$i \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \quad (4.47)$$

όπου τα διανύσματα c , d , b_1 , b_2 , i , u και οι πίνακες A_1 , A_2 , A_3 είναι σταθερά, η $F(x)$ είναι λεία διανυσματική συνάρτηση και $f(x)$ είναι ένα διάνυσμα λείων συναρτήσεων $f^i(x)$. Ιδανικά, οι πρώτες παράγωγοι της $F(x)$ και της $f^i(x)$ θα πρέπει να είναι γνωστές και κωδικοποιημένες από το χρήστη. (Αν λείπουν μόνο ορισμένες παράγωγοι, τότε η MINOS θα τις εκτιμήσει χρησιμοποιώντας παραγωγίσεις).

Τα n_1 στοιχεία του x ονομάζονται μη γραμμικές μεταβλητές και τα n_2 στοιχεία του y είναι οι γραμμικές μεταβλητές. Αντίστοιχα, οι m_1 εξισώσεις (4.45) ονομάζονται μη γραμμικοί περιορισμοί και οι m_2 εξισώσεις (4.46) είναι οι γραμμικοί περιορισμοί. Οι εξισώσεις (4.45) και (4.46) ονομάζονται γενικοί περιορισμοί. Ορίζουμε $m=m_1+m_2$ και $n=n_1+n_2$.

Οι περιορισμοί (4.47) καθορίζουν τα άνω και κάτω όρια κάθε μεταβλητής. Αυτό είναι θεμελιώδης απαίτηση για κάθε πρόβλημα και αντιμετωπίζονται ειδικά από του αλγορίθμους επίλυσης στη MINOS. Κάποια από τα στοιχεία του l και u μπορεί να είναι τα $\pm\infty$ αν έτσι το επιθυμούμε.

Παρόμοια όρια μπορούν να καθοριστούν για τους γενικούς περιορισμούς (4.45) και (4.46). Αυτοί οι περιορισμοί μπορούν επομένως να πάρουν την ακόλουθη μορφή:

$$l_1 \leq f(x) + A_1 y \leq u_1, \quad (4.48)$$

$$l_2 \leq A_2 x + A_3 y \leq u_2, \quad (4.49)$$

αν και για ιστορικούς λόγους τα όρια δεν καθορίζονται με αυτό τον τρόπο. Στη συνέχεια παρουσιάζεται μια μικρή περιγραφή της απαραίτητης ορολογίας καθώς και του αλγορίθμου.

4.6.2 Γραμμικός προγραμματισμός

Αν λείπουν οι συναρτήσεις $F(x)$ και $f(x)$, τότε το πρόβλημα μετατρέπεται σε γραμμικό. Εφόσον δεν υπάρχει ανάγκη για διαχωρισμό μεταξύ σε γραμμικές και μη γραμμικές μεταβλητές, προτιμάμε να χρησιμοποιούμε το x αντί για το y . Είναι επίσης υπολογιστικά βολικό ώστε να μετατραπούν όλοι οι γενικοί περιορισμοί σε ισότητες, με όλες τις ανισότητες να είναι απλά φραγμένες από τις μεταβλητές. Έτσι, ο γραμμικός προγραμματισμός γράφεται ως εξής:

$$\text{minimize}_{x,y} \quad c^T x \quad \text{subject to} \quad Ax + Is = 0, \quad i \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u, \quad (4.50)$$

όπου τα στοιχεία του x ονομάζονται θεμελιώδεις μεταβλητές και το s είναι ένα σύνολο από χαλαρές μεταβλητές. Τα όρια i και u αναπροσαρμόζονται κατάλληλα.

Η MINOS επιλύει το πρόβλημα του γραμμικού προγραμματισμού χρησιμοποιώντας μια αξιόπιστη υλοποίηση της μεθόδου primal simplex (Dantzig, 1963). Με αυτή τη μέθοδο διαμοιράζονται οι περιορισμοί $Ax + Is = 0$ σε μια μορφή

$$Bx_s + Nx_N = 0, \quad (4.51)$$

όπου ο βασικός πίνακας B είναι τετραγωνικός και μη μοναδιαίος. Τα στοιχεία x_s και x_N ονομάζονται βασικές και μη βασικές μεταβλητές αντίστοιχα (αποτελούν μια παραλλαγή των στοιχείων των x και s). Σε κάθε επίπεδο, κάθε μη βασική μεταβλητή ισούται με το άνω ή κάτω όριο της, και οι βασικές μεταβλητές θα παίρνουν οποιαδήποτε τιμή που θα μπορεί να ικανοποιεί τους γενικούς περιορισμούς (όπως είναι προφανές, μπορούν να υπολογιστούν λύνοντας τη γραμμική εξίσωση $Bx_s = -Nx_N$). Μπορεί ναδειχθεί ότι αν υπάρχει μια βέλτιστη λύση, τότε αυτή θα είναι της μορφής που αναφέραμε. Έτσι, προσεγγίζουμε τη λύση πραγματοποιώντας μια σειρά από επαναλήψεις, στις οποίες μια στήλη του B αντικαθίσταται από μια στήλη του N (και αντίστροφα), μέχρι να μην μπορεί να βρεθεί κάποια μετάθεση που να μειώσει άλλο την τιμή του $c^T x$.

Αν τα στοιχεία του x_s δεν ικανοποιούν τα άνω και κάτω όριά τους, λέμε ότι το τρέχον σημείο είναι ανέφικτο. Σε αυτή την περίπτωση, προσπαθούμε να μειώσουμε το άθροισμα των ανέφικτων καταστάσεων ή ακόμα και να το μηδενίσουμε.

Η MINOS διατηρεί μια αραιή LU παραγοντοποίηση του βασικού πίνακα B , η οποία είναι βασική για τον αποτελεσματικό χειρισμό των αραιών γραμμικών και μη γραμμικών περιορισμών.

4.6.3 Μη γραμμική αντικειμενική συνάρτηση

Όταν υπάρχουν μη γραμμικά στοιχεία στην $F(x)$ στην αντικειμενική συνάρτηση, τότε έχουμε ένα μη γραμμικό πρόβλημα με γραμμικούς περιορισμούς. Η MINOS επιλύει ένα τέτοιο πρόβλημα χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο μειούμενης κλίσης σε συνδυασμό με τον αλγόριθμο quasi-Newton.

Σε αυτή την περίπτωση, οι περιορισμοί $Ax + Is = 0$ μετασχηματίζονται στη μορφή:

$$Bx_s + Sx_s + Nx_N = 0, \quad (4.52)$$

όπου το x_s είναι ένα σύνολο από υπερβασικές μεταβλητές. Σε μια λύση, οι βασικές και υπερβασικές μεταβλητές έχουν μια τιμή ανάμεσα στα όριά τους, ενώ οι μη βασικές μεταβλητές είναι πάλι ίσες με το άνω ή κάτω όριό τους. Γενικά, ο αριθμός των υπερβασικών μεταβλητών (ο αριθμός των στηλών στο S) είναι ένα μέτρο για το πόσο μη γραμμικό είναι το πρόβλημα. Ας υποθέσουμε ότι ο αριθμός αυτός είναι ίσο με s . Στην πράξη, αρκετές φορές, το s είναι αρκετά μικρό, κάτω από 200, ανεξάρτητα από το μέγεθος του προβλήματος.

Στον αλγόριθμο μειούμενης κλίσης, το x_s θεωρείται ως ένα σύνολο από ανεξάρτητες μεταβλητές οι οποίες είναι ελεύθερες να κινούνται προς οποιαδήποτε κατεύθυνση, και συγκεκριμένα προς εκείνη που θα βελτιώσει την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης (ή θα μειώσει το άθροισμα των ανέφικτων καταστάσεων). Έτσι, οι

βασικές μεταβλητές μπορούν να προσαρμοστούν ώστε να συνεχίσουν να ικανοποιούν τους γραμμικούς περιορισμούς.

Αν δεν μπορεί να υπάρξει περαιτέρω βελτίωση πέρα από την τρέχουσα τιμή των B, S, N , τότε ορισμένες μη βασικές μεταβλητές επιλέγονται για να προστεθούν στο S και η διαδικασία επαναλαμβάνεται με μεγαλύτερη τιμή για το s . Σε κάθε επίπεδο, αν μια βασική ή υπερβασική μεταβλητή φτάσει σε κάποιο όριο της, τότε γίνεται μη βασική και το μέγεθος του s μειώνεται κατά μια μονάδα.

Συχνά, ένας συντελεστής Z είναι χρήσιμος για περιγραφικούς λόγους. Στον αλγόριθμο μειούμενης κλίσης παίρνει την ακόλουθη μορφή:

$$Z = \begin{pmatrix} -B^{-1}S \\ I \\ 0 \end{pmatrix}, \quad (4.53)$$

παρόλο που δεν υπολογίζεται ποτέ ακριβώς. Εφόσον ικανοποιεί τη συνθήκη $(B \ S \ N) Z=0$, λέμε ότι το Z επεκτείνει το μηδενικό χώρο του πίνακα περιορισμών $(A \ I)$.

Ένα σημαντικό τμήμα της MINOS είναι μια σταθερή υλοποίηση του αλγορίθμου quasi – Newton για την βελτιστοποίηση των υπερβασικών μεταβλητών. Αυτό μπορεί να επιτύχει υπεργραμμική σύγκλιση μέσα σε σχετικό υποδιάστημα (το οποίο καθορίζεται από τα τρέχοντα B, S, N). Αποκτά μια κατεύθυνση έρευνας p_s για τις υπερβασικές μεταβλητές λύνοντας ένα σύστημα της μορφής:

$$R^T R p_s = -Z^T g, \quad (4.54)$$

όπου g είναι η παράγωγος της $F(x)$, $Z^T g$ είναι η μειωμένη παράγωγος και R είναι ένας πυκνός άνω τριγωνικός πίνακας ο οποίος αναβαθμίζεται με πολλούς τρόπους ώστε να εκτιμηθεί κατά προσέγγιση ο μειωμένος Εσσιανός πίνακας σύμφωνα με τη σχέση $R^T R \cong -Z^T H Z$, όπου H είναι ο πίνακας της δεύτερης παραγώγου του $F(z)$.

Αν έχουμε το p_s , η κατεύθυνση αναζήτησης για όλες τις μεταβλητές καθορίζεται από τη σχέση $p=Z p_s$. Στη συνέχεια εκτελείται μια γραμμική αναζήτηση ώστε να βρεθεί μια προσεγγιστική λύση στο μονοδιάστατο πρόβλημα:

$$\text{minimize } F(x + ap) \text{ subject to } 0 \leq a \leq a_{max}, \quad (4.55)$$

όπου το a_{max} καθορίζεται από τα όρια των μεταβλητών. Ένα άλλο σημαντικό κομμάτι της MINOS είναι η βήματος μήκους προσέγγιση, η οποία χρησιμοποιείται στη γραμμική αναζήτηση ώστε να καθοριστεί το βήμα μήκους a . Γι' αυτό υπάρχουν δυο διαφορετικές μέθοδοι, ανάλογα με το αν είναι γνωστές όλες οι παράγωγοι.

Συνήθως, η αντικειμενική συνάρτηση $F(x)$ δεν μπορεί ποτέ να εκτιμηθεί σε ένα σημείο x εκτός και αν αυτό το σημείο ικανοποιεί τους γραμμικούς περιορισμούς και τα όρια των μεταβλητών. Εξαίρεση σε αυτόν το κανόνα έχουμε σε περίπτωση πεπερασμένης διαφοράς έλεγχο στον υπολογισμό των στοιχείων της παραγώγου. Αυτός ο έλεγχος πραγματοποιείται στην αρχή του σημείου x_0 (το οποίο μπορεί να καθοριστεί από τον χρήστη). Η MINOS εξασφαλίζει ότι οι μεταβλητές διατηρούνται ανάμεσα στα όριά τους, αλλά σε γενικές γραμμές, το αρχικό σημείο δεν θα ικανοποιεί τους γενικούς γραμμικούς περιορισμούς. Αν η $F(x_0)$ δεν είναι καθορισμένη, ο έλεγχος της παραγώγου θα πρέπει να μη γίνει ή θα πρέπει να επανεκτιμήσουμε το x_0 .

4.6.4 Μη γραμμικοί περιορισμοί

Όταν το πρόβλημα περιέχει μη γραμμικούς περιορισμούς, η MINOS χρησιμοποιεί έναν προβολικό, αυξανόμενο αλγόριθμο Lagrange. Η MINOS αντιμετωπίζει με ειδικό τρόπο τους γραμμικούς περιορισμούς και τα όριά τους, αλλά οι μη γραμμικοί περιορισμοί μπορεί να μην ικανοποιούνται μέχρι να πλησιάσουμε το βέλτιστο σημείο. Έτσι, η $f(x)$ και οι παράγωγοί της (ο Ιακωβιανός πίνακας $J(x) = \left[\frac{\partial f'(x)}{\partial x_j} \right]$)

ίσως χρειαστεί να υπολογιστούν έξω από τη περιοχή ενδιαφέροντος.

Στην πραγματικότητα, οι συναρτήσεις περιορισμών δεν θα υπολογίζονται σχεδόν ποτέ εκτός και να ικανοποιούνται οι γραμμικοί περιορισμοί. Το αρχικό σημείο όμως παραμένει μια εξαίρεση. Θα πρέπει να κινείται μέσα στα όριά του, αλλά η $f(x)$ και ο $J(x)$ θα πρέπει να υπολογίζονται στο σημείο x_0 ανεξάρτητα από τους γενικούς γραμμικούς και μη γραμμικούς περιορισμούς. Αυτό το γεγονός θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά την μορφοποίηση του μη γραμμικού προβλήματος.

Η φύση της διαδικασίας επίλυσης είναι αυτή που παρουσιάζεται παρακάτω. Εκτελείται μια σειρά κυρίων επαναλήψεων, καθεμία από τις οποίες απαιτεί τη λύση ενός υποπροβλήματος με τους γραμμικούς περιορισμούς. Τα υποπροβλήματα περιέχουν τα αρχικά όρια και τους γραμμικούς περιορισμούς, καθώς και τις γραμμικοποιημένες μεθόδους των μη γραμμικών περιορισμών. Αυτό απλά σημαίνει ότι η $f(x)$ στην εξίσωση (4.46) αντικαθίσταται από το Lf , δηλαδή την γραμμική προσέγγισή της στο συγκεκριμένο σημείο. Θα πρέπει να γράψουμε την προσέγγιση ως εξής:

$$\bar{f}(x, x_k) = f(x_k) + J(x_k)(x - x_k), \quad (4.56)$$

ή πιο σύντομα,

$$\bar{f} = f_k + J_k(x - x_k), \quad (4.57)$$

όπου x_k είναι η εκτίμηση των μη γραμμικών μεταβλητών στην αρχή της k -οστής κύριας επανάληψης. Το υποπρόβλημα που θέλουμε να λυθεί είναι το εξής:

$$\text{minimize}_{x,y} F(x) + c^T x + d^T y - \lambda_k^T (f - \bar{f}) + \frac{1}{2} p (f - \bar{f})^T (f - \bar{f}) \quad (4.58)$$

$$\text{υπό τους περιορισμούς } \bar{f} + A_1 y = b_1 \quad (4.59)$$

$$A_2 x + A_3 y = b_2 \quad (4.60)$$

$$i \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \quad (4.61)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση (4.58) ονομάζεται αυξημένη Lagrangian. Το διάνυσμα λ_k είναι μια εκτίμηση του λ , δηλαδή τον Lagrangian πολλαπλασιαστή των μη γραμμικών περιορισμών. Το διάνυσμα p είναι μια παράμετρος ποινής και ο όρος που περιλαμβάνει το p είναι μια δευτεροβάθμια παραμετροποιημένη συνάρτηση.

Χρησιμοποιώντας την (4.57), βλέπουμε ότι οι γραμμικοί περιορισμοί (4.59) και (4.60) παίρνουν τη μορφή:

$$\begin{pmatrix} J_k & A_1 \\ A_2 & A_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} I & 0 \\ 0 & I \end{pmatrix} \begin{pmatrix} s_1 \\ s_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_k x_k - f_k \\ 0 \end{pmatrix}, \quad (4.62)$$

Η MINOS χρησιμοποιεί τον αλγόριθμο μειούμενης κλίσης για να ελαχιστοποιήσει την (4.58) υπό τον περιορισμό της (4.62), με τα αρχικά όρια των x και y , και

κατάλληλα όρια για τις χαλαρές μεταβλητές s_1 και s_2 . Ο Ιακωβιανός J_k αντιμετωπίζεται ως αραιός πίνακας, όπως και οι πίνακες A_i .

Δυστυχώς, δεν υπάρχει καμία εγγύηση ότι ο αλγόριθμος που μόλις περιγράψαμε θα συγκλίνει ξεκινώντας από μια τυχαία επιλογή. Ένας συνειδητοποιημένος χρήστης μπορεί να επηρεάσει την πιθανότητα σύγκλισης με αρκετούς τρόπους:

- Με τον προσεκτικό καθορισμό του x_0 .
- Με τον καθορισμό λογικών άνω και κάτω ορίων σε όλες τις μεταβλητές.
- Καθορίζοντας μια παράμετρο ποινής p η οποία είναι υψηλότερη από την προκαθορισμένη τιμή, αν το πρόβλημα δείχνει να είναι έντονα μη γραμμικό.
- Καθορίζοντας μια damping παράμετρο η οποία είναι μικρότερη από την προκαθορισμένη τιμή αν το πρόβλημα είναι έντονα μη γραμμικό.

Σε σπάνιες περιπτώσεις, μπορεί να είναι προτιμότερο να θέσουμε $\lambda_k=0$ και $p=0$ για όλα τα υποπροβλήματα. Ωστόσο, η σύγκλιση είναι πολλή πιο πιθανή με τις προκαθορισμένες τιμές. Η αρχική εκτίμηση του πολλαπλασιαστή Lagrange γίνεται τότε ίσος με μηδέν ($\lambda_0=0$), αλλά για το τελευταίο υποπρόβλημα, το λ_k θεωρείται ως ο πολλαπλασιαστής Lagrange που σχετίζεται με τους γραμμικοποιημένους μη γραμμικούς περιορισμούς στο τέλος της προηγούμενης κύριας επανάληψης. Η παράμετρος ποινής είναι αρχικά ίση με $100/m_1$, και μειώνεται κλιμακωτά στα τελευταία υποπροβλήματα όταν η ακολουθία $\{x_k, \lambda_k\}$ φαίνεται να συγκλίνει. Σε αρκετές περιπτώσεις είναι ασφαλές να θέσουμε $p=0$ από την αρχή, ειδικά σε προβλήματα με μεσαία μη γραμμικότητα, ώστε να βελτιωθεί η συνολική απόδοση.

4.6.5 Διατύπωση του προβλήματος

Σε γενικές γραμμές, αξίζει να γίνεται προκαταρκτική ανάλυση ώστε οι περιορισμοί να γίνονται απόλυτα γραμμικοί, αν αυτό είναι δυνατόν. Κάποιες φορές, ένας απλός μετασχηματισμός αρκεί.

Ομοίως, είναι σημαντικό να μην μετακινούνται μη γραμμικά στοιχεία από την αντικειμενική συνάρτηση στους περιορισμούς. Έτσι, δεν θα αντικαθιστούσαμε την ελαχιστοποίηση του $F(x)$ από την παρακάτω έκφραση:

$$\text{minimize } z \text{ subjext to } F(x) - z = 0, \quad (4.63)$$

Η κλιμάκωση είναι πολύ σημαντικό θέμα κατά τη διατύπωση του προβλήματος. Ένας γενικός κανόνας είναι να κλιμακώνονται όλα τα δεδομένα και οι μεταβλητές όσο πιο κοντά στη μονάδα γίνεται. Γενικά, προτείνεται ένα εύρος από 1 έως 10. Όταν έχουμε κάποια σύγκρουση ανάμεσα στους περιορισμούς και την αντικειμενική συνάρτηση, τότε πρέπει να υπερισχύσουν οι περιορισμοί. Τα προβλήματα πραγματικής κλίμακας τείνουν να έχουν φυσική κλιμάκωση μέσα σε κάθε περιορισμό, όσο οι μεταβλητές εκφράζονται σε φυσικές μονάδες. Έτσι, είναι πολλές φορές αρκετό να εφαρμόζουμε έναν συντελεστή κλιμάκωσης σε κάθε γραμμή. Η MINOS έχει μια επιλογή για αυτόματη κλιμάκωση των περιορισμών και των μεταβλητών.

Τέλος, τα άνω και κάτω όρια των μεταβλητών (και των περιορισμών) είναι εξαιρετικά χρήσιμα στην οριοθέτηση της περιοχής στην οποία πρέπει να γίνει η βελτιστοποίηση. Αν είναι γνωστές ευαίσθητες μεταβλητές, θα πρέπει πάντα να

χρησιμοποιούνται. Είναι επίσης σημαντικά για να αποφεύγονται οι ιδιομορφίες στις συναρτήσεις του προβλήματος. Για λόγους ασφάλειας, όταν υπάρχουν τέτοιες ιδιομορφίες, το αρχικό σημείο x_0 πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων.

4.6.6 Περιορισμοί

Η MINOS είναι σχεδιασμένη να βρίσκει λύσεις οι οποίες είναι τοπικά βέλτιστες. Οι μη γραμμικές συναρτήσεις σε ένα πρόβλημα πρέπει να είναι λείες (δηλαδή να υπάρχουν οι πρώτες τους παράγωγοι). Οι συναρτήσεις θα πρέπει να είναι διαχωριζόμενες. Ακέραιοι περιορισμοί δεν μπορούν να εφαρμοστούν άμεσα.

Από τους γραμμικούς περιορισμούς σε ένα πρόβλημα και από τα όρια των μεταβλητών καθορίζουν μια περιοχή. Αν η μη γραμμική αντικειμενική συνάρτηση και οι συναρτήσεις περιορισμών είναι κυρτές μέσα σε αυτή την περιοχή, κάθε βέλτιστη λύση που προκύπτει θα είναι συνολικά βέλτιστη. Αλλιώς, είναι πιθανό να υπάρχουν αρκετά τοπικά βέλτιστα, κάποια από τα οποία να μην είναι συνολικά βέλτιστα. Σε τέτοιες περιπτώσεις, οι πιθανότητες να βρούμε ένα ολικό βέλτιστο αυξάνονται επιλέγοντας ένα αρχικό σημείο το οποίο είναι ικανοποιητικά κοντά, αλλά δεν υπάρχει γενικευμένη διαδικασία για να καθοριστεί η έννοια του «κοντά», ή για να επιβεβαιωθεί ότι ένα δοσμένο τοπικό βέλτιστο είναι και ολικό.

Η MINOS χρησιμοποιεί έναν μεγάλο πίνακα για τη βασική αποθήκευση των στοιχείων. Το μέγεθος αυτού του πίνακα μπορεί να χρειάζεται να προσαρμοστεί σε ένα συγκεκριμένο πρόβλημα, αλλά διαφορετικά, η υλοποίηση δεν θέτει σαφείς περιορισμούς στο μέγεθος ή στη μορφή ενός προβλήματος (πολλοί περιορισμοί και σχετικά λίγες μεταβλητές ή ανάποδα). Σε γενικές γραμμές, ο συντελεστής περιορισμού θα είναι η ποσότητα του διαθέσιμου χώρου για αποθήκευση και του διαθέσιμου υπολογιστικού χρόνου σε κάθε μηχανήμα

Μια πρότερη γνώση μιας συγκεκριμένης εφαρμογής μπορεί συνήθως να υποδείξει αν η διαδικασία επίλυσης θα είναι αποτελεσματική. Μια σημαντική παράμετρος είναι το $m=m_1+m_2$, δηλαδή ο συνολικός αριθμός των γενικών περιορισμών στις (4.45) και (4.46). Αν $m \leq 100$ το θεωρούμε μικρό, αν $m=1000$ ή 2000 τότε θεωρείται μεσαίο και αν $m \geq 5000$ θεωρείται μεγάλο.

Το μέγεθος που απαιτείται συνήθως για την εκτέλεση της MINOS είναι 100m λέξεις, όπου μια λέξη είναι η μονάδα αποθήκευσης για ένα αριθμό κινητής υποδιαστολής.

Μια άλλη σημαντική παράμετρος είναι το $n=n_1+n_2$, δηλαδή ο συνολικός αριθμός των παραμέτρων στα x και y . Για μη γραμμικά προβλήματα, αν τα m_1 και n_1 είναι σχετικά μικρά συγκρινόμενα με τα m και n , ο συνολικός χώρος είναι περίπου όσος περιγράψαμε παραπάνω. Αν το n_1 είναι μεγάλο (≥ 200), το μέγεθος του διαθέσιμου χώρου για αποθήκευση μπορεί να υπάρχει ή όχι ανάλογα με το αν οι $F(x)$ και $f(x)$ είναι έντονα μη γραμμικές ή όχι.

Μέσα σε αυτό το πλαίσιο, η αποτελεσματικότητα της MINOS εξαρτάται από το s , δηλαδή τον αριθμό των υπερβασικών μεταβλητών. Ας θυμίσουμε ότι το άθροισμα $m+s$ είναι ανάμεσα στα άνω και κάτω όριά τους, όπου το s είναι μηδενικό για αμιγώς

γραμμικά προβλήματα. Ξέρουμε ότι το s δεν χρειάζεται ποτέ να είναι μεγαλύτερο από το n_1+1 . Στην πράξη, το s είναι συχνά αρκετά μικρότερο από το άνω όριό του. Στον quasi-Newton αλγόριθμο, ο πυκνός τριγωνικός πίνακας R έχει διαστάσεις ίσες με το s και απαιτεί περίπου $\frac{1}{2} s^2$ λέξεις για αποθήκευση. Αν είναι πιθανό να έχουμε ένα μεγάλο s , θα πρέπει να προχωρήσουμε σε κάποια αναδιατύπωση του προβλήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

5.1 Ανάλυση Ροών Φορτίου

5.1.1 Εισαγωγή

Ο κύριος προορισμός ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι να προμηθεύει την πραγματική και άεργο ισχύ τις οποίες ζητούν τα διάφορα φορτία που είναι συνδεδεμένα στο σύστημα. Η ροή της ισχύος ή του φορτίου στο δίκτυο για την τροφοδότηση της ζήτησης, αποτελεί τη χαρακτηριστικότερη εκδήλωση της μόνιμης κατάστασης λειτουργίας του ΣΗΕ. Η συχνότητα και η τάση στους ζυγούς πρέπει να διατηρούνται σε προδιαγεγραμμένα όρια παρόλο που τα φορτία μεταβάλλονται μερικές φορές απρόβλεπτα.

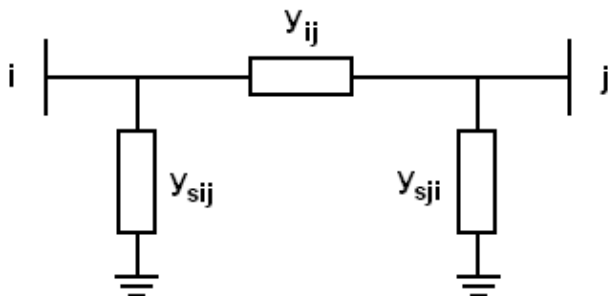
Την ανάλυση ροών φορτίου [30] έχουν διευκολύνει οι υπολογιστές. Επιτρέπουν την ανάλυση δικτύων με πολλές εκατοντάδες κόμβων χωρίς ιδιαίτερη δυσκολία. Το πρόβλημα των ροών φορτίου συνίσταται στον προσδιορισμό των μεταβλητών του συστήματος –ισχύς, ρεύμα, τάση- σε μια δεδομένα κατάσταση λειτουργίας. Η μόνιμη κατάσταση λειτουργίας αντιστοιχεί σε μια ορισμένη εικόνα φορτίων, παραγόμενης ισχύος και ροών στο δίκτυο.

Στη συνέχεια του κεφαλαίου αυτού θα επικεντρώσουμε το ενδιαφέρον μας γύρω από τη ανάλυση ροών φορτίου, που είναι το σημείο εκκίνησης για όλες τις επιμέρους μελέτες των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Για τη μελέτη αυτή στηριχθήκαμε στις αναφορές [31], [32], [37], [38] και [39].

5.1.2 Εξισώσεις Ροής Φορτίου

5.1.2.1 Παράσταση Γραμμών Μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς παριστάνονται στις μελέτες ροών φορτίου με το ονομαστικό κύκλωμα Π όπως απεικονίζεται στο σχήμα:



Σχήμα 5.1 Ονομαστικό ισοδύναμο κύκλωμα Π γραμμής μεταφοράς

Στο σχήμα η αγωγιμότητα y_{ij} είναι η αγωγιμότητα σειράς της γραμμής, ενώ οι y_{sij} , y_{sji} είναι οι εγκάρσιες αγωγιμότητες. Οι αγωγιμότητες αυτές μπορούν να γραφούν χωρίζοντας πραγματικά και φανταστικά μέρη ως εξής:

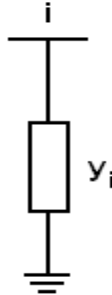
$$y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (5.1)$$

$$y_{sij} = g_{sij} + jb_{sij} \quad (5.2)$$

$$y_{sji} = g_{sji} + jb_{sji} \quad (5.3)$$

5.1.2.2 Παράσταση Εγκάρσιων Πυκνωτών και Αυτεπαγωγών

Οι εγκάρσιοι πυκνωτές και αυτεπαγωγές παριστάνονται με μια απλή αγωγιμότητα y_i όπως στο σχήμα:



Σχήμα 5.2 Παράσταση εγκάρσιου στοιχείου

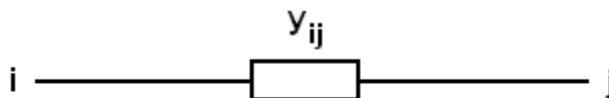
Η αγωγιμότητα y_i είναι της μορφής:

$$y_i = jb, \quad (5.4)$$

όπου η παράμετρος b_i είναι θετική για πυκνωτή και αρνητική για αυτεπαγωγή.

5.1.2.3 Παράσταση Μετασχηματιστών (M/Σ)

Οι μετασχηματιστές παριστάνονται τις περισσότερες φορές στις μελέτες ροών φορτίου με το απλοποιημένο ισοδύναμο κύκλωμα χωρίς την αγωγιμότητα μαγνητίσεως. Οπότε, ο μετασχηματιστής παριστάνεται με μια αγωγιμότητα σειράς, όπως στο σχήμα:



Σχήμα 5.3 Παράσταση M/Σ σε ονομαστική σχέση μετασχηματισμού

Το σχήμα αναφέρεται σε ένα μετασχηματιστή με ονομαστική σχέση μετασχηματισμού, δηλαδή τέτοια που να αντιστοιχεί στο λόγο των βασικών τάσεων πρωτεύοντος και δευτερεύοντος. Στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχουν επίσης μετασχηματιστές ρύθμισης, η σχέση μετασχηματισμού των οποίων διαφέρει από το λόγο των ονομαστικών τάσεων. Στους μετασχηματιστές αυτούς πρέπει να λαμβάνεται υπόψη και η σχέση μετασχηματισμού ανάγοντας τις ανά μονάδα αντιστάσεις στο ένα από τα δύο τυλίγματα του.

5.1.2.4 Παράσταση Γεννητριών

Οι γεννήτριες παριστάνονται σαν πηγές ενεργού και άεργου ισχύος:

$$S_G = P_G + jQ_G, \quad (5.5)$$

όπου:

S_G :είναι η μιγαδική παραγόμενη ισχύς,

P_G :η παραγόμενη ενεργός ισχύς και

Q_G :η παραγόμενη άεργος ισχύς.

Οι σύγχρονες γεννήτριες ρυθμίζονται συνεχώς από δύο διατάξεις ελέγχου:

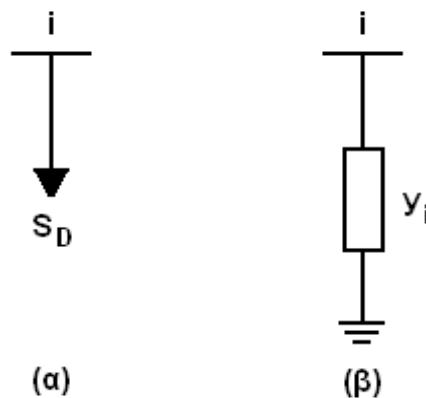
- τον αυτόματο ρυθμιστή τάσεως (ΑΡΤ), ο οποίος διατηρεί σταθερό το μέτρο της τερματικής τάσης της γεννήτριας ρυθμίζοντας κατάλληλα το ρεύμα διεγέρσεως και
- τον ρυθμιστή στροφών, οποίος κρατάει σταθερή την ενεργό παραγωγή προσαρμόζοντας την παραγόμενη μηχανική ισχύ της κινητήριας μηχανής.

Έτσι, στις μελέτες ροής φορτίου οι σύγχρονες γεννήτριες παριστάνονται συνήθως με σταθερή κατά μέτρο τερματική τάση και σταθερή παραγωγή πραγματικής ισχύος.

5.1.2.5 Παράσταση Φορτίων

Τα φορτία που συμπεριλαμβάνονται στις συνηθισμένες μελέτες ροών φορτίου ταξινομούνται σε δύο κατηγορίες:

- Φορτία σταθερής ενεργού και άεργου ισχύος (σχήμα)
- Φορτία σταθερής σύνθετης αγωγιμότητας (σχήμα)



Σχήμα 5.4 Παράσταση φορτίων

Όσον αφορά το φορτίο σταθερής ισχύος η μιγαδική ισχύς που απορροφά είναι:

$$S_D = P_D + jQ_D, \quad (5.6)$$

όπου

P_D : η ενεργός ισχύς.

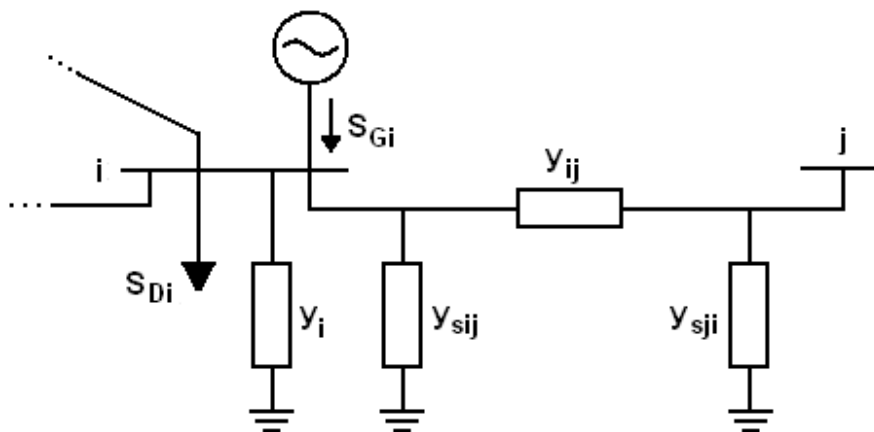
Q_D : η άεργος ισχύς.

Ενώ, το φορτίο σταθερής αγωγιμότητας γράφεται με την εξής μορφή:

$$y_i = g_i + jb_i \quad (5.7)$$

5.1.2.6 Εξισώσεις Ροών Φορτίου

Οι εξισώσεις ροών φορτίου μπορούν να καταστρωθούν με τη βοήθεια του σχήματος που απεικονίζει ένα γενικευμένο ζυγό συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 5.5 Γενικευμένος ζυγός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Η γραμμή μεταξύ των ζυγών i και j παριστάνεται με το ονομαστικό κύκλωμα Π . Γενικά μπορεί να είναι συνδεδεμένες στο ζυγό i μία ή περισσότερες γραμμές ή και μετασχηματιστές. Στο ζυγό i είναι επίσης συνδεδεμένη μια εγκάρσια σύνθετη αγωγιμότητα y_i , που παριστάνει οποιοδήποτε συνδυασμό πυκνωτών, αυτεπαγωγών ή φορτίων με σταθερή αγωγιμότητα. Η γεννήτρια που είναι συνδεδεμένη στο ζυγό i εγχύει ρεύμα I_{Gi} , ενώ το αντίστοιχο φορτίο S_{Di} απορροφά ρεύμα I_{Di} . Η τάση στο ζυγό i συμβολίζεται με V_i , ενώ η τάση στο ζυγό j με V_j .

Το ρεύμα I_{ij} που ρέει στη γραμμή από το ζυγό i στο ζυγό j ισούται με:

$$I_{ij} = (y_{sij} + y_{ij}) \cdot V_i - y_{ij} \cdot V_j \quad (5.8)$$

Το ρεύμα που απορροφάται από την εγκάρσια αγωγιμότητα y_i ισούται με $y_i \cdot V_i$.

Εφαρμόζοντας το νόμο ρευμάτων Kirchoff στο ζυγό i προκύπτει:

$$I_i = I_{Gi} - I_{Di} = y_i \cdot V_i + \sum_{j \in A(i)} I_{ij} \quad (5.9)$$

όπου $A(i)$ είναι το σύνολο που περιέχει τους αριθμούς των ζυγών που είναι διασυνδεδεμένοι με τον ζυγό i .

Αντικαθιστώντας την εξίσωση (5.8) στην (5.9) προκύπτει:

$$I_i = \left[y_i + \sum_{j \in A(i)} (y_{sij} + y_{ij}) \right] \cdot V_i - \sum_{j \in A(i)} y_{ij} \cdot V_j \quad (5.10)$$

Ορίζοντας τις παραμέτρους:

$$Y_{ii} = y_i + \sum_{j \in A(i)} (y_{sij} + y_{ij}) \quad (5.11)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (5.12)$$

η εξίσωση (5.10) γράφεται ως εξής:

$$I_i = Y_{ii} \cdot V_i + \sum_{j \in A(i)} Y_{ij} \cdot V_j \quad (5.13)$$

Το σύστημα των εξισώσεων ρευμάτων-τάσεων (5.13) γράφεται σε μητρική μορφή:

$$[\bar{I}] = [Y] \cdot [\bar{V}], \quad (5.14)$$

όπου:

$[\bar{I}], [\bar{V}]$: τα διανύσματα ρευμάτων και τάσεων όλων των ζυγών n , διαστάσεως $n \times 1$,

$[Y]$: η μήτρα σύνθετων αγωγιμοτήτων ζυγών του συστήματος, διαστάσεως $n \times n$.

Έτσι, τα στοιχεία Y_{ii} και Y_{ij} της εξίσωσης (5.13) αποτελούν τα διαγώνια και μη διαγώνια στοιχεία τις μήτρας σύνθετων αγωγιμοτήτων, αντίστοιχα.

Στις μελέτες ροής φορτίου, οι γνωστές ή ζητούμενες ποσότητες σε κάθε ζυγό είναι οι μιγαδικές ισχύεις παραγωγής S_{Gi} και φορτίσεων S_{Di} . Οι μιγαδικές αυτές ισχύεις δίνονται στο ανά μονάδα σύστημα από τις σχέσεις:

$$\begin{aligned} S_{Gi} &= V_i \cdot I_{Gi}^* \\ S_{Di} &= V_i \cdot I_{Di}^* \end{aligned} \quad (5.15)$$

Συνδυάζοντας τις εξισώσεις (5.13) και (5.15) παίρνουμε:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = Y_{ii}^* \cdot V_i^2 + V_i \cdot \sum_{j \in A(i)} Y_{ij}^* \cdot V_j^* \quad (5.16)$$

Η εξίσωση (5.16) εκφράζει το ισοζύγιο ισχύος στον ζυγό i . Για ένα σύστημα n ζυγών, μπορούν να γραφούν n εξισώσεις του τύπου (5.16). Οι n αυτές εξισώσεις αποτελούν τις μιγαδικές εξισώσεις ροής φορτίου.

Εν συνεχεία, χρησιμοποιούμε τον συμβολισμό:

$$\begin{aligned} \bar{V}_i &= V_i \cdot e^{j\delta_i} \\ Y_{ij} &= G_{ij} + jB_{ij} \end{aligned} \quad (5.17)$$

Αντικαθιστώντας τις αγωγιμότητες και τις τάσεις από την (5.17) στην εξίσωση (5.16) και ξεχωρίζοντας πραγματικά και φανταστικά μέρη, παίρνουμε τις εξισώσεις ροής φορτίου σε πραγματική μορφή:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = V_i^2 \cdot G_{ii} + V_i \cdot \sum_{j \in A(i)} V_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (5.18)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = -V_i^2 \cdot B_{ii} + V_i \cdot \sum_{j \in A(i)} V_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (5.19)$$

Για ένα σύστημα n ζυγών υπάρχουν n εξισώσεις ενεργού και άεργου ισχύος της μορφής (5.18) και (5.19) αντίστοιχα. Οι $2n$ αυτές εξισώσεις αποτελούν τις εξισώσεις ροής φορτίου με πραγματικές μεταβλητές. Ας σημειωθεί ότι η μορφή (5.18) - (5.19) δεν είναι η μοναδική, αφού αντί για την πολική μορφή των τάσεων μπορεί να χρησιμοποιηθεί η καρτεσιανή, και αντιστρόφως, αντί για την καρτεσιανή μορφή των αγωγιμοτήτων μπορεί να χρησιμοποιηθεί η πολική.

5.2 Θεμελίωση του Προβλήματος Ροών Φορτίου

Θεωρώντας τη γενική περίπτωση ενός ζυγού του συστήματος, με παραγωγή και φορτίο που εκφράζονται ως ισχύεις, διακρίνουμε τα ακόλουθα 6 μεγέθη:

- P_G : παραγόμενη ενεργός ισχύς.
- Q_G : παραγόμενη άεργος ισχύς.
- P_D : ενεργός ισχύς φορτίου.
- Q_D : άεργος ισχύς φορτίου.
- V : μέτρο τάσης του ζυγού.
- δ : φασική γωνία τάσης του ζυγού.

Τα ηλεκτρικά αυτά μεγέθη αποτελούν τις μεταβλητές του προβλήματος και είναι 6 ανά ζυγό. Σε ένα σύστημα με n ζυγούς υπάρχουν συνολικά $6n$ μεταβλητές, οι οποίες μπορούν να ταξινομηθούν σε τρεις ομάδες.

- Τα φορτία, ή μεταβλητές ζήτησης (P_D , Q_D) χαρακτηρίζονται και σαν μεταβλητές διαταραχής και μπορούν να αποτελέσουν τα στοιχεία ενός διανύσματος διάστασης $2n$. Είναι οι ανεξάρτητες μεταβλητές του προβλήματος.
- Οι ισχύεις παραγωγής (P_G , Q_G) χαρακτηρίζονται σαν μεταβλητές ελέγχου και μπορούν επίσης να θεωρηθούν σαν στοιχεία ενός άλλου διανύσματος $2n$. Ονομάζονται έτσι γιατί οι μονάδες παραγωγής αποτελούν τα κύρια μέσα ελέγχου της λειτουργίας του συστήματος.
- Οι τάσεις και οι γωνίες των ζυγών ανήκουν στις μεταβλητές κατάστασης και είναι εξαρτημένες. Οπότε μπορούν να αποτελέσουν τα στοιχεία ενός διανύσματος κατάστασης, διάστασης $2n$.

Η εγχεόμενη ενεργός και άεργος ισχύς σε ένα ζυγό i ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} P_i &= P_{Gi} - P_{Di} \\ Q_i &= Q_{Gi} - Q_{Di} \end{aligned} \quad (5.20)$$

και έχει χαρακτήρα παραγωγής όταν εισέρχεται στο δίκτυο ή χαρακτήρα φορτίου όταν εξέρχεται από αυτό.

Οι ζυγοί ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ταξινομούνται σε τρεις κατηγορίες:

- Ζυγός Φορτίου (PQ), στον οποίο θεωρούνται γνωστές η ενεργός και άεργος ισχύς φορτίου και κατά συνέπεια οι εγχύσεις ενεργού και άεργου ισχύος ($P_i = -P_{Di}$, $Q_i = -Q_{Di}$). Ενώ, άγνωστα θεωρούνται το μέτρο και η γωνία τάσης του ζυγού.
- Ζυγός παραγωγής (PV), στον οποίο είναι γνωστά η παραγόμενη ενεργός ισχύς και το μέτρο της τάσης και άγνωστα η παραγόμενη άεργος ισχύς και η γωνία της τάσης.
- Ζυγός Ταλάντωσης ή Ζυγός Αναφοράς (slack), ο οποίος είναι ζυγός παραγωγής που χρησιμοποιείται για να αντισταθμίσει τις άγνωστες εξ αρχής απώλειες του δικτύου και γενικά για άμεση αντιμετώπιση των μεταβολών ισχύος. Στον ζυγό αυτό επιβάλλεται σταθερή τάση κατά μέτρο και γωνία, ενώ προσδιορίζονται η

ενεργός και άεργος παραγόμενη ισχύς. Συνήθως, ορίζουμε για το ζυγό ταλάντωσης γωνία τάσης $\delta=0$.

Γενικά, το πρόβλημα προσδιορισμού των ροών φορτίου για ένα σύστημα με n ζυγούς ανάγεται στην επίλυση n μιγαδικών εξισώσεων (5.16) με n αγνώστους. Οι εξισώσεις αυτές συνδέουν ισχείς, τάσεις και γωνίες, δηλαδή τις τρεις χαρακτηριστικές μεταβλητές του προβλήματος. Τα ρεύματα δεν μας ενδιαφέρουν ποτέ απευθείας και υπολογίζονται εύκολα μετά την εύρεση των τάσεων και των γωνιών. Ωστόσο, το πρόβλημα αυτό παρουσιάζει τις εξής ιδιαιτερότητες:

- Οι εξισώσεις είναι μιγαδικές: Δεδομένου ότι οι περισσότεροι ηλεκτρονικοί υπολογιστές έχουν τη δυνατότητα επεξεργασίας μιγαδικών αριθμών, η μιγαδική φύση των εξισώσεων ροής φορτίου δεν παρουσιάζει ιδιαίτερη δυσκολία. Αν δεν υπάρχει αυτή η δυνατότητα, θα πρέπει οι μιγαδικές εξισώσεις (5.16) να μετατραπούν σε πραγματικές εξισώσεις (5.18) – (5.19). Η διαδικασία αυτή ωστόσο διπλασιάζει τον αριθμό των προς επίλυση εξισώσεων σε $2n$.
- Οι εξισώσεις είναι μη γραμμικές: Ο μη γραμμικός χαρακτήρας των εξισώσεων ροής φορτίου δυσχεραίνει κάπως την αναλυτική επίλυση του προβλήματος. Ωστόσο, με τη βοήθεια ισχυρών ψηφιακών υπολογιστών μπορούμε να επιλύσουμε το πρόβλημα αριθμητικά με επαναληπτικούς αλγορίθμους.

5.3 Επιλογή Μεταβλητών και Περιορισμοί

Είναι ήδη εμφανές ότι ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με ορισμένα φορτία στους ζυγούς του μπορεί να λειτουργήσει με πολλούς τρόπους, ή “καταστάσεις” και να ικανοποιεί τις ζητήσεις. Κύρια επιδίωξη της μελέτης ροών φορτίου αποτελεί η εύρεση της καταλληλότερης - βέλτιστης λύσης, βάσει ορισμένων κριτηρίων και υπό ορισμένους περιορισμούς, που πρέπει να τηρηθούν σε κάθε περίπτωση.

Κατά κανόνα, είναι γνωστή η ζήτηση φορτίου των ζυγών, δηλαδή οι $2n$ μεταβλητές διαταραχής, που αποτελούν τα βασικά δεδομένα του προβλήματος. Στη συνέχεια, ορίζονται $2n$ μεταβλητές από τις ισχείς και τις τάσεις των ζυγών παραγωγής, οπότε και προσδιορίζονται από την επίλυση των εξισώσεων ροής φορτίου (5.18) – (5.19) οι υπόλοιπες $2n$ άγνωστες μεταβλητές. Η προδιαγραφή των $2n$ μεταβλητών από τις ισχείς και τις τάσεις των ζυγών παραγωγής διευκολύνεται από τις ακόλουθες συνθήκες και περιορισμούς λειτουργίας του συστήματος.

- Η οικονομική λειτουργία των μονάδων παραγωγής επιβάλλει ορισμένες τιμές της παραγόμενης ενεργού ισχύος κάθε μονάδας σε κάθε περίπτωση.
- Για τους ζυγούς φορτίου δεν υπάρχει παραγωγή, δηλαδή $P_G = 0$. Η Q_G είναι είτε μηδενική, είτε έχει ορισμένη τιμή αν προέρχεται από χωρητική αντιστάθμιση.
- Τα επίπεδα τάσης ορισμένων ζυγών έχουν στενά όρια τιμών.

Γενικά, οι περισσότερες από τις $2n$ άγνωστες μεταβλητές είναι οι γωνίες δ , οι οποίες προσδιορίζονται από την επίλυση των εξισώσεων. Τελικά, οι λύσεις που θα προκύψουν πρέπει να ικανοποιούν όρια και περιορισμούς, όπως οι εξής:

- οι τάσεις των ζυγών: $V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max}$.

- οι γωνιακές διαφορές ορισμένων ζυγών: $|\delta_i - \delta_j| \leq |\delta_i - \delta_j|_{\max}$.
- οι ισχείς παραγωγής: $P_{Gi,\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,\max}$ και $Q_{Gi,\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,\max}$.
- οι γραμμές μεταφοράς έχουν όρια ευστάθειας και όρια απωλειών ισχύος.

Επιπλέον των ανωτέρω, πρέπει να ληφθούν υπόψη ενδεχόμενες ειδικές συνθήκες σε κάθε περίπτωση. Εάν, η λύση οδηγήσει τελικά σε τιμές μεταβλητών εκτός ορίων, η επίλυση επαναλαμβάνεται προς την κατεύθυνση βελτίωσης των τιμών των αγνώστων μεταβλητών.

5.4 Βέλτιστη ροή φορτίου (ΒΡΦ)

Η ιδέα της βέλτιστης ροής φορτίου εισήχθη στις αρχές του 1960 σαν μια επέκταση της απλής οικονομικής κατανομής για να καθοριστούν οι βέλτιστες τιμές των μεταβλητών ελέγχου, οι οποίες να ικανοποιούν ταυτόχρονα ποικίλους περιορισμούς. Στις μέρες μας, ο όρος χρησιμοποιείται ως ένα γενικό όνομα για την επίλυση αρκετών ειδών προβλημάτων σχετικών με την βελτιστοποίηση δικτύων.

Η ανάπτυξη της ΒΡΦ στις τελευταίες δύο δεκαετίες έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο σε αριθμητικές τεχνικές βελτιστοποίησης και στην τεχνολογία υπολογιστών. Σύγχρονα εμπορικά προγράμματα ΒΡΦ μπορούν να επιλύσουν προβλήματα βελτιστοποίησης για πολύ μεγάλα και πολύπλοκα συστήματα ηλεκτρικής ισχύος σε σύντομο σχετικά χρονικό διάστημα. Πολλές διαφορετικές προσεγγιστικές λύσεις έχουν προταθεί για να επιλυθούν προβλήματα ΒΡΦ

Σε μια απλή ροή ισχύος οι τιμές των μεταβλητών ελέγχου είναι προκαθορισμένες. Όσον αφορά μια ΒΡΦ, οι τιμές μερικών ή και όλων των μεταβλητών ελέγχου χρειάζεται να υπολογιστούν, έτσι ώστε να βελτιστοποιηθεί (ελαχιστοποιηθεί ή μεγιστοποιηθεί) μια δεδομένη αντικειμενική συνάρτηση. Ο υπολογισμός της ΒΡΦ έχει πολλές εφαρμογές σε συστήματα ισχύος, σε έλεγχο πραγματικού χρόνου, λειτουργικό προγραμματισμό και σχεδιασμό.

Το γενικό πρόβλημα της ΒΡΦ, που θα εξεταστεί στο κεφάλαιο αυτό και του οποίου η μελέτη βασίστηκε στις αναφορές [32], [34], [43] και [17], έχει να κάνει με την ελαχιστοποίηση μιας γενικής αντικειμενικής συνάρτησης, ικανοποιώντας ταυτόχρονα κάποιους περιορισμούς για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Συγκεκριμένα, το πρόβλημα διατυπώνεται ως εξής:

Ελαχιστοποίησε την $F(x,u)$, με τους περιορισμούς:

$$g(x,u) = 0, \quad (5.21)$$

$$h(x,u) \leq 0, \quad (5.22)$$

όπου:

$g(x,u)$: αναπαριστά τους μη γραμμικούς εξισωτικούς περιορισμούς (εξισώσεις ροής φορτίου),

$h(x,u)$: οι μη γραμμικοί ανισωτικοί περιορισμοί των διανυσμάτων x και u .

Το διάνυσμα x , που περιέχει τις εξαρτημένες μεταβλητές, μπορεί να αποτελείται από:

- τα μέτρα των τάσεων των ζυγών,
- τις φασικές γωνίες των τάσεων,

- την άεργο ισχύ εξόδου (MVA_r) των γεννητριών, που είναι σχεδιασμένες για τον έλεγχο των τάσεων των ζυγών.

Επιπλέον, το διάνυσμα x μπορεί να περιέχει σταθερές παραμέτρους, όπως:

- τις γωνίες των ζυγών αναφοράς,
- τις μη ελεγχόμενες εξόδους ενεργού (MW) και άεργου (MVA_r) ισχύος των γεννητριών,
- τις παραμέτρους των γραμμών, κ.τ.λ.

Το διάνυσμα u αποτελείται από μεταβλητές ελέγχου που περιλαμβάνουν:

- Ενεργό και άεργο ισχύ παραγωγής.
- Φασικές γωνίες μετατόπισης.
- Καθαρή ανταλλαγή.
- Φορτίο ενεργού και άεργου ισχύος (MW και MVA_r).
- DC ροές μεταφοράς γραμμών.
- Ρυθμίσεις ελέγχου τάσης.
- Ρυθμίσεις μετασχηματιστών με tap.

Ο πίνακας 5.1 δείχνει μια επιλογή αντικειμένων συναρτήσεων και περιορισμών που συναντώνται συχνά κατά τη διατύπωση της ΒΡΦ. Οι σταθερές χρόνου της διαδικασίας ελέγχου συσχετίζονται αρκετά, επιτρέποντας στη υλοποίηση της ΒΡΦ να πετύχει επαρκή βελτιστοποίηση. Η ποιότητα της λύσης εξαρτάται από την ακρίβεια του υπό μελέτη μοντέλου. Είναι, επίσης, σημαντικό να δοθεί εξ' αρχής ο ορισμός του κατάλληλου προβλήματος με ξεκάθαρες καθορισμένες αντικειμενικές συναρτήσεις. Οι εταιρείες συστημάτων ισχύος δεν διαθέτουν το ίδιο είδος συσκευών και τις ίδιες λειτουργικές ανάγκες. Για το λόγο αυτό είναι απαραίτητο να αναπτυχθεί μια τέτοια μορφή μοντέλου, που να δίνει τη δυνατότητα στο πρόβλημα ΒΡΦ να προσαρμόσει εύκολα την λύση του σε διαφορετικές περιπτώσεις κατά τη μελέτη.

Αντικειμενικές Συναρτήσεις

1. Συναρτήσεις Ενεργού Ισχύος
 - Οικονομική κατανομή (ελάχιστες απώλειες κόστους ή απώλειες μεταφοράς, ελάχιστη παραγωγή MW)
 - Περιβαλλοντική κατανομή
 - Μέγιστη μεταφορά ισχύος
2. Συναρτήσεις Άεργου Ισχύος
(Ελαχιστοποίηση ενεργών MW και άεργων MVA_r απωλειών)
3. Συναρτήσεις Γενικού Στόχου
 - Ελάχιστη απόκλιση από ένα χρονοδιάγραμμα στόχου
 - Ελάχιστες αλλαγές ελέγχου για τον περιορισμό των παραβιάσεων

Περιορισμοί

1. Όρια των Μεταβλητών Ελέγχου
 - Έξοδος γεννήτριας σε MW
 - Όρια μετασχηματιστή με taps
 - Έκταση εγκάρσιου πυκνωτή

2. Όρια λειτουργίας σε:
 - Ροές γραμμών και μετασχηματιστών (MVA, Amps, MW, MVAr)
 - Ανταλλαγές MW και MVAr
 - Περιθώρια προστασίας MW και MVAr (σταθερά/δυναμικά)
 - Τάση, γωνία (μέτρο, διαφορά φάσης)
3. Παράμετροι Ελέγχου
 - Χρήση κανόνων μηχανικών για να προσφερθούν περισσότεροι έλεγχοι για την διαχείριση των παραβιάσεων
 - Αποτελεσματικότητα ελέγχου (περισσότερος έλεγχος με επαρκή αποτελέσματα)
 - Αλλαγή ρυθμών ελέγχου
 - Σταθερότητα τάσης
4. Τοπικοί και μη βέλτιστοι έλεγχοι (τάση γεννήτριας, ενεργός ισχύς γεννήτριας, τάση εξόδου μετασχηματιστή, MVAr, εγκάρσιοι/SVC έλεγχοι)

Πίνακας 5.1 Αντικειμενικές Συναρτήσεις & Περιορισμοί της ΒΡΦ

5.4.1 Στόχοι της βέλτιστης ροής φορτίου

Πριν ξεκινήσουμε την ανάλυση της βέλτιστης ροής φορτίου θα αναφερθούμε στους στόχους που πρέπει να επιτύχει . Ο πρωταρχικός στόχος της βέλτιστης ροής φορτίου είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους για την κάλυψη της ζήτησης σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, διατηρώντας ταυτόχρονα την ασφάλεια του συστήματος. Τα κόστη που συνδέονται με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρουν ανάλογα με την περίπτωση, αλλά γενικά αναφέρονται κυρίως στο κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε γεννήτρια. Από τη σκοπιά της βέλτιστης ροής ισχύος, η διατήρηση της ασφάλειας του συστήματος απαιτεί κάθε στοιχείο του συστήματος να λειτουργεί στα επιθυμητά όρια ασφαλείας μόνιμης κατάστασης. Αυτό περιλαμβάνει το ελάχιστο και μέγιστο όριο εξόδου της γεννήτριας, τη μέγιστη ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς και τους μετασχηματιστές καθώς και τη διατήρηση των τάσεων των ζυγών του συστήματος στα καθορισμένα όρια.

Για να επιτύχει το στόχο της η βέλτιστη ροή φορτίου πραγματοποιεί όλους τους ελέγχους στις συναρτήσεις μόνιμης κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συναρτήσεις περιλαμβάνουν τον έλεγχο των γεννητριών και της μεταφοράς. Για τις γεννήτριες η ΒΡΦ ελέγχει τις εξόδους MW και την τάση. Για το σύστημα μεταφοράς, η ΒΡΦ περιλαμβάνει τον έλεγχο του λόγο λήψεων των μετασχηματιστών ή της γωνία αλλαγής φάσης για μεταβλητούς μετασχηματιστές, τον έλεγχο των μεταβλητών αγωγιμοτήτων και τον έλεγχο όλων των μεταβλητών στοιχείων του εναλλασσόμενου δικτύου μεταφοράς.

Ένας δεύτερος στόχος της ΒΡΦ είναι ο προσδιορισμός των δεδομένων οριακού κόστους του συστήματος. Τα δεδομένα κόστους αφορούν στην τιμολόγηση των ανταλλαγών MW καθώς και άλλων υπηρεσιών όπως υποστήριξη της τάσης μέσω ελέγχου της άεργου ισχύος. Κατά την επίλυση της ΒΡΦ με χρήση της μεθόδου Newton, τα δεδομένα οριακού κόστους προκύπτουν ως προϊόν της επίλυσης.

Το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος στην περίπτωση μας αφορά στην επίτευξη του ελάχιστου κόστους παραγωγής. Ταυτόχρονα απαιτείται ο βέλτιστος υπολογισμός να εξισορροπεί ολόκληρη την ροή ισχύος.

5.4.2 ΒΡΦ - Ελαχιστοποίηση Κόστους Καυσίμου

Η ελαχιστοποίηση του κόστους καυσίμου είναι κυρίως ένα πρόβλημα λειτουργικού προγραμματισμού. Ακόμη, είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για συναρτήσεις προγραμματισμού. Αυτό συνήθως αναφέρεται σαν οικονομική κατανομή, σκοπός της οποίας είναι να εξασφαλίσει την παραγωγή ενεργού ισχύος των μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία, έτσι ώστε το συνολικό κόστος καυσίμου να ελαχιστοποιηθεί ικανοποιώντας ταυτοχρόνως λειτουργικούς περιορισμούς.

5.4.2.1 Θέματα Μοντελοποίησης

Η ελαχιστοποίηση του κόστους καυσίμου απαιτεί την γνώση των καμπυλών κόστους καυσίμου για καθεμιά από τις παραγωγικές μονάδες. Μια ορθή αναπαράσταση των καμπυλών κόστους μπορεί να απαιτεί μια τμηματική πολυωνυμική μορφή, ή μπορεί να προσεγγιστεί με αρκετούς τρόπους, με τους πιο κοινούς να είναι:

- Τμηματικά γραμμική.
- Τετραγωνική.
- Κυβική.
- Τμηματικά γραμμική και τετραγωνική.

Μια γραμμική προσέγγιση δεν χρησιμοποιείται συνήθως, ενώ μια τμηματικά γραμμική μορφή χρησιμοποιείται σε πολλές εφαρμογές γραμμικού προγραμματισμού. Μια τετραγωνική προσέγγιση χρησιμοποιείται στις περισσότερες μη γραμμικές εφαρμογές προγραμματισμού.

Μεταβλητές ελέγχου είναι συνήθως οι ανεξάρτητες μεταβλητές σε μια ΒΡΦ, συμπεριλαμβανομένων:

- Παραγωγής ενεργού ισχύος.
- Τάσεων ζυγών των γεννητριών.
- Λόγων μετασχηματισμού των Μ/Σ με tap.
- Φασικών γωνιών μετατόπισης.
- Τιμών μεταβλητών εγκάρσιων πυκνωτών και πηνίων.

Η χρήση όλων των παραπάνω σαν μεταβλητών ελέγχου μπορούν να δώσουν την καλύτερη (την λιγότερο ακριβή) λύση.

Για μια συνήθη ΒΡΦ, οι συνηθισμένοι περιορισμοί είναι οι:

- Εξισώσεις ισορροπίας ισχύος του δικτύου σε κάθε κόμβο.
- Όρια όλων των μεταβλητών.
- Περιορισμοί ροής στις γραμμές.
- Άλλοι, όπως οι λόγοι μετασχηματισμού των παράλληλα συνδεδεμένων Μ/Σ με tap.

Ωστόσο, αυτό μπορεί να μην οδηγήσει στην πιο επιθυμητή λύση, γεγονός που εξαρτάται και από μερικούς άλλους παράγοντες όπως κάποιοι επιπρόσθετοι περιορισμοί.

Οι παρακάτω παραδοχές έχουν γίνει κατά την μοντελοποίηση των αντικειμενικών συναρτήσεων και των περιορισμών:

- Οι καμπύλες κόστους καυσίμου είναι ομαλές και τετραγωνικές.
- Μόνο οι παραγωγές ενεργού ισχύος ελέγχονται για την ελαχιστοποίηση του κόστους. Οι λόγοι μετασχηματισμού των M/Σ με tap , οι τάσεις παραγωγής των γεννητριών, οι εγκάρσιοι πυκνωτές και τα πηνία διατηρούνται στις ονομαστικές τους τιμές καθ' όλη τη διάρκεια της βελτιστοποίησης.
- Οι ροές ρεύματος ελέγχονται στο περίπου χρησιμοποιώντας περιορισμό στην τάση και την φασική γωνία επί των γραμμών.
- Αμελούνται τυχόν επιπλέον περιορισμοί.

5.4.2.2 Μαθηματική Περιγραφή Αντικειμενικής Συνάρτησης και Περιορισμών για την Ελαχιστοποίηση Κόστους

Η αντικειμενική συνάρτηση δίνεται από το ακόλουθο μοντέλο κόστους καυσίμου:

$$F(P_g) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i + \beta_i P_{g_i} + \gamma_i P_{g_i}^2) \quad (5.23)$$

υπό τους εξισωτικούς περιορισμούς που αναπαριστούν την ενεργό και άεργο ηλεκτρική ισορροπία του δικτύου:

$$P_i - P_{g_i} + P_{d_i} = 0 \quad i = \text{γεννήτρια} \quad (5.24)$$

$$Q_i - Q_{g_i} + Q_{d_i} = 0 \quad i = \text{γεννήτρια/έλεγχρονο πυκνωτή} \quad (5.25)$$

όπου:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^{N_b} V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = 1, \dots, N_b \quad (5.26)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^{N_b} V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = 1, \dots, N_b \quad (5.27)$$

μαζί με τους ανισοτικούς περιορισμούς:

$$V_{i\min} \leq V_i \leq V_{i\max} \quad i = 1, \dots, N_b \quad (5.28)$$

$$P_{g_{i\min}} \leq P_{g_i} \leq P_{g_{i\max}} \quad i = 1, \dots, N_g \quad (5.29)$$

$$Q_{g_{i\min}} \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_{i\max}} \quad i = 1, \dots, N_{gq} \quad (5.30)$$

$$-k_{V_l} I_{l\max} \leq V_i - V_j \leq k_{V_l} I_{l\max}, \quad l = 1, \dots, N_l, \text{ με } i, j \text{ ορισμένα από το } l \quad (5.31)$$

$$-k_{\theta_l} I_{l\max} \leq \theta_i - \theta_j \leq k_{\theta_l} I_{l\max}, \quad l = 1, \dots, N_l, \text{ με } i, j \text{ ορισμένα από το } l \quad (5.32)$$

Οι μεταβλητές ελέγχου είναι οι έξοδοι ενεργού ισχύος των γεννητριών.

$F(P_g)$: Συνολικό κόστος καυσίμου συναρτήσει της P_g .

P_g : Ενεργός παραγόμενη ισχύς της μονάδας i .

a_i, β_i, γ_i : Παράμετροι του κόστους καυσίμου της μονάδας i .

N_g : Αριθμός των μονάδων παραγωγής.

N_{s_i} : Αριθμός των ζυγών PV, συμπεριλαμβανομένων των γεννητριών και των σύγχρονων πυκνωτών.

N_b : Συνολικός αριθμός ζυγών.

N_l : Συνολικός αριθμός γραμμών.

V_i, V_j : Μέτρο τάσης των ζυγών i και j .

θ_i, θ_j : Φασικές γωνίες των ζυγών i και j .

P_i : Καθαρή εγχεόμενη ενεργός ισχύς από τον κόμβο i .

Q_i : Καθαρή εγχεόμενη άεργος ισχύς από τον κόμβο i .

Y_{ij} : Μέτρο του στοιχείου της i γραμμής και j στήλης της σύνθετης μήτρας αγωγιμοτήτων.

ψ_{ij} : Φασική γωνία του στοιχείου της i γραμμής και j στήλης της σύνθετης μήτρας αγωγιμοτήτων.

$I_{l_{\max}}$: Μέγιστη επιτρεπόμενη ροή ρεύματος στον κλάδο l .

$V_{i_{\min}}, V_{i_{\max}}$: Κατώτερο και ανώτερο όριο του μέτρου της τάσης του ζυγού i .

k_{V_l}, k_{θ_l} : Παράγοντες μετατροπής της μέγιστης επιτρεπόμενης ροής ρεύματος σε μια κατάλληλη μέγιστη επιτρεπόμενη τάση και διαφορά φασικής γωνίας επί των άκρων της γραμμής l .

$Q_{g_{i_{\min}}}, Q_{g_{i_{\max}}}$: Κατώτερο και ανώτερο όριο της παραγόμενης από τη γεννήτρια άεργου ισχύος στο ζυγό i .

5.5 Μέθοδοι επίλυσης Β.Φ.Ρ.

5.5.1 Τεχνικές Βελτιστοποίησης

Οποιαδήποτε τεχνική επίλυσης του προβλήματος της ΒΡΦ και αν εφαρμοστεί, πρέπει να ληφθούν υπόψη οι παρακάτω απαιτήσεις:

- **Αξιοπιστία** : Οι υπολογισμοί της ΒΡΦ πρέπει να είναι αξιόπιστοι για εφαρμογή σε πραγματικό χρόνο. Πρέπει να συγκλίνουν σε πραγματικές απαντήσεις, αλλιώς αν δεν συγκλίνουν, τότε πρέπει να προταθούν ορθές δικαιολογίες. Όσο πιο βαρύ λειτουργικά είναι το σύστημα ισχύος, τόσο πιο δύσκολη μαθηματικά είναι η λύση του προβλήματος της ΒΡΦ Η αποδοχή για τη ΒΡΦ βασίζεται στην

αξιόπιστη παρουσίασή της όλες τις φορές. Το να αποτύχει σε κάτι τέτοιο, σημαίνει ότι η ΒΡΦ δε θα γίνει αποδεκτή.

- *Ταχύτητα* : Κατά τη ΒΡΦ γίνονται υπολογισμοί μη γραμμικών αντικειμενικών συναρτήσεων και μη γραμμικών περιορισμών με δεκάδες χιλιάδες μεταβλητές. Το γεγονός αυτό, συνεπώς, απαιτεί μεθόδους λύσεων που να συγκλίνουν γρήγορα.
- *Ευελιξία* : Οι μέθοδοι επίλυσης της ΒΡΦ προσομοιώνουν την πραγματική λειτουργία του συστήματος ισχύος και καταστάσεις ελέγχου, και διαρκώς ορίζονται νέες απαιτήσεις για τους υπολογισμούς. Επομένως, γεροί και ευέλικτοι αλγόριθμοι ΒΡΦ πρέπει να εξυπηρετούν και να προσαρμόζουν ένα τεράστιο εύρος μοντέλων αντικειμενικών συναρτήσεων και περιορισμών.
- *Συντηρησιμότητα* : Εξαιτίας της νέας γνώσης των μοντέλων συστημάτων και των αντιληπτών προτεραιοτήτων των αντικειμενικών συναρτήσεων και περιορισμών, ένας αλγόριθμος ΒΡΦ πρέπει να περιλαμβάνει ένα βασισμένο σε κανόνες σχήμα και να διατηρεί εύκολα τα χαρακτηριστικά του για εφαρμογές πραγματικού χρόνου.

Η βέλτιστη ροή φορτίου είναι ένα πολύ μεγάλο και δύσκολο μαθηματικό πρόβλημα προγραμματισμού. Σχεδόν κάθε μαθηματική προσέγγιση προγραμματισμού έχει δοκιμαστεί. Πέρασαν πολλές δεκαετίες μέχρι οι ερευνητές να μπορέσουν να αναπτύξουν κώδικες προγραμματισμού σε ηλεκτρονικό υπολογιστή (H/Y), που να μπορούν να επιλύσουν το πολύπλοκο πρόβλημα της ΒΡΦ και που ταυτόχρονα να χαρακτηρίζονται για την αξιοπιστία, την ταχύτητα, την ευελιξία και τη συντηρησιμότητά τους.

Στο υπόλοιπο μέρος του κεφαλαίου θα περιγραφούν και εξηγηθούν κάποιες από τις σημαντικότερες τεχνικές επίλυσης της ΒΡΦ, που έχουν αναπτυχθεί κατά καιρούς.

5.5.1.1 Η μέθοδος κλίσης (Gradient)

Θεωρούμε ότι η αντικειμενική συνάρτηση εκφράζει το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος. Η αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση έχει την εξής μορφή:

$$\sum_{all\ gen} F_i(P_i), \quad (5.33)$$

όπου το άθροισμα αναφέρεται σε όλες τις γεννήτριες του συστήματος ισχύος, συμπεριλαμβανομένης και της γεννήτριας του ζυγού ταλάντωσης.

Θα ξεκινήσουμε την περιγραφή της μεθόδου, αφού πρώτα ορίσουμε κάποια αναγκαία διανύσματα.

Το διάνυσμα αγνώστων ή το διάνυσμα κατάστασης x ορίζεται ως εξής:

$$x = \left[\begin{array}{l} \theta_i \\ |V_i| \end{array} \right\} \text{ για κάθε ζυγό PQ} \\ \left[\begin{array}{l} \theta_i \end{array} \right] \text{ για κάθε ζυγό PV} \quad (5.34)$$

Ένα άλλο διάνυσμα, το y , ορίζεται με τον ακόλουθο τρόπο:

$$y = \left[\begin{array}{l} \left. \begin{array}{l} \theta_k \\ |V_k| \end{array} \right\} \text{ για το ζυγό ταλάντωσης} \\ \left. \begin{array}{l} P_k^{net} \\ Q_k^{net} \end{array} \right\} \text{ για κάθε ζυγό PQ} \\ \left. \begin{array}{l} P_k^{net} \\ |V_k| \end{array} \right\} \text{ για κάθε ζυγό PV} \end{array} \right]. \quad (5.35)$$

Το διάνυσμα y κατασκευάζεται από τις παραμέτρους που πρέπει να καθοριστούν. Ορισμένες από αυτές είναι ρυθμιζόμενες, τις για παράδειγμα η ισχύς εξόδου, P_k^{net} , και το μέτρο τάσης των ζυγών PV. Οι υπόλοιπες παράμετροι είναι σταθερές κατά τον υπολογισμό τις BRΦ, τις π.χ. τα P και Q σε κάθε ζυγό φορτίου. Για να κάνουμε αυτή τη διάταξη μεταξύ ρυθμιζόμενων και σταθερών παραμέτρων υποδιαιρούμε το διάνυσμα y σε δύο επιμέρους διανύσματα, το u και το p . Έτσι, το u αναπαριστά το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου ή ρυθμιζόμενων μεταβλητών, ενώ το διάνυσμα p αναπαριστά τις σταθερές μεταβλητές.

Τέλος, θα ορίσουμε ένα σύνολο m εξισώσεων που ελέγχουν τη ροή φορτίου:

$$g(x, y) = \left[\begin{array}{l} \left. \begin{array}{l} P_i(|V|, \theta) - P_i^{net} \\ Q_i(|V|, \theta) - Q_i^{net} \end{array} \right\} \text{ για κάθε PQ ζυγό } i \\ \left. \begin{array}{l} P_k(|V|, \theta) - P_k^{net} \\ Q_k(|V|, \theta) - Q_k^{net} \end{array} \right\} \text{ εκτός του ζυγού ταλάντωσης} \end{array} \right], \quad k \quad (5.36)$$

Πρέπει να αναφερθεί ότι ο η παραγόμενη ισχύς του ζυγού ταλάντωσης δεν είναι ανεξάρτητη μεταβλητή. Αυτό σημαίνει, ότι η παραγωγή του ζυγού ταλάντωσης μεταβάλλεται πάντα ώστε να ισορροπήσει τη ροή φορτίου. Δεν μπορούμε να την καθορίσουμε από την αρχή των υπολογισμών.

Είναι επιθυμητό να εκφραστεί η αντικειμενική συνάρτηση κόστους ως μια συνάρτηση μεταβλητών ελέγχου και μεταβλητών κατάστασης. Αυτό πετυχαίνεται χωρίζοντας τη συνάρτηση κόστους ως εξής:

$$\text{cost} = \sum_{gen} F_i(P_i) + F_{ref}(P_{ref}), \quad (5.37)$$

όπου, ο πρώτος όρος δεν περικλείει το ζυγό ταλάντωσης.

Τα P_i είναι όλα ανεξάρτητες μεταβλητές ελέγχου και εμπεριέχονται στο διάνυσμα u , ενώ η P_{ref} είναι εξαρτημένη μεταβλητή και αποτελεί μια συνάρτηση των τάσεων και γωνιών του δικτύου:

$$P_{ref} = P_{ref}(|V|, \theta). \quad (5.38)$$

Επομένως, με βάση την (5.38) η συνάρτηση κόστους (5.37) γράφεται ως εξής:

$$f(x, u) = \sum_{gen} F_i(P_i) + F_{ref}(P_{ref}(|V|, \theta)) \quad (5.39)$$

Τώρα, μπορούμε να γράψουμε την εξίσωση Lagrange για τη ΒΡΦ ως εξής:

$$L(x, u, p) = f(x, u) + \lambda \cdot g(x, u, p), \quad (5.40)$$

όπου:

x : το διάνυσμα των μεταβλητών κατάστασης.

y : το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου.

p : το διάνυσμα των σταθερών παραμέτρων.

λ : το διάνυσμα πολλαπλασιαστών Lagrange.

g : το σύνολο των εξισωτικών περιορισμών που αναπαριστούν τις εξισώσεις ροής φορτίου.

f = η αντικειμενική συνάρτηση.

Η εξίσωση Lagrange (5.40) γράφεται σε καλύτερη μορφή με τον ακόλουθο τρόπο:

$$L(x, u, p) = \sum_{gen} F_i(P_i) + F_{reg}(P_{ref}(|V|, \theta)) + [\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m] \cdot \begin{bmatrix} P_i(|V|, \theta) - P_i^{net} \\ Q_i(|V|, \theta) - Q_i^{net} \\ P_k(|V|, \theta) - P_k^{net} \\ \vdots \end{bmatrix}. \quad (5.41)$$

Πρόκειται για μια συνάρτηση Lagrange που έχει μία και μόνο αντικειμενική συνάρτηση και m πολλαπλασιαστές Lagrange, έναν για κάθε μία από τις m εξισώσεις ροής φορτίου.

Για να ελαχιστοποιηθεί η συνάρτηση κόστους με τις περιορισμούς, θέτουμε την κλίση της συνάρτησης Lagrange ίση με το μηδέν, δηλαδή

$$\nabla L(x, u, p) = 0 \quad (5.42)$$

Έτσι, χωρίζοντας το διάνυσμα κλίσης σε τρία τμήματα αντίστοιχα με τις μεταβλητές x , u και λ , προκύπτει:

$$\nabla L_x = \frac{\partial L}{\partial x} = \frac{\partial f}{\partial x} + \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^T \cdot \lambda \quad (5.43)$$

$$\nabla L_u = \frac{\partial L}{\partial u} = \frac{\partial f}{\partial u} + \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T \cdot \lambda \quad (5.44)$$

$$\nabla L_\lambda = \frac{\partial L}{\partial \lambda} = g(x, u, p) \quad (5.45)$$

Ακολουθεί μια αναλυτικότερη περιγραφή των τριών αυτών εξισώσεων κλίσης.

Πρώτα, η εξίσωση (5.43) αποτελείται από ένα διάνυσμα παραγώγων της αντικειμενικής συνάρτησης ως προς τις μεταβλητές κατάστασης x . Σε περίπτωση που η αντικειμενική συνάρτηση από μόνη της δεν είναι συνάρτηση των μεταβλητών κατάστασης εκτός του ζυγού αναφοράς, τότε έχουμε:

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial [F_{ref}(P_{ref})]}{\partial P_{ref}} \cdot \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial [F_{ref}(P_{ref})]}{\partial P_{ref}} \cdot \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_1|} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (5.46)$$

Ο όρος $\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]$ της εξίσωσης (5.43) πρακτικά είναι ο γνωστός Ιακωβιανός πίνακας όπως Newton ροής φορτίου, όπως αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 2. Συγκεκριμένα, είναι:

$$\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_2|} & \dots \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_2|} & \dots \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & \dots \end{bmatrix} \quad (5.47)$$

Ας σημειωθεί ότι ο ζυγός ταλάντωσης δεν περιλαμβάνεται στον Ιακωβιανό πίνακα. Η εξίσωση (5.44) είναι η κλίση της συνάρτησης Lagrange ως προς τις μεταβλητές

$\frac{\partial f}{\partial u}$ ελέγχου. Εδώ, το διάνυσμα $\frac{\partial f}{\partial u}$ είναι ένα διάνυσμα παραγώγων της αντικειμενικής συνάρτησης ως προς τις μεταβλητές ελέγχου, δηλαδή:

$$\frac{\partial f}{\partial u} = \begin{bmatrix} \frac{\partial [F_1(P_1)]}{\partial P_1} \\ \frac{\partial [F_2(P_2)]}{\partial P_2} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (5.48)$$

Ο άλλος όρος $\frac{\partial g}{\partial u}$ της εξίσωσης (5.44) πρακτικά αποτελείται από έναν πίνακα με όλο μηδενικά στοιχεία, με κάποια στοιχεία της διαγωνίου να είναι -1, και τα οποία αντιστοιχούν στις εξισώσεις του $g(x, u, p)$ όπου μια μεταβλητή ελέγχου είναι παρούσα.

Τέλος, η εξίσωση (5.45) αποτελείται από τις εξισώσεις ροής φορτίου και μόνο.

Για τη λύση της μεθόδου κλίσης της ΒΡΦ ακολουθούμε τα εξής βήματα:

- Δεδομένου ενός συνόλου σταθερών παραμέτρων, υποθέτουμε ένα αρχικό σύνολο των μεταβλητών ελέγχου u .
- Λύνουμε τη ροή φορτίου. Αυτό εγγυάται ότι η εξίσωση (5.45) ικανοποιείται.
- Λύνουμε την εξίσωση (5.44) ως προς τον πολλαπλασιαστή λ

$$\lambda = - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial f}{\partial x} \quad (5.49)$$

- Αντικαθιστούμε το λ στην εξίσωση (5.44), ώστε να προκύψει η κλίση του πολλαπλασιαστή Lagrange, L , ως προς τις μεταβλητές ελέγχου.

Η κλίση αυτή θα δώσει την κατεύθυνση της μέγιστης αύξησης της συνάρτησης κόστους ως μιας συνάρτησης ρυθμιζόμενων μεταβλητών σε καθεμιά από τις u μεταβλητές. Σε περίπτωση που θέλουμε να μειώσουμε την αντικειμενική συνάρτηση, θα πρέπει να μετακινηθούμε στην κατεύθυνση της αρνητικής κλίσης. Ωστόσο, η μέθοδος κλίσης δεν δίνει ένδειξη πόσο μακριά πρέπει να κινηθούμε στην κατεύθυνση αρνητικής κλίσης.

5.5.1.2 Η μέθοδος Newton

Τα προβλήματα που παρουσιάζονται με την εφαρμογή της μεθόδου κλίσης είναι κυρίως ότι η κατεύθυνση της κλίσης πρέπει να αλλάζει αρκετά συχνά, γεγονός που οδηγεί σε πολύ αργή σύγκλιση της λύσης. Για να επιταχυνθεί η σύγκλιση, μπορούμε να εφαρμόσουμε τη μέθοδο Newton, όπου λαμβάνουμε την παράγωγο της κλίσης ως προς τα x , u και λ . Τότε, η βέλτιστη λύση γίνεται:

$$\begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta u \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} \nabla L_x & \frac{\partial}{\partial u} \nabla L_x & \frac{\partial}{\partial \lambda} \nabla L_x \\ \frac{\partial}{\partial x} \nabla L_u & \frac{\partial}{\partial u} \nabla L_u & \frac{\partial}{\partial \lambda} \nabla L_x \\ \frac{\partial}{\partial x} \nabla L_\lambda & \frac{\partial}{\partial u} \nabla L_\lambda & \frac{\partial}{\partial \lambda} \nabla L_\lambda \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \nabla L_x \\ \nabla L_u \\ \nabla L_\lambda \end{bmatrix} \quad (5.50)$$

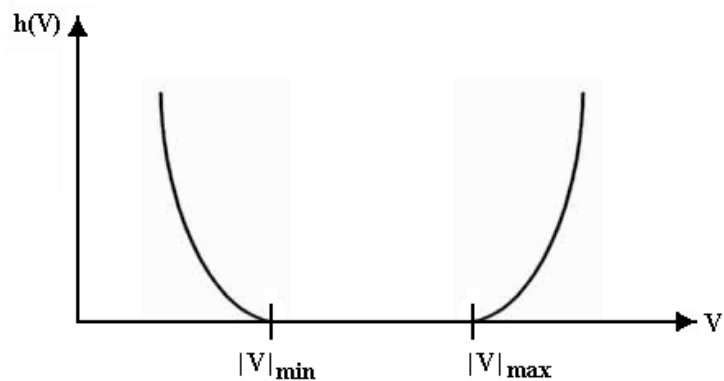
Το να χειριστείς τους ανισοτικούς περιορισμούς είναι πολύ δύσκολο είτε με την μέθοδο κλίσης είτε με τη Newton. Η συνηθισμένη μέθοδος είναι να διαμορφώνεται μια συνάρτηση περιορισμού ποινής.

Για παράδειγμα, υποθέτουμε ότι η τάση σε ένα ζυγό i πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων: $V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max}$.

Είναι δυνατό επιβάλλουμε αυτό τον περιορισμό επινοώντας τις ακόλουθες συναρτήσεις ποινής:

$$h(V_i) = \begin{cases} K(V_i - V_{i,\min})^2, & \text{για } V_i \leq V_{i,\min} \\ 0 & \text{για } V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \\ K(V_{i,\max} - V_i)^2, & \text{για } V_i \geq V_{i,\max} \end{cases} \quad (5.51)$$

Η συνάρτηση ποινής απεικονίζεται γραφικά στο σχήμα 5.6.



Σχήμα 5.6 Συναρτήσεις ποινής για παραβιάσεις του μέτρου τάσης

Για την επίλυση της ΒΡΦ με τον ανισοτικό περιορισμό της τάσης, προσθέτουμε τη συνάρτηση ποινής στην αντικειμενική συνάρτηση, f . Η συνάρτηση που προκύπτει θα είναι μεγάλη αν η τάση είναι εκτός ορίων, και τότε η ΒΡΦ θα την εξαναγκάσει να βρίσκεται εντός ορίων καθώς θα ελαχιστοποιείται η αντικειμενική συνάρτηση.

Σε περίπτωση που η μέθοδος Newton έχει και δεύτερη παράγωγο, τότε δεν έχει ιδιαίτερη δυσκολία στο να συγκλίνει και επιπλέον μπορεί να χειριστεί τους ανισοτικούς περιορισμούς. Η δυσκολία της μεθόδου αυξάνει με το γεγονός ότι κοντά στο όριο η συνάρτηση ποινής είναι μικρή, έτσι ώστε η βέλτιστη λύση να έχει την τάση να επιτρέπει στην μεταβλητή (στο συγκεκριμένο παράδειγμα αναφερόμαστε στο μέτρο της τάσης), να ξεπερνά το όριό της. Η φαινομενικά απλή διαδικασία ρύθμισης της τιμής του K ίσως τελικά οδηγεί τους πίνακες να κατασκευάζονται υπό κακές συνθήκες, οπότε η μέθοδος αποτυγχάνει. Όταν υπάρχουν λίγα όρια για να ληφθούν υπόψη και η αντικειμενική συνάρτηση είναι «απότομη ή βηματική», δηλαδή η διακύμανση της f είναι μικρή καθώς ρυθμίζονται οι μεταβλητές ελέγχου, τότε η μέθοδος Newton είναι η καλύτερη μέθοδος που μπορεί να χρησιμοποιηθεί.

5.5.1.3 Γραμμικός Προγραμματισμός (LP)

Οι μέθοδοι κλίσης και Newton αντιμετωπίζουν μεγάλη δυσκολία στο να διαχειριστούν τους ανισοτικούς περιορισμούς. Ωστόσο, ο γραμμικός προγραμματισμός αποτελεί ικανότατη τεχνική στο να διαχειριστεί τους ανισοτικούς περιορισμούς, με την προϋπόθεση ότι το πρόβλημα θα επιλυθεί με τέτοιο τρόπο ώστε να μπορεί να γραμμικοποιηθεί χωρίς απώλεια της ακρίβειας.

Κατά καιρούς, έχει διαπιστωθεί ότι ο γραμμικός προγραμματισμός αποτελεί μια αξιόπιστη και δυνατή τεχνική για την επίλυση πολλών εξειδικευμένων προβλημάτων βελτιστοποίησης, που χαρακτηρίζονται από γραμμικές αντικειμενικές συναρτήσεις και γραμμικούς περιορισμούς. Για το λόγο αυτό υπάρχουν πολλά εμπορικά προγράμματα βελτιστοποίησης συστημάτων ισχύων τα οποία περιέχουν ισχυρούς αλγόριθμους γραμμικού προγραμματισμού.

Ο LP αλγόριθμος λύνει προβλήματα ΒΡΦ σε μια σειρά από γραμμικές προσεγγίσεις:

$$\text{Ελαχιστοποίησε την } F(x^0 + \Delta x \cdot u^0 + \Delta u) \quad (5.52)$$

με τους περιορισμούς:

$$\begin{aligned} g'(x^0 + \Delta x \cdot u^0 + \Delta u) &= 0 \\ h'(x^0 + \Delta x \cdot u^0 + \Delta u) &\leq 0 \end{aligned} \quad (5.53)$$

όπου:

x^0, u^0 : Οι αρχικές τιμές των x και u .

$\Delta x, \Delta u$: Μεταβολή από το αρχικό σημείο.

g', h' : Γραμμικές προσεγγίσεις των αρχικών μη γραμμικών περιορισμών.

Τα απαιτούμενα βασικά βήματα για τον LP αλγόριθμο της ΒΡΦ είναι τα εξής:

- *Βήμα 1.* Επίλυση του προβλήματος ροής φορτίου για συνθήκες ονομαστικής λειτουργίας.
- *Βήμα 2.* Γραμμικοποίηση του πρόβληματος ΒΡΦ (περιγραφή με όρους μεταβολών σχετικά με το προσωρινό σημείο λειτουργίας του συστήματος) με:
 - ο Διαχείριση των ορίων των ελεγχόμενων περιορισμών εφόσον οι μεταβολές οι σχετικές με τις τιμές αυτών των ποσοτήτων έχουν υπολογιστεί επακριβώς από τη ροή φορτίου.
 - ο Διαχείριση των διαφορικών μεταβλητών ελέγχου Δu .
- *Βήμα 3.* Γραμμικοποίηση του διαφορικού μοντέλου δικτύου:
 - ο Κατασκευάζοντας και αναλύοντας τον πίνακα αγωγιμοτήτων του δικτύου (εκτός και αν δεν έχει μεταβληθεί από την τελευταία φορά).
 - ο Εκφράζοντας τα διαφορικά όρια που ελήφθησαν στο βήμα 2 με όρους των διαφορικών μεταβλητών ελέγχου Δu .
- *Βήμα 4.* Επίλυση του γραμμικού περιορισμένου προβλήματος ΒΡΦ μέσω ενός ειδικού διπλού, τμηματικά γραμμικού αλγορίθμου που να υπολογίζει τις διαφορικές μεταβλητές ελέγχου.
- *Βήμα 5.* Ανανέωση των μεταβλητών ελέγχου $u' = u + \Delta u$ και επίλυση του ακριβούς μη γραμμικού προβλήματος ροής φορτίου.
- *Βήμα 6.* Εάν τα διαφορικά των μεταβλητών ελέγχου του βήματος 4 είναι μικρότερα των ορίων ανοχής που έχουν οριστεί από τον χρήστη, η λύση δεν έχει επιτευχθεί. Εάν όχι, πήγαινε στο βήμα 4 και συνέχισε τον κύκλο.

Είναι αξιοσημείωτο ότι το βήμα 4 θεωρείται το βήμα κλειδί σε περίπτωση που αποφασίζει την αποτελεσματικότητα υπολογισμού του αλγορίθμου. Ο αλγόριθμος λύνει τα λειτουργικά όρια του δικτύου με αραιή μορφή ενώ παρουσιάζει την ελαχιστοποίηση με μη αραιό τμήμα. Για τα βήματα 1 και 5 το να λύσεις το ακριβές μη γραμμικό πρόβλημα ροής φορτίου $g(x, u) = 0$ απαιτεί να προβάλλεις ένα ορθό σημείο λειτουργίας x^0 . Αυτό προσφέρει είτε ένα σημείο εκκίνησης για τη διαδικασία της βελτιστοποίησης είτε ένα νέο σημείο λειτουργίας που ακολουθεί τις επαναπρογραμματισμένες μεταβλητές ελέγχου. Η λύση της ροής φορτίου μπορεί να

παρουσιαστεί χρησιμοποιώντας είτε τη μέθοδο ροής φορτίου Newton-Raphson είτε την ταχεία αποζευγμένη τεχνική ροής φορτίου (FDPF).

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης που λύνεται σε κάθε επανάληψη είναι μια γραμμική προσέγγιση του ακριβούς προβλήματος βελτιστοποίησης. Τα βήματα 2 και 3 στον γραμμικό αλγόριθμο προγραμματισμού ΒΡΦ αντιστοιχεί στη μορφοποίηση του γραμμικού δικτυακού μοντέλου και στην έκφρασή του με όρους μεταβολών σχετικών με το σημείο λειτουργίας.

Τα δικτυακά μοντέλα γραμμικών περιορισμών μπορεί να εξαχθούν χρησιμοποιώντας:

- είτε την Ιακωβιανή βασισμένη στην συζευγμένη διατύπωση, που δίνεται από τη σχέση:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{ή} \quad \Delta u_{PQ} = J \cdot \Delta x \quad (5.54)$$

- είτε μια αποζευγμένη διατύπωση βασισμένη της εξισώσεις ροής φορτίου της τροποποιημένης ταχείας αποζευγμένης, ως εξής:

$$\begin{aligned} B' \cdot \Delta \delta &= \Delta P \\ B'' \cdot \Delta V &= \Delta Q \end{aligned} \quad (5.55)$$

Η τελευταία χρησιμοποιείται στις περισσότερες εφαρμογές γραμμικού προγραμματισμού ΒΡΦ. Τα γραμμικά συζευγμένα και αποζευγμένα δικτυακά μοντέλα θεωρούνται ξεχωριστά.

5.5.1.4 Αλγόριθμος Εσωτερικού Σημείου

Η μέθοδος εσωτερικού σημείου βασίζεται στις εξής ιδέες:

- Μετατροπή των συναρτησιακών ανισοτήτων σε ισότητες και όρια περιορισμού χρησιμοποιώντας μεταβλητές αναφοράς.
- Αντικατάσταση των περιορισμών ορίου προσθέτοντάς τους ως επιπρόσθετους όρους στην αντικειμενική συνάρτηση χρησιμοποιώντας λογαριθμικά φράγματα.
- Χρήση πολλαπλασιαστών Lagrange για την προσθήκη των ισοτήτων στην αντικειμενική συνάρτηση και συνεπώς μετατροπή του προβλήματος σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης χωρίς περιορισμούς.
- Χρήση της μεθόδου Newton για να λυθούν οι πρωταρχικές συνθήκες για τα σταθερά σημεία του προβλήματος χωρίς περιορισμούς.

Πιο αναλυτικά, στη μέθοδο αυτή δεν γίνεται καμία διάκριση μεταξύ των μεταβλητών ελέγχου και των μεταβλητών κατάστασης. Αντιθέτως, όλες οι μεταβλητές θεωρούνται μέσα στο διάνυσμα x . Η αντικειμενική συνάρτηση συμβολίζεται με $f(x)$. Οι περιορισμοί διακρίνονται στους εξισωτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς. Ο εξισωτικός περιορισμός είναι οι $g(x) = 0$ και οι ανισοτικοί περιορισμοί είναι οι

$$h^- \leq h(x) \leq h^+, \quad (5.56)$$

όπου τα διανύσματα h^- και h^+ είναι τα κατώτατα και ανώτατα όρια των ανισοτικών περιορισμών, αντίστοιχα.

Τέλος, περιορίζουμε τις μεταβλητές μεταξύ των ορίων

$$x^- \leq x \leq x^+ . \quad (5.57)$$

5.5.1.5 Μέθοδοι Μη Γραμμικού Προγραμματισμού

5.5.1.5.1 Μη Γραμμικός Προγραμματισμός (NLP)

Θεώρησε μια αντικειμενική συνάρτηση $f(X)$. Η αρνητική κλίση του $f(X)$, $-\nabla f(X)$, είναι ένα διάνυσμα κατεύθυνσης που δείχνει προς τις μειούμενες τιμές της $f(X)$. Αυτή η κατεύθυνση είναι μια κατεύθυνση καθόδου της $f(X)$. Αμέλησε τους περιορισμούς τη συγκεκριμένη στιγμή. Δηλαδή, υπόθεσε ότι το πρόβλημα είναι χωρίς περιορισμούς. Τότε, η βέλτιστη λύση μπορεί να προκύψει χρησιμοποιώντας τον ακόλουθο αλγόριθμο:

- *Βήμα 1.* Υπόθεσε μια αρχική τυχαία τιμή του X^0 .
- *Βήμα 2.* Βρες μια κατεύθυνση καθόδου D^k .
- *Βήμα 3.* Βρες ένα βήμα μήκους a^k .
- *Βήμα 4.* Θέσε $X^{k+1} = X^k + a^k D^k$.
- *Βήμα 5.* Εάν $\| X^{k+1} - X^k \| \leq \epsilon$, σταμάτα. Το X^{k+1} δηλώνεται ότι είναι η λύση όπου το ϵ είναι μία παράμετρος ανοχής.
- *Βήμα 6.* Αύξησε το k . Πήγαινε στο Βήμα 2.

5.5.1.5.1.1 Εύρεση της κατηφορικής κατεύθυνσης

Υπάρχουν αρκετοί τρόποι για να προκύψει μια τιμή για το D^k , με τον απλούστερο να είναι να τεθεί το D^k ίσο με το $-\nabla f(X)$. Αυτό είναι η απότομη κατεύθυνση καθόδου. Μια περισσότερο αποτελεσματική προσέγγιση είναι η μέθοδος Newton η οποία βρίσκει το D^k επιλύοντας το ακόλουθο σύστημα εξισώσεων:

$$\nabla^2 f(X^k) D^k = -\nabla f(X^k), \quad (5.58)$$

όπου $\nabla^2 f(X^k) D^k$ είναι ο πίνακας Hessian υπολογισμένος στο X^k .

5.5.1.5.1.2 Εύρεση του βήματος μήκους

Το βήμα μήκους a^k πρέπει να είναι θετικό και τέτοιο ώστε $f(X^k) < F(X^k)$. Η τιμή του a^k μπορεί να προκύψει λύνοντας το ακόλουθο μονοδιάστατο πρόβλημα βελτιστοποίησης:

$$\text{Min}_a f(X^k + aD^k) \quad (5.59)$$

Το πρόβλημα λύνεται τυπικά με μια γρήγορη διαδικασία (όπως με τετραγωνική ή κυβική παρεμβολή), η οποία είναι αρκετά προσεγγιστική, εφόσον δεν απαιτείται μια ακριβής λύση.

5.5.1.5.1.3 Χειρισμός των περιορισμών

Τώρα μελετούμε με ποιο τρόπο οι περιορισμοί ισότητας και ανισότητας μπορούν να ικανοποιούνται ενώ ελαχιστοποιούμε την αντικειμενική συνάρτηση. Η συνάρτηση Lagrange παίζει κεντρικό ρόλο στην βελτιστοποίηση υπό περιορισμούς.

$$L(X, \lambda) = f(X) - \sum_{i=1}^a \lambda_i g_i + \sum_{j=1}^b \lambda_{j+a} h_j, \quad (5.60)$$

όπου $\lambda \in \mathbb{R}^{a+b}$ είναι το διάνυσμα των πολλαπλασιαστών Lagrange, και τα g_i και h_i είναι τα στοιχεία των διανυσμάτων περιορισμού. Οι πολλαπλασιαστές Lagrange μετρούν την ευαισθησία της αντικειμενικής συνάρτησης με τους αντίστοιχους περιορισμούς. Το να υπολογιστεί η κατάλληλη τιμή αυτών των πολλαπλασιαστών είναι ένα σημαντικό θέμα στην βελτιστοποίηση υπό περιορισμούς.

5.5.1.5.2 Ακολουθιακός Τετραγωνικός Προγραμματισμός

Αυτός ο αλγόριθμος είναι μια επέκταση της μεθόδου quasi-Newton για βελτιστοποίηση υπό συνθήκες. Η μέθοδος λύνει το αρχικό πρόβλημα λύνοντας επανειλημμένα μια προσέγγιση τετραγωνικού προγραμματισμού. Ένα πρόβλημα τετραγωνικού προγραμματισμού είναι μια ειδική περίπτωση ενός NLP προβλήματος στο οποίο η αντικειμενική συνάρτηση είναι τετραγωνική και οι περιορισμοί γραμμικοί. Και η τετραγωνική προσέγγιση της αντικειμενικής συνάρτησης και η γραμμική προσέγγιση των περιορισμών βασίζονται στην επέκταση των σειρών Taylor των μη γραμμικών συναρτήσεων γύρω από την τρέχουσα επανάληψη X^k .

Η αντικειμενική συνάρτηση $f(x)$ αντικαθίσταται από μια τετραγωνική προσέγγιση. Έτσι:

$$q^k(D) = \nabla f(X^k)D + \frac{1}{2}D^T \nabla_{zz}^2 L(X^k, \lambda^k)D \quad (5.61)$$

Το βήμα D^k υπολογίζεται επιλύοντας το ακόλουθο υποπρόβλημα τετραγωνικού προγραμματισμού:

$$\text{Ελαχιστοποίησε την } q^k(D) \text{ ως προς } D \quad (5.62)$$

με περιορισμούς:

$$G(X^k) + J(X^k)D = 0 \quad (5.63)$$

$$H(X^k) + I(X^k)D \leq 0 \quad (5.64)$$

όπου J και I είναι οι Ιακωβιανοί πίνακες που σχετίζονται με τα διανύσματα περιορισμού G και H , αντίστοιχα.

Ο πίνακας Hessian της Lagrange $\nabla_{zz}^2 L(X^k, \lambda^k)$ που εμφανίζεται στην αντικειμενική συνάρτηση, εξίσωση (5.62), υπολογίζεται χρησιμοποιώντας μια προσέγγιση της quasi-Newton. Μόλις το D^k υπολογιστεί από την επίλυση των εξισώσεων (5.62) ως (5.64), το X αναβαθμίζεται χρησιμοποιώντας τη σχέση:

$$X^{k+1} = X^k + a^k D^k, \quad (5.65)$$

όπου a^k είναι το βήμα μήκους.

Το να βρεις το a^k είναι πιο πολύπλοκο στην περίπτωση που υπάρχουν περιορισμοί. Αυτό επειδή το a^k πρέπει να επιλεγθεί ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι παραβιάσεις των περιορισμών και επιπροσθέτως να ελαχιστοποιηθεί η αντικειμενική συνάρτηση στην επιλεγμένη κατεύθυνση D^k . Αυτά τα δύο κριτήρια συχνά συγκρούονται και έτσι μια συνάρτηση “αξίας” εφαρμόζεται για να προσδιορίσει τη σχετική σημασία των δύο αυτών σκοπών.

5.5.1.5.3 Αυξανόμενοι Μέθοδοι Lagrange

Αυτοί οι μέθοδοι βασίζονται στην διαδοχική ελαχιστοποίηση της αυξημένης συνάρτησης Lagrange της εξίσωσης που αντιστοιχεί στην NLP διατύπωση. Επομένως, αυτές οι μέθοδοι λύνουν το ακόλουθο υποπρόβλημα επιτυχώς.

$$\text{Ελαχιστοποίησε την } L_A(X, \lambda^k, \rho^k) \text{ ως προς } Z. \quad (5.66)$$

με περιορισμούς:

$$X^{\min} \leq X \leq X^{\max}, \quad (5.67)$$

όπου:

L_A : η αυξημένη συνάρτηση Lagrange,

λ^k : το διάνυσμα των πολλαπλασιαστών Lagrange που ενημερώνεται σε κάθε επανάληψη,

ρ^k : η θετική παράμετρος ποινής.

Λύνοντας τις εξισώσεις (5.66) και (5.67), λαμβάνουμε το X^{k+1} . Τότε το λ^{k+1} προκύπτει χρησιμοποιώντας τη σχέση:

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \rho C C X^k. \quad (5.68)$$

Αυτή η μέθοδος παραμένει σχετικά ανεκμετάλλευτη για το πρόβλημα ΒΡΦ

5.5.1.5.4 Γενικευμένες Μειούμενες Κλίσεις

Η τάξη των γενικευμένων μειούμενων κλίσεων (ΓΜΚ) χρησιμοποιεί τους περιορισμούς ισότητας για να εξαλείψει ένα υποσύνολο μεταβλητών απόφασης ώστε να προκύψει ένα απλούστερο πρόβλημα. Χωρίζουμε το διάνυσμα απόφασης σε δύο διανύσματα X_B και X_N . Το X_B είναι το διάνυσμα των μεταβλητών βάσης που επιθυμούμε να εξαλείψουμε χρησιμοποιώντας τους περιορισμούς ισότητας. Το X_N είναι το διάνυσμα των υπολοίπων μεταβλητών που ονομάζεται διάνυσμα μη βασικών μεταβλητών.

Τότε, έχουμε:

$$X_B = W(X_N), \quad (5.69)$$

όπου $W(\cdot)$ επιλέγεται έτσι ώστε:

$$C(W(X_N), X_N) = 0 \quad (5.70)$$

5.5.1.5.5 Προβολική Αυξανόμενη Μέθοδος Lagrange

Η προβολική αυξανόμενη μέθοδος Lagrange λύνει επιτυχώς υποπροβλήματα της μορφής:

$$\text{Ελαχιστοποίησε την } \tilde{L}_A(X, X^k, \lambda^k, \rho) \text{ ως προς } X \quad (5.71)$$

με περιορισμούς:

$$\begin{aligned} C^k(X, X^k) &= 0 \\ X^{\min} &\leq X \leq X^{\max}, \end{aligned} \quad (5.72)$$

όπου:

$$\begin{aligned} L_A(X, X^k, \lambda^k, \rho) &= f(X^k) - (\lambda^k)^T (C - C^k) + \frac{1}{2} \rho (C - C^k)^T (C - C^k) \\ C^k(X, X^k) &= C(X^k) + J(X^k)(X - X^k) \end{aligned} \quad (5.73)$$

με:

X^k = η προκύπτουσα λύση από την k -οστή επανάληψη.

$J(X^k)$ = ο Ιακωβιανός πίνακας του $C(X)$ εκτιμώμενο στο X^k .

λ^k = Διάνυσμα των πολλαπλασιαστών Lagrange σχετικών με το X^k .

ρ = Παράμετρος ποινής.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ MATPOWER 3.2 ΣΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ MATLAB ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΗΣ ΒΡΦ

6.1 Εισαγωγή

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο θα περιγραφεί αναλυτικά με βάση τις αναφορές [40] και [41] το υπολογιστικό πρόγραμμα *MATPOWER* της Matlab.

Το *MATPOWER* είναι ένα πρόγραμμα από M-files της Matlab και προορίζεται για τη επίλυση προβλημάτων ροής φορτίου και βέλτιστης ροής φορτίου. Πρόκειται για ένα εργαλείο προσομοίωσης συστημάτων ισχύος, κατάλληλο για μελετητές και εκπαιδευτικούς, αφού είναι εύκολο στη χρήση και τροποποίησή του. Είναι σχεδιασμένο με τέτοιο τρόπο, ώστε να προσφέρει την καλύτερη δυνατή απόδοση, διατηρώντας τον κώδικα απλό στην κατανόηση και τροποποίησή του.

6.2 Εκτέλεση Ροής Φορτίου

Για να εκτελεστεί μια απλή ροή φορτίου με τη μέθοδο Newton-Raphson, π.χ. για το σύστημα 9 ζυγών, που υπάρχει στα αποθηκευμένα αρχεία του *MATPOWER* με το όνομα *case9.m*, με τις επιλογές του προκαθορισμένου αλγορίθμου, αρκεί να πληκτρολογηθεί στο παράθυρο εντολών της Matlab η εξής εντολή:

```
>> runpf('case9')
```

6.2.1 Εκτέλεση Βέλτιστης Ροής Φορτίου

Για να εκτελεστεί μια βέλτιστη ροή φορτίου για το σύστημα 30 ζυγών του οποίου τα δεδομένα βρίσκονται στο αποθηκευμένο αρχείο με το όνομα *case30.m*, με τις επιλογές του προκαθορισμένου αλγορίθμου, αρκεί να πληκτρολογηθεί στο παράθυρο εντολών της Matlab η εξής εντολή:

```
>> runopf('case30')
```

6.2.2 Βοήθεια

Όσον αφορά τις έτοιμες συναρτήσεις και ρουτίνες της εργαλειοθήκης της Matlab, αρκεί να πληκτρολογηθεί η εντολή *help* ακολουθούμενη από το όνομα μιας εντολής ή ενός αρχείου M-file, ώστε να ληφθεί βοήθεια για τη συγκεκριμένη συνάρτηση. Σχεδόν όλα τα αρχεία M-file του *MATPOWER* διαθέτουν τέτοιες υποδείξεις. Τεχνική Αναφορά

6.2.3 Διάταξη Αρχείου Δεδομένων

Τα αρχεία δεδομένων που χρησιμοποιούνται από το *MATPOWER* είναι απλά αρχεία M-files ή MAT-files της Matlab, τα οποία ορίζουν και επιστρέφουν τις μεταβλητές *baseMVA*, *bus*, *branch*, *gen*, *areas*, και *gencost*. Η μεταβλητή *baseMVA* είναι βαθμωτή και οι υπόλοιπες είναι πίνακες. Κάθε γραμμή του πίνακα αντιστοιχεί σε έναν απλό ζυγό, κλάδο, ή γεννήτρια. Οι στήλες είναι παρόμοιες με τις στήλες των

προτύπων IEEE και PTI σχημάτων. Οι λεπτομέρειες της προδιαγραφής του αρχείου case του *MATPOWER* μπορούν να βρεθούν στη βοήθεια για *caseformat.m*.

Παρακάτω δίνονται οι δείκτες, τα ονόματα και η σημασία τους για κάθε στήλη των πινάκων *bus*, *gen*, *branch*, *areas* και *gencost*:

• Διάταξη των Δεδομένων των Ζυγών

- | | | |
|----|----------|---|
| 1 | BUS_I | αριθμός του ζυγού (1 to 29997) |
| 2 | BUS_TYPE | τύπος ζυγού
PQ ζυγός = 1
PV ζυγός = 2
ζυγός αναφοράς = 3
απομονωμένος ζυγός = 4 |
| 3 | PD | ζήτηση ενεργού ισχύος (MW) |
| 4 | QD | ζήτηση άεργου ισχύος (MVA _r) |
| 5 | GS | εγκάρσια αγωγιμότητα (MW (ζητούμενη) at V = 1.0 p.u.) |
| 6 | BS | εγκάρσια επιδεκτικότητα (MVA _r (εγχυόμενη) at V = 1.0 p.u.) |
| 7 | BUS_AREA | αριθμός περιοχής, 1-100 |
| 8 | VM | μέτρο τάσης (p.u.) |
| 9 | VA | γωνία τάσης (degrees) |
| 10 | BASE_KV | βασική τιμή τάσης (kV) |
| 11 | ZONE | ζώνη απωλειών (1-999) |
| 12 | VMAX | μέγιστο μέτρο τάσης (p.u.) |
| 13 | VMIN | ελάχιστο μέτρο τάσης (p.u.) |

Οι στήλες 14-17, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση ΒΡΦ

- | | | |
|----|---------|--|
| 14 | LAM_P | Πολλαπλασιαστής Lagrange της απόκλισης ενεργού ισχύος (u/MW) |
| 15 | LAM_Q | Πολλαπλασιαστής Lagrange της απόκλισης άεργου ισχύος (u/MVA _r) |
| 16 | MU_VMAX | Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου τάσης (u/p.u.) |
| 17 | MU_VMIN | Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου τάσης (u/p.u.) |

• Διάταξη των Δεδομένων των Γεννητριών

- | | | |
|---|---------|---|
| 1 | GEN_BUS | αριθμός ζυγού |
| 2 | PG | έξοδος ενεργού ισχύος (MW) |
| 3 | QG | έξοδος άεργου ισχύος (MVA _r) |
| 4 | QMAX | μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος (MVA _r) |
| 5 | QMIN | ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος (MVA _r) |
| 6 | VG | δεδομένο μέτρο τάσης (p.u.) |

7	MBASE	συνολική βασική ισχύς MVA, καθορίζεται στη τιμή της baseMVA
8	GEN_STATUS	κατάσταση μηχανής: > 0 – μηχανή σε λειτουργία ≤ 0 – μηχανή εκτός λειτουργίας
9	PMAX	μέγιστη έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
10	PMIN	ελάχιστη έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
11	PC1	κατώτερη έξοδος ενεργού ισχύος της PQ καμπύλης ικανότητας (MW)
12	PC2	ανώτερη έξοδος ενεργού ισχύος της PQ καμπύλης ικανότητας (MW)
13	QC1MIN	ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc1 (MVA _r)
14	QC1MAX	μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc1 (MVA _r)
15	QC2MIN	ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc2 (MVA _r)
16	QC2MAX	μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc2 (MVA _r)
17	RAMP_AGC	κλίση ράμπας για το επόμενο φορτίο/AGC (MW/min)
18	RAMP_10	κλίση ράμπας για 10 λεπτά εφεδρείας (MW)
19	RAMP_30	κλίση ράμπας για 30 λεπτά εφεδρείας (MW)
20	RAMP_Q	κλίση ράμπας για άεργο ισχύ (MVA _r /min)
21	APF	παράγοντας συμμετοχής της περιοχής

Οι στήλες 22-25, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση ΒΡΦ

22	MU_PMAX	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου της P _g (u/MW)
23	MU_PMIN	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου της P _g (u/MW)
24	MU_QMAX	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου της Q _g (u/MVA _r)
25	MU_QMIN	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου της Q _g (u/MVA _r)

• Διάταξη των Δεδομένων των Κλάδων

1	F_BUS	αριθμός ζυγού αναχώρησης (from)
2	T_BUS	αριθμός ζυγού άφιξης (to)
3	BR_R	αντίσταση (p.u.)
4	BR_X	αντίδραση (p.u.)
5	BR_B	συνολική επιδεκτικότητα φορτίου γραμμής (p.u.)
6	RATE_A	MVA εκτίμηση rating A (long term rating)
7	RATE_B	MVA rating B (short term rating)
8	RATE_C	MVA rating C (emergency rating)

9	TAP	λόγος M/Σ με tap (= 0 για τις γραμμές)
10	SHIFT	φασική γωνία μετατόπισης M/Σ (μοίρες), θετική => καθυστέρηση
11	BR_STATUS	αρχική κατάσταση κλάδου: 1 – σε λειτουργία 0 – εκτός λειτουργίας
12	ANGMIN	ελάχιστη διαφορά φάσης, angle(Vf) - angle(Vt) (μοίρες)
13	ANGMAX	μέγιστη διαφορά φάσης, angle(Vf) - angle(Vt) (μοίρες)

Οι στήλες 18-19, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση ΒΡΦ

18 MU_SF Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ορίου MVA στο ζυγό "from" (u/MVA)

19 MU_ST Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ορίου MVA στο ζυγό "to" (u/MVA)

Οι στήλες 20-21, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση ΒΡΦ

20 MU_ANGMIN Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου διαφοράς γωνιών (u/μοίρες)

21 MU_ANGMAX Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου διαφοράς γωνιών (u/μοίρες)

- Διάταξη των Δεδομένων των Περιοχών

1	AREA_I	αριθμός περιοχής
2	PRICE_REF_BUS	ζυγός αναφοράς για την περιοχή αυτή

- Διάταξη των Δεδομένων του Κόστους Γεννητριών

1	MODEL	κόστος μοντέλου: 1 – τμηματικά γραμμική συνάρτηση 2 – πολυωνυμική συνάρτηση
2	STARTUP	κόστος εκκίνησης σε US δολάρια
3	SHUTDOWN	κόστος τερματισμού σε US δολάρια
4	NCOST	αριθμός των συντελεστών κόστους για πολυωνυμική συνάρτηση κόστους, ή αριθμός των δεδομένων σημείων για τμηματικά γραμμική
5	COST	1 ^η στήλη των παραμέτρων κόστους Δεδομένα κόστους που ορίζουν τη συνολική συνάρτηση κόστους

- Για πολυωνυμικό κόστος (πρώτα ο μεγαλύτερης τάξης συντελεστής):

π.χ. c_2, c_1, c_0

όπου το πολυώνυμο είναι: $c_0 + c_1 * P + c_2 * P^2$

- Για τμηματικά γραμμικό κόστος: $x_0, y_0, x_1, y_1, x_2, y_2, \dots$
 όπου τα $x_0 < x_1 < x_2 < \dots$ και τα σημεία $(x_0, y_0), (x_1, y_1),$
 $(x_2, y_2),$

είναι τα ακριανά και ενδιάμεσα σημεία της συνάρτησης κόστους.

Σημείωση: Αν η γεννήτρια έχει n γραμμές, τότε οι πρώτες n γραμμές της συνάρτησης κόστους περιέχουν το κόστος της ενεργού ισχύος, της παραγόμενης από την αντίστοιχη γεννήτρια. Αν το κόστος γεννήτριας έχει $2*n$ γραμμές τότε οι $n+1$ ως $2*n$ γραμμές περιέχουν τα κόστη άεργου ισχύος με την ίδια διάταξη.

6.2.4 Μοντελοποίηση

6.2.4.1 AC Διατύπωση

Τα σταθερά φορτία μοντελοποιούνται σαν εγχύσεις σταθερής ενεργού P_d και άεργου ισχύος Q_d . Τα P_d και Q_d καθορίζονται στις στήλες 3 και 4, αντίστοιχα του πίνακα bus. Η αντίσταση εισόδου οποιωνδήποτε στοιχείων σύνθετης αντίστασης στο ζυγό καθορίζονται από τα G_{sh} και B_{sh} στις στήλες 5 και 6, αντίστοιχα, του πίνακα bus

$$Y_{sh} = \frac{G_{sh} + B_{sh}}{baseMVA} \quad (6.1)$$

Κάθε κλάδος, είτε πρόκειται για γραμμή μεταφοράς, είτε για μετασχηματιστή ή ολισθητή φάσης, μοντελοποιείται ως μια γραμμή μεταφοράς του πρότυπου π-μοντέλου, με αντίσταση σειράς R , αντίδραση σειράς X και συνολική χωρητικότητα φορτίου γραμμής B_c , σε σειρά με έναν ιδανικό μετασχηματιστή και ολισθητή φάσης, στο άκρο from, με λόγο tap τ και ολίσθηση φάσης θ_{shift} . Οι παράμετροι R, X, B_c, τ και θ_{shift} βρίσκονται στις στήλες 3, 4, 5, 9 και 10 του πίνακα branch, αντίστοιχα. Οι τάσεις κλάδων και τα ρεύματα στα άκρα from και to του κλάδου σχετίζονται με τον πίνακα αγωγιμοτήτων κλάδου Y_{br} , όπως ακολούθως:

$$\begin{bmatrix} I_f \\ I_t \end{bmatrix} = Y_{br} \begin{bmatrix} V_f \\ V_t \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

$$\text{όπου: } Y_{br} = \begin{bmatrix} \left(Y_s + j \frac{B}{2} \right) \frac{1}{\tau^2} & -Y_s \frac{1}{\tau e^{j\theta_{shift}}} \\ -Y_s \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{shift}}} & Y_s + j \frac{B}{2} \end{bmatrix} \text{ με } Y_s = \frac{1}{R + jX}. \quad (6.3)$$

Τα στοιχεία των πινάκων αγωγιμοτήτων κλάδων και των πινάκων αγωγιμοτήτων ζυγών συνδυάζονται από το MATPOWER για να διαμορφώσουν ένα σύνθετο πίνακα αγωγιμοτήτων ζυγών Y_{bus} , σχετίζοντας το διάνυσμα της σύνθετης τάσης ζυγού V_{bus} με το διάνυσμα του σύνθετου ρεύματος ζυγού I_{bus}

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (6.4)$$

Με παρόμοιο τρόπο, οι πίνακες αγωγιμοτήτων Y_f και Y_t διαμορφώνονται για να υπολογίσουν το διάνυσμα των συνθέτων εγχύσεων ρεύματος στα άκρα $from$ και to της κάθε γραμμής, με δοσμένες τις τάσεις ζυγών V_{bus} .

$$\begin{aligned} I_f &= Y_f V_{bus} \\ I_t &= Y_t V_{bus} \end{aligned} \quad (6.5)$$

Τα διανύσματα των σύνθετων εγχύσεων ισχύος ζυγών και κλάδων μπορούν να εκφραστούν ως:

$$\begin{aligned} S_{bus} &= diag(V_{bus}) I_{bus}^* \\ S_f &= diag(V_f) I_f^* \\ S_t &= diag(V_t) I_t^* \end{aligned} \quad (6.6)$$

όπου V_f και V_t είναι τα διανύσματα των σύνθετων τάσεων των ζυγών στα άκρα $from$ και to , αντίστοιχα, όλων των κλάδων, και το $diag()$ μετατρέπει ένα διάνυσμα σε ένα διαγώνιο πίνακα με το καθορισμένο διάνυσμα στη διαγώνιο.

6.2.4.2 DC Διατύπωση

Για την DC διατύπωση, χρησιμοποιούνται οι ίδιες παράμετροι με την εξαίρεση ότι γίνονται οι παρακάτω παραδοχές:

- Οι αντιστάσεις κλάδων R και οι χωρητικότητες φορτίου B_c αμελούνται
- Όλα τα πλάτη των τάσεων των ζυγών είναι κοντά στην τιμή 1 α.μ
- Οι διαφορές των γωνιών τάσης είναι αρκετά μικρές, τέτοιες ώστε να ισχύει $\sin \theta \approx \theta$.

Συνδυάζοντας αυτές τα παραδοχές και την εξίσωση (4.1) με το γεγονός ότι $S = VI^*$, η σχέση μεταξύ των ροών πραγματικής ισχύος και των γωνιών τάσης για έναν ξεχωριστό κλάδο μπορεί να γραφεί ως:

$$\begin{bmatrix} P_f \\ P_t \end{bmatrix} = B_{br} \begin{bmatrix} \theta_f \\ \theta_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{f,shift} \\ P_{t,shift} \end{bmatrix}, \quad (6.7)$$

όπου:

$$B_{br} = \frac{1}{X\tau} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

$$\begin{bmatrix} P_{f,shift} \\ P_{t,shift} \end{bmatrix} = \frac{\theta_{shift}}{X\tau} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix}. \quad (6.9)$$

Τα στοιχεία των εγχύσεων αλλαγής κλάδου και οι πίνακες B_{br} συνδυάζονται από το *MATPOWER* για να μορφοποιήσουν έναν πίνακα ζυγού B_{bus} και ένα διάνυσμα έγχυσης αλλαγής $P_{bus,shift}$, που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό εγχύσεων ζυγών ενεργού ισχύος από τις γωνίες τάσης των ζυγών:

$$P_{bus} = B_{bus} \theta_{bus} + P_{bus,shift} \quad (6.10)$$

Με παρόμοιο τρόπο, το *MATPOWER* κατασκευάζει τον πίνακα B_f και το διάνυσμα $P_{f,shift}$ που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό των διανυσμάτων P_f και P_t των εγχύσεων κλάδου ενεργού ισχύος:

$$\begin{aligned} P_f &= B_f \theta_{bus} + P_{f,shift} \\ P_t &= -P_f \end{aligned} \quad (6.11)$$

6.2.5 Ροή Φορτίου

Το *MATPOWER* έχει πέντε τεχνικές επίλυσης ροής φορτίου, οι οποίες μπορούν να προσπελαστούν μέσω της συνάρτησης `runpf`. Εκτός από το να εκτυπωθεί η έξοδος στην οθόνη, γεγονός το οποίο γίνεται προκαθορισμένα, η `runpf` επιστρέφει τη λύση σε ορίσματα εξόδου:

```
>> [baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf(casename);
```

Οι τιμές της λύσης αποθηκεύονται ως εξής:

<code>bus(:, VM)</code>	πλάτη τάσεων των ζυγών
<code>bus(:, VA)</code>	γωνίες τάσεων των ζυγών
<code>gen(:, PG)</code>	εγχύσεις γεννήτριας ενεργού ισχύος
<code>gen(:, QG)</code>	εγχύσεις γεννήτριας άεργου ισχύος
<code>branch(:, PF)</code>	εγχεόμενη ενεργός ισχύς στο άκρο “from” του κλάδου
<code>branch(:, PT)</code>	εγχεόμενη ενεργός ισχύς στο άκρο “to” του κλάδου
<code>branch(:, QF)</code>	εγχεόμενη άεργος ισχύς στο άκρο “from” του κλάδου
<code>branch(:, QT)</code>	εγχεόμενη άεργος ισχύς στο άκρο “to” του κλάδου
<code>success</code>	1 = επιλύθηκε επιτυχώς, 0 = αδύνατο να λυθεί
<code>et</code>	υπολογισμός του απαιτούμενου χρόνου για τη λύση

Η προκαθορισμένη τεχνική επίλυσης ροής φορτίου βασίζεται σε μια πρότυπη μέθοδο Newton χρησιμοποιώντας μια πλήρη Ιακωβιανή, ενημερωμένη σε κάθε επανάληψη. Αυτή η μέθοδος έχει ήδη περιγραφεί λεπτομερώς στο κεφάλαιο 1. Οι αλγόριθμοι 2 και 3 είναι παραλλαγές της ταχείας αποζευγμένης μεθόδου. Το *MATPOWER* εκτελεί τις XB και BX. Ο αλγόριθμος 4 είναι η πρότυπη μέθοδος Gauss-Seidel από τους Glimm και Stagg [3], βασισμένη στον κώδικα τον προερχόμενο από τον Alberto Borghetti, από το Πανεπιστήμιο Μπολόνια, της Ιταλίας. Για να χρησιμοποιηθεί μία από τις τεχνικές επίλυσης ροής φορτίου αντί της πρότυπης μεθόδου Newton, πρέπει να τεθεί ρητά η επιλογή `PF_ALG`.

Για παράδειγμα, για την ταχεία αποζευγμένη μέθοδο XB, πληκτρολογούμε:

```
>> mpropt = mproption('PF_ALG', 2);
>> runpf(casename, mpropt);
```

Η τελευταία μέθοδος είναι μια DC ροή φορτίου, η οποία προκύπτει εκτελώντας την `runpf` με την επιλογή `PF_DC` να τίθεται ίση με το 1, ή ισοδύναμα εκτελώντας απευθείας την `rundcprf`. Η DC ροή φορτίου προκύπτει με μια άμεση, μη

επαναληπτική μέθοδο των γωνιών τάσεων των ζυγών από τις καθορισμένες εγχύσεις ζυγών ενεργού ισχύος, βασισμένη στις εξισώσεις (4.2), (4.3) και (4.4).

Για τις τεχνική επίλυσης της AC ροής φορτίου, εάν η επιλογή ENFORCE_Q_LIMS τεθεί ίση με 1 (η προκαθορισμένη τιμή είναι 0), τότε αν το όριο άεργου ισχύος κάποιας γεννήτριας παραβιαστεί μετά την εκτέλεση της AC ροής φορτίου, ο αντίστοιχος ζυγός μετατρέπεται σε ένα PQ ζυγό, με την άεργο έξοδο να τίθεται ίση με το όριο, και η περίπτωση ξαναεκτελείται. Το πλάτος της τάσης στο ζυγό θα αποκλίνει από την καθορισμένη τιμή, έτσι ώστε να ικανοποιεί το όριο άεργου ισχύος. Αν η γεννήτρια του ζυγού αναφοράς φθάσει ένα όριο άεργου ισχύος και ο ζυγός μετατραπεί σε έναν PQ ζυγό, ο πρώτος απομένων PV ζυγός θα χρησιμοποιηθεί σαν ο ζυγός αναφοράς για την επόμενη επανάληψη. Αυτό μπορεί να επηρεάσει την έξοδο ενεργού ισχύος αυτής της γεννήτριας, όντας ελαφρά εκτός από τις καθορισμένες τιμές.

Συγχρόνως, καμία από τις τεχνικές επίλυσης ροής φορτίου του *MATPOWER* δεν περιλαμβάνει κάποιο μετασχηματιστή ρύθμισης tap ή χειρισμού των αποσυνδεδεμένων ή μη ενεργοποιημένων τμημάτων του δικτύου.

Η παρουσία των τεχνικών επίλυσης ροής φορτίου, με εξαίρεση της Gauss-Seidel, μπορεί να αποδειχθεί έξοχη ακόμα και για συστήματα μεγάλης κλίμακας, εφόσον οι αλγόριθμοι και η υλοποίηση έχουν το πλεονέκτημα του χειρισμού του κατασκευασμένου αραιού πίνακα της *MATLAB*.

6.2.6 Βέλτιστη Ροή Φορτίου (OPF)

Το *MATPOWER* περιέχει πολλές τεχνικές επίλυσης για το πρόβλημα βέλτιστης ροής φορτίου (ΒΡΦ), οι οποίες μπορούν να προσπελαστούν μέσω της συνάρτησης `runopf`. Εκτός από το ότι εκτυπώνεται η έξοδος στην οθόνη, γεγονός το οποίο γίνεται προκαθορισμένα, η `runopf` επιστρέφει προαιρετικά τη λύση σε ορίσματα εξόδου:

```
>> [baseMVA, bus, gen, gencost, branch, f, success, et] =  
runopf(casename);
```

Το πρόβλημα ΒΡΦ περικλείει ακόμα τις εξής τιμές:

<code>bus(:, LAM_P)</code>	Πολλαπλασιαστής Lagrange για την απόκλιση της ενεργού ισχύος του ζυγού
<code>bus(:, LAM_Q)</code>	Πολλαπλασιαστής Lagrange για την απόκλιση της αέργου ισχύος του ζυγού
<code>bus(:, MU_VMAX)</code>	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το ανώτατο όριο τάσης ζυγού
<code>bus(:, MU_VMIN)</code>	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το κατώτατο όριο τάσης ζυγού
<code>gen(:, MU_PMAX)</code>	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το ανώτατο όριο ενεργού

ισχύος της γεννήτριας gen (: , MU_PMIN)	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το κατώτατο όριο ενεργού
ισχύος της γεννήτριας gen (: , MU_QMAX)	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το ανώτατο όριο άεργου ισχύος της γεννήτριας
gen (: , MU_QMIN)	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το κατώτατο όριο άεργου
ισχύος της γεννήτριας branch (: , MU_SF)	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το όριο MVA στο άκρο "from" του κλάδου
branch (: , MU_ST)	Kuhn-Tucker πολλαπλασιαστής για το όριο MVA στο άκρο "to" του κλάδου
f	τελική τιμή αντικειμενικής συνάρτησης

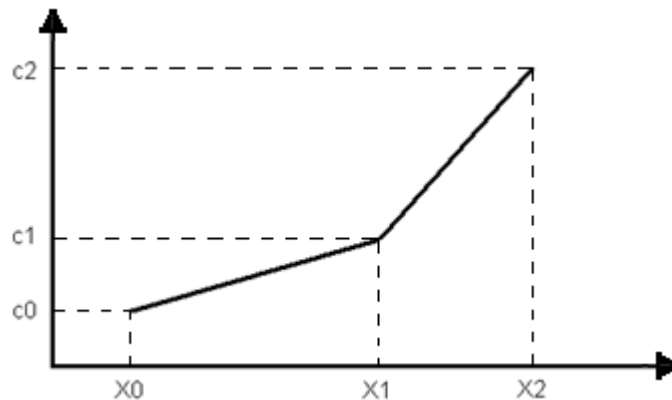
Το *MATPOWER* μπορεί να χρησιμοποιήσει έναν αριθμό διαφορετικών τεχνικών επίλυσης ΒΡΦ. Υπάρχουν δύο τεχνικές επίλυσης από τις νεότερες εκδόσεις του *MATPOWER*, με τα ονόματα *constr* και *LP-based solvers*, που έχουν αποδοκιμαστεί και θα αφαιρεθούν από μελλοντικές εκδόσεις.

Η τρέχουσα παραγωγή των τεχνικών επίλυσης χρησιμοποιεί την γενικευμένη διατύπωση AC ΒΡΦ που περιγράφεται παρακάτω. Το *MATPOWER* περιέχει μια βασισμένη στην *fmincon* από το Optimization Toolbox της MatLab και υπάρχουν δυο προαιρετικά πακέτα, το *MINOPF2* και *TSPOPF3*, τα οποία υλοποιούν τεχνικές επίλυσης ΒΡΦ χρησιμοποιώντας αρχεία MEX. Το *MINOPF*, βασισμένο στη *MINOS* τεχνική επίλυσης, έχει γίνει διαθέσιμο από τα μέσα του 2004. Το *TSPOPF* είναι μια συλλογή τριών τεχνικών επίλυσης αναπτυγμένων από τον Hongye Wang.

Η παρουσίαση των τεχνικών επίλυσης ΒΡΦ του *MATPOWER* εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Καταρχήν, για προβλήματα γενικής φύσης, η *fmincon* δεν εκμεταλλεύεται και δεν διατηρεί τη σποραδικότητα, έτσι είναι περιορισμένη στο να λύσει μικρά συστήματα ισχύος. Οι τεχνικές επίλυσης που βασίζονται στα αρχεία MEX, από την άλλη μεριά, εκμεταλλεύονται την σποραδικότητα και είναι κατάλληλες για μεγαλύτερα προβλήματα. Το *MINOPF* είναι κωδικοποιημένο σε FORTRAN. Οι τεχνικές επίλυσης του πακέτου *TSPOPF* υλοποιούνται στη γλώσσα C.

Η υλοποίηση ΒΡΦ του *MATPOWER* δεν είναι ικανή ακόμα να χειριστεί μη συνδεδεμένα ή μη ενεργοποιημένα τμήματα του δικτύου.

Οι διατυπώσεις ΒΡΦ στο *MATPOWER* επιτρέπουν τον προσδιορισμό των τμηματικά γραμμικών και κυρτών συναρτήσεων κόστους για την ενεργό ή άεργο έξοδο της γεννήτριας. Ένα παράδειγμα μιας τέτοιας καμπύλης κόστους φαίνεται παρακάτω.



Σχήμα 6.1 Τμηματικά γραμμική και κυρτή συνάρτηση κόστους

Αυτό το μη διαφορίσιμο κόστος μοντελοποιείται χρησιμοποιώντας μια επιπλέον βοηθητική μεταβλητή κόστους για κάθε τέτοια καμπύλη κόστους, και επιπρόσθετους περιορισμούς για αυτή τη μεταβλητή και την P_g , έναν για κάθε τμήμα της καμπύλης. Οι περιορισμοί συνθέτουν ένα κυρτό ισοδύναμο “basin” που απαιτεί η μεταβλητή κόστους να βρίσκεται στην επιγραφή της καμπύλης κόστους. Όταν το κόστος ελαχιστοποιείται, η μεταβλητή κόστους θα ωθηθεί ενάντια σε αυτό το basin. Αν y είναι η βοηθητική μεταβλητή κόστους, τότε η συνεισφορά του κόστους της γεννήτριας στο συνολικό κόστος είναι ακριβώς y . Στην παραπάνω περίπτωση οι δύο επιπρόσθετοι απαιτούμενοι περιορισμοί είναι:

- 1) $y \geq m_1(P_g - x_0) + c_0$ (η y πρέπει να βρίσκεται πάνω από το πρώτο τμήμα)
- 2) $y \geq m_2(P_g - x_1) + c_1$ (η y πρέπει να βρίσκεται πάνω από το δεύτερο τμήμα)

όπου m_1 και m_2 είναι οι κλίσεις των δύο τμημάτων.

Επίσης, απαραίτητοι είναι οι περιορισμοί για την P_g : $P_{\min} \leq P_g \leq P_{\max}$. Το πρόσθετο τμήμα του κόστους που συνεισφέρει αυτή η γεννήτρια είναι y .

Αυτή η διατύπωση της περιορισμένης μεταβλητής κόστους (CCV) χρησιμοποιείται από όλες τις τεχνικές επίλυσης ΒΡΦ του MATPOWER για χειρισμό των τμηματικά γραμμικών συναρτήσεων κόστους, με εξαίρεση δύο, που αποτελούν μέρος του βέλτιστου πακέτου TSOPF. Η μια καλείται ελεγχόμενη βηματικά primal/dual μέθοδο εσωτερικού σημείου (SCPDIPM) και η δεύτερη ονομάζεται περιοχή εμπιστοσύνης βασισμένη στην αναπτυγμένη μέθοδο Lagrange (TRALM). Και οι δυο μέθοδοι χρησιμοποιούν μια «ομαλή» τεχνική κόστους.

6.2.6.1 AC Διατύπωση ΒΡΦ

Το λυμένο από το MATPOWER AC πρόβλημα ΒΡΦ είναι μια ομαλή ΒΡΦ χωρίς διακριτές μεταβλητές. Η γενικευμένη διατύπωση της AC ΒΡΦ, που χρησιμοποιείται από την τρέχουσα παραγωγή των τεχνικών ΒΡΦ του MATPOWER, προσφέρει έναν αριθμό επιπλέον δυνατοτήτων σχετικών με την παραδοσιακή διατύπωση της ελαχιστοποίησης του κόστους παραγωγής υπό τους περιορισμούς της τάσης, των ορίων ροών ισχύος και των γεννητριών, που χρησιμοποιούνται από την πρώτη παραγωγή των λυτών ΒΡΦ του MATPOWER:

- Μικτά πολυωνμικά και τμηματικά γραμμικά κόστη.
- Κατανεμημένα φορτία.
- Καμπύλες γεννητριών P-Q δυνατοτήτων.
- Όρια διαφοράς γωνιών των κλάδων.
- Επιπρόσθετοι τμηματικοί περιορισμοί επιβαλλόμενοι από το χρήστη.
- Επιπρόσθετα κόστη επιβαλλόμενοι από το χρήστη.

Το πρόβλημα διατυπώνεται με όρους δύο ομάδων μεταβλητών βελτιστοποίησης, με τον συμβολισμό x και z . Οι x μεταβλητές είναι οι μεταβλητές ΒΡΦ, αποτελούμενες από τις γωνίες των τάσεων θ και τα πλάτη V σε κάθε ζυγό, και τις εγχύσεις ενεργού και άεργου ισχύος P_g και Q_g .

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ P_g \\ Q_g \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

Οι επιπλέον ορισμένες από το χρήστη μεταβλητές ομαδοποιούνται στη z . Το πρόβλημα βελτιστοποίησης μπορεί να εκφραστεί ως ακολούθως:

$$\min_{x,y,z} \sum_i (f_{1i}(P_{gi}) + f_{2i}(Q_{gi})) + \frac{1}{2} w^T H w + C_w^T w \quad (6.13)$$

με τους περιορισμούς:

$$g_p(x) = P(\theta, V) - P_g + P_d = 0 \quad (\text{εξισώσεις ισορροπίας ενεργού ισχύος}).$$

$$g_q(x) = Q(\theta, V) - Q_g + Q_d = 0 \quad (\text{εξισώσεις ισορροπίας άεργου ισχύος}).$$

$$g_{S_f}(x) = |S_f(\theta, V)| - S_{\max} \leq 0 \quad (\text{όριο γραμμών της φαινόμενης ισχύος, άκρο } from).$$

$$g_{S_t}(x) = |S_t(\theta, V)| - S_{\max} \leq 0 \quad (\text{όριο γραμμών της φαινόμενης ισχύος, άκρο } to).$$

$$l \leq A \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix} \leq u \quad (\text{γενικοί γραμμικοί περιορισμοί}).$$

$$z_{\min} \leq z \leq z_{\max} \quad (\text{όρια για τις ορισμένες από το χρήστη μεταβλητές}).$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (\text{όρια τάσης και μεταβλητών παραγωγής}).$$

(6.14)

Εδώ τα f_{1i} και f_{2i} είναι τα κόστη παραγωγής ενεργού και άεργου ισχύος, αντίστοιχα, για τη γεννήτρια i σε ένα δεδομένο σημείο κατανομής. Οι f_{1i} και f_{2i} θεωρούνται ότι είναι πολυωνμικές ή τμηματικά γραμμικές συναρτήσεις.

Οι πιο σημαντικές προσθέσεις στην απλή παραδοσιακή διατύπωση ΒΡΦ εμφανίζονται στους γενικευμένους όρους κόστους περιέχοντας την μεταβλητή w , και στους γενικούς γραμμικούς περιορισμούς περιέχοντας τον πίνακα A , που περιγράφεται στις επόμενες δύο παραγράφους. Αυτά τα δύο πλαίσια εργασίας επιτρέπουν τρομερή ευελιξία στην προσαρμογή της διατύπωσης του προβλήματος, καθιστώντας το MATPOWER ακόμα πιο χρήσιμο ως εργαλείο μελέτης.

6.2.6.1.1 Γενικοί Γραμμικοί Περιορισμοί

Εκτός από τους πρότυπους μη γραμμικούς εξισωτικούς περιορισμούς για ισορροπία ισχύος στους ζυγούς και τους μη γραμμικούς ανισοτικούς περιορισμούς για τα όρια ροής ισχύος των γραμμών μεταφοράς, η διατύπωση αυτή περιλαμβάνει ένα πλαίσιο εργασίας για επιπλέον γραμμικούς περιορισμούς που περιέχουν το πλήρες σύνολο των μεταβλητών βελτιστοποίησης.

$$l \leq A \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix} \leq u \quad (\text{γενικοί γραμμικοί περιορισμοί}). \quad (6.15)$$

Ορισμένα μέρη αυτών των γραμμικών περιορισμών επιβάλλονται άμεσα από τον χρήστη, ενώ άλλα παράγονται αυτόματα βάση των δεδομένων της περίπτωσης. Τα τελευταία περιλαμβάνουν:

- Γραμμές για περιορισμούς που ορίζουν τις P-Q καμπύλες ικανότητας των γεννητριών
- Γραμμές για περιορισμούς σταθερού παράγοντα ισχύος για καταναμημένα ή ευαίσθητα στην τιμή φορτία
- Γραμμές για όρια διαφοράς των γωνιών των κλάδων
- Γραμμές και στήλες για τις βοηθητικές μεταβλητές από την CCV υλοποίηση των τμηματικά γραμμικών κοστών γεννητριών και τους συνοδευόμενους περιορισμούς.

Πέρα από αυτούς τους αυτόματα παραγόμενους περιορισμούς, ο χρήστης μπορεί να ορίσει έναν πίνακα A_u και διανύσματα l_u και u_u για να επιβάλλει περισσότερους γραμμικούς περιορισμούς. Αυτοί οι περιορισμοί οι επιβαλλόμενοι από το χρήστη θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν, π.χ. για να περιορίσουν τις διαφορές φάσης τάσεων ανάμεσα σε συγκεκριμένους ζυγούς. Ο πίνακας A_u πρέπει να έχει τουλάχιστον n_x στήλες, όπου n_x είναι ο αριθμός των μεταβλητών x . Εάν ο A_u έχει περισσότερες από n_x στήλες, μια αντίστοιχη z μεταβλητή δημιουργείται για κάθε επιπλέον στήλη. Αυτές οι z μεταβλητές μπαίνουν επίσης στους γενικευμένους όρους κόστους που περιγράφονται παρακάτω, έτσι ώστε ο A_u και ο N να έχουν τον ίδιο αριθμό στηλών.

6.2.6.1.2 Γενικευμένη Συνάρτηση Κόστους

Η συνάρτηση κόστους αποτελείται από δύο μέρη.

- Το πρώτο είναι το πολυωνυμικό ή τμηματικά γραμμικό κόστος παραγωγής. Ένα πολυωνυμικό ή τμηματικά γραμμικό κόστος καθορίζεται για κάθε ενεργό έξοδο της γεννήτριας και προαιρετικά για κάθε άεργο έξοδο στην κατάλληλη γραμμή του $gencost$ πίνακα. Οποιαδήποτε τμηματικά γραμμικά κόστη υλοποιούνται χρησιμοποιώντας την CCV διατύπωση, που εισάγει αντίστοιχες βοηθητικές μεταβλητές. Η γενική διατύπωση επιτρέπει κόστη γεννητριών μικτού τύπου (πολυωνυμικά και τμηματικά γραμμικά) στο ίδιο πρόβλημα.
- Το δεύτερο μέρος της συνάρτησης κόστους παρέχει ένα γενικό πλαίσιο εργασίας για την επιβολή επιπλέον κοστών στις μεταβλητές βελτιστοποίησης, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα για τη χρήση συναρτήσεων ποινής.

Αυτός ο γενικός όρος κόστους καθορίζεται μέσω ενός συνόλου παραμέτρων H , C_w και f_{parm} που περιγράφονται παρακάτω. Συγκεκριμένα, αποτελείται από μια γενική τετραγωνική συνάρτηση ενός $n \times 1$ διάνυσματος μετασχηματισμένων μεταβλητών βελτιστοποίησης w .

$$\frac{1}{2} w^T H w + C_w^T w \quad (6.16)$$

Ο H είναι ο $n_w \times n_w$ τετραγωνικός, αραιός πίνακας τετραγωνικών συντελεστών και το C_w είναι το $n \times 1$ διάνυσμα γραμμικών συντελεστών. Ο αραιός πίνακας N είναι $n_w \times n_{xz}$, όπου ο αριθμός των στηλών πρέπει να ταυτίζεται με τον αριθμό των στηλών οποιουδήποτε επιβαλλόμενου από το χρήστη πίνακα A_u . Και ο f_{parm} είναι $n_w \times 4$, όπου οι 4 στήλες αναγράφονται ως: $f_{parm} = [d \quad \hat{r} \quad h \quad m]$.

Το διάνυσμα w δημιουργείται από τις x και z μεταβλητές βελτιστοποίησης εφαρμόζοντας πρώτα έναν γενικό γραμμικό μετασχηματισμό της μορφής:

$$r = N \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix}, \quad (6.17)$$

ακολουθούμενο από μια βαθμωτή συνάρτηση με μια “νεκρή ζώνη” μετατόπισης, που ορίζεται από τα υπόλοιπα στοιχεία του f_{parm} .

Κάθε στοιχείο του r μετασχηματίζεται στο αντίστοιχο στοιχείο του w ως εξής:

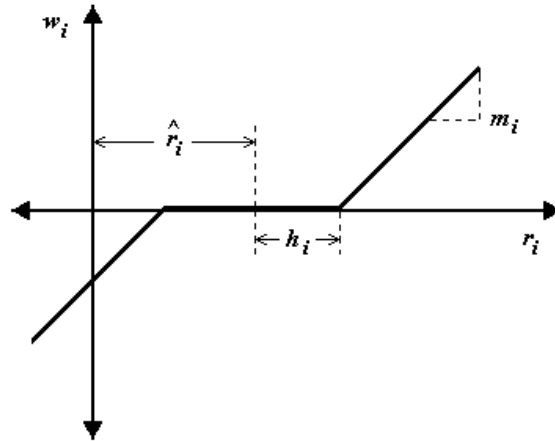
$$w_i = \begin{cases} m_i \cdot f_i(r_i - \hat{r}_i + h_i), & r_i - \hat{r}_i < -h \\ 0, & -h_i < r_i - \hat{r}_i < h, \\ m_i \cdot f_i(r_i - \hat{r}_i - h_i), & r_i - \hat{r}_i > h \end{cases} \quad (6.18)$$

όπου η συνάρτηση f_i είναι μια προκαθορισμένη συνάρτηση εκλεγμένη από τον δείκτη d_i .

Η τρέχουσα υλοποίηση περιλαμβάνει γραμμικές και τετραγωνικές επιλογές, δηλαδή είναι:

$$f_i(t) = \begin{cases} t, & d_i = 1 \\ t^2, & d_i = 2 \end{cases} \quad (6.19)$$

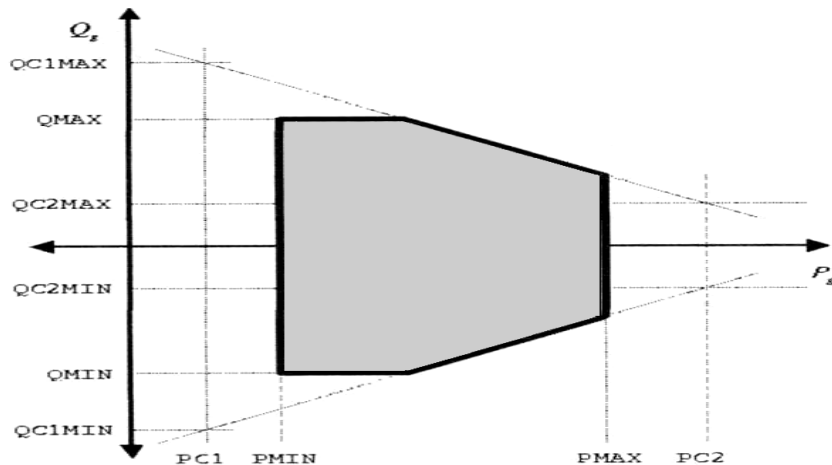
Η γραμμική περίπτωση ($d_i = 1$) επεξηγείται στο σχήμα 6.2, όπου το w_i βρίσκεται ολισθαίνοντας το r_i κατά \hat{r}_i , και αφού χρησιμοποιήσουμε μια “νεκρή ζώνη” h_i μετατοπιζόμαστε προς τα πάνω κατά m_i .



Σχήμα 6.2 Γραμμική περίπτωση της συνάρτησης f_i

6.2.6.1.3 P-Q Καμπύλες Ικανότητας των Γεννητριών

Η παραδοσιακή διατύπωση AC ΒΡΦ μοντελοποιεί τις P-Q καμπύλες ικανότητας των γεννητριών σαν απλούς περιορισμούς από τις P_{MIN} , P_{MAX} , Q_{MIN} και Q_{MAX} στήλες του πίνακα gen. Στο MATPOWER 3.2, περιλαμβάνονται 6 νέες στήλες στον πίνακα gen για τον καθορισμό επιπλέον κεκλιμένων ανώτερων και κατώτερων τμημάτων των καμπυλών ικανότητας. Οι νέες στήλες είναι οι PC1, PC2, QC1MIN, QC1MAX, QC2MIN, και QC2MAX. Η περιοχή εμπιστοσύνης για τη λειτουργία της γεννήτριας με αυτή την πιο γενική καμπύλη ικανότητας επεξηγείται από την σκιασμένη περιοχή στο σχήμα 6.3.



Σχήμα 6.3 Περιοχή εμπιστοσύνης για τη λειτουργία της γεννήτριας

Οι ειδικές τιμές των PC1 και PC2 δεν είναι τόσο σημαντικές και μπορούν να τεθούν για ευκολία ίσες με το P_{MIN} και το P_{MAX} , αντίστοιχα. Το σημαντικό είναι να τεθούν τα αντίστοιχα όρια QC_nMAX (QC_nMIN) με τέτοιο τρόπο, ώστε τα δύο σημεία αποτελεσμάτων να ορίζουν την επιθυμητή γραμμή σχετικά με το κεκλιμένο ανώτερο (κατώτερο) τμήμα της καμπύλης ικανότητας.

6.2.6.1.4 Καταναμημένα φορτία

Γενικά, καταναμημένα ή ευαίσθητα στην τιμή φορτία μπορούν να μοντελοποιηθούν σαν αρνητικές εγχύσεις ενεργού ισχύος με τα σχετικά κόστη. Εάν ισχύει $P_{MIN} < P_{MAX} = 0$ για μία γεννήτρια, τότε είναι στα αλήθεια ένα καταναμημένο φορτίο. Έστω ένα φορτίο έχει μια καμπύλη ζήτησης, όπως η ακόλουθη του σχήματος 6.4:



Σχήμα 6.4 Καμπύλη ζήτησης του φορτίου

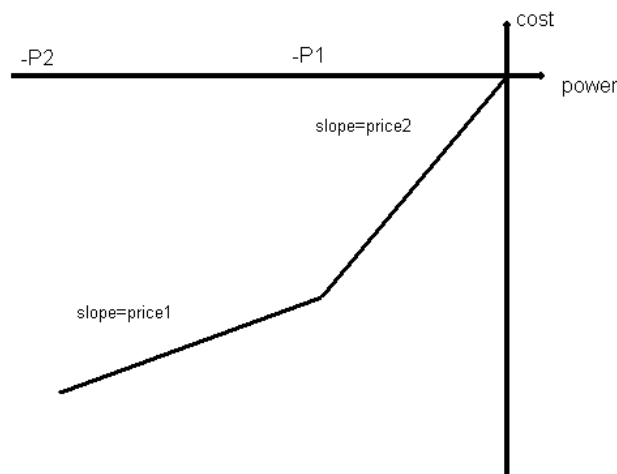
Με βάση την καμπύλη αυτή, το φορτίο καταναλώνει:

- μηδέν αν η τιμή είναι μεγαλύτερη της $price2$,
- $P1$ αν η τιμή είναι μικρότερη της $price2$ αλλά μεγαλύτερη της $price1$, και
- $P2$ αν η τιμή είναι ίση ή μικρότερη της $price1$.

Θεωρώντας μια αρνητική έγχυση, η επιθυμητή κατανομή είναι:

- μηδέν αν η τιμή είναι μεγαλύτερη της $price2$,
- $P1$ αν η τιμή είναι μικρότερη της $price2$ αλλά μεγαλύτερη της $price1$, και
- $P2$ αν η τιμή είναι ίση ή μικρότερη της $price1$.

Αυτό υποδηλώνει την τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους του σχήματος 6.5.



Σχήμα 6.5 Τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους συναρτήσει της ισχύος

Όταν υπάρχουν κατανεμημένα φορτία, εμφανίζεται το ζήτημα της άεργου κατανομής. Αν τα όρια παραγωγής Q_{MIN}/Q_{MAX} για την “αρνητική γεννήτρια” δεν τεθεί ίση με το μηδέν, τότε ο αλγόριθμος θα κατανέμει την άεργο έγχυση στην πιο κατάλληλη τιμή. Σε περίπτωση που αυτό δεν είναι φυσιολογική συμπεριφορά του φορτίου, θεωρείται ότι τα κατανεμημένα φορτία διατηρούν έναν σταθερό παράγοντα ισχύος στην γενικευμένη διατύπωση. Εφαρμόζεται ο μηχανισμός για να τεθούν επιπλέον γενικοί γραμμικοί περιορισμοί, έτσι ώστε να περιληφθούν αυτόματα περιορισμοί για αυτές τις εγχύσεις, που να κρατήσουν τον ρυθμό του P_g και Q_g σταθερό. Αυτός ο ρυθμός εξάγεται από τις τιμές του P_{MIN} , και είτε του Q_{MIN} (για επαγωγικά φορτία) είτε του Q_{MAX} (για χωρητικά φορτία) στο `gen` πίνακα. Είναι σημαντικό να τεθούν κατάλληλα, έχοντας υπόψη ότι η P_G είναι αρνητική και ότι, για φυσιολογικά επαγωγικά φορτία, η Q_G πρέπει να είναι επίσης αρνητική (ένα θετικό άεργο φορτίο είναι μια αρνητική άεργος έγχυση). Οι αρχικές τιμές των στηλών P_G και Q_G του πίνακα `gen` πρέπει να είναι σύμφωνες με τον ρυθμό τον ορισμένο από τον P_{MIN} και το κατάλληλο όριο του Q .

6.2.6.1.5 Όρια Διαφοράς Γωνιών των Κλάδων

Η διαφορά μεταξύ της γωνίας τάσης θ_f του άκρου *from* του κλάδου k και της γωνίας θ_t του άκρου *to* μπορεί να περιοριστεί καθορίζοντας τιμές στις στήλες `ANGMIN` και `ANGMAX` της σειράς k του πίνακα `branch`, δηλαδή:

$$\text{branch}(k, \text{ANGMIN}) \leq \theta_f - \theta_t \leq \text{branch}(k, \text{ANGMAX})$$

Οι τιμές καθορίζονται σε μοίρες και μια τιμή 0° ή 360° (-360°) θεωρείται ότι είναι μη περιοριστική για την `ANGMIN` (`ANGMAX`). Οι πολλαπλασιαστές `Kunh-Tucker` αυτών των περιορισμών επιστρέφονται στις στήλες `MU_ANGMIN` και `MU_ANGMAX`. Αυτοί οι περιορισμοί διαφοράς γωνιών κλάδων μπορούν να αγνοηθούν θέτοντας την επιλογή `OPF_IGNORE_ANG_LIM` στην κατάλληλη τιμή με τη χρήση του `option`.

6.2.6.1.6 Πρόβλημα Μετασχηματισμού Δεδομένων

Για να οριστεί ένας πίνακας A επιβαλλόμενος από το χρήστη ώστε να προστεθούν επιπλέον γραμμικοί περιορισμοί, είναι απαραίτητη η γνώση της σειράς των μεταβλητών βελτιστοποίησης του διανύσματος x . Αυτό απαιτεί μια κατανόηση των πρότυπων μετασχηματισμών στα δεδομένα εισόδου (`bus`, `gen`, `branch`, `areas` and `gencost` tables) πριν επιλυθεί το πρόβλημα. Όλοι αυτοί οι μετασχηματισμοί αντιστρέφονται μετά την επίλυση του προβλήματος, ώστε τα δεδομένα εξόδου να τοποθετούν σωστά στους πίνακες.

Στο πρώτο βήμα φιλτράρονται οι ανενεργές γεννήτριες και κλάδοι. Οι αρχικοί πίνακες αποθηκεύονται για τα δεδομένα εξόδου.

```
comgen = find(gen(:,GEN_STATUS)>0); % εντοπίζει τις  
συνδεδεμένες γεννήτριες  
onbranch = find(branch(:,BR_STATUS)~=0); % εντοπίζει τους
```

συνδεδεμένους κλάδους

```
gen = gen(comgen, :);
```

```
branch = branch(onbranch, :);
```

Στο δεύτερο βήμα γίνεται επαναρίθμηση των αριθμών των ζυγών στον bus πίνακα, έτσι ώστε ο πίνακας αποτελεσμάτων να περιέχει συνεχόμενα αριθμημένους ζυγούς ξεκινώντας από το 1:

```
[i2e, bus, gen, branch, areas] = ext2int(bus, gen,  
branch, areas);
```

Τέλος, οι γεννήτριες αναδιατάσσονται επιπλέον από τον αριθμό του ζυγού:

```
ng = size(gen,1); % αριθμός γεννητριών ή εγχύσεων
```

```
[tmp, igen] = sort(gen(:,GEN_BUS));
```

```
[tmp, inv_gen_ord] = sort(igen); % αποθηκεύει για  
αντιστροφή αναδιατάσσοντας το άκρο
```

```
gen = gen(igen,:);
```

```
if ng == size(gencost,1) % Κι αυτό γιατί η gencost πρέπει
```

```
gencost = gencost(igen,:); % να έχει διπλά τόσες γραμμές
```

```
else % όσες οι gen, αν υπάρχουν  
κόστη
```

```
gencost = gencost( [igen; igen+ng],:); % άεργου εγχύσεως.
```

```
end
```

Μετά τη διαδικασία αυτή, οι μεταβλητές μέσα στο διάνυσμα x έχουν πλέον την ίδια σειρά όπως στους bus, gen πίνακες:

```
x = [ Theta ; % γωνίες τάσης του ζυγού nb  
V ; % πλάτη τάσης του ζυγού nb  
Pg ; % ng εγχύσεις ενεργού ισχύος (p.u.)  
% (ανεβαίνοντας την σειρά ζυγών)  
Qg ]; % ng εγχύσεις άεργου ισχύος (p.u.)  
% ( ανεβαίνοντας την σειρά ζυγών)
```

και οι μη γραμμικοί περιορισμοί έχουν την ίδια σειρά όπως στους bus, gen πίνακες:

```
g = [gp; % nb η απόκλιση ενεργού ροής ισχύος (p.u.)  
gq; % nb η απόκλιση άεργου ροής ισχύος (p.u.)  
gsf; % όρια εγχύσεως φαινόμενης ισχύος στο άκρο n1  
"from" (p.u.)  
gst]; % όρια εγχύσεως φαινόμενης ισχύος στο άκρο n1  
"to" (p.u.)
```

Με αυτό το στήσιμο, τα όρια ασφαλείας των μεταβλητών εφαρμόζονται ως εξής:

- Η γωνία αναφοράς περιορίζεται πάνω και κάτω με καθορισμένη τιμή για αυτήν στον αρχικό bus πίνακα.
- Η V γραμμή του x περιορίζεται πάνω και κάτω με τις αντίστοιχες τιμές των VMAX και VMIN στον bus πίνακα.

- Οι γραμμές P_g και Q_g του x περιορίζονται πάνω και κάτω με τις αντίστοιχες τιμές των PMAX, PMIN, QMAX και QMIN στον γεν πίνακα.

Οι μη γραμμικοί περιορισμοί στήνονται παρόμοια, έτσι ώστε οι g_p και g_q να είναι εξισωτικοί περιορισμοί και τα όρια των g_{sf} , g_{st} να λαμβάνονται από την στήλη RATE_A του branch πίνακα.

6.2.6.2 DC Διατύπωση ΒΡΦ

Το πρόβλημα της DC βέλτιστης ροής φορτίου που λύνεται με το *MATPOWER* είναι παρόμοιο με την παραδοσιακή AC διατύπωση ΒΡΦ που περιγράφηκε παραπάνω, αλλά χρησιμοποιώντας το DC μοντέλο του δικτύου, το οποίο περιλαμβάνει μόνο γωνίες τάσης των ζυγών και εγχύσεις και ροές ενεργού ισχύος.

$$\min_{\theta, P_g} \sum_i f_i(P_{gi}) \quad (6.20)$$

με τους περιορισμούς:

$$\begin{aligned} B_{bus} \theta &= P_g - P_d - P_{bus,shift} - G_{sh} && (\text{εξισώσεις ισορροπίας ενεργού ισχύος}) \\ B_f \theta &\leq P_f^{max} - P_{f,shift} && (\text{όρια ροής γραμμών ενεργού ισχύος, άκρο } from) \\ -B_f \theta &\leq P_f^{max} + P_{f,shift} && (\text{όρια ροής γραμμών ενεργού ισχύος, άκρο } to) \\ P_{gi}^{min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} && (\text{όρια παραγωγής ενεργού ισχύος}) \end{aligned} \quad (6.21)$$

Η γωνία τάσης στο ζυγό αναφοράς επίσης περιορίζεται στην καθορισμένη τιμή. Εφόσον όλοι οι περιορισμοί είναι γραμμικοί, το πρόβλημα είναι ένα απλό LP ή QP πρόβλημα εξαρτώμενο από την μορφή της συνάρτησης κόστους.

Η τρέχουσα εφαρμογή της DC ΒΡΦ δεν επιτρέπει επιπλέον επιβαλλόμενους γραμμικούς περιορισμούς και κόστη, όπως στην γενικευμένη AC διατύπωση ΒΡΦ

6.2.7 Αλγόριθμος Αποσυνδεδεμένης Μονάδας

Η πρότυπη διατύπωση που περιγράφηκε στην προηγούμενη παράγραφο δε διαθέτει μηχανισμό για τις εκτός λειτουργίας γεννήτριες που είναι πολύ ακριβές για να χρησιμοποιηθούν. Αντίθετα, απλά κατανέμονται στα ελάχιστα όρια παραγωγής τους. Το *MATPOWER* έχει τη δυνατότητα να εκτελέσει μια βέλτιστη ροή φορτίου συνδυασμένη με μια αποσυνδεδεμένη μονάδα για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο, η οποία του επιτρέπει να θέσει εκτός λειτουργίας αυτές τις ακριβές μονάδες και να βρει ένα ελάχιστο κόστος ένταξης και κατανομής. Για να εκτελεστεί αυτό για την περίπτωση case30, πληκτρολογούμε στο παράθυρο εντολών:

```
>> runuopf('case30')
```

Το *MATPOWER* χρησιμοποιεί έναν αλγόριθμο παρόμοιο με τον δυναμικό προγραμματισμό για να χειριστεί την αποένταξη των μονάδων. Προχωράει μέσω μιας σειράς σταδίων, όπου το στάδιο N έχει N γεννήτριες εκτός λειτουργίας, ξεκινώντας με $N = 0$.

Ο αλγόριθμος προχωρεί ως εξής:

- *Βήμα 1:* Ξεκίνα από το στάδιο μηδέν ($N = 0$), υποθέτοντας ότι όλες οι γεννήτριες είναι σε λειτουργία με όλα τα όρια στη σωστή θέση.
- *Βήμα 2:* Λύσε μια κανονική ΒΡΦ και αποθήκευσε την λύση ως την τρέχουσα καλύτερη.
- *Βήμα 3:* Πήγαινε στο επόμενο στάδιο, το $N = N + 1$. Χρησιμοποιώντας την καλύτερη λύση από το προηγούμενο στάδιο ως την βασική περίπτωση για αυτό το στάδιο, σχημάτισε μια υποψήφια λίστα γεννητριών με δεσμευμένα ελάχιστα όρια παραγωγής. Αν δεν υπάρχουν υποψήφιοι, υπερπήδησε στο βήμα 5.
- *Βήμα 4:* Για κάθε γεννήτρια της υποψήφιας λίστας, λύσε μια ΒΡΦ για να βρεις το συνολικό κόστος του συστήματος με τις γεννήτριες εκτός λειτουργίας. Εάν έχει χαμηλότερο κόστος, αντικατέστησε την τρέχουσα καλύτερη λύση με αυτήν εδώ. Σε περίπτωση που οποιαδήποτε από τις υποψήφιοι λύσεις προκάλεσε βελτίωση, γύρισε πίσω στο βήμα 3.
- *Βήμα 5:* Επέστρεψε την τρέχουσα καλύτερη λύση ως την τελική λύση.

6.2.8 Επιλογές του MATPOWER

Το *MATPOWER* χρησιμοποιεί ένα διάνυσμα επιλογών για να ελέγχει τις πολλές διαθέσιμες επιλογές. Είναι παρόμοιο με το διάνυσμα επιλογών το παραγόμενο από την συνάρτηση `fortions` των νεότερων εκδόσεων της εργαλειοθήκης βελτιστοποίησης της Matlab. Το πρότυπο διάνυσμα επιλογών του *MATPOWER* προκύπτει καλώντας την συνάρτηση `mpoption` χωρίς ορίσματα. Έτσι, πληκτρολογώντας:

```
>> runopf('case30', mproption)
```

είναι ένας άλλος τρόπος να εκτελεστεί η ΒΡΦ με όλες τις πρότυπες επιλογές.

Το διάνυσμα επιλογών του *MATPOWER* ελέγχει τα εξής:

- τον αλγόριθμο ροής φορτίου
- το κριτήριο τερματισμού της ροής φορτίου
- τις επιλογές της ροής φορτίου (π.χ. τα επιβαλλόμενα όρια παραγωγής άεργου ισχύος)
- τον αλγόριθμο ΒΡΦ
- τους πρότυπους αλγόριθμους ΒΡΦ για διαφορετικά μοντέλα κόστους
- τις παραμέτρους μετατροπής του κόστους ΒΡΦ
- το κριτήριο τερματισμού της ΒΡΦ
- τις επιλογές της ΒΡΦ (π.χ. όρια γραμμών ενεργού έναντι φαινόμενης ισχύος)
- την εκτύπωση των αποτελεσμάτων

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΑΠΕ ΚΑΙ ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

7.1 Εισαγωγή

Οι άνεμοι, δηλαδή οι μεγάλες μάζες αέρα που μετακινούνται με ταχύτητα από μία περιοχή σε κάποια άλλη [28], οφείλονται στην ανομοιόμορφη θέρμανση της επιφάνειας της Γης από την ηλιακή ακτινοβολία. Η αιολική ενέργεια είναι η ενέργεια του ανέμου που προέρχεται από τη μετακίνηση αερίων μαζών της ατμόσφαιρας. Το συνολικό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό της Ελλάδας μπορεί να καλύψει ένα μεγάλο μέρος των ηλεκτρικών αναγκών της. Η κινητική ενέργεια των ανέμων είναι τόση που, με βάση τη σημερινή τεχνολογία εκμετάλλευσής της, θα μπορούσε να καλύψει πάνω από δύο φορές τις ανάγκες της ανθρωπότητας σε ηλεκτρική ενέργεια.

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας χάνεται στα βάθη της ιστορίας. Για πολλές εκατοντάδες χρόνια η κίνηση των πλοίων στηριζόταν στη δύναμη του ανέμου, ενώ η χρήση του ανεμόμυλου ως κινητήριας μηχανής εγκαταλείπεται μόλις στα μέσα του προηγούμενου αιώνα. Είναι η εποχή που εξαπλώνονται ραγδαία τα συμβατικά καύσιμα και ο ηλεκτρισμός, ο οποίος φτάνει ως τα πιο απομακρυσμένα σημεία. Η πετρελαϊκή κρίση στις αρχές της δεκαετίας του 70, φέρνει ξανά στο προσκήνιο τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) και την αιολική ενέργεια. Στο διάστημα μέχρι σήμερα, σημειώνεται μια αλματώδης ανάπτυξη, κάτι που ενισχύεται και από την επιτακτική ανάγκη για την προστασία του περιβάλλοντος. Γίνεται πλέον συνείδηση σε όλο και περισσότερο κόσμο, πως ο άνεμος είναι μια καθαρή ανεξάντλητη πηγή ενέργειας.

Τα σύγχρονα συστήματα εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας αφορούν κυρίως μηχανές που μετατρέπουν την ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια και ονομάζονται ανεμογεννήτριες.

Η σημαντικότερη οικονομικά εφαρμογή των ανεμογεννητριών είναι η σύνδεσή τους στο ηλεκτρικό δίκτυο μιας χώρας. Στην περίπτωση αυτή, ένα αιολικό πάρκο, δηλαδή μία συστοιχία πολλών ανεμογεννητριών, εγκαθίσταται και λειτουργεί σε μία περιοχή με υψηλό αιολικό δυναμικό και διοχετεύει το σύνολο της παραγωγής του στο ηλεκτρικό σύστημα. Υπάρχει βέβαια και η δυνατότητα οι ανεμογεννήτριες να λειτουργούν αυτόνομα, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιοχές που δεν ηλεκτροδοτούνται, μηχανικής ενέργειας για χρήση σε αντλιοστάσια, καθώς και θερμότητας. Όμως, η ισχύς που παράγεται σε εφαρμογές αυτού του είδους είναι περιορισμένη, το ίδιο και η οικονομική τους σημασία.

Πολλοί ερευνητές εργάζονται για να βρουν περισσότερους αποτελεσματικούς τρόπους για αυτή την εκμετάλλευση. Η εγκατάσταση και λειτουργία των αιολικών πάρκων και των υβριδικών συστημάτων σε μικρότερα και μεγαλύτερα νησιά αποκάλυψε τα εμπόδια και τις δυνατότητες εκμετάλλευσης των ΑΠΕ. Η στοχαστική συμπεριφορά του αιολικού δυναμικού, σε συνδυασμό με τις διακυμάνσεις της ζήτησης ενέργειας από τις καταναλώσεις σε καθημερινή βάση αλλά και ανάλογα την

εποχή, περιορίζουν τη χρήση των ΑΠΕ για την ικανοποίηση χωρίς αποθήκευση ενέργειας, των ενεργειακών αναγκών των νησιών.

7.2 Χαρακτηριστικά Ανεμογεννητριών καμπύλες ισχύος

Ενδιαφέρον, για την εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού τους, έχουν οι περιοχές με ικανοποιητικές μέσες ταχύτητες ανέμου. Ένα πάρκο ανεμογεννητριών, το οποίο σε ταχύτητα 8m/sec αποδίδει 1600KW, σε ταχύτητα 4m/s αποδίδει μόνο 200 KW. Σημαντικό ρόλο παίζει ο τόπος εγκατάστασης των ανεμογεννητριών. Η ύπαρξη ανωμαλιών του εδάφους, κτιρίων, δέντρων ή εμποδίων γενικά μπορεί να δημιουργήσει στροβιλισμούς και να μειώσει την αποδοτικότητα. Πριν την επιλογή της περιοχής απαιτείται μελέτη στατιστικών μετεωρολογικών δεδομένων για τις κατευθύνσεις των κυρίαρχων ανέμων για περίοδο ενός χρόνου.

Στα νησιά του Αιγαίου, στην Κρήτη και στην Αν. Στερεά Ελλάδα οι μέσες ταχύτητες ανέμου είναι 6 - 7 m/s, με αποτέλεσμα το κόστος της παραγόμενης ενέργειας να είναι ιδιαίτερα ικανοποιητικό, γι' αυτό παρατηρείται πληθώρα έργων εκμετάλλευσης στις περιοχές αυτές. Μετά την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, υποβλήθηκαν 350 αιτήσεις για άδεια αιολικών εγκαταστάσεων.

7.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα Ανεμογεννητριών

7.3.1 Πλεονεκτήματα

Κατά αρχήν πρόκειται για "καθαρή" ενέργεια. Η χρήση μιας τουρμπίνας 600KW, σε κανονικές συνθήκες, αποτρέπει την αποβολή 1200 τόνων CO₂ ετησίως, που θα αποβάλλονταν στο περιβάλλον αν χρησιμοποιούσαμε άλλη πηγή για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όπως π.χ. άνθρακας. Δεν έχει καμιά επιβάρυνση για το περιβάλλον και ο τρόπος παραγωγής έχει αδιαμφισβήτητη ασφάλεια. Η αιολική ενέργεια είναι σήμερα η πιο φτηνή απ' όλες τις υπάρχουσες ήπιες μορφές και είναι ανεξάντλητη. Η παραγωγή ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια κατά τα 20 χρόνια λειτουργίας της ισοδυναμεί με την 80πλάσια ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για την κατασκευή, λειτουργία και καταστροφή της όταν αυτή κριθεί ανενεργή.

Το 1999 η αιολική ενέργεια κάλυψε το 10% των αναγκών για ηλεκτρισμό στη Δανία και το 2003 αναμένεται να καλύψει το 14%. Θεωρητικά, η αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού της Ευρώπης στο μέγιστο θα μπορούσε να καλύψει όλες τις ανάγκες για ηλεκτρική ενέργεια. Στην Ευρώπη, στις αρχές του 1999, πάνω από 6600MW κάλυψαν τις ανάγκες 7 εκατομμυρίων ανθρώπων.

Το συνολικό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό της Ελλάδας μπορεί να καλύψει ένα μεγάλο μέρος των ηλεκτρικών αναγκών της. Είναι γνωστό ότι η κάλυψη του 15% των ηλεκτρικών αναγκών της χώρας, που αντιστοιχεί σε 6,45 TWh, το 2001 μπορεί να επιτευχθεί οικονομικά με την ανάπτυξη των Αιολικών Πάρκων.

Οι προηγμένες τεχνολογίες, εν προκειμένω, στην αεροδυναμική, στην αντοχή των υλικών και στη μετεωρολογία, έχουν συνεισφέρει σε ετήσια αύξηση 5% στην

απόδοση ανά τετραγωνικό μέτρο έλικα (στατιστικά στοιχεία καταγεγραμμένα στη Δανία μεταξύ 1980 - 1995). Επίσης, έρευνες που γίνονται στην Ευρώπη και τις ΗΠΑ, προσανατολίζονται στη θεαματική μείωση του κόστους παραγωγής της γύρω στο 2005.

Σήμερα, ο σχετικός τομέας στη βιομηχανία προσφέρει 40.000 θέσεις εργασίας παγκοσμίως. Οι δημοσκοπήσεις σε ευρωπαϊκές χώρες, όπως Δανία, Γερμανία, Ολλανδία, Μ. Βρετανία έδειξαν ότι το 70% του πληθυσμού προτιμά την παραγωγή και χρήση αιολικής ενέργειας. Η Δανία κατέχει την πρώτη θέση στην παγκόσμια παραγωγή. Το παραγόμενο αιολικό δυναμικό στη Δανία το 1998 ήταν 1200 MW και το ίδιο έτος οι Δανοί κατασκευαστές κατείχαν το 50% της παγκόσμιας αγοράς σε ανεμογεννήτριες.

7.3.2 Μειονεκτήματα

Ένα σημαντικό μειονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι ότι εξαρτάται άμεσα από την ύπαρξη ικανοποιητικών ταχυτήτων ανέμου. Τι γίνεται όμως όταν δεν φυσάει άνεμος; Επειδή δεν υπάρχουν δυνατότητες για οικονομική αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας, επιβάλλεται να υπάρχει εφεδρεία συμβατικών σταθμών για το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των ανεμογεννητριών.

Λύση στο πρόβλημα αυτό δίνει η αντλησιοταμίευση, με την οποία η αιολική ενέργεια αποθηκεύεται με τη μορφή δυναμικής ενέργειας στη ποσότητα του νερού το οποίο βρίσκεται σε συγκεκριμένο υψόμετρο. Δύνεται έτσι η δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί μεταγενέστερα και μάλιστα σαν μια ποιοτική ηλεκτρική πηγή ενέργειας η οποία δεν προκαλεί κανένα πρόβλημα στο σύστημα.

7.4 Μέγιστο ποσοστό αιολικής διείσδυσης

7.4.1 Κριτήρια Ορθής Λειτουργίας

Σε μια προσπάθεια καθορισμού του μέγιστου οικονομικά βιώσιμου ποσοστού αιολικής διείσδυσης, πρέπει να υπογραμμιστεί ότι οι ανεμογεννήτριες είναι μηχανές μεταβαλλόμενης παραγωγής ενέργειας, δεδομένου ότι αξιοποιούν ένα φυσικό φαινόμενο με στοχαστική συμπεριφορά – τη ροή του ανέμου. Η εισαγωγή τους συνεπώς σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, πέρα από τα σημαντικά θετικά στοιχεία που προσφέρει, προκαλεί επίσης ικανό αριθμό διαταραχών (διακύμανση τάσεως – συχνότητας, ασυμμετρία δικτύου, επαγωγικά φορτία κλπ) που αν και ασήμαντες για ισχυρά δίκτυα, είναι εν τούτοις συχνά απαγορευτικές για μικρά ασθενή νησιώτικα δίκτυα. Για την αντιμετώπιση της πραγματικότητας αυτής, οι ηλεκτρικές εταιρίες (H/E) (π.χ. ΔΕΗ επιτρέπουν την ενεργειακή συμμετοχή αιολικών μηχανών μόνο σε ποσοστό 30% της στιγμιαίας ζήτησης φορτίου κατά μέγιστο, ιδιαίτερα σε νησιά που καλύπτονται με ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη στηριζόμενα σε εμβολοφόρους μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ). Το ποσοστό αυτό καθορίζεται σε συνδυασμό με το επιλεγμένο σημείο λειτουργίας των ΜΕΚ του αυτόνομου σταθμού παραγωγής (ΑΣΠ) και της ελαστικότητας φορτίου αυτών, ώστε σε περίπτωση ξαφνικής απώλειας της

παραγωγής των αιολικών μηχανών (βλάβη, πτώση ταχύτητας ανέμου) να είναι δυνατή η στιγμιαία ανάληψη του απαιτούμενου φορτίου από τις εν λειτουργία ευρισκόμενες ΜΕΚ του ΑΣΠ, χωρίς δημιουργία προβλήματος στο τοπικό δίκτυο (απώλεια φορτίου, πλήρες black out κλπ). Σε περίπτωση ύπαρξης αεροστροβίλων είτε υδροστροβίλων, λόγω της ικανότητας άμεσης ανάληψης φορτίου (χρόνος αντίδρασης περίπου 4''), παρέχεται η δυνατότητα μεγαλύτερης συμμετοχής των αιολικών μηχανών στο δίκτυο.

7.4.2 Οικονομοτεχνικά Κριτήρια

Ωστόσο, από πλευρά οικονομικής αξιολόγησης μιας αντίστοιχης επένδυσης είναι κατανοητό ότι η δημιουργία αιολικών σταθμών ονομαστικής ισχύος έως το 30% του φορτίου αιχμής του τοπικού δικτύου (προϋπόθεση έγκρισης οριοθέτησης Υ.Α. 8295195) αποτελεί άνευ πρακτικής σημασίας όριο, άρα γραφειοκρατικό περιορισμό, καθώς το μέγιστο φορτίο του δικτύου εμφανίζεται ελάχιστες φορές ετησίως. Πράγματι, από τα διαθέσιμα επίσημα στοιχεία προκύπτει ότι ο συντελεστής φορτίου των ΑΣΠ του Αιγαίου κυμαίνεται σε επίπεδα 35% έως 50%. Το γεγονός αυτό οδηγεί στο εξής πρακτικό αποτέλεσμα: «Εφόσον σε νησιώτικα δίκτυα δημιουργηθούν αιολικές εγκαταστάσεις μεγέθους ίσου με το 30% του φορτίου αιχμής του δικτύου, η δυνατότητα απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας δεν μπορεί να ξεπερνά το 10% ($\approx 0,35 \times 30\%$) έως 15% ($\approx 0,50 \times 30\%$) της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης του νησιού, ακόμα και στην απίθανη περίπτωση πλήρους συγχρονισμού υψηλής ζήτησης ενέργειας και υψηλής ταχύτητας ανέμου». Πιο συγκεκριμένα, με βάση εκτεταμένη έρευνα που παρουσιάστηκε στο παρελθόν βασισμένη σε πραγματικά αναλυτικά στοιχεία, η μέγιστη ενεργειακή συμμετοχή των προτεινόμενων αιολικών πάρκων σε νησιά όπως η Σύρος, η Άνδρος και η Κέα (μη διασυνδεδεμένα την εποχή εκείνη) δεν ξεπερνά το 9% ετησίως.

Συνεπώς, βάσει των παραπάνω προκύπτει ότι το θεωρητικό μέγιστο της αιολικής διείσδυσης σε απομονωμένα δίκτυα, στα οποία λειτουργούν ΑΣΠ, δεν υπερβαίνει το 15% ενώ στην πραγματικότητα η επιτυγχάνομενη μέγιστη διείσδυση – απουσία έργων αποθήκευσης αιολικής / ηλεκτρικής ενέργειας – δεν υπερβαίνει το 8% ετησίως.

Για την επιβεβαίωση της ισχύουσας πραγματικότητας, υπενθυμίζεται ότι η ΔΕΗ – μετά από ισχυρές πιέσεις – σε συμφωνίες αγοράς αιολικής ενέργειας από ιδιώτες παραγωγούς (P.P.A.), ακόμα και σε μεγάλα νησιά με σαφώς ισχυρότερο δίκτυο, όπως η Κρήτη, εγγυάται την είσοδο των αιολικών πάρκων μεγέθους ίσου με το 30% του φορτίου αιχμής του δικτύου, ενώ σε μικρότερα νησιά όπως π.χ. η Χίος, οι ώρες εγγυημένης αιολικής απορρόφησης σε πλήρη ανάπτυξη των αιολικών πάρκων κυμαίνονται στην περιοχή των 4000 ÷ 4500 ωρών κατά έτος.

Συνοψίζοντας, καθίσταται προφανές ότι σε περίπτωση εξάντλησης του ορίου του 30% της επιτρεπόμενης διείσδυσης αιολικής ισχύος σε ένα ασθενές ηλεκτρικό δίκτυο, η απορρόφηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας θα κυμαίνεται σε ποσοστά μικρότερα του 30% περιορίζοντας αντίστοιχα και τα αναμενόμενα έσοδα,

καθιστώντας τις αιολικές επενδύσεις μη βιώσιμες. Αντίθετα, για την επίτευξη ικανοποιητικών εσόδων απαιτείται η εγκατάσταση αιολικών σταθμών μεγέθους έως το 10% του φορτίου αιχμής του κάθε δικτύου, ώστε να είναι δυνατή η απρόσκοπτη συμμετοχή τους στο τοπικό ενεργειακό ισοζύγιο. Οι προσπάθειες ευρύτερης αξιοποίησης των ΑΠΕ και ιδιαίτερα της Αιολικής Ενέργειας, στα αυτόνομα δίκτυα των νησιών, παρά το γεγονός του θαυμάσιου Αιολικού Δυναμικού που επικρατεί στην περιοχή τον Αιγαίου, δεν είχαν μέχρι σήμερα τα επιθυμητά αποτελέσματα, διότι από την αρχή της εγκατάστασής τους έγινε προσπάθεια προσαρμογής της λειτουργίας των ανεμογεννητριών (Α/Γ) στις ιδιαιτερότητες των πετρελαϊκών μονάδων των ΑΣΠ. Έτσι, οι Α/Γ έπαιζαν βοηθητικό ρόλο με συνέπεια η οικονομική διείσδυση των παραδοσιακών Α/Γ στα νησιά, οι οποίες χρησιμοποιούν ασύγχρονες γεννήτριες σταθερών στροφών μέχρι σήμερα να μένει σε ποσοστά κάτω του 10%. Αυτό συμβαίνει διότι οι Α/Γ αυτές είναι ανελαστικές στην λειτουργία τους και λόγω των στιγμιαίων διακυμάνσεων της ισχύος τους δυσχεραίνουν σε μεγάλο βαθμό την συνεργασία τους με τα αυτόνομα δίκτυα ιδιαίτερα τις περιόδους μειωμένης ζήτησης. Επιπλέον, η εγκατάσταση παραδοσιακών Α/Γ μεγάλου σχετικά μεγέθους από ιδιώτες επενδυτές στα νησιά επιδεινώνει ακόμη περισσότερο την συνεργασία τους με τα αυτόνομα δίκτυα λόγω των σχετικά αυξημένων στιγμιαίων διακυμάνσεων της ισχύος τους, και έχει σαν συνέπεια να κάνει τη λειτουργία των πετρελαϊκών μονάδων ακόμη πιο αντικοινωνική (αυξημένη ειδική κατανάλωση, μεγαλύτερη καταπόνηση του εξοπλισμού, συχνότερες βλάβες, παροχή σχετικά μεγαλύτερης αέργου ισχύος λόγω μείωσης της ενεργού ισχύος τους κλπ.).

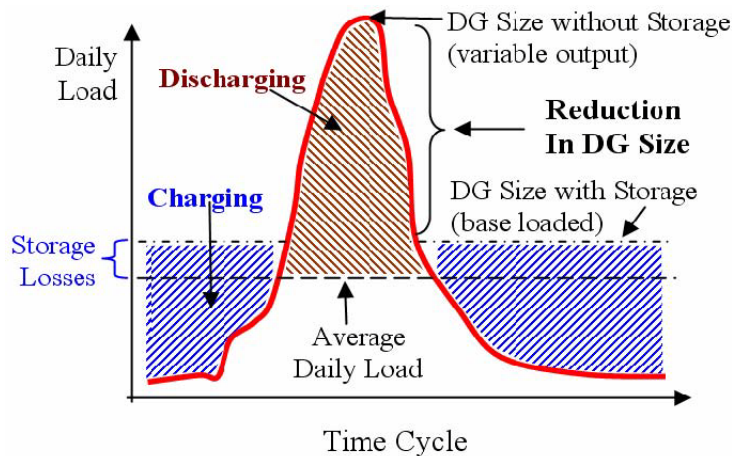
Από τεχνικής πλευράς όλα δείχνουν ότι οι πετρελαϊκές μονάδες έχουν εξαντλήσει τα περιθώρια και τις δυνατότητες οικονομικότερης παροχής Η/Ε στα αυτόνομα δίκτυα. Η εξήγηση είναι απλή και βρίσκεται στο γεγονός του χαμηλού βαθμού απόδοσης της μεθόδου μετατροπής της χημικής ενέργειας του καυσίμου σε Η/Ε και των άλλων δυσχερειών που προαναφέρθηκαν. Αυτός είναι εξάλλου και ο λόγος που οι πετρελαϊκοί σταθμοί με τα σημερινά δεδομένα δεν αποσβένονται ποτέ. Κατά συνέπεια κάθε προσπάθεια βελτίωσης της συνεργασίας των Α/Γ με τις πετρελαϊκές μονάδες ή προσαρμογής της λειτουργίας τους σε αυτές με διατήρηση του κυρίαρχου ρόλου των πετρελαϊκών μονάδων στα αυτόνομα συστήματα των νησιών δεν θα είχε επιτυχία. Έπρεπε λοιπόν να αναζητηθούν άλλες μέθοδοι ριζικής αντιμετώπισης της ανορθόδοξης και ενεργοβόρου αυτής εξέλιξης.

7.5 Υβριδικά συστήματα

7.5.1 Λόγοι ανάπτυξης υβριδικών συστημάτων στα ελληνικά νησιά

Η αιολική ενέργεια και η γεωθερμία προσφέρονται σήμερα πολύ ευνοϊκά για παραγωγή και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά [35], τόσο από την άποψη του υψηλού δυναμικού όσο και του χαμηλού κόστους παραγωγής. Αργότερα, με την εξέλιξη της τεχνολογίας των φωτοβολταϊκών, αναμένεται να συνεισφέρει και η ηλιακή ενέργεια (περί το 2020).

Η στοχαστική μορφή της ενέργειας των ΑΠΕ (πχ της αιολικής ενέργειας με αιχμές παραγωγής και περιόδους νηνεμίας) και η ανάγκη αποθήκευσης μέρους της παραγόμενης ενέργειας σε σύγκριση με τη μέση ημερήσια ζήτηση (πρακτικά ένα φορτίο βάσεως) παρουσιάζεται στο Σχήμα 7.1. Είναι ένα διάγραμμα που αναφέρεται στο εγγύς μέλλον όπου γενικά οι ΑΠΕ θα καλύπτουν και το φορτίο βάσεως ενώ αποθήκευση θα προσφέρεται στις αιχμές και περιόδους μη διαθεσιμότητας των ΑΠΕ.



Σχήμα 7.1 Κάλυψη και φορτίου βάσης από ΑΠΕ – Αποθήκευση για αιχμές και μη διαθεσιμότητα

Τα οφέλη της αποθήκευσης, εκτός από τη μεγάλη διείσδυση αιολικής και ηλιακής ενέργειας, είναι πολλά όπως η ενίσχυση του δικτύου με ισχύ και ενέργεια, η αποφόρτιση των δικτύων μεταφοράς, οι επικουρικές υπηρεσίες στο δίκτυο, η αξιοπιστία και ποιότητα, και άλλα.

7.5.2 Συμβατικά Υβριδικά Συστήματα

Προτείνεται η ανάπτυξη των υβριδικών συστημάτων, όπου οι ΑΠΕ μπορούν να λειτουργήσουν παράλληλα με αυτόνομους σταθμούς παραγωγής ενέργειας (ΘΗΣ) οι οποίοι είναι ήδη διαθέσιμοι σε μερικά νησιά. Οι ΘΗΣ αποτελούνται από νηξελομηχανές που λειτουργούν με πολύ μεγάλο κόστος ανά kWh. Αυτά τα συστήματα λειτουργούν στα ελληνικά νησιά, τα οποία δεν είναι συνδεδεμένα στο ηπειρωτικό δίκτυο. Τα απλά υβριδικά συστήματα (γνωστά ως πρώτης γενιάς) αποκάλυψαν πολλές ασυμβατότητες μεταξύ ΑΠΕ και ΘΗΣ όπως διακυμάνσεις συχνότητας και τάσης. Σε κάθε περίπτωση ο ΘΗΣ χρησιμοποιούταν ως η κύρια πηγή ενέργειας και τα ηλιακά και αιολικά συστήματα ως η δευτερεύουσα πηγή καλύπτοντας μόνο το 10% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης. Παρά ταύτα η δυνατή επιθυμία της κυβέρνησης και των τοπικών αρχών για μεγαλύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών οδήγησε στην ανάπτυξη των υβριδικών συστημάτων δεύτερης γενιάς. Σε αυτά τα συστήματα, η κύρια ιδέα είναι η χρήση πολλαπλών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας οι οποίες λειτουργούν αυτόνομα και οι θερμικές μηχανές οι οποίες θα χρησιμοποιούνται μόνο αν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή από τις

ΑΠΕ. Ένα καλό παράδειγμα ενός υβριδικού συστήματος δεύτερης γενιάς βρίσκεται στο νησί της Κύθνου, όπου μια ανεμογεννήτρια (500 kW), ένας υδροηλεκτρικός σταθμός (100 kW) και ένας ΘΗΣ (1990 kW) λειτουργούν παράλληλα. Χρησιμοποιούνται επιπλέον οι μπαταρίες ως μέσα αποθήκευσης. Ένα άλλο ενδιαφέρον υβριδικό σύστημα δεύτερης γενιάς βασίζεται στη συνεργασία μεταξύ ανεμογεννητριών και μικρών αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών συστημάτων, τα οποία λειτουργούν παράλληλα με τους ΘΗΣ. Αυτός ο τύπος συστημάτων προτείνεται για νησιά των οποίων το φορτίο είναι μεγάλο και η χρήση μπαταριών είναι απαγορευτική. Η διείσδυση των συστημάτων ΑΠΕ στο τοπικό δίκτυο του νησιού χρησιμοποιώντας μπαταρίες ως μέσα αποθήκευσης αναμένεται να φτάσει μόνο το 50% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης. Χρησιμοποιώντας όμως υδροηλεκτρικούς σταθμούς ως μέσα αποθήκευσης, η διείσδυση μπορεί να φτάσει το 80%.

7.5.3 Φιλοσοφία ανάπτυξης υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ

Φυσικό επακόλουθο της πολύχρονης εμπειρίας και των εξειδικευμένων γνώσεων από τη μια μεριά, που αποκτήθηκαν σταδιακά και είναι συσσωρευμένες στο διάσπαρτο στελεχιακό δυναμικό της ΔΕΗ και της συστηματικής ανάλυσης των παραπάνω προβλημάτων, εμποδίων και οικονομικών λειτουργικών στοιχείων από την άλλη ήταν η έρευνα, η ανάπτυξη και η εφαρμογή κατάλληλων για κάθε περίπτωση υβριδικών συστημάτων. Βασικό κριτήριο σχεδιασμού των συστημάτων αυτών ήταν η εξασφάλιση ευστάθειας στο δίκτυο όταν διακόπτεται η λειτουργία όλων των πετρελαϊκών μονάδων. Με λίγα λόγια οι Α/Γ έπρεπε να γίνουν βασική πηγή ενέργειας. Επιπλέον η χρήση Α/Γ μεταβλητών στροφών με δυνατότητα ταχείας ρύθμισης ενεργού και παροχή έργου ισχύος τους λύνει τα προβλήματα στην πηγή τους πριν δηλαδή παρουσιαστούν και συμβάλει καθοριστικά στην εξασφάλιση ευστάθειας του δικτύου. Έτσι αποφεύγονται επενδύσεις πρόσθετου εξοπλισμού αντιστάσεων απόρριψης φορτίου και το κυριότερο δυσάρεστα για τους καταναλωτές μεταβατικά φαινόμενα και αστάθειας του δικτύου. Στις περιπτώσεις τέλος που είναι δυνατό να προσαρμοστεί η στοχαστική εμφάνιση της αιολικής ενέργειας στη ζήτηση μέσω ενδιάμεσης μεσοπρόθεσμης (της τάξης μερικών 24ώρων) αποθήκευσης ενέργειας (π.χ. μπαταρίες για μικρά συστήματα, λιμνοδεξαμενές και παραγωγή υδρογόνου για μεγαλύτερα κλπ.) τότε η οικονομική διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα δίκτυα μπορεί να ξεπεράσει ποσοστά της τάξης του 90%. υβριδικά συστήματα ΑΠΕ του είδους αυτού που προέκυψαν σαν αποτέλεσμα πολυετών προσπαθειών και αναζητήσεων είναι το αντικείμενο της εν λόγω εργασίας και περιγράφονται συνοπτικά στην συνέχεια.

7.5.4 Υβριδικό σύστημα αποτελούμενο από ΑΠΕ και συμβατικές μονάδες παραγωγής

Υβριδικά συστήματα θεωρούνται τα αυτόνομα ενεργειακά συστήματα βέλτιστης συνεργασίας περισσότερων πηγών ενέργειας με στόχο τη μέγιστη οικονομική διείσδυση των ΑΠΕ στα δίκτυα που συνδέονται.

Στο πάνελ του ενεργειακού συστήματος της Ικαρίας που αποτελείται από τις συμβατικές μονάδες και τα αιολικά συστήματα, έρχεται τώρα να προστεθεί και ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, που όπως ειπώθηκε στη προηγούμενη παράγραφο, θα δώσει λύση σε πάρα πολλά προβλήματα.

Με τον όρο αντλησιοταμίευση εννοούμε την αποθήκευση ενέργειας με άντληση νερού σε δεξαμενές που βρίσκονται σε ικανοποιητική υψομετρική διαφορά από το σημείο άντλησης. Η αποθηκευμένη με τον τρόπο αυτό ενέργεια αποδίδεται με την αντίστροφη λειτουργία του αντλητικού συγκροτήματος ή με την εισαγωγή παράλληλα με το αντλητικό συγκρότημα, μιας ανεξάρτητης υδροτροβλικής μονάδας. Με τον τρόπο αυτό η στοχαστική αιολική ενέργεια μετατρέπεται υπό τη μορφή της δυναμικής ενέργειας του νερού σε ενέργεια «εγγυημένης ισχύος». Επιτυγχάνεται έτσι σημαντική εξοικονόμηση καυσίμων, βελτίωση του βαθμού απόδοσης των μονάδων παραγωγής καθώς και βελτίωση της ποιότητας ισχύος με την άρση των επιπτώσεων στη διακύμανση της τάσης και της συχνότητας σε απότομες μεταβολές του φορτίου.

7.5.4.1 Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τα δίκτυα

Τα συστήματα αποθήκευσης έχουν δύο βασικές παραμέτρους, την ισχύ και την ενέργεια. Η διάρκεια της εκφόρτισης είναι ο χρόνος εκφόρτισης στην ονομαστική ισχύ μετά από πλήρη φόρτιση, πχ ισχύς 1MW με ικανότητα αποθήκευσης 3 MWh εκφράζεται 1 MW για 3 ώρες. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης αναφέρονται σε απ' ευθείας αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (όπως υπέρ-πυκνωτές-supercaps και υπεραγώγιμη μαγνητική ενέργεια-SMES σε εξέλιξη) και σε έμμεση αποθήκευση, δηλαδή με την μετατροπή σε μια άλλη μορφή ενέργειας στον κύκλο, όπως είναι η μηχανική ενέργεια (στατική και δυναμική), η ηλεκτροχημική με αξιόλογο αριθμό τεχνολογιών σε εξέλιξη, η θερμική ενέργεια και η θερμοχημική ενέργεια.

Οι πλέον ώριμες σήμερα τεχνολογίες αποθήκευσης (κύκλος AC to AC) με αξιόλογες εφαρμογές στα ηλεκτρικά δίκτυα και με γνωστό κόστος είναι:

- Οι αντλητικοί / υδροηλεκτρικοί σταθμοί ή αναστρέψιμοι ΥΗΣ (μηχανική αποθήκευση, στατική), και
- Οι συσσωρευτές μολύβδου (L/A) κυρίως και σε ημιεμπορική χρήση οι (flow batteries) Νατρίου-Θείου (NaS), Βαναδίου Redox (VRB), Ψευδαργύρου-Βρωμίου (ZnBr), ενώ σε μικρά μεγέθη οι ιόντων λιθίου (Li-ion), Καδμίου-Νικελίου (NiCd) και Nickel Metal Hybrid (NiMH) (ηλεκτροχημική αποθήκευση).

Οι συσσωρευτές NaS, VRB, ZnBr ανήκουν σε μια νέα σχετικά τεχνολογία ηλεκτροχημικής αποθήκευσης (flow batteries) με μερικές επιδεικτικές εφαρμογές από εταιρείες ηλεκτρισμού καθώς και μερικές ημιεμπορικές εφαρμογές. Η τεχνολογία τους βασίζεται στις αρχές λειτουργίας των κυψελών καυσίμου (fuel cells) και η ισχύς τους αποσυνδέεται από την αποθηκευτική ικανότητα η οποία συναρτάται με την ποσότητα του ηλεκτρολύτη. Αυτό δίδει μια ευελιξία στη σχεδίαση του κατάλληλου κεντρικού συστήματος αποθήκευσης για τα μικρά νησιά. Άλλες τεχνολογίες

βρίσκονται σε διάφορα στάδια έρευνας και ανάπτυξης ή ακόμη και σε περιορισμένης έκτασης εφαρμογές.

Από την άποψη των εφαρμογών στα ηλεκτρικά δίκτυα, διακρίνονται σε τεχνολογίες αποθήκευσης για την εξυπηρέτηση των αιχμών και εξομάλυνση της καμπύλης ζήτησης για περίοδο εκφόρτισης συνήθως από μισή έως 8 ώρες ημερησίως και σε τεχνολογίες αποθήκευσης που βελτιώνουν την ποιότητα και αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας με μικρή χρονική διάρκεια εκφόρτισης στο δίκτυο τοπικά (1 έως 60 sec) και με ισχείς στην περιοχή 0,1 έως 2 MW.

Γενικά, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τα δίκτυα πρέπει να είναι υψηλού βαθμού απόδοσης, ευέλικτα στη λειτουργία τους με μεγάλη διάρκεια ζωής, χαμηλό κόστος λειτουργίας-συντήρησης και χαμηλό κόστος επένδυσης.

7.5.4.2 Συνήθειες εφαρμογές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τα δίκτυα

Οι συνήθειες εφαρμογές σήμερα είναι οι μεγάλοι κεντρικοί αντλητικοί-υδροηλεκτρικοί σταθμοί που στην καλύτερη περίπτωση συνδυάζονται και με την εκμετάλλευση του υδροηλεκτρικού δυναμικού. Σκοπός είναι η εξομάλυνση της καμπύλης ζήτησης χρησιμοποιώντας νυχτερινό φορτίο με χαμηλό κόστος για άντληση ώστε να είναι εφικτή η λειτουργία των μεγάλων θερμικών ή και πυρηνικών μονάδων (πάνω από το τεχνικά ελάχιστο φορτίο) και αποδίδοντας ισχύ με υδροηλεκτρική εκμετάλλευση στις ώρες αιχμής με υψηλή τιμή, προσφέροντας και επικουρικές υπηρεσίες στο δίκτυο. Τέτοιοι σταθμοί λειτουργούν στην Ελλάδα (ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα και ΥΗΣ Θησαυρού στο Νέστο) με συνολική ισχύ 615 MW.

Οι εφαρμογές των αντλητικών-υδροηλεκτρικών σταθμών άρχισαν το 1890 στην Ευρώπη (Ελβετία, Ιταλία) και το 1933 αναπτύχθηκαν οι αναστρέψιμες υδροηλεκτρικές μονάδες. Τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί τεχνολογίες μεταβλητών στροφών με ηλεκτρονικά ισχύος που βελτιώνουν το βαθμό απόδοσης και την ευελιξία στη λειτουργία. Οι μονάδες αυτές καλύπτουν σχεδόν κάθε μέγεθος με χρόνο εκφόρτισης από μερικές ώρες μέχρι μερικές ημέρες και ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται από 70% ως 78%. Υπάρχουν σήμερα πάνω από 90GW εγκατεστημένη ισχύς τέτοιων μονάδων στον κόσμο που αντιστοιχεί στο 3% περίπου της όλης εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής. Χαρακτηρίζονται από μακρό χρόνο μελέτης-κατασκευής και υψηλό κόστος επένδυσης, ενώ αποτελούν την πιο καθιερωμένη μορφή αποθήκευσης στα ηλεκτρικά συστήματα για τη διαχείριση της ενέργειας, ρύθμιση συχνότητας-τάσεως και στρεφόμενη εφεδρεία. Αρκετές τέτοιες εγκαταστάσεις μεγάλου μεγέθους που ξεπερνούν τα 1.000MW σε ισχύ έχουν κατασκευασθεί και λειτουργούν κυρίως στην Ιαπωνία και ΗΠΑ λόγω των πυρηνικών σταθμών.

Είναι προφανές ότι αυτός ο κύκλος του συστήματος αποθήκευσης όταν γίνεται με χρήση νυχτερινής ενέργειας που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα (λιγνίτης, άνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) προσαυξάνει τις εκπομπές CO₂ και άλλων αερίων ρύπων με πρόσθετα περιβαλλοντικά αλλά και σοβαρά οικονομικά

προβλήματα ιδιαίτερα από το 2013 στα πλαίσια της εμπορίας των εκπομπών (ETS, Emission Trading Scheme). Επομένως, τα συστήματα αποθήκευσης στο μέλλον πρέπει να συνεργάζονται κυρίως με τις μονάδες παραγωγής ΑΠΕ ή και άλλες κεντρικές ή αποκεντρωμένες μονάδες παραγωγής με αποδοτικές και καθαρές τεχνολογίες.

Εφαρμογές αποκεντρωμένων συστημάτων αποθήκευσης για τα δίκτυα (και τα μικροδίκτυα) είναι ακόμη πολύ περιορισμένες αλλά αναμένεται να αναπτυχθεί η αγορά στο εγγύς μέλλον. Οι εξελίξεις στη βελτίωση των τεχνολογιών σε συνδυασμό με τις νέες συνθήκες της αγοράς και τις νέες δομές στον ηλεκτρικό τομέα οδηγούν σε μια νέα περίοδο όπου η αποθήκευση σε συνδυασμό με τις ΑΠΕ μπορεί να αποτελέσει μια οικονομική πηγή ενέργειας. Οι βοηθητικές υπηρεσίες στο δίκτυο είναι μια αγορά που τώρα ανοίγει για τα συστήματα αποθήκευσης, όπως και οι απαιτήσεις των καταναλωτών για αξιοπιστία και ποιότητα παροχής που μπορούν αυτά να εξυπηρετήσουν.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

Η ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΗΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ

8.1 Εισαγωγή

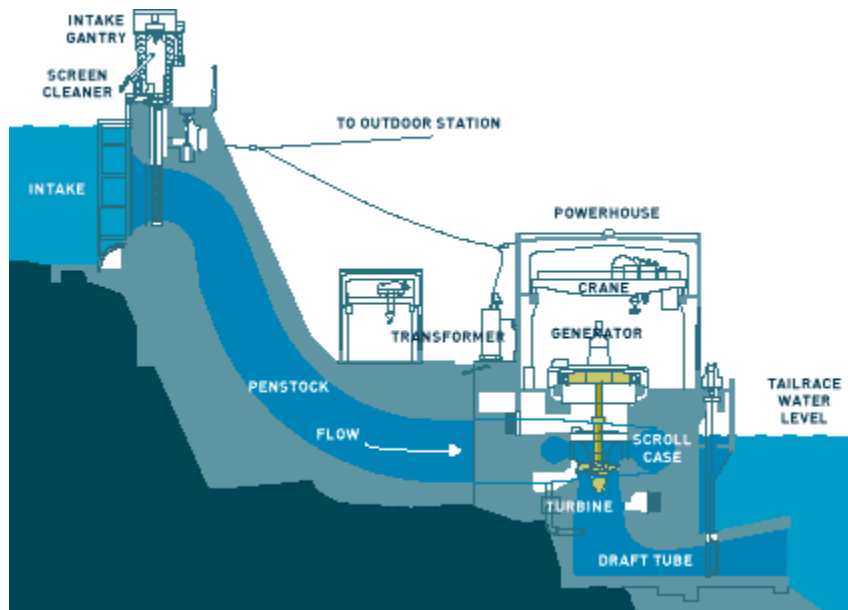
Η εξασφάλιση της ευστάθειας και της ασφάλειας σε ένα απομονωμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί έργο σημαντικά δυσκολότερο από ότι στα διασυνδεδεμένα συστήματα. Τούτο προκύπτει εξαιτίας του ότι τα απομονωμένα ενεργειακά συστήματα χαρακτηρίζονται από τις ακόλουθες ιδιαιτερότητες:

- Τις συχνά έντονες διακυμάνσεις στη ζήτηση ισχύος.
- Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά των θερμοηλεκτρικών γεννητριών του συστήματος παραγωγής (τεχνικά ελάχιστα, ρυθμός ανάληψης φορτίου, κλπ).
- Την αδυναμία υποστήριξης τους από άλλα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) μέσω έγχυσης ισχύος σε καταστάσεις ανάγκης (emergency states) ή ακραίες καταστάσεις (in extremis states).
- Τη σημαντική διείσδυση μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) μη εγγυημένης παραγωγής ισχύος.

Ειδικότερα για τον ελλαδικό χώρο, το σύνολο των απομονωμένων ενεργειακών νησιωτικών συστημάτων στηρίζει την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος σε αυτόνομους πετρελαϊκούς σταθμούς παραγωγής. Η σημαντική διείσδυση ΑΠΕ μη εγγυημένης παραγωγής ισχύος στα συστήματα αυτά, και ειδικότερα αιολικής ισχύος, δυσχεραίνει σημαντικά τη διατήρηση της ευστάθειας και της ασφάλειάς τους. Ωστόσο, η διείσδυση ΑΠΕ στα ελληνικά απομονωμένα ενεργειακά συστήματα, επιβάλλεται για διάφορους λόγους, οι κυριότεροι από τους οποίους είναι:

- Η επίτευξη των εθνικών στόχων του Κιότο.
- Η απεξάρτηση από τη χρήση εισαγόμενων πρωτογενών μορφών ενέργειας.
- Η μείωση του κόστους παραγωγής.

Η επίτευξη των ανωτέρω στόχων αντιπαρατίθεται με την ανάγκη της ασφαλούς παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος. Ο περιορισμός της διείσδυσης μη εγγυημένης ισχύος ΑΠΕ στα απομονωμένα ενεργειακά συστήματα προκύπτει ως αναπόφευκτη συνέπεια.



Σχήμα 8.1 Λειτουργία σταθμού αντλησιοταμίευσης

8.2 Πλεονεκτήματα της μεθόδου

Η επιδίωξη της αύξησης των επιπέδων διείσδυσης του ανέμου στα ηλεκτρικά συστήματα, και συγκεκριμένα στις περιπτώσεις απομονωμένων νησιωτικών ηλεκτρικών δικτύων, απαιτεί την υλοποίηση κατάλληλων μεθόδων αποθήκευσης της ενέργειας [33]. Αυτή η απαίτηση συχνά επιβάλλεται μέσω τεχνικών περιορισμών στις συμβατικές μονάδες παραγωγής, καθώς και μέσω περιορισμών ευστάθειας όταν αντιμετωπίζουμε πηγές που έχουν έντονες τυχαίες διακυμάνσεις, όπως είναι η αιολική ενέργεια. Όταν το μέγεθος του συστήματος ισχύος αυξάνει πέρα από λίγες εκατοντάδες kW, τότε η αποθήκευση σε μπαταρίες και άλλα τέτοια παρόμοια μέσα αποθήκευσης ενέργειας παύουν να είναι τεχνικά και οικονομικά ελκυστικά, αφήνοντας την αντλησιοταμίευση ως τη μοναδική εφαρμόσιμη και βιώσιμη λύση. Αυτά τα συστήματα απαιτούν έναν σταθμό συστημάτων αντλιών/στροβίλων και δύο ευμεγέθους ταμιευτήρες νερού, με κατάλληλο κάθετο διαχωρισμό, τυπικά της τάξης των μερικών εκατοντάδων μέτρων.

Η χρήση υβριδικών αιολικών-υδροηλεκτρικών συστημάτων για παραγωγή ισχύος σε νησιά ή άλλες μη διασυνδεδεμένες περιοχές φαίνεται να είναι η καλύτερη λύση για να ξεπεραστούν τα προβλήματα αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας, αλλά και της διείσδυσης του ανέμου στο δίκτυο [3]. Για μικρά νησιά με χαμηλή εγκατεστημένη ισχύ, η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης φαίνεται να είναι ο πλέον ελπιδοφόρος τρόπος για την εκμετάλλευση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού σε υψηλό βαθμό διείσδυσης. Σε μεγαλύτερα νησιά, μια τέτοια ενεργειακή μονάδα θα μπορούσε να αντικαταστήσει μια ή περισσότερες βασικές θερμικές μονάδες, καθιστώντας έτσι την επένδυση πιο επικερδή. Ένα επιπλέον πλεονέκτημα της μονάδας αντλησιοταμίευσης είναι η δυνατότητα χρήσης του αποθηκευμένου στους ταμιευτήρες νερού για σκοπούς ύδρευσης και άρδευσης του νησιού, καθώς και για προστασία από τις πυρκαγιές. Επιπλέον, η λειτουργία ενός τέτοιου υβριδικού συστήματος θα είναι σημαντική για

την αντιμετώπιση των αναμενόμενων κλιματικών αλλαγών, είτε βελτιώνοντας την ευστάθεια του ηλεκτρικού δικτύου(πως αντιμετωπίζονται οι κλιματικές αλλαγές με τη βελτίωση της ευστάθειας του δικτύου), είτε ενσωματώνοντας μια μονάδα αφαλάτωσης για παραγωγή καθαρού πόσιμου νερού στο νησί.

Τα οφέλη της αντλησιοταμίευσης στη δυναμική ασφάλεια του συστήματος εκδηλώνονται κυρίως στις αιχμές του συστήματος, στη στρεφόμενη εφεδρεία, στα αποθέματα έκτακτης ανάγκη , στη ρύθμιση της συχνότητας και στις διαδικασίες. Καθώς η αγορά ενέργειας αναδιαμορφώνεται, οι μονάδες αντλησιοταμίευσης θα αντιμετωπίσουν τον ανταγωνισμό της αγοράς ανεξάρτητα ως μια οικονομική οντότητα.

Η μέθοδος ποσοτικής αποτίμησης του οφέλους κατά τη διάρκεια των αιχμών, και την εξοικονόμηση άνθρακα χρησιμοποιεί ευρέως διαδεδομένες αρχές ισοδύναμης αποτίμησης. Σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά των ήδη υπάρχοντων μονάδων παραγωγής ισχύος, αυτή η υπόθεση χρησιμοποιεί το σύστημα που περιλαμβάνει μονάδα αντλησιοταμίευσης ως το βασικό σχέδιο, και το σύστημα που χρησιμοποιεί θερμικές μονάδες παραγωγής για να αντικαταστήσουν τις αντλησιοταμιευτικές μονάδες ως αναπληρωματικό σχέδιο. Οι διαφορές των δύο σχεδίων είναι τα οφέλη που προκύπτουν όσον αφορά τις αιχμές και την εξοικονόμηση άνθρακα από την αντλησιοταμίευση. Οι παράγοντες-κλειδιά για να εκτιμηθεί το κέρδος βασίζονται στο ότι το αναπληρωματικό σχέδιο θα είναι ισοδύναμο με το βασικό σχέδιο στις παρακάτω όψεις. Πρώτον, το αναπληρωματικό σύστημα θα μπορεί να προσφέρει στο δίκτυο την ίδια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας. Δεύτερον, θα μπορεί να ρυθμίζει τις διαφορές μεταξύ ανώτερου και κατώτερου σημείου να είναι οι ίδιες. Τρίτον, κάθε μονάδα παραγωγής θα μπορεί να λειτουργεί συντεταγμένα με την κάθε άλλη. Τέταρτον, θα μπορεί να εγγυηθεί το βέλτιστο του όλου συστήματος. Πέμπτον, λειτουργεί συστηματικά και έχει την ίδια αξιοπιστία με το βασικό σύστημα.

Με τη συνεχή παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας θα μπορούσαν να μειωθούν οι διαφορές που παρουσιάζονται στο δίκτυο μεταξύ της βάσης και της αιχμής της ζήτησης. Ειδικά αφού η μονάδα αντλησιοταμίευσης τεθεί σε λειτουργία, θα μπορούσε αυτή να αναλάβει τις αιχμές ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου αντί να τις αναλάβουν οι υψηλού κόστους θερμικές μονάδες και να μειωθεί έτσι η κατανάλωση καυσίμου του συστήματος. Έτσι θα μπορούσε να ανακουφιστεί το δίκτυο από το βάρος των θερμικών μονάδων παραγωγής, και έτσι να λειτουργεί κάτω από τις βέλτιστες συνθήκες, να βελτιωθεί ο βαθμός χρήσης και η απόδοση λειτουργίας των θερμικών μονάδων, καθώς και να μειωθεί η κατανάλωση άνθρακα. Το κέρδος θα προκύψει από την εξοικονόμηση άνθρακα και θα φέρει σημαντικό δυνατό κέρδος στις θερμικές μονάδες παραγωγής.

8.3 Βελτίωση της ποιότητας ισχύος με τη χρήση A/T

Δύο είναι τα σημαντικά σημεία στα οποία αποσκοπεί η χρήση συστήματος αντλησιοταμίευσης [33]. Το πρώτο σημείο είναι η αποκοπή των ακρότατων ισχύος. Τα συνήθη τεχνικά ελάχιστα ισχύος αυξάνουν με την άντληση και την αποθήκευση

ενέργειας ενώ τα ημερήσια μέγιστα παραλαμβάνονται από τις υδροτροβιλικές μονάδες. Έτσι οι μονάδες παραγωγής μπορούν να ρυθμιστούν να λειτουργούν στο μέγιστο δυνατό βαθμό απόδοσής τους με προφανή αποτελέσματα στην εξοικονόμηση καυσίμου για την ίδια αποδιδόμενη ισχύ.

Το δεύτερο σημαντικό σημείο είναι η δυνατότητα διείσδυσης μονάδων μη εγγυημένης ισχύος, όπως τα αιολικά πάρκα σήμερα. Η δυνατότητα αυτή συμβάλλει τα μέγιστα στην απρόσκοπτη διείσδυση των αιολικών συστημάτων με προφανή, σημαντική μείωση των απαιτούμενων καυσίμων ή άλλων μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η αποθήκευση ανανεώσιμης ενέργειας δεν έχει εφαρμοστεί πλατιά αν και η χρηματοοικονομική διαχείριση τέτοιων έργων έχει παρουσιάσει ελκυστικά αποτελέσματα για επενδύσεις. Οι λόγοι είναι πολλοί, ο βασικότερος από αυτούς είναι η συγκέντρωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλους σταθμούς, πολλές τάξεις μεγέθους μεγαλύτερους αυτών των σταθμών μη εγγυημένης ισχύος (συνήθως αιολικών). Η ραγδαία ανάπτυξη αιολικών σταθμών σε περιοχές όπου το δίκτυο είναι ασθενές και σε απομονωμένα συστήματα, οδηγεί στη διαχείριση της ισχύος σε τοπικό και όχι μόνο επίπεδο για την άρση των προβλημάτων που θεραπεύονται μέσω της γρήγορης αποθήκευσης και, κυρίως απολαβής ενέργειας, κύριο χαρακτηριστικό των αντλησιοταμιευτήρων.

Τα απομονωμένα ασθενή δίκτυα, σε απομακρυσμένες περιοχές, παρουσιάζουν προβλήματα ποιότητας ισχύος, προβλήματα που μεγαλώνουν με τη διείσδυση αιολικών πάρκων μεγάλης ισχύος σε σχέση με τις τοπικές καταναλώσεις. Στις περιπτώσεις αυτές, η αποθήκευση αμβλύνει τα προβλήματα αυτά, μεγαλώνοντας τη δυνατότητα διείσδυσης στο δίκτυο αιολικών σταθμών. Οι αντλησιοταμιευτήρες που εξυπηρετούν τέτοιες περιπτώσεις, μπορούν να έχουν ισχύ της τάξης μεγέθους των τοπικών φορτίων ή και μεγαλύτερη και επιτρέπουν τη βέλτιστη διαχείριση τόσο του αιολικού δυναμικού όσο και του ευρύτερου δικτύου μεταφοράς και διανομής.

8.4 Πολιτικές λειτουργίας αντλησιοταμιευτικών συστημάτων

8.4.1 Δομικά συστατικά του συστήματος

Το σύστημα της αντλησιοταμίευσης αποτελείται από μια συστοιχία αντλιών [26], από τη μονάδα του υδροτροβίλου, από τις δεξαμενές, από τους αγωγούς προσαγωγής και από μια ΑΠΕ, η οποία είναι συνήθως ένα αιολικό πάρκο. Το πώς συνεργάζονται όλες αυτές οι μονάδες μεταξύ τους το αναλύουμε ακριβώς παρακάτω.

8.4.2 Πιθανές καταστάσεις λειτουργίας

Όπως ήδη αναφέραμε, ένας υβριδικός σταθμός αποτελείται από μονάδες αντλησιοταμίευσης και ένα ή περισσότερα αιολικά πάρκα [26], όλα εκ των οποίων είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο του νησιού. Η βασική παραδοχή είναι ότι όποτε λειτουργούν τα αιολικά πάρκα του υβριδικού σταθμού, η έγχυση ισχύος στο δίκτυο από αυτά θα πρέπει να ισορροπείται από τις αντλίες του συστήματος. Έτσι, στην

ουσία, η ενέργεια που παράγεται από το υβριδικό αιολικό πάρκο αποθηκεύεται και δεν εγχέεται στο δίκτυο. Επομένως, δεν μειώνει το διαθέσιμο περιθώριο διείσδυσης των υπολοίπων αιολικών που υπήρχαν στο δίκτυο. Αυτή η ενέργεια που αποθηκεύεται στην άνω δεξαμενή μπορεί να ανακτηθεί μέσω του υδροστροβίλου, κάτι που προτιμάται να γίνεται στις ώρες αιχμής κάθε μέρας, υποκαθιστώντας ακριβές μονάδες αιχμής. Η μόνη περίπτωση στην οποία μπορεί να αποδώσει το υβριδικό αιολικό ισχύ στο δίκτυο χωρίς να λειτουργούν οι αντλίες είναι όταν τα υπόλοιπα αιολικά δεν έχουν φτάσει το όριο διείσδυσής τους, οπότε αυτό το περίσσευμα δίνεται για το υβριδικό αιολικό.

Δεδομένου ότι οι υδροστρόβιλοι είναι πλήρως εντάξιμες μονάδες, μπορούν να αντικαταστήσουν τις θερμικές όχι μόνο στην παραγωγή ενέργειας αλλά και στην εγκατεστημένη ισχύ. Για να είναι αυτό δυνατό, ειδικά σε περιόδους με χαμηλή ταχύτητα ανέμου, θα πρέπει να έχουμε άντληση από το δίκτυο, δηλαδή απορρόφηση ενέργειας από τις θερμικές μονάδες για τη λειτουργία των αντλιών (έως 30% της ισχύος που απορροφάται συνολικά από τις αντλίες στη διάρκεια ενός έτους). Η άντληση από το δίκτυο προγραμματίζεται, όπως ήταν αναμενόμενο, για τις ώρες που έχουμε μικρή ζήτηση φορτίου.

Οι βασικές λειτουργίες του υβριδικού σταθμού είναι οι εξής:

- Λειτουργία υδροστροβίλου: Η ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στο άνω ταμιευτήρα ανακτάται μέσω του υδροστροβίλου. Οι αντλίες του συστήματος και το αιολικό πάρκο δεν λειτουργούν.
- Λειτουργία αντλιών: Η ενέργεια που παράγεται από το υβριδικό αιολικό αποθηκεύεται μέσω άντλησης. Ο υδροστρόβιλος δεν λειτουργεί.
- Άντληση από το δίκτυο: Μια παραλλαγή της προηγούμενης κατάστασης, όπου η ενέργεια που καταναλώνεται στις αντλίες προέρχεται και από τις θερμικές μονάδες του δικτύου
- Παραγωγή υβριδικού αιολικού πάρκου: Το υβριδικό αιολικό πάρκο εγχέει ισχύ στο δίκτυο, χωρίς ταυτόχρονη λειτουργία των αντλιών. Αυτό συμβαίνει μόνο όταν τα υπόλοιπα αιολικά δεν έχουν φτάσει το όριο διείσδυσής τους, οπότε αυτό το περίσσευμα δίνεται για το υβριδικό αιολικό, και επειδή αυτό είναι κάτι που συμβαίνει σπάνια, δεν δίνουμε ιδιαίτερη σημασία σε αυτή τη λειτουργία.
- Λειτουργία υδροστροβίλων και αντλιών: Συμβαίνει όταν καταναλώνεται ισχύς στις αντλίες και ταυτόχρονα λειτουργεί ο υδροστρόβιλος. Το σημαντικό στοιχείο αυτής της λειτουργίας είναι ότι μπορεί να απορροφήσει ενέργεια από το αιολικό πάρκο ακόμα και όταν έχει προγραμματιστεί η λειτουργία του υδροστροβίλου. Αν δεν γινόταν αυτό, θα έπρεπε να απορριφτεί η παραγόμενη ενέργεια από το αιολικό πάρκο. Απαραίτητη είναι η ύπαρξη διπλού κυκλώματος αγωγών για την ταυτόχρονη κατεύθυνση του νερού και προς τις δυο κατευθύνσεις.
- Λειτουργία αιολικού πάρκου και υδροστροβίλου: Σε αυτή την περίπτωση, λειτουργεί ο υδροστρόβιλος και το αιολικό πάρκο εγχέει ενέργεια απευθείας στο δίκτυο. Στην ουσία το αιολικό πάρκο αντικαθιστά τον υδροστρόβιλο, ο οποίος όμως μένει σε λειτουργία για να καλύψει τυχόν απώλειες της αιολικής ισχύος,

δηλαδή αποτελεί ένα είδος εφεδρείας. Με αυτόν τον τρόπο, μειώνονται οι απώλειες, αφού η παραγόμενη ενέργεια από το αιολικό δεν περνάει από το σύστημα αντλησιοταμίευσης, αλλά αποδίδεται απευθείας στο δίκτυο. Επίσης στην περίπτωση του ενός αγωγού, έχουμε τη δυνατότητα να μην απορρίπτουμε την αιολική παραγωγή όταν λειτουργεί ο υδροστρόβιλος. Το αρνητικό είναι ότι τον επενδυτή τον συμφέρει να εγγχεί ισχύ από τον υδροστρόβιλο στο δίκτυο και όχι από το αιολικό διότι η τιμή πώλησης της ενέργειας είναι σχεδόν διπλάσια.

Μια άλλη σκέψη για τη λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος είναι να λειτουργεί με την ονομαστική του ισχύ τις ώρες που έχουμε αιχμή στο δίκτυο. Αυτό όμως δημιουργεί ορισμένα βασικά προβλήματα. Αρχικά. Η λειτουργία του υδροστρόβιλου στα ονομαστικά του μεγέθη είναι πιθανό κάποιες στιγμές να μειώνει το περιθώριο διείσδυσης της αιολικής ισχύος στο δίκτυο με αποτέλεσμα να θίγονται τα συμφέροντα των υφιστάμενων αιολικών πάρκων. Επίσης, επειδή θα πρέπει να υπάρχει μεγάλη ποσότητα εγγυημένης ισχύος, θα είναι πιο έντονο το φαινόμενο της άντλησης από το δίκτυο. Αυτό συμφέρει από τη μια τον επενδυτή, αφού ο λόγος της τιμής πώλησης προς τη τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας είναι περίπου 1,5:1, αλλά ο διαχειριστής του συστήματος αναγκάζεται σε μεγαλύτερες δαπάνες για καύσιμα.

Τέλος, ο προγραμματισμός της παραγωγής μπορεί να είναι είτε ωριαίος είτε ημερήσιος. Ο ωριαίος είναι προτιμότερος για μικρά υβριδικά συστήματα και προσφέρει καλύτερη εκμετάλλευση του ταμιευτήρα, άρα χρειάζεται μικρότερη δεξαμενή. Από την άλλη, για μεγάλους υβριδικούς σταθμούς, η επιλογή της ημερήσιας λειτουργίας είναι μονόδρομος και επιβάλλει και μια σχετική αύξηση του όγκου του ταμιευτήρα καθώς θα έχουμε απορροή νερού μόνο τις ώρες αιχμής.

8.4.3 Τρέχον νομοθετικό πλαίσιο για μη διασυνδεδεμένα νησιά στην Ελλάδα [17]

8.4.3.1 Γενικές αρχές προγραμματισμού

- Ο προγραμματισμός λειτουργίας όλου του παραγωγικού δυναμικού του συστήματος γίνεται σε ημερήσια βάση, για κάθε ημέρα κατανομής. Όλα τα στοιχεία, δηλώσεις και αποτέλεσμα του προγραμματισμού διενεργούνται κατά την προηγούμενη ημέρα.
- Η συμμετοχή υβριδικών σταθμών (ΥΒΣ) στην αγορά γίνεται στη βάση της προσφερόμενης ημερήσιας ενέργειάς τους από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής. Κάθε ΥΒΣ θα υποβάλλει προσφορά ημερήσιας ενέργειας παραγωγής, η οποία θα μεταφράζεται σε προγραμματισμό παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων αξιοποίησης της αποθηκευμένης ενέργειας από τον διαχειριστή του συστήματος του νησιού. Ο διαχειριστής για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού δύναται να απαιτήσει μέρος ή το σύνολο της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ. Ο διαχειριστής θα διασφαλίζει την κατά προτεραιότητα διάθεση της προσφερόμενης ενέργειας ΥΒΣ, κατά τρόπο που θα προσαρμόζεται στην

ημερήσια καμπύλη φορτίου, ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα για την λειτουργία του συστήματος. Κατ' εξαίρεση επιτρέπεται σε παραγωγό από ΥΒΣ να επικαιροποιήσει τη δήλωση διαθεσιμότητας του σταθμού του μία μόνο φορά εντός της ημέρας κατανομής (π.χ. στις 12:00), για δήλωση πρόσθετης παραγωγής έως ένα ποσοστό της εγγυημένης ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή ο Διαχειριστής επιστρέφει επικαιροποιημένο πρόγραμμα παραγωγής στον παραγωγό.

- Κάθε ΥΒΣ προκειμένου να αποδώσει την εγγυημένη ισχύ και ενέργεια όταν αυτή απαιτείται από τον διαχειριστή, έχει το δικαίωμα να απορροφήσει ενέργεια από το δίκτυο, προκειμένου για την πλήρωση του ταμιευτήρα. Ο διαχειριστής θα διασφαλίζει τη κατανομή της ζητούμενη ενέργειας στη διάρκεια της ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη την ισχύ των αποθηκευτικών μονάδων κάθε ΥΒΣ, σύμφωνα με την οικεία άδεια παραγωγής, και πάντως πριν από την έναρξη της παροχής της εγγυημένης ενέργειας, κατά τρόπο που θα προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου, ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα για την λειτουργία του συστήματος.
- Ο διαχειριστής θα καθορίζει σε ετήσια βάση το όριο (ή τη μεθοδολογία προσδιορισμού) της μέγιστης δυνατής ισχύος και ενέργειας απορρόφησης από το Δίκτυο σε ημερήσια βάση, βάσει οικονομικών και τεχνικών κριτηρίων που σχετίζονται με τις δυνατότητες των συμβατικών μονάδων του συστήματος, το προφίλ της ζήτησης και τους όρους τιμολόγησης της ενέργειας που απορροφούν από το δίκτυο οι ΥΒΣ για την παροχή της εγγυημένης ισχύος τους. Με βάση το όριο αυτό, για κάθε ημέρα κατανομής, θα προκύπτει το μέγιστο ημερήσιο περιθώριο απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο ανά ώρα και συνολικά.
- Οι κανόνες λειτουργίας εφαρμόζονται ισότιμα σε όλους τους ΥΒΣ. Όπου προκύπτει θέμα επιμερισμού, εφαρμόζεται πρακτική αναλογική με βάση τα εγγυημένα μεγέθη ΥΒΣ.

8.4.3.2 Γενικές αρχές τιμολόγησης των ΥΒΣ

Σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του νόμου 3468/2006 και του σχετικού Κανονισμού Αδειών, διακρίνεται ξεχωριστή τιμολόγηση της ενέργειας (που απορροφάται από ή παρέχεται στο Δίκτυο) και της διαθεσιμότητας ισχύος των υβριδικών σταθμών:

- Η τιμολόγηση της ενέργειας που παρέχεται στο δίκτυο από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής ΥΒΣ θα πρέπει να βασίζεται και να προσαρμόζεται στο πραγματικά αποφευγόμενο κόστος λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος του νησιού όπου συνδέονται.
- Ομοίως η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από το Δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης ΥΒΣ θα πρέπει να βασίζεται και να προσαρμόζεται στο πραγματικά επιβαλλόμενο κόστος λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος για την εξυπηρέτηση της άντλησης.

- Τέλος η τιμολόγηση της διαθέσιμης ισχύος ΥΒΣ θα πρέπει να βασίζεται και να προσαρμόζεται στο πραγματικά αποφευγόμενο κόστος ανάπτυξης του αυτόνομου δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος, σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του νόμου 3468/2006 και του σχετικού Κανονισμού Αδειών.
- Καθόσον καθιερώνεται τίμημα για διαθεσιμότητα εγγυημένης ισχύος, καθιερώνεται επίσης και επιβολή προστίμου για τη συστηματική και καταχρηστική αδυναμία διάθεσης μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος ΥΒΣ στις ημέρες κατανομής που απαιτείται από τον αρμόδιο Διαχειριστή. Το επιβαλλόμενο πρόστιμο πρέπει να αντανakλά το κόστος εγκατάστασης πρόσθετου δυναμικού για την εξυπηρέτηση της ζήτησης, το οποίο προκαλείται από τη μη παροχή των εγγυημένων μεγεθών του ΥΒΣ. Η επιβολή τέτοιου προστίμου πρέπει να είναι συμβατή με ανάλογη επιβολή προστίμου και σε συμβατικές ή άλλες ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής για τις οποίες προβλέπεται τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος.

8.4.3.3 Λειτουργία αγοράς

8.4.3.3.1 Δηλώσεις κατά την προηγούμενη ημέρα για την επόμενη ημέρα κατανομής

- Την προηγούμενη ημέρα της ημέρας κατανομής, ο Διαχειριστής, εκτιμώντας τις ανάγκες του συστήματος σε ενέργεια και επικουρικές υπηρεσίες, και προκειμένου για την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση του νησιού και την ασφαλή λειτουργία ή και οικονομική του συστήματος, εκδίδει την πρόβλεψη για παροχή εγγυημένης ενέργειας από ΥΒΣ. Η πρόβλεψη αυτή αφορά τη συνολική ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται να παράσχει την ημέρα κατανομής κάθε ΥΒΣ, ανά ώρα κατανομής.
- Η πρόβλεψη παροχής εγγυημένης ενέργειας συνιστά αίτημα του Διαχειριστή για απόδοση μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας από κάθε ΥΒΣ κατά τις ώρες αιχμής της ζήτησης όπως αυτές έχουν καταγραφεί στην άδεια παραγωγής κάθε ΥΒΣ, ή και άλλες ώρες της ημέρας κατανομής, υπό τον περιορισμό της συνολικής Εγγυημένης Ενέργειας κάθε ΥΒΣ.
- Εν δυνάμει, οποιαδήποτε ημέρα κατανομής, ο διαχειριστής του συστήματος δύναται να απαιτήσει από τον ΥΒΣ τη διάθεση της εγγυημένης ενέργειας, η οποία κατά την κατάστρωση του προγράμματος φόρτισης των μονάδων δεν αντιστοιχεί κατά ανάγκη ούτε σε προκαθορισμένες ώρες, ούτε σε πλήρη ισχύ.
- Κάθε ΥΒΣ, αμέσως μετά τη γνωστοποίηση από τον Διαχειριστή της ανάγκης παροχής εγγυημένης ισχύος και ενέργειας, και εφόσον απαιτείται, υποβάλλει δήλωση διαθεσιμότητας ενέργειας και δήλωση απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο, για την ημέρα κατανομής που ακολουθεί (ημερήσια προσφορά και απορρόφηση ενέργειας).

- Στην δήλωση διαθεσιμότητας ενέργειας ο ΥΒΣ δηλώνει την ενέργεια που μπορεί να αποδώσει την ημέρα κατανομής. Σε περίπτωση που ο αρμόδιος διαχειριστής δεν έχει ζητήσει την παροχή εγγυημένης ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ, η δήλωση υποβάλλεται ελεύθερα για κάθε ΥΒΣ, σύμφωνα με τις δυνατότητές του. Η δήλωση αυτή επικαιροποιείται μία φορά εντός της ημέρας κατανομής.
- Στη δήλωση απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο, ο ΥΒΣ δηλώνει την ενδεχόμενη συνολική ποσότητα ενέργειας που επιθυμεί να απορροφήσει από το δίκτυο, προκειμένου να ανταποκριθεί στην απαίτηση για παροχή εγγυημένης ισχύος και Ενέργειας.
- Η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για πλήρωση του ταμιευτήρα του ΥΒΣ δικαιολογείται μόνο σε περίπτωση απαίτησης του διαχειριστή για παροχή μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας του σταθμού.
- Η μη δυνατότητα απόδοσης της εγγυημένης ενέργειας δεν διαχωρίζεται ως προς την αιτία, είτε οφείλεται σε έλλειμμα αποθεμάτων στον ταμιευτήρα είτε σε βλάβη λειτουργίας εξοπλισμού του ΥΒΣ που δεν επιτρέπει την πλήρη εκμετάλλευση των αποθεμάτων
- Η εγγυημένη ισχύς ενός ΥΒΣ δύναται να αποδίδεται από όλες τις μονάδες παραγωγής του ΥΒΣ, σύμφωνα με τους όρους της σχετικής άδειας παραγωγής. Η συμμετοχή των μονάδων ΑΠΕ στην παροχή της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας δεν μπορεί να υπερβαίνει το ποσοστό που αναφέρεται στην οικεία άδεια παραγωγής.

8.4.3.3.2 Ημερήσιος προγραμματισμός

- Ακολούθως των δηλώσεων διαθεσιμότητας των κατανεμόμενων (συμβατικών και λοιπών) μονάδων, Ο διαχειριστής του συστήματος, καταρτίζει το 24ωρο πρόγραμμα φόρτισης των μονάδων αυτών, καθώς και το πρόγραμμα απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο, με βάση τα παραπάνω στοιχεία, και ακολουθώντας τους συγκεκριμένους κανόνες και αρχές λειτουργίας του Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ.
- Ο διαχειριστής διασφαλίζει την κατά προτεραιότητα διάθεση της ενέργειας των ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ έναντι των συμβατικών μονάδων. Η απόδοση της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής του ΥΒΣ θα προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου του νησιού, κατά προτεραιότητα στις αιχμές αυτής (αποκοπή / εξομάλυνση), και κατά τρόπο ώστε να διασφαλίζεται το βέλτιστο τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα για τη λειτουργία του συστήματος..
- Σε περιπτώσεις αίτησης μέρους της συνολικής εγγυημένης ενέργειας των ΥΒΣ, η οποία δύναται να καλυφθεί από περισσότερους του ενός ΥΒΣ, Ο διαχειριστής επιμερίζει στους ΥΒΣ την απαιτούμενη ενέργεια αναλογικά με την εγγυημένη ισχύ/ενέργεια εκάστου ΥΒΣ.
- Η παροχή της ημερήσιας ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής ΥΒΣ που αξιοποιούν την αποθηκευμένη ενέργεια στον ταμιευτήρα του σταθμού,

υπόκειται σε εντολές κατανομής από τον διαχειριστή, και ιδίως για μείωση της παραγωγής μέχρι ενός προκαθορισμένου επιπέδου (π.χ. 40% της ονομαστικής ισχύος των μονάδων που λειτουργούν), παρέχοντας την υπόλοιπη ισχύ των μονάδων ως στρεφόμενη εφεδρεία, προκειμένου να μην απορρίπτεται ενέργεια άλλων μονάδων ΑΠΕ που λειτουργούν στο σύστημα. Για την αξιοποίηση τυχόν αποθηκευμένης ενέργειας ΥΒΣ σταθμού η οποία δεν αξιοποιείται λόγω των εντολών μείωσης της παραγωγής από τον διαχειριστή, μπορεί να διοχετευτεί στο δίκτυο με σχετική τροποποίηση του ημερήσιου προγράμματος παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ, σύμφωνα και με την επικαιροποιημένη δήλωση διαθεσιμότητας ΥΒΣ που δύναται να υποβάλλει ο παραγωγός εντός την ημέρας κατανομής. Αν ο παραγωγός δεν υποβάλλει τέτοια δήλωση, ο διαχειριστής τροποποιεί το πρόγραμμα παραγωγής του ΥΒΣ και ενημερώνει εγκαίρως τον παραγωγό.

- Ο διαχειριστής μπορεί να ζητήσει από ΥΒΣ την παροχή επικουρικών υπηρεσιών, όπως ιδίως ρύθμιση συχνότητας και τάσης, όπως άλλωστε πράττει και για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής του συστήματος.
- Ο διαχειριστής διασφαλίζει την απαιτούμενη ενέργεια για την κάλυψη των αναγκών απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο, πέραν της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, προσαρμόζοντας τη ζητούμενη ενέργεια στην κοιλάδα της ημερήσιας καμπύλης φορτίου του νησιού κατά προτεραιότητα στις ώρες χαμηλού φορτίου αυτής, κατά τρόπο ώστε να μην διαταράσσεται η ομαλή και οικονομική λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής, και μέχρι εξαντλήσεως του ημερήσιου περιθωρίου απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο.
- Τα αιτήματα απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο εξυπηρετούνται αναλογικά με την Εγγυημένη Ισχύ και Ενέργεια καθενός εξ αυτών.

8.4.3.3.3 Κατανομή - ειδικοί κανόνες και αρχές λειτουργίας

- Ο προγραμματισμός ένταξης και φόρτισης των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ (π.χ. υδροστρόβιλοι) για την απόδοση της προσφερόμενης ενέργειας θα πρέπει να διασφαλίζει την κατά προτεραιότητα, έναντι των συμβατικών μονάδων, παροχή της ενέργειας αυτής. Η προτεραιότητα αυτή περιορίζεται αποκλειστικά για λόγους ασφάλειας της λειτουργίας του συστήματος. Κατά συνέπεια, ο προγραμματισμός φόρτισης των ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ πρέπει να προσαρμόζεται στους τεχνικούς περιορισμούς που εισάγει η λειτουργία των κύριων μονάδων βάσης του συστήματος, όπως για παράδειγμα είναι τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων και οι ελάχιστοι χρόνοι κράτησης ή λειτουργίας των μονάδων αυτών. Ειδικότερα, τα τεχνικά ελάχιστα καθορίζονται ανά τύπο μονάδων και σε καμία περίπτωση δεν υπερβαίνουν το 40% της ονομαστικής ισχύος της μονάδας. Ειδικά για τις νέες μονάδες ΜΕΚ, ΣΚ και αμμοστροβλικές που εγκαθίστανται σε μεγάλα συστήματα, δεν υπερβαίνουν το 35%. Ας προς τον ελάχιστο χρόνο κράτησης/λειτουργίας, εκτιμώνται κατ' αρχάς ως εφικτά τα εξής όρια ανά τύπο μονάδας:

- Για ατμοστροβλικές μονάδες και μονάδες συνδυσασμένου κύκλου: ελάχιστη κράτηση 3 ώρες, ελάχιστη λειτουργία 15 ώρες και σε εξαιρετικές περιπτώσεις, κατά παρέκκλιση (ιδίως για παλαιές μονάδες), έως 5 ημέρες. Η παρέκκλιση θα προβλέπεται και θα παρέχεται σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ.
- Για μονάδες ΜΕΚ: ελάχιστη κράτηση 3 ώρες, ελάχιστη λειτουργία 3 ώρες
- Για αεριοστροβλικές μονάδες: οι ελάχιστοι χρόνοι είναι μικρότεροι της μιας ώρας
- Οι ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ, εντασσόμενες στο σύστημα, υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες, οι οποίες διαθέτουν ευελιξία φόρτισης και λειτουργίας, προκειμένου να απορροφηθεί από το σύστημα η παραγωγή όλων των άλλων εγκατεστημένων αιολικών σταθμών στο νησί, εκτός αυτών του ΥΒΣ. Η ευελιξία αυτή αναφέρεται στη δυνατότητα υποφόρτισής τους μέχρι το τεχνικό τους ελάχιστο για τη διατήρηση της αναγκαίας στρεφόμενης εφεδρείας για κάλυψη ενδεχόμενης απώλειας της αιολικής παραγωγής. Συνεπώς, μπορεί ενδεχομένως κατά τη λειτουργία των ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ, και προκειμένου να απορροφηθεί αιολική παραγωγή, η αποδιδόμενη ισχύς των ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ να μειώνεται μέχρι ένα προκαθορισμένο κάτω όριο φόρτισης, το οποίο πρέπει να αντιστοιχεί στο τεχνικό ελάχιστο των υποκαθιστάμενων συμβατικών μονάδων (π.χ. 40%)
- Επίσης οι ελεγχόμενες μονάδες ΥΒΣ πρέπει να συμμετέχουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας για κάλυψη πιθανής απώλειας αιολικής παραγωγής, όπως οι υποκαθιστάμενες συμβατικές μονάδες.
- Η επιπλέον απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο, πέραν της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, για εξασφάλιση της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ, θα πραγματοποιείται κυρίως τις ώρες χαμηλού φορτίου και θα προσαρμόζεται στην κοιλιάδα της καμπύλης φορτίου από τον διαχειριστή ΜΔΝ, εξασφαλίζοντας την απορρόφηση της απαιτούμενης ενέργειας.
- Όταν ζητείται από τον αρμόδιο διαχειριστή, οι παραγωγοί με ΥΒΣ αιτούνται απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο που υπερβαίνει το περιθώριο ημερήσιας απορρόφησης από το δίκτυο, τα αιτήματα των παραγωγών ΥΒΣ θα ικανοποιούνται ισότιμα και αναλογικά της εγγυημένης τους ισχύ και ενέργεια.
- Προκειμένου να ελαχιστοποιείται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο, για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης ΥΒΣ, πρέπει να χρησιμοποιείται στον μέγιστο βαθμό ενέργεια που παράγουν οι μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού. Με το σκεπτικό αυτό, το ποσοστό του αρ. 10, παρ. 2 του Ν.3468/06 θεωρείται ότι πρέπει να ορίζεται ίσο με 100%.
- Η εξασφάλιση της ισορροπίας μεταξύ της παραγόμενης ισχύος ΑΠΕ και της απορροφούμενης ισχύος από τις αποθηκευτικές μονάδες του ΥΒΣ (π.χ. αντλίες) θα πρέπει να επιτυγχάνεται με τεχνικά μέσα (π.χ. με αντλίες μεταβλητής ισχύος, οι οποίες θα παρακολουθούν σε σχεδόν πραγματικό χρόνο την παραγωγή των Α/Γ του υβριδικού σταθμού). Θα πρέπει επίσης σε πραγματικό χρόνο να

διασφαλίζεται ότι οι αποκλίσεις ισχύος μεταξύ παραγωγής ΑΠΕ και λειτουργίας αποθηκευτικών μονάδων θα πρέπει να κυμαίνονται σε ποσοστά $\pm 10\%$ της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ με μέσες τιμές δεκαπενταλέπτου, ενώ κατά το πέρασ της ημέρας η διαφορά στη συνολική ενέργεια δεν πρέπει να υπερβαίνει το $\pm 5\%$ της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του ΥΒΣ (λαμβανομένης υπόψη της δυνατότητας που τυχόν παρασχέθηκε από τον Διαχειριστή για απ' ευθείας έγχυση ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ ΥΒΣ στο δίκτυο). Επισημαίνεται ωστόσο ότι οι ανάγκες ευστάθειας του συστήματος μπορεί να επιβάλλουν σε ορισμένες περιπτώσεις τον περιορισμό της ισχύος εξόδου των μονάδων ΑΠΕ του ΥΒΣ, με ταυτόχρονη μείωση και της ισχύος άντλησης, ώστε να διατηρείται η μεταξύ τους ισορροπία.

- Ο αρμόδιος διαχειριστής, προκειμένου να μην περιορίσει την παραγωγή σταθμών ΑΠΕ, και ιδίως αιολικών σταθμών, σε συγκεκριμένη ώρα κατανομής, οφείλει να εκδώσει εντολή σε ΥΒΣ για απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο, εφόσον δεν έχει εξαντληθεί η δυνατότητα απορρόφησης του ΥΒΣ. Η εντολή δίδεται σε κάθε ΥΒΣ, αναλογικά με σχετική δήλωση των ΥΒΣ που υποβάλλεται την προηγούμενη της ημέρας κατανομής στον διαχειριστή και αφορά σε συγκεκριμένη ισχύ λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων ανά ώρα κατανομής. Η απορροφούμενη ενέργεια από το δίκτυο, κατόπιν ρητής εντολής κατά τα ως άνω, δεν προσμετρείται στον περιορισμό του 30% της απορρόφησης από το δίκτυο.

8.4.3.3.4 Κανόνες τιμολόγησης

Σε εφαρμογή των γενικών αρχών τιμολόγησης της παρεχόμενων υπηρεσιών από ΥΒΣ, παρατίθενται ακολούθως ειδικότεροι κανόνες.

- Η αποζημίωση της διαθεσιμότητας ισχύος υπολογίζεται με βάση το κόστος νέου συμβατικού σταθμού, σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν. 3468/2006. Η εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ για την οποία εισπράττεται τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος, προσδιορίζεται στην άδεια παραγωγής του σταθμού. Δεν λαμβάνεται υπόψη το κόστος εγκατάστασης μιας μονάδας παραγωγής σε υφιστάμενο σταθμό, αλλά το κόστος κατασκευής νέου σταθμού στο νησί, παρότι σε ορισμένα νησιά η κατασκευή νέου σταθμού δεν φαίνεται πολύ πιθανή. Η δυνατότητα όμως, εισόδου νέων παραγωγών στα νησιά, βάσει του ισχύοντος θεσμικού πλαισίου, επιβάλλει την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος ΥΒΣ με τον τρόπο αυτό.
- Σύμφωνα και με το πνεύμα του νόμου, η τιμολόγηση της παραγόμενης από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής ΥΒΣ (π.χ. υδροστροβίλους) πρέπει να αντανακλά το αποφευγόμενο κόστος παραγωγής, δηλαδή το μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων αιχμής που απεντάσσονται ή υποφορτίζονται. Περαιτέρω, σύμφωνα με την Απόφαση Δ6/Φ1/οικ.5707/3.04.2007, οι τιμές με τις οποίες τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο του νησιού από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης, καθώς και η

αποζημίωση για τη διαθεσιμότητα ισχύος των ΥΒΣ, είναι ενιαίες για όλους τους ΥΒΣ που λειτουργούν στο νησί, υπό την προϋπόθεση ότι αυτοί χρησιμοποιούν την ίδια τεχνολογία και λειτουργούν με τους ίδιους όρους και περιορισμούς. Για τους λόγους αυτούς, οι τιμές πώλησης και αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να καθορίζονται εκ των προτέρων με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος των μονάδων αιχμής και των μονάδων βάσης αντίστοιχα, όπως αυτές ορίζονται στην παραπάνω Απόφαση. Ειδικότερα για την παρεχόμενη ενέργεια από τις ελεγχόμενες μονάδες ΥΒΣ, η τιμή αγοράς της ενέργειας αυτής παραμένει η ίδια, ακόμα και σε περίπτωση εισόδου σημαντικής ισχύος ΥΒΣ σε ένα νησί, οι οποίοι υποκαθιστούν και ενέργεια μέσου φορτίου, ή και φορτίου βάσης.

- Το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων μεταβάλλεται σε βάθος χρόνου, ανάλογα με την κατά περίπτωση ανάπτυξη της συμβατικής παραγωγής, γεγονός που πρέπει να αποτυπώνεται στις συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, που θα συναφθούν μεταξύ παραγωγού από ΥΒΣ και Διαχειριστή ΜΔΝ. Ο νόμος ήδη περιλαμβάνει σχετική πρόβλεψη, υπό τη μορφή δυνατότητας αναπροσαρμογής, η οποία είναι σκόπιμο να ενσωματωθεί ως ρητή πρόβλεψη στην Άδεια Παραγωγής και τις Συμβάσεις που θα συνάπτονται (Άρθ.13, παρ.7). Στην αναπροσαρμογή των τιμών πρέπει να λαμβάνονται υπόψη και οι ουσιαστικές μεταβολές που πραγματοποιούνται στη δομή του συστήματος παραγωγής του νησιού, αλλά και η οικονομική βιωσιμότητα των ΥΒΣ.
- Οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του ΥΒΣ υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες μέσου ή και υψηλού φορτίου ή ακόμα και φορτίου βάσης, οι οποίες παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία και πραγματοποιούν την πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, καθώς και την κύρια ρύθμιση τάσης. Συνεπώς, οι μονάδες του ΥΒΣ θα πρέπει να παρέχουν ανάλογες υπηρεσίες, οι οποίες δεν μπορούν να τιμολογηθούν ως επικουρικές υπηρεσίες, στον βαθμό που δεν τιμολογούνται οι αντίστοιχες υπηρεσίες για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής των νησιών.
- Ο υπολογισμός προστίμου, λόγω συστηματικής αδυναμίας διάθεσης της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ όταν απαιτείται από το Διαχειριστή, θα γίνεται σε ετήσια περίοδο, με βάση τις ημέρες όπου υπήρξε αίτημα του Διαχειριστή για απόδοση της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας, την σχετική μη πλήρωση της υποχρέωσης από τον ΥΒΣ, την απορρόφηση ενέργειας για πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης, και τις ενδεχόμενες επιπτώσεις σε περικοπή φορτίου.
- Το επιβαλλόμενο πρόστιμο θα ενεργοποιείται, πάνω από ένα ποσοστό ημερών αστοχίας, ακολούθως θα αποδίδει επιεική και αναλογική αποζημίωση, και θα καταλήγει σε αυστηρό μέγεθος ποινής, στις περιπτώσεις μεγάλης αστοχίας.

Προτείνεται η ακόλουθη μεθοδολογία

1. Για κάθε ημέρα κατανομής d αιτήσεως από τον διαχειριστή μέρους η συνόλου της εγγυημένης ενέργειας υπολογίζεται ένας δείκτης αστοχίας που εκφράζει την ποσοστιαία διαφορά μεταξύ της αιτούμενης ενέργειας και της πραγματικά δοθείσας

$$\Delta d = \frac{\alpha_d E_{EG} - E_{RT,d}}{\alpha_d E_{EG}}, \quad (8.1)$$

όπου:

α_d : ποσοστό της εγγυημένης ενέργειας που ζητήθηκε την ημέρα κατανομής d , (τιμές στο διάστημα $(0,1]$)

E_{EG} : Η εγγυημένη ενέργεια του ΥΒΣ

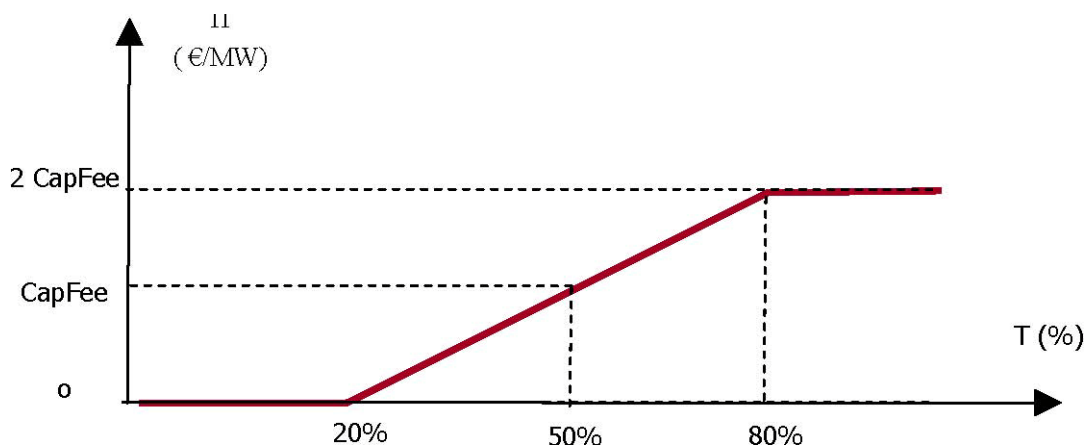
$E_{RT,d}$: η τελικώς δοθείσα ενέργεια από ΥΒΣ της ημέρα κατανομής d , κατά τις ώρες κατανομής που ζητήθηκε η παροχή εγγυημένης ενέργειας και ισχύος

Ο ημερήσιος δείκτης αστοχίας Δd λαμβάνει τιμές στο διάστημα $[0,1]$.

2. Ακολούθως, υπολογίζεται η μέση τιμή του άνω όρου για κάθε τρίμηνο (τα τρίμηνα αντιστοιχούν στις εποχές του έτους), με βάση τον αριθμό ημερών k αιτήσεως από τον Διαχειριστή μέρους η συνόλου της εγγυημένης ενέργειας

$$T = \frac{1}{k} \sum_{d \in k} \Delta d \quad (8.2)$$

3. Τέλος με βάση τον μέσο τριμηνιαίο όρο αστοχίας T_a , το πρόστιμο Π που αντιστοιχεί σε κάθε τρίμηνο υπολογίζεται σε €/MW ως εξής:



Σχήμα 8.2 Υπολογισμός προστίμου σε κάθε τρίμηνο

όπου $CapFee$ είναι το αντίστοιχο τίμημα διαθεσιμότητας Ισχύος.

8.4.3.4 Προδιαγραφές εγκαταστάσεων χρηστών και διαχειριστή

8.4.3.4.1 Βασικές αρχές διαμόρφωσης και επιλογής των κατασκευαστικών και λειτουργικών παραμέτρων των ΥΒΣ με αντλησιοταμίευση

Οι ΥΒΣ αποτελούν εργαλεία για την αύξηση της διείσδυσης «καθαρής» ενέργειας ΑΠΕ στα αυτόνομα συστήματα, υποκαθιστώντας ακριβές θερμικές μονάδες παραγωγής τις ώρες αιχμής και μέσου φορτίου, ή ακόμα και φορτίου βάσης. Συνεπώς πρέπει να προωθείται η αδειοδότηση και εγκατάσταση σταθμών με κατάλληλο μέγεθος για το νησιωτικό σύστημα και τα αναγκαία τεχνικά χαρακτηριστικά, ώστε να μεγιστοποιείται η διάθεση της ενέργειας των συνοδευτικών σταθμών ΑΠΕ, με την ελάχιστη δυνατή επίπτωση στην ομαλή και ασφαλή λειτουργία των συστημάτων.

Υπό το πρίσμα αυτό και ειδικά για ΥΒΣ με αντλησιοταμίευση πλεονεκτούν σαφώς ΥΒΣ με τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης μέσω διπλού αγωγού προσαγωγής και κατάλληλο μέγεθος ταμιευτήρα, ώστε να αποφεύγεται η απόρριψη αιολικής παραγωγής κατά τον χρόνο λειτουργίας των στροβίλων ή λόγω υπερπλήρωσης των συστημάτων αποθήκευσης.
- Μονάδες υδροστροβίλων με χαμηλό περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, ώστε να παρέχεται ευελιξία λειτουργίας και φόρτισης, τουλάχιστον αντίστοιχη των συμβατικών μονάδων που υποκαθιστούν, σε συνδυασμό με τη διατήρηση υψηλού βαθμού απόδοσης σε ευρύ φάσμα φόρτισής τους.
- Αναγκαία είναι επίσης τα αναβαθμισμένα δυναμικά χαρακτηριστικά των στροβίλων (ταχύτητα ανάληψης απόρριψης φορτίου κατά την ένταξη/απένταξη και κατά την πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας). Επίσης σε ΥΒΣ με μέγεθος σημαντικό σε σχέση με το μέγεθος του συστήματος του νησιού, είναι αναγκαίο να εγκαθίστανται τουλάχιστον επαρκής αριθμός υδροστροβίλων, κατάλληλου μεγέθους, ώστε αφενός να μπορεί να παρακολουθείται ευχερώς η καμπύλη φορτίου και αφετέρου να διασφαλίζεται η συνεχής λειτουργία του σταθμού σε περιόδους συντήρησης ή βλάβης. Επίσης πρέπει να υπάρχει δυνατότητα μεταβολής της ισχύος σε ευρέα όρια σε πολύ μικρό χρόνο, να έχουν δυνατότητα ρύθμισης φορτίου, δηλαδή πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση, όπως επίσης και ρύθμιση τάσεως.
- Μονάδες αντλιών με συστήματα μεταβαλλόμενης παροχής και επομένως μεταβλητής ισχύος, ώστε να προσαρμόζονται και να παρακολουθούν ευχερώς τις διακυμάνσεις της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του ΥΒΣ, μέσω κατάλληλων συστημάτων ελέγχου και επικοινωνίας. Επίσης, πρόβλεψη επαρκώς μεγάλου αριθμού αντλιών, κατά το δυνατόν μικρότερου μοναδιαίου μεγέθους και με κατάλληλα συστήματα ομαλής ζεύξης και εκκίνησης, ώστε να ελαχιστοποιούνται οι προκαλούμενες διαταραχές στο δίκτυο και να μην επηρεάζεται η ποιότητα της τάσης. Σε κάθε περίπτωση το φορτίο άντλησης θ' αποκόπτεται ακαριαία σε περίπτωση ανωμαλίας, ώστε να διασφαλίζεται η ασφάλεια και ευστάθεια του συστήματος.
- Ανεμογεννήτριες οι οποίες διαθέτουν προηγμένες δυνατότητες ελέγχου, όπου σημειώνονται ή αναμένονται υψηλές αιολικές διεισδύσεις. Το στοιχείο αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για την ομαλή και ασφαλή λειτουργία των νησιωτικών συστημάτων, τα οποία, μετά την εγκατάσταση ΥΒΣ, θα αντιμετωπίζουν στιγμιαίες αιολικές διεισδύσεις σαφώς υψηλότερες των σήμερα αποδεκτών. Ούτως ή άλλως όμως είναι απαραίτητο και για την αποτελεσματική διαχείριση του ΥΒΣ (π.χ. για τη συνεχή προσαρμογή ισχύος Α/Π και συστημάτων άντλησης). Πρέπει επίσης να λαμβάνεται μέριμνα για ειδικότερες προβλέψεις συμβατότητας των Α/Γ με το δίκτυο, όπως fault ride-through capability.
- Η υποκατάσταση συμβατικών μονάδων παραγωγής από τους υδροστροβίλους του ΥΒΣ θα πρέπει να χαρακτηρίζεται από αντίστοιχο βαθμό ασφάλειας και

αξιοπιστίας. Συνεπώς, ο ΥΒΣ θα πρέπει να εξασφαλίζει αντίστοιχα υψηλό συντελεστή διαθεσιμότητας των μονάδων εγγυημένης παροχής του, καθώς και της σύνδεσής τους με το δίκτυο. Ειδικότερα, το τμήμα παροχής ελεγχόμενης ισχύος πρέπει να συνδέεται στο δίκτυο με εξασφάλιση του κριτηρίου ασφαλείας N1, επειδή η ισχύς αυτή πρέπει να διασφαλίζεται. Επίσης, ο προγραμματισμός συντήρησης θα είναι συμβατός με τις ανάγκες του συστήματος παραγωγής του νησιού.

- Δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας για περιόδους παρατεταμένης νηγεμίας (π.χ. μερικών ημερών έως και μιας εβδομάδας), ώστε να διασφαλίζεται η παροχή της εγγυημένης ενέργειας, χωρίς την ανάγκη απορρόφησης από το Δίκτυο μεγάλου μέρους, ή και του συνόλου της αναγκαίας αποθηκευμένης ενέργειας.
- Η ενσωμάτωση ΥΒΣ στα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών θα συνοδεύεται υποχρεωτικά από αναβαθμισμένα συστήματα διαχείρισης του όλου συστήματος παραγωγής τους (Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας ΚΕΕ), τα οποία θα παρέχουν δυνατότητες πρόβλεψης του φορτίου και της αιολικής παραγωγής, αυτοματοποίηση της διαχείρισης των μονάδων παραγωγής (συμβατικών, υδροστροβίλων, αλλά και αντλιών), καθορισμό και διανομή του setpoint των Α/Π κλπ. Οι επενδυτές ΥΒΣ θα πρέπει να συμβάλλουν, κατά το ποσοστό που τους αναλογεί, στο κόστος ανάπτυξης των συστημάτων αυτών. Επίσης θα πρέπει να διασφαλίζεται η online πληροφόρηση των ΚΕΕ με δεδομένα σχετικά με την παραγωγή των ΥΒΣ και γενικότερα τη δυνατότητα συνεργασίας των μονάδων και τοπικών συστημάτων εποπτείας και ελέγχου των ΥΒΣ με τα ΚΕΕ των νησιών.

8.4.3.4.2 Υποδομή διαχειριστή

Η ομαλή ένταξη ενός ΥΒΣ σημαντικού μεγέθους σε ένα νησί προϋποθέτει την εφαρμογή ημερήσιου προγραμματισμού λειτουργίας, με δυνατότητες πρόβλεψης φορτίου και αιολικής παραγωγής, καθώς και αυτοματοποιημένης διαχείρισης όλων των μονάδων παραγωγής, συμβατικών, ΥΒΣ και λοιπών σταθμών ΑΠΕ. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί μόνο με την εγκατάσταση κατάλληλων Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) στα νησιά, όπου πρόκειται να κατασκευαστούν ΥΒΣ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

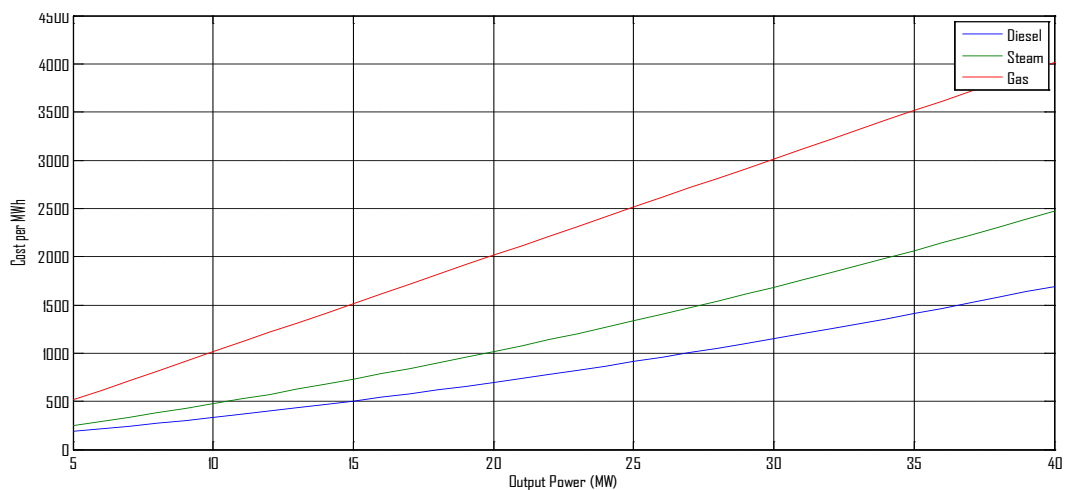
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΡΟΔΟΥ

9.1 Περιγραφή ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου [7] που μοντελοποιήθηκε σύμφωνα με το πώς αναμένεται να είναι το έτος 2011 απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα:

Σχήμα 9.1 Ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου το έτος 2011

Το δίκτυο αποτελείται από γραμμές υψηλής τάσης, ζυγούς μέσης και υψηλής τάσης, μετασχηματιστές, μονάδες αντιστάθμισης, θερμικούς σταθμούς (Diesel, αεριοστρόβιλους και ατμοστρόβιλους), ανεμογεννήτριες και μια υποθετική μονάδα αντλησιοταμίευσης. Κάθε στοιχείο έχει προσομοιωθεί με βάση τα ηλεκτρικά του χαρακτηριστικά, όπως αυτά φαίνονται στους παρακάτω πίνακες:



Σχήμα 9.3 Τυπικές συναρτήσεις κόστους θερμικών σταθμών

Η λειτουργία των θερμικών σταθμών συνεπάγεται εκπομπή ρύπων για τους οποίους ο διαχειριστής του συστήματος θα πρέπει να πληρώνει το αντίστοιχο αντίτιμο. Το κόστος αυτό είναι περίπου ίσο με $15 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$ /ώρα για τις μονάδες του συστήματος.

Θερμικοί Σταθμοί					
Περιοχή	Τύπος	Τάση (kV)	Ονομαστική Ισχύς (MVA)	Συντελεστής Ισχύος	Ζυγός
Σορώνη	Diesel 1	10.0	15.35	0.80	4
	Diesel 2	10.0	15.35	0.80	30
	Diesel 3	10.0	29.35	0.80	5
	Diesel 4	10.0	29.35	0.80	31
	Diesel 5	10.0	29.35	0.80	32
	AEP 1	11.0	26.75	0.80	6
	AEP 2	11.0	39.80	0.85	33
	AEP 3	11.0	26.25	0.80	7
	AEP 4	11.5	47.50	0.80	8
	ATM 1	6.3	20.00	0.80	2
ATM 2	6.3	20.00	0.80	22	
Ν. Ρόδος	Diesel 1	11.0	19.50	0.80	3
	Diesel 2	11.0	19.50	0.80	23
	Diesel 3	11.0	19.50	0.80	24
	Diesel 4	11.0	19.50	0.80	25
	Diesel 5	11.0	19.50	0.80	26
	Diesel 6	11.0	19.50	0.80	27
	Diesel 7	11.0	19.50	0.80	28
	Diesel 8	11.0	19.50	0.80	29

Πίνακας 9.1 Θερμικοί σταθμοί ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

9.1.2 Γραμμές μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς [7] που έχουν μοντελοποιηθεί αφορούν στην υψηλή τάση και συγκεκριμένα στα 150 kV. Να τονίσουμε σε αυτό το σημείο ότι το υπάρχον δίκτυο της υψηλής τάσης στη Ρόδο είναι στα 66 kV, κάτι το οποίο πρόκειται να αλλάξει πολύ σύντομα με αναβάθμιση στα 150 kV. Τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των γραμμών φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Γραμμές μεταφοράς (ΥΤ 150 kV)			
Ζυγός	R (α.μ.)	X (α.μ.)	B (α.μ.)
9-10	0.0160	0.0388	0.0114
10-1	0.0065	0.0148	0.0050
1-14	0.0004	0.0021	0.0331
14-11	0.0004	0.0021	0.0331
11-12	0.0150	0.0354	0.0110
12-15	0.0277	0.1117	0.0422
15-13	0.0102	0.0412	0.0156
9-13	0.0229	0.0924	0.0349
9-11	0.0109	0.0441	0.0166
9-11	0.0109	0.0441	0.0166
9-13	0.0070	0.0282	0.0106

Πίνακας 9.2 Γραμμές μεταφοράς ΥΤ ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

9.1.3 Μονάδες αντιστάθμισης

Οι μονάδες αντιστάθμισης [7] που βρίσκονται στο ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου για την παραγωγή άεργου ισχύος φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Αντισταθμίσεις		
Ζυγός	Όνομα	Ονομαστική Ισχύς (MVA _r)
16	ANT 1	12.00
17	ANT 2	15.00
21	ANT 3	12.10
18	ANT 4	18.80
19	ANT 5	12.10

Πίνακας 9.3 Μονάδες αντιστάθμισης ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

9.1.4 Μετασχηματιστές

Οι μετασχηματιστές [7] που χρησιμοποιήθηκαν στην μοντελοποίηση παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Μετασχηματιστές					
Όνομα	Ζυγός	Τάση (kV)	Ονομαστική Ισχύς (MVA)	R (α.μ.)	X (α.μ.)
MET 1	2-9	6.3/150	20	0.00500	0.09987
MET 2	22-9	6.3/150	20	0.00500	0.09987
MET 3	4-9	10/150	12/16	0.00476	0.10119
MET 4	30-9	10/150	12/16	0.00476	0.10119
MET 5	5-9	10/150	30	0.00500	0.09987
MET 6	31-9	10/150	30	0.00500	0.09987
MET 7	32-9	10/150	30	0.00500	0.09987
MET 8	6-9	11/150	22/31.5	0.00410	0.09991
MET 9	33-9	11/150	24/40.3	0.00560	0.09984
MET 10	7-9	11/150	31.5	0.00500	0.09987
MET 11	8-9	11.5/150	29.42	0.00510	0.09987
MET 12	9-16	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 13	9-16	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 14	10-17	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 15	10-17	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 16	14-21	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 17	14-21	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 18	11-18	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 19	11-18	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 20	19-12	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 21	29-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 22	28-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 23	27-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 24	26-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 25	25-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 26	24-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 27	23-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 28	3-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 29	20-13	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 30	20-13	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 31	35-13	150/21	50/60	0.00448	0.21485
MET 32	19-12	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 33	34-13	150/21	20	0.00400	0.09992

Πίνακας 9.4 Μετασχηματιστές ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

9.1.5 Ζυγοί Συστήματος

Οι ζυγοί [7] μέσης (20 kV) και υψηλής (150 kV) τάσης που χρησιμοποιήθηκαν στην μοντελοποίηση παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

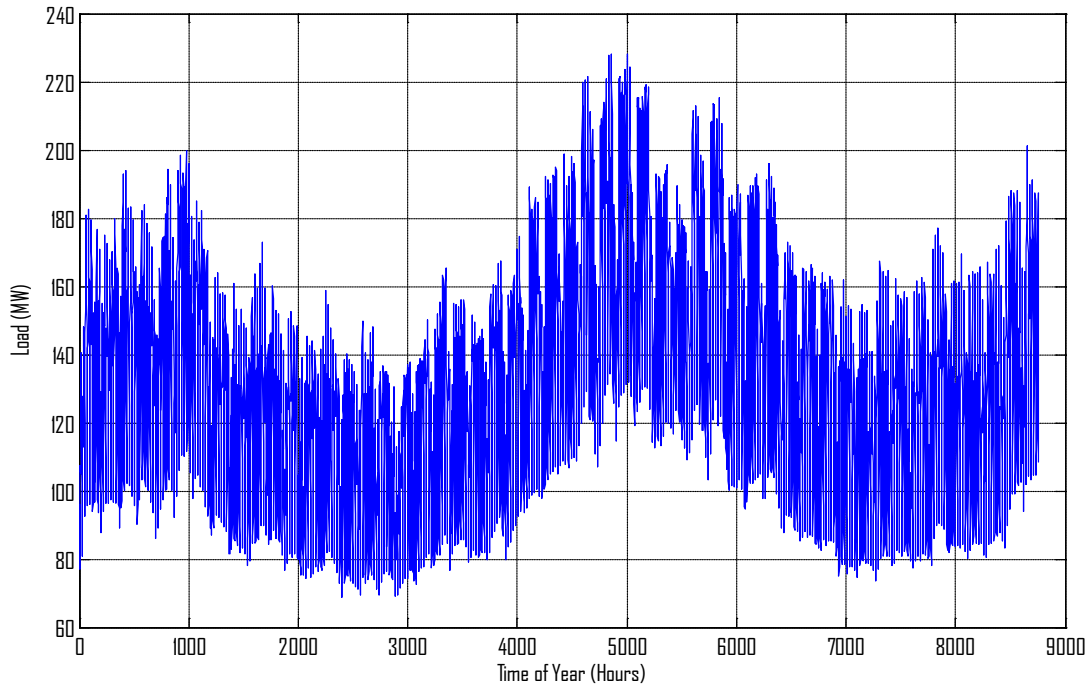
Ζυγοί Συστήματος			
A/A	Τάση (kV)	Περιγραφή	Τύπος
1	150.00	Ροδίσι ΤΑΠ ΥΤ	PQ
2	6.30	Σορώνη ΑΤΜ 1	PV
3	11.00	N. Ρόδος Diesel 1	PV
4	10.00	Σορώνη Diesel 1	PV
5	10.00	Σορώνη Diesel 5	PV
6	11.00	Σορώνη ΑΕΡ 1	PV
7	11.00	Σορώνη ΑΕΡ 3	PV
8	11.50	Σορώνη ΑΕΡ 4	PV
9	150.00	Σορώνη ΥΤ	PQ
10	150.00	Ιάλυσσοσ ΥΤ	PQ
11	150.00	Ροδίσι ΥΤ	PQ
12	150.00	Αφάντου ΥΤ	PQ
13	150.00	Γεννάδι ΥΤ	PQ
14	150.00	Ρόδος ΥΤ	PQ
15	150.00	N. Ρόδος ΥΤ	PQ
16	21.00	Σορώνη ΜΤ + Αιολικό + Φορτίο	PQ
17	21.00	Ιάλυσσοσ ΜΤ + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
18	21.00	Ροδίσι ΜΤ + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
19	21.00	Αφάντου ΜΤ + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
20	21.00	Γεννάδι ΜΤ + Αιολικό + Φορτίο	PQ
21	21.00	Ρόδος ΜΤ + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
22	6.30	Σορώνη ΑΤΜ 2	PV
23	11.00	N. Ρόδος Diesel 2	PV
24	11.00	N. Ρόδος Diesel 3	PV
25	11.00	N. Ρόδος Diesel 4	PV
26	11.00	N. Ρόδος Diesel 5	PV
27	11.00	N. Ρόδος Diesel 6	PV
28	11.00	N. Ρόδος Diesel 7	PV
29	11.00	N. Ρόδος Diesel 8	PV
30	10.00	Σορώνη Diesel 2	PV
31	10.00	Σορώνη Diesel 4	PV
32	10.00	Σορώνη Diesel 5	PV
33	11.00	Σορώνη ΑΕΡ 2	PV
34	21.00	Γεννάδι ΜΤ + Αιολικό	PV
35	21.00	Μονάδα Αντλησιοταμίευσης	PV

Πίνακας 9.5 Ζυγοί ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

9.1.6 Φορτίο

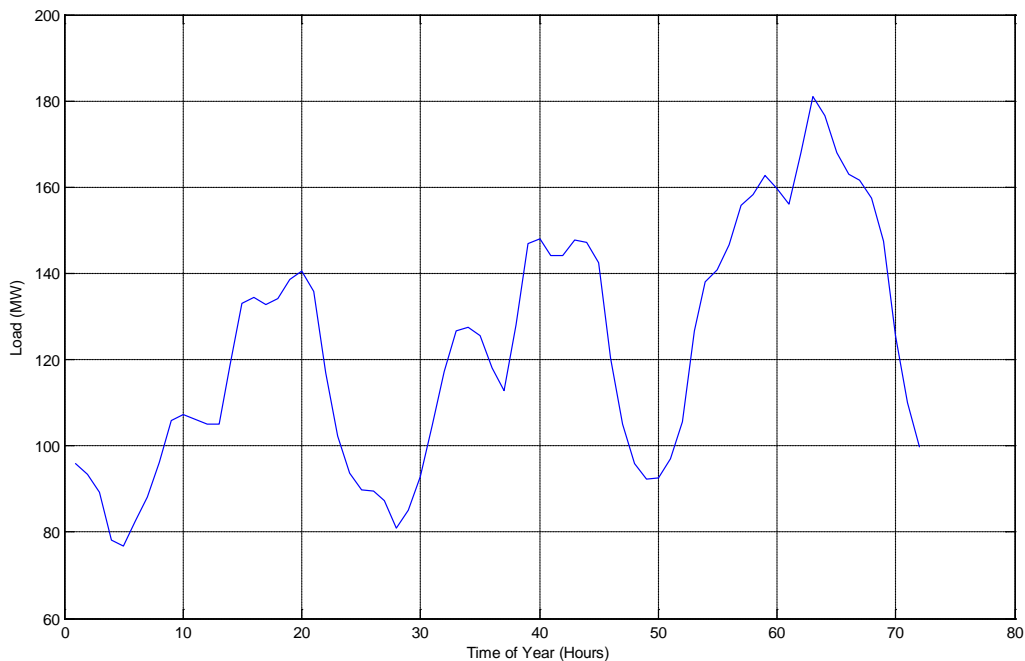
Για το φορτίο [46] της Ρόδου, βασιστήκαμε στην καμπύλη φορτίου της Κύπρου. Η Κύπρος έχει πολλά κοινά χαρακτηριστικά με τη Ρόδο αφού βρίσκονται περίπου στο ίδιο γεωγραφικό πλάτος, είναι νησί, έχει τουρισμό το καλοκαίρι και δεν έχει ιδιαίτερα

υψηλό πληθυσμό. Οπότε με μια προσαρμογή της καμπύλης φορτίου στο μέγιστο της Ρόδου (πολλαπλασιάσαμε τα φορτία της Κύπρου με έναν συντελεστή διόρθωσης ώστε να έχουμε περίπου ίσο συντελεστή φορτίου στη διάρκεια του έτους, καθώς και μέγιστο ίσο με αυτό της Ρόδου) προέκυψαν οι παρακάτω καμπύλες :



Σχήμα 9.4 Καμπύλη φορτίου Ρόδου για ένα έτος

Η μέγιστη τιμή του φορτίου είναι 228,04 MW, η ελάχιστη είναι 68,76 MW, και ο συντελεστής φορτίου είναι 58,17%. Για να έχουμε καλύτερη εικόνα του φορτίου, παρουσιάζουμε και το πώς αυτό μεταβάλλεται σε διάστημα τριών ημερών του χειμώνα:



Σχήμα 9.5 Καμπύλη φορτίου Ρόδου για 1-3 Ιανουαρίου

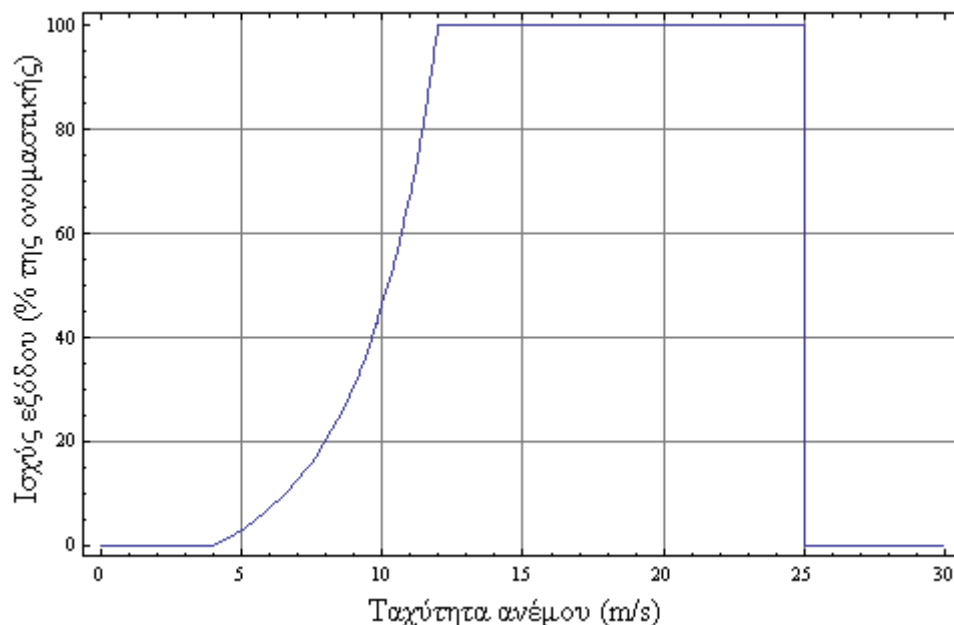
9.1.7 Αιολικά Πάρκα

Τα αιολικά πάρκα [7] που προσομοιώθηκαν φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Αιολικά Πάρκα					
Ζυγός	Ονομασία	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Ταχύτητα ένταξης (m/s)	Ονομαστική ταχύτητα (m/s)	Ταχύτητα αποκοπής (m/s)
16	ΑΠΕ 1	12.00	4	12	25
19	ΑΠΕ 2	3.30	4	12	25
19	ΑΠΕ 3	11.05	4	12	25
20	ΑΠΕ 4	5.25	4	12	25
35	ΑΠΕ 5	Μεταβάλλεται	4	12	25
34	ΑΠΕ 6	17.85	4	12	25

Πίνακας 9.6 Αιολικά πάρκα Ρόδου (2011)

Τα αιολικά πάρκα θεωρήθηκαν ως ασύγχρονες γεννήτριες μεταβλητών στροφών στο σύστημα με μηδενικό κόστος. Αυτό επέτρεπε την πλήρη αξιοποίησή στη βέλτιστη ροή φορτίου. Ο συντελεστής ισχύος του κάθε αιολικού πάρκου κυμαίνεται από 0.97 επαγωγικός έως 0.97 χωρητικός. Οι ανεμογεννήτριες του συστήματος θεωρούμε ότι λειτουργούν με pitch control. Αυτό σημαίνει ότι η καμπύλη ισχύος κάθε αιολικού πάρκου δίνεται από το παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 9.6 Τυπική καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας

και σύμφωνα με τη συνάρτηση:

$$P_w(v) = \begin{cases} \frac{1}{2} \rho C_p A v^3, & v_{cut-in} \leq v \leq v_{nominal} \\ 0, & v_{cut-in} \geq v \text{ ή } v \geq v_{cut-out} \\ P_{nominal}, & v_{nominal} \leq v \leq v_{cut-out} \end{cases} \quad (9.4)$$

όπου:

$P_w(v)$: η αποδιδόμενη ισχύς από την ανεμογεννήτρια (W) για ταχύτητα ανέμου v .

$P_{nominal}$: η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας

ρ : η πυκνότητα του αέρα (ίση με 1.25 kg/m^3).

C_p : ο αεροδυναμικός συντελεστής της ανεμογεννήτριας

A : η επιφάνεια των πτερυγίων της ανεμογεννήτριας (m^2)

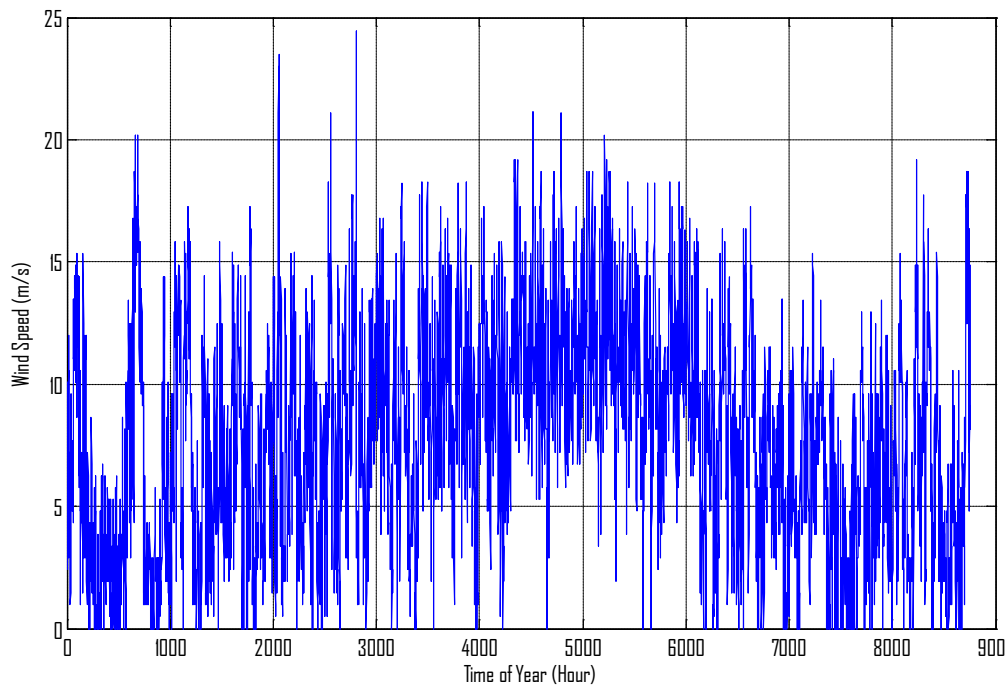
v : η ταχύτητα του ανέμου (m/s)

v_{cut-in} : η ταχύτητα ένταξης του ανέμου (m/s)

$v_{nominal}$: η ονομαστική ταχύτητα ανέμου (m/s)

$v_{cut-out}$: η ταχύτητα αποκοπής του ανέμου (m/s)

Παρατηρούμε επομένως ότι χρειαζόμαστε απαραίτητα τη ταχύτητα του ανέμου για κάθε χρονική στιγμή (κάθε ώρα στην περίπτωση μας). Η ταχύτητα του ανέμου [10] για ένα έτος φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 9.7 Χρονοσειρά ανέμου για τη Ρόδο

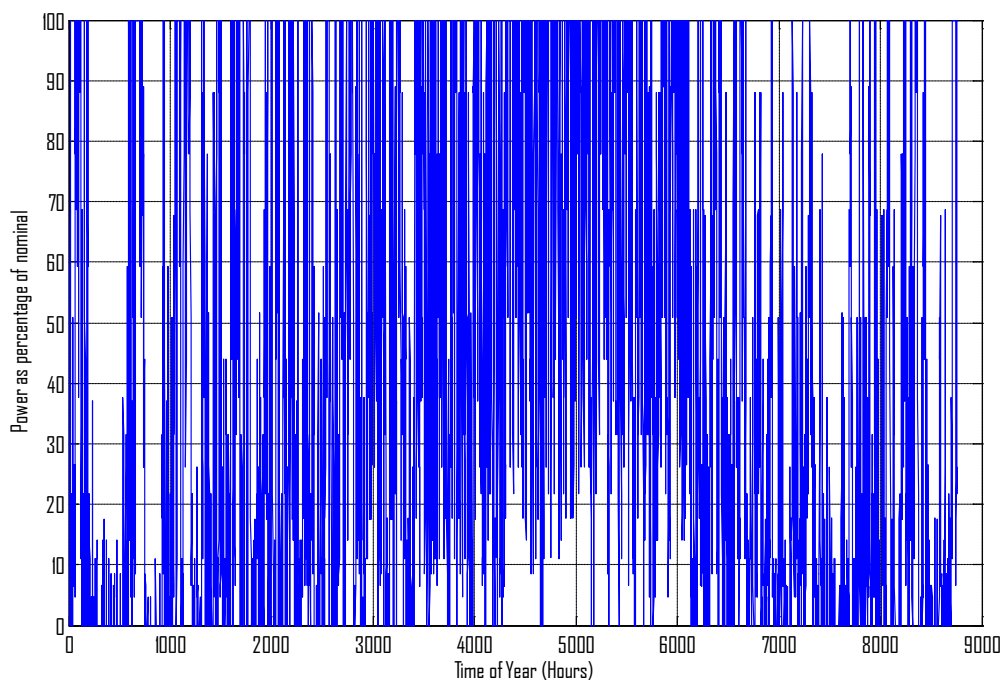
Από τα δεδομένα μας, η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου προκύπτει ίση με 7.8 m/s . Η πιθανοτική κατανομή της ταχύτητας του ανέμου φαίνεται αναλυτικά στον πίνακα 9.7. Από αυτή την κατανομή προκύπτει ένα Capacity Factor (CF) ίσο με 40.5836% για τα αιολικά του συστήματος. Βέβαια, επειδή το δίκτυο μας δεν είναι διασυνδεδεμένο, οι ανεμογεννήτριες υπόκεινται σε περιορισμούς ως προς την παραγωγή τους με αποτέλεσμα να έχουν μικρότερο CF το οποίο παρουσιάζεται για

κάθε περίπτωση στον πίνακα με τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα στο τέλος του κεφαλαίου.

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Πιθανότητα εμφάνισης (%)	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Πιθανότητα εμφάνισης (%)	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Πιθανότητα εμφάνισης (%)
0-1	5.8105	9-10	8.0936	18-19	0.5023
1-2	5.5708	10-11	7.1461	19-20	0.1142
2-3	7.0890	11-12	6.3014	20-21	0.0457
3-4	5.8790	12-13	7.3858	21-22	0.0571
4-5	6.2329	13-14	3.8014	22-23	0.0114
5-6	6.7694	14-15	3.4132	23-24	0.0228
6-7	6.2785	15-16	2.3858	24-25	0.0114
7-8	7.1347	16-17	1.6096	25-26	0
8-9	7.3059	17-18	1.0274	26-27	0

Πίνακας 9.7 Πιθανοτική κατανομή ανέμου της Ρόδου (ετήσια δεδομένα)

Από αυτές τις χρονοσειρές και σύμφωνα με την εξίσωση ισχύος των ανεμογεννητριών που παρουσιάσαμε παραπάνω, προκύπτει η καμπύλη της αποδιδόμενης ισχύος από κάθε ανεμογεννήτρια στο σύστημα για κάθε ώρα. Η ισχύς αυτή εκφράζεται ως ποσοστό της ονομαστικής ώστε να είναι ίδια για όλες τις ανεμογεννήτριες του συστήματος. Να σημειώσουμε εδώ ότι για λόγους απλούστευσης θεωρήσαμε ότι η ταχύτητα του ανέμου είναι ίδια κάθε στιγμή σε όλα τα αιολικά του νησιού.

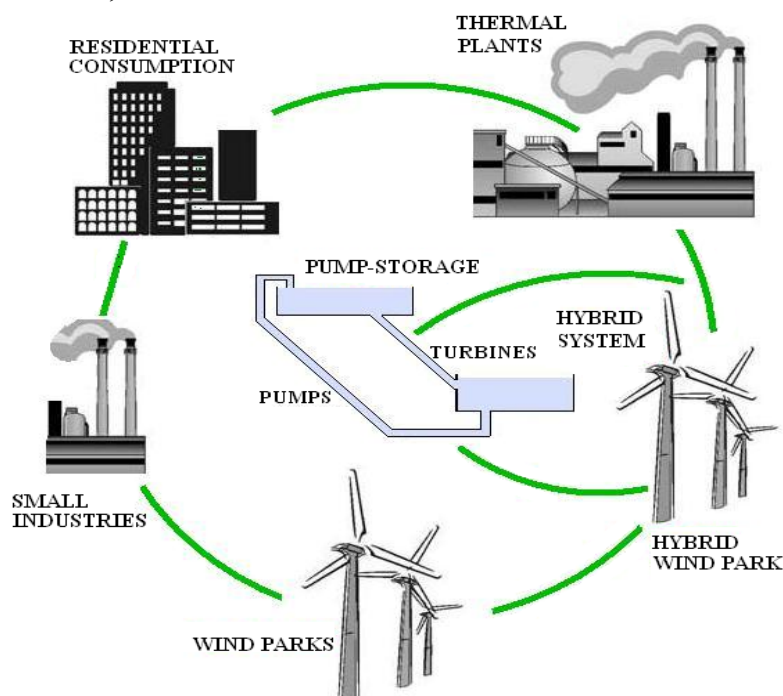


Σχήμα 9.8 Καμπύλη αποδιδόμενης ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας σε ένα έτος ως ποσοστό της ονομαστικής τους

9.1.8 Μονάδα αντλησιοταμίευσης

Στο ηλεκτρικό σύστημα θεωρούμε ότι είναι συνδεδεμένη και μια μονάδα αντλησιοταμίευσης. Η μονάδα αυτή στην ουσία αποτελείται από μια συστοιχία αντλιών μεταβλητής ισχύος, από μια συστοιχία υδροστροβίλων τύπου Pelton για να μπορέσουμε να έχουμε χαμηλό τεχνικό ελάχιστο (περίπου 10% της ονομαστικής ισχύος) και να μπορέσουμε να εκμεταλλευτούμε την υψομετρική διαφορά που ανέρχεται στα 400 m περίπου, από δυο δεξαμενές με υψομετρική διαφορά και από έναν ή δυο αγωγούς που συνδέουν αυτές τις δεξαμενές. Ο όγκος της δεξαμενής θα πρέπει να υπολογιστεί έτσι ώστε να λειτουργεί ο υδροστρόβιλος σε ονομαστικές συνθήκες γύρω στις 15 - 20 ώρες.

Επιπλέον, θεωρούμε ότι η μονάδα άντλησης έχει έναν μέσο βαθμό απόδοσης 85,5% (90% στους αγωγούς και 95% στον κινητήρα), όπως και ο υδροστρόβιλος (90% στους αγωγούς και 95% στην γεννήτρια). Έτσι, ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος είναι 73,1%.



Σχήμα 9.9 Ενσωμάτωση μονάδας αντλησιοταμίευσης στο σύστημα της Ρόδου

Επιπλέον, θεωρούμε ότι ο υδροστρόβιλος στην έξοδό τους παράγει μόνο ενεργό ισχύ, άρα έχει συντελεστή ισχύος ίσο με τη μονάδα.

Η συνάρτηση που δίνει τον όγκο Q_{pump} του νερού που αντλείται όταν έχουμε διαθέσιμη ισχύ για άντληση ίση με P_{pump} είναι η εξής:

$$Q_{pump} = \frac{P_{pump} \times 10^6 \times \eta_{pump} \times \eta_{el}}{\rho \times g \times H_o} \left(\frac{m^3}{s} \right) \quad (9.5)$$

όπου :

η_{pump} : ο βαθμός απόδοσης των αντλιών.

η_{el} : βαθμός απόδοσης του υδροστροβίλου.

ρ : η πυκνότητα του νερού (ίση με 1000 kg/m^3).

g : η επιτάχυνση της βαρύτητας (ισούται με 9.81 m/s^2).

H_o : η υψομετρική διαφορά μεταξύ που των δυο δεξαμενών.

Η ισχύς που καταναλώνεται στις αντλίες του συστήματος προέρχεται με σειρά προτεραιότητας από το υβριδικό αιολικό πάρκο και από τα υπόλοιπα αιολικά πάρκα του συστήματος.

Η συνάρτηση που δίνει την ισχύ P_{turb} που παράγεται όταν διέρχεται ποσότητα νερού ίση με Q_{turb} από τον υδροστροβίλο είναι η εξής:

$$P_{turb} = \frac{Q_{turb} \times \rho \times g \times H_o \times n_{turb} \times n_{el}}{10^6} \text{ (MW)} \quad (9.6)$$

όπου :

n_{pump} : ο βαθμός απόδοσης των αντλιών.

n_{el} : βαθμός απόδοσης του υδροστροβίλου.

ρ : η πυκνότητα του νερού (ίση με 1000 kg/m^3).

g : η επιτάχυνση της βαρύτητας (ισούται με 9.81 m/s^2).

H_o : η υψομετρική διαφορά μεταξύ που των δυο δεξαμενών.

Η διαστασιολόγηση του υδροστροβίλου και των αντλιών έγινε σύμφωνα με τον εξής κανόνα:

Οι αντλίες έχουν ονομαστική ισχύ ίση με 80-90% περίπου της ονομαστικής του αιολικού και ο υδροστροβίλος ονομαστική ισχύ ίση με 75-85% περίπου της ονομαστικής του αιολικού.

9.2 Πολιτική - Αλγόριθμος λειτουργίας

Βασικός άξονας της προσομοίωσής ήταν η βέλτιστη ροή φορτίου με τις περιορισμούς που αυτή επιβάλλει.

Η πολιτική [26] που ακολουθήσαμε ήταν η εξής:

1. Ο ιδιοκτήτης του υβριδικού σταθμού υποβάλλει στον διαχειριστή του συστήματος ημερήσιο πρόγραμμα παραγωγής για την αποκοπή των αιχμών.
2. Ο διαχειριστής του συστήματος εξασφαλίζει τη λειτουργία του υδροστροβίλου για τις επόμενες 24 ώρες στις στιγμές που έχουν καθοριστεί (σε ώρες αιχμής – peak shaving) ώστε να απορροφάται η συμφωνημένη ισχύς από το υβριδικό σύστημα. Το κόστος πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από το υβριδικό σύστημα είναι ίσο με το μέσο μεταβλητό κόστος των μονάδων αιχμής του συστήματος.
3. Η ενέργεια που παράγεται από το υβριδικό αιολικό πάρκο αποθηκεύεται μέσω των αντλιών. Έτσι, ενώ το αιολικό πάρκο λειτουργεί ως γεννήτρια στο δίκτυο, η λειτουργία των αντλιών ως φορτίο της ίδιας ισχύος εξασφαλίζει την αντιστάθμιση και απορρόφηση της παραγόμενης από το αιολικό πάρκο ενέργειας. Γι' αυτό και προτιμούνται οι αντλίες μεταβλητής ισχύος.
4. Η παραγωγή των αιολικών υπόκειται στους εξής περιορισμούς [33] κάθε ώρα:

$$\bullet P_w \leq Load - \sum C_T \times Pn_i \quad (9.7)$$

$$\bullet P_w \leq \sum C_D \times Pn_i \quad (9.8)$$

όπου:

P_w : Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων του συστήματος (εκτός του υβριδικού)

$Load$: Το φορτίο του συστήματος

C_T : Ο συντελεστή τεχνικού ελαχίστου, δηλαδή η ελάχιστη ισχύς που μπορεί να λειτουργήσει η κάθε θερμική μονάδα. Θεωρείται ίσος με 0.4 στην περίπτωση μας για όλες τις θερμικές μονάδες

C_D : Ο συντελεστής διείσδυσης, ο οποίος θεωρείται ίσος με 0.3.

Pn_i : Η ονομαστική ισχύς της κάθε θερμικής μονάδας που λειτουργεί.

Τελικά υπερισχύει ο αυστηρότερος από αυτούς του δυο περιορισμούς και η ισχύς που περισσεύει μπορεί να διατεθεί στις αντλίες του συστήματος αντλιοσταμείωσης για αποθήκευση. Η επιτρεπόμενη αιολική παραγωγή διαμοιράζεται στα επιμέρους αιολικά πάρκα ανάλογα με την ονομαστική τους ισχύ.

Τα βήματα που ακολουθήσαμε για την επίλυση του προβλήματος είναι τα εξής:

1. Εισαγωγή δεδομένων στο σύστημα σχετικά με: φορτίο, ταχύτητα ανέμου, καμπύλη λειτουργίας αιολικών πάρκων και όρια λειτουργίας, αριθμό προσαγωγών, όρια λειτουργίας αντλιών και υδροστροβίλου, όγκος ταμιευτήρων και υψομετρική διαφορά, στοιχεία ηλεκτρικού δικτύου (γεννήτριες, γραμμές, πυκνωτές, μετασχηματιστές), ποσοστό αποκοπής αιχμής, ποσοστό ως προς φορτίο για απορρόφηση ισχύος από θερμικές μονάδες κλπ.
2. Από την καμπύλη ισχύος του κάθε αιολικού και από την χρονοσειρά ανέμου υπολογίζεται η μέγιστη παραγωγή του κάθε αιολικού σε κάθε ώρα.
3. Χωρίζεται όλο το έτος σε 24ωρα διαστήματα στα οποία υπολογίζουμε τις αιχμές του φορτίου ως εξής:
 - Βρίσκουμε το μέγιστο φορτίο στο διάστημα μιας μέρας
 - Βρίσκουμε όσα φορτία είναι ίσα ή μεγαλύτερα από το μέγιστο πολλαπλασιασμένο με ένα ποσοστό. Στην περίπτωση μας το ποσοστό αυτό είναι 90%.

Άρα

$$Peak_Load = \{x: x \in load\ of\ day, x < 0.9 * \max\ load\} \quad (9.9)$$

4. Καταμερίζεται το συνολικό φορτίο του νησιού στους επιμέρους ζυγούς με βάση τη συμμετοχή τους στο ολικό μέγιστο.
5. Υπολογίζουμε τη μέγιστη παραγωγή του υδροστροβίλου για κάθε ώρα ως εξής:

- Βρίσκουμε σε τι ισχύ αντιστοιχεί η αιχμή που θέλουμε να αποκοπεί. (P_{peak})

- Η μέγιστη παραγωγή του υδροστροβίλου είναι ίση με:

$$P_{turbine_max} = \min (P_{max-hydro}, P_{peak}) \quad (9.10)$$

όπου

$P_{max-hydro}$: Η ονομαστική ισχύς του υδροστροβίλου Pelton που έχουμε.

6. Βέλτιστη ροή φορτίου για το ηλεκτρικό δίκτυο με πλήρη απουσία ΑΠΕ. Με αυτόν τον τρόπο υπολογίζεται η ονομαστική ισχύς των θερμικών μονάδων που λειτουργούν εκείνη τη στιγμή (PDn).

7. Με βάση το μέγεθος PDn υπολογίζονται οι περιορισμοί διείσδυσης για τα αιολικά πάρκα του δικτύου, όπως αυτοί έχουν παρουσιαστεί στο κομμάτι της θεωρίας. Δηλαδή, από τους δυο περιορισμούς (λόγω τεχνικού ελαχίστου και λόγω συντελεστή διείσδυσης) διαλέγουμε τον αυστηρότερο. Στη συνέχεια, συγκρίνουμε αυτή τη τιμή με την παραγωγή του αιολικού λόγω του ανέμου εκείνη τη στιγμή και τελικά επιλέγουμε τη μικρότερη τιμή.

8. Στη συνέχεια υπολογίζεται η δυνατή παραγωγή του υδροστροβίλου ως εξής:

- Αν έχουμε έναν αγωγό προσαγωγής, τότε ελέγχουμε αν πρέπει να λειτουργήσει ο υδροστροβίλος. Με τη λειτουργία του υδροστροβίλου σταματάνε να λειτουργούν οι αντλίες (άρα το υβριδικό αιολικό δεν παράγει ισχύ) και προσδίδεται στο σύστημα ισχύ ίση με το ελάχιστο από τα εξής:

- i. Την ισχύ που μπορεί να αποδοθεί λόγω του όγκου του νερού στον ταμιευτήρα
- ii. Την μέγιστη ισχύ του υδροστροβίλου όπως αυτή έχει καθοριστεί σε προηγούμενο βήμα.

Αν δεν λειτούργησε ο υδροστροβίλος (είτε δεν υπήρχε απόθεμα νερού είτε δεν είχαμε αιχμή είτε η διαθέσιμη ποσότητα νερού δεν αρκούσε για λειτουργία πάνω από το τεχνικό ελάχιστο του υδροστροβίλου) τότε θα λειτουργήσουν οι αντλίες. Η ισχύς που θα απορροφήσουν είναι ίση με το ελάχιστο από:

- i. Το άθροισμα της ισχύος που προέρχεται από το υβριδικό αιολικό πάρκο και της ισχύος που περισσεύει από τα υπόλοιπα αιολικά λόγω των περιορισμών διείσδυσης (με σειρά προτεραιότητας όπως αυτή έχει καθοριστεί προηγουμένως).
- ii. Την ονομαστική ισχύ των αντλιών.
- iii. Την ισχύ που θα προκαλέσει την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα.

Πάντα θα πρέπει η ισχύς αυτή να είναι μεγαλύτερη από το τεχνικό ελάχιστο των αντλιών, αλλιώς οι αντλίες δεν λειτουργούν.

Ο τελικός όγκος του άνω ταμιευτήρα προκύπτει αν αφαιρέσουμε ή προσθέσουμε τον όγκο του νερού που πέρασε από τον υδροστροβίλο ή τις αντλίες αντίστοιχα.

- Αν έχουμε δυο αγωγούς προσαγωγής τότε μπορούμε να έχουμε και άντληση και λειτουργία του υδροστροβίλου ταυτόχρονα. Έτσι, οι περιορισμοί ισχύος που αφορούν στο ανώτατο και στο κατώτατο όριο νερού στον ταμιευτήρα γίνονται πιο χαλαροί αφού πλέον μπορούμε να ταυτόχρονα να έχουμε ροή νερού και προς τις δυο κατευθύνσεις. Κατά τα άλλα η φιλοσοφία λειτουργίας παραμένει ακριβώς ίδια με το να έχουμε έναν αγωγό προσαγωγής.

9. Τρέχουμε ξανά βέλτιστη ροή φορτίου στο σύστημα με την ενσωμάτωση των αιολικών και της μονάδα αντλησιοταμίευσης σύμφωνα με του κανόνες που θέσαμε παραπάνω και υπολογίζουμε το νέο PDn, το οποίο ονομάζουμε PDn2. Αν έχουμε απόκλιση μεταξύ PDn και PDn2 και έχουμε τέτοια παραγωγή από τα αιολικά που να μπορεί να υποστεί περιορισμούς (αν $\sum P_{wind} \leq 0.3(Load - \sum P_{wind})$ τότε σίγουρα δεν θα υπάρξει περιορισμός διείσδυσης) τότε ξανατρέχουμε βέλτιστη ροή φορτίου με PDn=PDn2. Αν έχουμε πάλι απόκλιση τότε τρέχουμε βέλτιστη ροή φορτίου με την μικρότερη τιμή από τα PDn και PDn2 (κάθε φορά που τρέχει η βέλτιστη ροή φορτίου θέλει ως όρισμα το PDn και παράγει το PDn2, οπότε αυτά τα μεγέθη ανανεώνονται σε κάθε τρέξιμο της βέλτιστης ροής φορτίου).

10. Επεξεργαζόμαστε τα δεδομένα και εξάγουμε τια απαραίτητες γραφικές παραστάσεις.

Για το σύστημα της Ρόδου θεωρήσαμε και εξετάσαμε τις επιλογές [27] που φαίνονται στον πίνακα 9.8, με κόστη [17] που παρουσιάζονται στον πίνακα 9.9:

Επιλογή	Αριθμός προσαγωγών	Ισχύς Αιολικού (MW)	Grid pumping	Ισχύς Αντλιών (MW)	Ισχύς Υδροστροβίλου (MW)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
1	1	20	OXI	18	15	400.000
2	1	30	OXI	28	25	450.000
3	1	40	OXI	38	35	500.000
4	2	20	OXI	18	15	400.000
5	2	30	OXI	28	25	450.000
6	2	40	OXI	38	35	500.000
7	No PS	-	-	-	-	-

Πίνακας 9.8 Επιλογές Λειτουργίας

Είδος	Τιμή (€/MWh)
Ρύποι CO ₂ /MWh	15 (μελλοντικά 40)
Οριακό κόστος μονάδων αιχμής (€/ MWh)	180
Οριακό κόστος μονάδων βάσης (€/ MWh)	100
Αγορά αιολικής ενέργειας (€/ MWh)	90
Capacity Credit (€/ kW υδροστροβίλου)	100

Πίνακας 9.9 Τιμές χαρακτηριστικών μεγεθών του συστήματος

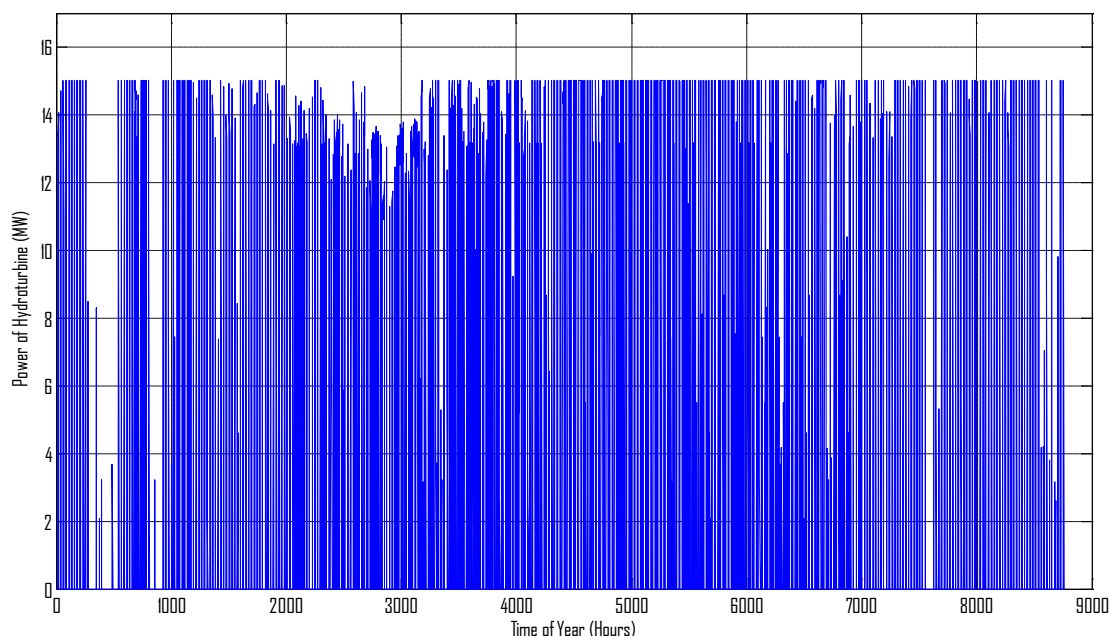
Εκτός από αυτές τις επιλογές εξετάστηκε και προσομοιώθηκε και η λειτουργία μεγαλύτερων αιολικών πάρκων για τον υβριδικό σταθμό (50, 60 MW). Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι μια τέτοια επιλογή ήταν άστοχη (ίσως και πρακτικά). Βασική αιτία για την άσχημη εικόνα αυτών των αποτελεσμάτων αποτελεί το ότι η παραγωγή του υδροστροβίλου είναι άμεσα συνδεδεμένη με το φορτίο σε κάθε στιγμή, γεγονός που για το έτος που εξετάσαμε θέτει ως άνω όριο την παραγωγή του υδροστροβίλου στα 23MW (10% του της αιχμής του φορτίου). Ακόμα και η περίπτωση του αιολικού πάρκου των 40MW δείχνει περιττή αυτή τη στιγμή αλλά εξετάζεται ως μία επένδυση με ορίζοντα 25ετίας που το φορτίο της Ρόδου θα αυξάνεται και κατά συνέπεια το 10% της αιχμής θα ανταποκρίνεται στον υδροστροβίλο (35MW) του πάρκου αυτού.

9.3 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από κάθε προσομοίωση καθώς και ο σχολιασμός τους για να καταλήξουμε σε μία συγκριτική μελέτη στο τέλος της εργασίας.

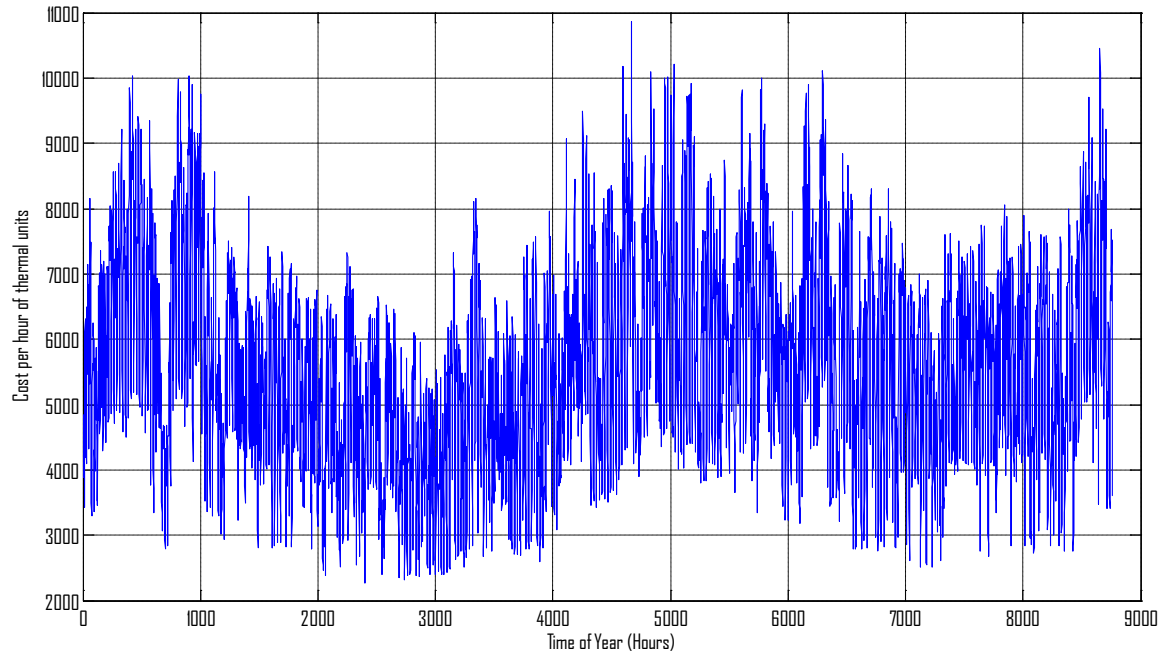
9.3.1 Επιλογή 1

- Παραγωγή Υδροστροβίλου



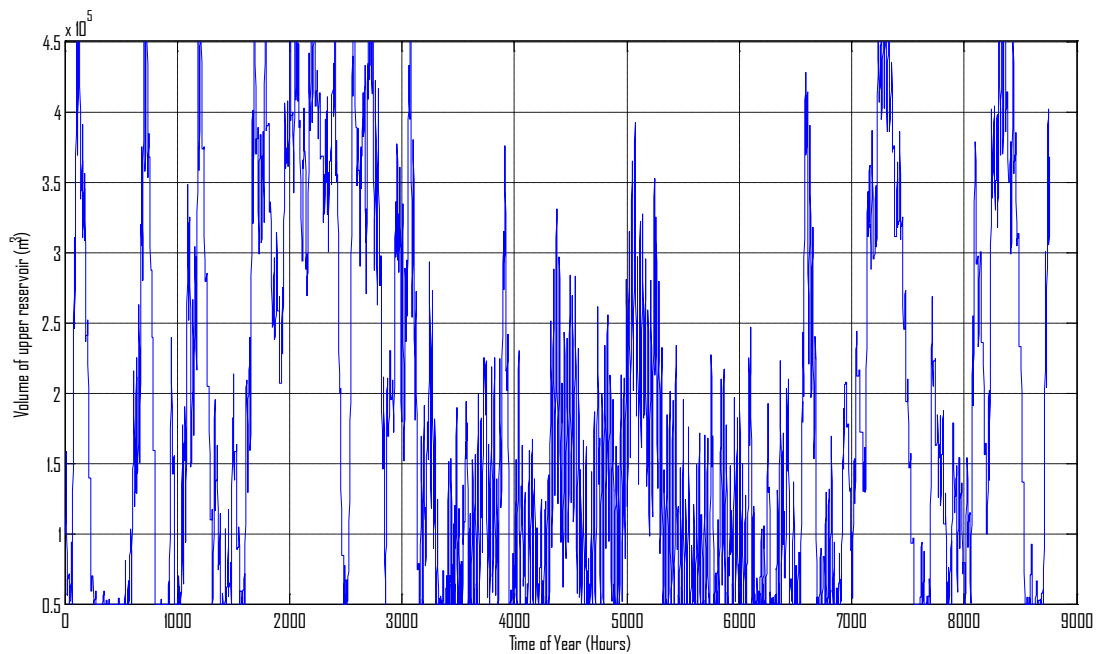
Σχήμα 9.10 Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)

- Κόστος Θερμικών Μονάδων



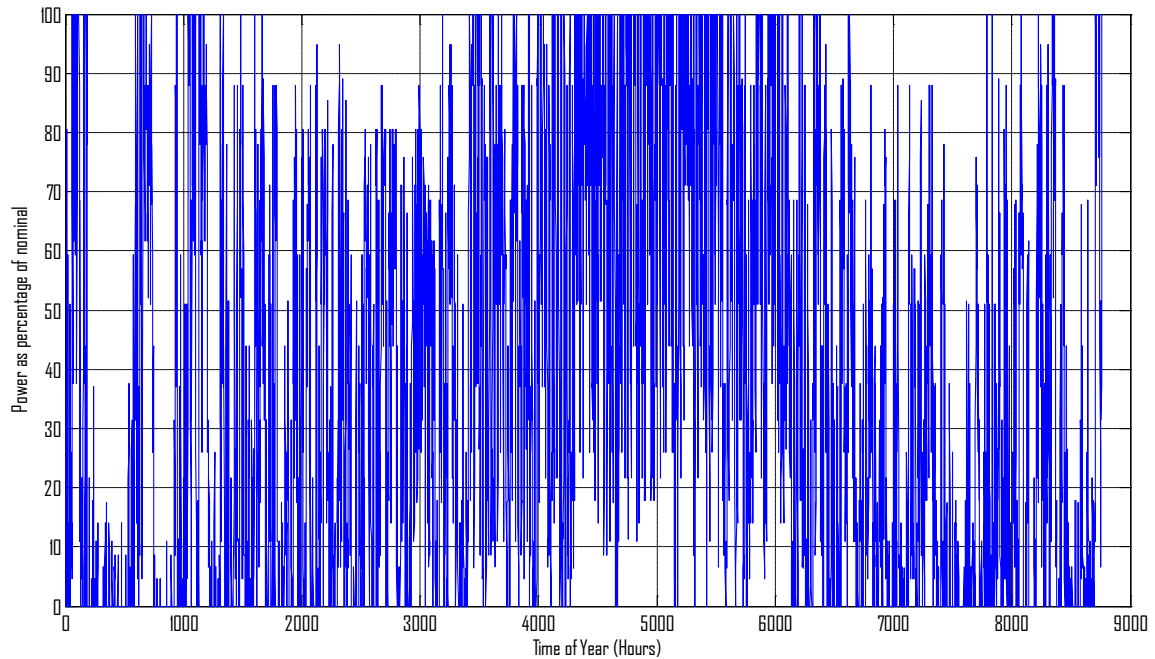
Σχήμα 9.11 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)

- Όγκος άνω ταμιευτήρα



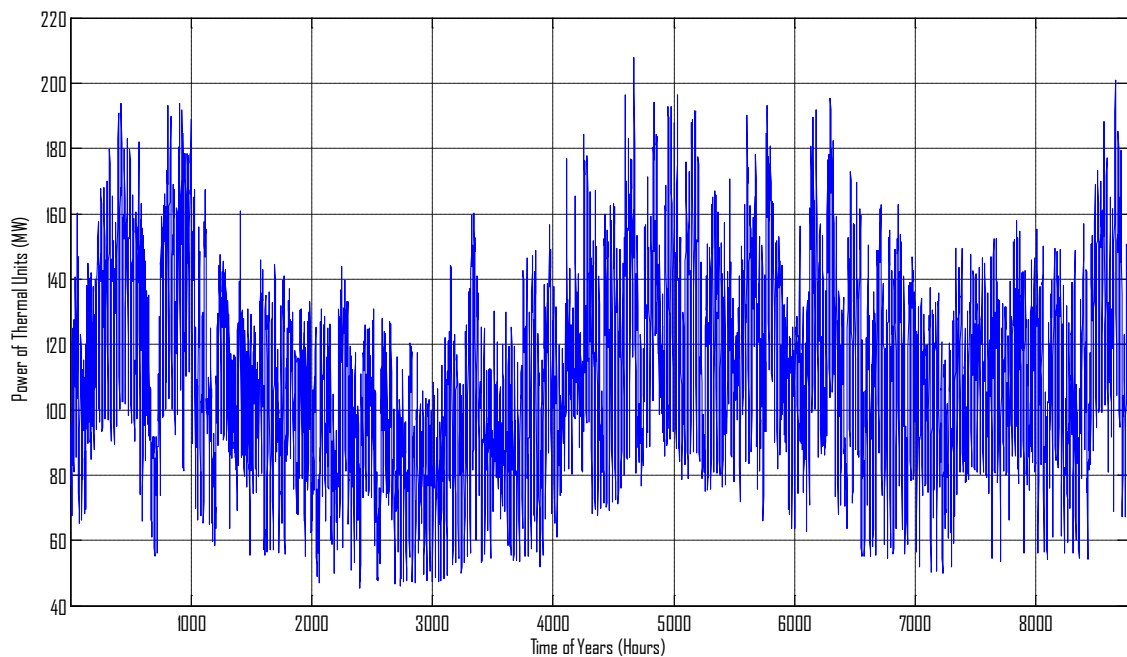
Σχήμα 9.12 Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)

- Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ως ποσοστό της ονομαστικής τους)



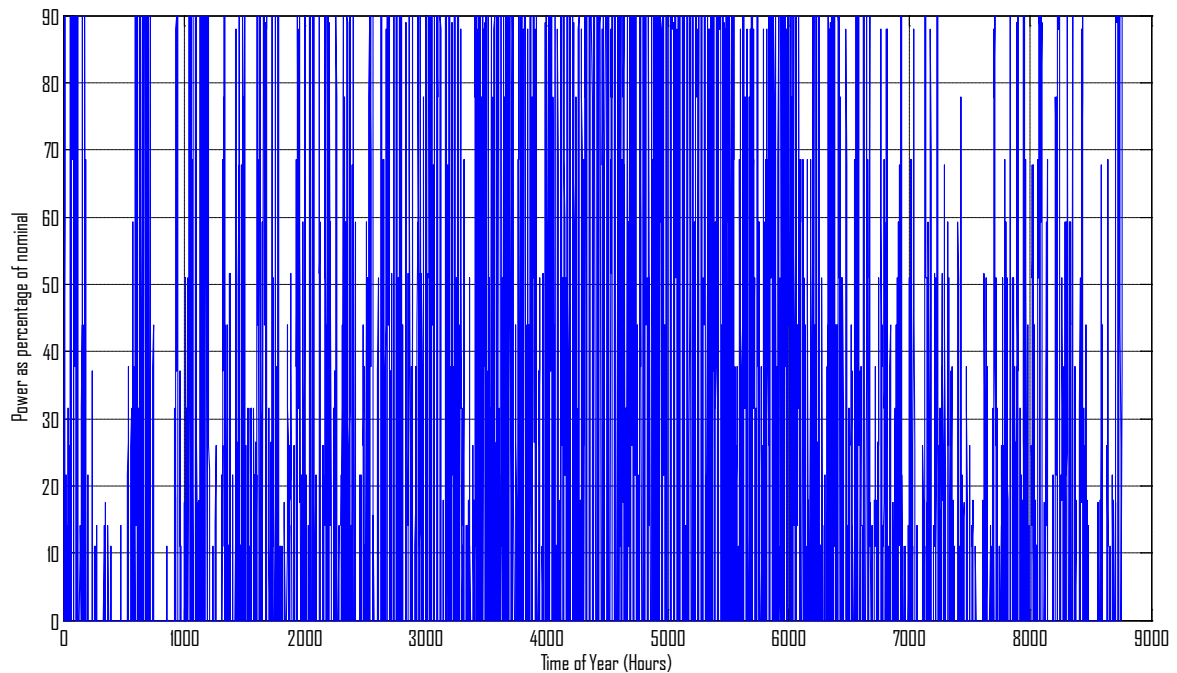
Σχήμα 9.13 Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή θερμικών σταθμών



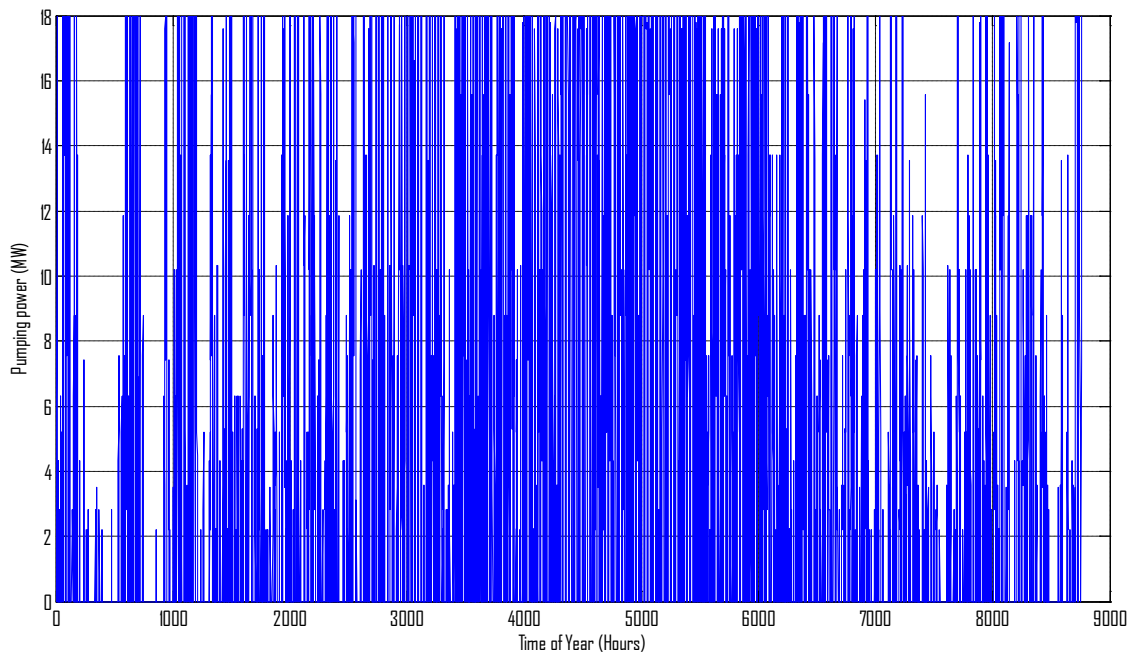
Σχήμα 9.14 Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.15 Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού

- Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.16 Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού

Αναλύοντας τα παραπάνω δεδομένα μπορούμε να κάνουμε τις εξής παρατηρήσεις:

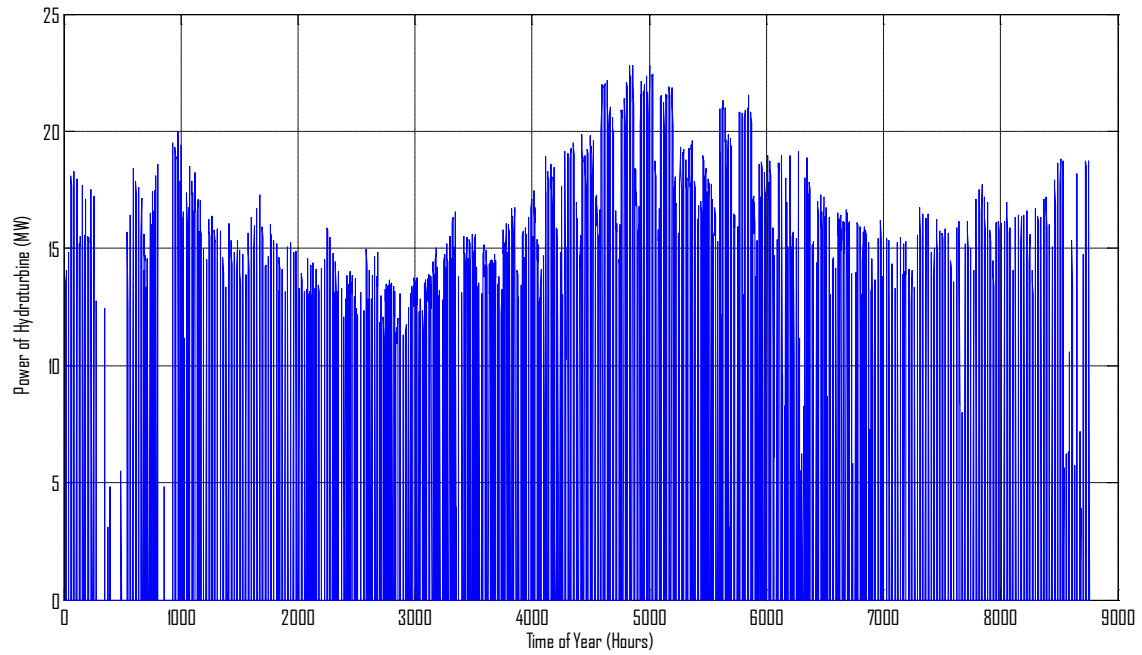
- Το CF των αιολικών του δικτύου ύστερα από την εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης έγινε ίσο με 37,67%. Το νούμερο αυτό είναι αρκετά κοντά στην

πραγματικότητα για ένα τέτοιο σύστημα και βλέπουμε ότι η μονάδα αντλησιοταμίευσης δεν θίγει τα συμφέροντα των επενδυτών σε αιολικά πάρκα.

- Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων ανήλθε στα 49.241.370€.
- Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι 163.017MWh. Η επιπλέον ενέργεια που θα μπορούσαν να παράγουν αλλά απορρίφθηκε από το δίκτυο είναι ίση με 12.605MWh. Από αυτή, οι 287 MWh χρησιμοποιήθηκαν για άντληση στον υβριδικό σταθμό.
- Το υβριδικό αιολικό πάρκο θα μπορούσε να παράγει 71.102MWh αλλά τελικά απέδωσε 42.085MWh (CF=25,26%) λόγω αδυναμίας απορρόφησης της επιπλέον ενέργειας από τις αντλίες.
- Ο υβριδικός σταθμός απορρόφησε από τις θερμικές μονάδες του δικτύου 0MWh.
- Ο υβριδικός σταθμός παρήγαγε 30.725MWh.
- Η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο ήταν κατά μέσο όρο στη διάρκεια του έτους ίση με 16,17 %.
- Τα έξοδα του διαχειριστή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα ανήλθαν στα 14.671.580€
- Τα έξοδα για αγορά δικαιωμάτων από ρύπους ανήλθαν σε 14.526.007€
- Τα έσοδα για πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 0€
- Τα έξοδα για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 5.530.629€
- Αν θεωρήσουμε έσοδα από πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές (100/MWh) τότε ο διαχειριστής παρουσίασε έσοδα 96.840.053€.
- Τα συνολικά έξοδα του διαχειριστή ανήλθαν σε 67.555.797€ με μέσο κόστος ανά MWh ίσο με 58,13€.
- Ο επενδυτής του υβριδικού σταθμού είχε έσοδα 5.530.629€

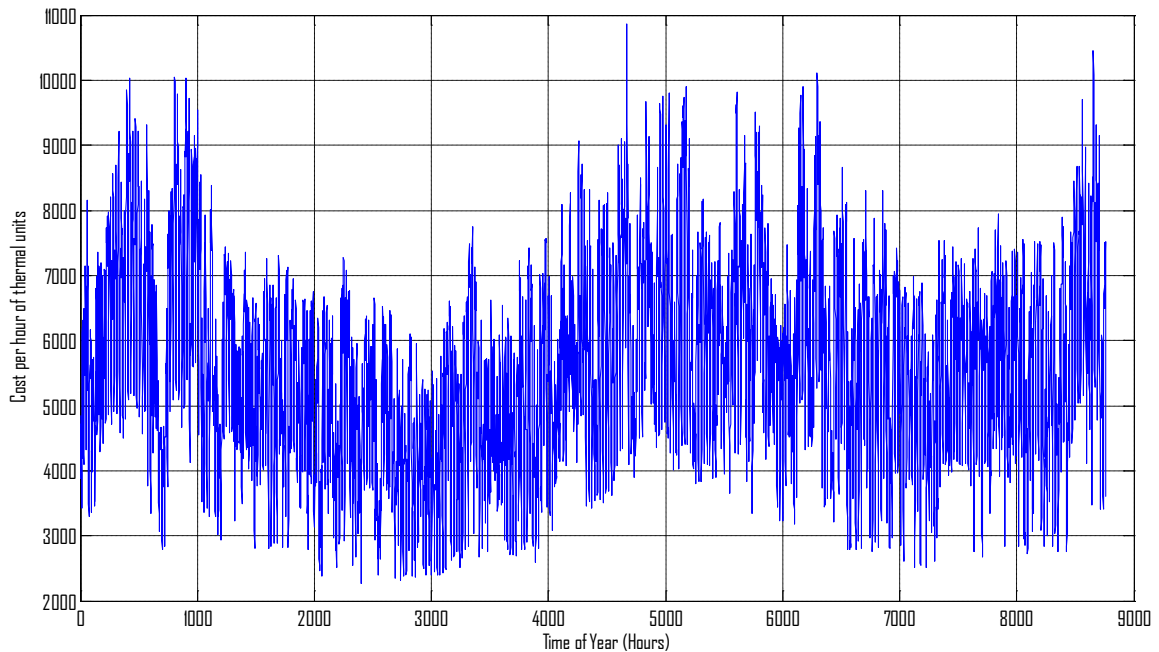
9.3.2 Επιλογή 2

- Παραγωγή Υδροστροβίλου



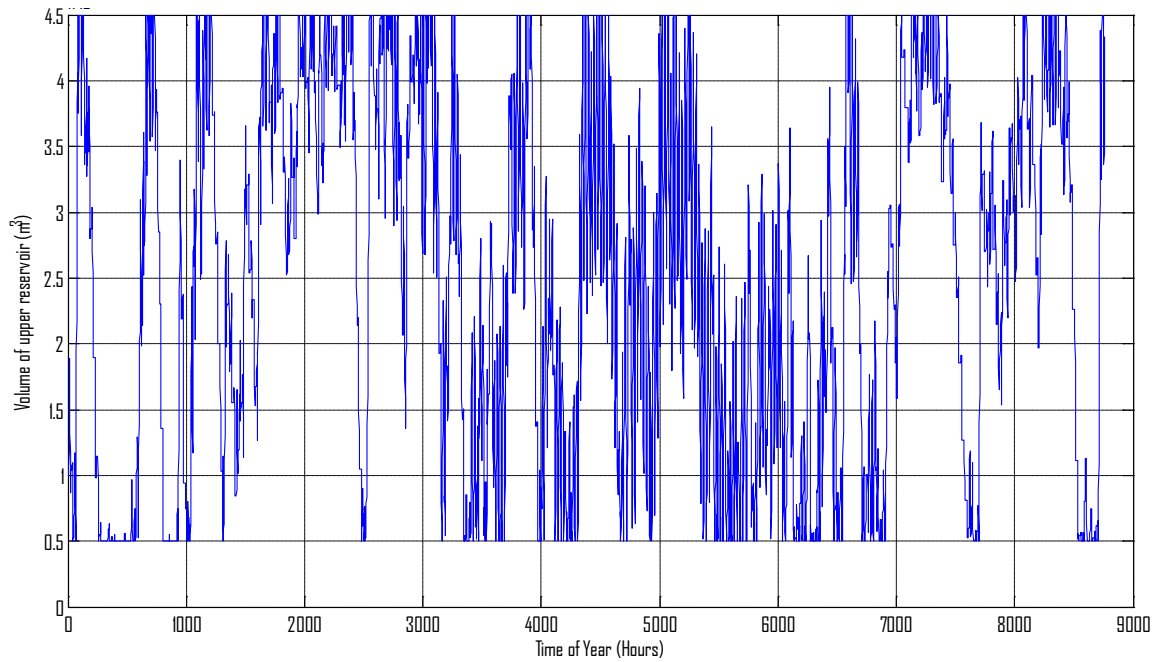
Σχήμα 9.17 Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)

- Κόστος Θερμικών Μονάδων



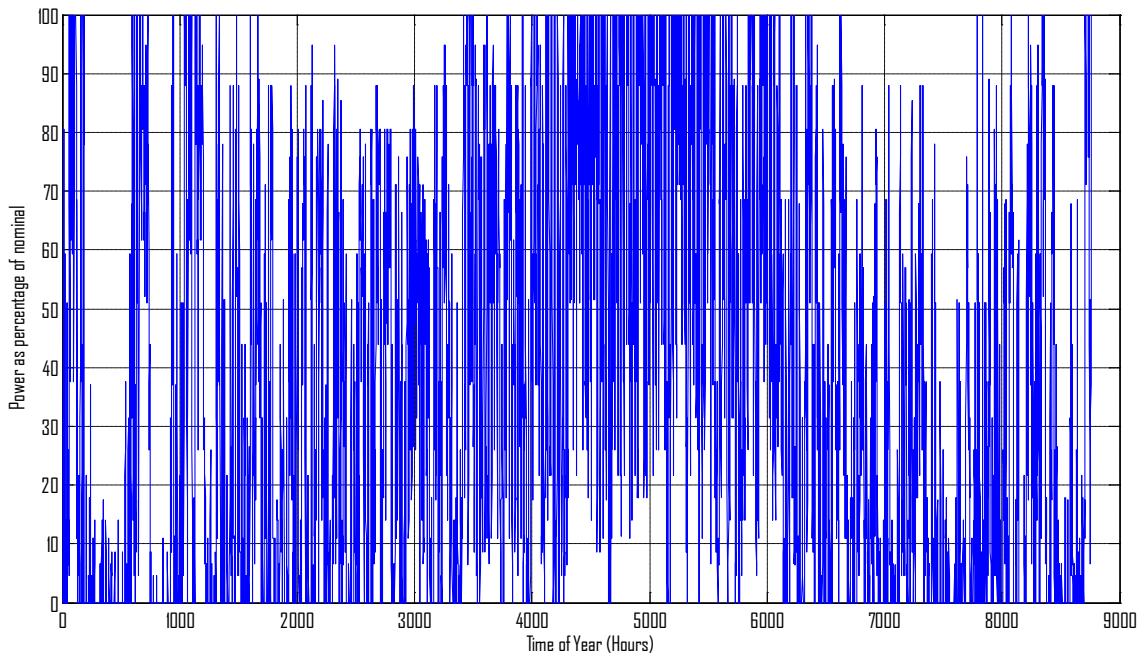
Σχήμα 9.18 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)

- Όγκος άνω ταμιευτήρα



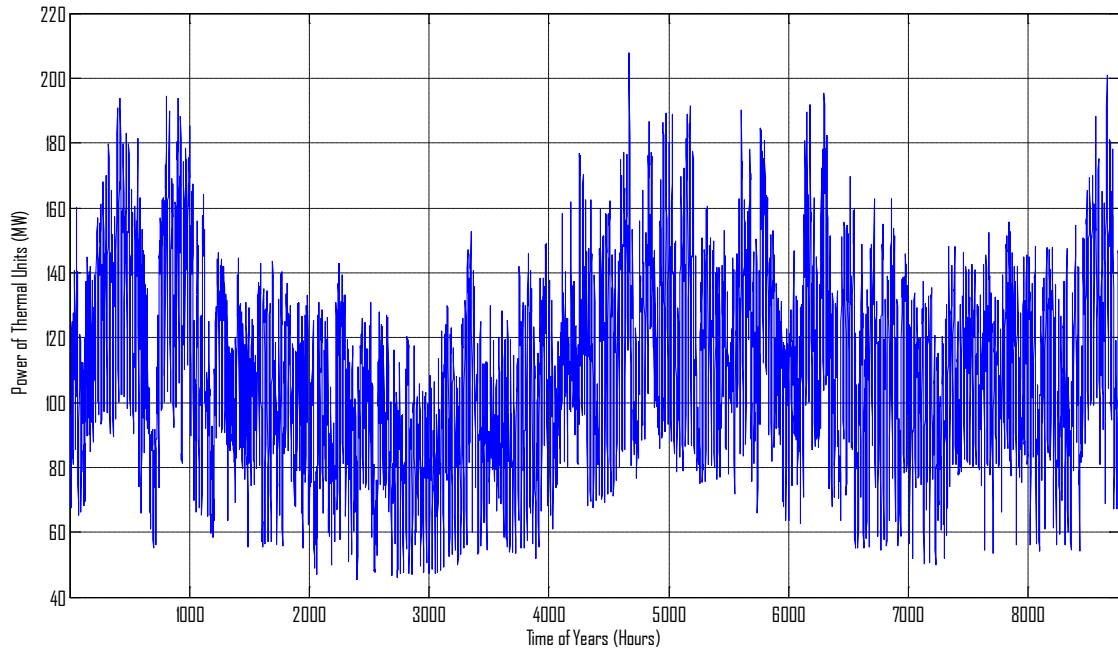
Σχήμα 9.19 Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)

- Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ως ποσοστό της ονομαστικής τους)



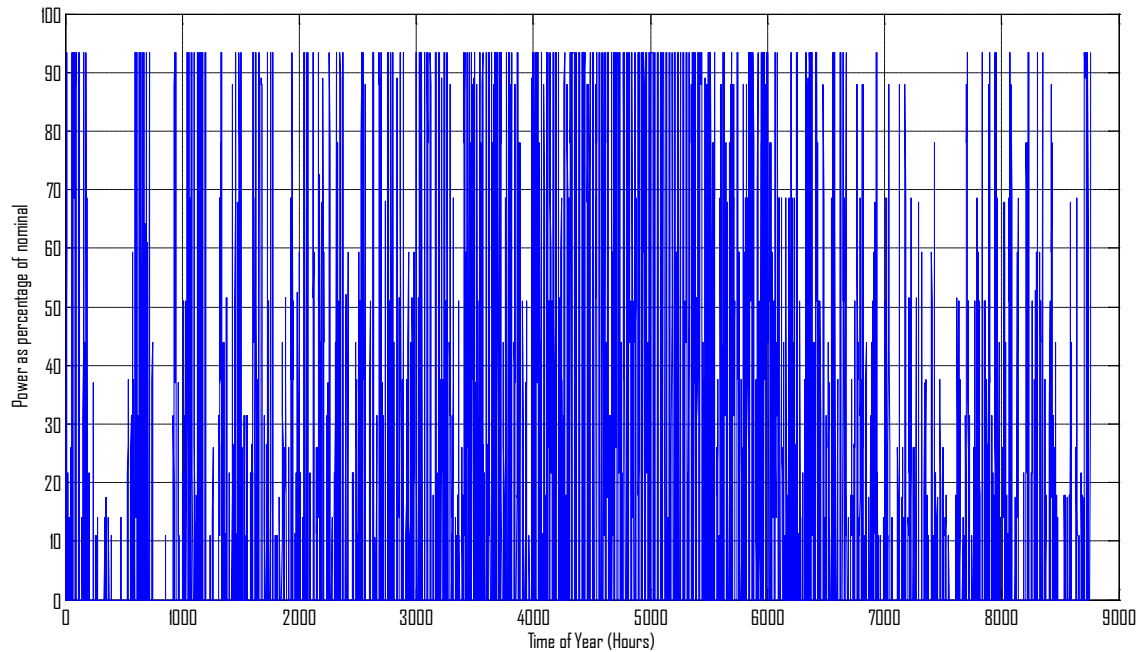
Σχήμα 9.20 Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή θερμικών σταθμών



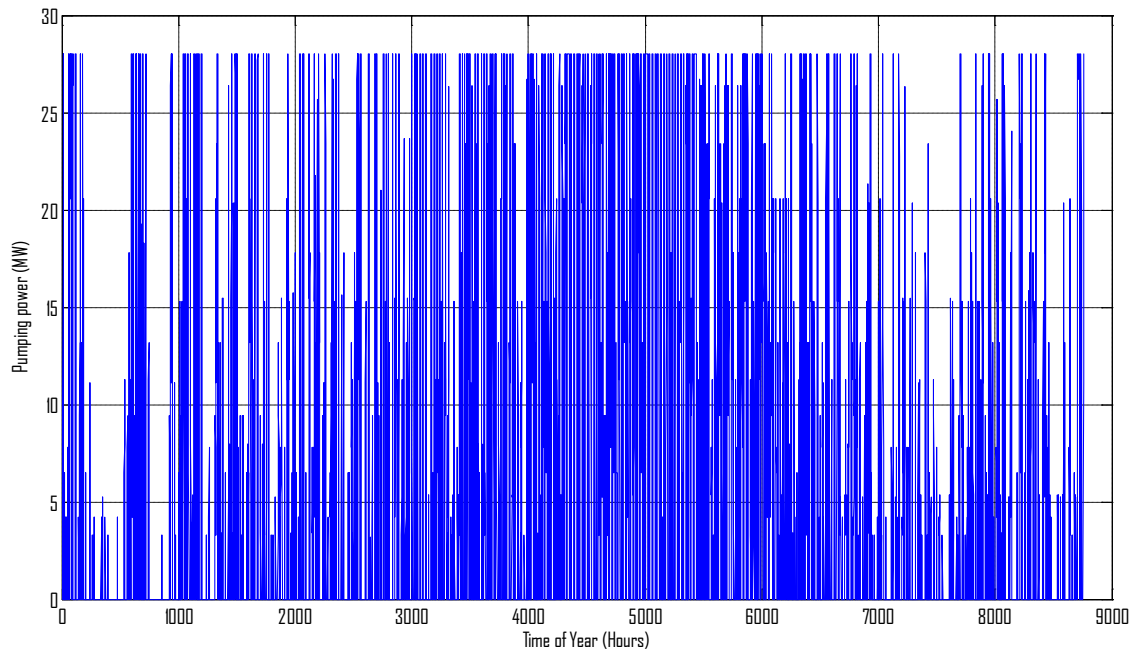
Σχήμα 9.21 Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.22 Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού

- Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.23 Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού

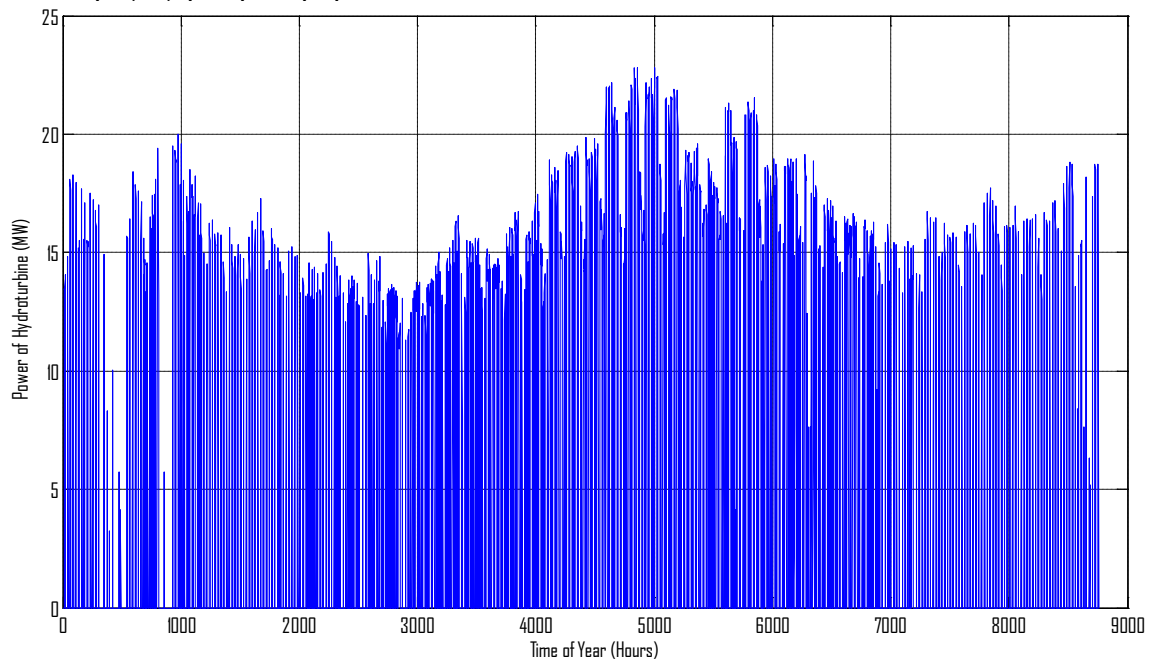
Αναλύοντας τα παραπάνω δεδομένα μπορούμε να κάνουμε τις εξής παρατηρήσεις:

- Το CF των αιολικών του δικτύου ύστερα από την εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης έγινε ίσο με 37,64 %. Το νούμερο αυτό είναι αρκετά κοντά στην πραγματικότητα για ένα τέτοιο σύστημα και βλέπουμε ότι η μονάδα αντλιοσταμείωσης δεν θίγει τα συμφέροντα των επενδυτών σε αιολικά πάρκα.
- Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων ανήλθε στα 48.871.383€.
- Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι 162.912MWh. Η επιπλέον ενέργεια που θα μπορούσαν να παράγουν αλλά απορρίφθηκε από το δίκτυο είναι ίση με 12.710MWh. Από αυτή, οι 387 MWh χρησιμοποιήθηκαν για άντληση στον υβριδικό σταθμό.
- Το υβριδικό αιολικό πάρκο θα μπορούσε να παράγει 106.653MWh αλλά τελικά απέδωσε 52.224MWh (CF=20,47%) λόγω αδυναμίας απορρόφησης της επιπλέον ενέργειας από τις αντλίες.
- Ο υβριδικός σταθμός απορρόφησε από τις θερμικές μονάδες του δικτύου 0MWh.
- Ο υβριδικός σταθμός παράγαγε 38.150MWh.
- Η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο ήταν κατά μέσο όρο στη διάρκεια του έτους ίση με 17,3 %.
- Τα έξοδα του διαχειριστή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα ανήλθαν στα 14.662.114€
- Τα έξοδα για αγορά δικαιωμάτων από ρύπους ανήλθαν σε 14.416.220€

- Τα έσοδα για πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 0€
- Τα έξοδα για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 6.867.007€
- Αν θεωρήσουμε έσοδα από πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές (100/MWh) τότε ο διαχειριστής παρουσίασε έσοδα 96.108.138€.
- Τα συνολικά έξοδα του διαχειριστή ανήλθαν σε 68.526.265€ με μέσο κόστος ανά MWh ίσο με 58,96€.
- Ο επενδυτής του υβριδικού σταθμού είχε έσοδα 6.867.007€

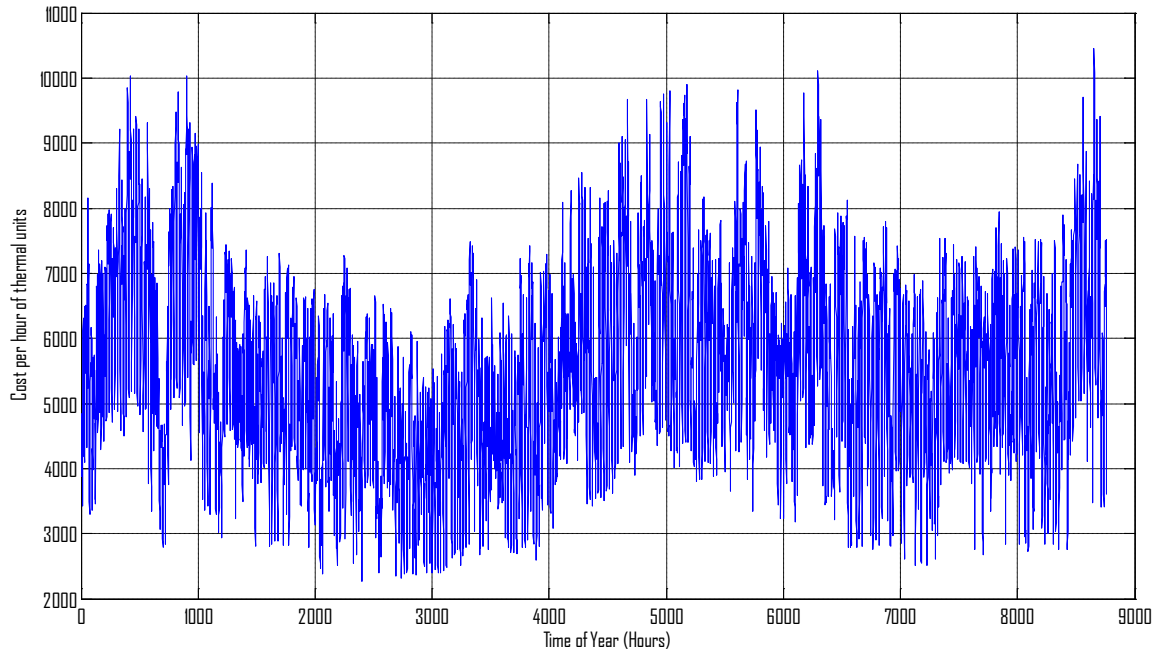
9.3.3 Επιλογή 3

- Παραγωγή Υδροστροβίλου



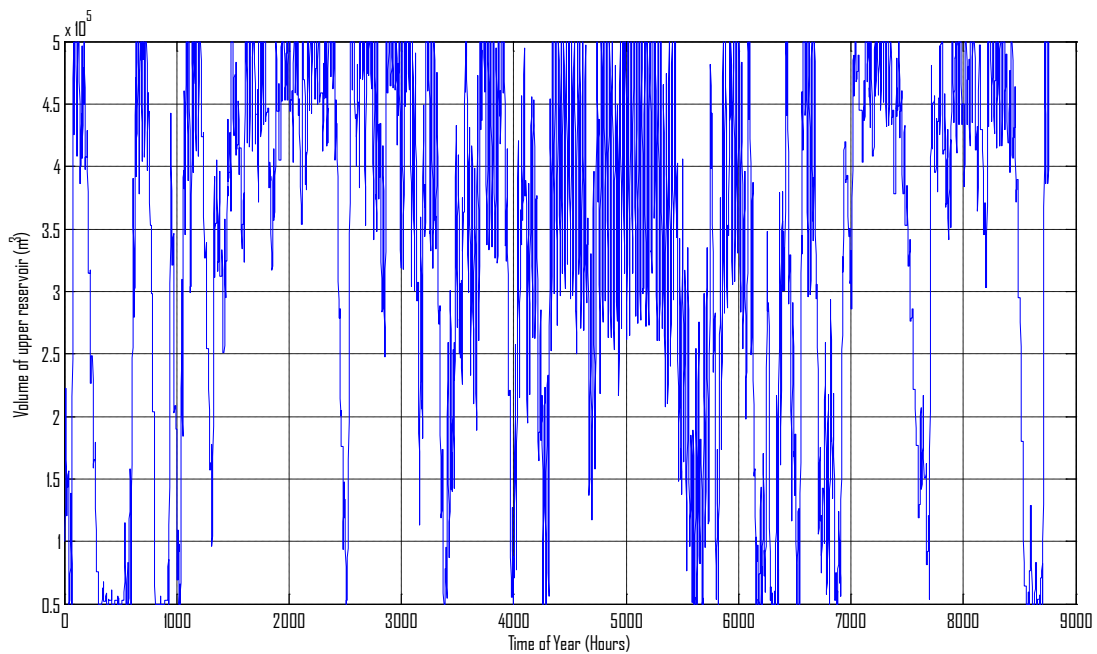
Σχήμα 9.24 Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)

- Κόστος Θερμικών Μονάδων



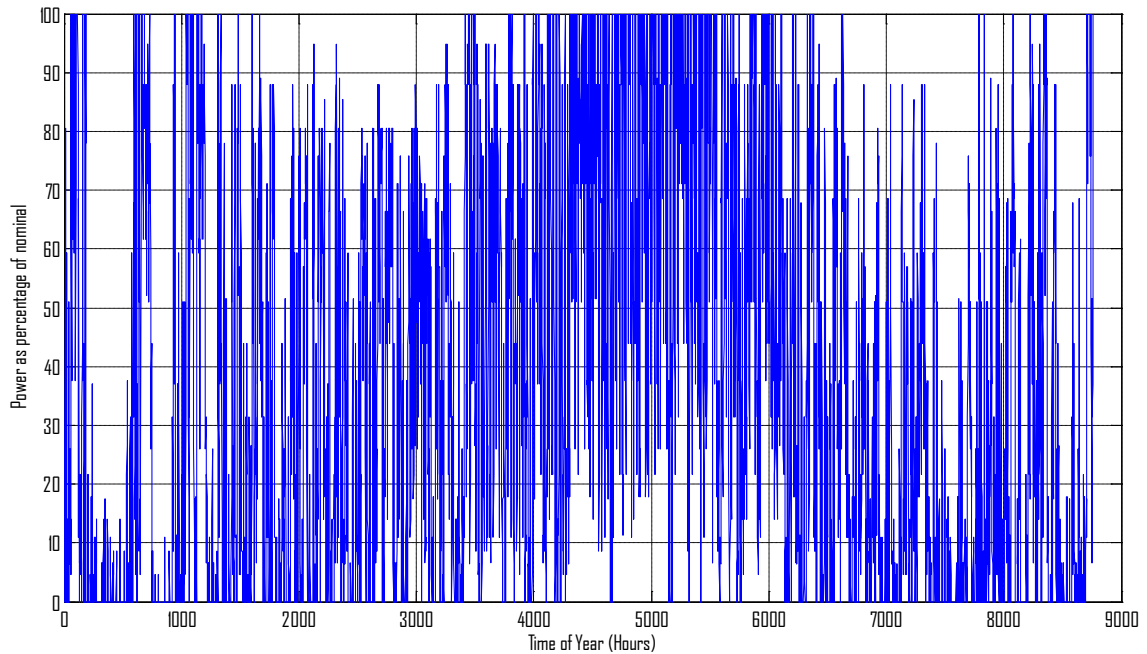
Σχήμα 9.25 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)

- Όγκος άνω ταμιευτήρα



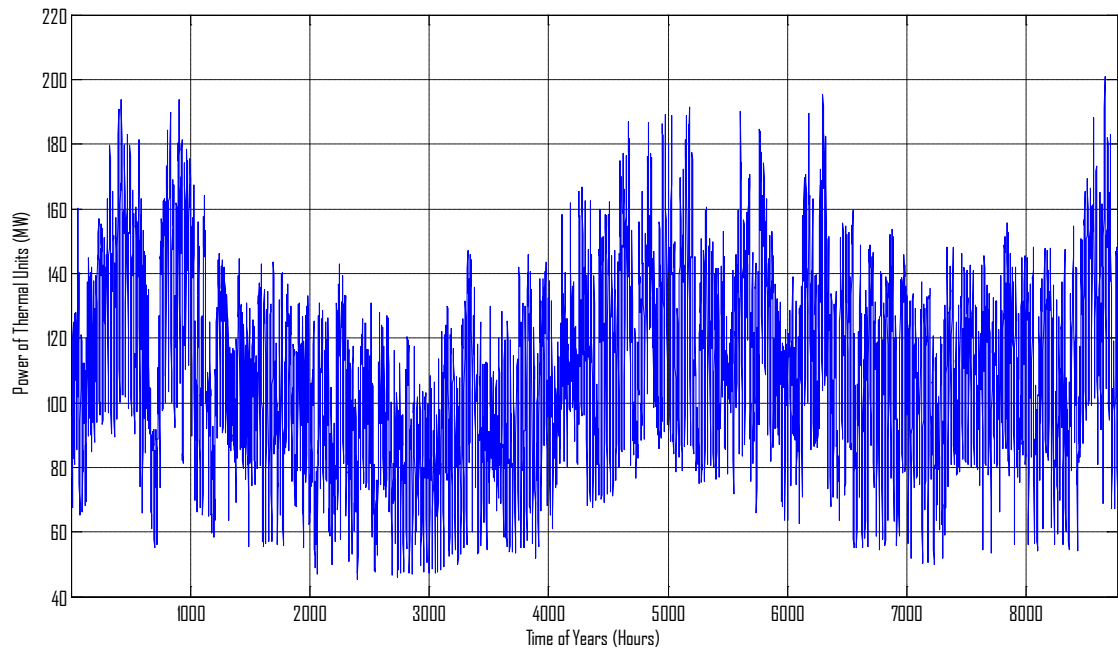
Σχήμα 9.26 Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)

- Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ως ποσοστό της ονομαστικής τους)



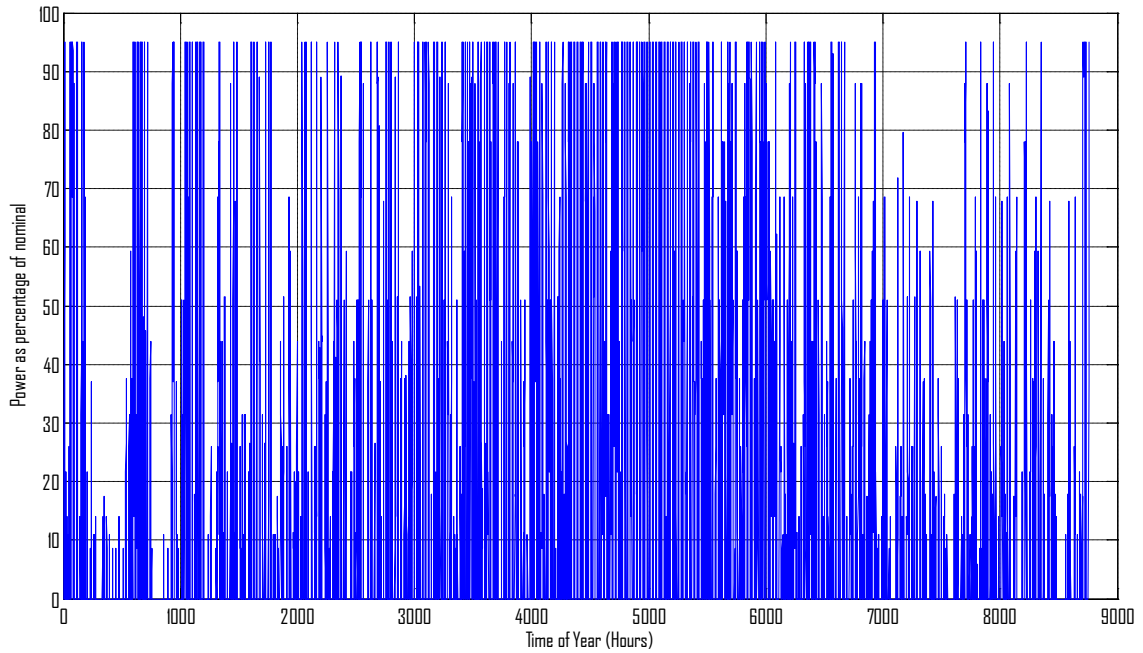
Σχήμα 9.27 Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή θερμικών σταθμών



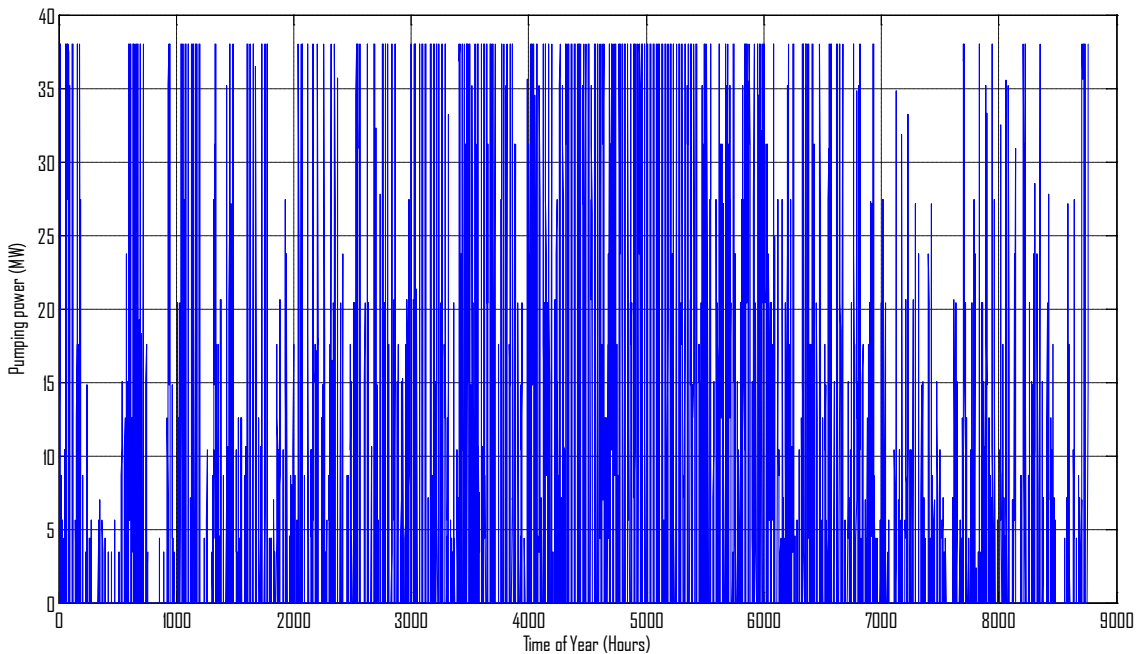
Σχήμα 9.28 Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.29 Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού

- Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού



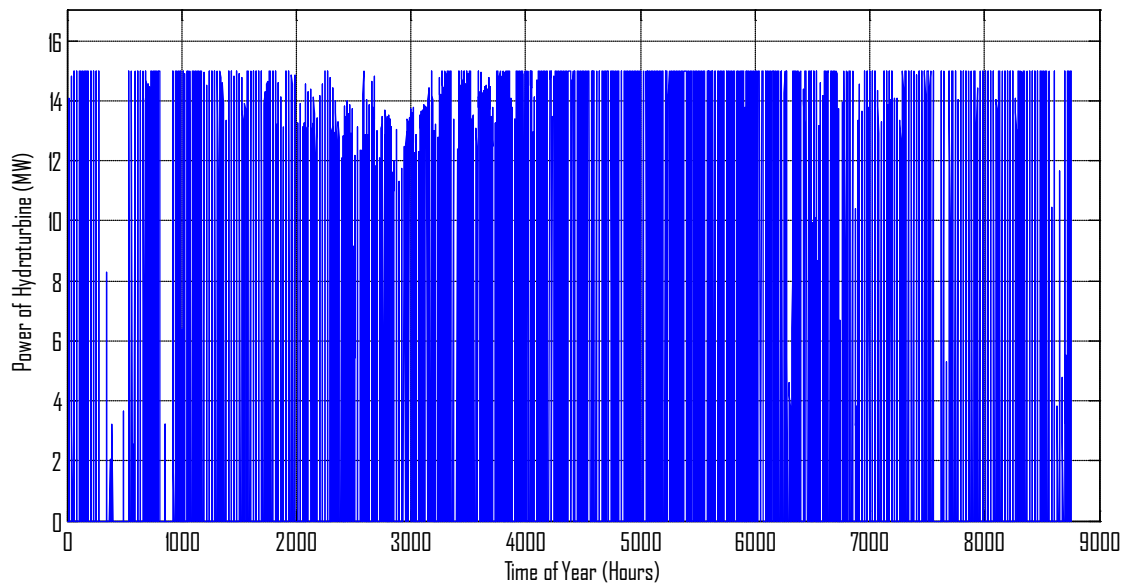
Σχήμα 9.30 Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού

Αναλύοντας τα παραπάνω δεδομένα μπορούμε να κάνουμε τις εξής παρατηρήσεις:

- Το CF των αιολικών του δικτύου ύστερα από την εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης έγινε ίσο με 36,34 %. Το νούμερο αυτό είναι αρκετά κοντά στην πραγματικότητα για ένα τέτοιο σύστημα και βλέπουμε ότι η μονάδα αντλιοσταμείωσης δεν θίγει τα συμφέροντα των επενδυτών σε αιολικά πάρκα.
- Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων ανήλθε στα 48.714.410€.
- Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι 162.834MWh. Η επιπλέον ενέργεια που θα μπορούσαν να παράγουν αλλά απορρίφθηκε από το δίκτυο είναι ίση με 12.788MWh. Από αυτή, οι 363 MWh χρησιμοποιήθηκαν για άντληση στον υβριδικό σταθμό.
- Το υβριδικό αιολικό πάρκο θα μπορούσε να παράγει 142.205MWh αλλά τελικά απέδωσε 56.657MWh (CF=16,49%) λόγω αδυναμίας απορρόφησης της επιπλέον ενέργειας από τις αντλίες.
- Ο υβριδικός σταθμός απορρόφησε από τις θερμικές μονάδες του δικτύου 0MWh.
- Ο υβριδικός σταθμός παρήγαγε 41.311MWh.
- Η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο ήταν κατά μέσο όρο στη διάρκεια του έτους ίση με 17,57 %.
- Τα έξοδα του διαχειριστή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα ανήλθαν στα 14.655.134€
- Τα έξοδα για αγορά δικαιωμάτων από ρύπους ανήλθαν σε 14.369.965€
- Τα έσοδα για πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 0€
- Τα έξοδα για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 7.436.029€
- Αν θεωρήσουμε έσοδα από πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές (100/MWh) τότε ο διαχειριστής παρουσίασε έσοδα 95.799.770€.
- Τα συνολικά έξοδα του διαχειριστή ανήλθαν σε 68.937.403€ με μέσο κόστος ανά MWh ίσο με 59,32€.
- Ο επενδυτής του υβριδικού σταθμού είχε έσοδα 7.436.029€

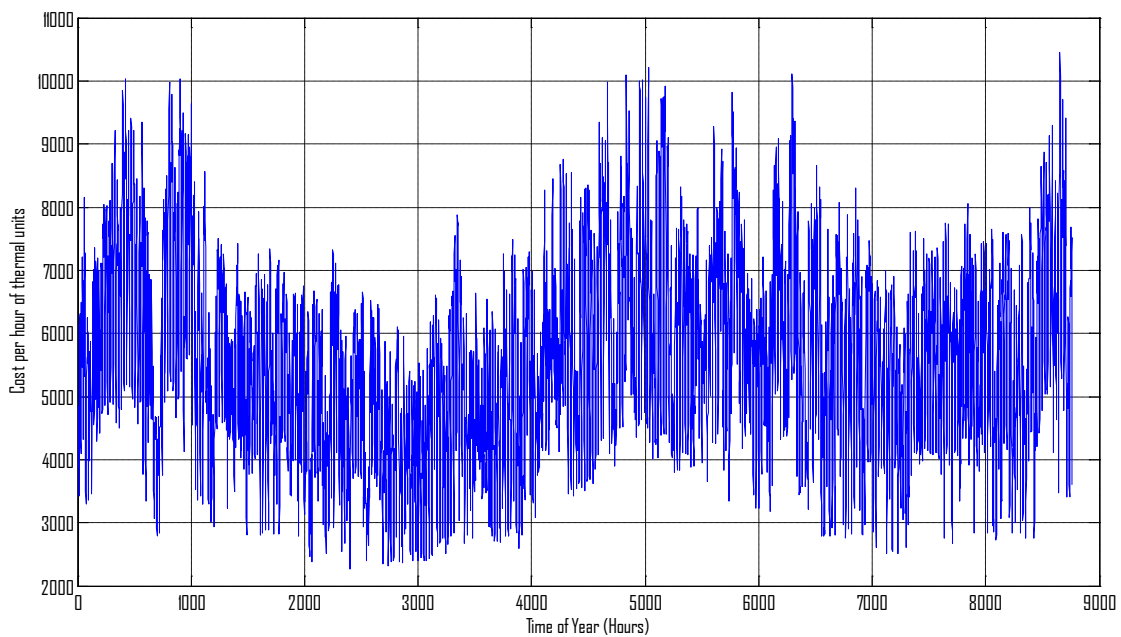
9.3.4 Επιλογή 4

- Παραγωγή Υδροστροβίλου



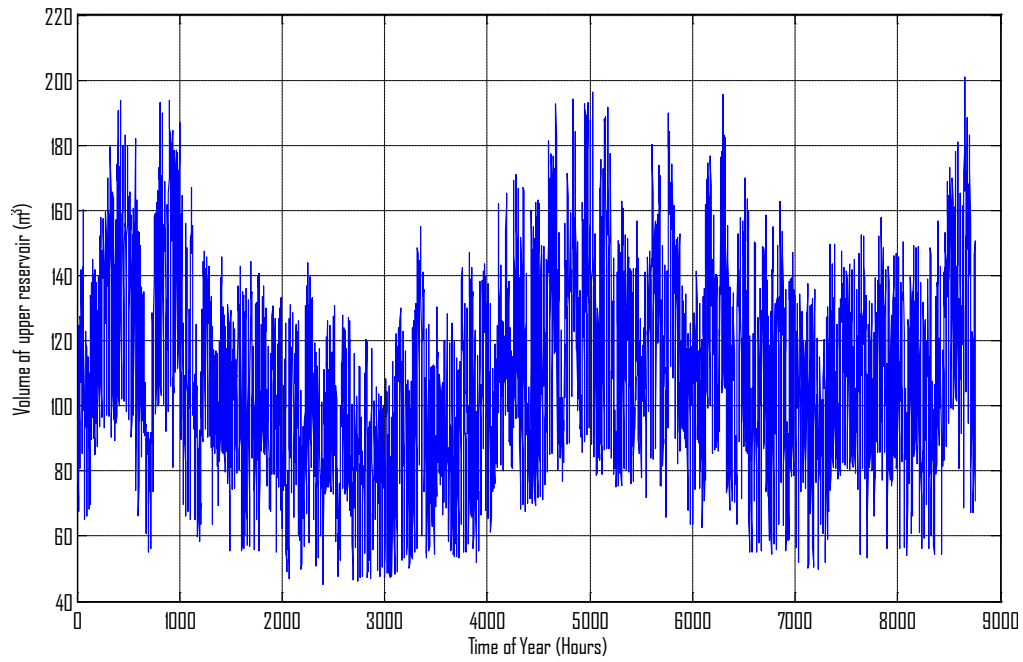
Σχήμα 9.31 Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)

- Κόστος Θερμικών Μονάδων



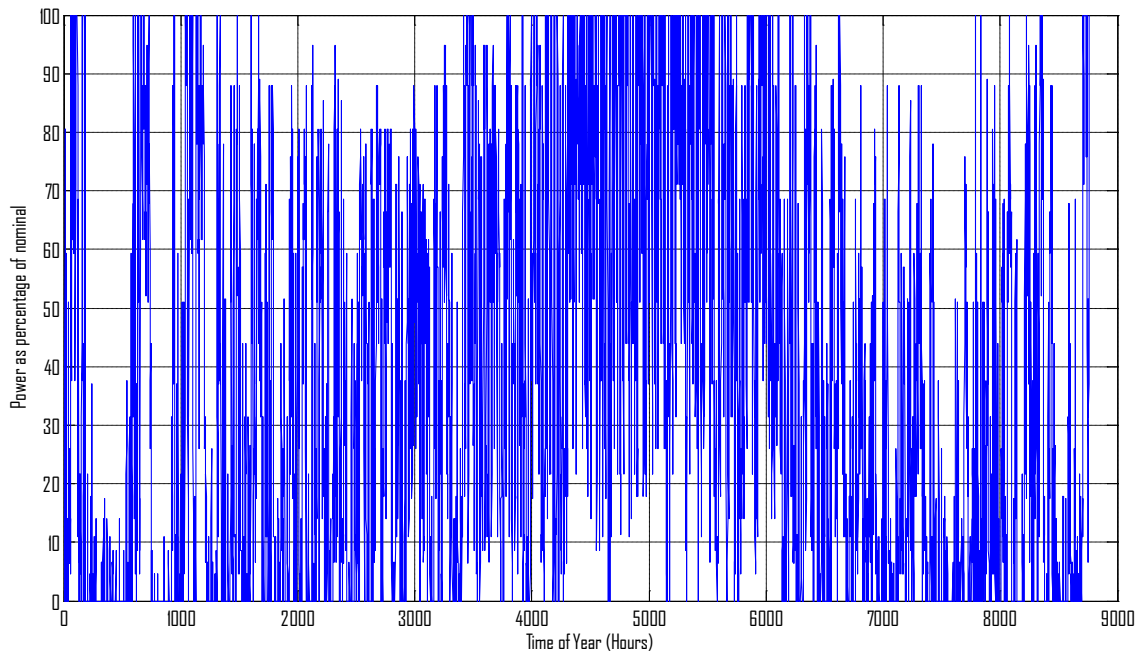
Σχήμα 9.32 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)

- Όγκος άνω ταμιευτήρα



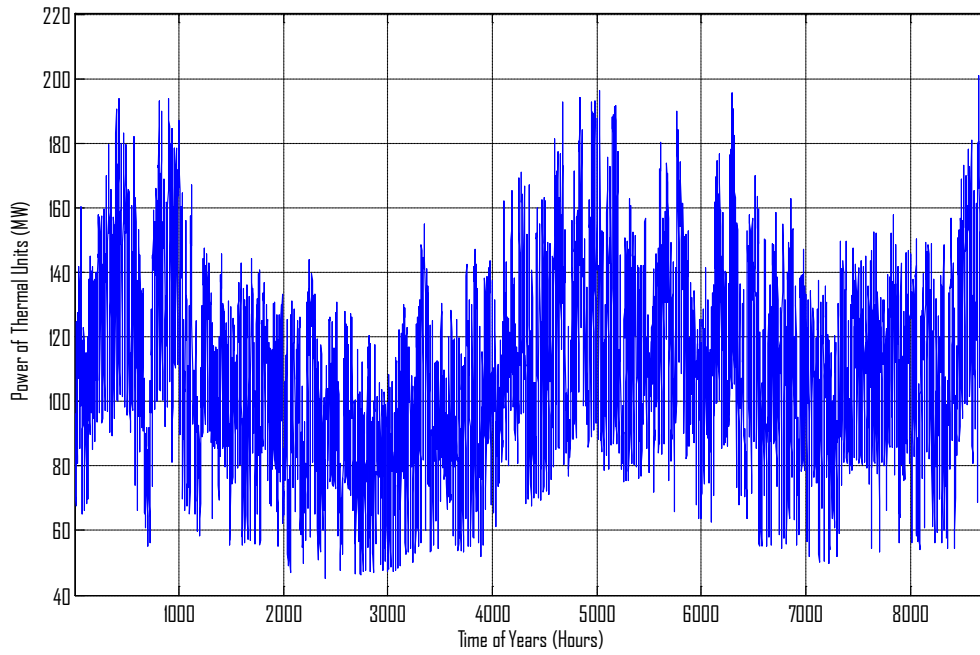
Σχήμα 9.33 Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)

- Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ως ποσοστό της ονομαστικής τους)



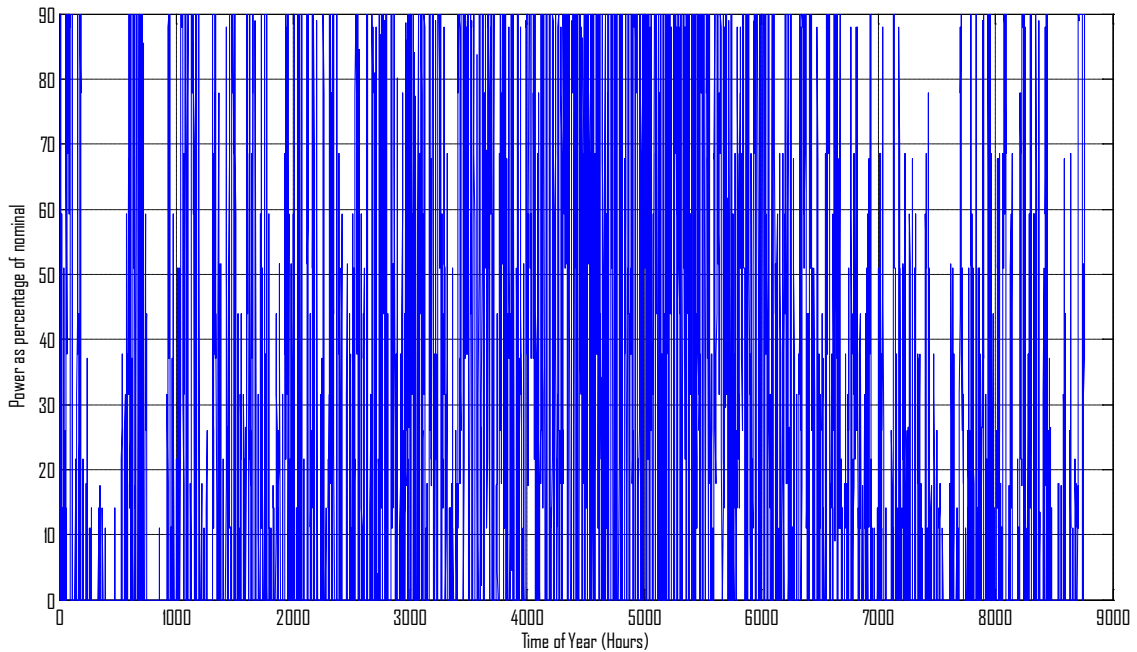
Σχήμα 9.34 Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή θερμικών σταθμών



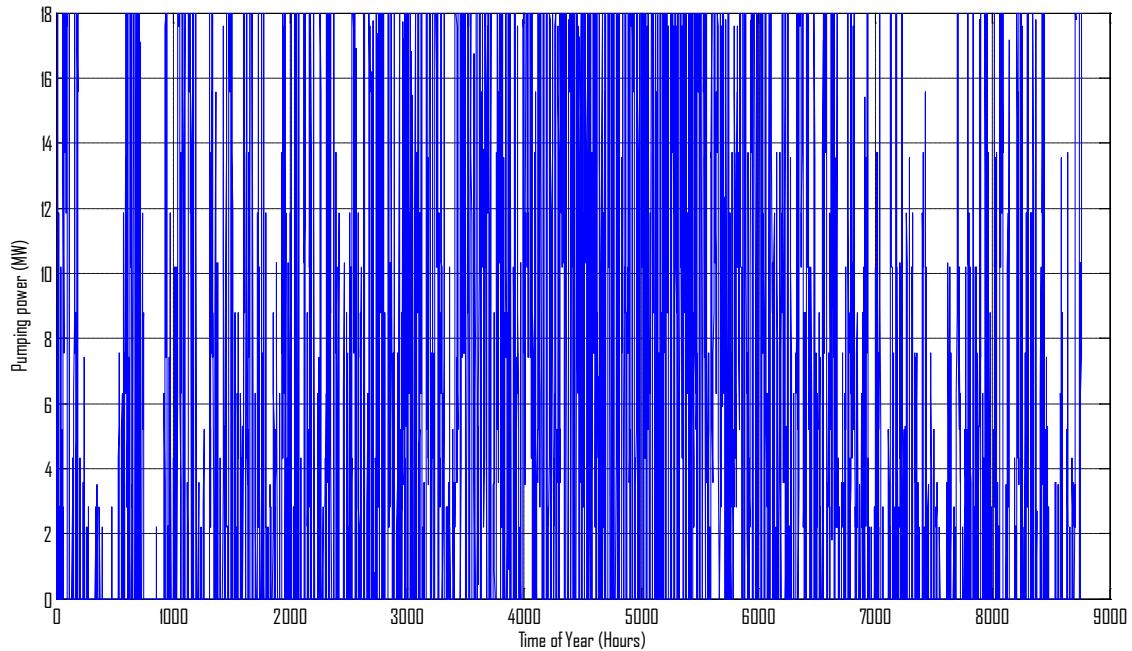
Σχήμα 9.35 Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.36 Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού

- Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.37 Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού

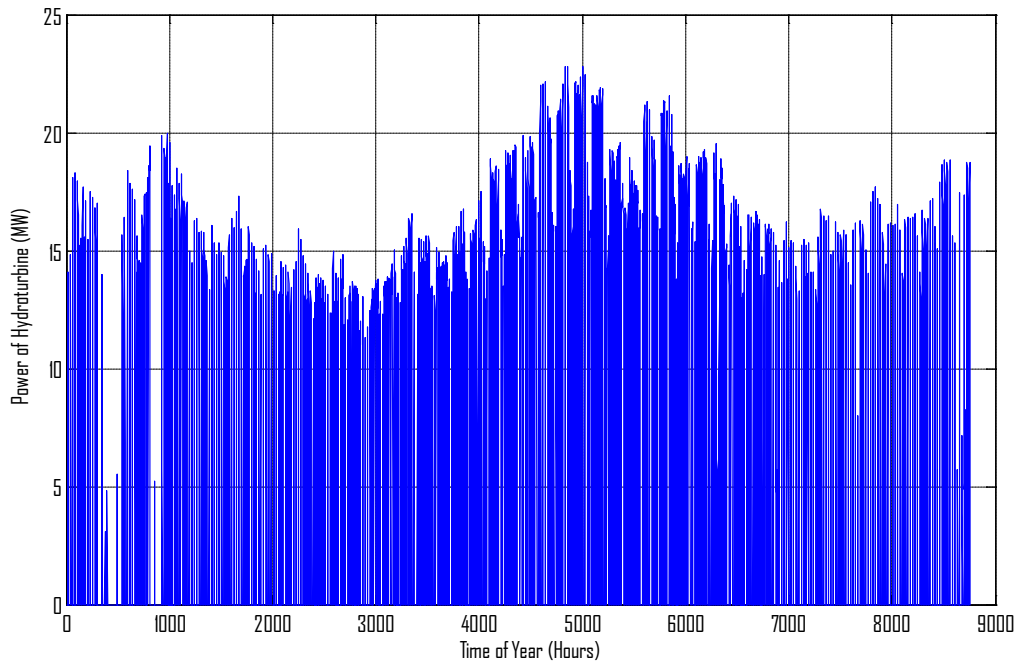
Αναλύοντας τα παραπάνω δεδομένα μπορούμε να κάνουμε τις εξής παρατηρήσεις:

- Το CF των αιολικών του δικτύου ύστερα από την εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης έγινε ίσο με 37,62%. Το νούμερο αυτό είναι αρκετά κοντά στην πραγματικότητα για ένα τέτοιο σύστημα και βλέπουμε ότι η μονάδα αντλιοσταμείωσης δεν θίγει τα συμφέροντα των επενδυτών σε αιολικά πάρκα.
- Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων ανήλθε στα 48.965.491€.
- Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι 162.834MWh. Η επιπλέον ενέργεια που θα μπορούσαν να παράγουν αλλά απορρίφθηκε από το δίκτυο είναι ίση με 12.788MWh. Από αυτή, οι 192 MWh χρησιμοποιήθηκαν για άντληση στον υβριδικό σταθμό.
- Το υβριδικό αιολικό πάρκο θα μπορούσε να παράγει 71.102MWh αλλά τελικά απέδωσε 49.925MWh (CF=29,83%) λόγω αδυναμίας απορρόφησης της επιπλέον ενέργειας από τις αντλίες.
- Ο υβριδικός σταθμός απορρόφησε από τις θερμικές μονάδες του δικτύου 0MWh.
- Ο υβριδικός σταθμός παράγαγε 36.357MWh.
- Η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο ήταν κατά μέσο όρο στη διάρκεια του έτους ίση με 17,14 %.
- Τα έξοδα του διαχειριστή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα ανήλθαν στα 14.655.134€
- Τα έξοδα για αγορά δικαιωμάτων από ρύπους ανήλθαν σε 14.444.273€

- Τα έσοδα για πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 0€
- Τα έξοδα για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 6.544.340€
- Αν θεωρήσουμε έσοδα από πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές (100/MWh) τότε ο διαχειριστής παρουσίασε έσοδα 96.295.153€.
- Τα συνολικά έξοδα του διαχειριστή ανήλθαν σε 68.287.408€ με μέσο κόστος ανά MWh ίσο με 58,76 €.
- Ο επενδυτής του υβριδικού σταθμού είχε έσοδα 6.544.340€

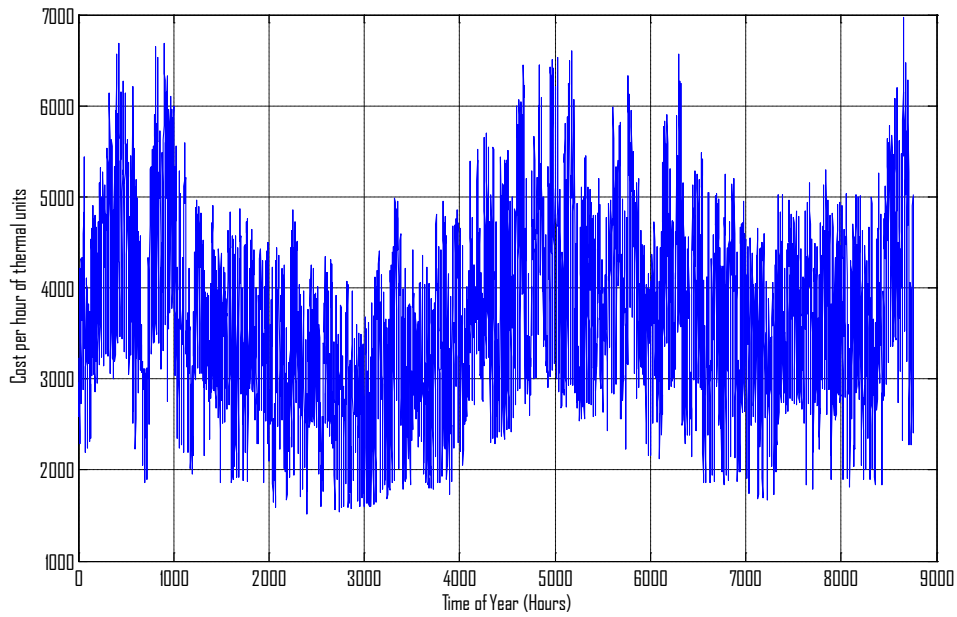
9.3.5 Επιλογή 5

- Παραγωγή Υδροστροβίλου



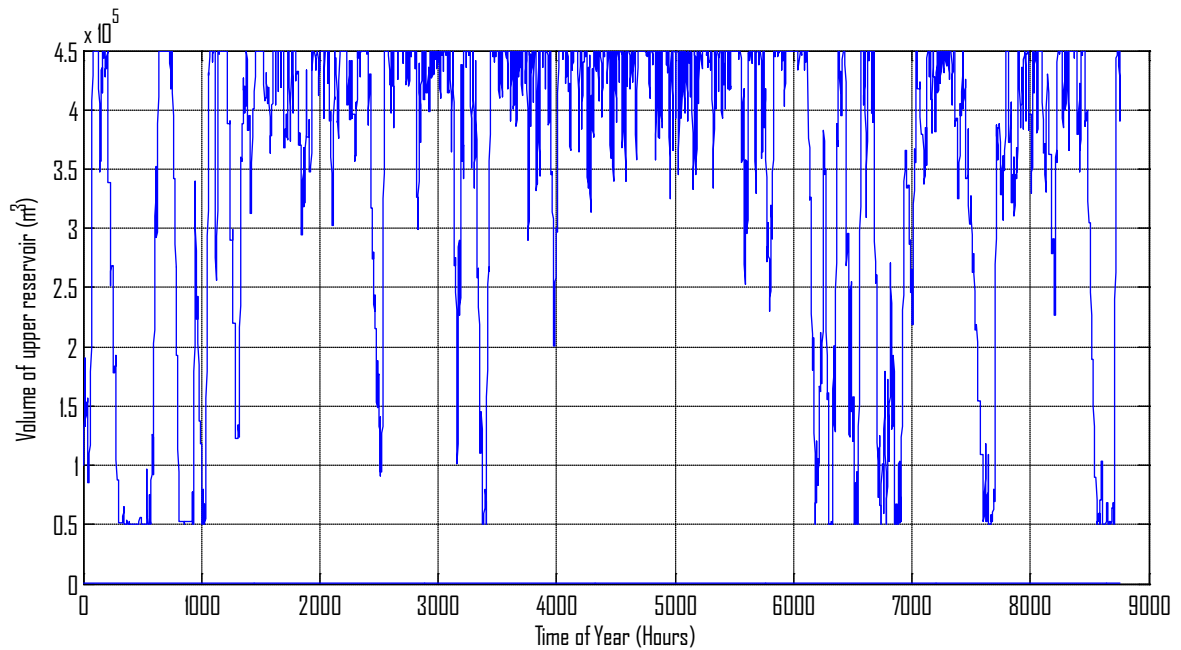
Σχήμα 9.38 Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)

- Κόστος Θερμικών Μονάδων



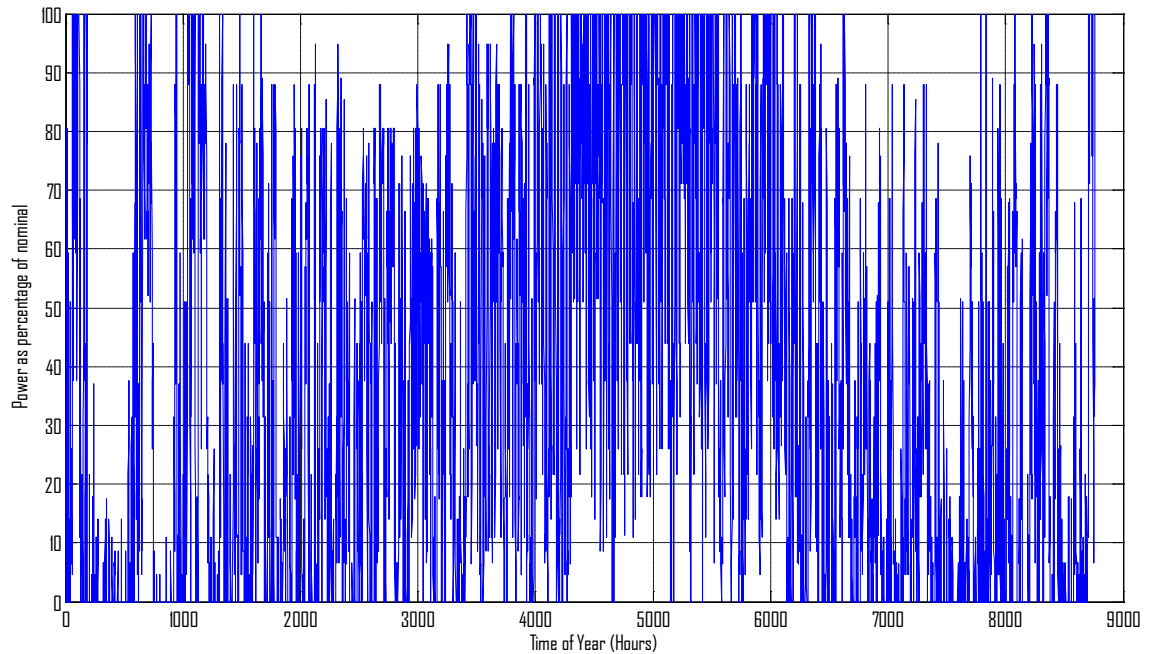
Σχήμα 9.39 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)

- Όγκος άνω ταμιευτήρα



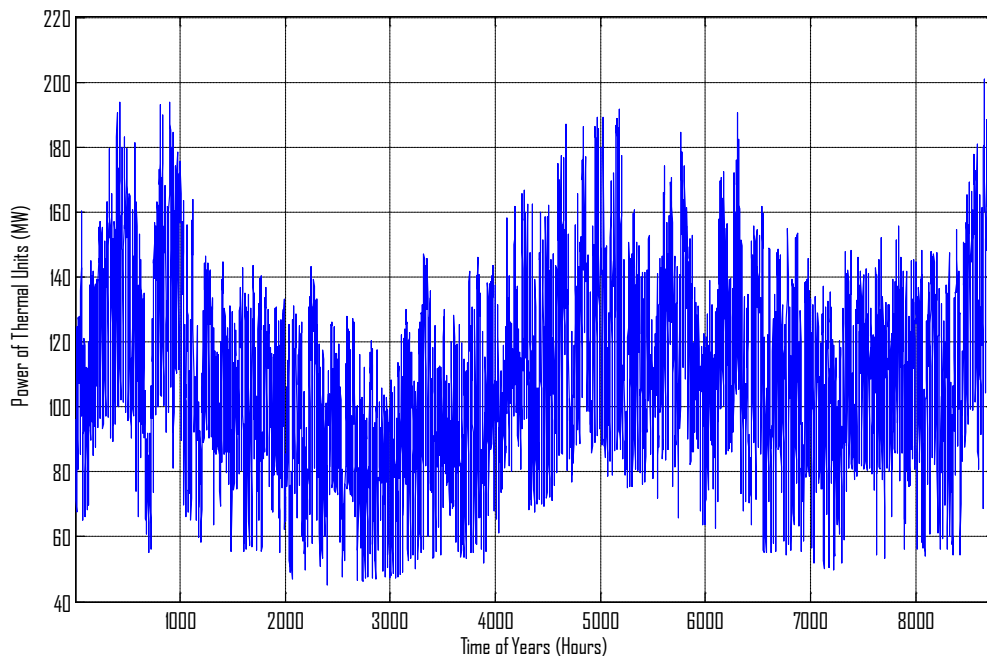
Σχήμα 9.40 Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)

- Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ως ποσοστό της ονομαστικής τους)



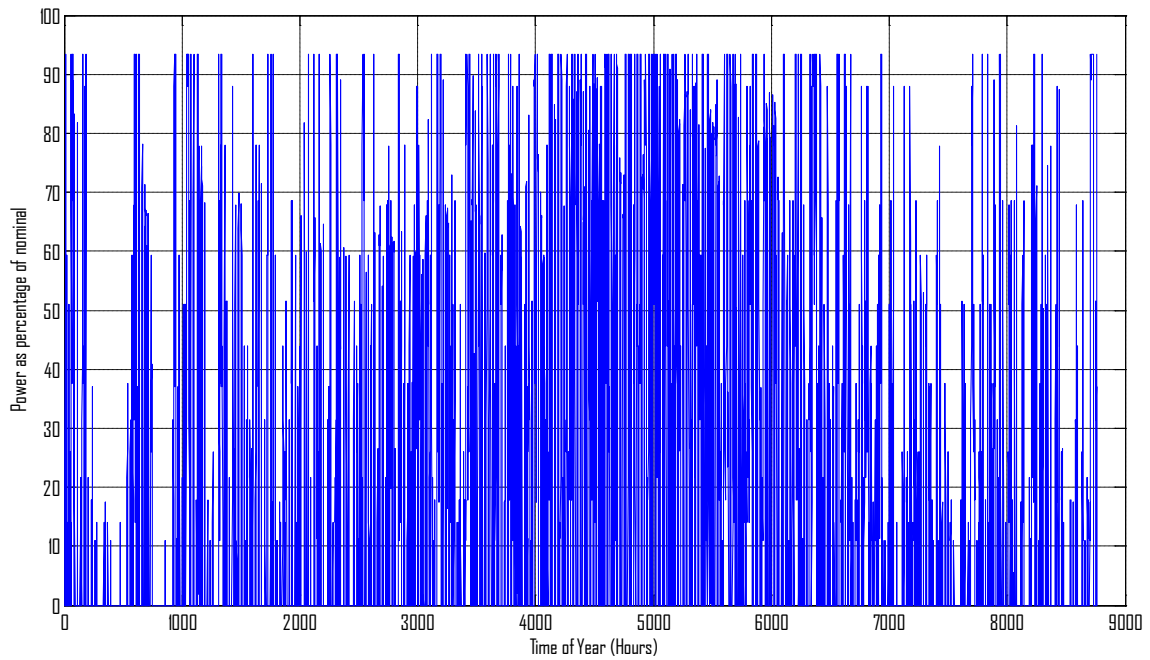
Σχήμα 9.41 Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή θερμικών σταθμών



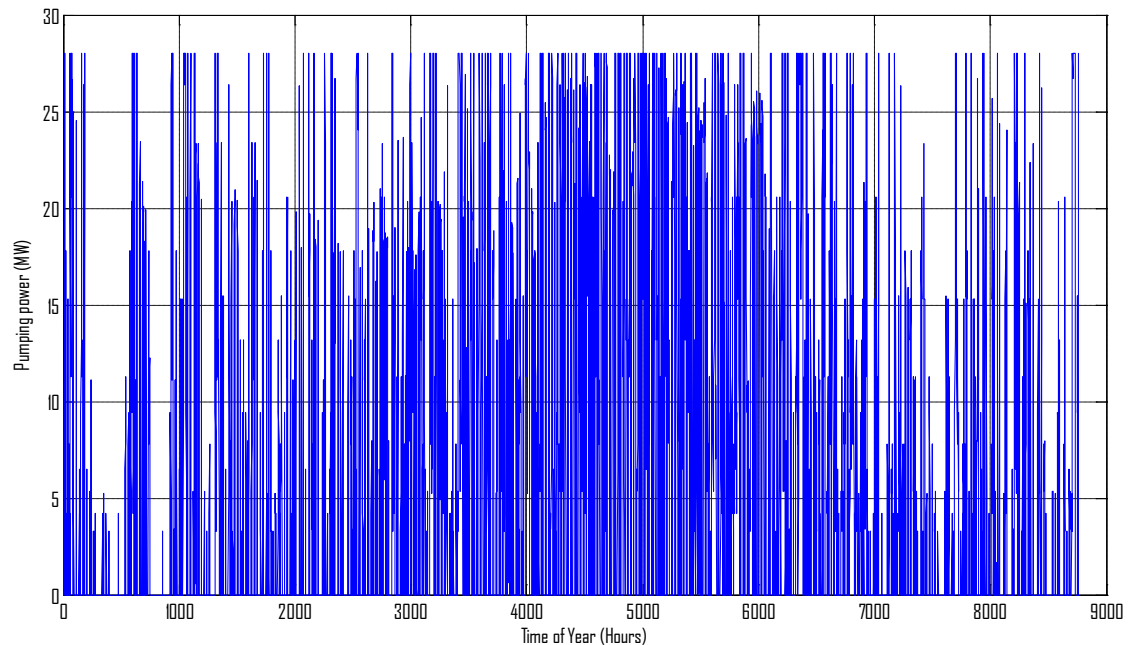
Σχήμα 9.42 Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.43 Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού

- Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού



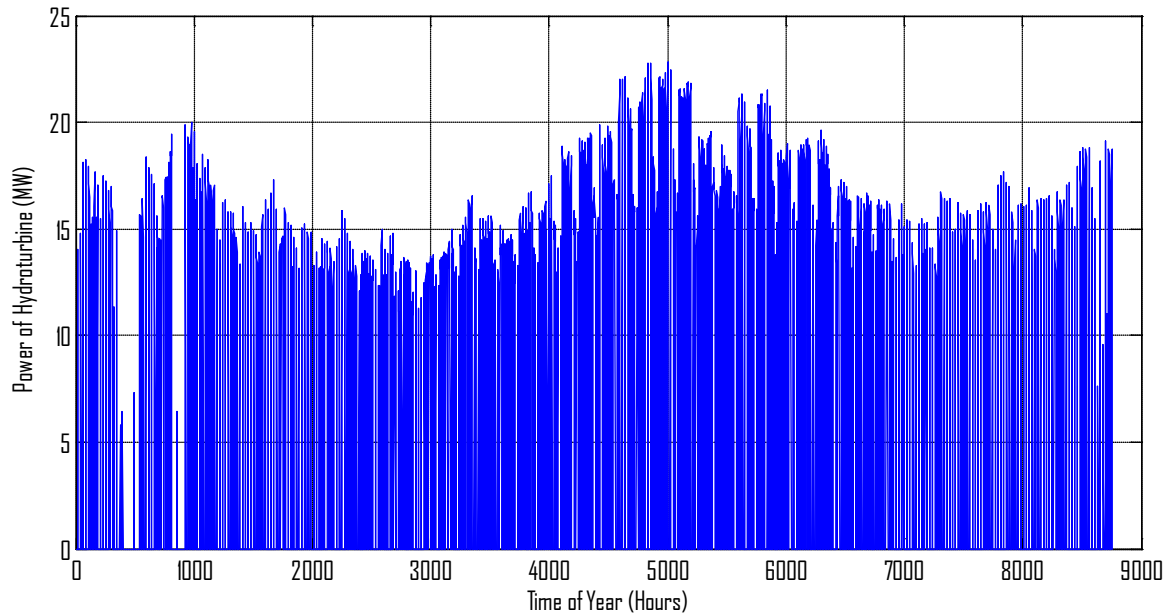
Σχήμα 9.44 Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού

Αναλύοντας τα παραπάνω δεδομένα μπορούμε να κάνουμε τις εξής παρατηρήσεις:

- Το CF των αιολικών του δικτύου ύστερα από την εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης έγινε ίσο με 37,62 %. Το νούμερο αυτό είναι αρκετά κοντά στην πραγματικότητα για ένα τέτοιο σύστημα και βλέπουμε ότι η μονάδα αντλιοσταμείωσης δεν θίγει τα συμφέροντα των επενδυτών σε αιολικά πάρκα.
- Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων ανήλθε στα 48.682.309€.
- Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι 162.834MWh. Η επιπλέον ενέργεια που θα μπορούσαν να παράγουν αλλά απορρίφθηκε από το δίκτυο είναι ίση με 12.788MWh. Από αυτή, οι 192 MWh χρησιμοποιήθηκαν για άντληση στον υβριδικό σταθμό.
- Το υβριδικό αιολικό πάρκο θα μπορούσε να παράγει 106.653MWh αλλά τελικά απέδωσε 57.622MWh (CF=22,28%) λόγω αδυναμίας απορρόφησης της επιπλέον ενέργειας από τις αντλίες.
- Ο υβριδικός σταθμός απορρόφησε από τις θερμικές μονάδες του δικτύου 0MWh.
- Ο υβριδικός σταθμός παρήγαγε 41.937MWh.
- Η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο ήταν κατά μέσο όρο στη διάρκεια του έτους ίση με 17,62 %.
- Τα έξοδα του διαχειριστή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα ανήλθαν στα 14.655.134€
- Τα έξοδα για αγορά δικαιωμάτων από ρύπους ανήλθαν σε 14.360.566€
- Τα έσοδα για πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 0€
- Τα έξοδα για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 7.548.818€
- Αν θεωρήσουμε έσοδα από πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές (100/MWh) τότε ο διαχειριστής παρουσίασε έσοδα 95.737.109€.
- Τα συνολικά έξοδα του διαχειριστή ανήλθαν σε 69.019.392€ με μέσο κόστος ανά MWh ίσο με 59,39€.
- Ο επενδυτής του υβριδικού σταθμού είχε έσοδα 7.548.819€

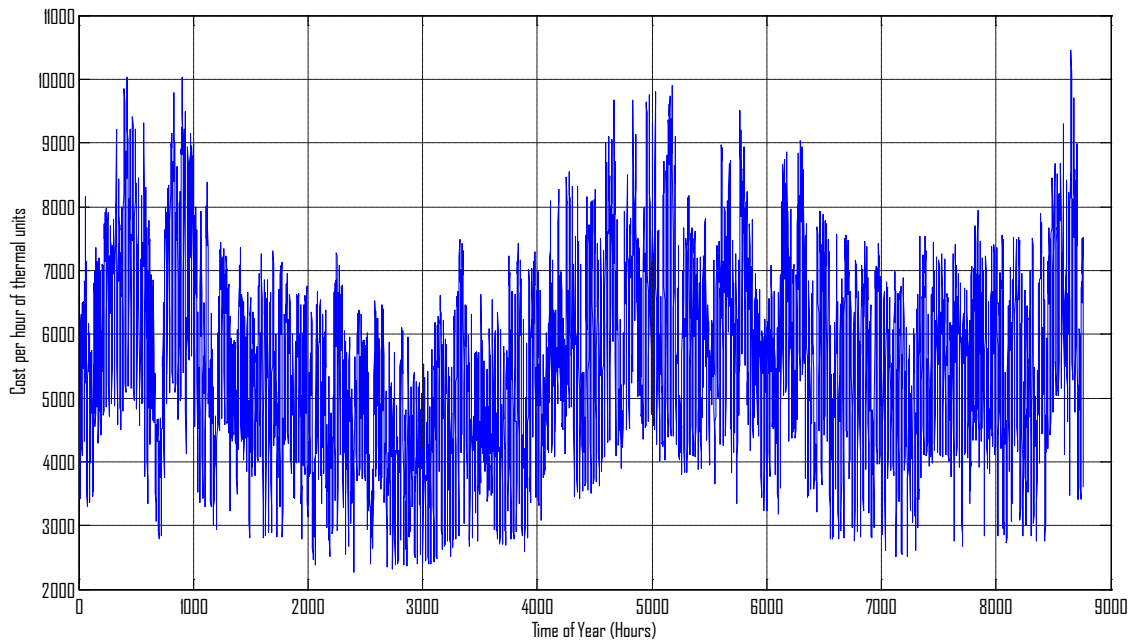
9.3.6 Επιλογή 6

- Παραγωγή Υδροστροβίλου



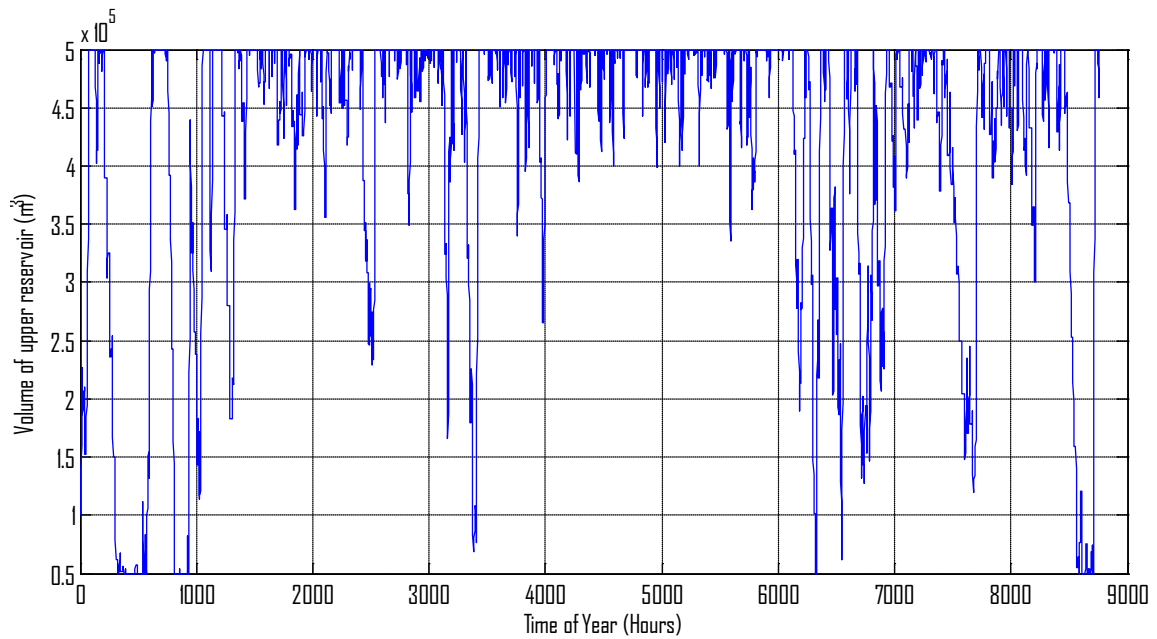
Σχήμα 9.45 Παραγωγή Υδροστροβίλου (ετήσια δεδομένα)

- Κόστος Θερμικών Μονάδων



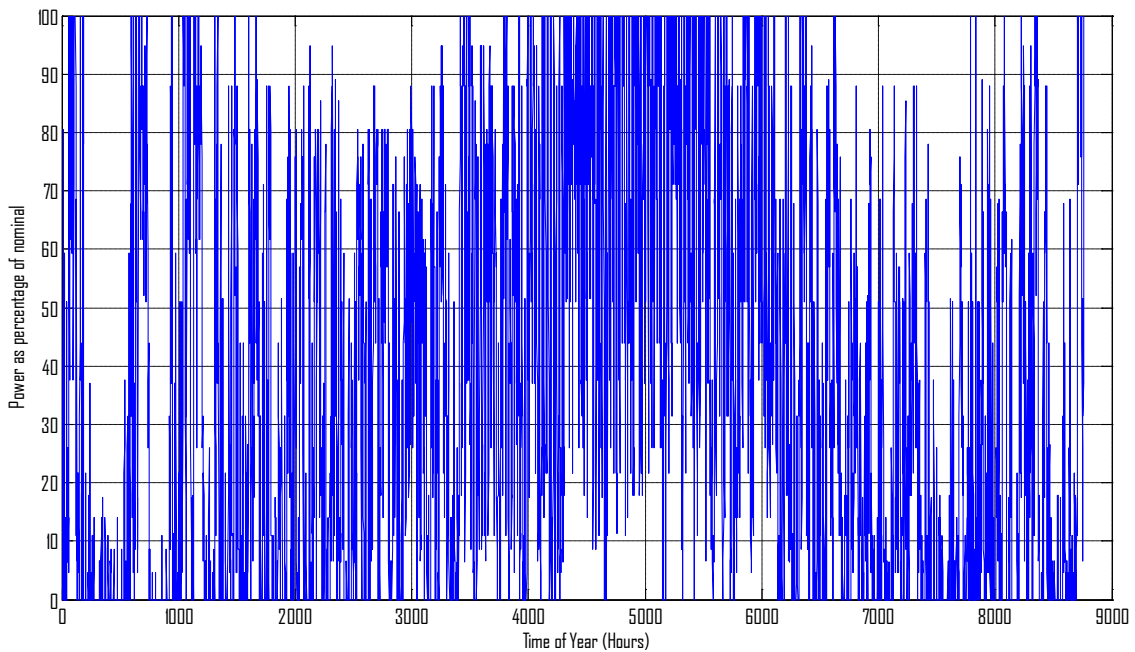
Σχήμα 9.46 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)

- Όγκος άνω ταμιευτήρα



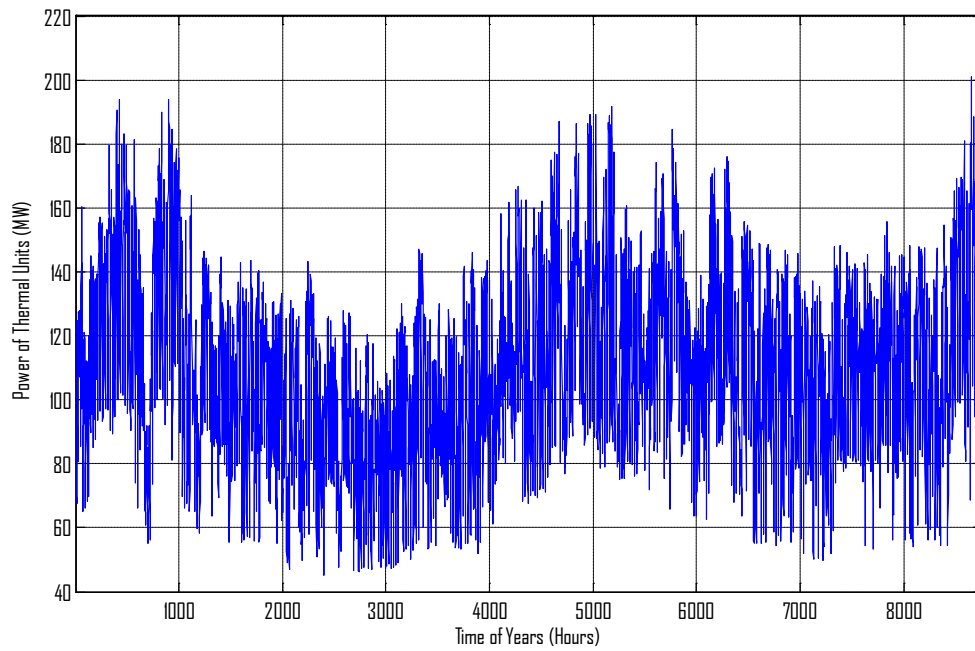
Σχήμα 9.47 Όγκος άνω ταμιευτήρα (ετήσια δεδομένα)

- Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ως ποσοστό της ονομαστικής τους)



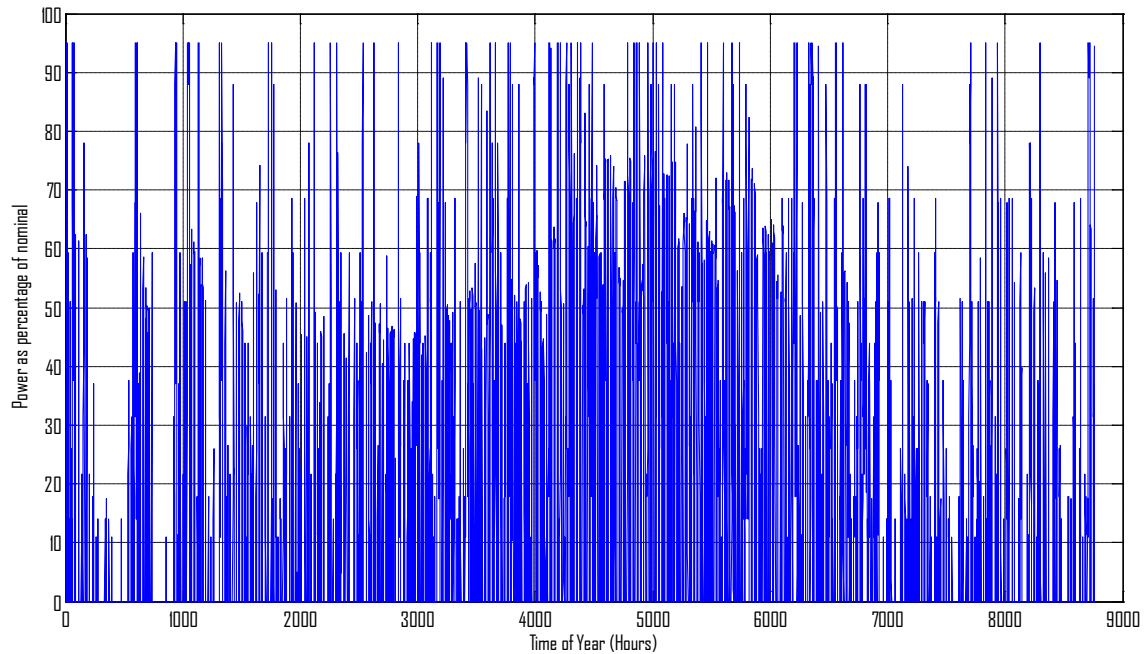
Σχήμα 9.48 Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή θερμικών σταθμών



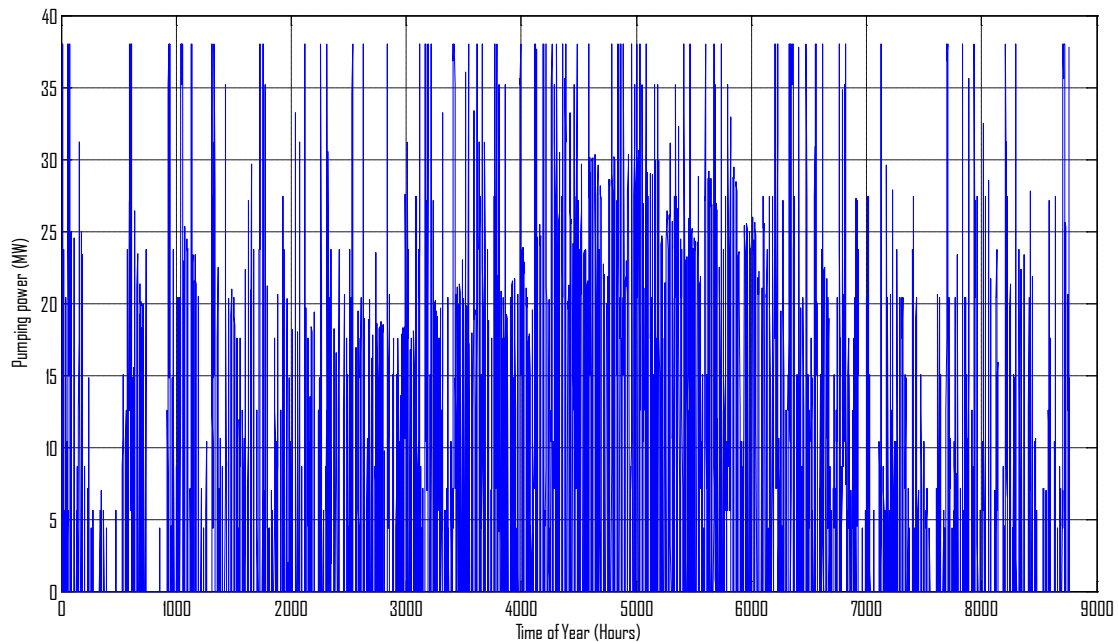
Σχήμα 9.49 Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.50 Παραγωγή αιολικού υβριδικού σταθμού

- Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού



Σχήμα 9.51 Λειτουργία αντλιών υβριδικού σταθμού

Αναλύοντας τα παραπάνω δεδομένα μπορούμε να κάνουμε τις εξής παρατηρήσεις:

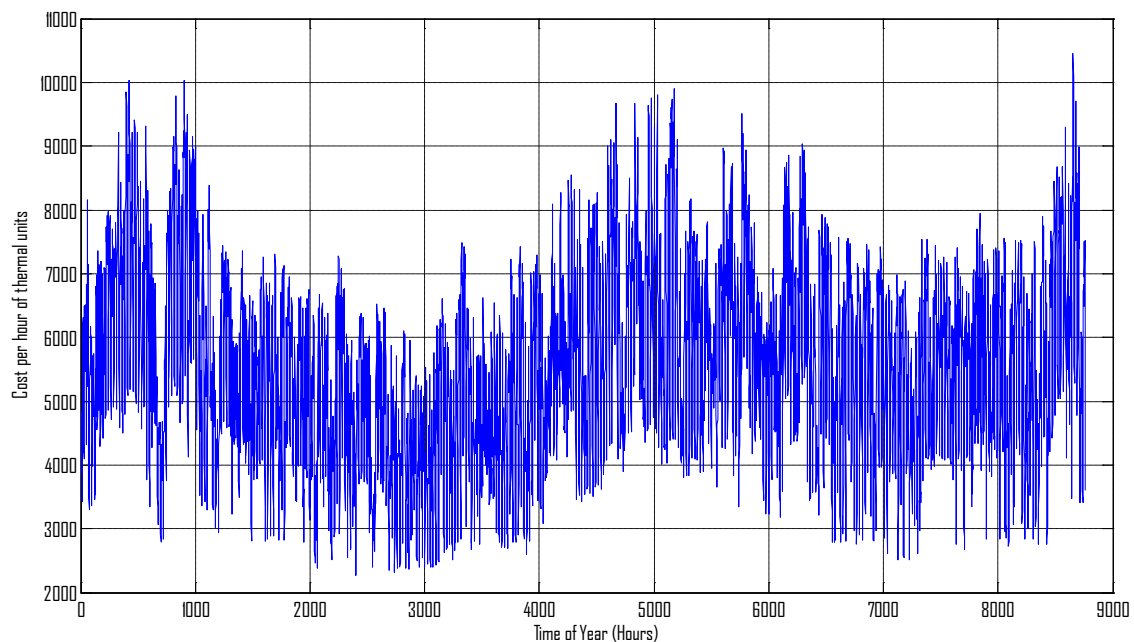
- Το CF των αιολικών του δικτύου ύστερα από την εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης έγινε ίσο με 37,62 %. Το νούμερο αυτό είναι αρκετά κοντά στην πραγματικότητα για ένα τέτοιο σύστημα και βλέπουμε ότι η μονάδα αντλιοσταμείωσης δεν θίγει τα συμφέροντα των επενδυτών σε αιολικά πάρκα.
- Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων ανήλθε στα 48.630.561€.
- Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι 162.834MWh. Η επιπλέον ενέργεια που θα μπορούσαν να παράγουν αλλά απορρίφθηκε από το δίκτυο είναι ίση με 12.788MWh. Από αυτή, οι 148 MWh χρησιμοποιήθηκαν για άντληση στον υβριδικό σταθμό.
- Το υβριδικό αιολικό πάρκο θα μπορούσε να παράγει 142.205MWh αλλά τελικά απέδωσε 59.109MWh (CF=16,96%) λόγω αδυναμίας απορρόφησης της επιπλέον ενέργειας από τις αντλίες.
- Ο υβριδικός σταθμός απορρόφησε από τις θερμικές μονάδες του δικτύου 0MWh.
- Ο υβριδικός σταθμός παρήγαγε 42.946MWh.
- Η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο ήταν κατά μέσο όρο στη διάρκεια του έτους ίση με 17,7 %.
- Τα έξοδα του διαχειριστή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα ανήλθαν στα 14.655.134€
- Τα έξοδα για αγορά δικαιωμάτων από ρύπους ανήλθαν σε 14.345.443€
- Τα έσοδα για πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 0€

- Τα έξοδα για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό ανήλθαν σε 7.730.297€
- Αν θεωρήσουμε έσοδα από πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές (100/MWh) τότε ο διαχειριστής παρουσίασε έσοδα 95.636.288€.
- Τα συνολικά έξοδα του διαχειριστή ανήλθαν σε 69.151.249€ με μέσο κόστος ανά MWh ίσο με 59,5€.
- Ο επενδυτής του υβριδικού σταθμού είχε έσοδα 7.730.297€

9.3.7 Επιλογή 7 (Απουσία μονάδας αντλησιοταμίευσης)

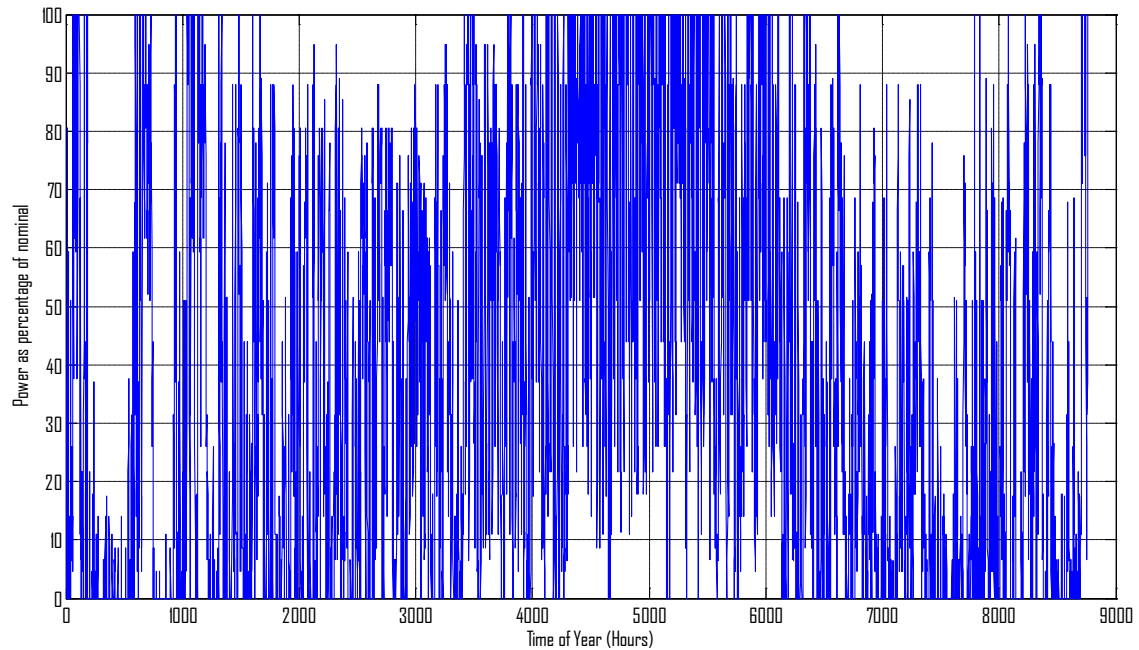
Σε αυτή την επιλογή μελετάται η συμπεριφορά του συστήματος όπως πραγματικά θα είναι το 2011 (χωρίς υβριδική μονάδα) και παρουσιάζονται παρακάτω τα αποτελέσματα της προσομοίωσης.

- Κόστος Θερμικών Μονάδων



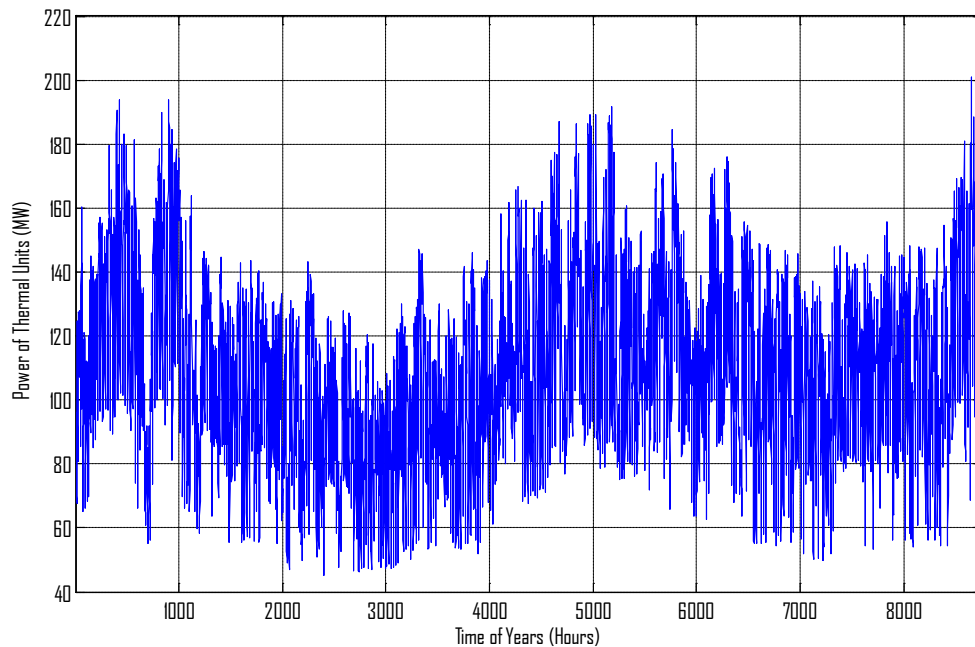
Σχήμα 9.52 Κόστος Θερμικών Μονάδων (ετήσια δεδομένα)

- Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ως ποσοστό της ονομαστικής τους)



Σχήμα 9.53 Αποδιδόμενη ισχύς από τα αιολικά στο δίκτυο (ετήσια δεδομένα)

- Παραγωγή θερμικών σταθμών



Σχήμα 9.54 Παραγωγή θερμικών σταθμών (ετήσια δεδομένα)

Αναλύοντας τα παραπάνω δεδομένα μπορούμε να κάνουμε τις εξής παρατηρήσεις:

- Το CF των αιολικών του δικτύου ύστερα από την εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης έγινε ίσο με 37,87%. Το νούμερο αυτό είναι αρκετά κοντά στην πραγματικότητα για ένα τέτοιο σύστημα και βλέπουμε ότι η μονάδα αντλησιοταμίευσης δεν θίγει τα συμφέροντα των επενδυτών σε αιολικά πάρκα.
- Το κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων ανήλθε στα 50.751.227€
- Η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι 163.862MWh. Η επιπλέον ενέργεια που θα μπορούσαν να παράγουν αλλά απορρίφθηκε από το δίκτυο είναι ίση με 11.760 MWh.
- Η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο ήταν κατά μέσο όρο στη διάρκεια του έτους ίση με 14,1%.
- Τα έξοδα του διαχειριστή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα ανήλθαν στα 14.747.648€.
- Τα έξοδα για αγορά δικαιωμάτων από ρύπους ανήλθαν σε 14.974.215€.
- Αν θεωρήσουμε έσοδα από πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές (100/MWh) τότε ο διαχειριστής παρουσίασε έσοδα 99.828.104€.
- Τα συνολικά έξοδα του διαχειριστή ανήλθαν σε 63.556.015€ με μέσο κόστος ανά MWh ίσο με 54,69€.

Τα EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) του επενδυτή είναι τα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν οι υδροστρόβιλοι (οριακό κόστος μονάδων αιχμής).

Τα έξοδα του διαχειριστή είναι το άθροισμα του κόστους αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τα αιολικά πάρκα του συστήματος (εκτός του υβριδικού) και από τον υδροστρόβιλο του υβριδικού, καθώς και τα έξοδα για εκπομπές ρύπων, μείον τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στις αντλίες του υβριδικού. Αν από τα έσοδα που αφορούν στην πώληση ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές (η συνολική ετήσια ζήτηση είναι 1.162.170 MWh) αφαιρέσουμε τα έξοδα που υπολογίσαμε προηγουμένως, προκύπτουν τα EBITDA του διαχειριστή.

9.4 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα – Απολογισμός

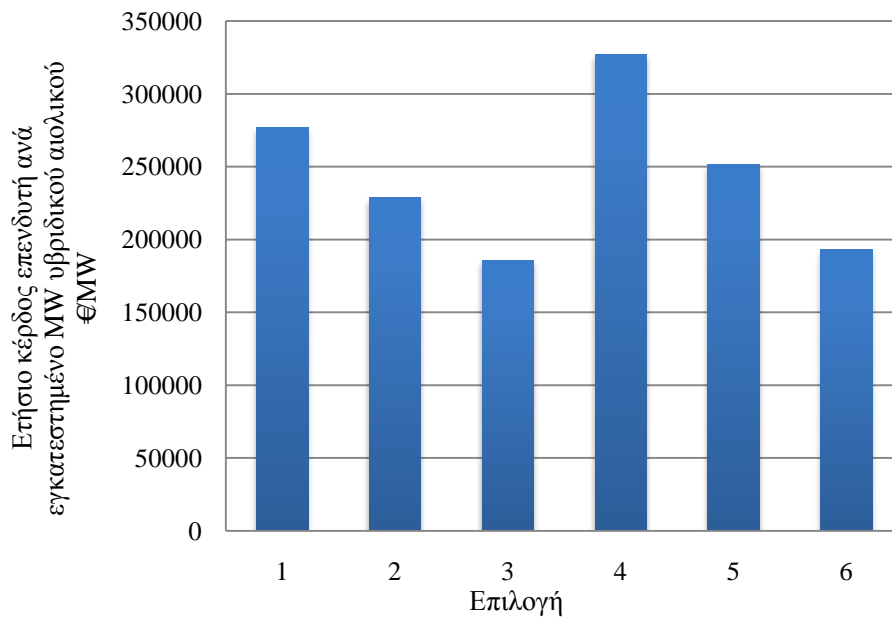
Συγκεντρωτικά, τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την παραπάνω ανάλυση υπάρχουν στον παρακάτω πίνακα και δείχνουν τα υπέρ και τα κατά κάθε επιλογής διαμορφώνοντας έτσι μια εικόνα για την καλύτερη ή πιο λογική (επιστημονικά και πρακτικά) επιλογή:

Βραχυπρόθεσμος Υδροθερμικός Προγραμματισμός και Μελέτη μη Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με μεγάλη
 διείσδυση ΑΠΕ και Αντλησιοταμίευση σε συνθήκες Βέλτιστης Ροής Φορτίου
 -Κεφάλαιο 9 – Εφαρμογή στο Ηλεκτρικό Σύστημα της Ρόδου-

Επιλογή	1	2	3	4	5	6	7 (χωρίς HPS)
CF αιολικών (%)	37,67	37,64	36,34	37,62	37,62	37,62	37,87
Ενέργεια αιολικών που απορροφάται από το δίκτυο (MWh)	163.017	162.912	162.834	162.834	162.834	162.834	163.862
Διείσδυση (ΑΠΕ/φορτίο) (%)	16,17	17,3	17,57	17,14	17,62	17,7	14,1
Συνολικό κόστος διαχειριστή (€/MWh)	58,13	58,96	59,32	58,76	59,39	59,5	54,69
EBITDA επενδυτή(€)	5.530.629	6.867.007	7.436.029	6.544.340	7.548.819	7.730.297	-
CF υβριδικού αιολικού (%)	25,26	20,47	16,49	29,83	22,28	16,96	-
Δοθείσα ενέργεια υβριδικού αιολικού στις αντλίες (MWh)	12.605	52.224	56.657	49.925	57.622	59.109	-
Απορρόφηση ενέργειας για τις αντλίες από θερμικές μονάδες (MWh)	0	0	0	0	0	0	-
Παραγωγή υβριδικού σταθμού (MWh)	30.725	38.150	41.311	36.357	41.937	42.946	-
Παραγωγή υβριδικού σταθμού ανά μονάδα ισχύος του υβριδικού αιολικού (MWh/MW)	1536,2	1271,7	1032,8	1817,8	1379,9	1073,6	-
EBITDA επενδυτή ανά μονάδα ισχύος του υβριδικού αιολικού (€/MW)	276.531	228.900	185.901	327.217	251.627	193.257	-

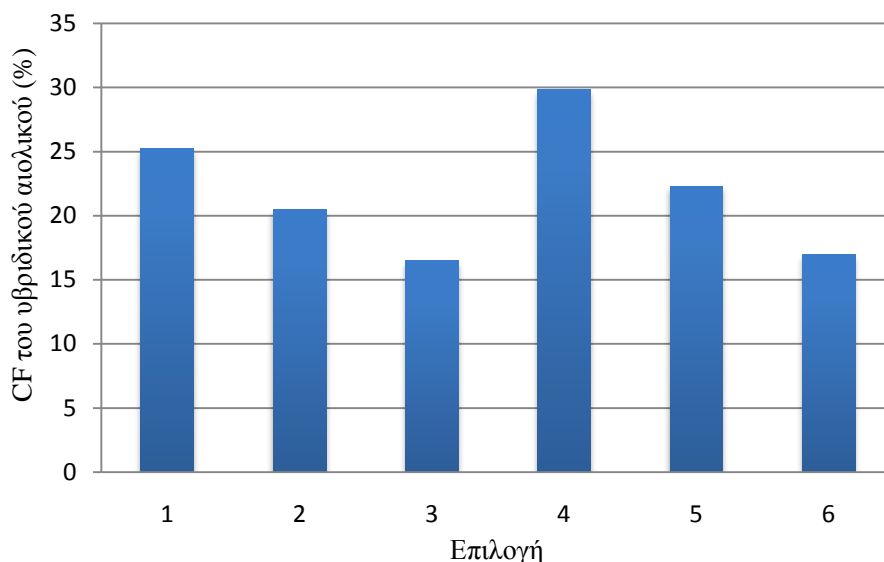
Πίνακας 9.10 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοίωσης

Από τα παραπάνω συγκεντρωτικά αποτελέσματα, μπορούν να προκύψουν οι παρακάτω γραφικές παραστάσεις:



Σχήμα 9.55 Ετήσιο κέρδος επενδυτή ανά μονάδα ισχύος του εγκατεστημένου υβριδικού αιολικού (€/MW) για κάθε επιλογή

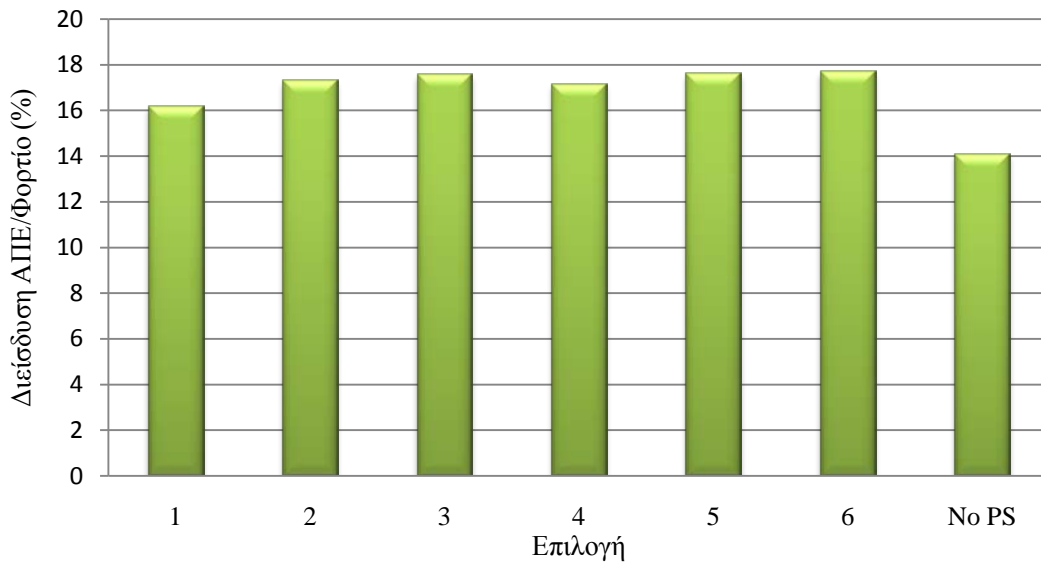
Παρατηρούμε από το παραπάνω σχήμα ότι η ύπαρξη διπλού αγωγού επιφέρει σημαντική αύξηση στα κέρδη του επενδυτή, καθώς επιτρέπει τη λειτουργία του συστήματος για περισσότερες ώρες.



Σχήμα 9.56 CF του υβριδικού αιολικού (%) για κάθε επιλογή

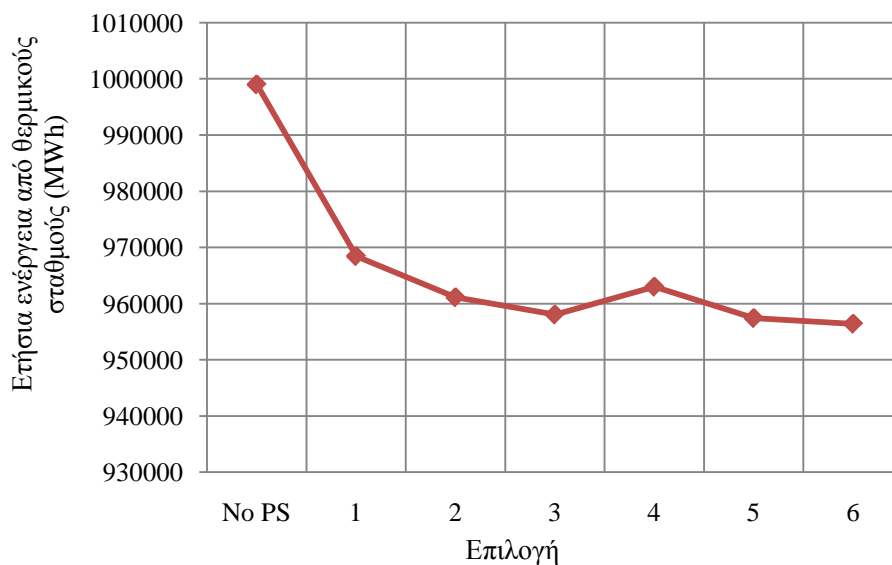
Όπως ήταν αναμενόμενο, η επιλογή του αιολικού πάρκου των 20 MW συντελεί στην καλύτερη αξιοποίησή του στη διάρκεια του έτους, καθώς η ισχύς που παράγεται από αυτό είναι ευκολότερο να απορροφηθεί από τις αντλίες και στη συνέχεια από το ηλεκτρικό

σύστημα της Ρόδου. Υπάρχει επομένως άμεση εξάρτηση της ισχύος του αιολικού πάρκου με το μέγιστο φορτίο του νησιού, καθώς και το ποσοστό του φορτίου που θεωρούμε ως αιχμή και το οποίο θέλουμε να καλύψουμε με τον υδροστρόβιλο.



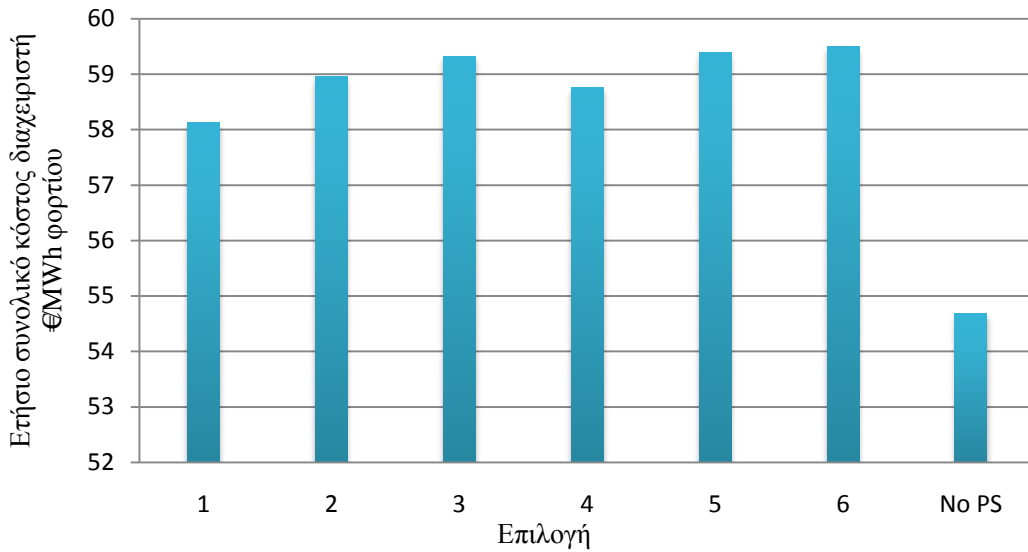
Σχήμα 9.57 Διείσδυση ΑΠΕ/Φορτίο (%) για κάθε επιλογή

Παρατηρούμε ότι η αύξηση στη μέση ετήσια διείσδυση των ΑΠΕ είναι της τάξης των 2 – 4 μονάδων, δηλαδή έως και 30% αύξηση. Τα πλεονεκτήματα από αυτό το γεγονός είναι πολλαπλά για το περιβάλλον και την ποιότητα ζωής στην περιοχή.



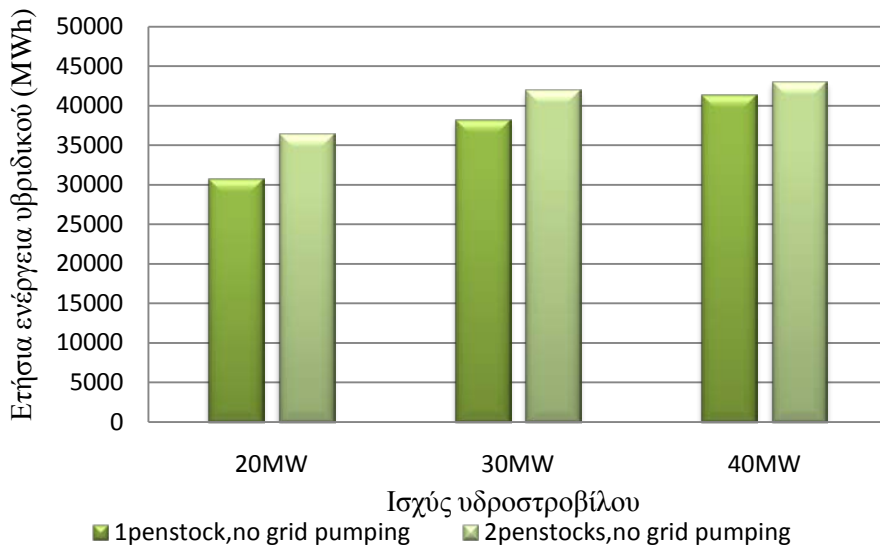
Σχήμα 9.58 Ετήσια ενέργεια από θερμικούς σταθμούς (MWh/έτος) για κάθε επιλογή

Η ενέργεια που απαιτείται πλέον από θερμικούς σταθμού μειώνεται σημαντικά, έως και 4,5%. Αυτό συνεπάγεται μείωση στη μόλυνση του περιβάλλοντος, ενώ ταυτόχρονα επιτυγχάνουμε να διατηρήσουμε την ευστάθεια του συστήματος.

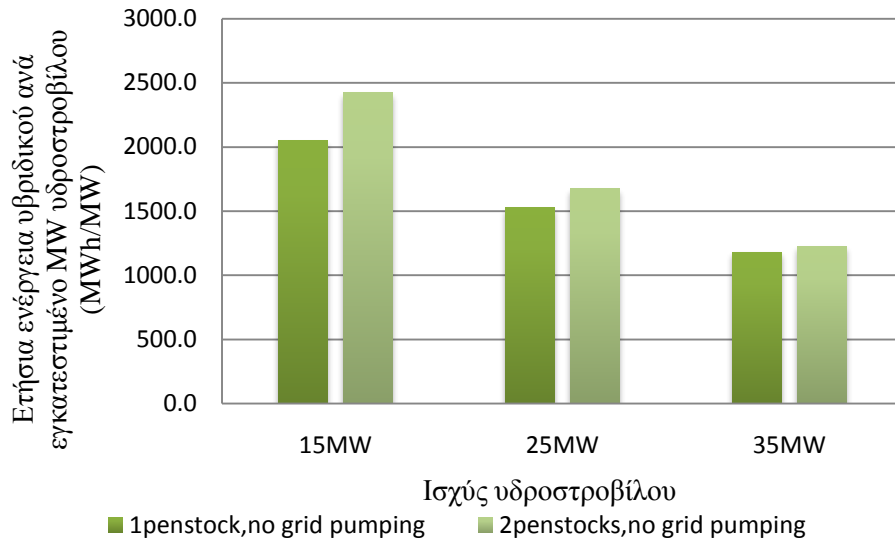


Σχήμα 9.59 Ετήσιο συνολικό κόστος διαχειριστή για κάθε επιλογή (€/MWh φορτίου)

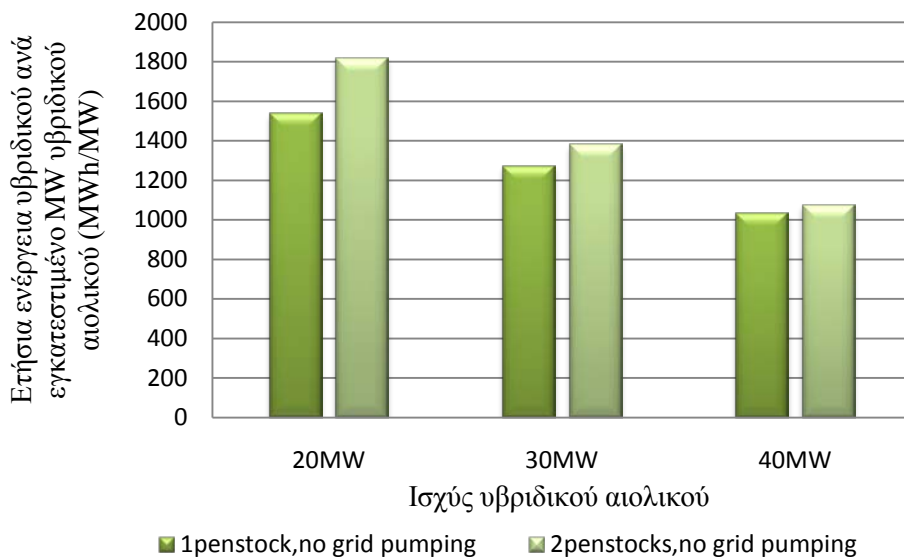
Παρ' όλο που το συνολικό κόστος του διαχειριστή αυξάνεται με τη χρήση της μονάδας αντλιοσταμείωσης (λόγω αποζημιώσεων του επενδυτή), θα πρέπει να έχουμε υπόψη μας ότι τα μακροπρόθεσμα κέρδη θα είναι πολύ μεγαλύτερα αν λάβουμε υπόψη τα περιβαλλοντικά οφέλη καθώς και την απρόβλεπτη εξέλιξη στην τιμή των καυσίμων (πετρέλαιο). Επίσης, στη τρέχουσα μελέτη δεν ενσωματώσαμε τα κόστη αγοράς ρύπων για άλλα αέρια του θερμοκηπίου πέρα από το CO₂.



Σχήμα 9.60 Ετήσια ενέργεια υβριδικού σταθμού (MWh)

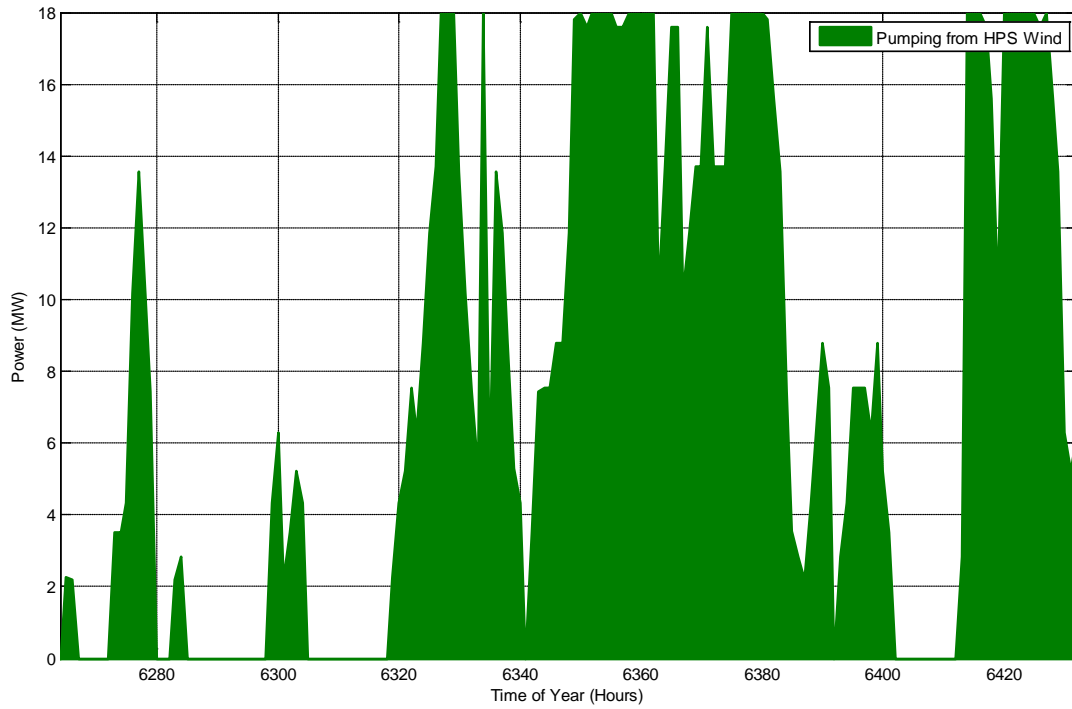


Σχήμα 9.61 Ετήσια ενέργεια υβριδικού σταθμού ανά εγκατεστημένο MW υδροστροβίλου (MWh/MW)

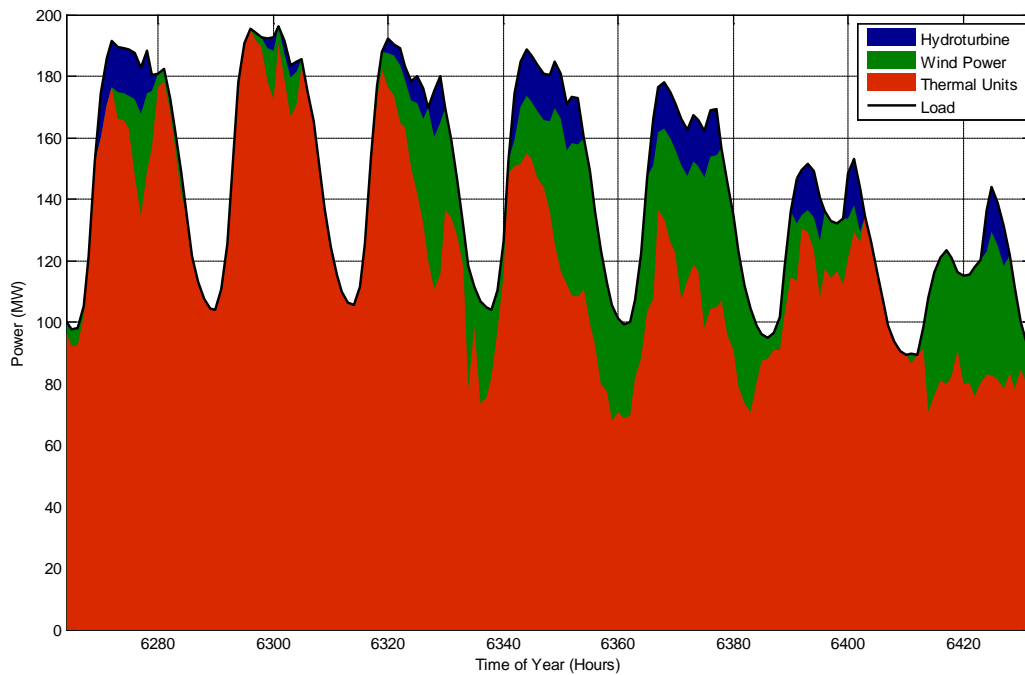


Σχήμα 9.62 Ετήσια ενέργεια υβριδικού σταθμού ανά εγκατεστημένο MW υβριδικού αιολικού (MWh/MW)

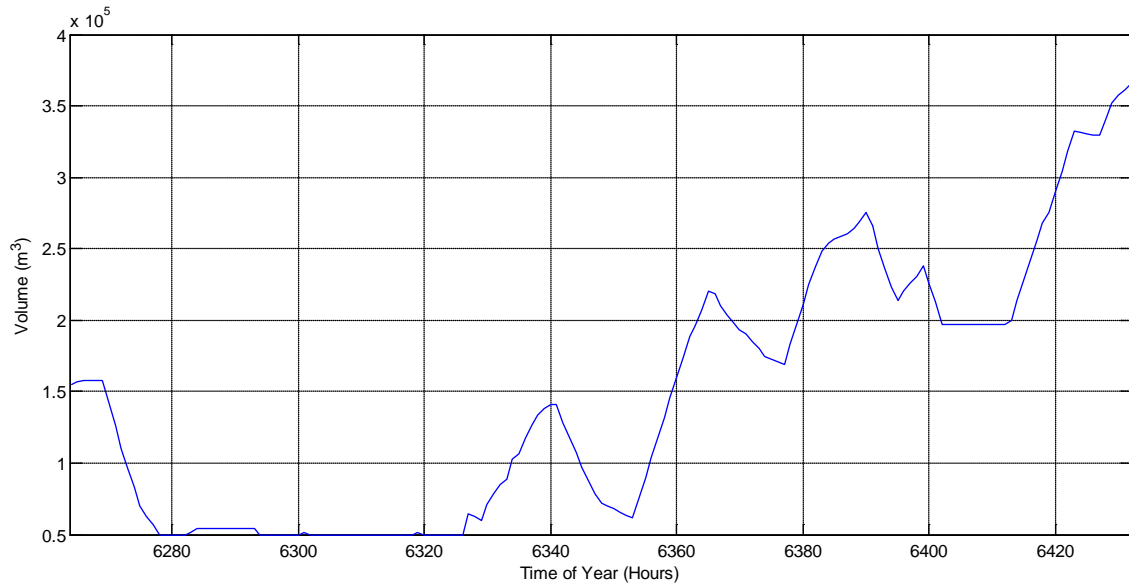
Από τα παραπάνω διαγράμματα προκύπτει ότι όλα τα σενάρια δημιουργούν σημαντικά οφέλη και για τον επενδυτή αλλά και προς την κατεύθυνση του περιβάλλοντος. Ωστόσο η επιλογή 4 (αιολικό 20 MW, αντλίες 18 MW, υδροστροβίλοι 15 MW, 2 αγωγοί) είναι η επιλογή που θα ικανοποιούσε τόσο τον επενδυτή όσο και το διαχειριστή του συστήματος. Παρακάτω παρουσιάζουμε αναλυτικότερα μια τυπική εβδομάδα λειτουργίας του συστήματος για αυτή την επιλογή.



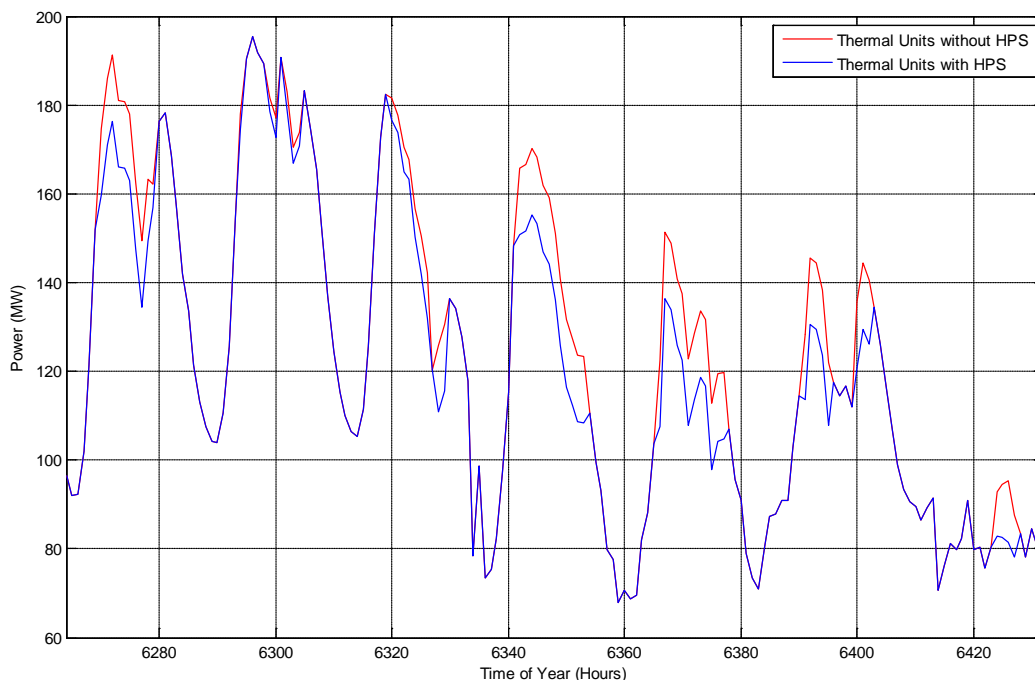
Σχήμα 9.63 Λειτουργία αντλιών για μια τυπική εβδομάδα του έτους



Σχήμα 9.64 Κάλυψη φορτίου στη διάρκεια της τυπικής εβδομάδας



Σχήμα 9.65 Όγκος άνω ταμιευτήρα κατά τη διάρκεια της τυπικής εβδομάδας
(max:400.000m³, min:50.000m³)



Σχήμα 9.66 Κάλυψη της ζητούμενης ισχύος από τις θερμικές με και χωρίς το υβριδικό σύστημα

Παρατηρούμε πως η καμπύλη ισχύος είναι σαφώς πιο εξομαλυμένη και έχει επιτευχθεί το κόψιμο των αιχμών κάτι που φαίνεται και από την κάλυψη της ζητούμενης ισχύος από τις θερμικές με και χωρίς το υβριδικό σύστημα όπου στην δεύτερη περίπτωση η καμπύλη βρίσκεται αισθητά πιο κατεβασμένη.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το πρόβλημα της βραχυπρόθεσμης υδροθερμικής συνεργασίας είναι ουσιώδες για τη λειτουργία των σημερινών ηλεκτρικών συστημάτων. Ειδικά σε χώρες όπως η Ελλάδα, όπου υπάρχει διαθέσιμο υδάτινο δυναμικό λόγω του ανάγλυφου, η χρήση υδροηλεκτρικών μονάδων θα πρέπει να παίζει πρωταγωνιστικό ρόλο στην οικονομική λειτουργία του συστήματος. Ο σωστός προγραμματισμός εξασφαλίζει οφέλη, τόσο για το περιβάλλον, όσο και για το διαχειριστή του συστήματος.

Κινούμενοι σε αυτό το πλαίσιο, εξετάστηκε πως θα μπορούσαμε να ενσωματώσουμε ένα υβριδικό σύστημα αντλησιοταμίευσης στο δίκτυο της Ρόδου. Η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης μπορεί να εξασφαλίσει σημαντικά οφέλη για ένα δίκτυο, αφού εξασφαλίζει τόσο την παραγωγή πράσινης ενέργειας, όσο και εξάλειψη της στοχαστικότητας που συνεπάγονται τα περισσότερα έργα ΑΠΕ. Ταυτόχρονα, αποτελεί μια άκρως συμφέρουσα επιλογή για τον επενδυτή, αφού εξασφαλίζει σημαντικά κέρδη, άρα και γρήγορη απόσβεση με υψηλό βαθμό απόδοσης.

Θα πρέπει επομένως να κινηθούμε προς την κατεύθυνση των υβριδικών σταθμών με χρήση αιολικού ή ηλιακού δυναμικού και μεθόδους αποθήκευσης, και κυρίως αντλησιοταμίευσης για μεγάλα έργα, ώστε να μπορέσουμε να δημιουργήσουμε ΑΠΕ με τέτοιο βαθμό αξιοπιστίας ώστε να είναι εφικτή η πλήρης αντικατάσταση των θερμικών μονάδων με ΑΠΕ.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] K. Protopapas, S. Papathanassiou, “Application of Pumped Storage to Increase Wind Penetration in Isolated Island Grids”. *Proc. EWEC 2006*, Athens, Febr. 2006.
- [2] Αναστάσιος Μπακιρτζής, “Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Εκδόσεις Ζήτη, Θεσσαλονίκη 1998.
- [3] John S. Anagnostopoulos, Dimitris E. Papantonis, “Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant”, 2007.
- [4] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, “Power Generation, Operation, and Control”, 2nd Edition, New York: John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [5] Dreifus, “The Art and Theory of Dynamic Programming”.
- [6] J. L. S. Lasdon, “Optimization Theory for Large Systems”, New York: MacMillan, 1970.
- [7] Κ. Βουρνάς, Μ. Καρυστιανός, Γ. Μάργαρης, Γ. Μάντζαρης, Α. Τσουχνικάς, «Ανάπτυξη μοντέλων για τη δυναμική προσομοίωση των νησιωτικών συστημάτων με παρουσία μονάδων ΑΠΕ και την εκτίμηση του ορίου ασφαλούς αιολικής διείσδυσης», Ερευνητικό Πανεπιστημιακό Ινστιτούτο Συστημάτων Επικοινωνιών και Υπολογιστών, Αθήνα, Σεπτέμβρης 2008.
- [8] A. Kusko, J. DeDad, “Stored energy-Short-term and long-term energy storage methods”, *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 13, issue 4, July-Oct. 2007, pp. 66-72.
- [9] E. S. Bainbridge, J.M. Macnamee, D. J. Robinson and R. D. Nevison, “Hydrothermal dispatch with pumped-storage”, *IEEE Trans. Power Apparatus and systems*, vol. PAS-85, issue 5, May 1996, pp. 472-485.
- [10] Rhodes’ wind data, <http://www.wunderground.com/global/stations/16749.html>.
- [11] D. Lee, J. T. Day, B. L. Cooper, and E. W. Gibbons, “A Global Optimization Method for Scheduling Thermal Generation, Hydro Generation, and Economy Purchases”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, pp. 1186-1193, July 1983.
- [12] R. A. Duncan, G. E. Seymore, D. L. Streiffert, D. J. Engberg, “Optimal Hydrothermal Coordination for Multiple Reservoir River Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol PAS 104, no. 5, pp. 1154-1161, May 1985.
- [13] Brannlund, J. A. Budenko, D. Sjelvgren, N. Andersons, "Optimal Short Term Operation Planning of a Large Hydrothermal Power System Based on a Nonlinear Network Flow Concept", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-1, No. 4, pp. 75-82 , 1986.
- [14] N. Wu, T. H. Lee, E. F. Hill, “An Investigation of the Accuracy and the Characteristics of the Peak-Shaving Method Applied to Production Cost Calculations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989, pp. 1043-1049.

- [15] H. Habibollahzadeh, D. Frances, U. Sui, “A New Generation Scheduling Program at Ontario Hydro”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 1, pp. 65-72, February 1990.
- [16] Bruce A. Murtagh, Michael A. Saundres, “MINOS 5.5 User’s Guide”, Technical Report SOL 83-20R, December 1983.
- [17] Βασικές αρχές λειτουργίας, διαχείρισης και τιμολόγησης υβριδικών σταθμών σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (P.A.E.), <http://www.rae.gr/K2/hybrid-principles.pdf>.
- [18] Paul D. Brown, J.A Pecas Lopes, Manuel A. Matos, “Optimization of pumped-storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration”, *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 523-531, May 2008.
- [19] J. J.A. Suul, K. Uhlen and T. Undeland, “Wind power integration in isolated grids enabled by variable speed pumped-storage hydropower plant”, *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, ICSET 2008*, 24-27 November 2008, pp. 399-404.
- [20] D. Katsaprakakis, D. G. Christakis, “A wind parks pumped-storage and diesel engines power production hybrid system for the power production in Astypalaia”, EWEC 2006 Conference and Exhibition, 2007 Feb.-2 March, Athens.
- [21] J. Yang, N. Chen, “Short Term Hydrothermal Coordination Using Multi-Pass Dynamic Programming”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, pp 1050-1056, August 1989.
- [22] S. Lee, N. Chen, “The Effect of Pumped-Storage and Battery-Energy Storage Systems on Hydrothermal Generation Coordination”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 7, No. 4, pp 631-637, December 1992.
- [23] C. Chang, C. H. Chen, I. K. Fong, P. B. Luh, “Hydroelectric Generation Scheduling With an Effective Differential Dynamic Programming Algorithm”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 3, August 1990.
- [24] J. Tang, P. B. Luh, “Hydrothermal Scheduling Via Extended Differential Dynamic Programming and Mixed Coordination”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 4, November 1995.
- [25] Lyra, L. R. Ferreira, “A Multiobjective Approach to the Short-Term Scheduling of a Hydroelectric Power System”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.10, No. 4, pp 1750-1755, November 1995.
- [26] S. Papaefthimiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, “Operating Policies for Wind-Pumped Storage Hybrid Power Stations in Island Grids”. Accepted for publication in *IET Renewable Power Generation*.
- [27] Edgardo D. Castonuevo, Joao A. Pecas Lopes, “Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant”, *ELSIVIER Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, no. 10, pp. 771-778, 2004.
- [28] Μαρία Κ. Γερανάκη, «Μελέτη της επίδρασης συστήματος αντλησιοταμίευσης στη δυναμική ασφάλεια του ΣΗΕ Ικαρίας», Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Αθήνα, Ιούλιος 2009.

- [29] Ιωάννα Σ. Φαμπίου, «Βέλτιστη ροή ισχύος σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας και σε υβριδικούς ενεργειακούς διανομείς», Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Αθήνα, Οκτώβριος 2008.
- [30] Εμμανουέλα Π. Μαριδάκη, «Επίλυση Βέλτιστης Ροής Φορτίου σε Σ.Η.Ε υπό τον Περιορισμό των Εκπομπών NO_x με την Τεχνική του Διαδοχικού Γραμμικού Προγραμματισμού», Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Αθήνα, Οκτώβριος 2008.
- [31] Hadi Saadat, “Power System Analysis”, McGraw - Hill International Editions, Electrical Engineering Series, 1999.
- [32] Κ. Βουρνάς, Γ. Κονταξής “Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Αθήνα, Εκδόσεις ΕΜΠ, 2001.
- [33] K. Protopapas, S. Papathanassiou, “Operation of Hybrid Wind-Pumped Storage Systems in Isolated Island Grids”, NTUA.
- [34] James A. Momoh, “Electric Power System Applications of Optimization”.
- [35] Feasibility study of a hybrid wind/hydro power-system for low-cost electricity production”, George C. Bakos, 2002.
- [36] J. T. Richardson, M. R. Palmer, G. Liepins, M. Hilliard, “Some Guidelines for Genetic Algorithms with Penalty Functions”, in J. D. Schafer (ed.), Proceedings of the Third International Conference on Genetic Algorithms, San Mateo, pp. 191-197, Morgan Kaufmann, June 1989.
- [37] Β. Παπαδιάς, “Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας: Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας (Τόμος 1), “ Αθήνα, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 1985.
- [38] Κ. Παπαδιάς, Γ. Κονταξής, “ Ηλεκτρική Οικονομία”, Εκδόσεις Ε.Μ.Π, Αθήνα 2003.
- [39] Sayah S, Zehar K., “Economic Load Dispatch with Security Constraints of the Algerian Power System Using Successive Linear Programming Method”, Leonardo J Science, 2006.
- [40] A. Grace, “Optimization Toolbox”, The MathWorks, Inc., Natick, MA, 1995.
- [41] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sanchez, “ MATPOWER- A Matlab Power System Simulation Package”, Version 3.2, 2007.
- [42] Γ. Κονταξής, Ν. Χατζηαργυρίου, “Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας”, ΕΜΠ, Αθήνα 2000.
- [43] Stevenson WD., “Elements of Power System Analysis”, McGraw Hill International Editions, 1982.
- [44] Χριστόφορος Ε. Ζούμας, «Εφαρμογή γενετικών αλγορίθμων στην επίλυση του προβλήματος της βραχυπρόθεσμης υδροθερμικής συνεργασίας», Διδακτορική διατριβή, ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη, Μάιος 2007.
- [45] Ιωάννης Πανταζής, «Επισκόπηση μεθόδων επίλυσης του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας», Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Τομέας ηλεκτρικής ισχύος, Αθήνα, Οκτώβριος 2005.
- [46] Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου, <http://www.eac.com.cy/EN/Pages/Home.aspx>