



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ



ΜΕΛΕΤΗ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ, ΒΕΛΤΙΣΤΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ
ΑΙΟΛΙΚΑ ΚΑΙ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ ΣΤΟ ΜΗ-ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΟΥ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑΤΟΣ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΩ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ | ΠΕΤΡΟΧΕΙΛΟΣ ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ
ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ | ΙΩΑΝΝΗΣ ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΠΟΥΛΟΣ
ΑΘΗΝΑ 2013

Πρόλογος

Η παρούσα εργασία αφορά τη μελέτη χωροθέτησης του βέλτιστου σχεδιασμού και λειτουργίας ενός υβριδικού σταθμού αποτελούμενου από αιολικά και αντλησιοταμίευση στο μη-διασυνδεδεμένο αυτόνομο ηλεκτρικό σύμπλεγμα της περιοχής Κω. Τα απαραίτητα δεδομένα του δικτύου για την εκπόνηση της εργασίας παραχωρήθηκαν από τη Δ.Ε.Η Α.Ε./Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων.

Η εργασία τοποθετείται στη σύγχρονη τάση που θέλει την ολοένα και μεγαλύτερη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, η οποία πλέον με έξυπνες μεθόδους και συστήματα μπορεί αξιόπιστα ακόμα και να αντικαταστήσει την παραγωγή ενέργειας από τα ορυκτά καύσιμα.

Θα ήθελα καταρχήν να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα της εργασίας μου κ. Ιωάννη Αναγνωστόπουλο για τη δυνατότητα που μου έδωσε να ασχοληθώ με αυτό το θέμα, αλλά επίσης και για το χρόνο, τις γνώσεις, την καθοδήγηση και τις συμβουλές που παρείχε σε όλες τις φάσεις εκπόνησης της εργασίας.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου για την υπομονή που έδειξε όλη αυτή την περίοδο που συνέτασσα την εργασία, κλέβοντας λίγο χρόνο από αυτούς για να τον αφιερώσω στην εργασία ευελπιστώντας σε κάποιο καλό αποτέλεσμα.

Είναι επιτακτική ανάγκη για τη χώρα μας να συνειδητοποιήσει ότι θα πρέπει να λειτουργεί με αυτά που διαθέτει. Υπάρχουν και υπάρχουν οι γνώσεις, τα απαιτούμενα μέσα και άφθονη πρώτη ύλη στη φύση ώστε να το καταφέρει.

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής αποτελεί η χωροθέτηση, ο βέλτιστος σχεδιασμός και η λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού αποτελούμενου από αιολικό σταθμό με σύστημα αντλησιοταμίευσης στο αυτόνομο, μη-διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο σύμπλεγμα της περιοχής Κω.

Ο βέλτιστος σχεδιασμός οδηγεί στη βελτιστοποίηση κόστους μιας τέτοιας επένδυσης η οποία μπορεί να είναι ταυτόχρονα “ελκυστική” αλλά και να προσφέρει μια πιο καθαρή και αυτόνομη ενεργειακή παραγωγή, ελαχιστοποιώντας τη χρήση ορυκτών καυσίμων. Η ελαχιστοποίηση της χρήσης ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας προς κατανάλωση μπορεί να προσφέρει σημαντικά οφέλη στις τοπικές κοινωνίες των νησιών.

Η παρούσα διπλωματική βασίζεται σε πραγματικά δεδομένα αιολικού δυναμικού από ανεμολογικό ιστό εγκατεστημένο στην περιοχή μελέτης, πραγματικά δεδομένα χροσειράς φορτίου κατανάλωσης, καθώς και ενεργειακής παραγωγής από εγκατεστημένα έργα ΑΠΕ του αυτόνομου μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος της περιοχής Κω. Ένας άλλος σημαντικός παράγοντας ο οποίος έχει στηριχθεί σε πραγματικά δεδομένα είναι αυτός της ψηφιοποιημένης ορογραφίας της περιοχής μελέτης.

Η ψηφιοποιημένη ορογραφία ή ψηφιοποιημένο τεραίν χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της εκτιμώμενης ενεργειακής παραγωγής του αιολικού σταθμού με τη χρήση και του εμπορικού προγράμματος Wasp της Risoe σε περιοχές διαφορετικές της θέσης του ιστού.

Επίσης η ψηφιοποιημένη ορογραφία ήταν ουσιαστική στην εξεύρεση κατάλληλων τοποθεσιών λιμνοδεξαμενής για την αποθήκευση και χρήση της υδραυλικής ενέργειας σε περιόδους μη αιολικής παραγωγής, καθώς και σε περιόδους χαμηλής ζήτησης φορτίου από τους καταναλωτές του συμπλέγματος.

Η ψηφιοποιημένη ορογραφία επίσης προέκυψε από τη συστηματική χρήση και ανάλυση ψηφιακών μοντέλων εδάφους (dem) με τη χρήση του εμπορικού προγράμματος ARCGIS.

Ουσιαστική για τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης και βελτιστοποίησης είναι τέλος και η χρήση του προγράμματος HYPSON του Εργαστηρίου Υδροδυναμικών Μηχανών. Το HYPSON είναι πρόγραμμα σχεδιασμένο σε γλώσσα προγραμματισμού Fortran το οποίο κάνοντας χρήση των πραγματικών δεδομένων δικτύων μπορεί να εξάγει πληθώρα ενεργειακών αλλά και οικονομικών αποτελεσμάτων, καθιστώντας έτσι δυνατή την εύρεση βέλτιστου σχεδιασμού και λειτουργίας ενός υβριδικού σταθμού στα μη-διασυνδεδεμένα αυτόνομα δίκτυα.

Τα αποτελέσματα δείχνουν από πλευράς μεθοδολογίας μια γρήγορη, εύκολη, οικονομική και ακριβής διαδικασία χωροθέτησης, διαστασιολόγησης και βελτιστοποίησης του συστήματος ενός ΥΒΣ, ενώ από πλευράς μελέτης δείχνουν την ύπαρξη μιας βέλτιστης λύσης η οποία να είναι ικανή να προσελκύσει το ενδιαφέρον επένδυσης χωρίς αυτό να σημαίνει υψηλό κόστος από τη πλευρά του καταναλωτή του μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος.

Abstract

The present diploma thesis is the “micro-sitting” and the optimization in design and operation of an energy production hybrid power plant consisting of a wind-hydro station in the non-interconnected to the mainland grid cluster region of Kos. Optimizing energy penetration leads to optimizing cost of such an investment, which can be both "attractive" and also provide a clearer and autonomous energy production by minimizing the use of fossil fuels. Minimizing the use of fossil fuels for energy production can offer significant benefits to local communities of the non-interconnected islands.

This thesis is based on real data from meteorological mast installed in the study area, load consumption and energy production time series data from res units installed in the non-interconnected cluster region of Kos. Another important factor which is based on real data is that of the digitized orography of the study area.

The digital orography or the digitized terrain model is used to analyze the estimated energy production of the wind farm by using the commercial program “Wasp” from Risoe in sites other than the site of the installed met mast. Also digitized orography was essential for determining suitable locations for reservoir storage and use of hydraulic power during periods of non-wind production and in periods of low load demand by consumers in the cluster.

Finally essential for the dimensioning and optimization was the use of the software “HYPPOS” . HYPPOS was created and developed from the Laboratory of Hydraulic Turbo machines with Fortran programming language. HYPPOS uses real data from an electric grid and is capable of extracting economic and energy results, that are necessary for the optimal design and integration of a hybrid power plant in non-interconnected autonomous electrical networks.

The results show in terms of methodology a fast, easy, economic and precise procedure for siting, sizing and system optimization of a Hybrid Power Plant, whereas

in terms of study the results show the existence of an optimal solution that is able to create an investment without being expensive for the consumer of the non-interconnected electrical grid.

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	1
ABSTRACT	3
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	5
ΛΙΣΤΑ ΓΡΑΦΗΜΑΤΩΝ	7
ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ	10
ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ	13
1.ΕΙΣΑΓΩΓΗ	15
1.1 ΜΗ-ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ ΚΑΙ ΑΝΑΓΚΑΙΟΤΗΤΑ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ	15
1.2 ΔΙΑΡΦΩΣΗ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	16
2.ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	19
2.1 ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΕΛΛΑΔΑΣ	19
2.2 ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΑΠΕ	20
2.3 ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΕ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΟΣΜΟ	25
2.4 ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	38
2.5 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ	43
3.ΜΗ-ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ	45
3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	45
3.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΣΠ	46
3.3 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΑ ΜΗ-ΔΙΑΣΥΝΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ	48
3.4 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΜΗ-ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ.....	50
4.ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΩ	55
4.1 ΘΕΡΜΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑΤΟΣ ΚΩ	55
4.2 ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΕ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑΤΟΣ.	56
4.3 ΠΑΡΑΧΘΕΙΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΙΣ ΑΠΕ ΤΟΥ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑΤΟΣ.	59
4.4 ΦΡΑΓΜΑΤΑ ΚΑΙ ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΕΣ ΤΟΥ ΜΗ-ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑΤΟΣ.	60
4.5 ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΕΣ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΤΟ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ.....	77

5.ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	79
5.1 ΨΗΦΙΟΠΟΙΗΣΗ ΑΝΑΓΛΥΦΟΥ ΚΑΙ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΡΑΧΥΤΗΤΑΣ ΕΔΑΦΟΥΣ	79
5.2 ΤΕΚΜΗΡΙΩΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ	92
5.3 ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ	104
5.4 ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΕΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	118
5.5 ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΣ ΚΩΔΙΚΑΣ HYPSON	144
5.6 ΤΡΟΠΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ	152
5.7 ΠΡΩΤΗ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	154
5.8 ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....	169
6.ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	197

Λίστα Γραφημάτων

Γράφημα 1. Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων	25
Γράφημα 2. Παρουσίαση ενεργειακού ισοζυγίου Ελλάδας 2000-4/2012.....	30
Γράφημα 3. Γεωγραφική κατανομή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά	51
Γράφημα 4. Στοιχεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά ανά μήνα του έτους 2011	52
Γράφημα 5. Στοιχεία εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και φ/β μονάδων στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιστορική εξέλιξη αυτών 2009-2011	53
Γράφημα 6. Στοιχεία ενεργειακής παραγωγής αιολικών και φ/β μονάδων στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιστορική εξέλιξη αυτών 2009-2011	53
Γράφημα 7. Στοιχεία ενεργειακής παραγωγής από θερμικές και μονάδες ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιστορική εξέλιξη αυτών 2009-2011	54
Γράφημα 8. Ηλεκτροπαραγωγή και εγκατεστημένη ισχύς από θερμικές και μονάδες ΑΠΕ στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής Κω. Διακύμανση στο έτος 2011	60
Γράφημα 9. Χρονοσειρά φορτίων Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος περιοχής Κω για το έτος 2011.....	78
Γράφημα 10. Μηνιαία διακύμανση μέσης τιμής ταχύτητας ανέμου.....	95
Γράφημα 11. Ημερήσια διακύμανση μέσης τιμής ταχύτητας ανέμου.....	95
Γράφημα 12. Κατανομή μέσης ταχύτητας ανέμου ανα διεύθυνση.....	96
Γράφημα 13. Ροδογράμματα συχνότητας και μέσης τιμής.....	96
Γράφημα 14. Κύριες διευθύνσεις ανέμου.....	96
Γράφημα 15. Ροδόγραμμα διευθύνσεων ανέμου χρονικά για 64 τομείς διεύθυνσης (πιθανότητα εμφάνισης μιας διεύθυνσης στον συνολικό χρόνο).....	97
Γράφημα 16. Ροδόγραμμα διευθύνσεων ανέμου ενεργειακά για 64 τομείς διεύθυνσης (πιθανότητα εμφάνισης μιας διεύθυνσης στον συνολικό χρόνο)	97
Γράφημα 17.Κατανομή ταχυτήτων ανέμου με συχνότητα εμφάνισης καθώς και η κατανομή Weibull που την προσεγγίζει.....	98
Γράφημα 18. Κατανομή της συνολικής ενέργειας του ανέμου ανα διεύθυνση	100
Γράφημα 19. Κατανομή της συνολικής ενέργειας του ανέμου ανα ταχύτητα.....	100

Γράφημα 20. Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου στα διάφορα υψόμετρα των ανεμομέτρων για ένα έτος	101
Γράφημα 21. Μέση ταχύτητα ανέμου στα διάφορα υψόμετρα του ιστού. Εκτίμηση μέσης ταχύτητας ανέμου στα 64m από ανάλυση εκθετικής κατανομής	102
Γράφημα 22. Χρονοσειρά ισχύος α/γ Enercon E-70 σύμφωνα και με τα δεδομένα του ιστού	103
Γράφημα 23 Καμπύλη ισχύος και καπύλη ct α/γ Enercon E-70.....	106
Γράφημα 24. Χρονοσειρά αποδιδόμενης ισχύος αιολικού σταθμού	117
Γράφημα 25. Τομή επιφάνειας στην προτεινόμενη περιοχή.	143
Γράφημα 26. Προφίλ επιφάνειας εδάφους.....	144
Γράφημα 27. Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά και την ένταξη του υβριδικού σταθμού πρώτης προσέγγισης. Ισχύς αντλητικού συστήματος περίπτωσης α.	163
Γράφημα 28. Διάγραμμα ετήσιας λειτουργίας υβριδικού σταθμού σταθμού πρώτης προσέγγισης. Ισχύς αντλητικού συστήματος περίπτωσης α.	164
Γράφημα 29. Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας μέτριας παραγωγής και υψηλής ζήτησης	165
Γράφημα 30. Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας υψηλής παραγωγής και υψηλής ζήτησης	166
Γράφημα 31. Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης	167
Γράφημα 32. Αποτελέσματα IRR(%) για ταμιευτήρα 300'000m ³	179
Γράφημα 33. Αποτελέσματα IRR(%) για ταμιευτήρα 500'000m ³	179
Γράφημα 34. Αποτελέσματα IRR(%) για ταμιευτήρα 700'000m ³	180
Γράφημα 35. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 300'000m ³	182
Γράφημα 36. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 500'000m ³	182
Γράφημα 37. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 700'000m ³	183
Γράφημα 38. Αποτελέσματα τιμής πώλησης παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 300'000m ³ .	183
Γράφημα 39. Αποτελέσματα τιμής πώλησης παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 300'000m ³ .	184
Γράφημα 40. Αποτελέσματα τιμής πώλησης παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 700'000m ³ .	184
Γράφημα 41. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 300'000m ³	185
Γράφημα 42. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 500'000m ³	185
Γράφημα 43. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 700'000m ³	186
Γράφημα 44. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με IRR(%)	190
Γράφημα 45. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με κόστος παραγόμενης kWh.	190
Γράφημα 46. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με τιμή πώλησης παραγόμενης kWh.	191

Γράφημα 47. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με τα ποσοστά απορριπτόμενης ενέργειας (%).	191
Γράφημα 48. Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά και την ένταξη του υβριδικού σταθμού βέλτιστης λύσης.....	195
Γράφημα 49. Διάγραμμα ετήσιας λειτουργίας υβριδικού σταθμού βέλτιστης λύσης.	196

Λίστα Εικόνων

Εικόνα 1. Ταχύτητες ανέμου στα 80μ, ΚΑΠΕ/ΡΑΕ	19
Εικόνα 2.Ποσοστά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απο ΑΠΕ και στόχος της κάθε χώρας για το 2010.....	22
Εικόνα 3. Θέσεις αιολικών πάρκων (εγκατεστημένα, σε λειτουργία και αδειοδοτημένα)	26
Εικόνα 4. Μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης ΑΠΕ παγκοσμίως.....	31
Εικόνα 5. Μερίδιο παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	32
Εικόνα 6. Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ παγκοσμίως	33
Εικόνα 7. Εγκατεστημένη ισχύς υδροηλεκτρικών παγκοσμίως	35
Εικόνα 8. Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών παγκοσμίως	36
Εικόνα 9. Εγκατεστημένη ισχύς φ/β παγκοσμίως	37
Εικόνα 10.Παράδειγμα διάταξης συστήματος αντλιοσταμίου.....	41
Εικόνα 11. ΑΣΠ Κω	55
Εικόνα 12. ΑΠΕ συμπλέγματος	56
Εικόνα 13. Υπό μελέτη περιπτώσεις διασύνδεσης των Δωδ/νήσων	58
Εικόνα 14. Σκαρίφημα χωμάτινου φράγματος (Υλικά-Ζώνες)	61
Εικόνα 15. Φράγμα Λειβαδιού νήσου Αστυπάλαιας.....	62
Εικόνα 16. Φράγμα Μαραθιά νήσου Μυκόνου.....	63
Εικόνα 17. Έργα εξωποτάμιας λιμνοδεξαμενής.....	65
Εικόνα 18. Τα κατασκευασμένα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές του Υπουργείου Αγροτικής Ανάπτυξης και Τροφίμων	68
Εικόνα 19. Αρχικό ψηφιακό μοντέλο εδάφους της Ν.Κω.....	83
Εικόνα 20. Ψηφιακό μοντέλο εδάφους Ν.Κω. Περικοπή στα όρια και μετατροπή συντεταγμένων σε ΕΓΣΑ '87 εγκάρσια μερκατορική.	84
Εικόνα 21. Παρουσίαση ανάγλυφου Ν.Κω.....	85
Εικόνα 22. Κλίσεις εδάφους Ν.Κω.Τα αποτελέσματα είναι σε μοίρες.....	86
Εικόνα 23. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω με βήμα 40m	87
Εικόνα 24. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω. Ισοϋψείς ανά 20 και 100m (ισοδιάσταση)	88
Εικόνα 25. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω. Ισοϋψείς ανά 4m (ισοδιάσταση)	89
Εικόνα 26. Παράδειγμα κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας 0 ...	90
Εικόνα 27. Παράδειγμα κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας Ι.....	90

Εικόνα 28. Παράδειγμα κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας II....	90
Εικόνα 29. Παράδειγμα κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας III...	90
Εικόνα 30. Αιολικό δυναμικό Ελλάδας-Περιοχής μελέτης. Οι τιμές αναφέρονται στα 80m από την επιφάνεια του εδάφους	93
Εικόνα 31. Τυπικός σωληνωτός ανεμολογικός ιστός.....	94
Εικόνα 32. Όργανα ανεμολογικού ιστού όπως αυτά φαίνονται στο καταγραφικό	94
Εικόνα 33. Όψη α/γ Enercon E-70.....	104
Εικόνα 34. Μέρη α/γ Enercon E-70.....	106
Εικόνα 35. Θέση αιολικού σταθμού	108
Εικόνα 36. Χωροθέτηση αιολικού σταθμού	109
Εικόνα 37. Κοντινότερη λήψη χωροθέτησης αιολικού σταθμού	109
Εικόνα 38. Ρεαλιστική απεικόνιση αιολικού πάρκου. Άποψη	109
Εικόνα 39. Ρεαλιστική απεικόνιση αιολικού πάρκου. Άποψη 2	109
Εικόνα 40. Ρεαλιστική απεικόνιση αιολικού πάρκου. Άποψη 3	112
Εικόνα 41. Αποτέλεσμα ανάλυσης ισχύος ανέμου (W/m^2)	109
Εικόνα 42. Αποτέλεσμα ανάλυσης μέσης ταχύτητας ανέμου (m/s).....	113
Εικόνα 43. Αποτέλεσμα ανάλυσης μέσης ταχύτητας ανέμου (m/s) 2	114
Εικόνα 44. Υψόμετρα ψηφιοποιημένου τεραιν σε κάθε pixel	120
Εικόνα 45. Τιμές διευθύνσεων ροής.....	120
Εικόνα 46. Αποτέλεσμα ανάλυσης διεύθυνσης ροής.....	120
Εικόνα 47. Παράδειγμα υπολογισμού ανάλυσης συσσώρευσης της ροής	121
Εικόνα 48. Αποτελέσματα ανάλυσης διευθύνσεων ροής.....	123
Εικόνα 49. Αποτελέσματα ανάλυσης συσσώρευσης ροής.....	124
Εικόνα 50. Αποτελέσματα ανάλυσης υδροκριτών-λεκάνων απορροής. Τα αποτελέσματα του υπομνήματος δείχνουν α/α λεκάνης.....	125
Εικόνα 51. Εντοπισμός υπάρχουσων λιμνοδεξαμενών “Πλατύ” και “Μεσαριά”	129
Εικόνα 52. Λεκάνες απορροής περιοχής μελέτης	130
Εικόνα 53. Υδροκρίτες περιοχής μελέτης	131
Εικόνα 54. Υδρογραφικό Δίκτυο και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1	132
Εικόνα 55. Υδρογραφικό Δίκτυο και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 2	133
Εικόνα 56. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση ανάγλυφου και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1	134
Εικόνα 57. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση ανάγλυφου και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1	135

Εικόνα 58. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση κλίσεων εδάφους και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1	136
Εικόνα 59. Τρισδιάστατη απεικόνιση περιοχής λιμνοδεξαμενής Πλατύ	137
Εικόνα 60. Κλίσεις εδάφους σε ποσοστό %	138
Εικόνα 61. Εντοπισμός πιθανής θέσης χαμηλών κλίσεων εδάφους Άνω ταμιευτήρα. Άποψη 1	139
Εικόνα 62. Εντοπισμός πιθανής θέσης χαμηλών κλίσεων εδάφους Άνω ταμιευτήρα. Άποψη 2	140
Εικόνα 63. Θέσεις επιφανειακών τομών προς ανάλυση	141
Εικόνα 64. Όδευση αγωγών ταμιευτήρων.....	143

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1. Μετρήσεις ταχύτητας ανέμου, ΔΕΗ/ΔΕΜΕ	19
Πίνακας 2. Τιμές €/MWh ανα κατηγορία.	24
Πίνακας 3. Αναλυτικά στοιχεία έργων ΑΠΕ ανά κατηγορία και ανά γεωγραφική περιφέρεια.	27
Πίνακας 4. Συγκεντρωτικά στοιχεία έργων ΑΠΕ.	28
Πίνακας 5. Ενεργειακό ισοζύγιο Ελλάδας 2011	28
Πίνακας 6. Αναλυτικό Ενεργειακό ισοζύγιο Ελλάδας 2011	29
Πίνακας 7. Λίστα μη-διασυνδεδεμένων Νησιών	45
Πίνακας 8. Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά	51
Πίνακας 9. Συγκεντρωτικά στοιχεία εγκατεστημένων Μονάδων ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά. Μεταβολή ανά μήνα του έτους 2011 στην εγκατεστημένη ισχύ και στη παραγόμενη ενέργεια	52
Πίνακας 10. Υπάρχουσες θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος περιοχής Κω	56
Πίνακας 11. Εγκατεστημένες μονάδες αιολικών πάρκων στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής Κω.....	57
Πίνακας 12. Εγκατεστημένες μονάδες φ/β πάρκων στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής Κω.....	57
Πίνακας 13. Περιθώρια ισχύος ΑΠΕ ανά νησί του Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος	58
Πίνακας 14. Συγκεντρωτικά στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής στα Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής μελέτης ΚΩ. Ιστορική εξέλιξη για τους μήνες του έτους 2011	59
Πίνακας 15. Λιμνοδεξαμενή "Μεσαριά" Ν.Κω	69
Πίνακας 16. Λιμνοδεξαμενή "Παναγιά" Ν.Λειψών	70
Πίνακας 17. Λιμνοδεξαμενή "Πλατύ" Ν.Κω	71
Πίνακας 18. Φράγμα "Παρθένι" Ν.Λέρου	72
Πίνακας 19. Λιμνοδεξαμενή "Βαθύ" Ν.Καλύμνου	73
Πίνακας 20. Λιμνοδεξαμενή "Αγ.Ειρήνη" Ν.Τήλου	74
Πίνακας 21. Λιμνοδεξαμενή "Παλοι" Ν.Νισύρος.....	75
Πίνακας 22. Φράγματα και λιμνοδεξαμενές Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος	76
Πίνακας 23. Κατηγορίες τραχύτητας εδάφους.....	92
Πίνακας 24. Παράμετροι k και c της κατανομής weibull	98

Πίνακας 25. Παρουσίαση ανά διεύθυνση των επί μέρους συντελεστών της κατανομής Weibull, του ποσοστού των δεδομένων, της μέσης τιμής τους και της έντασης τύρβης.....	99
Πίνακας 26. Συνοπτικά αποτελέσματα μετρήσεων ανεμολογικού ιστού	102
Πίνακας 27. Τεχνικά Χαρακτηριστικά α/γ Enercon E-70	105
Πίνακας 28. Αποστάσεις μεταξύ των α/γ	110
Πίνακας 29. Αποτελέσματα ταχύτητας ανέμου και πυκνότητας ισχύος στο υπολογιστικό grid	114
Πίνακας 30. Αναλυτικά ενεργειακά και ανεμολογικά αποτελέσματα στις θέσεις των α/γ	115
Πίνακας 31. Συνοπτικά αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης αιολικού σταθμού	116
Πίνακας 32. Εκτιμώμενες απώλειες και αβεβαιότητα υπολογισμών	116
Πίνακας 33. Τελικά ενεργειακά αποτελέσματα αιολικού πάρκου.....	117
Πίνακας 34. Συντελεστές τιμολόγησης ενεργειακής παραγωγής και κατανάλωσης του ΥΒΣ....	150
Πίνακας 35. Οικονομικά και Ενεργειακά αποτελέσματα πρώτης προσέγγισης ΥΒΣ.....	168
Πίνακας 36. Πλήθος αντλιών σύμφωνα με τη προσέγγιση α.αντλητικής εγκατάστασης.....	170
Πίνακας 37. Πλήθος αντλιών σύμφωνα με τη προσέγγιση β.αντλητικής εγκατάστασης	170
Πίνακας 38. Υπο εξέταση συνδυασμοί ΥΒΣ για βελτιστοποίηση.....	171
Πίνακας 39. Αποτελέσματα IRR (%) για ταμιευτήρα 300'00m ³	172
Πίνακας 40. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης MWh για ταμιευτήρα 300'00m ³	173
.....	173
Πίνακας 41. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 300'00m ³	173
Πίνακας 42. Αποτελέσματα τιμής πώλησης της παραγόμενης MWh ταμιευτήρα 300'00m ³	174
Πίνακας 43. Αποτελέσματα IRR (%) για ταμιευτήρα 500'00m ³	174
Πίνακας 44. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης MWh για ταμιευτήρα 500'00m ³	175
Πίνακας 45. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 500'00m ³	175
Πίνακας 46. Αποτελέσματα τιμής πώλησης της παραγόμενης MWh ταμιευτήρα 500'00m ³	176
Πίνακας 47. Αποτελέσματα IRR (%) για ταμιευτήρα 700'00m ³	176
Πίνακας 48. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης MWh για ταμιευτήρα 700'00m ³	177
Πίνακας 49. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 700'00m ³	177
Πίνακας 50. Αποτελέσματα τιμής πώλησης της παραγόμενης MWh ταμιευτήρα 700'00m ³	178

1.Εισαγωγή

1.1 Μη-διασυνδεδεμένα Νησιά και αναγκαιότητα Υβριδικών συστημάτων

Ο σύγχρονος τρόπος ζωής απαιτεί τη χρήση συστημάτων που λειτουργούν με ηλεκτρική ενέργεια. Ο άνθρωπος σήμερα έχει ανάγκη από ενέργεια για να εκπληρώσει ακόμα και τις βασικές του ανάγκες (όπως θέρμανση, τροφή κλπ).

Ως επί τω πλείστον τα νησιά της Ελληνικής επικράτειας δεν είναι διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας. Η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια προς κατανάλωση προέρχεται από την καύση ορυκτών καυσίμων στους Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής που είναι εγκατεστημένοι σε πλήθος Ελληνικών νησιών.

Το παράδοξο στην παραγωγή ενέργειας στα Μη-διασυνδεδεμένα νησιά είναι ότι αν και το ανανεώσιμο δυναμικό προς εκμετάλλευση είναι ιδανικό παρόλα αυτά μέχρι και σήμερα έχει αξιοποιηθεί ελάχιστα. Ένα από τους λόγους που δεν έχει αξιοποιηθεί όπως θα έπρεπε οφείλεται στο γεγονός ότι η ανανεώσιμη παραγωγή περιέχει ένα ποσοστό αβεβαιότητας ως προς τη προβλεψιμότητα της.

Επίσης αυτή η μη προγραμματισμένη παραγωγή σε αρκετές περιπτώσεις δεν απορροφάται από το δίκτυο του συμπλέγματος, με ποιο χαρακτηριστικό παράδειγμα αυτό της περίπτωσης όπου κάποια χρονική στιγμή ενώ υφίσταται ικανό αιολικό δυναμικό για παραγωγή από τον αιολικό σταθμό εξαιτίας της ταυτόχρονης χαμηλής ζήτησης από τους καταναλωτές του δικτύου αυτή η ανανεώσιμη παραγωγή απορρίπτεται.

Παρόλα αυτά όπως θα δειχθεί στην παρούσα αλλά και από υπάρχουσες μελέτες (J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, 2006, M. Kapsali, J.S. Anagnostopoulos, J.K. Kaldellis, 2012), πλέον υπάρχουν συστήματα τα οποία αν χρησιμοποιήσουν πάνω από μια ανανεώσιμη πηγή με ταυτόχρονη αποθήκευση μέρους της παραγόμενης ενέργειας μπορούν σε μεγάλο βαθμό να αντικαταστήσουν

τη θερμική παραγωγή, οδηγώντας τα μη-διασυνδεδεμένα νησιά σε ένα σημαντικό ποσοστό απεξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα, μειώνοντας σε σημαντικό βαθμό τους εκπεμπόμενους ρύπους διατηρώντας με αυτό τον τρόπο το περιβάλλον διαβίωσης σε ιδανικά επίπεδα και για τις επόμενες γενιές χωρίς να στερούνται καμία από τις ανέσεις τους σύγχρονου τρόπου ζωής.

1.2 Διάρθρωση εργασίας

Η παρούσα εργασία εξετάζει τη χωροθέτηση και τον βέλτιστο σχεδιασμό και λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού αποτελούμενου από αιολικό και υδροηλεκτρικό σταθμό στο μη-διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα της περιοχής Κω.

Στο κεφάλαιο 2 γίνεται μια σύντομη αναφορά στο αιολικό δυναμικό της Ελλάδας. Εν συνεχεία παρουσιάζεται το νομοθετικό πλαίσιο που διέπει τις ΑΠΕ στην Ελλάδα. Γίνεται η παρουσίαση της ιστορικής αναδρομής και εξέλιξης των έργων ΑΠΕ και του ενεργειακού ισοζυγίου στην Ελλάδα με ιδιαίτερη έμφαση επίσης και στην τωρινή κατάσταση, γίνεται και η ανάλυση ανά κατηγορία αιολικής, ηλιακής και υδροηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως.

Τέλος στο ίδιο κεφάλαιο παρουσιάζεται η πολιτική διαχείρισης υβριδικών συστημάτων όπως αυτή παρουσιάζεται από τη ΡΑΕ και προτείνεται και από την παρούσα.

Στο κεφάλαιο 3 ορίζονται τα μη-διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό δίκτυο νησιά της Ελλάδας και αναλύεται το ηλεκτρικό σύμπλεγμα της περιοχής μελέτης, Κω. Περιγράφεται η τυπική λειτουργία ενός Αυτόνομου Σταθμού Παραγωγής (ΑΣΠ). Γίνεται μια εξειδίκευση της αιολικής ενέργειας γενικά στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά ενώ ταυτόχρονα παρουσιάζονται ιστορικά δεδομένα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και θερμικά συστήματα στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Στο κεφάλαιο 4 τα στοιχεία αναλύονται στο επίπεδο του μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος περιοχής Κω. Υπάρχουν τα δεδομένα υπαρχόντων θερμικών σταθμών παραγωγής, οι μονάδες ΑΠΕ που υφίστανται και γίνεται μια παρουσίαση των

περιθωρίων ισχύος που έχουν δοθεί από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας καθώς και οι μελέτες διασύνδεσης του συμπλέγματος. Παρουσιάζονται τα πραγματικά δεδομένα παραγωγής ενέργειας από τις εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ, εντοπίζονται και παρουσιάζονται οι υπάρχουσες λιμνοδεξαμενές και τα φράγματα που βρίσκονται στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα καθώς επίσης γίνεται η παρουσίαση της πραγματικής χρονοσειράς φορτίου του έτους 2011 του συμπλέγματος.

Στο κεφάλαιο 5 διερευνάται η χωροθέτηση, ο σχεδιασμός και η βελτιστοποίηση του υβριδικού συστήματος. Πρώτα αναλύεται η ψηφιοποιημένη ορογραφία της περιοχής μελέτης και διεξάγεται ο καθορισμός των τομέων τραχύτητας εδάφους. Εν συνεχεία παρουσιάζεται η ανάλυση των ανεμολογικών δεδομένων του ιστού. Από την ανάλυση των μετρήσεων αλλά και με τη χρήση του ψηφιακού μοντέλου εδάφους χωροθετείται ο αιολικός σταθμός του υβριδικού συστήματος και γίνεται ο υπολογισμός της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής του σταθμού. Επίσης με τη χρήση του ψηφιακού μοντέλου εδάφους γίνεται η ανάλυση και η παρουσίαση του υδρογραφικού δικτύου. Από αυτή την ανάλυση εντοπίζεται και κατάλληλη θέση Άνω Ταμιευτήρα που να ικανοποιεί τις απαιτήσεις του υβριδικού σταθμού.

Είναι απαραίτητη σε τέτοιου τύπου ενεργειακές μελέτες (αιολικών υβριδικών κλπ) η ύπαρξη ψηφιοποιημένου ανάγλυφου για τη χρήση στους ενεργειακούς υπολογισμούς και τις χωροθετήσεις. Συνήθως η διαδικασία εξαγωγής ψηφιοποιημένης ορογραφίας είναι κοστοβόρα και χρονοβόρα. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε μέθοδος εξαγωγής του ψηφιοποιημένου τεραιν από δορυφορικές επεξεργασία ψηφιακών αρχείων ASTER GDEM. Η ASTER είναι η διαδικασία η οποία περιγράφεται και από τα αρχικά της Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER), δηλαδή δορυφορικές απεικονίσεις που προκύπτουν από το ποσό εκπεμπόμενης και ανακλώμενης θερμικής ραδιομετρίας. Η απεικόνιση Aster παρέχει 14 φασματικές μπάντες με ανάλυση από 15 έως 90m.

Η ακρίβεια των δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν στην εργασία είναι της τάξης του ενός δευτερολέπτου γεωγραφικής μοίρας, περίπου 30m.

Από τις δορυφορικές απεικονίσεις αυτές και με τη χρήση του λογισμικού ARCGIS καθίσταται πολύ εύκολη και γρήγορη εξαγωγή δεδομένων ψηφιοποιημένου τεραιν με καλή ακρίβεια για τη χρήση τους σε ενεργειακές μελέτες.

Επίσης από το ψηφιοποιημένο τεραιν που εξήχθηκε έγινε και η ανάλυση του υδρογραφικού δικτύου. Η ανάλυση του υδρογραφικού δικτύου έγινε για να αποφευχθεί οποιαδήποτε επέμβαση στο δίκτυο των υπαρχουσών λιμνοδεξαμενών του συμπλέγματος, η χρήση των είναι αποκλειστικά για άρδευση και ύδρευση.

Επίσης το τεραιν που προέκυψε από την ανάλυση αυτή σε συνδυασμό με τα ανεμολογικά δεδομένα και την εκτίμηση της τραχύτητας εδάφους από δορυφορικές εικόνες χρησιμοποιήθηκε στην ενεργειακή ανάλυση του αιολικού σταθμού μέσω του προγράμματος WaSP και μάλιστα σε ανάλυση "complex terrain". Αυτή η ανάλυση εξυπηρέτησε το σκοπό της σύγκρισης των αποτελεσμάτων αιολικής παραγωγής με άλλες μεθόδους και αναλύσεις όπως π.χ. με τα αποτελέσματα του κώδικα HYPSSOS του Εργαστηρίου Υδροδυναμικών Μηχανών.

Εν συνεχεία και αφού έγινε η πρώτη προσέγγιση από τις χωροθετήσεις και τον εντοπισμό του Άνω ταμιευτήρα έγινε χρήση του υπολογιστικού κώδικα HYPSSOS για την εξαγωγή ενεργειακών και οικονομικών αποτελεσμάτων σύμφωνα και με την προτεινόμενη πολιτική διαχείρισης του υβριδικού σταθμού η οποία βασίζεται στην καμπύλη φορτίου του νησιού.

Τέλος εκπονείται μια διερεύνηση για τη βελτιστοποίηση αυτής της λύσης με ενεργειακά και οικονομικά κριτήρια.

2.Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

2.1 Αιολικό δυναμικό Ελλάδας

Η Ελλάδα διαθέτει αποδεδειγμένα πλέον πολύ καλό αιολικό δυναμικό. Έχουν γίνει κατά καιρούς μετρήσεις του αιολικού δυναμικού από διάφορους φορείς.

Κατά την περίοδο 1981-1990, η Διεύθυνση Εναλλακτικών Μορφών Ενέργειας (ΔΕΜΕ) της ΔΕΗ, πραγματοποίησε μετρήσεις κυρίως στον νησιωτικό χώρο, με τα παρακάτω ενδεικτικά αποτελέσματα.

ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΔΕΗ/ΔΕΜΕ		
Τοποθεσία	Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Περίοδος μετρήσεων
Τήνος	9,5	1987-90
Σύρος	8,1	1988-90
Κρήτη	8,1	1981-83
Λέσβος	8,7	1987-90
Εύβοια	9,1	1989-90
Σαμοθράκη	6,6	1986-89

Πίνακας 1. Μετρήσεις ταχύτητας ανέμου, ΔΕΗ/ΔΕΜΕ



Εικόνα 1. Ταχύτητες ανέμου στα 80μ, ΚΑΠΕ/ΡΑΕ

Επίσης μετρήσεις και μελέτες έχουν διεξαχθεί και από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.). Οι μετρήσεις αυτές έχουν διεξαχθεί και εξακολουθούν να διεξάγονται σε αρκετές περιοχές της Ελληνικής επικράτειας. Ο συνδυασμός αυτών των μετρήσεων με την υπάρχουσα ορογραφία δίνει ενεργειακούς χάρτες εκμετάλλευσης αιολικού δυναμικού.

2.2 Νομοθετικό πλαίσιο ΑΠΕ

Σύμφωνα και με αυτά τα δεδομένα έχει ξεκινήσει κυρίως την τελευταία δεκαετία μια στρατηγική ανάπτυξης στο τομέα των ΑΠΕ με στόχο την αξιοποίηση του υπάρχοντος δυναμικού ΑΠΕ και την ταυτόχρονη απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και τον λιγνίτη.

Η πρώτη προσπάθεια ανάπτυξης των ΑΠΕ έγινε με τον Ν.1559/85 με τον οποίο δόθηκε η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σε ιδιώτες και τους ΟΤΑ (αυτοπαραγωγούς), μέχρι το τριπλάσιο της ισχύος των εγκαταστάσεων τους και την πώληση της περίσσειας στη ΔΕΗ. Η συνεισφορά αυτού του νόμου στην ανάπτυξη των ΑΠΕ ήταν μηδαμινή, λόγω της χαμηλής τιμής αγοράς της ενέργειας από την ΔΕΗ αλλά και των πολύπλοκων διαδικασιών αδειοδότησης. Το 1993 λειτουργούσαν ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 27 MW, από τις οποίες μόνο 3 MW ανήκαν σε ιδιώτες, τους ΟΤΑ και τον ΟΤΕ, ενώ οι λοιπές στη ΔΕΗ.

Η δημιουργία κλάδου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού (αιολική ενέργεια) ξεκίνησε ουσιαστικά με την ψήφιση του Ν.2244/94 ο οποίος έδωσε τη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σε ιδιώτες με μοναδικό σκοπό την πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ. Όρισε επίσης ικανοποιητικές τιμές αγοράς της πωλούμενης στη ΔΕΗ ενέργειας καθώς και δεκαετή διάρκεια συμβάσεων αγοραπωλησίας.

Με τον Ν2773/99 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, διατηρείται το καθεστώς του Ν.2244/94 με την προσθήκη ότι ο κάθε παραγωγός

επιβαρύνεται με ανταποδοτικό τέλος που αντιστοιχεί σε ποσοστό 2% των ακαθάριστων εσόδων (πωλήσεων ενέργειας) και αποδίδεται στον ΟΤΑ. Επίσης ο νόμος αυτός προβλέπει την κατά προτεραιότητα απορρόφηση της ενέργειας από ΑΠΕ.

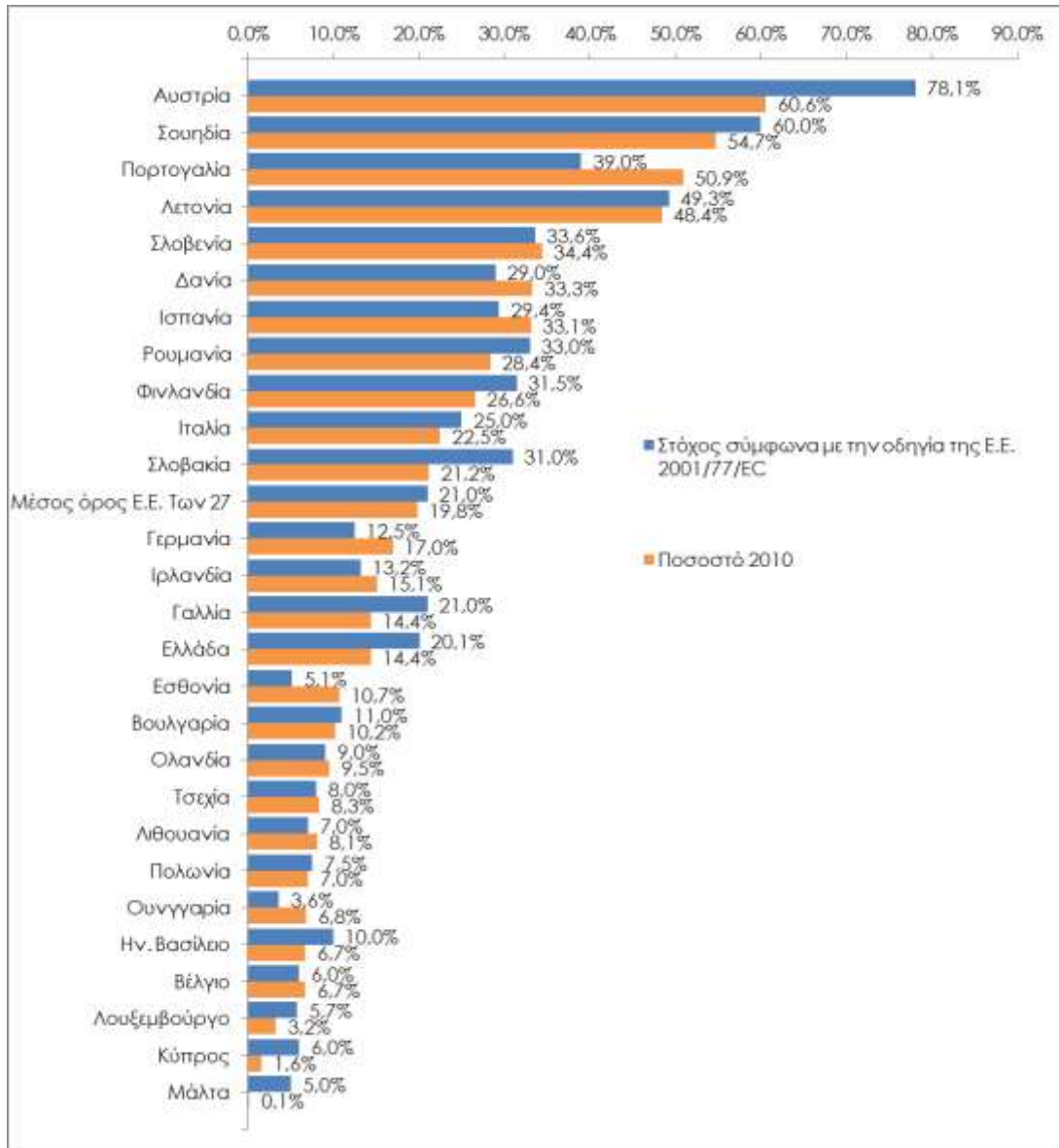
Ο νόμος 3468/2006 για την Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις (ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006) είναι ο νόμος που διέπει τις προϋποθέσεις για τη δημιουργία μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ. Βασικές ρυθμίσεις του νόμου είναι ότι επιτρέπεται σε ιδιώτες η δημιουργία μονάδας παραγωγής ηλεκτρισμού με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αλλά απαιτεί κατά κανόνα άδεια από το Υπουργείο Ανάπτυξης και ότι ο διαχειριστής του δικτύου διανομής ηλεκτρικού ρεύματος είναι υποχρεωμένος να αγοράζει την ενέργεια που παράγουν νόμιμα αδειοδοτημένες μονάδες. Ο νόμος μεταγράφει μεταξύ άλλων και την Οδηγία 2001/77/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Κοινότητας.

Ο 3468 προδιαγράφει τις άδειες (παραγωγής, εγκατάστασης, λειτουργίας, δόμησης) και τις εγκρίσεις (περιβαλλοντικών όρων, εργασιών μικρής κλίμακας από την αρμόδια πολεοδομική υπηρεσία) που απαιτούνται (ή δεν απαιτούνται) ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας (κατηγορία) και την περιοχή στην οποία δημιουργείται. Αξίζει εδώ να αναφερθεί ότι ανεξαρτήτως της κατηγορίας ενός έργου, απαιτείται έγκριση περιβαλλοντικών όρων αν το έργο βρίσκεται σε περιοχή Ramsar, Natura 2000, εθνικούς δρυμούς και αισθητικά δάση.

Ο ίδιος νόμος καθορίζει τις συμβάσεις (αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας με ΔΕΣΜΗΕ ή ΔΕΗ) και τις τιμές πώλησης (σε Ευρώ/μεγαβατώρα) της ενέργειας που παράγεται στον ΔΕΣΜΗΕ ή στη ΔΕΗ αντίστοιχα. Σημειώνεται εδώ ότι η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ισχύει για 10 έτη και μπορεί να παρατείνεται για 10 επιπλέον έτη, μονομερώς, με έγγραφη δήλωση του παραγωγού, εφόσον αυτή υποβάλλεται τρεις τουλάχιστον μήνες πριν από τη λήξη της αρχικής σύμβασης.

Ο νόμος 3851/2010 αποτελεί την αναβάθμιση του νόμου 3468/2006 για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και έχει ως κύριο σκοπό την επιτάχυνση της ανάπτυξης των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Το συγκεκριμένο

νομοθέτημα θεσπίζει το πλαίσιο στο οποίο κινούνται τόσο οι αδειοδοτικές διαδικασίες, όσο και η τιμολογιακή πολιτική ανάπτυξης επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.



Εικόνα 2. Ποσοστά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και στόχος της κάθε χώρας για το 2010.

Πιο συγκεκριμένα, καθίσταται δεσμευτικός ο στόχος 20% για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας ως το 2020.

Απλοποιείται η διαδικασία έκδοσης της άδειας παραγωγής έργων ΑΠΕ. Αναβαθμίζεται ο ρόλος της ΡΑΕ και περιορίζεται η διάρκεια της σχετικής αδειοδοτικής διαδικασίας, σε 2 μήνες. Οι μικρές εγκαταστάσεις ΑΠΕ, εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής και προωθούνται διεσπαρμένες εφαρμογές ΑΠΕ που αφορούν χιλιάδες μικρομεσαίους επενδυτές.

Η τιμολόγηση γίνεται περισσότερο ορθολογική, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων, δίχως στρεβλώσεις και κατασπατάληση πόρων. Ενισχύονται τα τιμολόγια για τη βιομάζα, το βιοαέριο.

Αποδίδεται σημαντικό μέρος του ειδικού τέλους παραγωγού ΑΠΕ υπέρ των ΟΤΑ απ' ευθείας στους οικιακούς καταναλωτές του δημοτικού ή κοινοτικού διαμερίσματος του ΟΤΑ, στο οποίο εγκαθίσταται το έργο ΑΠΕ, μέσω των λογαριασμών ηλεκτρικού ρεύματος (δηλ. πίστωση στη ΔΕΗ ενός συγκεκριμένου ποσοστού των εσόδων από το ειδικό τέλος και στη συνέχεια, πίστωση από τη ΔΕΗ των εσόδων αυτών στους λογαριασμούς των οικιακών καταναλωτών της περιοχής). Το υπόλοιπο ποσοστό των εσόδων από το ειδικό τέλος αποδίδεται στον αντίστοιχο ΟΤΑ, για την εκ του νόμου καθοριζόμενη χρησιμοποίησή τους.

Τροποποιείται, βελτιώνεται και συμπληρώνεται το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο των ΑΠΕ, καθώς και το συναφές με αυτό νομικό πλαίσιο, με βασικό στόχο την αποσαφήνιση κρίσιμων ρυθμίσεών του και την παροχή της δυνατότητας άμεσης και αποτελεσματικής εφαρμογής του, έτσι ώστε να συμβάλλει ουσιαστικά στην απεμπλοκή μεγάλου αριθμού εν εξελίξει έργων ΑΠΕ, που βρίσκονται σε αδειοδοτική τελμάτωση. Πιο συγκεκριμένα επανακαθορίζονται οι περιοχές αποκλεισμού και ζώνες ασυμβατότητας στη βάση της αρχής ότι οι ΑΠΕ, ως περιβαλλοντικά φιλικές μορφές ενέργειας, επιτρέπεται να χωροθετούνται κατ' αρχήν παντού, εκτός από τις περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης, τα κηρυγμένα διατηρητέα μνημεία μείζονος σημασίας της παγκόσμιας πολιτιστικής κληρονομιάς, τις οριοθετημένες αρχαιολογικές ζώνες προστασίας Α, καθώς και τους υγροτόπους διεθνούς προστασίας (Ραμσάρ). Επίσης επαναπροσδιορίζεται η εγκατάσταση έργων ΑΠΕ σε γαίες υψηλής παραγωγικότητας καθώς και σε εκτός σχεδίου περιοχές όπου δεν υπάρχει ρητή απαγόρευση χωροθέτησής τους.

Κεφάλαιο 2 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος > 50 kW	87,85	99,45
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος ≤ 50 kW		250
Φωτοβολταϊκά έως 10 kWpeak στον οικιακό τομέα και σε μικρές επιχειρήσεις (σύμφωνα με το ειδικό πρόγραμμα για Φ/Β σε κτίρια - ΚΥΑ.12323/4.6.2009, Β'1079)		550
Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από μΥΗΣ με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 15 MWe		87,85
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από Ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής		264,85
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από Ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο		284,85
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας (Ν.3175/2003, Α'207, αρθ.2, §1στ)		150
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας (Ν.3175/2003, Α'207, αρθ.2, §1στ)		99,45
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 1 MW με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 1 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)		200
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατ. ισχύ > 1 MW και ≤ 5 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)		175
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ ≥ 5 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)		150
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και Βιοαέρια από Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 2 MW		120
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και Βιοαέρια από Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ > 2 MW		99,45
Βιοαέριο που προέρχεται από Βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 3 MW		220
Βιοαέριο που προέρχεται από Βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ > 3 MW		200
Λοιπές ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων και των σταθμών ενεργειακής αξιοποίησης του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων που πληρούν τις προδιαγραφές της Ευρωπαϊκής νομοθεσίας όπως εκάστοτε αυτές ισχύουν)		87,85
Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ)	87,85 x ΣΡ (*)	99,45 x ΣΡ (*)

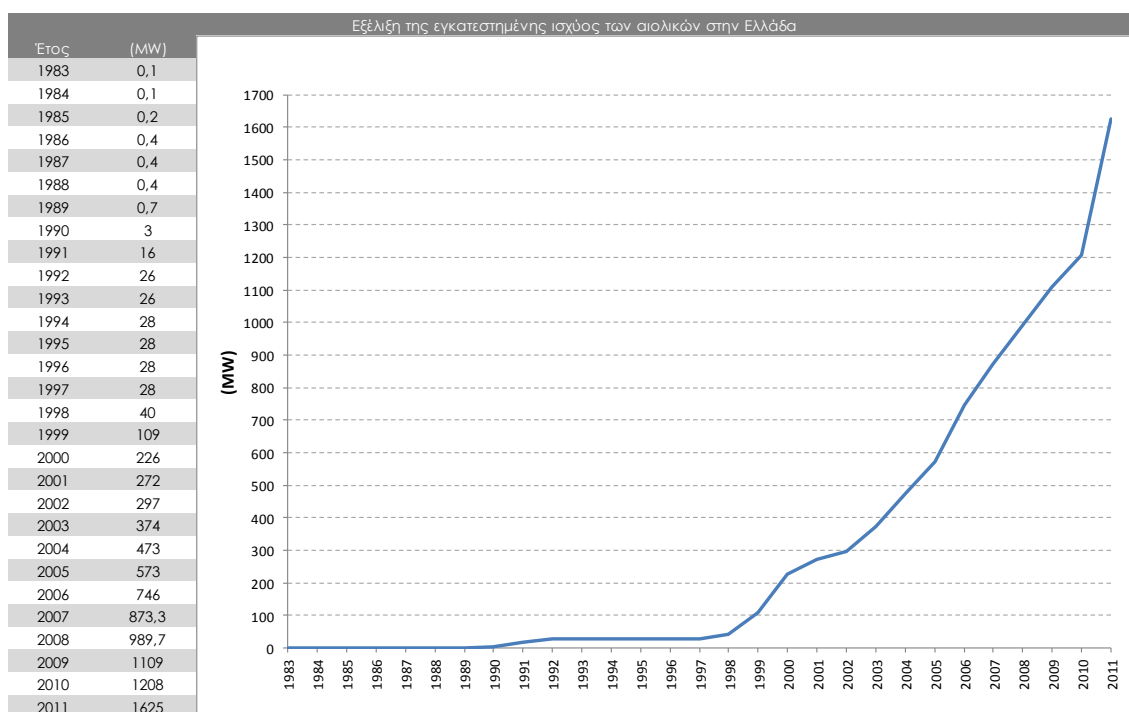
Πίνακας 2. Τιμές €/MWh ανά κατηγορία.

Το 2011 και 2012 υπήρξαν στη συνέχεια κάποιες νομοθετικές ρυθμίσεις όσον αφορά κυρίως την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από φ/β σταθμούς.

2.3 Εξέλιξη των ΑΠΕ σε Ελλάδα και κόσμο

Από το 1995, η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα έχει εστιαστεί στις νέες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

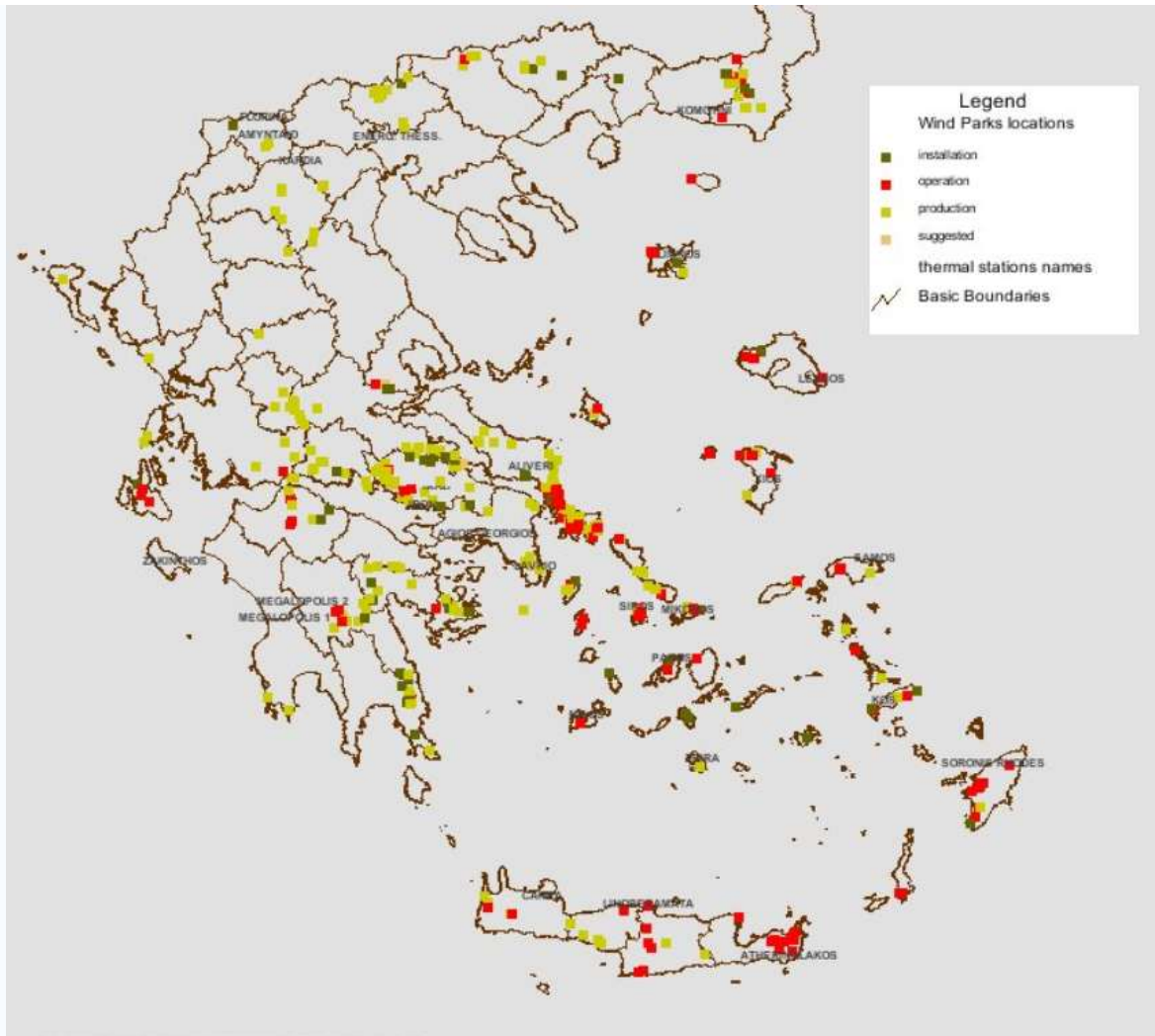
Οι κύριες εξελίξεις λαμβάνουν χώρα στον τομέα της αιολικής ενέργειας, όπου η ισχύς έχει αυξηθεί κατά μέσο όρο 30% ετησίως μεταξύ των ετών 1990 και 2003, ενώ τα τελευταία έτη παρατηρείται μια σταθερή αύξηση κατά περίπου 150MW κάθε έτος.



Γράφημα 1. Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων

Ο μέσος όρος ισχύος των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα είναι 6,5 MW ανά μονάδα.

Επίσης σημαντικά στοιχεία για την περαιτέρω εξέλιξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα αποτελούν τα στατιστικά στοιχεία των έργων που βρίσκονται σε διάφορα στάδια της αδειοδοτικής διαδικασίας.



Εικόνα 3. Θέσεις αιολικών πάρκων (εγκατεστημένα, σε λειτουργία και αδειοδοτημένα). Πηγή: Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια

Παρακάτω παρουσιάζονται στοιχεία από κάθε τεχνολογία για όλες τις περιφέρειες της χώρας και ανάλογα με το σε ποιο στάδιο της αδειοδοτικής διαδικασίας βρίσκονται αυτά.

Η τελευταία ενημέρωση των στοιχείων έγινε τον 10/2012.

Κεφάλαιο 2 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ		Με ΕΠΟ		Αιτήσεις σε αξιολόγηση	
		Πλήθος	(MW)	Πλήθος	(MW)	Πλήθος	(MW)	Πλήθος	Ισχύος (MW)	Πλήθος	(MW)
Ανατολική Μακεδονία και Θράκη	Αιολικά	13	240	8	111	7	100	43	1003	121	4426
	ΜΥΗΕ	3	3	1	1	0	0	24	57	2	2
	Βιομάζα	0	0	1	10	3	14	10	41	1	3
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	11	26	40	89	21	54	101	328	1	100
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	1	2	3	5
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		27	269	50	210	31	167	179	1430	128	4536
Αττική	Αιολικά	1	0	8	184	1	23	18	272	17	909
	ΜΥΗΕ	1	1	0	0	0	0	2	2	0	0
	Βιομάζα	3	30	0	0	0	0	4	38	0	0
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5
	Φ/Β	5	16	7	12	5	13	42	109	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	3	6	0	0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		10	47	15	196	6	36	69	427	18	914
Βόρειο Αιγαίο	Αιολικά	25	29	6	8	3	4	66	1577	11	1584
	ΜΥΗΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Βιομάζα	0	0	0	0	0	0	0	0	1	25
	Γεωθερμία	0	0	0	0	1	8	1	8	0	0
	Φ/Β	6	0	0	0	0	0	6	0	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		31	29	6	8	4	12	73	1585	13	1614
Δυτική Ελλάδα	Αιολικά	6	113	5	109	15	275	72	1500	55	1515
	ΜΥΗΕ	11	33	4	7	0	0	66	157	11	36
	Βιομάζα	0	0	3	7	1	5	6	18	1	3
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	14	39	41	92	58	171	142	401	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	0	0	3	5
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		31	185	53	215	74	451	286	2076	70	1559
Δυτική Μακεδονία	Αιολικά	1	24	5	124	20	482	86	2536	11	257
	ΜΥΗΕ	3	5	8	14	5	13	36	97	17	18
	Βιομάζα	0	0	0	0	0	0	7	32	1	25
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	4	8	11	24	16	332	84	877	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	23	43	43	103	4	13
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		8	37	24	162	64	870	256	3644	33	313
Ηπείρος	Αιολικά	0	0	2	16	8	231	51	1258	7	170
	ΜΥΗΕ	18	48	4	7	2	13	67	206	18	56
	Βιομάζα	0	0	1	2	0	0	4	24	3	8
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	5	11	16	29	12	16	40	74	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		23	58	23	53	22	259	162	1562	28	234
Θεσσαλία	Αιολικά	4	74	2	34	2	46	10	179	26	1141
	ΜΥΗΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Βιομάζα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		4	74	2	34	2	46	10	179	26	1141
Κεντρική Μακεδονία	Αιολικά	3	41	3	74	9	95	81	1973	14	488
	ΜΥΗΕ	30	49	11	7	11	25	84	115	19	24
	Βιομάζα	3	11	3	7	0	0	17	46	6	14
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	13	15	38	89	51	107	139	417	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	1	2	7	24	0	0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		49	116	55	177	72	229	328	2575	39	526
Κρήτη	Αιολικά	33	172	9	40	1	1	111	2250	35	2487
	ΜΥΗΕ	2	1	0	0	0	0	2	1	0	0
	Βιομάζα	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	8	1	1	0	0	0	9	1	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	1	27	0	0	5	232	36	236
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		44	173	11	67	1	1	129	2484	71	2722
Νότιο Αιγαίο	Αιολικά	28	65	8	33	11	135	87	1900	46	4143
	ΜΥΗΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Βιομάζα	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	3	15
	Φ/Β	16	0	0	0	0	0	16	0	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	0	0	10	121
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		44	65	8	33	11	135	103	1900	60	4281
Πελοπόννησος	Αιολικά	17	312	12	201	30	608	88	1582	168	4270
	ΜΥΗΕ	3	4	1	1	0	0	15	39	0	0
	Βιομάζα	0	0	0	0	1	5	6	48	2	42
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	21	43	51	175	52	200	191	778	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	6	11	0	0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		41	359	64	377	83	813	306	2458	170	4312
Στερεά Ελλάδα	Αιολικά	48	472	32	560	64	1086	315	5769	71	2002
	ΜΥΗΕ	18	41	4	3	4	5	80	176	6	5
	Βιομάζα	0	0	0	0	0	0	9	21	2	41
	Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Φ/Β	24	65	27	58	57	160	175	686	0	0
	Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	0	0	0	1	40

Πίνακας 3. Αναλυτικά στοιχεία έργων ΑΠΕ ανά κατηγορία και ανά γεωγραφική περιφέρεια.

	Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (2)		Με ΕΠΟ		Αιτήσεις σε αξιολόγηση	
	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)
ΣΥΝΟΛΟ ΧΩΡΑΣ	426	2050,8	418	2359,3	595	4784,1	2849	29525,4	752	24.395,30

Πίνακας 4. Συγκεντρωτικά στοιχεία έργων ΑΠΕ.

Από τα παραπάνω στοιχεία εξάγεται το συμπέρασμα ότι πρώτη στο ενδιαφέρον για εγκατάσταση κάποιου τύπου μονάδας ΑΠΕ είναι η Στερεά Ελλάδα με 11'190MW κατατεθειμένα σε κάποιο στάδιο της αδειοδοτικής διαδικασίας.

Όσον αφορά τα αιολικά συστήματα πάλι η Στερεά Ελλάδα συγκεντρώνει το υψηλότερο ενδιαφέρον για εγκατάσταση αιολικών πάρκων, ενώ όσον αφορά τα Μικρά Υδροηλεκτρικά έργα η περιφέρεια της Ηπείρου συγκεντρώνει το υψηλότερο ποσοστό ενδιαφέροντος για την εγκατάσταση μονάδων ΜΥΗΕ.

Στην Ελλάδα κατά το έτος 2011 η συνολική εγχώρια παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας ήταν 50,064 TWh. Από αυτές:

- 42,4 TWh προήλθαν από θερμική ενέργεια (καύση λιγνίτη, πετρελαίου, κλπ)
- 4,25 TWh προήλθαν από διάφορες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις
- 3,4 TWh προήλθαν από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

	Απο Υδροηλεκτρικά			Απο ορυκτά καύσιμα				Απο ΑΠΕ			Συνολική παραγωγή ενέργειας (GWh)	Για αντίληση ταμίευση (GWh)	Απο Εισαγωγές-Εξαγωγές Το ισοζύγιο δίνει εισαγωγές (GWh)	Συνολική κατανάλωση ενέργειας (GWh)
	Απο Ταμιευτήρες (GWh)	Αντλησιού αμιεμένα (GWh)	Σύνολο (GWh)	Λιγνίτης (GWh)	Φυσικό αέριο (GWh)	Πετρέλαιο οειδή (GWh)	Σύνολο (GWh)	Αιολικά (GWh)	Φ/Β (GWh)	Σύνολο (GWh)				
Ιαν-11	494	25	519	2597	1085	0	3682	138	14	187	4388	35	230	4583
Φεβ-11	312	30	342	2328	961	0	3289	195	13	240	3871	43	329	4157
Μαρ-11	354	24	378	2260	1340	0	3600	210	21	264	4242	34	214	4422
Απρ-11	292	13	305	1856	1146	0	3002	250	25	305	3612	18	272	3866
Μαϊ-11	326	5	331	2103	1209	1	3313	202	29	260	3904	6	76	3974
Ιουν-11	443	9	452	1929	1268	3	3201	134	58	215	3868	13	380	4235
Ιουλ-11	435	4	439	2690	1644	4	4338	154	37	213	4990	6	478	5462
Αυγ-11	404	15	419	2505	1259	0	3764	244	41	306	4489	21	394	4862
Σεπ-11	295	23	318	2287	1305	0	3592	239	41	301	4211	33	194	4372
Οκτ-11	200	34	234	2136	1184	0	3320	300	85	414	3968	49	190	4109
Νοε-11	203	32	235	2391	1254	0	3645	241	39	313	4193	46	205	4352
Δεκ-11	229	53	282	2490	1195	0	3685	287	38	361	4328	76	269	4521
Σύνολο	3987	267	4254	27572	14850	8	42431	2594	441	3379	50064	380	3231	52915

Πίνακας 5. Ενεργειακό ισοζύγιο Ελλάδας 2011



Πηγή: UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity)

Κατά το έτος 2011 η συνολική εγχώρια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 52,9 TWh.

Όπως προκύπτει και από τα παραπάνω, η Ελλάδα καταναλώνει περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια απ' ό τι παράγει. Για τον λόγο αυτό τα διαστήματα που υπάρχει ιδιαίτερα μεγάλη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η Ελλάδα εισάγει ρεύμα κυρίως από τη Βουλγαρία αλλά και από άλλες γειτονικές χώρες όπως η FYROM η Ιταλία και η Αλβανία.

Πιο συγκεκριμένα κατά το 2011 η Ελλάδα έκανε εισαγωγές ρεύματος από Βουλγαρία, ΠΓΔΜ, Ιταλία, Αλβανία και Τουρκία όπως φαίνεται στον Πίνακα που ακολουθεί.

	Παραγωγή Ενέργειας (GWh)	Κατανάλωση (GWh)	Εξαγωγές						Εισαγωγές					
			BG	IT	FY	AL	TR	YU	BG	IT	FY	AL	TR	YU
Ιαν-11	4388	4583	0	287	0	63	0	-230	-5	-153	-3	-190	0	
Φεβ-11	3871	4157	0	168	0	150	0	-250	-3	-173	0	-222	0	
Μαρ-11	4242	4422	0	278	0	154	0	-240	0	-212	0	-195		
Απρ-11	3612	3866	0	96	3	192	0	-227	0	-134	0	-201		
Μαϊ-11	3904	3974	0	103	19	270	0	-163	-2	-85	0	-219		
Ιουν-11	3868	4235	0	48	3	200	0	-224	-48	-123	0	-237		
Ιουλ-11	4990	5462	0	116	0	154	0	-302	-13	-208	0	-230		
Αυγ-11	4489	4862	0	157	0	173	0	-305	-4	-232	0	-186		
Σεπ-11	4211	4372	0	104	16	145	0	-233	-3	-41	0	-184		
Οκτ-11	3968	4109	0	110	9	164	0	-186	-4	-62	0	-224		
Νοε-11	4193	4352	0	135	35	226	0	-225	-85	-23	0	-268		
Δεκ-11	4328	4521	0	99	22	233	0	-238	-109	-43	0	-234		
Σύνολο	50064	52915	0	1701	107	2124	0	-2823	-276	-1489	-3	-2590	0	

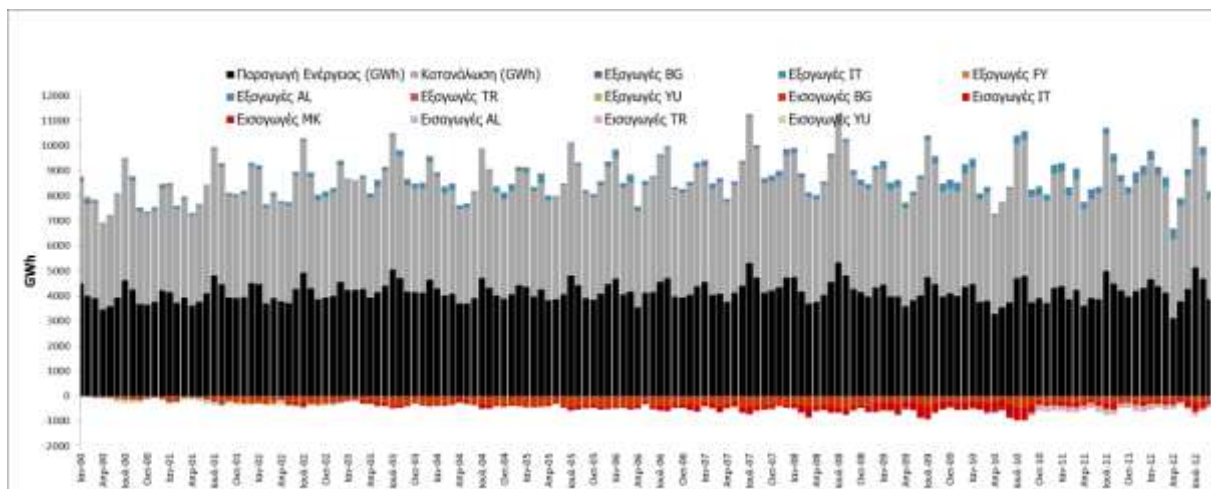
Πίνακας 6. Αναλυτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο Ελλάδας 2011

Πηγή: UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity)



Ενώ επίσης για τα έτη 2000-2012 το ενεργειακό ισοζύγιο ήταν ελλειμματικό και έπρεπε να γίνουν εισαγωγές ενέργειας από τις γειτονικές χώρες.

Η μη επάρκεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα κατά τους καλοκαιρινούς μήνες όπου υπάρχει μεγάλη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, καθιστούν τις επενδύσεις σε ΑΠΕ εξαιρετικά σημαντικές σε Εθνικό Επίπεδο, μειώνοντας κατά πολύ την εισαγωγή ρεύματος από τρίτες χώρες.



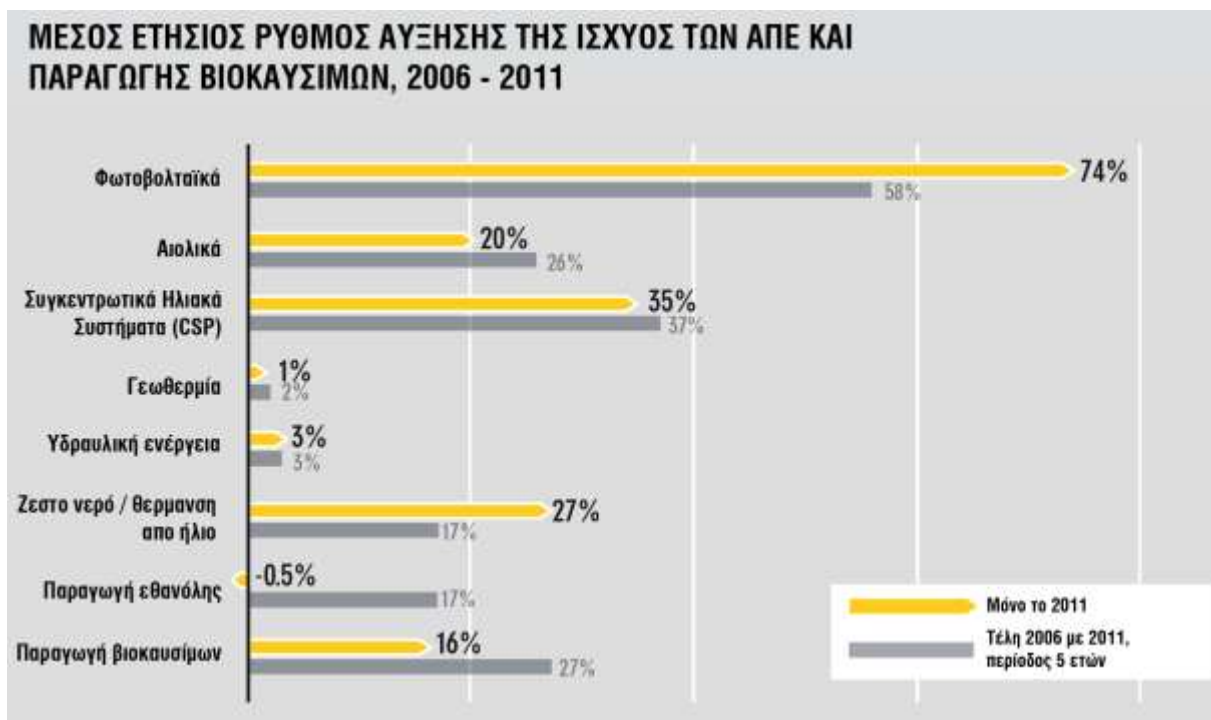
Γράφημα 2. Παρουσίαση ενεργειακού ισοζυγίου Ελλάδας 2000-4/2012
Πηγή: UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity)



Οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από την Ελλάδα προς τρίτες χώρες είναι πολύ μικρές με κυριότερες αγορές κυρίως της Ιταλίας και της Αλβανίας. Οι εξαγωγές ηλεκτρικού ρεύματος πραγματοποιούνται κυρίως κατά τις περιόδους που υπάρχει περίσσια παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από τη ΔΕΗ.

Η ανάπτυξη της παγκόσμιας αγοράς ΑΠΕ είναι ταχύτατη. Σύμφωνα με τα στοιχεία του 2011 από τις νέες οι εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας (208GW) περίπου η μισή ισχύς αφορά έργα ΑΠΕ.

Ειδικότερα, οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ (εκτός των υδροηλεκτρικών) αποκτούν ολοένα και μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπου από 10% το 2004 έφτασε το 37% το 2011 ενώ το συνολικό μερίδιο της εγκατεστημένης ισχύος διπλασιάστηκε στην αντίστοιχη περίοδο.



Εικόνα 4. Μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης ΑΠΕ παγκοσμίως

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ παγκοσμίως ξεπέρασε τα 1'360GW το 2011, περίπου 8% αύξηση σε σχέση με το 2010. Εγκαταστάσεις ΑΠΕ (εκτός των υδροηλεκτρικών) ξεπέρασαν τα 390GW, το οποίο αντιστοιχεί σε περίπου 24% αύξηση της ισχύος τους σε σχέση με το 2010. Παγκοσμίως η αιολική και φωτοβολταϊκή εγκατεστημένη ισχύς το 2011 ξεπέρασε το 40% και 30% αντιστοίχως των νέων εγκαταστάσεων ΑΠΕ, ακολουθούμενα από τα υδροηλεκτρικά τα οποία είχαν το 25% των νέων εγκαταστάσεων ΑΠΕ.

Από τα τέλη του 2011, η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ κατέχουν το 25% της παγκόσμιας ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (περίπου 5'360GW). Προμήθευσαν περίπου του 20,3% της παγκόσμιας ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια με το μεγαλύτερο ποσοστό να δίνεται από τα υδροηλεκτρικά.

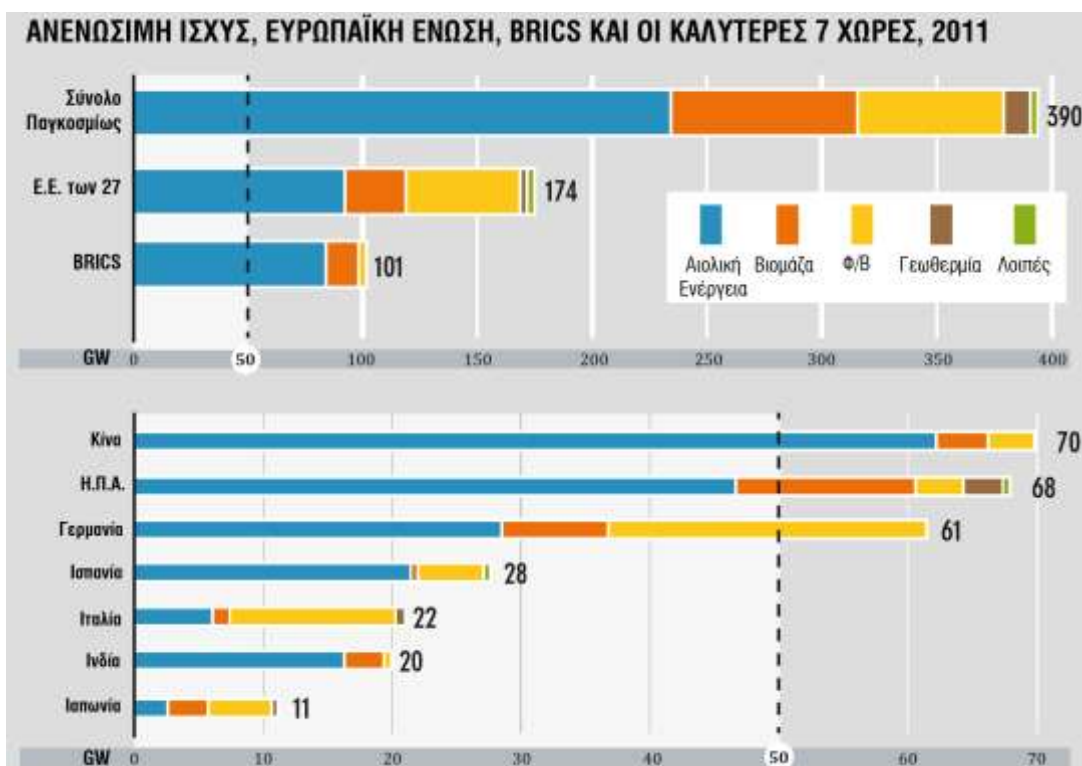


Εικόνα 5. Μερίδιο παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Ενώ η εγκατεστημένη ισχύς αυξάνει με ταχύς ρυθμούς από έτος σε έτος, η αντίστοιχη αύξηση της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αυξάνει αλλά με μικρότερο ρυθμό. Αυτό οφείλεται κυρίως στο ότι οι ΑΠΕ εξαρτώνται και από διάφορους παράγοντες (όπως η αιολική αλλά και η ηλιακή ισχύς) αλλά και επίσης στο γεγονός ότι πολλές χώρες συνεχίζουν να προσθέτουν ισχύς από θερμικά συστήματα ορυκτών καυσίμων.

Συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών, η Κίνα, οι Η.Π.Α., η Βραζιλία, ο Καναδάς και η Γερμανία (ακολουθούμενη με μικρή διαφορά από την Ινδία) ήταν οι χώρες με τις μεγαλύτερες τιμές εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα τέλη του 2011.

Οι χώρες με τα μεγαλύτερα ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ (εκτός των υδροηλεκτρικών) έως τα τέλη του 2011 ήταν η Κίνα, οι Η.Π.Α, η Γερμανία, Ισπανία και Ιταλία ακολουθούμενη με μικρή διαφορά η Ινδία και η Ιαπωνία. Μεταξύ αυτών των χωρών η εγκατεστημένη ισχύς ανά κάτοικο δίνει την πρώτη θέση στη Γερμανία ακολουθούμενη από την Ισπανία, την Ιταλία, τις Η.Π.Α., την Ιαπωνία, την Κίνα και την Ινδία.



Εικόνα 6. Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ παγκοσμίως

Οι χώρες της Ευρωπαϊκής ένωσης κατείχαν στα τέλη του 2011 περίπου το 44% της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ (εκτός των υδροηλεκτρικών), ενώ οι χώρες BRICS¹ κατείχαν το 26% με πιο συγκεκριμένα το μεγαλύτερο ποσοστό να είναι στην Κίνα, την Ινδία και τη Βραζιλία.

¹ Οι "BRICS" είναι ένας διεθνής πολιτικός οργανισμός των κορυφαίων αναδυόμενων αγορών, που αποτελείται από πέντε χώρες: τη Βραζιλία, τη Ρωσία, την Ινδία, τη Λαϊκή Δημοκρατία της Κίνας και τη Νότια Αφρική. Ο όρος προέρχεται από τα αρχικά γράμματα των ονομάτων των χωρών

Η Κίνα στο τέλος του 2011 κατείχε το μεγαλύτερο μέγεθος εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ από όλες τις χώρες του κόσμου, περίπου το ένα πέμπτο της συνολική εγκατεστημένης ισχύος.

Η Κίνα περίπου στα τέλη του 2011 70 GW (χωρίς αν περιλαμβάνονται τα υδροηλεκτρικά) κυρίως αιολικών εγκαταστάσεων και 282 GW υδροηλεκτρικών μονάδων.

Από τα 90GW νέων μονάδων που εγκαταστάθηκαν καθόλη τη διάρκεια του 2011, πάνω από το ένα τρίτο είναι ΑΠΕ, ενώ πάνω από το ένα πέμπτο περίπου μονάδες ΑΠΕ μη συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών. Η Κίνα για το ίδιο έτος κατείχε την πρωτιά στις εγκαταστάσεις νέων αιολικών πάρκων, είχε την πρωτιά στην παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας και ήταν ο κύριος κατασκευαστής φ/β πάνελ παγκοσμίως.

Η ηλεκτρική ενέργεια από τα υδροηλεκτρικά σημείωσε μια πτώση της τάξης του 3,5% αλλά ταυτόχρονα η ηλεκτρική ενέργεια από αιολικά σημείωσε αύξηση 42,8% στη διάρκεια του 2011.

Στις Η.Π.Α. οι ΑΠΕ το 2011 κατείχαν το 12,7% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας (από το 10,4% του 2010) εκ των οποίων το μεγαλύτερο ποσοστό προήλθε από τα υδροηλεκτρικά. Οι ΑΠΕ εκτός των υδροηλεκτρικών κατείχαν το 4,7% της ηλεκτρικής ενέργειας από το 4% και το 3,7% που είχαν αντίστοιχα για τα έτη 2010 και 2009. Οι ΑΠΕ έφτασαν περίπου το 39% των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

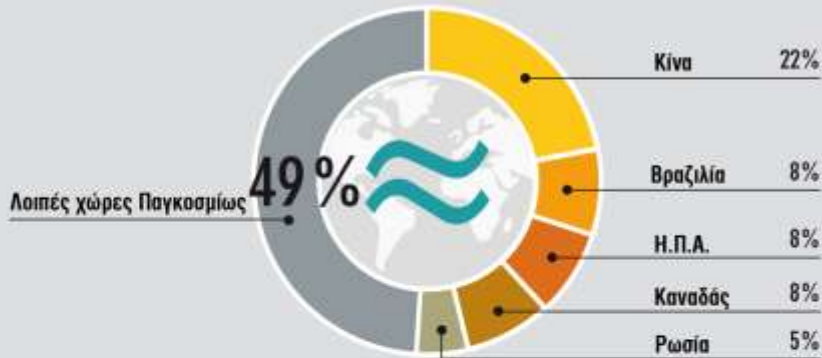
Στη Γερμανία, οι ΑΠΕ το 2011 έδωσαν το 12,2% της ζήτησης σε ενέργεια και αντίστοιχα το 20% της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια (από το 17,2% το 2010 και το 16,4% το 2009), παράγοντας περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από τα πυρηνικά, το λιγνίτη ή το φυσικό αέριο. Από τις σχεδόν 122TWh που παράχθηκαν από τις ΑΠΕ το 2011, τα αιολικά κατείχαν το μεγαλύτερο ποσοστό (38,1%), ακολουθούμενα από τη βιομάζα (30,3%), τα υδροηλεκτρικά (16%) και τα φωτοβολταϊκά (15,6%).

Ειδικότερα κάποια συνοπτικά στοιχεία σε παγκόσμιο επίπεδο κυρίως για τα αιολικά, φωτοβολταϊκά και υδροηλεκτρικά παρατίθενται στη συνέχεια.



ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ

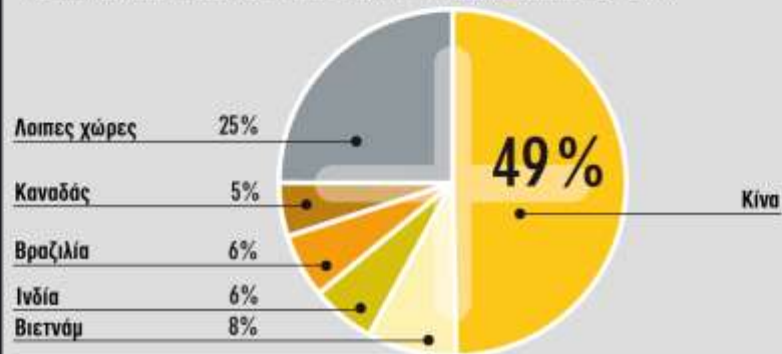
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ, ΠΡΩΤΙΕΣ, 2011



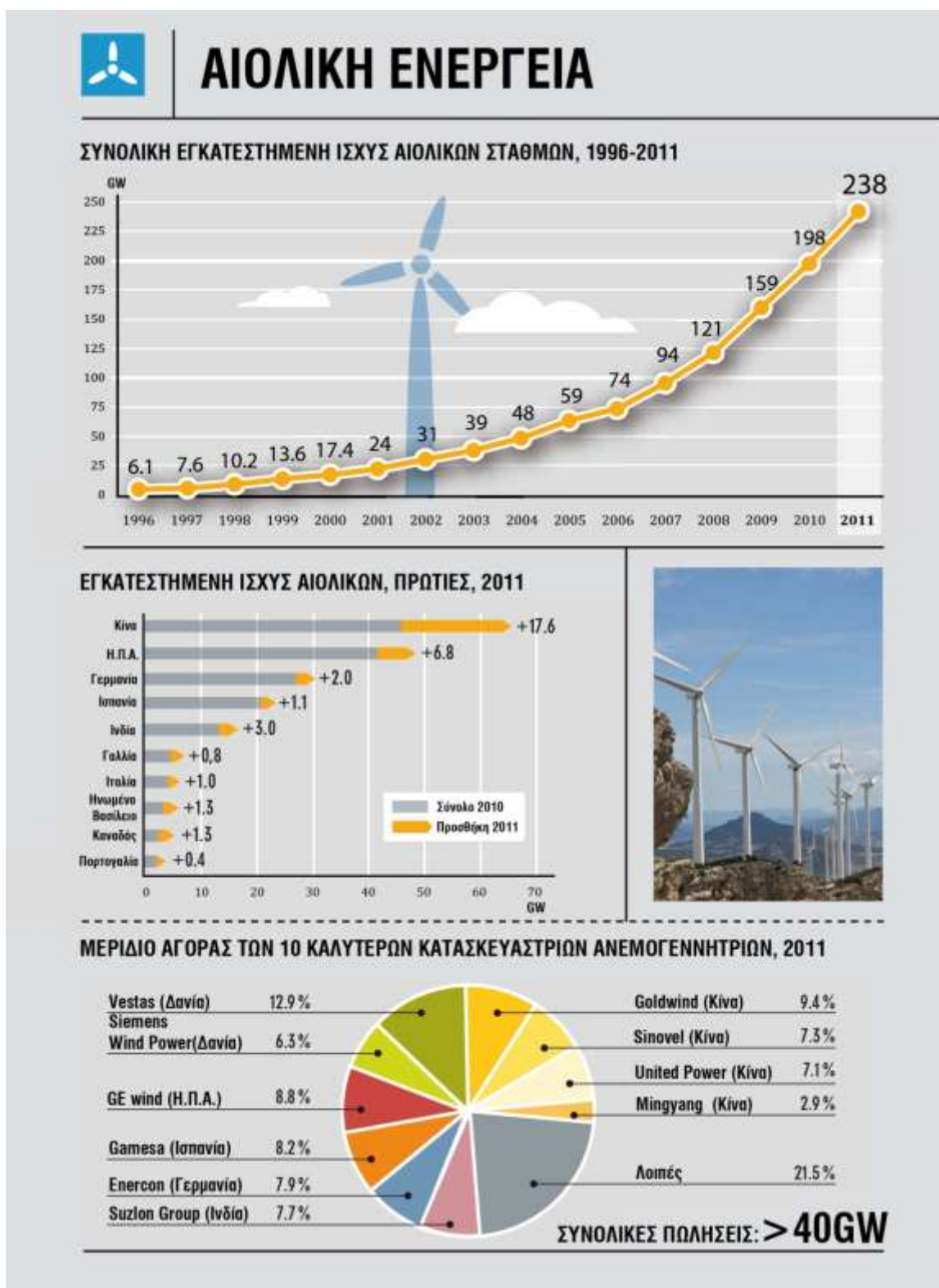
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΠΑΓΚΟΣΜΙΩΣ: **~970GW**

ΝΕΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ : **~25GW**

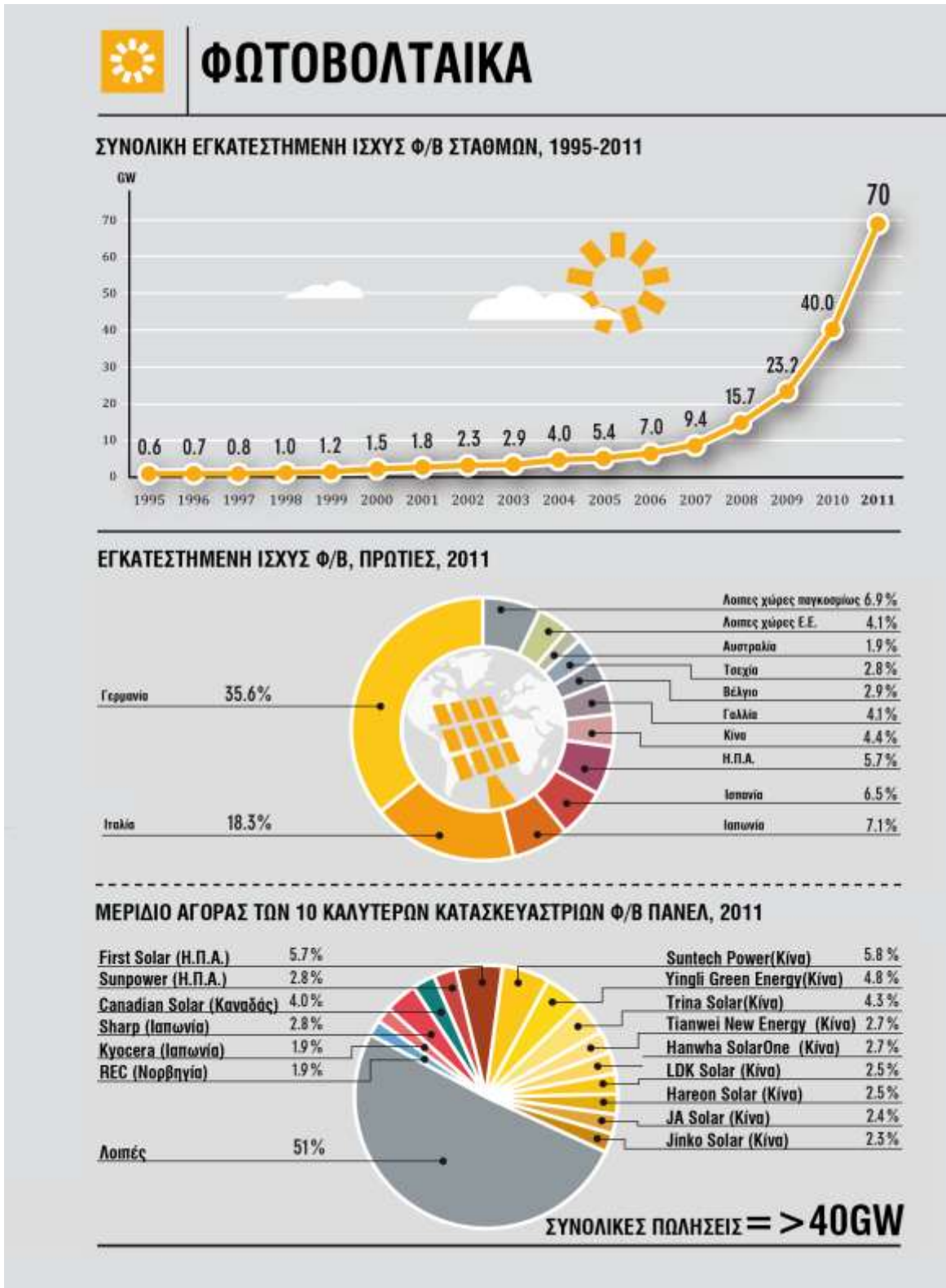
ΝΕΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ, ΠΡΩΤΙΕΣ, 2011



Εικόνα 7. Εγκατεστημένη ισχύς υδροηλεκτρικών παγκοσμίως



Εικόνα 8. Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών παγκοσμίως



Εικόνα 9. Εγκατεστημένη ισχύς φ/β παγκοσμίως

2.4 Υβριδικά συστήματα

Ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής ενέργειας αποτελείται από τον συνδυασμό τεχνολογιών (συμβατικών και ΑΠΕ) με ένα σύστημα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας.

Οι βασικοί λόγοι εφαρμογής υβριδικών συστημάτων, είναι η αδυναμία πρόβλεψης της ανανεώσιμης παραγωγής (κυρίως από τις ανεμογεννήτριες λόγω της μη προβλεψιμότητας του ανέμου) καθώς επίσης και η σχεδόν συγκεκριμένης διάρκειας (κατά τη διάρκεια της ηλιοφάνειας), παραγωγή ενέργειας των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Αυτοί οι λόγοι έχουν ως αποτέλεσμα την χαμηλή διείσδυση της ανανεώσιμης παραγωγής ειδικότερα στα αυτόνομα μη-διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά δίκτυα (Μιχελακάκης Πέτρος, Διπλωματική εργασία 2011, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π).

Επιπλέον η ζήτηση ενέργειας τόσο κατά τη διάρκεια της ημέρας, όσο και κατά τη διάρκεια του χρόνου δεν είναι σταθερή. Το συγκεκριμένο πρόβλημα είναι ιδιαίτερα έντονο σε μικρά αυτόνομα συστήματα, όπως το αυτόνομο σύμπλεγμα που εξετάζεται στη παρούσα στη περιοχή των Δωδεκανήσων, όπου η ζήτηση παρουσιάζει έντονες εποχικές διακυμάνσεις.

Η έλλειψη τοπικής βιομηχανίας που να καταναλώνει σημαντική ενέργεια τη νύχτα, καθώς και η κατακόρυφη αύξηση της ζήτησης τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω του τουρισμού και της εκτεταμένης χρήσης κλιματιστικών συσκευών, προκαλούν έντονες ανομοιομορφίες στο προφίλ της ζήτησης (Ζερβός, 2007), κάτι το οποίο επαληθεύεται και στην παρούσα. Οι διακυμάνσεις στο προφίλ της ζήτησης σε συνδυασμό με τη μεταβλητότητα των ΑΠΕ, δεν εξασφαλίζει ότι η ζήτηση και η προσφορά ενέργειας θα βρίσκονται σε ισορροπία. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα είτε να μην μπορούν να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την προσφορά, είτε το δίκτυο τροφοδοσίας να μην μπορεί να ανταποκριθεί όταν η προσφορά είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση, ειδικά αν πρόκειται για αδύναμο δίκτυο, με αποτέλεσμα ο διαχειριστής τον δικτύου να αναγκάζεται να απορρίψει τη παραγόμενη ενέργεια κάνοντας χρήση των *setpoint*. Λύση αποτελεί ο κατάλληλος

σχεδιασμός ο οποίος να συνδυάζει ΑΠΕ λαμβάνοντας υπόψη τη συμπληρωματικότητα τους μαζί με το κατάλληλο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να βελτιώσουν δραματικά τη διείσδυση της ανανεώσιμης παραγωγής στο αυτόνομο σύστημα.

Τα υβριδικά συστήματα συναντώνται σε ποικίλους συνδυασμούς. Υπάρχουν υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν συμβατικές μαζί με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η βασική αρχή λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης είναι η μετατροπή και η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργεια σε κάποια άλλη μορφή και στη συνέχεια όταν απαιτείται η απόδοση της, η μετατροπή της εκ' νέου σε ηλεκτρική ενέργεια, συνοδευόμενη από τις αντίστοιχες απώλειες μετατροπής.

Σήμερα έχουν αναπτυχθεί τεχνολογίες αποθήκευσης, οι οποίες βασίζονται σε διάφορες μορφές ενέργειας. Ενδεικτικά αναφέρονται η αποθήκευση:

- ▶ Σε χημική μορφή (μπαταρίες)
- ▶ Σε μηχανική μορφή υπό την μορφή κινητικής ενέργειας σε σφόνδυλο.
- ▶ Υπό μορφή ηλεκτροστατικού πεδίου (υπερπυκνωτές).
- ▶ Υπό μορφή μαγνητικού πεδίου (υπεραγώγιμοι μαγνήτες)
- ▶ Σε δυναμική ενέργεια υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα
- ▶ Σε υδραυλική μορφή (συστήματα αντλησιοταμίευσης)
- ▶ Υπό μορφή υδρογόνου (κυψέλες καυσίμου)

Ανάλογα με την εφαρμογή και ειδικότερα το μέγεθος της μονάδας επιλέγεται το αποθηκευτικό σύστημα με την κατάλληλη χωρητικότητα αποθήκευσης. Γενικά, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τα δίκτυα πρέπει να είναι υψηλού βαθμού απόδοσης, ταχείας απόκρισης, ευέλικτα στη λειτουργία τους με μεγάλη διάρκεια ζωής, χαμηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης αλλά και με χαμηλό κόστος επένδυσης.

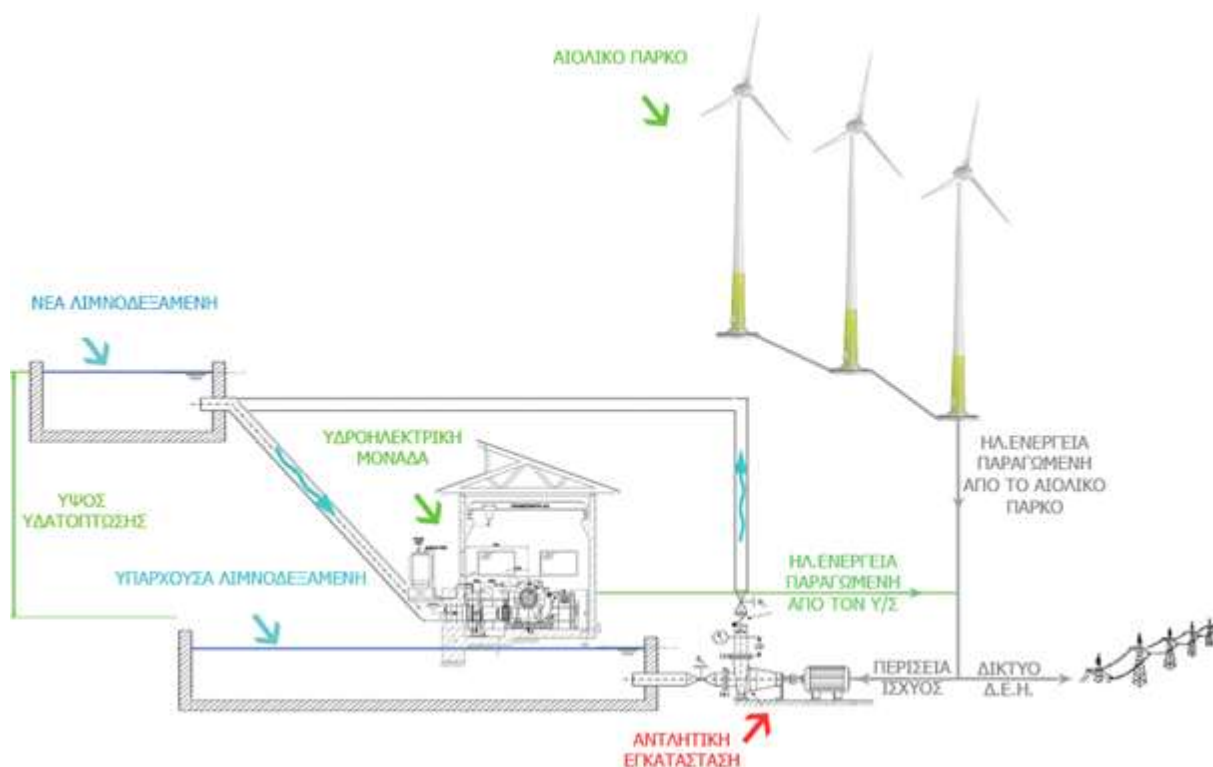
Μια τέτοια περίπτωση συστήματος αποθήκευσης που ικανοποιεί τα παραπάνω κριτήρια και η οποία και εξετάζεται και στη παρούσα είναι η αντλησιοταμίευση. Η

αντλησιοταμίευση είναι μια ώριμη τεχνολογία για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας. Το σύστημα αυτό μπορεί να αποθηκεύσει τη παραγόμενη σε δεδομένη χρονική στιγμή ενέργεια, για παράδειγμα από Φ/Β ή Α/Γ, όταν αυτή δεν δύναται να απορροφηθεί και να αποδοθεί κάποια άλλη χρονική στιγμή, όταν προκύψει ανάγκη για παροχή ενέργειας.

Ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης ουσιαστικά είναι, ο συνδυασμός αντλητικής εγκατάστασης (αποταμίευση ενέργειας) και υδροηλεκτρικού έργου (παραγωγή ενέργειας) και αποτελείται από τα παρακάτω μέρη (Κάραλης Γ.,2008)

- ▶ Δύο δεξαμενές νερού οι οποίες βρίσκονται σε ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους.
- ▶ Μια αντλία ή ένα σύστημα αντλιών.
- ▶ Έναν υδροστρόβιλο ή ένα σύστημα υδροστροβίλων.
- ▶ Ένα σύνολο σωληνώσεων για την άντληση του νερού από την κάτω δεξαμενή στην άνω.
- ▶ Ένα σύνολο σωληνώσεων και για τη προσαγωγή του νερού από την άνω δεξαμενή στην κάτω μέσω του υδροστροβίλου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- ▶ Μια ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια σε κοινή άτρακτο με την αντλία και τον υδροστροβίλο.

Η φιλοσοφία ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης είναι απλή. Αυτό που συμβαίνει είναι, η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθει για παράδειγμα από τις Α/Γ ή τα Φ/Β, τροφοδοτεί τις αντλίες, οι οποίες ανυψώνουν το εργαζόμενο μέσο (νερό) από την κάτω δεξαμενή στην άνω, με αποτέλεσμα η ηλεκτρική ενέργεια να αποθηκεύεται με τη μορφή δυναμικής. Όταν υπάρξει ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια το νερό από την άνω δεξαμενή αφήνεται να οδεύσει στην κάτω, και διερχόμενο από τους υδροστροβίλους παράγει την επιθυμητή ηλεκτρική ενέργεια.



Εικόνα 10. Παράδειγμα διάταξης συστήματος αντλιοσταμείωσης

Φυσικά η διαδικασία της μετατροπής της ενέργειας από ηλεκτρική σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια η εκ νέου μετατροπή της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) λόγω των ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που παρεμβαίνει συνοδεύεται από απώλειες. Οι συνολικές απώλειες σε ένα κύκλο άντλησης-παραγωγής ενέργειας είναι της τάξης του 20-35%, ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας και την επιλογή του εξοπλισμού.

Σε ένα σύστημα αντλιοσταμείωσης διακρίνουμε δυο βασικές σχεδιαστικές εκδοχές, αυτή της μονής σωλήνωσης και αυτή της διπλής. Στα συστήματα μονής σωλήνωσης η άντληση και η υδροστροβλική παραγωγή γίνονται από τον ίδιο σωλήνα, ενώ τα συστήματα διπλής σωλήνωσης γίνονται από δύο ξεχωριστούς και ανεξάρτητους σωλήνες. Η εκδοχή της διπλής σωλήνωσης εμφανίζει το πλεονέκτημα ότι επιτρέπει την ταυτόχρονη λειτουργία των στροβίλου με τις αντλίες, ενώ στο σύστημα της απλής σωλήνωσης απαιτείται να καθορισθεί αν έχει προτεραιότητα λειτουργίας ο στρόβιλος ή οι αντλίες, με αποτέλεσμα να χάνονται ποσά ενέργειας.

Ωστόσο η περίπτωση της απλής σωλήνωσης αποτελεί πιο οικονομική λύση, διότι έχει μειωμένα έξοδα εξοπλισμού και εγκατάστασης, εξοπλισμένη με αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή, την ονομαζόμενη στροβιλοαντλία, η οποία έχει τη δυνατότητα να λειτουργεί είτε ως αντλία είτε ως στρόβιλος, με μονή σωλήνωση. Αυτή η εκδοχή εμφανίζει ασφαλώς το πλεονέκτημα της πιο οικονομικής λύσης αφού περιλαμβάνει μόνο μία υδροδυναμική μηχανή, αλλά γίνεται ένας συμβιβασμός στα λειτουργικά χαρακτηριστικά της στροβιλοαντλίας, κάτι που σε ένα τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης δεν συμβαίνει, αφού η κάθε μηχανή επιλέγεται να λειτουργεί στο κανονικό σημείο λειτουργίας.

Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης μπορούν να λειτουργήσουν εξαιρετικά συνδυαζόμενα με ΑΠΕ αποθηκεύοντας πάντα περίσσεια παραγόμενης ενέργειας ή ενέργειας που δεν μπορεί να απορροφηθεί. Αν η παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από τη στιγμιαία ζήτηση, τότε καλύπτεται εξ' ολοκλήρου η στιγμιαία ζήτηση φορτίου και η περίσσεια της ενέργειας τροφοδοτεί την αντλία του υδροηλεκτρικού συστήματος, προκειμένου να αποταμιευτεί μέσω της ανύψωσης του νερού. Αν υποθέσουμε ότι η πάνω δεξαμενή είναι γεμάτη, τότε η περίσσεια της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είτε απορρίπτεται, είτε αξιοποιείται με κάποιο άλλο τρόπο (π.χ. αφαλάτωση). Αν η παραγόμενη ισχύς είναι μικρότερη από το ζητούμενο φορτίο τότε όλη η παραγόμενη ενέργεια διοχετεύεται στην κατανάλωση, ενώ παράλληλα παράγεται ένα επιπλέον ποσό ενέργειας από τον υδροστρόβιλο για την κάλυψη της ζητούμενης ισχύος.

Η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης σε συνδυασμό με ΑΠΕ παρουσιάζει πολλαπλά πλεονεκτήματα, τα βασικότερα εκ των οποίων είναι:

- ▶ Έχει γρήγορη απόκριση δηλαδή δυνατότητα γρήγορης παραλαβής και γρήγορης απόρριψης φορτίου πολύ μεγάλης ισχύος με αποτέλεσμα να αποτελεί την καλύτερη λύση που διαθέτει ο διαχειριστής ενός δικτύου ώστε να καλύπτει τις αιχμές φορτίου που παρουσιάζονται.
- ▶ Είναι αναστρέψιμη μέθοδος (αποθήκευση και τροφοδοσία τον ηλεκτρικού δικτύου).
- ▶ Έχει σχετικά υψηλό βαθμό απόδοσης σε ένα πλήρη κύκλο.
- ▶ Είναι τεχνολογικά ώριμη.

- Συμβάλλει στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ γιατί αποτελεί λύση στο πρόβλημα τον τεχνικού περιορισμού των δικτύων κορεσμένων περιοχών, όπου η περαιτέρω εκμετάλλευση των ΑΠΕ αρχίζει και πλησιάζει κάποια όρια πέρα από τα οποία προκαλείται αστάθεια στο δίκτυο.
- Συμβάλλει στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ, γιατί αποτελεί λύση στο πρόβλημα της στοχαστικότητας των ΑΠΕ που δεν εγγυώνται κάθε στιγμή την παραγωγή της ζητούμενης ενέργειας.
- Συνεισφέρει στην ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας και του ενεργειακού εφοδιασμού των περιοχών.

2.5 Πολιτική διαχείρισης υβριδικών συστημάτων

Το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο επιτρέπει την εγκατάσταση υβριδικών σταθμών. Αυτό που περιγράφεται ή αναλύεται ελλιπώς είναι η πολιτική διαχείρισης του σταθμού ώστε να αποδίδει τα μέγιστα χωρίς να επηρεάζει ή να επηρεάζεται ελάχιστα τη λειτουργία του αυτόνομου συστήματος που περιλαμβάνει θερμικά και ανανεώσιμα συστήματα.

Απο μελέτες (Στ. Παπαευθυμίου, Στ. Παπαθανασίου) οι οποίες εξετάζουν διάφορες περιπτώσεις λειτουργίας και διαχείρισης υβριδικών συστημάτων έχει προκύψει ότι ο υβριδικός σταθμός ο οποίος έχει προσαρμόσει τη λειτουργία του και την εν γένει διαχείριση της παραγωγής ακολουθώντας την καμπύλη φορτίου του νησιού αποδίδει τα μέγιστα ενώ επηρεάζει ελάχιστα το υπόλοιπο σύστημα.

Ειδικότερα η λειτουργία του συστήματος η οποία χρησιμοποιείται και στην παρούσα ενεργεί ως εξής:

Η απόδοση της αποθηκευμένης στον ταμιευτήρα ενέργειας από τους στροβίλους προσαρμόζεται στην καμπύλη φορτίου του νησιού, αποκόπτοντας/εξομαλύνοντας τις αιχμές, ώστε να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η ένταξη των στροβίλων πραγματοποιείται με βάση την ημερήσια προσφορά ενέργειας του

παραγωγού, η οποία μεταφράζεται σε πρόγραμμα παραγωγής από τον Διαχειριστή του μη διασυνδεδεμένου νησιού, ώστε να προσαρμόζεται στις πραγματικές (ημερήσιες) ανάγκες του συστήματος. Η προσφορά αυτή βασίζεται στην αποθηκευμένη στον ταμιευτήρα ενέργεια ΑΠΕ (η οποία μπορεί να υπερβαίνει ή να υπολείπεται της εγγυημένης) και δεν αποτελεί ένα σταθερό και προκαθορισμένο ποσό ενέργειας. Ο Διαχειριστής διασφαλίζει την κατά προτεραιότητα διάθεσή της ενέργειας αυτής από τους στροβίλους του ΥΒΣ, αλλά κατά τρόπο που θα προσαρμόζεται στην καμπύλη φορτίου του νησιού. Με τον τρόπο αυτό δεν διαταράσσεται η λειτουργία του συστήματος, ενώ ταυτόχρονα ελαχιστοποιείται η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας κατά τις νυχτερινές ώρες. Η άντληση, όταν απαιτείται, μπορεί να προσαρμόζεται από τον Διαχειριστή στην κοιλιά της καμπύλης φορτίου.

3.Μη-διασυνδεδεμένα Νησιά

3.1 Εισαγωγή

Ως μη-διασυνδεδεμένα νησιά ορίζονται ως τα νησιά της ελληνικής επικράτειας, των οποίων το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δεν συνδέεται με το Σύστημα ή/και το δίκτυο διανομής της ηπειρωτικής χώρας.

Το σύστημα των μη-διασυνδεδεμένων Νησιών αποτελείται από τα εξής επιμέρους αυτόνομα δίκτυα:

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ Β.ΑΙΓΑΙΟΥ	Ν.ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ
Ν.ΛΕΣΒΟΥ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ
ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ
ΛΕΣΒΟΣ	ΑΡΚΟΙ
ΛΗΜΝΟΣ	ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΚΑΡΠΑΘΟΥ
Ν.ΣΑΜΟΥ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ
ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΣΑΜΟΥ	ΚΑΣΟΣ
ΣΑΜΟΣ	ΚΩΣ
ΦΟΥΡΝΟΙ	ΚΑΛΥΜΝΟΣ
ΘΥΜΑΙΝΑ	ΛΕΡΟΣ
ΙΚΑΡΙΑ	ΤΕΛΕΝΔΟΣ
Ν.ΧΙΟΥ	ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΚΩ
ΧΙΟΣ	ΜΑΡΑΘΙ
ΟΙΝΟΥΣΕΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ
ΨΑΡΑ	ΠΑΤΜΟΣ
ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ Ν.ΑΙΓΑΙΟΥ	ΣΥΜΗ
Ν.ΚΥΚΛΑΔΩΝ	ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΡΟΔΟΥ
ΑΜΟΡΓΟΣ	ΡΟΔΟΣ
ΑΝΑΦΗ	ΧΑΛΚΗ
ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΘΗΡΑΣ	ΘΗΡΑ
ΘΗΡΑΣΙΑ	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ
ΚΥΘΟΣ	Ν.ΚΕΡΚΥΡΑΣ
ΔΟΝΟΥΣΑ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ
ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΜΗΛΟΥ	ΜΗΛΟΣ
ΚΙΜΩΛΟΣ	ΟΘΩΝΟΙ
ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΜΥΚΟΝΟΥ	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΑΤΤΙΚΗΣ
ΔΗΛΟΣ	Ν.ΠΕΙΡΑΙΑ
ΣΥΡΟΣ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ
ΠΑΡΟΣ	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΣΤ.ΕΛΛΑΔΑΣ
ΝΑΞΟΣ	Ν.ΕΥΒΟΙΑΣ
ΑΝΤΙΠΑΡΟΣ	ΣΚΥΡΟΣ
ΚΟΥΦΟΝΗΣΙ	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ
ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ	ΚΡΗΤΗ
ΗΡΑΚΛΕΙΑ	ΓΑΥΔΟΣ
ΣΙΚΙΝΟΣ	
ΙΟΣ	
ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ	
ΣΕΡΙΦΟΣ	
ΣΙΦΝΟΣ	

Πίνακας 7. Λίστα μη-διασυνδεδεμένων Νησιών

3.2 Περιγραφή λειτουργίας ΑΣΠ

Το κάθε αυτόνομο σύστημα καλύπτει εξ ολοκλήρου ή μέρος της ενέργειας που απαιτεί το δίκτυο (καταναλωτές) από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής. Οι αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής (Α.Σ.Π.) χρησιμοποιούν ως καύσιμο κυρίως Βαρύ καύσιμο (Β.Κ.) συνήθως Βαρύ πετρέλαιο - μαζούτ (Heavy Fuel Oil – HFO) 3500 Re και ελαφρύ καύσιμο – Diesel (Light Fuel Oil – LFO) των Ελληνικών διυλιστηρίων (ΔΕΗ Α.Ε. – ΔΠΝ, “Αίτηση Αύξησης Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΣΠ”).

Συνήθως ο ανεφοδιασμός των Α.Σ.Π. με καύσιμο γίνεται από τη θάλασσα μέσω δεξαμενόπλοιου και μόνιμα εγκατεστημένων δύο (2) αγωγών πετρέλευσης (ένας για βαρύ και ένας για ελαφρύ καύσιμο). Παραλαβή καυσίμου γίνεται κάθε 20 μέρες περίπου δηλαδή περίπου 18 φορές τον χρόνο. Ο αγωγός μετά την εκφόρτωση ξεπλένεται με θαλασσινό νερό.

Το καύσιμο μεταφέρεται μέσω των πετρελαιοαγωγών σε ειδικές δεξαμενές αποθήκευσης. Ο τρόπος κατασκευής των δεξαμενών αποθήκευσης είναι τέτοιος ώστε να μη συγκεντρώνεται ιλύς στον πυθμένα των δεξαμενών.

Από τις δεξαμενές αποθήκευσης, το βαρύ καύσιμο (μαζούτ) μεταφέρεται μέσω του δικτύου μεταφοράς και διανομής υγρών καυσίμων στη δεξαμενή καθίζησης ή αφυγοκέντριστου). Από τη δεξαμενή αυτή το αφυγοκέντριστο βαρύ καύσιμο μεταφέρεται σε μία μικρότερη δεξαμενή προθέρμανσης.

Στη συνέχεια, και πριν από τη μεταφορά του βαρέως καυσίμου - μαζούτ στη μονάδα για να καεί, γίνεται φυγοκεντρικός διαχωρισμός μέσω κατάλληλων φυγοκεντρικών διαχωριστήρων, με τους οποίους επιτυγχάνεται η αφαίρεση των μικροποσοτήτων νερού και των αιωρούμενων στερεών σωματιδίων που συνήθως υπάρχουν στον τύπο αυτού του καυσίμου.

Αμέσως μετά, πραγματοποιείται η μετάγγιση του βαρέως καυσίμου στις πέντε δεξαμενές καθαρού ή φυγοκεντρισμένου

Όλοι οι αγωγοί μεταφοράς και διανομής βαρέως καυσίμου συνοδεύονται από αγωγό ατμού και είναι θερμικά μονωμένοι μαζί με αυτόν με κορδόνι ορυκτών ινών τυλιγμένο με ειδική προστατευτική ταινία.

Από τις δεξαμενές ημερήσιας κατανάλωσης το καύσιμο μεταφέρεται στο μηχανοστάσιο όπου βρίσκονται τα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη. Η μετατροπή της μηχανικής ενέργειας του κινητήρα σε ηλεκτρική επιτυγχάνεται μέσω της γεννήτριας με κατάλληλη διάταξη ρότορα και στάτη και παρέχοντας το απαιτούμενο ρεύμα διέγερσης.

Τα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη λειτουργούν παράλληλα, με ισχύ ανάλογη της ζήτησης από τους καταναλωτές. Όταν παρατηρείται αύξηση της ζήτησης ισχύος, σταδιακά παραλληλίζονται τα Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη (H/Z) ώστε ο σταθμός να μπορεί να ανταποκριθεί στην αύξηση της ζήτησης, ενώ το αντίθετο ισχύει σε περίπτωση μείωσης της ζήτησης ισχύος.

Στην παραγωγική διαδικασία, εκτός από το καύσιμο που είναι απαραίτητο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, για την καλή λειτουργία των H/Z είναι απαραίτητη και η χρήση άλλων μέσων. Πρόκειται για το νερό ψύξης του κινητήρα, τον ατμό για την προθέρμανση του καυσίμου, τον αέρα για την ψύξη της γεννήτριας, κτλ

Το θαλασσινό νερό είναι το πιο συνηθισμένο πρωτογενές μέσο ψύξης σε εγκαταστάσεις μηχανών Diesel. Αποτελείται από τον αγωγό προσαγωγής, τη λεκάνη προσαγωγής με το σύστημα φίλτρανσης, το αντλιοστάσιο, τους δύο κεντρικούς διανομείς και τέλος τις δύο λεκάνες απαγωγής και ελέγχου για το H/Z . Από τους κεντρικούς διανομείς, το θαλασσινό νερό εισέρχεται στους εναλλάκτες κάθε μηχανής και αφού ψύξει το νερό των κλειστών κυκλωμάτων ψύξης χιτωνίων – κυλινδροκεφαλών – ακροφυσίων, το λιπαντικό, τον αέρα υπερπλήρωσης και την περίσσεια του ατμού, επιστρέφει μέσω του καναλιού συλλέκτη στη λεκάνη απαγωγής και ελέγχου και τέλος στη θάλασσα.

Το θαλασσινό νερό χρησιμοποιείται για την ψύξη των H/Z και για λόγους εξοικονόμησης υδάτινων πόρων επαναπορρίπτεται μετά τη χρήση του στη θάλασσα

έχοντας υποστεί μια θερμοκρασιακή μεταβολή +7 έως +10 °C και με μέγιστο επιτρεπόμενο όριο τους 35 °C, σύμφωνα με τους κανόνες της Ευρωπαϊκής Ένωσης

Το γλυκό νερό χρησιμοποιείται για την ψύξη των κυλινδροκεφαλών, των χιτωνίων, των υπερπληρωτών κλπ. των μηχανών καθώς και για την ατμοπαραγωγή στους λέβητες.

Το σύστημα ψύξης με γλυκό νερό κάθε μηχανής είναι ένα κλειστό σύστημα ανεξάρτητο ανά Η/Ζ το οποίο συμπληρώνεται σε περίπτωση διαρροών μέσω δοχείων διαστολής.

Το γλυκό νερό το οποίο χρησιμοποιείται για την ψύξη και την ατμοπαραγωγή καθώς και άλλες καταναλώσεις του σταθμού είναι αποσκληρωμένο και αφαλατωμένο.

3.3 Αιολική ενέργεια στα Μη-διασυνδεδεμένα Νησιά

Η διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα, μη-διασυνδεδεμένα νησιά, καθορίζεται από τους τεχνικούς περιορισμούς των τοπικών δικτύων. Συνήθως, τα νησιά χαρακτηρίζονται από καλό αιολικό δυναμικό, αλλά όταν είναι μη-διασυνδεδεμένα αντιμετωπίζουν το πρόβλημα της περικοπής αιολικής ισχύος από τον διαχειριστή του συστήματος.

Κατά τα πρώτα χρόνια ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, δημιουργήθηκε έντονο ενδιαφέρον για επενδύσεις στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιδιαίτερα στην Κρήτη, λόγω του πλούσιου αιολικού δυναμικού και της υψηλότερης -σε σχέση με το διασυνδεδεμένο σύστημα- τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας.

Ωστόσο, λόγω της έλλειψης διασύνδεσης με την κυρίως Ελλάδα, καθορίστηκε με την ΥΑ 8295/95, ως μέγιστο όριο εγκατεστημένης ισχύος (όριο διείσδυσης) για κάθε μη διασυνδεδεμένο νησί, το ποσοστό του 30% της μέγιστης μέσης ωριαίας ζήτησης ισχύος του προηγούμενου έτους. Η ίδια Υπουργική Απόφαση έδινε το δικαίωμα στον διαχειριστή του συστήματος να απορρίπτει ισχύ παραγόμενη από τα αιολικά πάρκα τις ώρες χαμηλής ζήτησης, εξασφαλίζοντας ωστόσο έναν ελάχιστο συγκεκριμένο

αριθμό ωρών λειτουργίας για τα αιολικά πάρκα (6000 Συμβατικές Ανηγμένες Ώρες Λειτουργίας).

Μετά την κατάργηση της ΥΑ 8295/95, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) όρισε νέα διαδικασία-μεθοδολογία για τον προσδιορισμό της επιτρεπόμενης μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά και τη χορήγηση των αδειών παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ στα νησιά. Σύμφωνα λοιπόν με τους νέους κανόνες, το περιθώριο νέας ισχύος ΑΠΕ που μπορεί να εγκατασταθεί και το αντίστοιχο όριο απορρόφησης θα καθορίζονται ανά νησί και θα αναθεωρούνται ανά διετία. Σύμφωνα με αυτά θα προκηρύσσεται προθεσμία υποβολής αιτήσεων αδειών παραγωγής.

Το περιθώριο της νέας ισχύος και το όριο απορρόφησης θα υπολογίζονται, έτσι ώστε να διασφαλίζουν έναν ελάχιστο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor) της τάξεως του 27,5%, λαμβάνοντας υπόψη την εξέλιξη των φορτίων, τους υπάρχοντες συμβατικούς σταθμούς και μονάδες ΑΠΕ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τα ανεμολογικά δεδομένα του νησιού. Αξίζει να σημειωθεί ότι η εν λόγω διαδικασία εφαρμόστηκε για πρώτη φορά την Άνοιξη του 2003.

Η μεθοδολογία της ΡΑΕ περιορίζεται στην εξέταση του θέματος από τεχνικής πλευράς. Η οικονομική εξέταση του θέματος απαιτεί την αναλυτική προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος και τη μοντελοποίηση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας. Είναι ξεκάθαρο ότι με την ένταξη αιολικής ενέργειας σε ένα σύστημα προκύπτουν οφέλη από την εξοικονόμηση καυσίμου. Από την άλλη πλευρά, είναι πιθανό η ένταξη της αιολικής ενέργειας να απαιτήσει επιπλέον διαθέσιμη θερμή εφεδρεία από τις συμβατικές μονάδες για να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του συστήματος οπότε το κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων μπορεί να επιβαρυνθεί. Στόχος της επομένως της οικονομικής ανάλυσης είναι να υπολογιστεί πώς το κόστος της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος μπορεί να μειωθεί ως αποτέλεσμα της ένταξης της αιολικής ενέργειας στο σύστημα.

Επιπρόσθετα πρέπει να συνυπολογιστούν οικονομικά οφέλη από τη μείωση των εκπομπών CO₂.

Σε αντίστοιχες παλαιότερες μελέτες-εκτιμήσεις [Ζερβός Α. Κάραλης Γ. Καλτσά Ι. (2001), Zengolis D. Doukas H. Askounis D. Psaras J. (2004)], έχει χρησιμοποιηθεί ως μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη αιολική ισχύς για τα αυτόνομα νησιά ο περιορισμός του 30% της αιχμής (Ως αιχμή ορίζεται η μέγιστη μέση ωριαία αιχμή του έτους) του προηγούμενου έτους, όπως προέβλεπε η ΥΑ 8295/95. Ωστόσο, από τη συστηματική εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας της ΡΑΕ (2003) σε τρία ενδεικτικά ελληνικά νησιά (Κρήτη, Λέσβος, Σέριφος), διαπιστώθηκε ότι ο προσδιορισμός αυτός δεν ενδείκνυται, διότι σε άλλα νησιά υπερεκτιμώνται και σε άλλα υποτιμώνται οι δυνατότητες απορρόφησης αιολικής ενέργειας.

Εξετάζοντας το θέμα αποκλειστικά με τεχνικούς όρους, το επιτρεπόμενο όριο διείσδυσης αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ελληνικά νησιά μπορεί να θεωρηθεί το 73% του μέσου ετήσιου φορτίου (Ως μέσο ετήσιο φορτίο ορίζεται η ετήσια ζήτηση ενέργειας δια 8760 ώρες) [Κάραλης Γ, Ζερβός Α. (2005)]. Αυτό είναι ένα κοινό συμπέρασμα για τα τρία νησιά που εξετάστηκαν, και συνεπώς, μπορεί να γενικευθεί με ασφάλεια και στα υπόλοιπα νησιά.

Από τη σύγκριση των δύο προσεγγίσεων (του 30% της αιχμής και του 73% του μέσου ετήσιου φορτίου), προκύπτει ότι υπάρχουν σημαντικές διαφοροποιήσεις ανά νησί, ιδιαίτερα στα νησιά με χαμηλό συντελεστή φορτίου. Ωστόσο, η αθροιστική εγκατεστημένη αιολική ισχύς, στα αυτόνομα ελληνικά νησιά δεν διαφοροποιείται ιδιαίτερα με τον κανόνα του 73% του μέσου ετήσιου φορτίου, σε σχέση με την εκτίμηση του 30% της αιχμής.

3.4 Στοιχεία παραγωγής ενέργειας στα Μη-διασυνδεδεμένα Νησιά

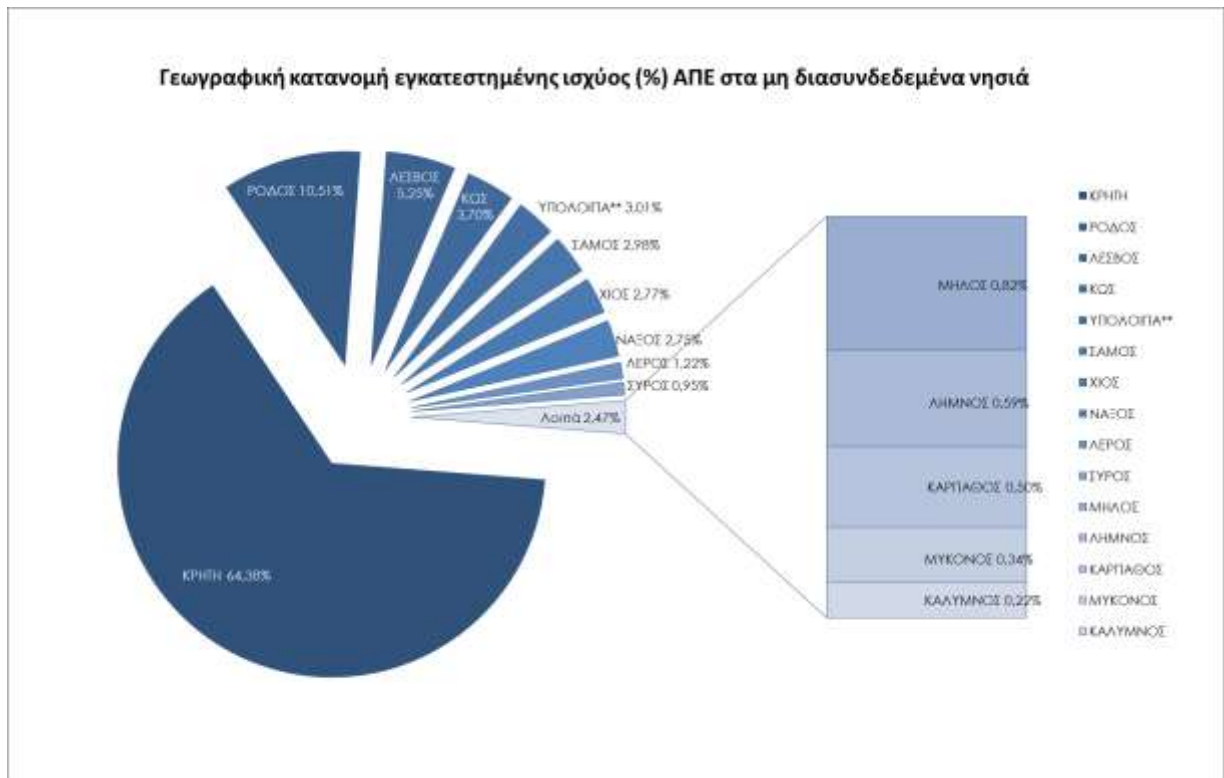
Από τα μηνιαία στοιχεία παραγωγής στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά που εκπονεί η ΔΔΝ συλλέχτηκαν οι παρακάτω σημαντικές πληροφορίες που αφορούν την ηλεκτροπαραγωγή.

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΜW)			
ΝΗΣΙ	Αιολικά Πάρκα	Φ/Β Σταθμοί	Σύνολο ΑΠΕ
ΚΡΗΤΗ	173,94	57,84	232,08 *
ΡΟΔΟΣ	31,3	6,6	37,9
ΛΕΣΒΟΣ	14,55	4,37	18,92
ΚΩΣ	11,2	2,12	13,32
ΥΠΟΛΟΙΠΑ**	9,08	1,78	10,86
ΣΑΜΟΣ	8,38	2,37	10,75
ΧΙΟΣ	7,15	2,85	10
ΝΑΞΟΣ	8,76	1,15	9,91
ΛΕΡΟΣ	4	0,4	4,4
ΣΥΡΟΣ	2,84	0,57	3,41
ΜΗΛΟΣ	2,65	0,32	2,97
ΛΗΜΝΟΣ	1,14	1	2,14
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	1,23	0,56	1,79
ΜΥΚΟΝΟΣ	1,2	0,02	1,22
ΚΑΛΥΜΝΟΣ	0	0,79	0,79
ΣΥΝΟΛΟ ΜΔΝ	277,42	82,74	360,46

* περιλαμβάνεται ένας ΜΥΗΣ 0,3 ΜW

** ΣΚΥΡΟΣ, ΣΥΜΗ, ΠΑΡΟΣ, ΠΑΤΜΟΣ, ΙΚΑΡΙΑ, ΚΥΘΝΟΣ, ΣΙΦΝΟΣ, ΨΑΡΑ, ΙΟΣ, ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ, ΚΑΣΟΣ, ΑΜΟΡΓΟΣ, ΘΗΡΑ, ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ

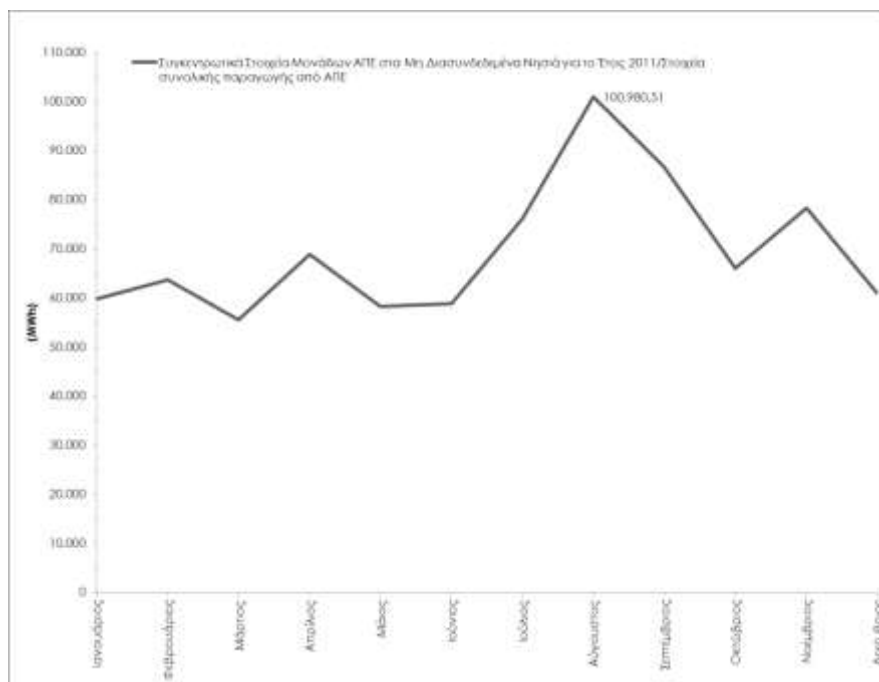
Πίνακας 8. Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά



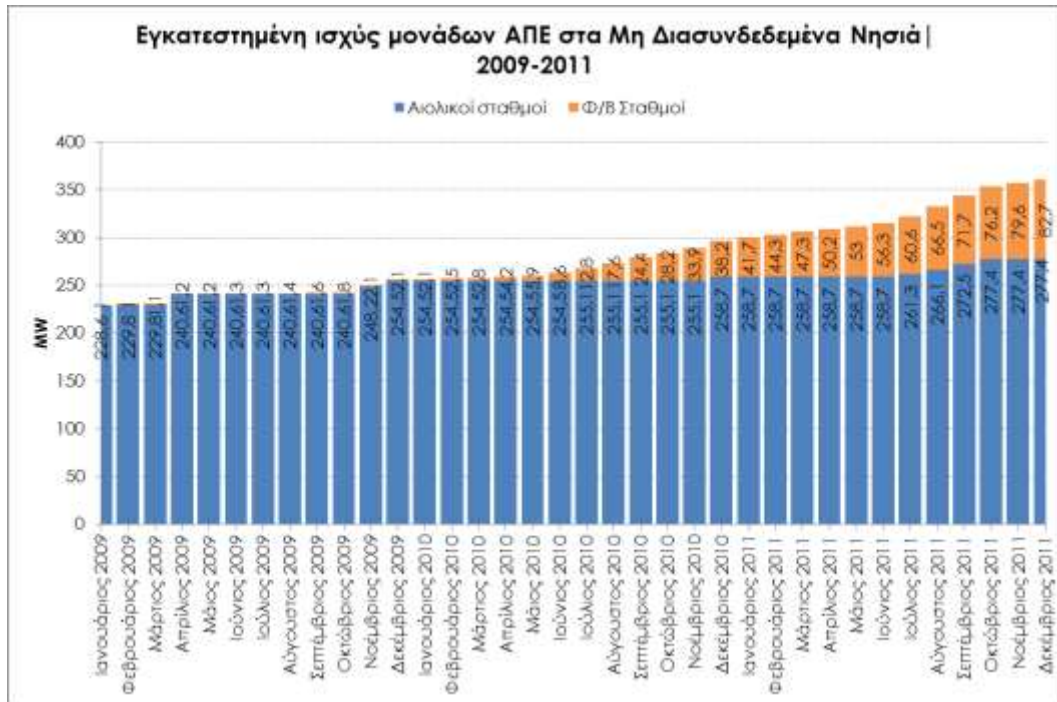
Γράφημα 3. Γεωγραφική κατανομή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά

	Συγκεντρωτικά Στοιχεία Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το Έτος 2011							
	Αιολικά		Φωτοβολταϊκά		Υδροηλεκτρικά		Σύνολο	
	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Ενέργεια (MWh)	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Ενέργεια (MWh)	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Ενέργεια (MWh)	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Ενέργεια (MWh)
Ιανουάριος	258,66	55.786,68	41,73	3.964,18	0,3	67,84	300,69	59.818,70
εβρουάριος	258,66	59.007,42	44,29	4.713,67	0,3	37,68	303,25	63.758,77
Μάρτιος	258,7	50.466,02	47,28	4.960,40	0,3	109,73	306,28	55.536,15
Απρίλιος	258,7	60.704,25	50,16	8.083,22	0,3	101,23	309,16	68.888,70
Μάιος	258,7	48.337,77	53,05	9.927,37	0,3	60,99	312,05	58.326,13
Ιούνιος	258,7	47.135,29	56,35	11.615,83	0,3	68,11	315,35	58.819,23
Ιούλιος	261,25	62.163,30	60,59	13.838,13	0,3	60,1	322,14	76.061,53
Αύγουστος	261,25	86.614,01	66,48	14.303,79	0,3	62,71	328,03	100.980,51
Σεπτέμβριος	266,05	72.166,14	71,72	14.496,64	0,3	59,31	338,07	86.722,09
Οκτώβριος	272,47	54.944,43	76,24	11.044,66	0,3	58,61	349,01	66.047,70
Νοέμβριος	277,42	69.243,27	79,61	9.058,54	0,3	57,81	357,33	78.359,62
Δεκέμβριος	277,42	52.809,08	82,74	8.130,20	0,3	57,65	360,46	60.996,93
ΣΥΝΟΛΟ		719.377,66		114.136,63		801,77		834.316,06

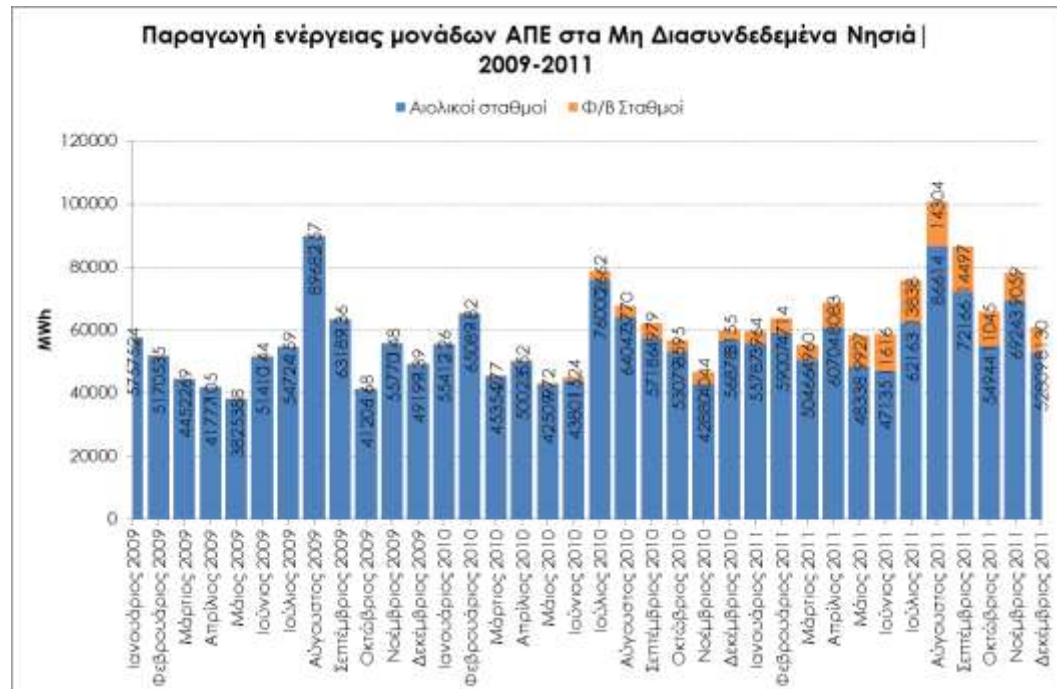
Πίνακας 9. Συγκεντρωτικά στοιχεία εγκατεστημένων Μονάδων ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά. Μεταβολή ανά μήνα του έτους 2011 στην εγκατεστημένη ισχύ και στη παραγόμενη ενέργεια



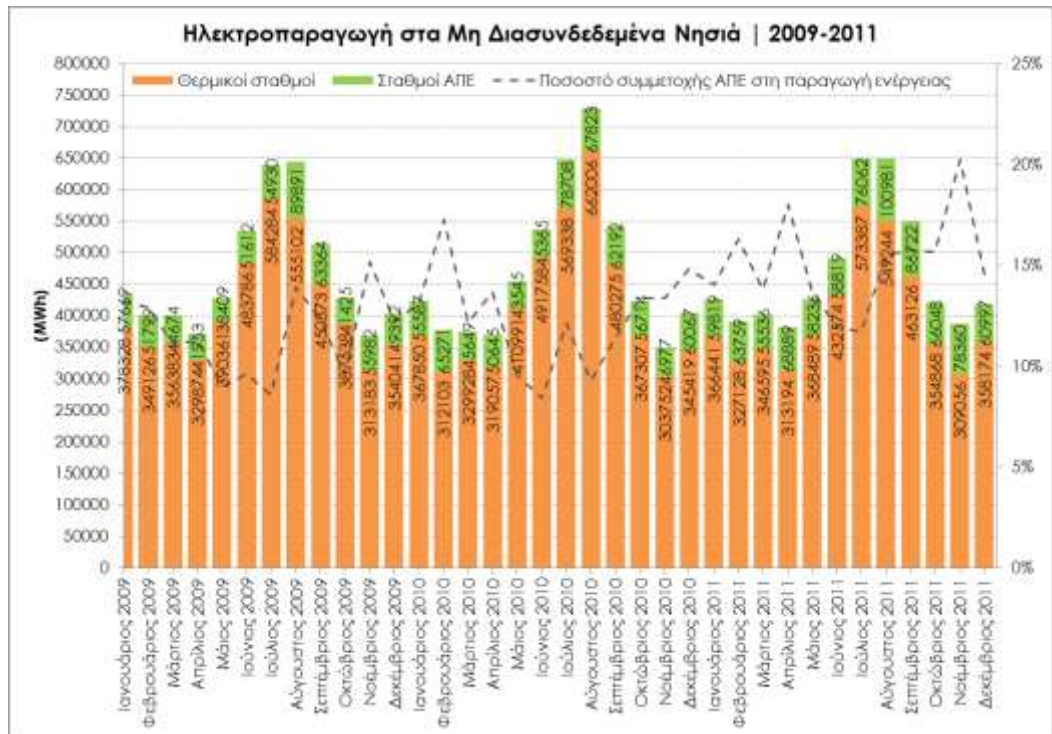
Γράφημα 4. Στοιχεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά ανά μήνα του έτους 2011



Γράφημα 5. Στοιχεία εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και φ/β μονάδων στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιστορική εξέλιξη αυτών 2009-2011



Γράφημα 6. Στοιχεία ενεργειακής παραγωγής αιολικών και φ/β μονάδων στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιστορική εξέλιξη αυτών 2009-2011



Γράφημα 7. Στοιχεία ενεργειακής παραγωγής από θερμικές και μονάδες ΑΠΕ στα Μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιστορική εξέλιξη αυτών 2009-2011

Από τα γραφήματα αυτά που παρατηρούνται είναι τα εξής:

Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ των Μη διασυνδεδεμένων Νησιών αυξάνει με ρυθμό περίπου 1,3% κάθε μήνα, ενώ επίσης παρατηρείται ότι οι περισσότερες εντάξεις στο δίκτυο των Μη διασυνδεδεμένων νησιών επιτυγχάνονται το δεύτερο εξάμηνο του κάθε έτους.

Ειδικότερα από το τελευταίο Γράφημα 7. παρατηρείται ότι αν και υφίστανται αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΑΠΕ η εγχεόμενη στο σύστημα ενέργεια από τις ΑΠΕ παραμένει σχεδόν σταθερή.

Ειδικότερα για το αυτόνομο μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα που εξετάζεται στην παρούσα παρακάτω παρατίθενται στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής για το έτος 2011.

4.Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής Κω

4.1 Θερμικές μονάδες παραγωγής του Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος Κω

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στο κεφάλαιο 3 η περιοχή μελέτης της παρούσας είναι η «περιοχή Κω» ανήκει στο αυτόνομο μη διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό δίκτυο ηλεκτρικό σύμπλεγμα των νησιών Κως, Κάλυμνος, Γυαλί, Λέρος, Τέλενδος, Τήλος, Ψέριμος, Νίσυρος και Λειψοί.

Από στοιχεία που δόθηκαν από τη Δ.Ε.Η./ Δ.Δ.Ν το ηλεκτρικό σύμπλεγμα εξυπηρετεί μέρος της ζήτησης σε ενέργεια για τους καταναλωτές από θερμικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας. Αυτοί εντοπίζονται στα νησιά της Κω (ΑΣΠ ΚΩ) και της Καλύμνου (ΑΣΠ ΚΑΛΥΜΝΟΥ).

Ειδικότερα αυτοί οι σταθμοί αποτελούνται από τα εξής συστήματα ταξινομημένα σύμφωνα και με τη σειρά εισαγωγής τους στο δίκτυο:



Εικόνα 11. ΑΣΠ Κω

	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Δυναμικότητα (gross) (MW)	Μέγιστη Δυναμικότητα (net) (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (gross) (MW)	Καύσιμο
ΑΣΠ ΚΑΛΥΜΝΟΥ	GMT G426ESS	2,00	1,93	1,15	B.K.
	GMT G426ESS	2,00	1,93	1,15	B.K.
	GMT G426ESS	2,00	1,93	1,15	B.K.
	GMT G426ESS	2,00	1,93	1,15	B.K.
	GMT G4212ESS	3,00	2,90	2,25	B.K.
	WARTSILA 18V38A	8,25	8,25	4,50	B.K.
Σύνολο ΑΣΠ:		19,25	18,87		
ΑΣΠ ΚΩ	SULZER-FINCANTIERI	8,00	7,72	5,36	B.K.
	HANJUNG-MAN 7K60MC-S	11,60	11,19	5,80	B.K.
	HANJUNG-MAN 7K60MC-S	11,60	11,19	5,80	B.K.
	HANJUNG-MAN 7K60MC-S	11,60	11,19	5,80	B.K.
	H.S.D/MAN 9K60MC-S	16,50	15,92	8,25	B.K.
	H.S.D/MAN 9K60MC-S	16,50	15,92	8,25	B.K.
	ABB STAL (Α/Σ) GT35C	15,55	15,01	7,78	E.K.
	MTU 16V 4000G60F	1,60	1,54	0,80	E.K.
	MTU 16V 4000G60F	1,60	1,54	0,80	E.K.
	MTU 16V 4000G60F	1,60	1,54	0,80	E.K.
	FINCANTIERI BL230.12P	1,80	1,69	1,10	E.K.
	FINCANTIERI BL230.12P	1,80	1,69	1,10	E.K.
	mitsubishi	12X1,275	12X1,25	0,60	E.K.
	Σύνολο ΑΣΠ:		115,05	111,16	
Σύνολο Συμπλέγματος:		134,30	130,03		

Πίνακας 10. Υπάρχουσες θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος περιοχής Κω

4.2 Μονάδες ΑΠΕ συμπλέγματος.

Στην Ελλάδα την τελευταία δεκαετία (2000-2010) κυρίως λόγω των νομοθετικών ρυθμίσεων δόθηκε η δυνατότητα στην ανάπτυξη έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες πηγές.

Ιδιαίτερα μετά και το 2006 υπήρξε μια μεγάλη ανάπτυξη των συστημάτων εκμετάλλευσης δυναμικού ΑΠΕ.



Εικόνα 12. ΑΠΕ συμπλέγματος

Οι νόμοι και οι υπουργικές αποφάσεις που έδωσαν ώθηση προς αυτή την κατεύθυνση είναι οι εξής:

Σύμφωνα και με το νομοθετικό πλαίσιο και τις διατάξεις που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 2 εκδόθηκαν άδειες και εγκαταστάθηκαν έργα ΑΠΕ και στην περιοχή μελέτης του συμπλέγματος.

Τα αιολικά συστήματα της περιοχής μελέτης μέχρι και το τέλος του 2011 είναι τα εξής:

Αιολικά πάρκα	Συνολική Ονομαστική Ισχύς	Θέση	Νησί
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ -ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ	4200 kW	ΚΡΟΤΗΡΙ ΚΕΦΑΛΟΥ ΚΩ	Κως
ΑΕΙΦΟΡΙΚΗ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ ΑΕ	3800 Kw	ΚΡΟΤΗΡΙ ΚΕΦΑΛΟΥ ΚΩ	Κως
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΕ	3600 kW	ΚΟΥΒΑΣ	Κως
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ -ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ	4200 kW	ΜΕΜΙΓΚΑΡΙΑ	Λέρος

Πίνακας 11. Εγκατεστημένες μονάδες αιολικών πάρκων στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής Κω

Όσον αφορά τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις στην περιοχή μελέτης μέχρι το τέλος του 2011 είχαν εγκατασταθεί συνολικά 3,31MW (σύμφωνα και με τα στοιχεία της Δ.Ε.Η. Δ.Δ.Ν). Τα έργα αυτά εντοπίζονται στα νησιά:

Εγκατεστημένη ισχύς	
Κως	2,12 MW
Λέρος	0,4 MW
Κάλυμνος	0,79 MW

Πίνακας 12. Εγκατεστημένες μονάδες φ/β πάρκων στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής Κω

Διακρίνονται επίσης προοπτικές περαιτέρω ανάπτυξης συστημάτων ΑΠΕ στην περιοχή μελέτης.

Έχουν κατατεθεί και αδειοδοτηθεί σε διάφορα στάδια της αδειοδοτικής διαδικασίας περίπου 395,5MW αιολικών σταθμών και 438,6MW σε κατάσταση

αξιολόγησης. Έχουν κατατεθεί επίσης 19,2 MW σε 155 αιτήσεις για αδειοδότηση νέων φ/β συστημάτων.

Με απόφαση της η ΡΑΕ το 2008 είχε ορίσει περιθώρια ανάπτυξης νέων φωτοβολταϊκών συστημάτων στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Για την περιοχή μελέτης είχαν οριστεί:

Μη Διασυνδεδεμένα νησιά		Περιθώρια ανα νησί (kW)
Σύμπλεγμα	ΚΩΣ	8441
	ΚΑΛΥΜΝΟΣ	2165
	ΛΕΡΟΣ	1155
	ΤΕΛΕΝΔΟΣ	12
	ΨΕΡΙΜΟΣ	12
	ΓΥΑΛΙ	12
	ΝΙΣΥΡΟΣ	158
	ΤΗΛΟΣ	109
	ΛΕΙΨΟΙ	97
	Σύνολο	12161

Πίνακας 13. Περιθώρια ισχύος ΑΠΕ ανά νησί του Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος

Τα παραπάνω αναφερόμενα ποσά αιτηθέντων και αδειοδοτηθέντων σταθμών έχουν λάβει υπόψη τους τις προμελέτες διασύνδεσης των Δωδεκανήσων με το Ηπειρωτικό Δίκτυο.

Η διασύνδεση των Δωδεκανήσων εξετάζεται σε επίπεδο προμελέτης σε δύο στάδια:

- ▶ Μεταξύ τους
- ▶ Με την ηπειρωτική Ελλάδα, μέσω Κρήτης



Εικόνα 13. Υπό μελέτη περιπτώσεις διασύνδεσης των Δωδ/νήσων

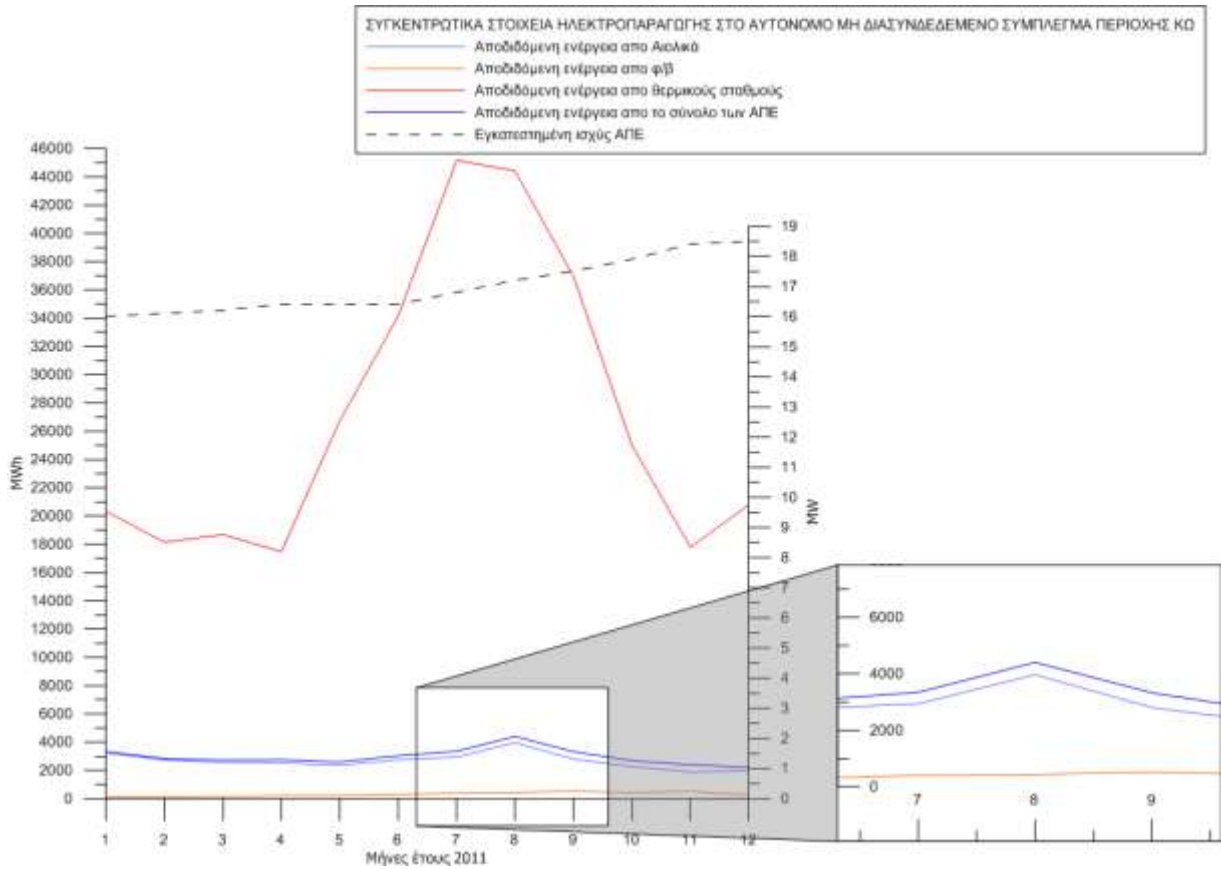
Τέλος από τις λοιπές τεχνολογίες αξίζει να σημειωθούν οι αιτήσεις για εκμετάλλευση βιομάζας στην Κάλυμνο ισχύος 2,3MW, για εκμετάλλευση του υψηλού γεωθερμικού πεδίου της Νισύρου ισχύος 5 MW και εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας μέσω ηλιοθερμικής μονάδας ισχύος 1MW στην Κάλυμνο. Όσον αφορά υβριδικά συστήματα ή συστήματα εκμετάλλευσης του υδραυλικού δυναμικού δεν υφίστανται προς το παρόν αιτήσεις στην περιοχή μελέτης.

4.3 Παραχθείσα ενέργεια από τις ΑΠΕ του συμπλέγματος.

Από στοιχεία που δόθηκαν από τη Δ.Ε.Η/Δ.Δ.Ν το 2011 η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στο αυτόνομο μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα της περιοχής μελέτης διαμορφώθηκε ως εξής:

	ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΜΠΛΕΓΜΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΩ					
	Εγκατεστημένη ισχύς		Αποδιδόμενη ενέργεια		Ενέργεια Θερμικών Μονάδων (MWh)	Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή
	Αιολικά (MW)	Φωτοβολταικά (MW)	Αιολικά (MWh)	Φωτοβολταικά (MWh)		
Ιανουάριος 2011	15,20	0,81	3230,80	96,10	20337,23	16,36%
Φεβρουάριος 2011	15,20	0,91	2731,60	103,56	18139,26	15,63%
Μάρτιος 2011	15,20	1,01	2573,60	151,47	18687,45	14,58%
Απρίλιος 2011	15,20	1,21	2535,20	212,92	17471,55	15,73%
Μάιος 2011	15,20	1,21	2365,26	228,01	26749,00	9,69%
Ιούνιος 2011	15,20	1,21	2758,72	283,03	34156,42	8,91%
Ιούλιος 2011	15,20	1,61	2937,15	407,16	45167,45	7,40%
Αύγουστος 2011	15,20	2,01	3968,87	435,42	44421,03	9,91%
Σεπτέμβριος 2011	15,20	2,31	2804,40	523,17	36957,32	9,00%
Οκτώβριος 2011	15,20	2,71	2271,20	421,01	25020,71	10,76%
Νοέμβριος 2011	15,20	3,21	1882,80	513,50	17796,84	13,46%
Δεκέμβριος 2011	15,20	3,31	1967,50	256,37	20785,55	10,70%
Σύνολο 2011:	15,20	3,31	32027,10	3631,72	325689,81	10,95%

Πίνακας 14. Συγκεντρωτικά στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής στα Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής μελέτης ΚΩ. Ιστορική εξέλιξη για τους μήνες του έτους 2011



Γράφημα 8. Ηλεκτροπαραγωγή και εγκατεστημένη ισχύς από θερμικές και μονάδες ΑΠΕ στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα περιοχής Κω. Διακύμανση στο έτος 2011.

4.4 Φράγματα και λιμνοδεξαμενές του μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος.

Τα φράγματα, είναι υδραυλικά έργα που κατασκευάζονται στις κοίτες ποταμών ή χειμάρρων, προκειμένου να καταστεί δυνατή η αποθήκευση επιφανειακών απορροών προκειμένου να αποδοθούν σε διάφορες χρήσεις (Υπουργείο Αγροτικής Ανάπτυξης και Τροφίμων, 2006, "Τα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές του Υπουργείου Ανάπτυξης & Τροφίμων" Β' Έκδοση Νέα Έργα).

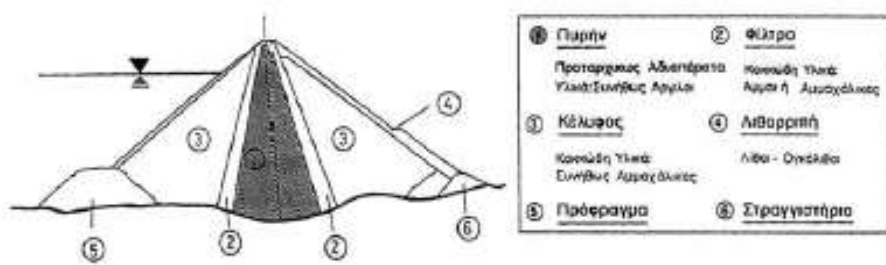
Η αναγκαιότητα τους διαφάνηκε αφότου ο άνθρωπος χρειάστηκε να εκμεταλλευθεί με συστηματικό τρόπο επιφανειακά νερά για άρδευση, ύδρευση, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και να προστατευθεί από πλημμύρες.

Τα θέματα άρδευσης και ύδρευσης (ιδίως των μεγάλων πόλεων) μπορούν να επιλυθούν με την κατασκευή φραγμάτων, ενώ και η αξιοποίησή τους για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι ιδιαίτερα αποδοτική.

Ανάλογα με τα υλικά κατασκευής και τη γεωμετρία τους, τα φράγματα διακρίνονται σε εύκαμπτα, άκαμπτα και μικτά ή σύνθετα. Τα εύκαμπτα κατασκευάζονται από γαιώδη υλικά (αργίλους, άμμους, κροκάλες) και τεμάχια βράχων και διακρίνονται κυρίως σε χωμάτινα και λιθόρριπτα.

Τα άκαμπτα κατασκευάζονται από σκυρόδεμα (παλαιότερα είχαν κατασκευαστεί και ορισμένα λιθόκτιστα) και διακρίνονται κυρίως σε βαρύτητας και τοξωτά. Τα μικτά τέλος αποτελούν συνδυασμό των δύο προηγούμενων τύπων.

Τα χωμάτινα φράγματα θεωρούνται πιο εύκολα στην κατασκευή τους και είναι οικονομικά (Εικόνες 13,14). Μπορούν να κατασκευαστούν σε οποιαδήποτε μορφή κοιλάδας και δεν απαιτούν εξαιρετικής ποιότητας εδάφη θεμελίωσης.



Εικόνα 14. Σκαρίφημα χωμάτινου φράγματος (Υλικά-Ζώνες)

Κατασκευάζονται από γαιώδη υλικά της περιοχής, τα οποία διαστρώνονται κατά ζώνες από διαβαθμισμένο υλικό. Στο κέντρο κατασκευάζεται από αργιλικό υλικό ένας αδιαπέρατος πυρήνας και ακολουθούν οι εξωτερικές ζώνες, που εξασφαλίζουν την ευστάθεια του έργου και συνιστούν το κύριο σώμα του φράγματος. Οι ζώνες αυτές είναι:

(α) η μεταβατική, πάχους 2.5-4 m, αμέσως μετά τον πυρήνα, που συνίσταται από φίλτρο διαβαθμισμένου αμμοχαλικού και

(β) η ζώνη από χονδρόκοκκα υλικά (κροκάλες, χαλίκια) με κλίση πρανών που εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά του υλικού, τις συνθήκες ροής, την ποιότητα του εδάφους, τη θέση του αδιαπέρατου πυρήνα και τη σεισμικότητα της περιοχής. Τέλος, πάνω από τη ζώνη αυτή τοποθετείται λιθορριπή προστασίας από ευμεγέθη τεμάχια βράχων.



Εικόνα 15. Φράγμα Λειβαδιού νήσου Αστυπάλαιας

Τα λιθόρριπτα φράγματα είναι απλουστευμένης μορφής χωμάτινα φράγματα. Για την κατασκευή τους δεν χρειάζεται ζωνώδης διάταξη διαβαθμισμένων υλικών, γιατί το κύριο σώμα του φράγματος συνίσταται από χονδρόκοκκα υλικά ποτάμιας προέλευσης ή από βραχώδη υλικά, που μεταφέρονται από δανειοθαλάμους (λατομεία) της γύρω περιοχής. Το αδιαπέρατο στοιχείο του φράγματος είναι πλάκα από οπλισμένο σκυρόδεμα.

Βασικά κριτήρια για την επιλογή θέσης φράγματος αποτελούν η υδατοστεγανότητα της λεκάνης κατάκλυσης, η αντοχή του εδάφους θεμελίωσης και η ύπαρξη κατάλληλων υλικών για την κατασκευή του αναχώματος.

Η χωρητικότητα των ταμιευτήρων εξαρτάται από το ύψος του φράγματος και τις μορφολογικές (τοπογραφικές) κλίσεις των πρανών και της κοίτης του χειμάρρου ή του ποταμού.

Βασικό έργο στις περιπτώσεις των φραγμάτων είναι ο υπερχειλιστής, που κατασκευάζεται με ισχυρά οπλισμένο σκυρόδεμα και γι' αυτό το λόγο απορροφά σημαντικό τμήμα του προϋπολογισμού του έργου. Η κατασκευή υπερχειλιστή

απαιτείται στις περιπτώσεις χωμάτων και λιθόρριπων φραγμάτων, ενώ όταν πρόκειται για φράγματα βαρύτητας από τσιμέντο ή λιθοδομή ενσωματώνεται στην κατασκευή του σώματος του φράγματος και δεν αποτελεί ξεχωριστό έργο (φράγμα υπερπηδητό).

Τα φράγματα Μαραθιά, Άνω Μεράς, Μυκόνου και Στενού Σερίφου που έχουν ήδη κατασκευαστεί, καθώς και το υπό κατασκευή Κόρης Γεφύρι Χίου είναι τύπου βαρύτητας από RCC (Rolled Compacted Concrete – Ισχνό Κυλινδρούμενο Σκυρόδεμα) με ενσωματωμένο υπερχειλιστή (Εικόνα 16).

Πρέπει να σημειωθεί ότι τα φράγματα αυτού του τύπου είναι σχετικά νέας τεχνολογίας, έχουν μικρότερο κόστος και κατασκευάζονται ταχύτερα από τα αντίστοιχου μεγέθους λιθόρριπτα και χωμάτινα. Η κατασκευή τους όμως απαιτεί βραχώδες υπόβαθρο και διαθέσιμα υλικά καλής μηχανικής αντοχής σε γειτονικό λατομείο, κάτι που δεν είναι πάντα εφικτό σε όλα τα νησιά.



Εικόνα 16. Φράγμα Μαραθιά νήσου Μυκόνου

Ως επί το πλείστον τα μέχρι σήμερα κατασκευασμένα (και μελετημένα) φράγματα της Ελλάδας ανήκουν στην κατηγορία των μεγάλων φραγμάτων.

Ως μεγάλο χαρακτηρίζεται ένα φράγμα του οποίου το ύψος ξεπερνά τα 15 m από το βαθύτερο σημείο εκσκαφής έως τη στέψη του (κορυφή). Επίσης, ένα φράγμα ύψους 10-15 m συμπεριλαμβάνεται στα μεγάλα όταν:

- (α) το μήκος της στέψης υπερβαίνει τα 500 m,
- (β) ο ταμιευτήρας που δημιουργείται πίσω από το φράγμα υπερβαίνει το 1.000.000m³
- (γ) τα έργα παροχέτευσης της πλημμύρας (υπερχειλιστής) σχεδιάζονται για παροχή μεγαλύτερη των 2000 m³/sec
- (δ) το φράγμα έχει ιδιαίτερα δύσκολες συνθήκες θεμελίωσης ή έχει ασυνήθη σχεδιασμό.

Με βάση τη διεθνή εμπειρία έχουν θεσπιστεί κανόνες για την κατασκευή κάθε είδους φραγμάτων και έχουν εξελιχθεί ειδικά μηχανήματα για την εκσκαφή γεωλογικών σχηματισμών, τη συμπύκνωση των στρώσεων, τον σπλισμό των σκυροδεμάτων, τη στεγανοποίηση του υπεδάφους και των διαφόρων σημείων του έργου όπου υπάρχουν ενδείξεις πιθανών διαρροών, τη διάνοιξη σηράγγων κλπ.

Η μελέτη και η κατασκευή φραγμάτων αποτελεί εξειδικευμένη εργασία, η οποία διέπεται από ειδική νομοθεσία.

Η διασφάλιση της ποιότητας κατά τη διάρκεια της κατασκευής γίνεται με ελέγχους σε εγκατεστημένα επί τόπου εργαστήρια και με διαδοχικές μετρήσεις. Η τήρηση των όρων προσαρμογής με τις συνθήκες του περιβάλλοντος υπακούει στη σχετική νομοθεσία και όπου απαιτείται κατασκευάζονται έργα αποκατάστασης. Σημαντικό ρόλο παίζει και η μελέτη σεισμικότητας και σεισμικής επικινδυνότητας της ευρύτερης περιοχής κατασκευής του φράγματος, αλλά και της δυναμικής του απόκρισης σε μεγάλο σεισμό.

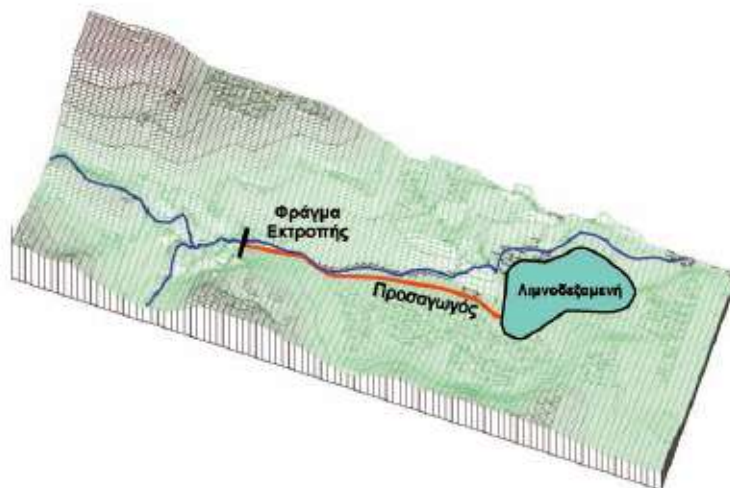
Για τους παραπάνω λόγους η υλοποίηση τέτοιων έργων είναι χρονοβόρα και εξαρτάται πολύ από τις τοπικές συνθήκες.

Γενικά πρόκειται για έργα ασφαλή ακόμα και σε περίπτωση θραύσης, αφού συντάσσονται για αυτά μελέτες όδευσης πλημμυρικού κύματος και μέτρων προστασίας για τις κατάντη περιοχές με την κατασκευή κατάλληλων τεχνικών έργων.

Η συμπεριφορά του φράγματος και του ταμιευτήρα πρέπει να παρακολουθείται καθ' όλο το στάδιο λειτουργίας τους με ειδικά όργανα, στα οποία εκτελούνται μετρήσεις ακόμα και από το στάδιο κατασκευής.

Οι λιμνοδεξαμενές είναι μικροί ταμιευτήρες επιφανειακών υδάτων, που κατασκευάζονται είτε μέσα στις κοίτες χειμάρρων (επί ποτάμιας), είτε έξω από αυτές σε φυσικές ή τεχνητές λεκάνες κατάκλυσης (εξωποτάμιας).

Σήμερα με τον όρο «λιμνοδεξαμενή» αναφέρονται συνήθως οι εξωποτάμιοι ταμιευτήρες επιφανειακών υδάτων (εξωποτάμια λιμνοδεξαμενή). Πρόκειται για λεκάνες κατάκλυσης, που διαμορφώνονται με εκσκαφές και φράσσονται με ανάχωμα, το οποίο κατασκευάζεται σε επιλεγμένη περιοχή με κατάλληλα μορφολογικά χαρακτηριστικά (Εικόνα 17), συνήθως αμφιθεατρικής μορφής. Πρόκειται για σύνθετα έργα αποτελούμενα από τρία διακριτά τεχνικά έργα:



Εικόνα 17. Έργα εξωποτάμιας λιμνοδεξαμενής

- ▶ Τον χώρο του ταμιευτήρα που διαμορφώνεται τεχνητά, όπως προαναφέρθηκε
- ▶ Το φράγμα εκτροπής στον χείμαρρο του οποίου θα αξιοποιηθούν οι απορροές

- ▶ Τον αγωγό μεταφοράς του νερού από το φράγμα εκτροπής έως τον ταμιευτήρα

Το φράγμα εκτροπής είναι υπερπηδητός αναβαθμός χαμηλού ύψους, με δυνατότητα πλευρικής απαγωγής του νερού μέσω αύλακας που φέρει σχάρα. Τα χονδρόκοκκα φερτά υλικά συνεχίζουν την πορεία τους προς τα κατάντη. Η διαστασιολόγησή του είναι συνάρτηση των συνθηκών απορροής.

Στο φράγμα εκτροπής προσαρμόζονται επίσης και έργα παγίδευσης φερτών υλικών, ειδικά όταν ο χειμάρρος τροφοδοτείται από λεκάνη απορροής γυμνή σε βλάστηση και με εκτεταμένο εδαφικό κάλυμμα ή ευδιάβρωτα πετρώματα. Η δεξαμενή καθίζησης των λεπτόκοκκων φερτών αποτελεί ιδιαίτερο τμήμα, πριν από τον αγωγό μεταφοράς του νερού και εξοπλίζεται με πλέγμα (σίτα) ή φιλτροσωλήνα για τη συγκράτηση έξω από τον προσαγωγό υλικών που επιπλέουν, όπως φύλλα κ.α. Η διάσταση της δεξαμενής αυτής εξαρτάται από τον όγκο του απαγόμενου νερού. Τα έργα κατασκευής του προσαγωγού, γενικά, δεν είναι σημαντικά και περιορίζονται στην εκσκαφή για την προστασία του σωλήνα ή της διώρυγας και τυχόν τεχνικά στις διασταυρώσεις με ρέματα. Επίσης απαιτείται τεχνικογεωλογική αναγνώριση της διαδρομής για να αποφευχθούν περιοχές κατολισθήσεων ή καταπτώσεων και να ληφθούν τα απαραίτητα μέτρα προστασίας. Επιδιώκεται πάντα η εξεύρεση της πλέον οικονομικής και τεχνικά απλής διαδρομής του έργου προσαγωγής του νερού. Όταν η λιμνοδεξαμενή τροφοδοτείται από τη βασική ροή του χειμάρρου προτιμάται κλειστός αγωγός. Όταν υπάρχει ανάγκη εκμετάλλευσης τμήματος των πλημμυρικών παροχών προτιμάται η ανοικτή διώρυγα. Οι εξωποτάμιες λιμνοδεξαμενές κατασκευάζονται έξω από την κοίτη μικρών χειμάρρων ή ποταμών, σε φυσικές συνήθως κοιλότητες του εδάφους που προσφέρονται για αποθήκευση νερού, χωρίς απαραίτητα να εξετάζεται αν το έδαφος είναι διαπερατό ή όχι.

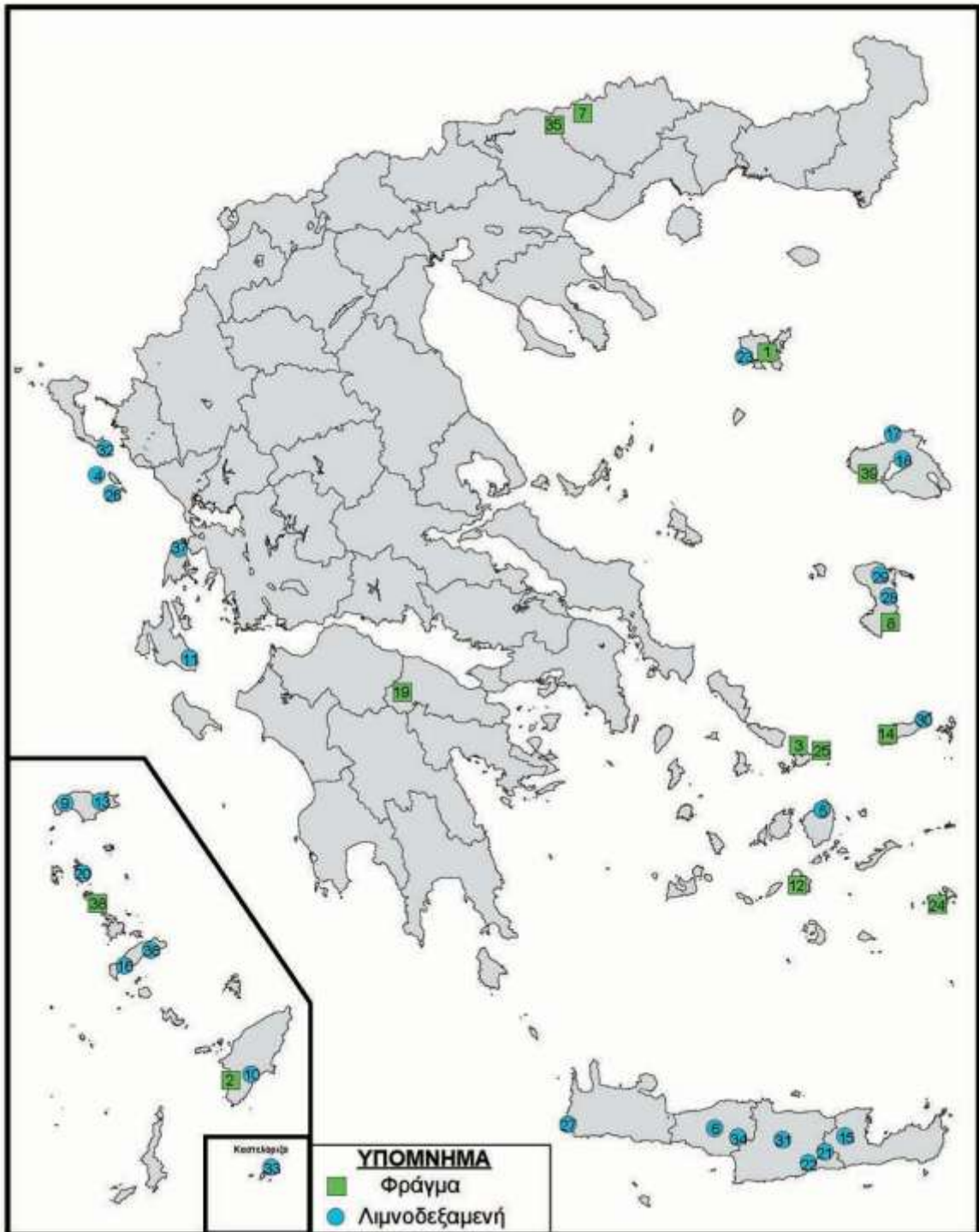
Η φυσική κοιλότητα που επιλέγεται για την κατασκευή της λιμνοδεξαμενής φράσσεται στα τμήματα όπου το φυσικό ανάγλυφο είναι χαμηλότερα από τη στέψη της δεξαμενής, με αναχώματα που κατασκευάζονται από τα υλικά των εκσκαφών διαμόρφωσης της λεκάνης κατάκλυσης.

Ο τρόπος κατασκευής του αναχώματος είναι παρόμοιος με αυτόν των χωμάτων ή λιθόρριπτων φραγμάτων και ακολουθούνται οι ίδιες προδιαγραφές συμπύκνωσης, στράγγισης και σεισμικής απόκρισης και ελέγχεται με επιτόπου εργαστήριο δοκιμών εδαφομηχανικής. Οι τυχόν εκσκαφές γίνονται για την οριζοντίωση του πυθμένα, αλλά και για τη διαμόρφωση επίπεδων επιφανειών στα πρανή της δεξαμενής ώστε να αυξηθεί η χωρητικότητα της και να είναι στη συνέχεια εύκολη, εφόσον χρειάζεται, η κάλυψή τους με αδιαπέρατη μεμβράνη από πλαστικό (γεωμεμβράνη).

Η γεωμεμβράνη χρησιμοποιείται όταν το έδαφος δεν είναι στεγανό, για την κάλυψη τόσο του πυθμένα όσο και των πρανών. Κατά κανόνα τοποθετείται πάνω σε ένα στρώμα γαιωδών προϊόντων της εκσκαφής, κατάλληλης κοκκομετρικής σύνθεσης και στη συνέχεια επικαλύπτεται με ένα στρώμα από τα ίδια υλικά ή αφήνεται ακάλυπτη, αφού αγκυρωθεί με βάρη για προστασία από τον άνεμο και τον κυματισμό. Έτσι, πλέον, η στεγανότητα δεν αποτελεί κυρίαρχο κριτήριο επιλογής μιας θέσης, λόγω της ευρείας χρήσης των μεμβρανών.

Το υλικό κατασκευής της μπορεί να είναι πολυμερισμένο πλαστικό, όπως το ειδικά επεξεργασμένο PVC (χλωριούχο πολυβινύλιο), ή το πολυαιθυλένιο υψηλής πυκνότητας (HDPE) απλού τύπου ή ενισχυμένου με γεωπλέγμα (διπλή μεμβράνη - COEX).

Λόγω της απλότητας της κατασκευής της η εξωποτάμια λιμνοδεξαμενή είναι οικονομικά συμφέρουσα για εφαρμογή σε μικρής έκτασης αρδευτικά δίκτυα. Από γεωτεχνικής πλευράς η λύση της λιμνοδεξαμενής προσφέρεται για εφαρμογές σε ποικίλες γεωλογικές συνθήκες, ενώ περιβαλλοντικά είναι αποδεκτή λόγω της περιορισμένης ανάγκης εκχέρσωσης περιοχών δανειοθαλάμων και της ασήμαντης επίδρασης στα οικοσυστήματα που υπάρχουν κατά μήκος των ποταμών καθώς και στις κατάντη περιοχές που τυχόν τροφοδοτούνται από τις απορροές του χειμάρρου.



Εικόνα 18. Τα κατασκευασμένα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές του Υπουργείου Αγροτικής Ανάπτυξης και Τροφίμων

Ειδικότερα στην περιοχή μελέτης τα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές είναι τα ακόλουθα:

ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΜΕΣΑΡΙΑΣ Ν. ΚΩ ΔΩΔ/ΣΟΥ			
ΤΥΠΟΣ	Εξωποτάμια με καλυμμένη μεμβράνη		
ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ	Από μία υδροληψία επί του ρέματος Μεσαριάς		
			
ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ			
Ύψος Αναχώματος	12 m	Ωφέλιμος όγκος	225.000 m ³
Μήκος στέψης	120 m	Επιφάνεια Ταμιευτήρα	19.000 m ²
Πλάτος στέψης	3 m	Στεγανοποίηση Ταμιευτήρα	Γεωμεμβράνη HDPE
Όγκος Αναχώματος	135.000 m ³		πάχους
Χρήση Νερού	Άρδευση		0,75mm,
Έτος περάτωσης	1996		29500m ²
Δαπάνη κατασκευής	1.385.200 €		
			

Πίνακας 15. Λιμνοδεξαμενή “Μεσαριά” Ν.Κω

ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΠΑΝΑΓΙΑΣ Ν. ΛΕΙΨΩΝ ΔΩΔ/ΣΟΥ	
ΤΥΠΟΣ	Εξωποτάμια με καλυμμένη μεμβράνη
ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ	Από 2 υδροληψίες στα ρέματα Μηλιού και Λιά



ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ			
Ύψος Αναχώματος	8,5 m	Ωφέλιμος όγκος	36.000 m ³
Μήκος στέψης	240 m	Επιφάνεια Ταμιευτήρα	14.000 m ²
Πλάτος στέψης	3 m	Στεγανοποίηση Ταμιευτήρα	Γεωμεμβράνη
Όγκος Αναχώματος	19.000 m ³		HDPE
Χρήση Νερού	Άρδευση - Ύδρευση		πάχους
Έτος περάτωσης	1996		0,75mm,
Δαπάνη κατασκευής	645.630 €		



Πίνακας 16. Λιμνοδεξαμενή “Παναγιά” Ν.Λειψών

ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΠΛΑΤΥ Ν. ΚΩ ΔΩΔ/ΣΟΥ	
ΤΥΠΟΣ	Εξωποτάμια με καλυμμένη μεμβράνη
ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ	Από 3 υδροληψίες επί των χειμάρρων Πλατού και Γιάπυ



ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ			
Ύψος Αναχώματος	10 m	Ωφέλιμος όγκος	342.000 m ³
Μήκος στέψης	- m	Επιφάνεια Ταμιευτήρα	70.000 m ²
Πλάτος στέψης	3 m	Στεγανοποίηση Ταμιευτήρα	Γεωμεμβράνη HDPE
Όγκος Αναχώματος	132.000 m ³		54000m ²
Χρήση Νερού	Άρδευση - Ύδρευση		
Έτος περάτωσης	2001		
Δαπάνη κατασκευής	2.843.730 €		



Πίνακας 17. Λιμνοδεξαμενή “Πλατού” Ν.Κω

ΦΡΑΓΜΑ ΠΑΡΘΕΝΙ Ν. ΛΕΡΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	
ΤΥΠΟΣ	Χωμάτινο με αργιλικό πυρήνα
ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ	Από το χείμαρρο Παρθένι



ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ				
Ύψος Αναχώματος	25,5	m	Ωφέλιμος όγκος	785.000 m ³
Μήκος στέψης	185	m	Επιφάνεια Ταμιευτήρα	125.000 m ²
Πλάτος στέψης	17	m	Στεγανοποίηση Ταμιευτήρα	Μερικώς φυσική
Όγκος Αναχώματος	106.000	m ³		στεγανότητα
Χρήση Νερού	Άρδευση - Ύδρευση			(σχιστόλιθοι)
Έτος περάτωσης	2002			και
Δαπάνη κατασκευής	2.553.200 €			



Πίνακας 18. Φράγμα “Παρθένι” Ν.Λέρου

ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΒΑΘΥ ΚΑΛΥΜΝΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	
ΤΥΠΟΣ	Εξωποτάμια με ακάλυπτη μεμβράνη
ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ	Όμβρια ύδατα 4 χειμάρρων της περιοχής



ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ			
Ύψος Αναχώματος	11,5 m	Ωφέλιμος όγκος	155.000 m ³
Μήκος στέψης	447 m	Επιφάνεια Ταμιευτήρα	20.000 m ²
Πλάτος στέψης	4 m	Στεγανοποίηση Ταμιευτήρα	Γεωμεμβράνη HDPE
Όγκος Αναχώματος	130.000 m ³		πάχους 1 mm
Χρήση Νερού	Άρδευση - Ύδρευση		
Έτος περάτωσης	2002		
Δαπάνη κατασκευής	1.800.500 €		

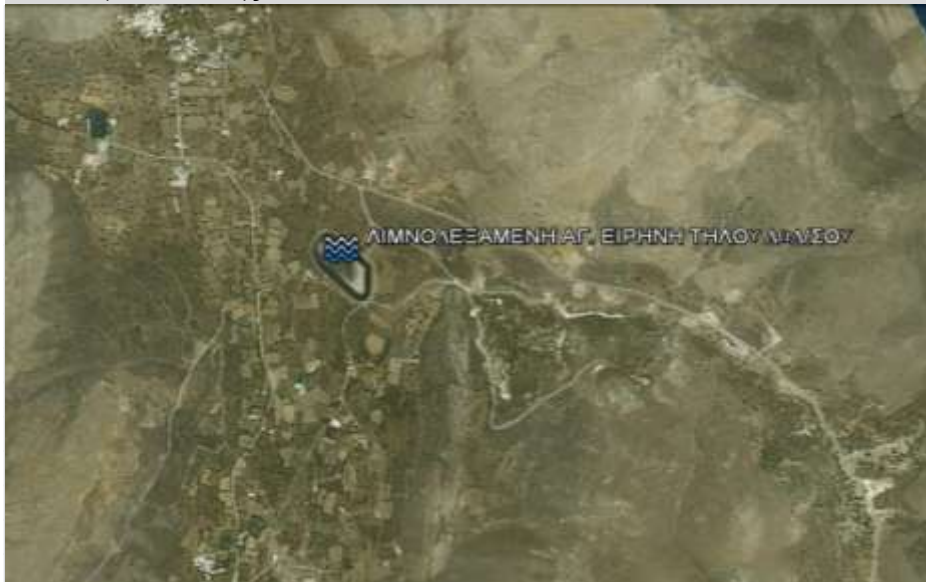


Πίνακας 19. Λιμνοδεξαμενή "Βαθύ" Ν.Καλύμνου

ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΑΓ. ΕΙΡΗΝΗ ΤΗΛΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	
ΤΥΠΟΣ	Εξωποτάμια με ακάλυπτη μεμβράνη
ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ	1 υδροληψία στο χείμαρρο Μ. Ρέγια



ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ			
Ύψος Αναχώματος	9 m	Ωφέλιμος όγκος	312.000 m ³
Μήκος στέψης	800 m	Επιφάνεια Ταμιευτήρα	36.200 m ²
Πλάτος στέψης	4 m	Στεγανοποίηση Ταμιευτήρα	Γεωμεμβράνη ΗΒΡΕ
Όγκος Αναχώματος	46.000 m ³		πάχους 1 mm,
Χρήση Νερού	Άρδευση - Ύδρευση		41.500m ²
Έτος περάτωσης	2003		
Δαπάνη κατασκευής	1.270.000 €		



Πίνακας 20. Λιμνοδεξαμενή “Αγ.Ειρήνη” Ν.Τήλου

ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΠΑΛΟΙ ΝΙΣΥΡΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	
ΤΥΠΟΣ	Εξωποτάμια με ακάλυπτη μεμβράνη
ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ	Από δύο υδροληψίες ομβρίων υδάτων



ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ				
Ύψος Αναχώματος	9,5	m	Ωφέλιμος όγκος	78.000 m ³
Μήκος στέψης	447	m	Επιφάνεια Ταμιευτήρα	14.600 m ²
Πλάτος στέψης	4	m	Στεγανοποίηση Ταμιευτήρα	Γεωμεμβράνη ΗΒΡΕ
Όγκος Αναχώματος	25.000	m ³		πάχους 1 mm
Χρήση Νερού	Άρδευση - Ύδρευση			
Έτος περάτωσης	2003			
Δαπάνη κατασκευής	1.537.800 €			



Πίνακας 21. Λιμνοδεξαμενή "Παλοί" Ν.Νισύρος

Συνοπτικά οι λιμνοδεξαμενές και τα φράγματα του συμπλέγματος είναι τα εξής:



	Ωφέλιμος όγκος m ³	Υψόμετρο	Έτος περάτωσης	Δαπάνη κατασκευής €	€/m ³
ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΜΕΣΑΡΙΑΣ Ν. ΚΩ ΔΩΔ/ΣΟΥ	225.000	97	1996	1.385.200	6,16
ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΠΑΝΑΓΙΑΣ Ν. ΛΕΙΨΩΝ ΔΩΔ/ΣΟΥ	36.000	10	1996	645.630	17,93
ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΠΛΑΤΥ Ν. ΚΩ ΔΩΔ/ΣΟΥ	342.000	67	2001	2.843.730	8,32
ΦΡΑΓΜΑ ΠΑΡΘΕΝΙ Ν. ΛΕΡΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	785.000	35	2002	2.553.200	3,25
ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΒΑΘΥ ΚΑΛΥΜΝΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	155.000	97	2002	1.800.500	11,62
ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΑΓ. ΕΙΡΗΝΗ ΘΗΛΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	312.000	37	2003	1.270.000	4,07
ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΠΑΛΟΙ ΝΙΣΥΡΟΥ ΔΩΔ/ΣΟΥ	78.000	39	2003	1.537.800	19,72
Οριστικές Μελέτες Λιμνοδεξαμενών και Φραγμάτων που έχουν εγκριθεί στη περιοχή μελέτης					
ΘΕΣΗ	Χωρητικότητα m ³	Είδος Έργου		Προϋπολογισμός €	Τρόπος Κατασκευής
ΦΡΑΓΜΑ ΘΕΣΗ "ΜΙΑ" Ν.ΚΩ ΔΩΔ/ΣΟΥ	1.000.000	Φράγμα ύψους 24 m		1.907.600	Χωμάτινο Φράγμα

Πίνακας 22. Φράγματα και λιμνοδεξαμενές Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος

Από τα παραπάνω κρίνεται ικανοποιητικό το διαθέσιμο υδραυλικό δυναμικό της περιοχής μελέτης. Η χρήση η μη όμως υπάρχουσας λιμνοδεξαμενής θα εξεταστεί κατά τη βελτιστοποίηση του υβριδικού συστήματος.

4.5 Χρονοσειρές φορτίων στο Μη διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα

Ένα από τα σημαντικά στοιχεία για τη σωστή εξαγωγή αποτελεσμάτων είναι αυτό της χρονοσειράς του φορτίου κατανάλωσης του μη-διασυνδεδεμένου συστήματος.

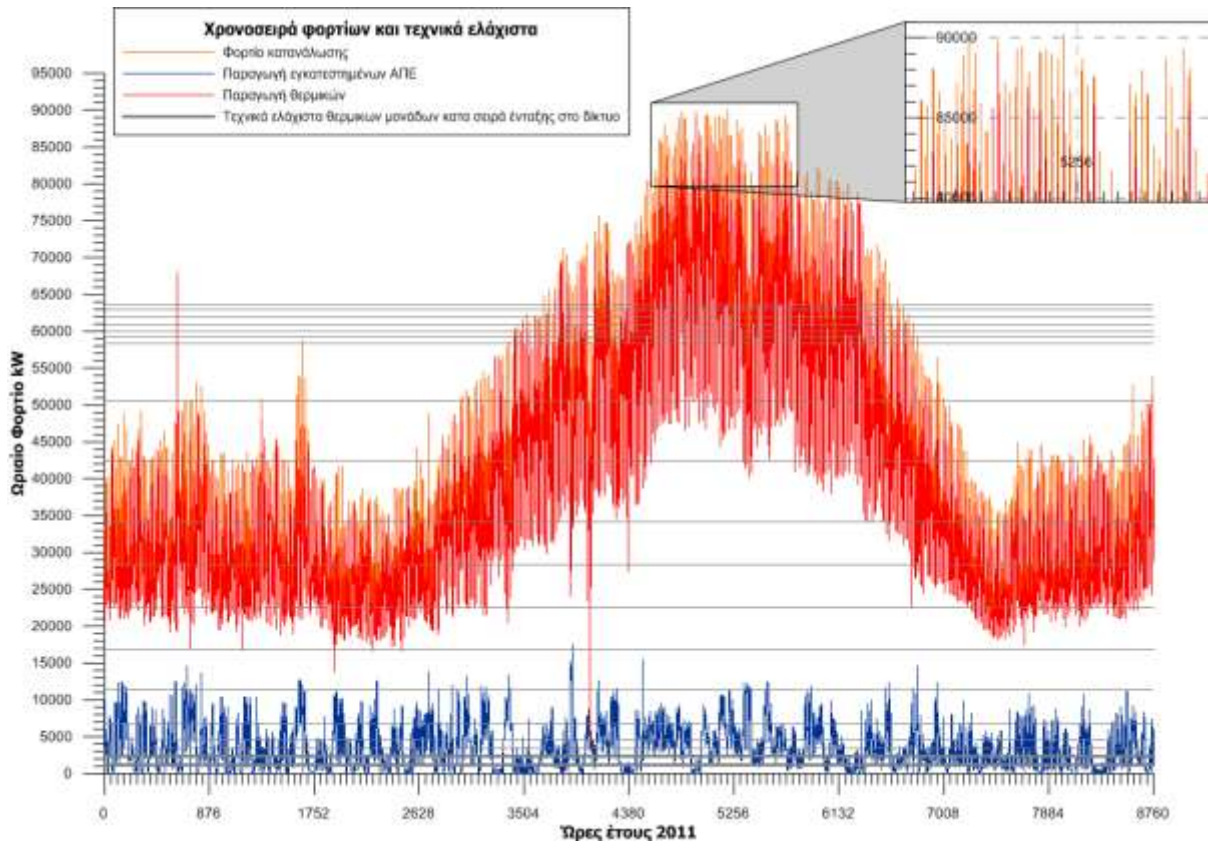
Είναι τα δεδομένα αυτά που θα καθορίσουν εάν η διαστασιολόγηση-ενεργειακή παραγωγή του Υβριδικού Συστήματος θα έχει τη μέγιστη δυνατή διείσδυση στο δίκτυο του συμπλέγματος.

Στη συνέχεια παρατίθεται γράφημα (Γράφημα 9.) με την παραγόμενη ενέργεια από τα θερμικά και από τις ανανεώσιμες πηγές συστήματα του συμπλέγματος καθώς επίσης και η καμπύλη χροσειράς φορτίου κατανάλωσης του συμπλέγματος για το έτος 2011. Τα δεδομένα χορηγήθηκαν από τη Δ.Ε.Η./ Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων.

Από το γράφημα καθώς επίσης και από τα πρωτογενή δεδομένα παρατηρούνται και σημειώνονται τα εξής:

- ▶ Μέγιστο ωριαίο φορτίο = 90'200 kW, στις 5/8/2011 ώρα 20:00
- ▶ Μέσο ετήσιο φορτίο έτους 2011 = 42'271,26 kW

Εξαιτίας της καλοκαιρινής τουριστικής δραστηριότητας η ζήτηση σε φορτίο σχεδόν τριπλασιάζεται.



Γράφημα 9. Χρονοσειρά φορτίων Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος περιοχής Κω για το έτος 2011.

5. Υβριδικό σύστημα

5.1 Ψηφιοποίηση ανάγλυφου και εκτίμηση τραχύτητας εδάφους

Η χρήση του ψηφιοποιημένου ανάγλυφου εξυπηρετεί τους εξής σκοπούς στην παρούσα εργασία.

Ο πρώτος έχει να κάνει με τον σωστό καθορισμό των ρευστομηχανικών παραμέτρων με σκοπό την ορθή εκτίμηση των ιδιοτήτων του ρευστού στα σημεία του πλέγματος υπολογισμού.

Ο δεύτερος αφορά την εκτίμηση-εύρεση κατάλληλων τοποθεσιών για την εγκατάσταση ταμιευτήρων για τις ανάγκες του υβριδικού σταθμού.

Το ψηφιοποιημένο ανάγλυφο προέκυψε έπειτα από την επεξεργασία ψηφιακών αρχείων ASTER GDEM. Η ASTER είναι η διαδικασία η οποία περιγράφεται και από τα αρχικά της Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER), δηλαδή δορυφορικές απεικονήσεις που προκύπτουν από το ποσό εκπεμπόμενης και ανακλώμενης θερμικής ραδιομετρίας. Η απεικόνιση Aster παρέχει 14 φασματικές μπάντες με ανάλυση από 15 έως 90m.

Η ASTER είναι ένα τεχνολογικό επίτευγμα που προέκυψε από τη σύμπραξη του υπουργείου Οικονομικών, Εμπορίου & βιομηχανίας της Ιαπωνίας (METI) με τη NASA.

Ο “φακός” που χρησιμοποιεί ο ASTER σχεδιάστηκε στην Ιαπωνία και εν συνεχεία τοποθετήθηκε στον δορυφόρο Tera της NASA.

Τα δεδομένα τα οποία μπορούν να βρεθούν και στην online βιβλιοθήκη <http://earthexplorer.usgs.gov/> από σχεδόν όλο τον κόσμο, παρέχονται δωρεάν και σε μορφή geotiff (γεωαναφερμένη φωτογραφία) στο ελλειψοειδές σύστημα WGS. Η δε ακρίβεια των δεδομένων είναι της τάξης του ενός δευτερολέπτου γεωγραφικής μοίρας, περίπου 30μ. Για την περαιτέρω χρήση του ψηφιακού μοντέλου εδάφους χρησιμοποιήθηκε το εμπορικό πρόγραμμα ARCGIS. Η ακρίβεια της ανάλυσης κρίνεται

ικανοποιητική και ιδανική για τη μετέπειτα χρήση του ανάγλυφου στα μοντέλα εκτίμησης αιολικού δυναμικού και ενεργειακής παραγωγής.

Η διαδικασία και οι αναλύσεις που εκπονήθηκαν είναι οι εξής:

Σε πρώτη φάση γίνεται η εισαγωγή δορυφορικών εικόνων Aster με κωδικούς ASTGTM2_N36E027_dem.tiff και ASTGTM2_N36E026_dem.tiff. Για τον λόγο που αναφέρθηκε και νωρίτερα, ότι δηλαδή οι εικόνες αυτές είναι σε μορφή Geotiff και περιέχουν την πληροφορία συντεταγμένων (ελλειψοειδές WGS'84) όταν και έγινε η εισαγωγή τους στο πρόγραμμα ArcGIS η ενοποίηση τους έγινε αυτόματα σε μία (Εικόνα 19).

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω η απεικόνιση των εικόνων είναι ελλειψοειδής. Το ελλειψοειδές εκ'περιστροφής αποτελεί μια μαθηματική προσέγγιση της γήινης επιφάνειας αλλά είναι και μια καμπύλη επιφάνεια που δε μπορεί να αποτυπωθεί απευθείας στο επίπεδο. Για να είναι δυνατή η αναπαράσταση μιας καμπύλης επιφάνειας όπως το ελλειψοειδές σε μια επίπεδη επιφάνεια όπως ο χάρτης θα πρέπει να προβληθεί στο επίπεδο ή σε μια αναπτυσσόμενη επιφάνεια όπως ο κώνος και ο κύλινδρος.

Στην παρούσα χρησιμοποιήθηκε μετατροπή του ελλειψοειδούς στο προβολικό σύστημα εγκάρσιας μερκατορικής προβολής του Ελληνικού Γεωδαιτικού Συστήματος Αναφοράς 1987 (ΕΓΣΑ'87). Η εγκάρσια μερκατορική προβολή είναι και η περίπτωση προβολής σε κύλινδρο. Αν θεωρηθεί η γη σαν μια σφαίρα η οποία περιβάλλεται από ένα κύλινδρο, έτσι ώστε ο κύλινδρος να εφάπτεται κατά μήκος ενός μέγιστου κύκλου και συνεπώς ο άξονας του να είναι κάθετος με τη διεύθυνση της ευθείας που ενώνει τους δύο πόλους της σφαίρας ή να ταυτίζεται με μια διεύθυνση διαμέτρου του ισημερινού κύκλου της σφαίρας. Προβάλλοντας όλα τα σημεία της σφαίρας πάνω στον κύλινδρο κατά τις προεκτάσεις των ευθειών τους από το κέντρο της σφαίρας και αναπτύσσοντας τον κύλινδρο σε ένα επίπεδο γύρω από μια γενέτειρα του. Ο κύλινδρος επειδή είναι αναπτυσσόμενη επιφάνεια έχει ως συνέπεια τα σημεία να μην έχουν καμία παραμόρφωση κατά την ανάπτυξη του.

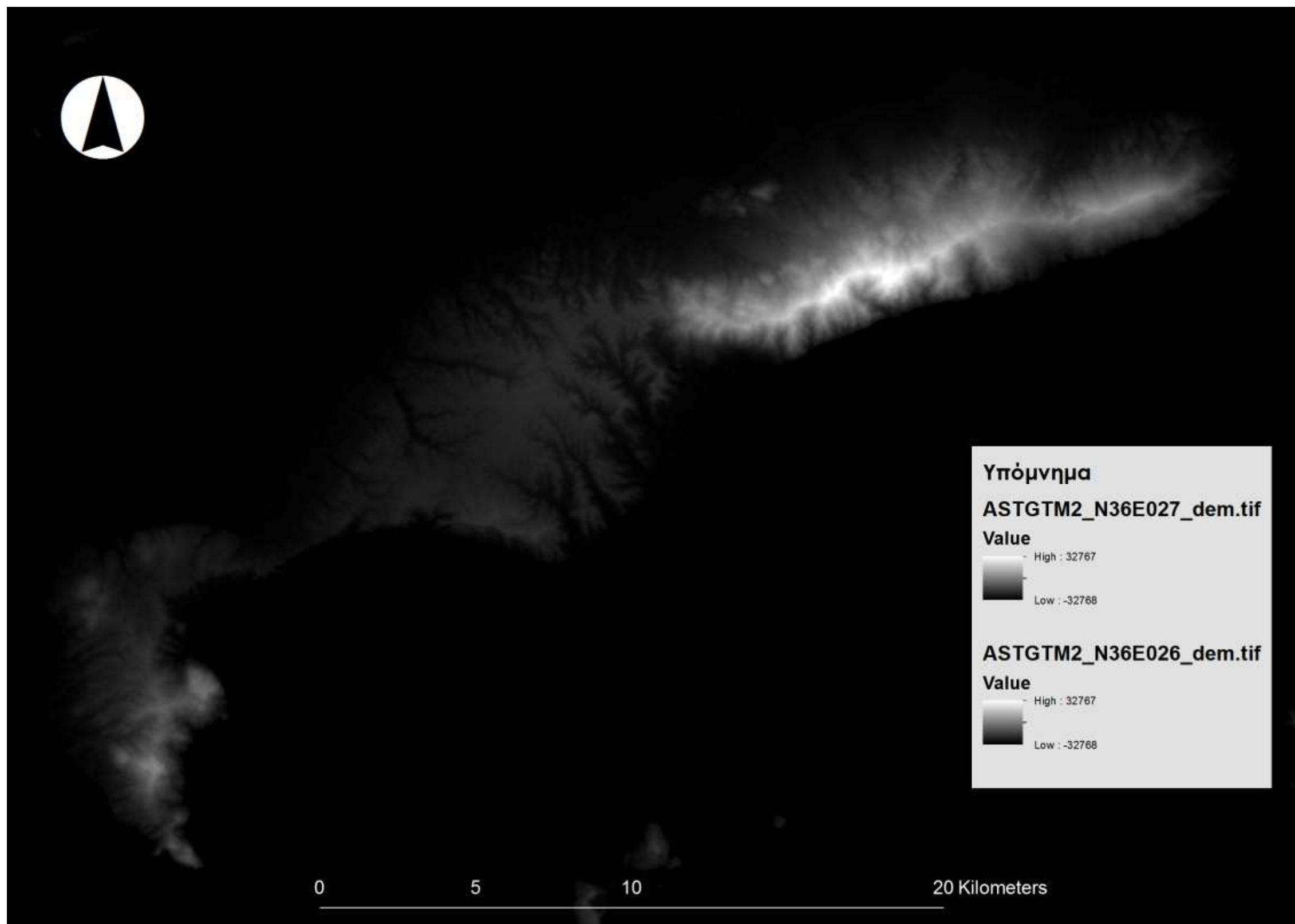
Το σύστημα ΕΓΣΑ'87 εφαρμόζεται στην Εγκάρσια Μερκατορική Προβολή. Η απεικόνιση έχει την ιδιότητα της συμμορφίας. Με το σύστημα αυτό η χώρα περιέχεται σε μία μόνο ζώνη με κεντρικό μεσημβρινό $\lambda_0=24^\circ$ από τον μεσημβρινό του Greenwich. Ο συντελεστής κλίμακας (k_0) είναι 0.9996, ενώ στις τετμημένες (X) προστίθεται η σταθερά 500.000m. Όπως και στις άλλες εφαρμογές της Εγκάρσιας Μερκατορικής Προβολής οι παραμορφώσεις αυξάνονται ανάλογα με το τετράγωνο της απόστασης από τον κεντρικό μεσημβρινό. Οι μέγιστες παραμορφώσεις στην έκταση της χώρας φθάνουν στα 670 ppm. Το σύστημα ΕΓΣΑ'87 είναι συμβατό με τις απαιτήσεις της σύγχρονης τεχνολογίας δεδομένου ότι εφαρμόζεται σε γεωκεντρικό ελλειψοειδές και αποτελεί πλέον σήμερα το επίσημο γεωδαιτικό σύστημα αναφοράς της χώρας.

Η διαδικασία αυτή της μετατροπής της προβολής από ελλειψοειδής σε εγκάρσια μερκατορική γίνεται από το πρόγραμμα ArcGIS αυτοματοποιημένα με μια απλή εντολή. Αυτό που πρέπει να εισαχθεί όμως στο πρόγραμμα είναι τα χαρακτηριστικά και οι συντελεστές του συστήματος ΕΓΣΑ'87, όπως αυτά παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Επίσης εξαιτίας της μετέπειτα ανάλυσης και από απόψεως υδρογραφικών δικτύων, αλλά και την καλύτερη παρουσίαση των αποτελεσμάτων έγινε η περικοπή του ψηφιακού μοντέλου στα φυσικά όρια του νησιού. Το αποτέλεσμα των παραπάνω διαδικασιών εμφανίζεται στην Εικόνα 20.

Εν συνεχεία για την καλύτερη οπτικοποίηση της ορογραφίας αλλά και των χαρακτηριστικών του τεραίν της Νήσου Κω γίνονται οι αναλύσεις:

- ▶ Hill shade, το αποτέλεσμα της οποίας φαίνεται στην Εικόνα 21,
- ▶ κλίσεων εδάφους σε μοίρες, το αποτέλεσμα της οποίας φαίνεται στην Εικόνα 22,
- ▶ υψομέτρων και πρώτη προσέγγιση/παρουσίαση με βήμα 40m, το αποτέλεσμα της οποίας φαίνεται στην Εικόνα 23,
- ▶ ανάλυση υψομέτρων με ισοδιάσταση 20m, το αποτέλεσμα της οποίας φαίνεται στην Εικόνα 24,

- και η τελική ανάλυση υψομέτρων με ισοδιάσταση 4m για μεγαλύτερη ακρίβεια, το αποτέλεσμα της οποίας φαίνεται στην Εικόνα 25. Η συγκεκριμένη ανάλυση χρησιμοποιήθηκε μετέπειτα στους ενεργειακούς υπολογισμούς του αιολικού δυναμικού.

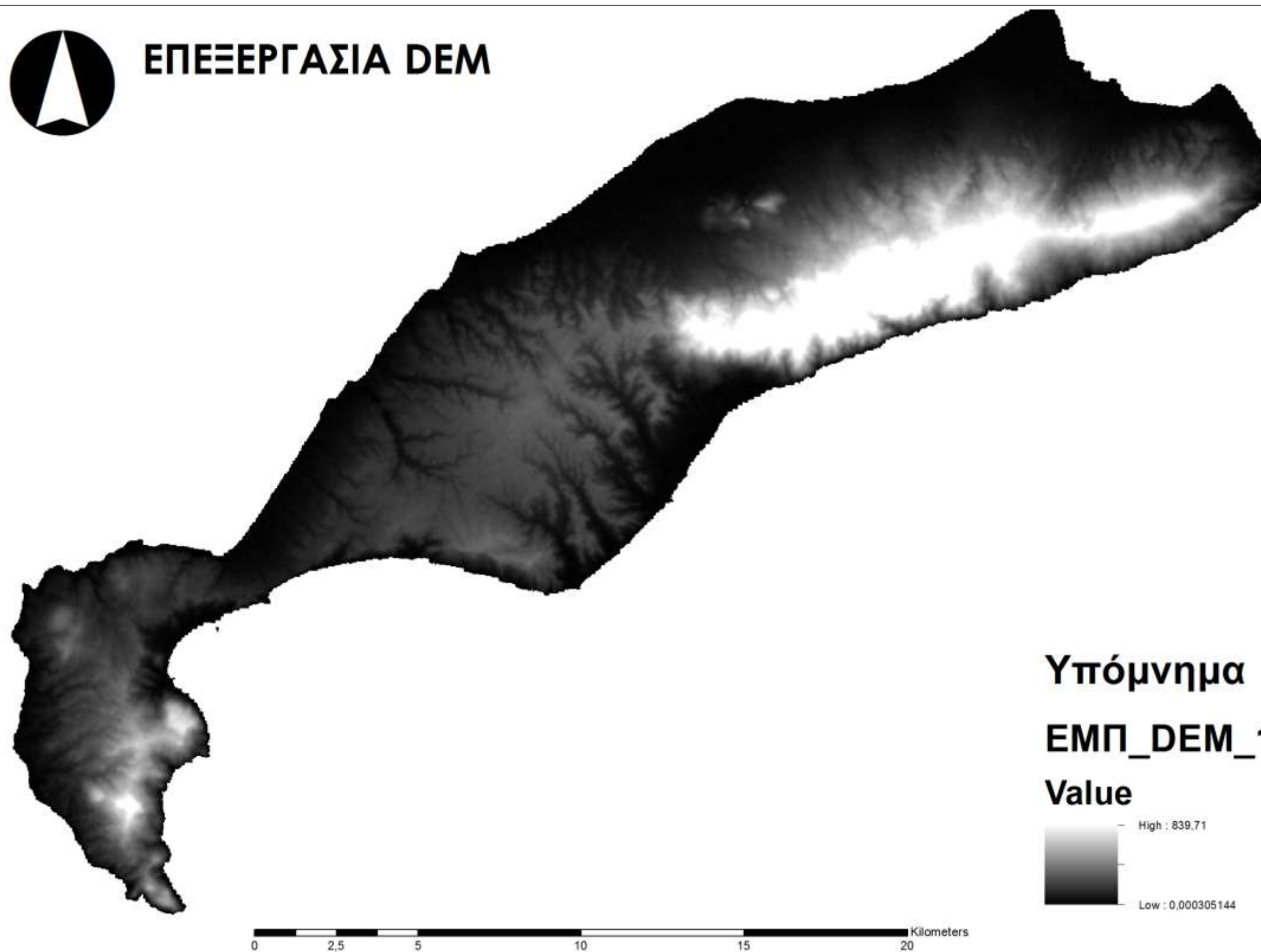


Εικόνα 19. Αρχικό ψηφιακό μοντέλο εδάφους της Ν.Κω.

Εικόνα 19. Αρχικό ψηφιακό μοντέλο εδάφους της Ν.Κω.



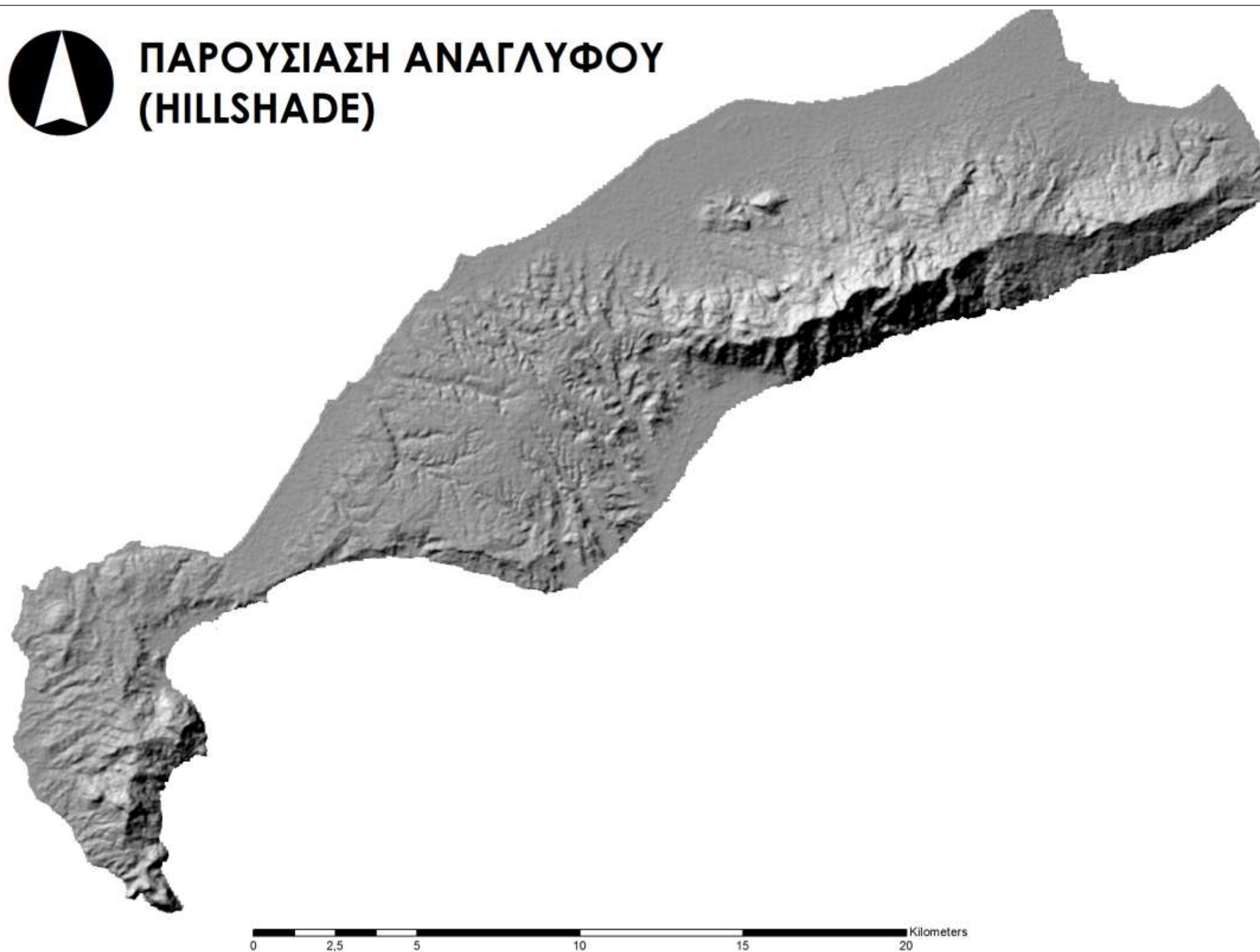
ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑ DEM



Εικόνα 20. Ψηφιακό μοντέλο εδάφους Ν.Κω. Περικοπή στα όρια και μετατροπή συντεταγμένων σε ΕΓΣΑ '87 εγκάρσια μερκατορική.



ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΑΝΑΓΛΥΦΟΥ (HILLSHADE)

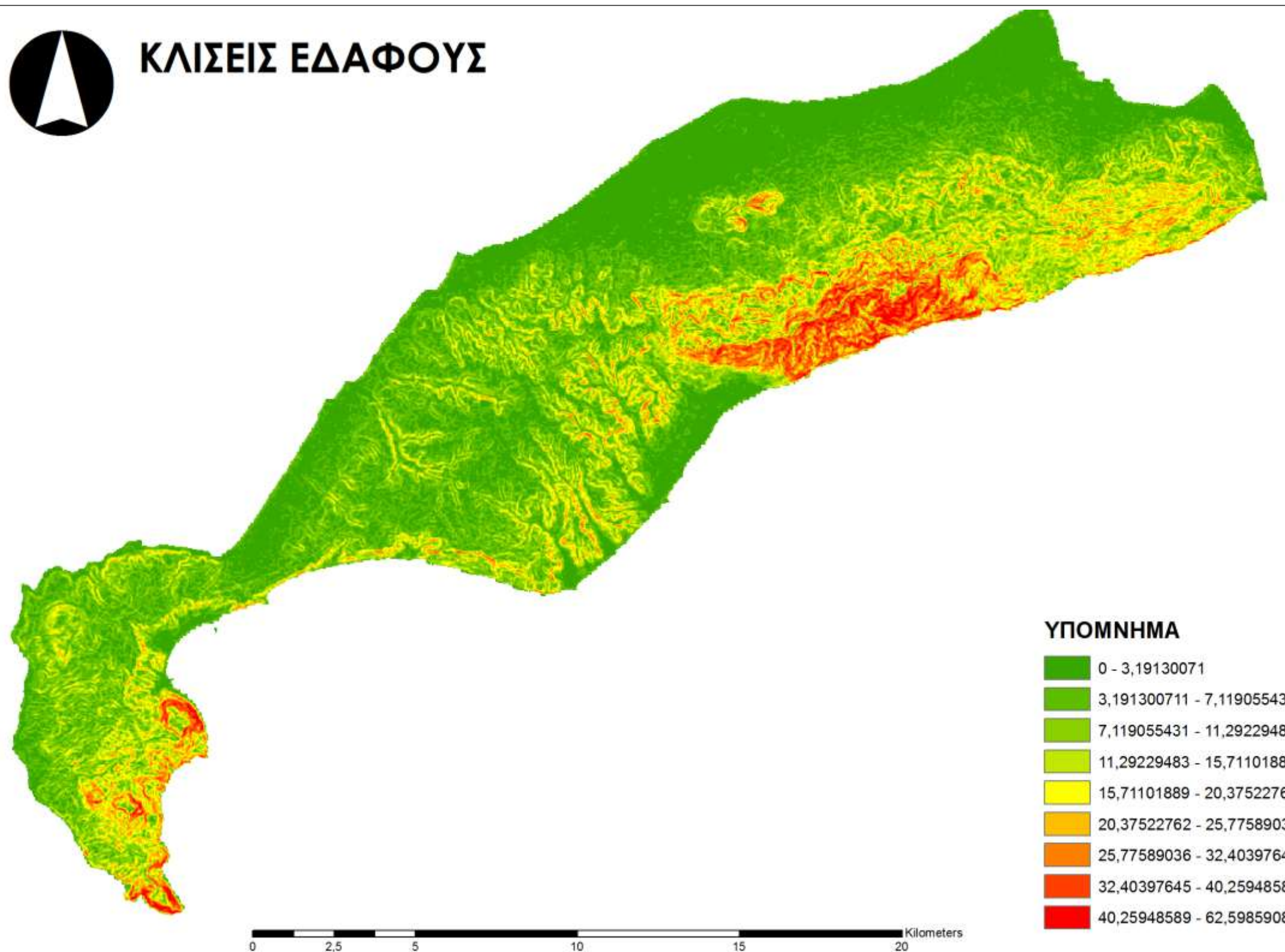


Εικόνα 21. Παρουσίαση ανάγλυφου Ν.Κω.

Εικόνα 21. Παρουσίαση ανάγλυφου Ν.Κω.



ΚΛΙΣΕΙΣ ΕΔΑΦΟΥΣ

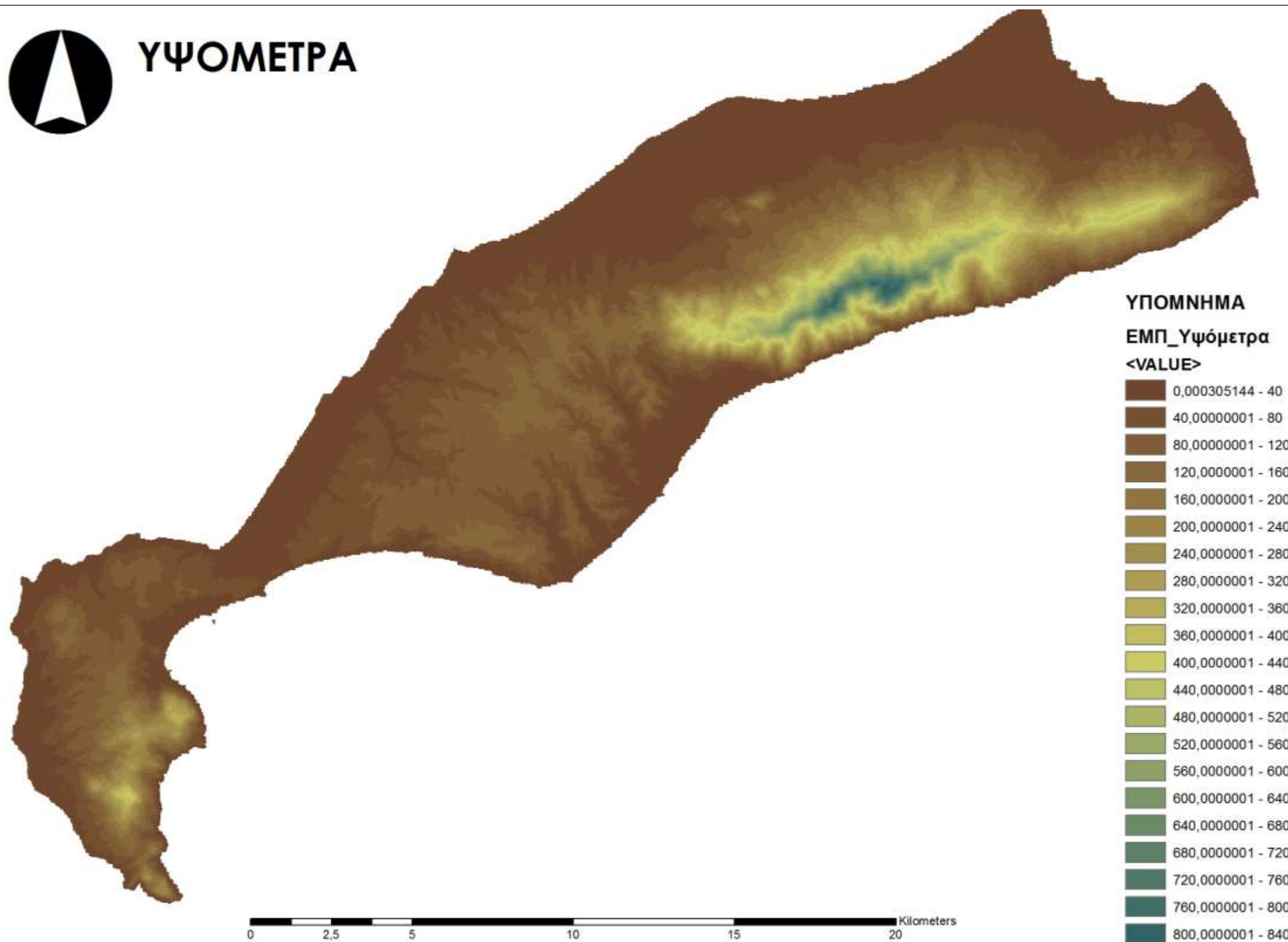


Εικόνα 22. Κλίσεις εδάφους Ν.Κω. Τα αποτελέσματα είναι σε μοίρες.

Εικόνα 22. Κλίσεις εδάφους Ν.Κω. Τα αποτελέσματα είναι σε μοίρες.



ΥΨΟΜΕΤΡΑ

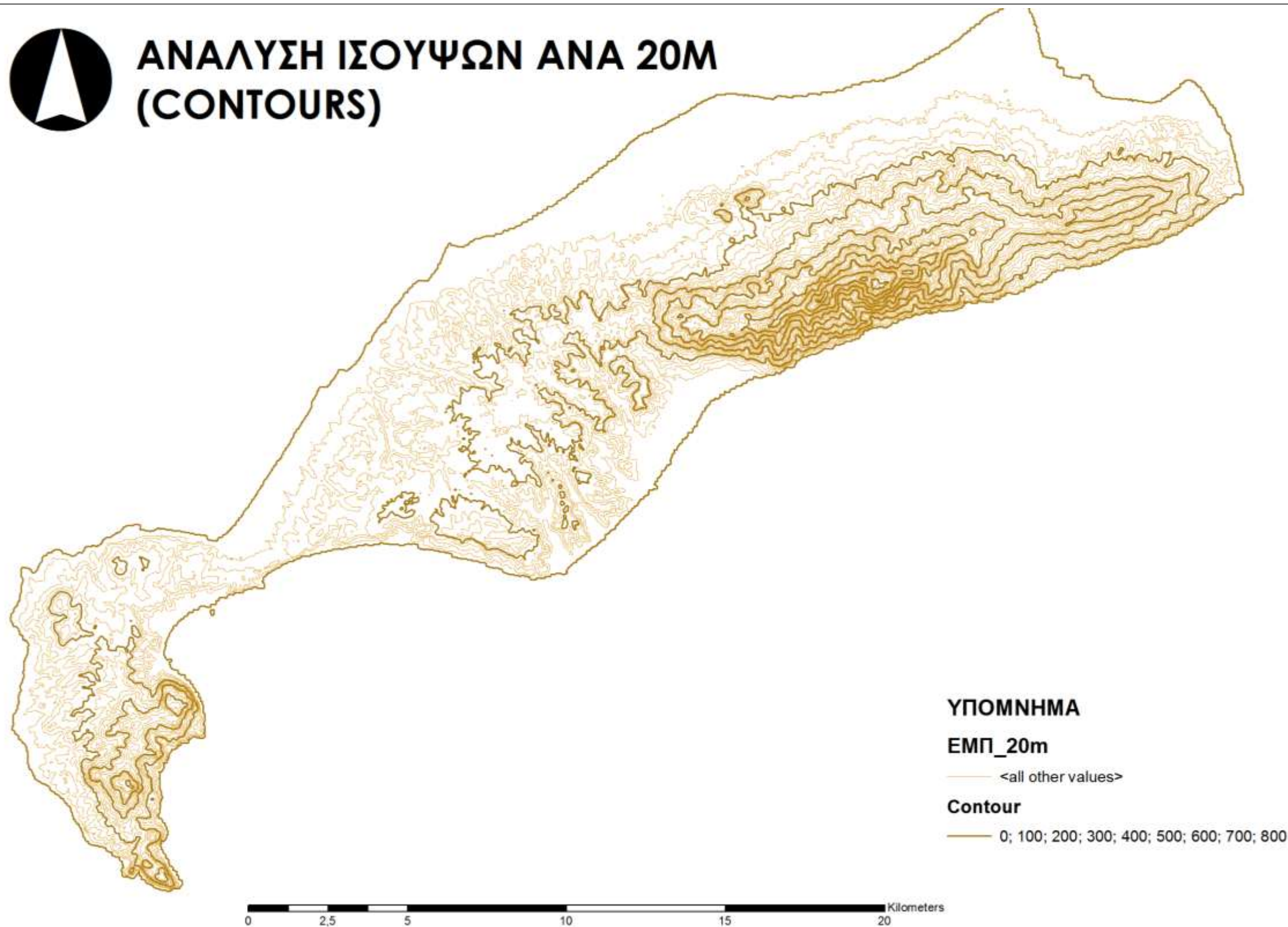


Εικόνα 23. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω με βήμα 40m

Εικόνα 23. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω με βήμα 40m



ΑΝΑΛΥΣΗ ΙΣΟΥΨΩΝ ΑΝΑ 20Μ (CONTOURS)

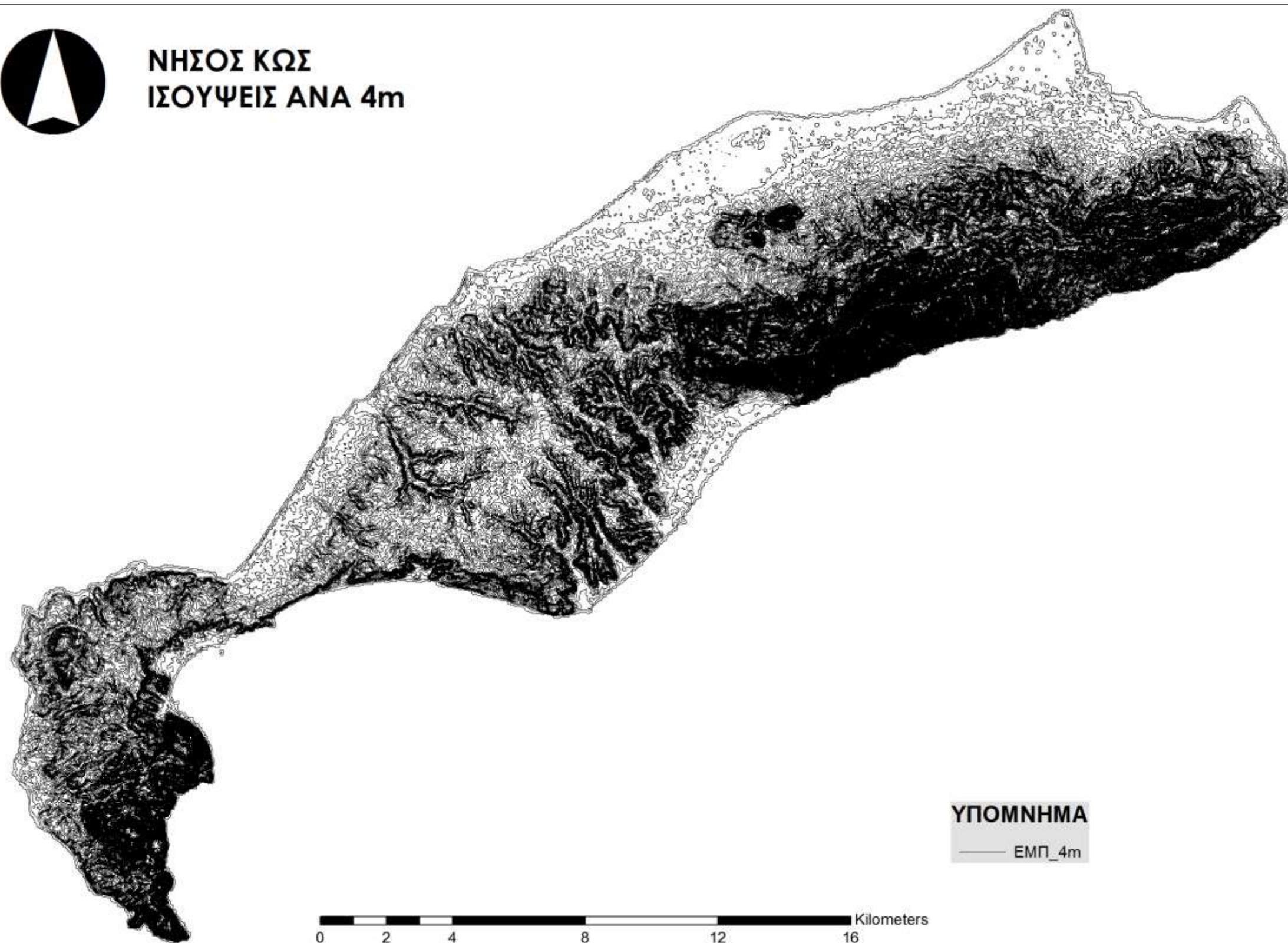


Εικόνα 24. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω. ΙσοΨείς ανά 20 και 100m (ισοδιάσταση)

Εικόνα 24. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω. ΙσοΨείς ανά 20 και 100m (ισοδιάσταση)



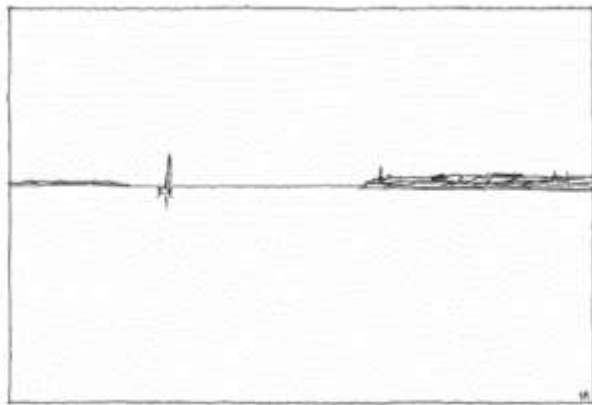
ΝΗΣΟΣ ΚΩΣ
ΙΣΟΥΨΕΙΣ ΑΝΑ 4m



Εικόνα 25. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω. ΙσοΨείς ανά 4m (ισοδιάσταση)

Εικόνα 25. Υψομετρική ανάλυση Ν.Κω. ΙσοΨείς ανά 4m (ισοδιάσταση)

Η τραχύτητα εδάφους μιας περιοχής ορίζεται από το μέγεθος και την κατανομή των στοιχείων τραχύτητας που περιέχει όπως π.χ. αυτές είναι συνήθως η βλάστηση, οι δομημένες περιοχές και ο τύπος επιφάνειας του εδάφους. Στον Ευρωπαϊκό Αιολικό Άτλαντα (Troen και Petersen, 1989) τα διάφορα εδάφη έχουν χωριστεί σε τέσσερις κατηγορίες, κάθε μία χαρακτηρίζεται από στοιχεία τραχύτητας του. Κάθε τύπος εδάφους μπορεί να αναφέρεται ως τάξη τραχύτητας. Μια περιγραφή και απεικόνιση των τεσσάρων αυτών κατηγοριών τραχύτητα δίνονται στα παρακάτω σχήματα από τα οποία δίνεται επιπλέον τη σχέση ανάμεσα στο μήκος τραχύτητας και την κατηγορία εδάφους.



Εικόνα 26. Παράδειγμα κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας 0: Περιοχές νερού. Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει θάλασσες, φιόρδ, και λίμνες. Το μήκος τραχύτητας $z_0 = 0,0002\text{m}$. Εντούτοις, η τραχύτητα πρέπει να προσδιορίζεται ως 0,0 m σε ρευστομηχανικούς υπολογισμούς.

Εικόνα 27. Παράδειγμα κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας 1: Ανοικτές περιοχές με λίγους ανεμοθραύστες. Το τοπίο φαίνεται να είναι πολύ ανοικτό, επίπεδο ή ελαφρά κυματοειδές. Μπορούν να εντοπιστούν αγροκτήματα και συστάδες δέντρων και θάμνων μπορούν. Το μήκος τραχύτητας z_0 είναι $= 0,03 \text{ m}$.

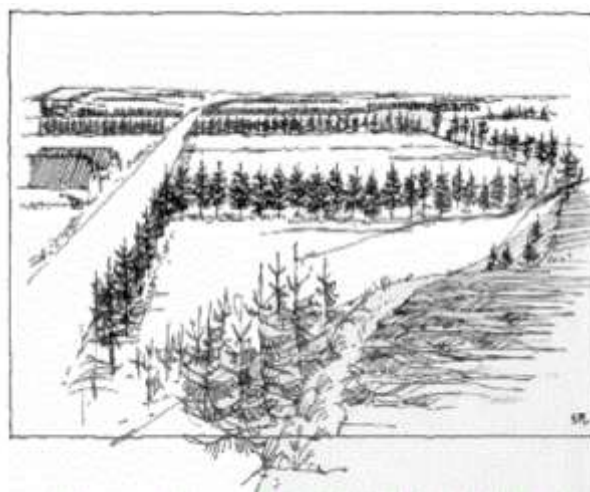




Εικόνα 28. Παράδειγμα της κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας II: Γεωργική γη με ανεμοθραύστες, των οποίων η μέση απόσταση μεταξύ τους υπερβαίνει τα 1000 m, καθώς επίσης και μερικές διάσπαρτες δομημένες περιοχές. Το τοπίο χαρακτηρίζεται από μεγάλες ανοικτές περιοχές μεταξύ των πολλών ανεμοθραυστών, δίνοντας στο τοπίο

μια ανοικτή εμφάνιση. Το έδαφος μπορεί να είναι επίπεδο ή κυματοειδές. Υπάρχουν πολλά δέντρα και κτίρια. Το μήκος τραχύτητας είναι $z_0 = 0,10$ m.

Εικόνα 29. Παράδειγμα της κατηγορίας εδάφους που αντιστοιχεί στην κατηγορία τραχύτητας III: Αστικές περιοχές, δάση και γεωργική γη με πολλούς ανεμοθραύστες. Η γεωργική γη χαρακτηρίζεται από τα πολλά στενά απέχοντες ανεμοθραύστες, των οποίων η μέση απόσταση μεταξύ τους είναι μερικές εκατοντάδες μέτρα. Δασικές και αστικές περιοχές ανήκουν σε αυτή την κατηγορία. Το μήκος τραχύτητας είναι $z_0 = 0,40$ m.



Ο παρακάτω πίνακας δείχνει τη σχέση ανάμεσα στο μήκος τραχύτητας, των χαρακτηριστικών του εδάφους και της κατηγορίας εδάφους-τραχύτητας όπως αυτός υπάρχει στον Ευρωπαϊκό Άτλαντα Ανέμου. Ο πίνακας μπορεί να χρησιμοποιείται ως οδηγός για τον προσδιορισμό του μήκους τραχύτητας.

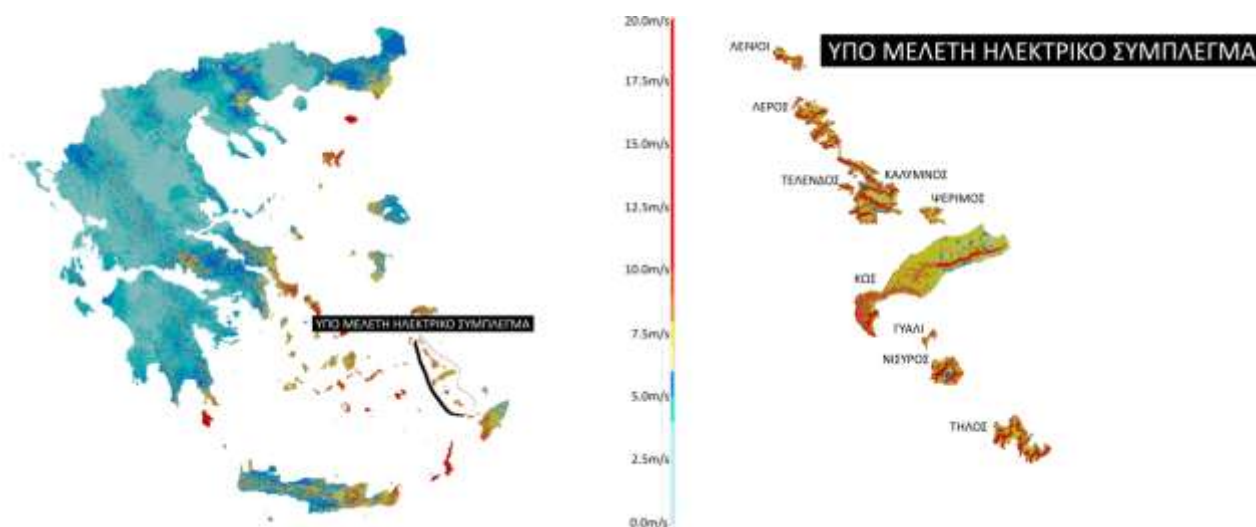
Πραγματικό μήκος τραχύτητας z_0 (m)	Χαρακτηριστικά επιφάνειας	Κατηγορία εδάφους-τραχύτητας
1,5	>1 Δάση με υψηλά δέντρα	IV (1,5m)
1	Πόλη	
0,8	Δάση	
0,5	Προάστια	
0,4		III (0,4m)
0,3	Ανεμοφράχτες	
0,2	Πολλά δέντρα ή/και θάμνοι	
0,1	Γεωργική γή σε κλειστή περιοχή	II (0,1m)
0,05	Γεωργική γή σε ανοιχτή περιοχή	
0,03	Γεωργική γή με πολύ λίγα δέντρα/κτίρια	I (0,03m)
0,02	Περιοχές αεροδρομίων με δέντρα και κτίρια	
0,01	Περιοχή αεροδιαδρόμου αεροδρομίων	
0,008	Κουρεμένο γρασίδι	
0,005	Επιφάνεια καθαρού εδάφους	
0,001	Χιονισμένη επιφάνεια	
0,0003	Αμμώδη επιφάνεια	
0,0002	Υδάτινες επιφάνειες	0 (0,0002m)
0,0001	Υδάτινες επιφάνειες	

Πίνακας 23. Κατηγορίες τραχύτητας εδάφους

Στην παρούσα εργασία αφού εξετάστηκε το τεραίν της περιοχής μελέτης από δορυφορικές εικόνες δόθηκαν τιμές μήκους τραχύτητας εδάφους 0/0,05/0,5/0,6.

5.2 Τεκμηρίωση και ανάλυση αιολικού δυναμικού

Όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 2 το αιολικό δυναμικό στην Ελληνική επικράτεια είναι ικανοποιητικό για την ανάπτυξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο. Στην περιοχή μελέτης αλλά και γενικότερα στην ευρύτερη περιοχή του μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος, στα Δωδεκάνησα το αιολικό δυναμικό είναι υψηλό.



Εικόνα 30. Αιολικό δυναμικό Ελλάδας-Περιοχής μελέτης. Οι τιμές αναφέρονται στα 80m από την επιφάνεια του εδάφους

Για την περαιτέρω ανάλυση και προσδιορισμό των θέσεων των ανεμογεννητριών είναι απαραίτητη η ύπαρξη ανεμολογικών μετρήσεων και ειδικότερα ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου. Τα στοιχεία αυτά είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό της ροής του ανέμου σε κλίμακα πλέον ενός αιολικού πάρκου. Η ταχύτητα σε συνδυασμό με τη διεύθυνση του ανέμου, την ορογραφία και την τραχύτητα εδάφους είναι ικανή έπειτα από ρευστομηχανικούς υπολογισμούς να υπολογίσει-εκτιμήσει την ταχύτητα και τη διεύθυνση και κατά συνέπεια την ενεργειακή παραγωγή από μια ανεμογεννήτρια εγκατεστημένη στο ρευστοδυναμικό πλέγμα υπολογισμού.

Στην παρούσα χρησιμοποιήθηκαν ανεμολογικά δεδομένα από την περιοχή μελέτης.

Το μετρητικό σύστημα αποτελείται από ένα 40μετρο σωληνωτό ιστό εξοπλισμένο με 3 ανεμόμετρα κυπέλλου και 2 ανεμοδείκτες. Το ανεμόμετρο κορυφής τοποθετήθηκε σε ύψος 40.0 m. Ένα ζεύγος ανεμομέτρου και ανεμοδείκτη τοποθετήθηκε σε ύψος 38.5m, στα άκρα βραχιόνων μήκους 1m. Ένα δεύτερο ζεύγος ανεμομέτρου-ανεμοδείκτη τοποθετήθηκε σε ύψος 10m, στα άκρα βραχιόνων μήκους 1m. Επίσης τοποθετήθηκαν θερμόμετρο και βαρόμετρο για τη μέτρηση της

Θερμοκρασίας του αέρα και της ατμοσφαιρικής πίεσης σε ύψη 37.0μ και 2.0μ αντίστοιχα.

Από τον ιστό αυτό χρησιμοποιήθηκαν 10λεπτα δεδομένα από όλα τα όργανα για ένα έτος. Τα δεκάλεπτα αυτά δεδομένα ανά όργανο περιλαμβάνουν καταγεγραμμένες μετρήσεις:

- ▶ Ελάχιστη τιμή 10λέπτου
- ▶ Μέγιστη τιμή 10λέπτου
- ▶ Μέση τιμή 10λέπτου
- ▶ Τυπική απόκλιση 10λέπτου



Εικόνα 31. Τυπικός σωληνωτός ανεμολογικός ιστός

Κατά το έτος αυτό η διαθεσιμότητα των μετρήσεων ήταν 100% συνεπώς δεν υπάρχουν κενά στις μετρήσεις.

Date & Time		15,78...	1,012...	31,12...
C1-min		6.55	0.2	23.3
C1-max		11.4	0.2	42.7
C1-av	m/s	40 m	9.19	0.2
C1-sdv		0.846	0	6.63
C2-min		6.31	0.2	22.6
C2-max		11.5	0.2	25.4
C2-av	m/s	38.5 m	9.07	0.2
C2-sdv		0.926	0	39.3
C3-min		6.26	0.2	21.8
C3-max		11.9	0.4	38.2
C3-av	m/s	10 m	9.25	0.32
C3-sdv		0.982	0	6.33
A1MIN		227	1	360
A1MAX		122	1	360
A1 AV	+	38.5 m	6.41	0
A1 SDV		8.39	0	104
A2MIN		231	1	360
A2MAX		111	1	360
A2 AV	+	10 m	0.842	0
A2 SDV		5.27	0	108
A3MIN		962	943	977
A3MAX		963	947	978
A3 AV	hPa	963	945	977
A3SDV		0.443	0	2.83
A4MIN		15.2	-2.12	31.5
A4MAX		15.8	-1.51	32.7
A4 AV	°C	15.5	-1.59	31.9
A4SDV		0.181	0	2.92

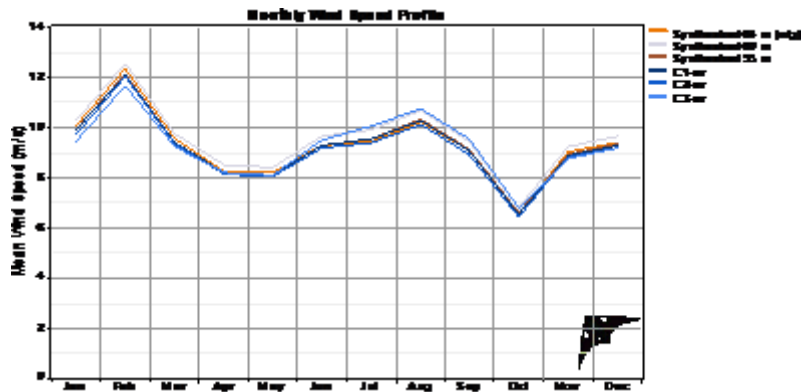
Εικόνα 32. Όργανα ανεμολογικού ιστού όπως αυτά φαίνονται στο καταγραφικό

Εκπονήθηκε ανάλυση των μετρήσεων για τις παρακάτω βασικές παραμέτρους του αιολικού δυναμικού.

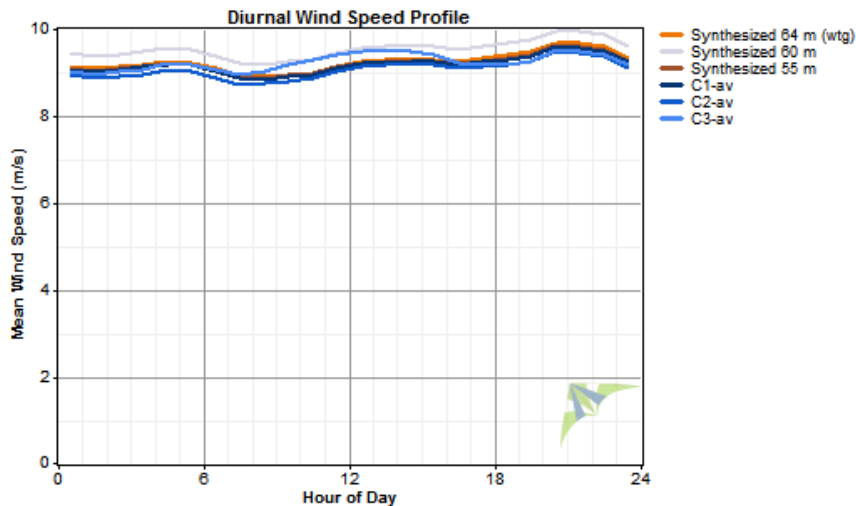
Μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου που καταγράφηκε στο θεωρούμενο χρονικό διάστημα, σύμφωνα με τον τύπο

$$\langle U \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N u_i$$

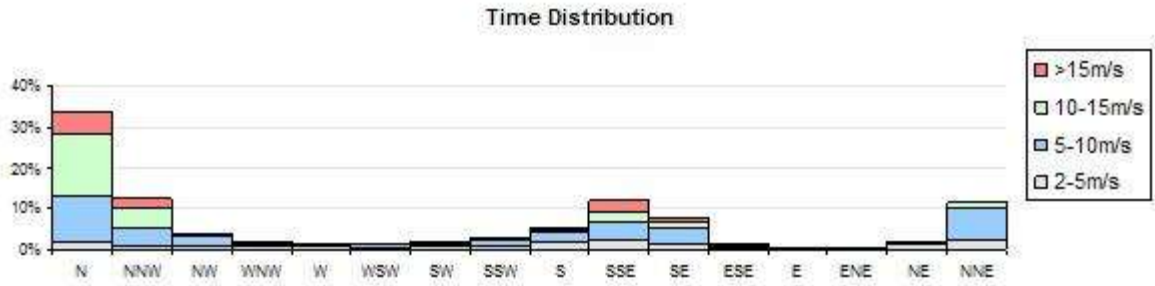
όπου u_i η μέτρηση i - δεκάλεπτου και N το σύνολο των μετρήσεων.



Γράφημα 10. Μηνιαία διακύμανση μέσης τιμής ταχύτητας ανέμου

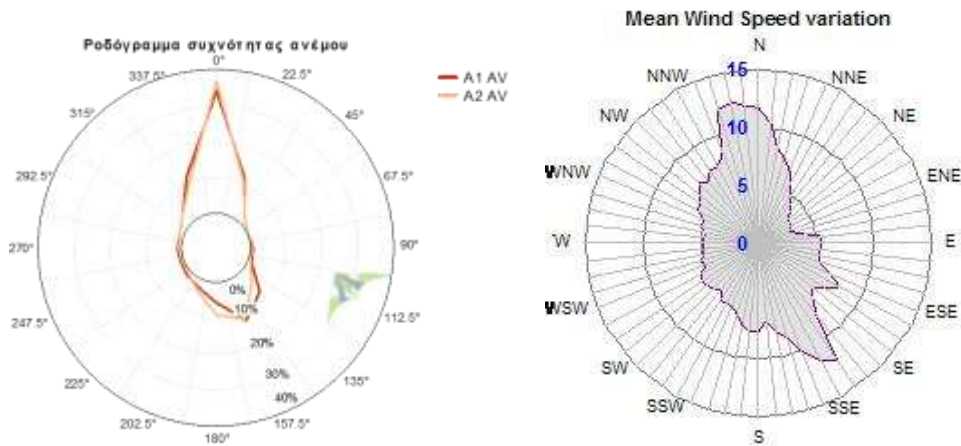


Γράφημα 11. Ημερήσια διακύμανση μέσης τιμής ταχύτητας ανέμου

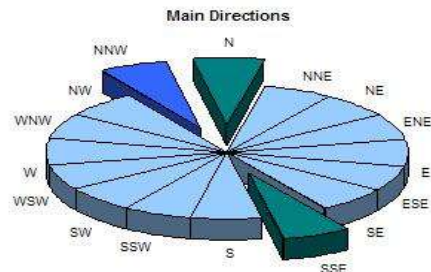


Γράφημα 12. Κατανομή μέσης ταχύτητας ανέμου ανά διεύθυνση

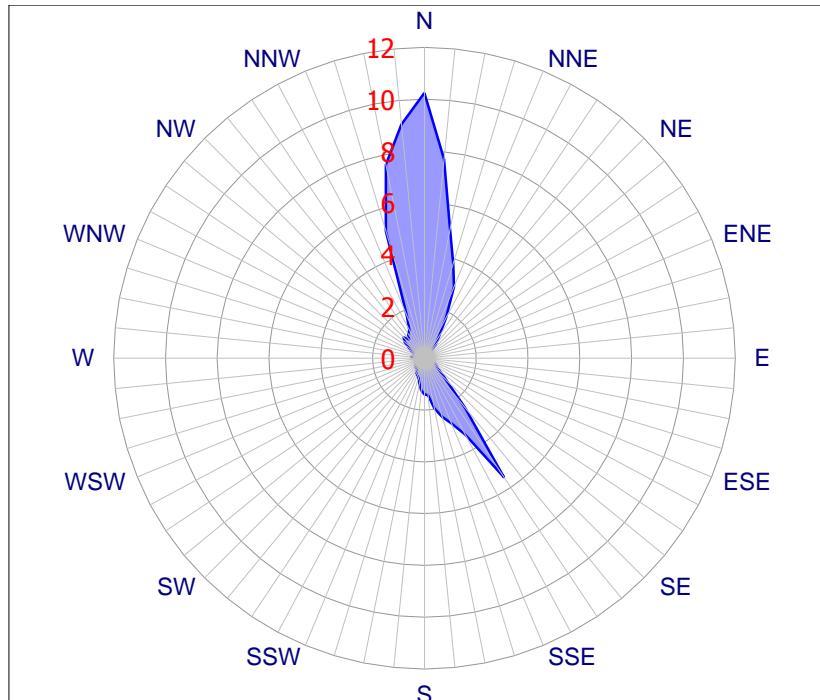
Διάγραμμα της διάρκειας πνοής του ανέμου, γνωστό ως **ροδογράμμο** του ανέμου. Για την παραγωγή του ροδογράμματος η διεύθυνση του οριζοντα χωρίζεται σε 16 τομείς, εύρους 22.5 μοιρών. Σημειώνεται πως στα ροδογράμματα χρόνου και ενέργειας δεν περιλαμβάνονται οι χρονικές περιόδους άπνοιας.



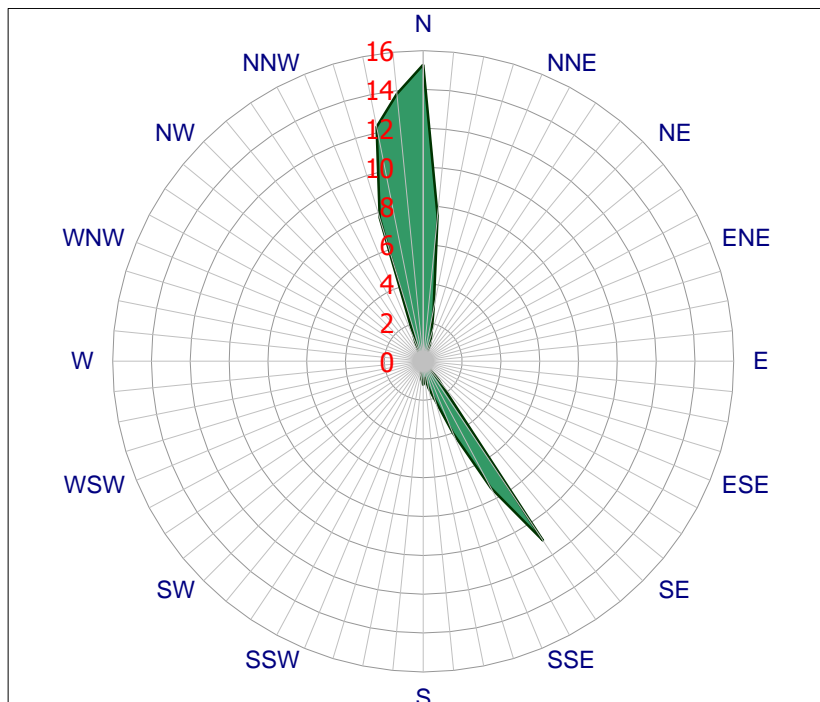
Γράφημα 13. Ροδογράμματα συχνότητας και μέσης τιμής



Γράφημα 14. Κύριες διευθύνσεις ανέμου



Γράφημα 15. Ροδόγραμμα διευθύνσεων ανέμου χρονικά για 64 τομείς διεύθυνσης (πιθανότητα εμφάνισης μιας διεύθυνσης στον συνολικό χρόνο)



Γράφημα 16. Ροδόγραμμα διευθύνσεων ανέμου ενεργειακά για 64 τομείς διεύθυνσης (πιθανότητα εμφάνισης μιας διεύθυνσης στον συνολικό χρόνο)

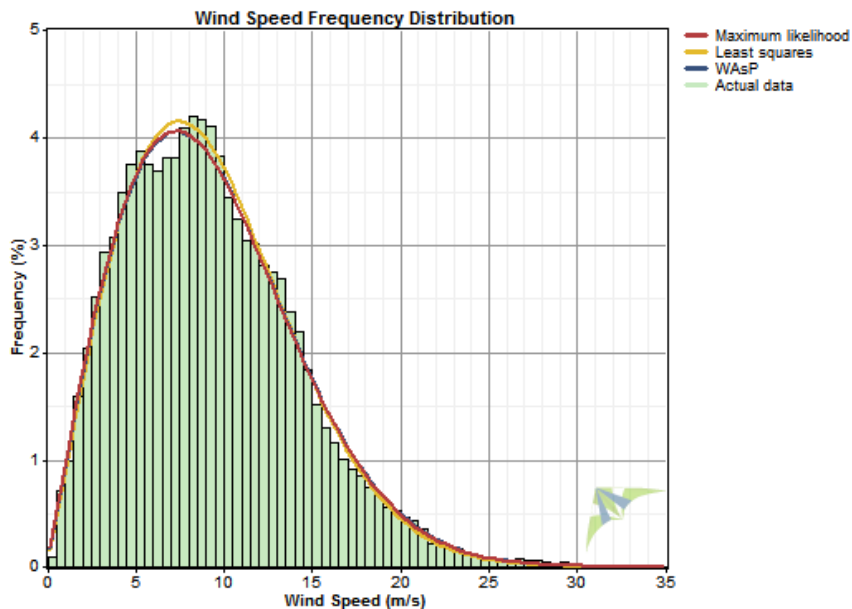
Παράμετροι k και c της κατανομής Weibull. Οι μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου ακολουθούν συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας που θεωρητικά περιγράφεται από τη διπαραμετρική κατανομή Weibull που δίνεται από τη σχέση :

$$P(u) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}$$

Η παράμετρος κλίμακας c έχει μονάδες m/s και είναι ευθέως ανάλογη της μέσης τιμής της ταχύτητας (c~u), ενώ η παράμετρος σχήματος k σχετίζεται με τη μορφή της κατανομής και είναι αντιστρόφως ανάλογη της διακύμανσης της ταχύτητας και c για τις οποίες η κατανομή Weibull περιγράφει με καλή προσέγγιση τη στατιστική κατανομή των μετρήσεων.

Αλγόριθμος	Συντελεστής Weibull		Μέση ταχύτητα (m/s)	Ισχύς ανέμου (W/m2)	R ²
	k	c (m/s)			
Maximum likelihood	1.997	10.383	9.202	912.7	0.99228
Ελαχίστων τετραγώνων	2.067	10.322	9.144	865.8	0.98973
Πραγματικά δεδομένα (52,560 μετρήσεις δεκαλέπτου)			9.192	917.3	

Πίνακας 24. Παράμετροι k και c της κατανομής weibull



Γράφημα 17.Κατανομή ταχυτήτων ανέμου με συχνότητα εμφάνισης καθώς και η κατανομή Weibull που την προσεγγίζει

Διάγραμμα της κατανομής της τύρβης ανά διεύθυνση και ταχύτητα του ανέμου. Η τύρβη είναι μέτρο της διακύμανσης της ταχύτητας του ανέμου σε περιορισμένο χρονικό διάστημα (συνήθως 10 λεπτά). Ως τύρβη ορίζεται το πηλίκο της τυπικής απόκλισης της ταχύτητας δια της μέσης τιμής αυτής στο θεωρούμενο χρονικό διάστημα. Η τύρβη i - δεκαλέπτου υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση

$$\tau\rho\beta\eta = \frac{\sigma_i}{\mu_i}$$

, όπου σ_i η τυπική απόκλιση και μ_i η μέση τιμή της ταχύτητας. Μέση τιμή της τύρβης που μετρήθηκε όταν ο άνεμος είχε ταχύτητα 10 m/s.

Διεύθυνση	Γωνία (μοίρες)	Weibull shape k	Weibull scale C	Κατανομή Δεδομένων	Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ένταση Τύρβης στα 10m/s (%)
NNE	11.25 - 33.75	2.84	7.97	11.41%	7.1	5.8
NE	33.75 - 56.25	2.22	4.76	2.04%	4.2	9.8
ENE	56.25 - 78.75	1.48	3.53	0.38%	3.2	14.1
E	78.75 - 101.25	1.61	5.84	0.53%	5.2	14.5
ESE	101.25 - 123.75	1.92	7.79	1.52%	6.9	15.2
SE	123.75 - 146.25	1.99	10.00	7.52%	8.9	15.3
SSE	146.25 - 168.75	1.74	11.75	12.01%	10.5	14.4
S	168.75 - 191.25	1.53	8.08	5.62%	7.3	10.2
SSW	191.25 - 213.75	1.61	6.92	3.06%	6.2	10.1
SW	213.75 - 236.25	1.68	6.26	1.99%	5.6	11.9
WSW	236.25 - 258.75	1.95	5.88	1.49%	5.2	12.7
W	258.75 - 281.25	1.74	5.22	1.43%	4.7	14.9
WNW	281.25 - 303.75	1.99	6.13	1.90%	5.4	13.8
NW	303.75 - 326.25	2.87	7.66	3.99%	6.8	10.1
NNW	326.25 - 348.75	2.61	12.17	12.15%	10.8	9.0
N	348.75 - 11.25	2.81	12.53	32.97%	11.2	6.3

Πίνακας 25. Παρουσίαση ανά διεύθυνση των επί μέρους συντελεστών της κατανομής Weibull, του ποσοστού των δεδομένων, της μέσης τιμής τους και της έντασης τύρβης.

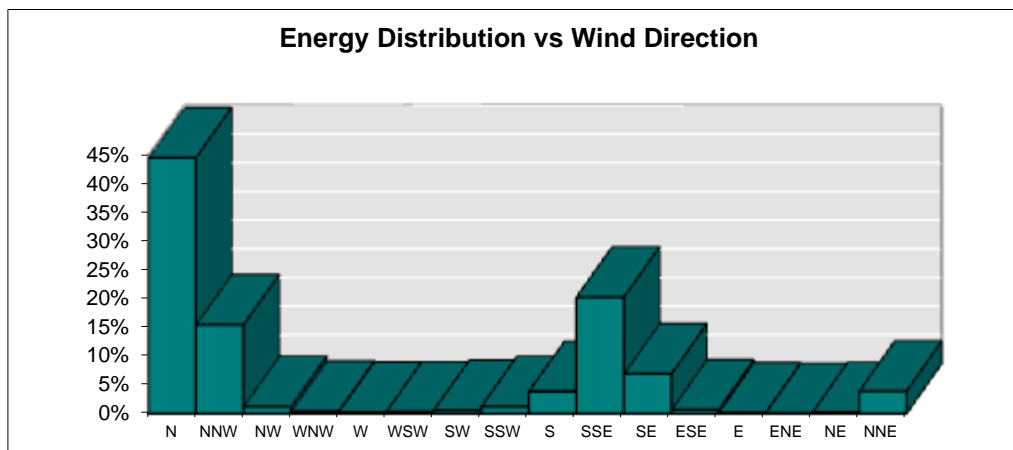
Μέση πυκνότητα ισχύος (ενέργεια του ανέμου ανά μονάδα χρόνου και επιφάνειας). Η πυκνότητα αιολικής ισχύος αποτελεί δείκτη αξιολόγησης του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής συμπληρωματικό αυτού της μέσης ταχύτητας. Η μέση πυκνότητα ισχύος για το θεωρούμενο χρονικό διάστημα υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\langle P \rangle = \frac{\rho}{2N} \sum_{i=1}^N u_i^3$$

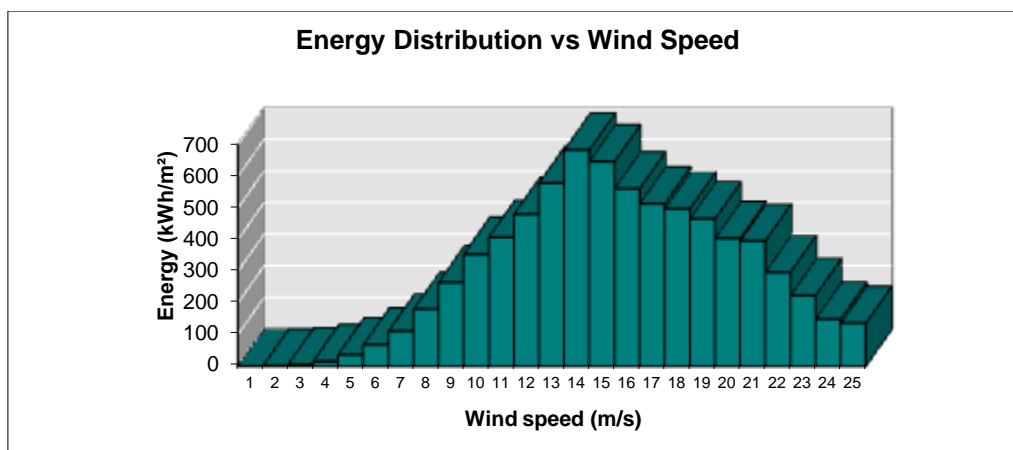
όπου u_i η μέτρηση της ταχύτητας του ανέμου, N το σύνολο των μετρήσεων και ρ η πυκνότητα του αέρα, η οποία στη θέση μέτρησης, προς αντιστάθμιση της μεταβολής της λόγω του υψόμετρου, υπολογίζεται από τον τύπο :

$$\rho = 1.226 e^{-3.108910^{-5}z}$$

όπου z το υψόμετρο σε μέτρα.

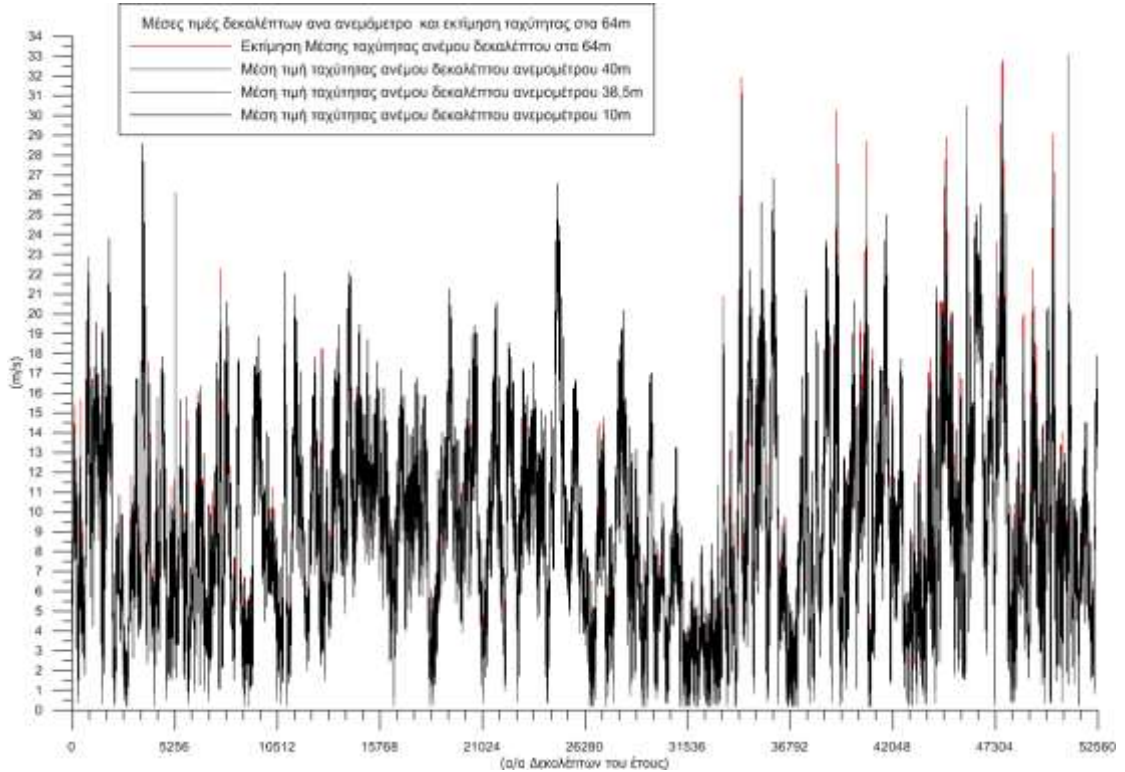


Γράφημα 18. Κατανομή της συνολικής ενέργειας του ανέμου ανά διεύθυνση



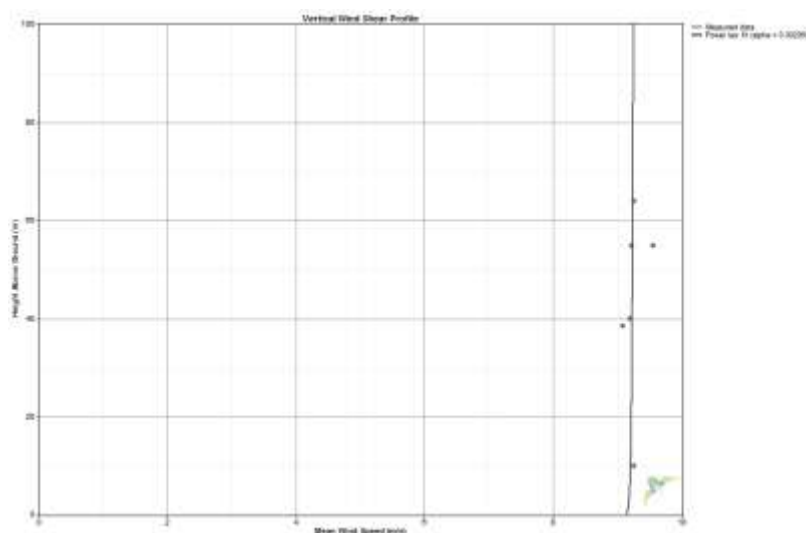
Γράφημα 19. Κατανομή της συνολικής ενέργειας του ανέμου ανά ταχύτητα

Εν συνεχεία παρατίθενται και οι μέσες ταχύτητες ανέμου δεκαλέπτων όπως αυτές εμφανίζονται και στο καταγραφικό όργανο.



Γράφημα 20. Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου στα διάφορα υψόμετρα των ανεμομέτρων για ένα έτος

Η εκτίμηση της ταχύτητας ανέμου σε ύψος 64m προέκυψε από ανάλυση των ταχυτήτων ανέμου στα 10 - 38,5 και 40m. Από αυτές τις τιμές έγινε μια ανάλυση του προφίλ της ταχύτητας ανέμου ανά υψόμετρο, επιλέχθηκε η βέλτιστη εκθετική κατανομή που την περιγράφει και εν συνεχεία υπολογίστηκαν οι νέες τιμές ταχυτήτων ανέμου στα 64m σύμφωνα με αυτή την κατανομή.



Γράφημα 21. Μέση ταχύτητα ανέμου στα διάφορα υψόμετρα του ιστού. Εκτίμηση μέσης ταχύτητας ανέμου στα 64m από ανάλυση εκθετικής κατανομής

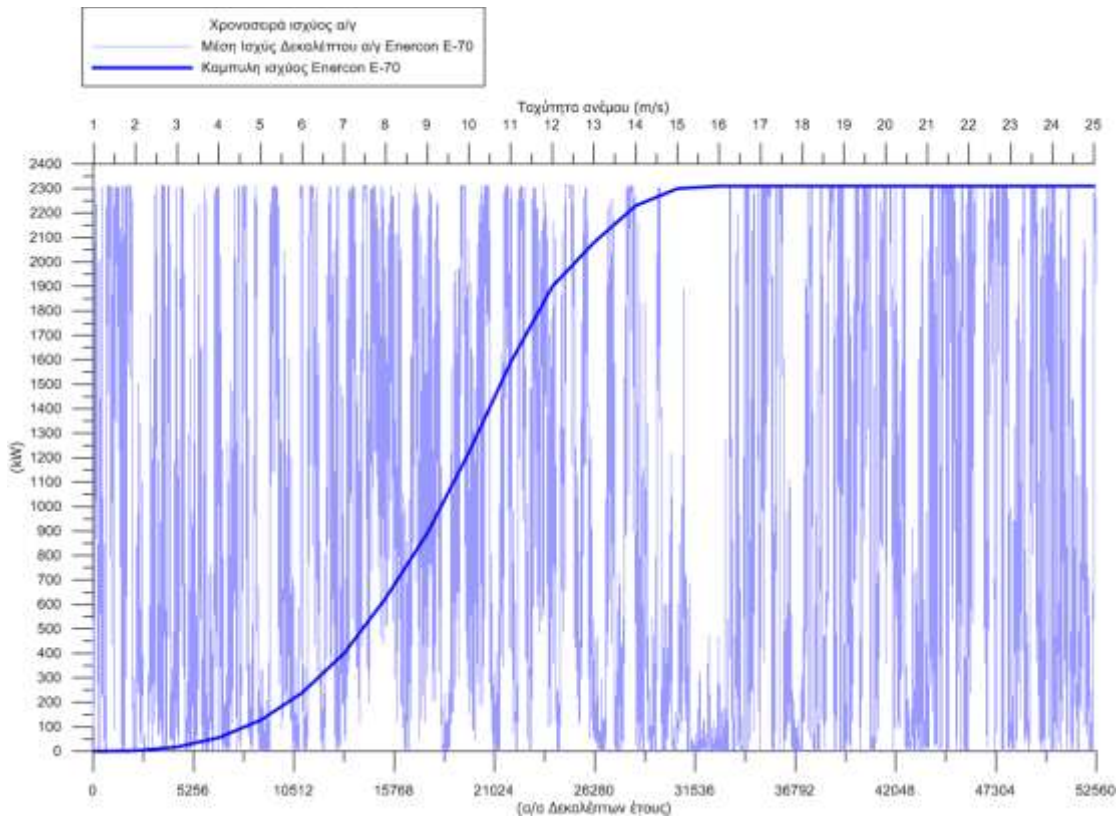
Αν οι τιμές ταχυτήτων αυτές συνδυαστούν και με μια καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας τότε μπορεί να εξαχθεί αξιόπιστα μια χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αυτή τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια και για το εν λόγω αιολικό δυναμικό.

Συνοπτικά αποτελέσματα μετρήσεων ανεμολογικού ιστού	
Μέση ταχύτητα ανέμου (στα 40m ιστού)	9,2 m/s
Ένταση τύρβης (στα 10m/s)	8,5 %
Μέγιστη ταχύτητα ανέμου (μέση τιμή δεκάλεπτου)	31,1 m/s
Αβεβαιότητα μέτρησης ταχύτητας	0,2 m/s
Μέση ισχύς ανέμου	905,5 Watt/m ²
Συνολική ενέργεια ανέμου	7932 kWh/m ²
Συντελεστές κατανομής Weibull	
shape factor (k)	1,98
scale factor (C)	10,4 m/s
Σύνολο δεδομένων	52560
Αριθμός Απνοιών (<2m/s)	1678

Πίνακας 26. Συνοπτικά αποτελέσματα μετρήσεων ανεμολογικού ιστού

Στην παρούσα, όπως θα τεκμηριωθεί και σε επόμενο κεφάλαιο επιλέχτηκε ανεμογεννήτρια Enercon E-70 2,3MW.

Από την καμπύλη ισχύος της και σε συνδυασμό με τα ανεμολογικά δεδομένα εξάγεται η χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την ανεμογεννήτρια.



Γράφημα 22. Χρονοσειρά ισχύος α/γ Enercon E-70 σύμφωνα και με τα δεδομένα του ιστού

5.3 Αιολικό πάρκο Υβριδικού σταθμού

Σε πρώτη φάση θα πρέπει να επιλεγεί τύπος ανεμογεννήτριας ο οποίος να μπορεί να ανταπεξέλθει στο υψηλό αιολικό δυναμικό της περιοχής μελέτης.

Ένα από τα κυριότερα χαρακτηριστικά της α/γ που θα επιλεγθεί είναι η προσαρμογή της στην κατηγορία ανέμου της περιοχής μελέτης.

Τα κυριότερα χαρακτηριστικά του ανέμου που καθορίζουν την κατηγορία ανέμου, όπως αυτά περιγράφονται στο πρότυπο IEC 61400-1 είναι:

- ▶ Η μέση ταχύτητα του ανέμου
- ▶ Η ένταση της τύρβης του ανέμου
- ▶ Η ταχύτητα επιβίωσης υπολογιζόμενη με περίοδο επαναφοράς 50 ετών

Σύμφωνα με τα ανωτέρω χαρακτηριστικά αλλά και από την ανάλυση των ανεμολογικών δεδομένων η οποία παρουσιάστηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο κρίνεται απαραίτητη η επιλογή α/γ με πιστοποίηση για κατηγορία ανέμου IEC IA.



Εικόνα 33. Όψη α/γ Enercon E-70

Από τις διαθέσιμες εμπορικές α/γ επιλέγεται ανεμογεννήτρια τύπου Enercon E70 ονομαστικής ισχύος 2.3MW.

Ο λόγος που επιλέχθηκε ο ανωτέρω εξοπλισμός, είναι διότι οι ανεμογεννήτριες ENERCON αποτελούν την πιο σύγχρονη τεχνολογία εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας. Το κύριο πλεονέκτημα τους, έναντι των άλλων αιολικών συστημάτων είναι ότι προσαρμόζονται βέλτιστα στις συνθήκες λειτουργίας του δικτύου, το οποίο και στηρίζουν σε καταστάσεις ασφαλών του.

Τα κυριότερα χαρακτηριστικά της α/γ Enercon E70 παρατίθενται παρακάτω:

Τεχνικά χαρακτηριστικά α/γ Enercon E70	
Όνομαστική ισχύς	2300kW
Διάμετρος πτερωτής	71m
Διαθέσιμα ύψη πυλώνα	57/64/74/85/98/113 m
Κλάση ανέμου (IEC)	IA
Γενικά χαρακτηριστικά	Χωρίς κιβώτιο, μεταβλητής ταχύτητας περιστροφής, ρύθμιση ανα πτερύγιο
Πτερωτή	
Τύπος	Ανάντι της ροής του ανέμου με ενεργό μηχανισμό ελέγχου βήματος πτερωτής (active pitch)
Διεύθυνση περιστροφής	Κατά τη φορά των δεικτών του ρολογιού
Πλήθος πτερυγίων	3
Εμβαδό σάρωσης	3'959 m ²
Υλικό πτερωτής	GRP / εποξική ρητίνη ενισχυμένη με υαλονήματα, με ενσωματωμένη αντικεραυνική προστασία
Ταχύτητα περιστροφής	Μεταβλητή 6-21 σ.α.λ.
Μηχανισμός ελέγχου βήματος πτερυγίου	Enercon, ανεξάρτητος μηχανισμός ελέγχου βήματος για κάθε πτερύγιο ξεχωριστά
Άξονας και γεννήτρια	
Κύριοι ένσφαιροι τριβείς	Διπλής σειράς κωνικοί/κυλινδρικοί Δακτυλιοειδής σύγχρονη γεννήτρια
Γεννήτρια	ENERCON, άμεσα συνδεδεμένη με την πλήμνη
Τροφοδοσία δικτύου	Μέσω ειδικών inverter Enercon
Σύστημα πέδησης	3 ανεξάρτητα συστήματα ελέγχου βήματος των πτερυγίων με έκτακτη τροφοδοσία
Δισκόφρενο στον άξονα	
Σύστημα προσανεμισμού	Ενεργό μέσω ηλεκτροκινητήρων
Ταχύτητα περιστροφής	25-28/34 m/s με τη χρήση του Enercon Storm control

Πίνακας 27. Τεχνικά Χαρακτηριστικά α/γ Enercon E-70

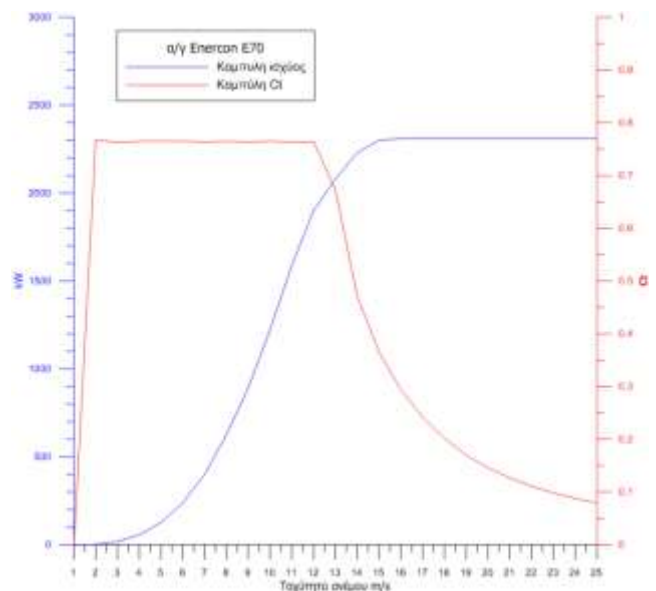
Για την τελική και έπειτα από δοκιμές εξεύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης θα πρέπει να έχει προηγηθεί μια πρώτη προσέγγιση της ονομαστικής ισχύος του αιολικού σταθμού.

Η πρώτη αυτή προσέγγιση της παρούσας εργασίας θα βασιστεί σε αντίστοιχες παλαιότερες μελέτες-εκτιμήσεις [Ζερβός Α. Κάραλης Γ. Καλτσά Ι. (2001), Zengolis D. Doukas H. Askounis D. Psaras J. (2004)], έχει χρησιμοποιηθεί ως μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη αιολική ισχύς για τα αυτόνομα νησιά ο περιορισμός του 30% της αιχμής (Ως αιχμή ορίζεται η μέγιστη μέση ωριαία αιχμή του έτους) του προηγούμενου έτους.

Επίσης μια άλλη μελέτη η οποία εξετάζει το θέμα αποκλειστικά με τεχνικούς όρους, το επιτρεπόμενο όριο διείσδυσης αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ελληνικά νησιά μπορεί να θεωρηθεί το 73% του μέσου ετήσιου φορτίου (Ως μέσο ετήσιο φορτίο ορίζεται η ετήσια ζήτηση ενέργειας δια 8760ώρες) [Κάραλης Γ, Ζερβός Α. (2005)].



Εικόνα 34. Μέρη α/γ Enercon E-70



Γράφημα 23 Καμπύλη ισχύος και καμπύλη ct α/γ Enercon E-70

Από τα πρωτογενή δεδομένα του φορτίου του μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος το 30% του μέγιστου φορτίου αιχμής μεταφράζεται σε :

$$30\% \text{ των } 90'200 \text{ kW} = \mathbf{27'060 \text{ kW}}$$

Ενώ το 73% του μέσου ετήσιου φορτίου μεταφράζεται σε:

$$73\% \text{ των } 42'271,26 \text{ kW} = \mathbf{30'858,02 \text{ kW}}$$

Από τις τιμές αυτές που προέκυψαν για να είναι σωστή η πρώτη προσέγγιση θα πρέπει να αφαιρεθούν οι ήδη υπάρχουσες εγκατεστημένες αιολικές μονάδες του συμπλέγματος. Συνεπώς:

$$30\% \text{ των } 90'200 \text{ kW} = \mathbf{27'060 \text{ kW} - 15'200 \text{ kW} = 11'860 \text{ kW}}$$

$$73\% \text{ των } 42'271,26 \text{ kW} = \mathbf{30'858,02 \text{ kW} - 15'200 \text{ kW} = 15'658 \text{ kW}}$$

Παρατηρώντας τις δύο αυτές τιμές συμπεραίνεται η μικρή διαφοροποίηση της πρώτης εκτίμησης, η οποία με δεδομένη την επιλεγείσα ανεμογεννήτρια τύπου Enercon E72 ονομαστικής ισχύος 2300kW ανέρχεται σε μόλις μία ανεμογεννήτρια.

Σύμφωνα με τα παραπάνω επιλέγεται σε πρώτη προσέγγιση αιολικός σταθμός συνολικής ονομαστικής ισχύος 13'800 kW ήτοι έξι (6) α/γ Enercon E70 2.3MW.

Ο σταθμός μελετάται εντός των διοικητικών ορίων του Δήμου Δικαίου και του Δήμου Ηρακλειδών, στο νησί της Κω στον Νομό Δωδεκανήσου, στο όρος Δίκαιο στο κεντρικό τμήμα της νήσου. Το υψόμετρο εντός των ορίων του γηπέδου κυμαίνεται μεταξύ 425 και 750m από την επιφάνεια της θάλασσας. Τα όρια των πλησιέστερων οικισμών (Καρδάμαινα, Πυλί και Αντιμάχεια) απέχουν από τα όρια του γηπέδου εγκατάστασης του αιολικού πάρκου απόσταση μεγαλύτερη των 800 μέτρων.

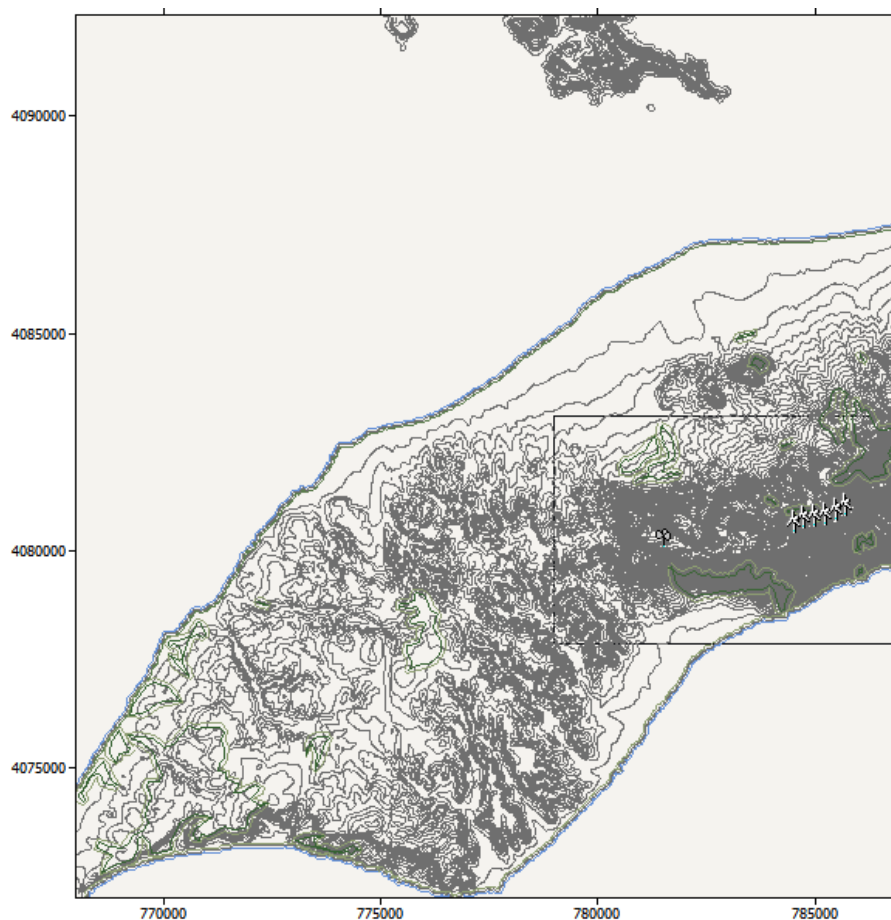
Οι λόγοι που επιλέχτηκε η συγκεκριμένη θέση για την εγκατάσταση του αιολικού σταθμού είναι διότι πληρούνται οι κάτωθι συνθήκες :

- ▶ το βέλτιστο αιολικό δυναμικό της περιοχής,
- ▶ η ενεργειακή απόδοση των ανεμογεννητριών,
- ▶ η χαμηλή ατμοσφαιρική τύρβη,
- ▶ οι επικρατέστερες διευθύνσεις του ανέμου με βάση τη στατιστική ανάλυση των ανεμολογικών στοιχείων,

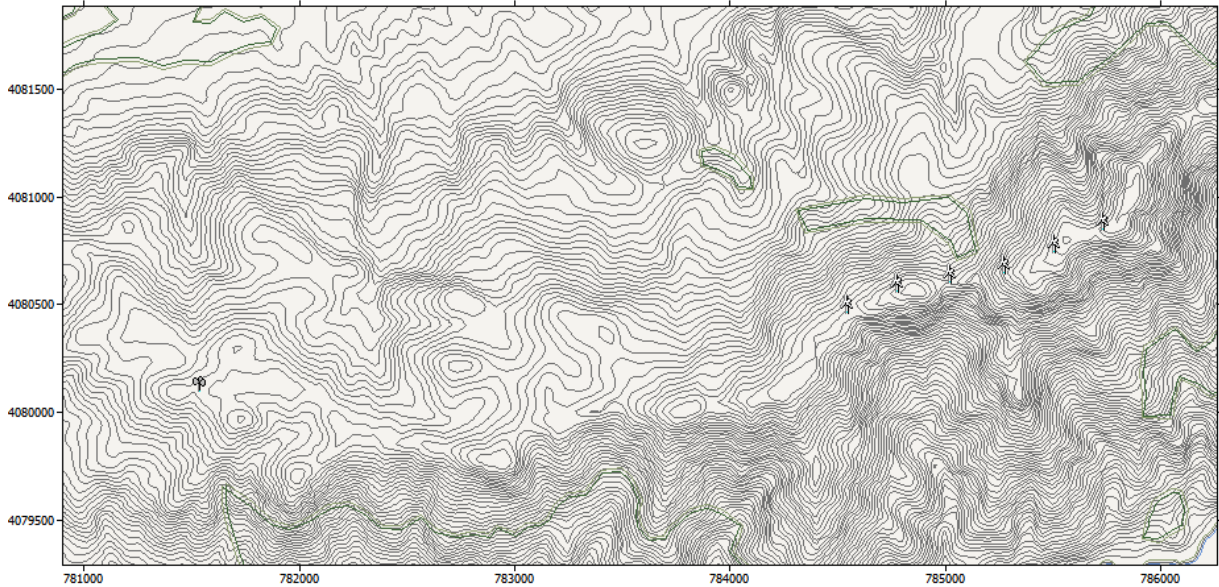
Άξιο αναφοράς είναι ότι μέχρι σήμερα το WASP είναι ο μόνος κώδικας ο οποίος για την εξαγωγή ενεργειακών αποτελεσμάτων χρησιμοποιεί και το ανάγλυφο της περιοχής, το οποίο είναι σημαντικό διότι ως επί το πλείστον η Ελληνική ορογραφία είναι πολύπλοκη με αποτέλεσμα να υπάρχουν σοβαρές αποκλίσεις στον ενεργειακό υπολογισμό λόγω παραγόντων ρευστομηχανικής.

Τα δεδομένα που χρησιμοποιεί ο κώδικας είναι οι μετρήσεις αιολικού δυναμικού και η ψηφιοποιημένη ορογραφία-ανάγλυφο.

Τηρώντας αποστάσεις μεταξύ των α/γ, τουλάχιστον **τρεις (3)** διαμέτρους ππερωτής ήτοι 213m εκτός της κύριας διεύθυνσης του ανέμου και τουλάχιστον **επτά (7)** διαμέτρους ππερωτής ήτοι 497m στην κύρια διεύθυνση του ανέμου (για λόγους αποκατάστασης της ροής του ανέμου και κατά συνέπεια την ελαχιστοποίησης της αεροδυναμικής σκίασης μεταξύ των α/γ) προέκυψε η ακόλουθη χωροθέτηση.



Εικόνα 36. Χωροθέτηση αιολικού σταθμού



Εικόνα 37. Κοντινότερη λήψη χωροθέτησης αιολικού σταθμού

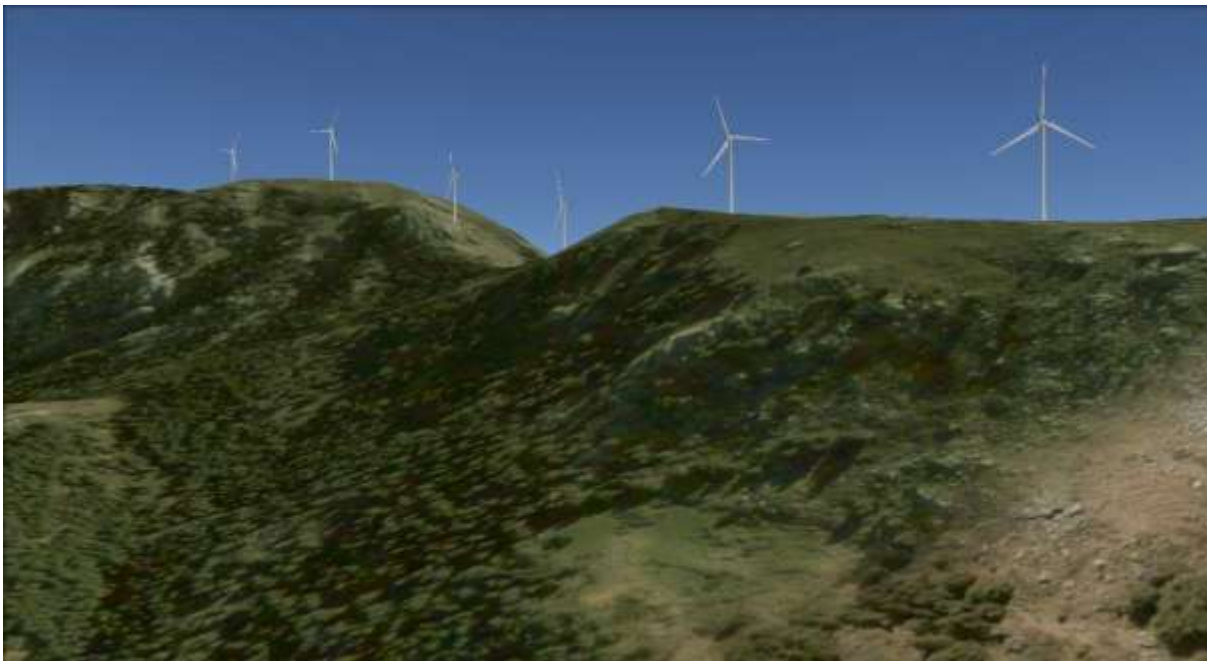
Αποστάσεις μεταξύ των ανεμογεννητριών σε m						
	Α/Γ 1	Α/Γ 2	Α/Γ 3	Α/Γ 4	Α/Γ 5	Α/Γ 6
Α/Γ 1	0	248,47	503,63	749,85	998,10	1.246,86
Α/Γ 2	248,47	0	255,18	502,86	752,18	1.000,10
Α/Γ 3	503,63	255,18	0	251,22	501,28	747,19
Α/Γ 4	749,85	502,86	251,22	0	250,10	497,25
Α/Γ 5	998,10	752,18	501,28	250,10	0	249,68
Α/Γ 6	1.246,86	1.000,10	747,19	497,25	249,68	0

Αποστάσεις μεταξύ των ανεμογεννητριών ανοιγμένες σε διαμέτρους πτερωτής						
	Α/Γ 1	Α/Γ 2	Α/Γ 3	Α/Γ 4	Α/Γ 5	Α/Γ 6
Α/Γ 1	0,0	3,5	7,1	10,6	14,1	17,6
Α/Γ 2	3,5	0,0	3,6	7,1	10,6	14,1
Α/Γ 3	7,1	3,6	0,0	3,5	7,1	10,5
Α/Γ 4	10,6	7,1	3,5	0,0	3,5	7,0
Α/Γ 5	14,1	10,6	7,1	3,5	0,0	3,5
Α/Γ 6	17,6	14,1	10,5	7,0	3,5	0,0

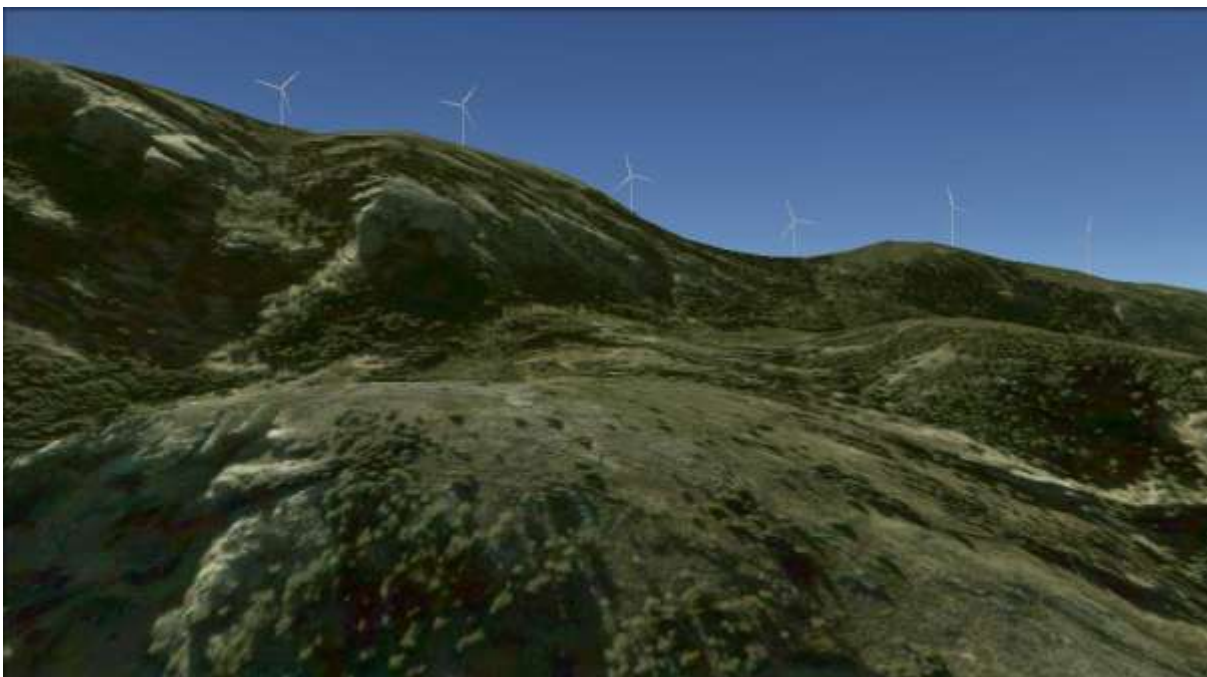
Πίνακας 28. Αποστάσεις μεταξύ των α/γ



Εικόνα 38. Ρεαλιστική απεικόνιση αιολικού πάρκου. Άποψη 1

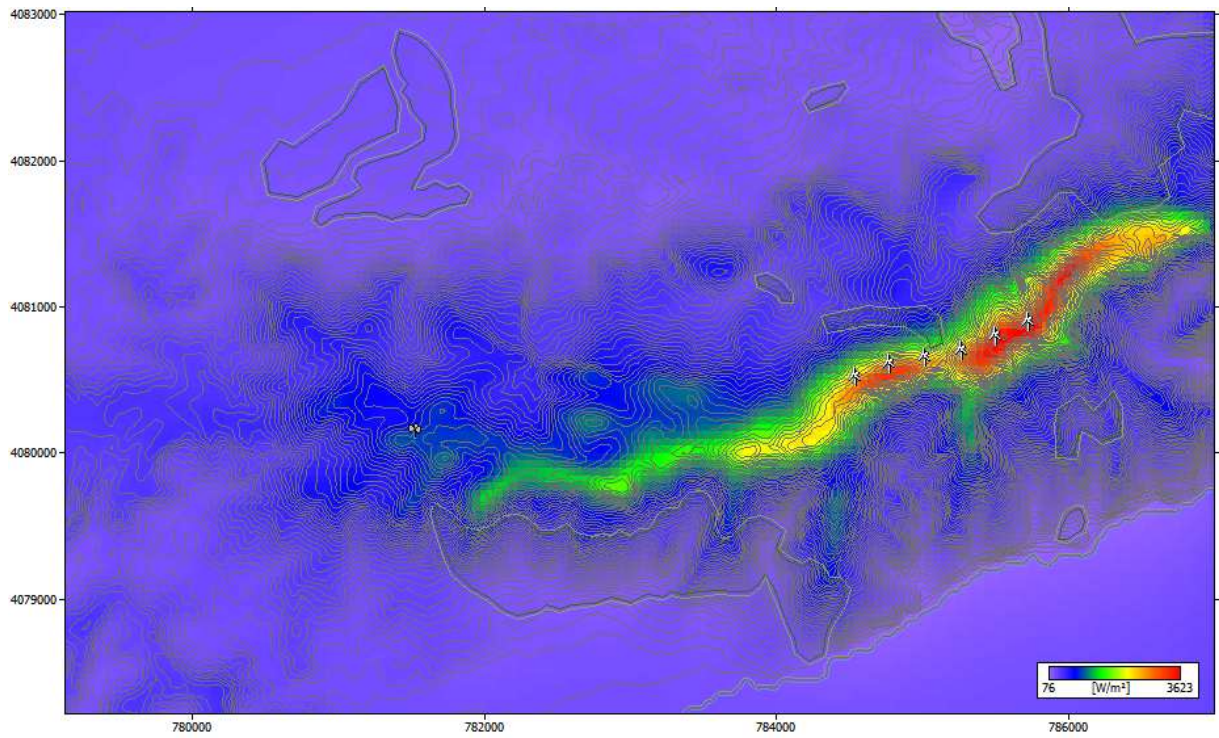


Εικόνα 39. Ρεαλιστική απεικόνιση αιολικού πάρκου. Άποψη 2

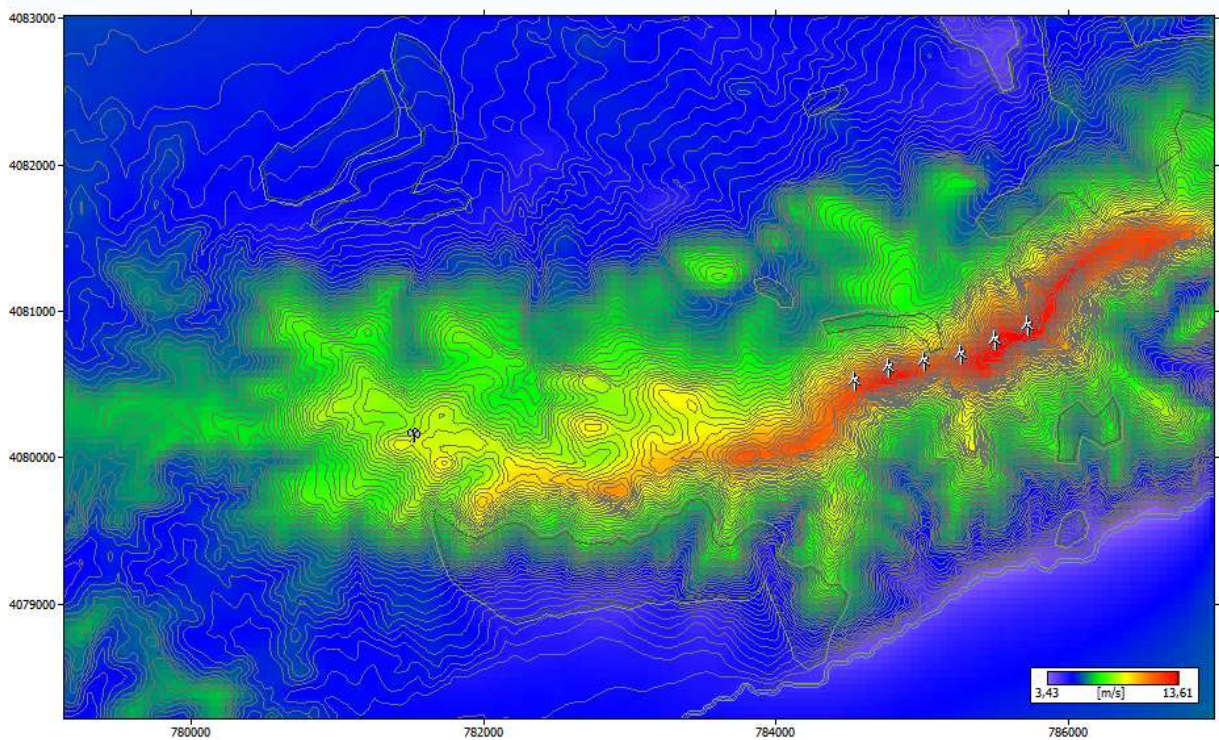


Εικόνα 40. Ρεαλιστική απεικόνιση αιολικού πάρκου. Αποψη 3

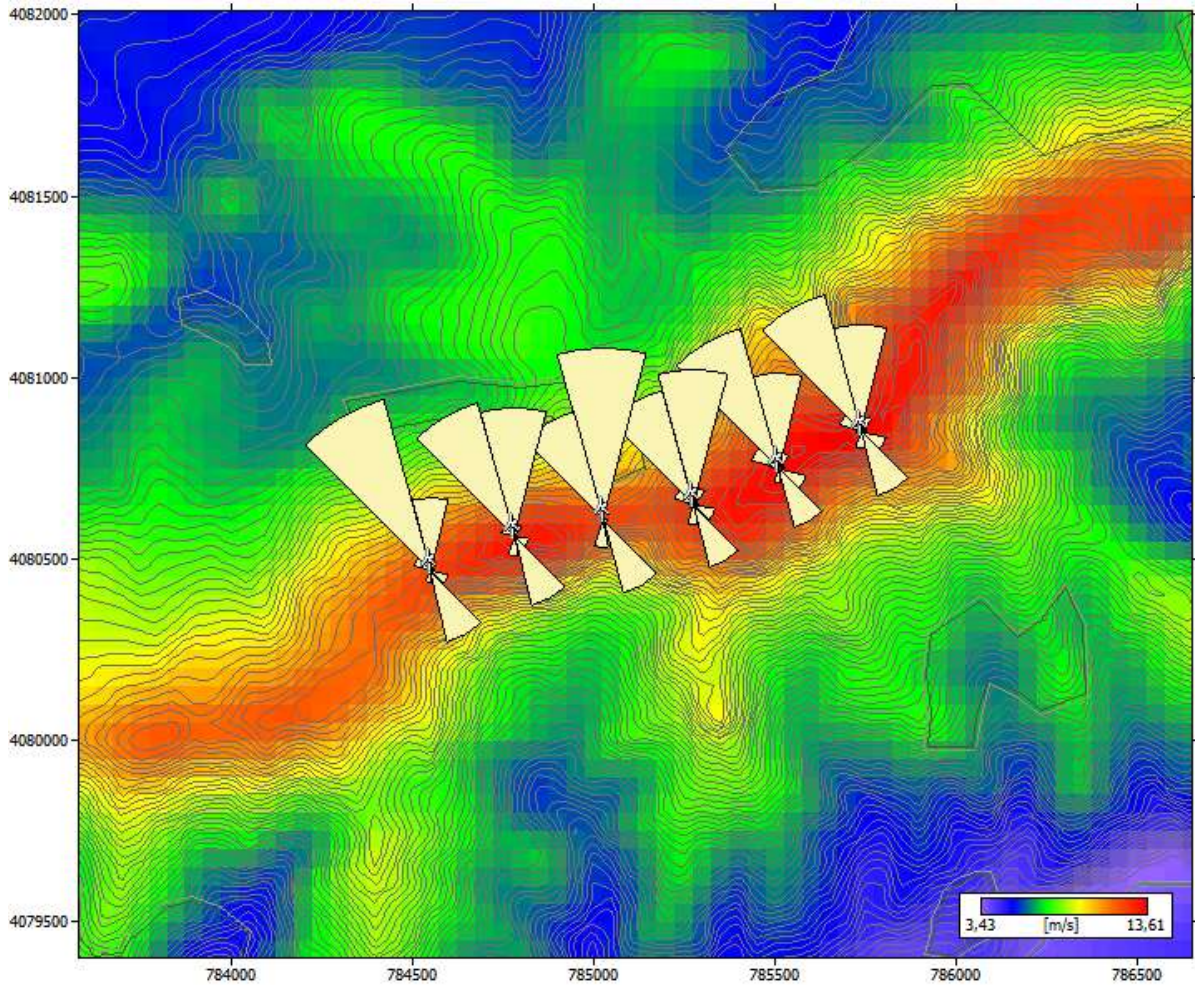
Στη συνέχεια επιλέχθηκε περιοχή με οριακές συνθήκες $X=778975$, $\Psi=4077847$ έως $X=787025$, $\Psi=4083097$ (σε συντεταγμένες ΕΓΣΑ'87). Η περιοχή αυτή χωρίστηκε σε κόμβους υπολογισμού όπου ο 0,0 έχει συντεταγμένες $X=779000$, $\Psi=4077872$ έως το μέγιστο $X=787000$, $\Psi=4083072$ σε συντεταγμένες ΕΓΣΑ'87 και μονάδα μέτρησης το m. Η περιοχή αυτή αποτελείται από ένα πλέγμα με κόμβους υπολογισμού 165 στηλών και 105 γραμμών με βήμα 50m και σε ύψος 64m (ύψος πυλώνα ανεμογεννήτριας) από την επιφάνεια του εδάφους. Το πρόγραμμα υπολόγισε παραμέτρους για αυτούς τους 16'950 κόμβους οι οποίοι στην πράξη είναι τοποθεσίες με ξεχωριστά X,Ψ τα αποτελέσματα των οποίων φαίνονται παρακάτω.



Εικόνα 41. Αποτέλεσμα ανάλυσης ισχύος ανέμου (W/m^2)



Εικόνα 42. Αποτέλεσμα ανάλυσης μέσης ταχύτητας ανέμου (m/s)



Εικόνα 43. Αποτέλεσμα ανάλυσης μέσης ταχύτητας ανέμου (m/s) | 2

Ταχύτητα ανέμου από την ανάλυση των κόμβων του υπολογιστικού πλέγματος

Μέγιστη τιμή 13,61 m/s στη θέση με συντεταγμένες X=785650, Ψ= 4080822

Ελάχιστη τιμή 3,43 m/s στη θέση με συντεταγμένες X=786500, Ψ=4079622

Μέση τιμή 6,39 m/s

Πυκνότητα ισχύος ανέμου από την ανάλυση των κόμβων του υπολογιστικού πλέγματος

Μέγιστη τιμή 3623 W/m² στη θέση με συντεταγμένες X=786500, Ψ= 4079622

Ελάχιστη τιμή 76 W/m² στη θέση με συντεταγμένες X=786500, Ψ=4079622

Μέση τιμή 414 W/m²

Πίνακας 29. Αποτελέσματα ταχύτητας ανέμου και πυκνότητας ισχύος στο υπολογιστικό grid

ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ						
α/α	Θέση Συντεταγμένες [m]	Τύπος Α/Γ	Υψόμετρο [m]	Ύψος [m]	Καθαρή Ετήσια ενεργειακή παραγωγή [GWh]	Απώλειες αεροδυναμικών σκιάσεων [%]
A/Γ 1	$X_1=785736,8$ $\Psi_1=4080850,0$	ENERCON E70 2,3MW	810,0948	64	11,091	0,28
A/Γ 2	$X_2=785509,7$ $\Psi_2=4080749,0$	ENERCON E70 2,3MW	788,7946	64	10,954	0,66
A/Γ 3	$X_3=785274,8$ $\Psi_3=4080650,0$	ENERCON E70 2,3MW	732,7324	64	11,036	0,73
A/Γ 4	$X_4=785027,0$ $\Psi_4=4080608,0$	ENERCON E70 2,3MW	641,1899	64	10,771	0,35
A/Γ 5	$X_5=784781,3$ $\Psi_5=4080562,0$	ENERCON E70 2,3MW	664,4069	64	10,963	0,41
A/Γ 6	$X_6=784550,3$ $\Psi_6=4080467,0$	ENERCON E70 2,3MW	622,0666	64	10,466	0,21

ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ						
α/α	Θέση Συντεταγμένες [m]	Ύψος [m]	Συντελεστής Weibull A [m/s]	Συντελεστής Weibull k	Μέση ταχύτητα ανέμου U [m/s]	Πυκνότητα ισχύος ανέμου E [W/m ²]
A/Γ 1	$X_1=785736,8$ $\Psi_1=4080850,0$	64	15,3	1,67	13,65	3644
A/Γ 2	$X_2=785509,7$ $\Psi_2=4080749,0$	64	15	1,65	13,4	3508
A/Γ 3	$X_3=785274,8$ $\Psi_3=4080650,0$	64	14,3	1,71	12,76	2892
A/Γ 4	$X_4=785027,0$ $\Psi_4=4080608,0$	64	13,9	1,67	12,42	2739
A/Γ 5	$X_5=784781,3$ $\Psi_5=4080562,0$	64	14,6	1,67	13,07	3204
A/Γ 6	$X_6=784550,3$ $\Psi_6=4080467,0$	64	13,7	1,59	12,27	2834

Πίνακας 30. Αναλυτικά ενεργειακά και ανεμολογικά αποτελέσματα στις θέσεις των α/γ

Συνοπτικά αποτελέσματα				
Παράμετρος	Σύνολο	Μέση τιμή α/γ	Ελάχιστη τιμή α/γ	Μέγιστη τιμή α/γ
Μεικτή Ετήσια ενεργειακή παραγωγή [GWh]	65,282	10,88	10,466	11,091
Καθαρή Ετήσια ενεργειακή παραγωγή [GWh]	65,57	10,928	10,487	11,122
Απώλειες αεροδυναμικών σκιάσεων [%]	0,44			

Πίνακας 31. Συνοπτικά αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης αιολικού σταθμού

Σε αυτό το σημείο διευκρινίζονται τα εξής:

- ▶ Η ενεργειακή παραγωγή που δίνεται από το πρόγραμμα Wasp δεν περιέχει συντελεστές απωλειών καθώς και αβεβαιότητας.
- ▶ Τα ανεμολογικά αποτελέσματα που εξάγονται ανά θέση πλήμνης ανεμογεννήτριας έχουν προκύψει σε συνδυασμό μετά και τον συνδυασμό της τραχύτητας και της περίπλοκης ορογραφίας του ψηφιοποιημένου τεραίν. Αυτό που δεν χρησιμοποιείται όμως και δε μπορεί να εξαχθεί από το λογισμικό είναι η χρονοσειρά των μετεωρολογικών αποτελεσμάτων. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι και το ίδιο το λογισμικό δε χρησιμοποιεί τη χρονοσειρά μετεωρολογικών δεδομένων του ιστού. Αντί αυτού δημιουργεί ένα πίνακα μέσων ταχυτήτων ανά τομέα διεύθυνσης ανέμου από τα πρωτογενή δεδομένα του ιστού.

Σύμφωνα με τα ανωτέρω θα πρέπει να οριστούν συντελεστές απωλειών και αβεβαιότητας.

Από μελέτες που έχουν προκύψει σε υπάρχοντα έργα αιολικών συστημάτων κρίνονται συντελεστές:

Τύπος απωλειών	%
Απώλειες λόγω συντήρησης	5
Ηλεκτρικές απώλειες	3
Λοιπές απώλειες	2
Αβεβαιότητα υπολογισμών	15
Σύνολο	25

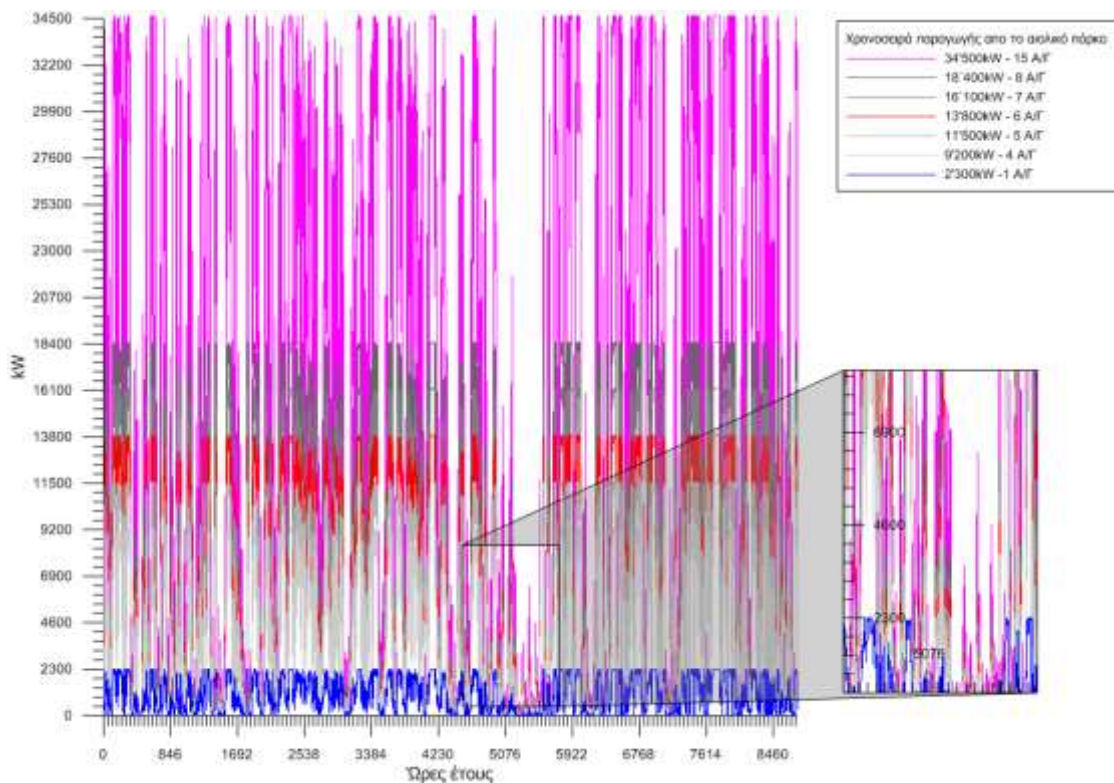
Πίνακας 32. Εκτιμώμενες απώλειες και αβεβαιότητα υπολογισμών

Και τελικά η συνολική ετήσια παραγωγή του αιολικού συστήματος πρώτης προσέγγισης θα είναι.

Τελικά αποτελέσματα			
Παράμετρος	Σύνολο	Μέση τιμή α/γ	Capacity factor
Καθαρή Ετήσια ενεργειακή παραγωγή [GWh]	48,9615	8,16025	40,50%

Πίνακας 33. Τελικά ενεργειακά αποτελέσματα αιολικού πάρκου

Λόγω των περιορισμών του προγράμματος στην εξαγωγή χρονοσειράς παραγωγής, για τους περαιτέρω υπολογισμούς θα χρησιμοποιηθεί η χρονοσειρά παραγωγής όπως αυτή προέκυψε από τα ανεμολογικά δεδομένα στη θέση του ιστού. Αυτό κρίνεται ορθό καθώς συγκρίνοντας την ετήσια ενεργειακή παραγωγή που δίνεται από το αιολικό σύστημα με τη χρήση Wasp με αυτή της απλής αναγωγής με την καμπύλη ισχύος της α/γ στη θέση του ιστού εμφανίζονται μια πολύ μικρή διαφορά της τάξης του 1.5%.



Γράφημα 24. Χρονοσειρά αποδιδόμενη ισχύος αιολικού σταθμού

5.4 Ταμιευτήρες Υβριδικού συστήματος

Ένας επίσης σημαντικός παράγοντας για την εύρεση της βέλτιστης λύσης είναι οι λιμνοδεξαμενές αποθήκευσης της υδραυλικής ενέργειας.

Η λειτουργία τους είναι σημαντική γιατί, σε περιόδους υψηλής παραγωγής ενέργειας από το αιολικό πάρκο αλλά χαμηλής ζήτησης σε φορτίο των καταναλωτών του συμπλέγματος η περίσσεια ενέργειας θα δίνεται μέσω του δικτύου στην ανύψωση του υδραυλικού δυναμικού από τη λιμνοδεξαμενή χαμηλού υψομέτρου στη λιμνοδεξαμενή υψηλού υψομέτρου μέσω αντλιών. Επίσης σε περιόδους ύπαρξης φορτίου κατανάλωσης αλλά αδυναμίας κάλυψης του ποσοστού της από την αιολική παραγωγή τότε το υδραυλικό δυναμικό θα ρέει από την υψηλή δεξαμενή στη χαμηλή μέσω υδροηλεκτρικών μονάδων ώστε να παραχθεί ενέργεια για την κάλυψη αυτού του φορτίου.

Στο κεφάλαιο 4 παρουσιάστηκαν λεπτομερώς οι υπάρχουσες λιμνοδεξαμενές που βρίσκονται στα νησιά του μη διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συμπλέγματος.

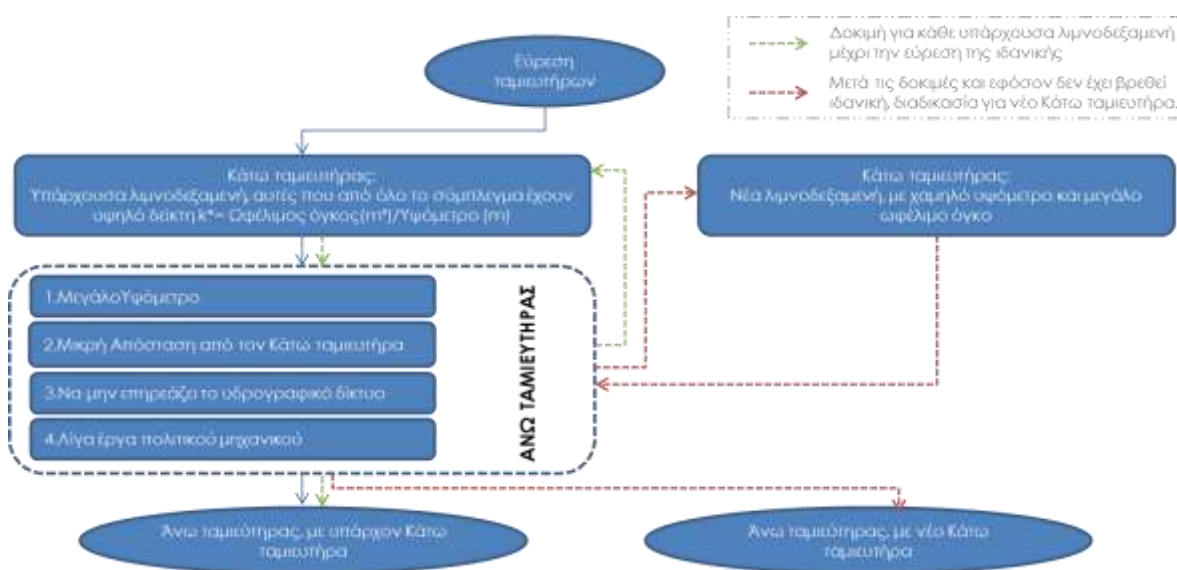
Σε αυτό το κεφάλαιο γίνεται μια λεπτομερής ανάλυση των πιθανών τοποθεσιών για την κατασκευή λιμνοδεξαμενών στο νησί του συμπλέγματος στο οποίο βρίσκεται και το αιολικό σύστημα, την Κω.

Από τις αναλύσεις του ψηφιακού μοντέλου εδάφους που εκπονήθηκαν, με τη χρήση του ίδιου λογισμικού "ARCGIS" η ανάλυση προχώρησε περαιτέρω εστιάζοντας στην ανάλυση του υδρογραφικού δικτύου του νησιού.

Η ανάλυση που εκπονήθηκε ήταν λεπτομερείς και έγινε για όλο το υδρογραφικό δίκτυο για τους εξής λόγους:

- ▶ Πρώτα εξετάζεται η χρήση των υπάρχουσών λιμνοδεξαμενών του συμπλέγματος.
- ▶ Η χρήση ή μη αυτών εξαρτάται από την ύπαρξη ή μη κατάλληλης τοποθεσίας Άνω ταμιευτήρα σε κοντινή απόσταση και σε υψόμετρο που να ικανοποιεί τις απαιτήσεις σε υδραυλική ενέργεια.

- ▶ Στη περίπτωση όπου χρειαστεί να εντοπισθεί και Κάτω Ταμιευτήρας για τις ανάγκες του υβριδικού σταθμού ή θέση του θα προκύψει από την ανάλυση του υπάρχοντος φυσικού υδρογραφικού δικτύου του νησιού. Επίσης σε αυτή την περίπτωση είναι απαραίτητη και μελέτη υδατόπτωσης από μετεωρολογικούς σταθμούς της περιοχής.
- ▶ Στην περίπτωση όπου βρεθεί θέση Άνω ταμιευτήρα που να ικανοποιεί τα κριτήρια απόστασης και υψομετρικής διαφοράς από τον υπάρχον Κάτω ταμιευτήρα η ανάλυση θα πρέπει να εστιάσει στην αποφυγή του υδρογραφικού δικτύου ώστε να μην επηρεαστεί η φυσική ροή των υδάτων στον Κάτω ταμιευτήρα. Υπενθυμίζεται ότι όλες οι λιμνοδεξαμενές και τα φράγματα του συμπλέγματος που παρουσιάστηκαν σε προηγούμενο κεφάλαιο έχουν χρήση αρδευτική και ύδρευσης.



Σύμφωνα και με τα παραπάνω κριτήρια με τη χρήση του λογισμικού "ARCGIS" έγιναν οι παρακάτω αναλύσεις ξεκινώντας από τη Ν.Κω.

- ▶ Στάδιο 1: Flow direction ή διεύθυνση της ροής
- ▶ Στάδιο 2: Flow accumulation ή συσσώρευση της ροής
- ▶ Στάδιο 3: Εντοπισμός Υδροκριτών

Η ανάλυση **διεύθυνσης ροής** εξάγεται από τις ήδη υπολογισμένες κλίσεις του ψηφιοποιημένου τεραιν. Έχει αναφερθεί νωρίτερα ότι η ανάλυση τέτοιου τύπου

ψηφιοποιήσεων γίνεται σε επίπεδο ρixel εικόνας, αυτό σημαίνει ότι το πρόγραμμα βλέπει το τεραίν όπως φαίνεται στην Εικόνα 44.

78	72	69	71	58	49
74	67	56	49	46	50
69	53	44	37	38	48
64	58	55	22	31	24
68	61	47	21	16	19
74	53	34	12	11	12

Εικόνα 44. Υψόμετρα ψηφιοποιημένου τεραίν σε κάθε ρixel

Το κάθε ρixel έχει την πληροφορία του υψόμετρου. Έχει οριστεί μια τιμή για κάθε διεύθυνση ροής, από το 1 έως το 128 κατά τη φορά του ρολογιού. Από την Εικόνα 45 για παράδειγμα αν από το κεντρικό ρixel το γειτονικό του από αριστερά έχει το χαμηλότερο υψόμετρο από όλα τα γειτονικά 8 τότε η πληροφορία αυτή μεταφράζεται σε τιμή διεύθυνσης ροής 16.

32	64	128
16		1
8	4	2

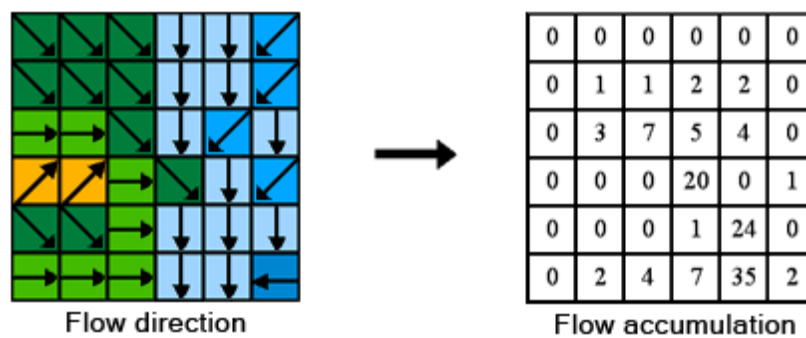
Εικόνα 45. Τιμές διευθύνσεων ροής

2	2	2	4	4	8
2	2	2	4	4	8
1	1	2	4	8	4
128	128	1	2	4	8
2	2	1	4	4	4
1	1	1	1	4	16

Εικόνα 46. Αποτέλεσμα ανάλυσης διεύθυνσης ροής

Αυτή η διαδικασία γίνεται για όλα τα ρixel του ανάγλυφου και τελικά για το παράδειγμα της Εικόνας 44 εξάγονται οι τιμές της διεύθυνσης ροής όπως αυτά φαίνονται και στην Εικόνα 46.

Στο δεύτερο στάδιο όπου γίνεται και η **ανάλυση συσσώρευσης ροής** εμφανίζονται πλέον και οι περιοχές από όπου είναι πιθανή συσσώρευση της ροής των νερών. Εδώ η ανάλυση στο πρόγραμμα χρησιμοποιεί πλέον τις τιμές των διευθύνσεων που περιγράφηκαν νωρίτερα. Έτσι αν πολλά γειτονικά ρίxel έχουν διεύθυνση προς ένα ρίxel τότε η ροή συσσωρεύεται σε αυτό. Το πλήθος των ρίxel που καταλήγουν σε ένα δίνεται σαν τιμή στην τελική ανάλυση της συσσώρευσης. Παρακάτω παρατίθεται ένα παράδειγμα για το πώς το πρόγραμμα αναλύει τις συσσωρεύσεις.



Εικόνα 47. Παράδειγμα υπολογισμού ανάλυσης συσσώρευσης της ροής

Οι τιμές αυτές δεν έχουν κάποια φυσική σημασία, δηλαδή δεν είναι τιμές παροχής νερού. Για να μπορέσει να εκτιμηθεί παροχή νερού από αυτά τα δίκτυα θα πρέπει να γίνει ανάλυση των υδατοπτώσεων. Αυτό που δείχνει όμως η ανάλυση αυτή είναι ότι ανεξαρτήτως της υδατόπτωσης τα σημεία με αυξημένη συσσώρευση είναι και τα πιο πιθανά να υπάρξει κάποια ροή νερού διαμέσου αυτών.

Στο ψηφιοποιημένο τεραιν **ο υδροκρίτης** είναι η γραμμή η οποία αποτελείται από τα σημεία του τεραιν των οποίων τα γειτονικά έχουν χαμηλότερο υψόμετρο από αυτά και κατά συνέπεια διαχωρίζεται η ροή. Η φυσική σημασία του υδροκρίτη ορίζεται ως το όριο μεταξύ δύο γειτονικών λεκανών απορροής.

Σύμφωνα και με τις παραπάνω μεθόδους γίνεται η ανάλυση και η οπτικοποίηση του υδρογραφικού δικτύου της Ν.Κω.

Ήδη περιέχονται σε κάθε ρίxel της αρχικής εικόνας geotiff οι πληροφορίες υψομέτρων. Κάνοντας χρήση αυτών των πληροφοριών εκτελείται με εντολή στο

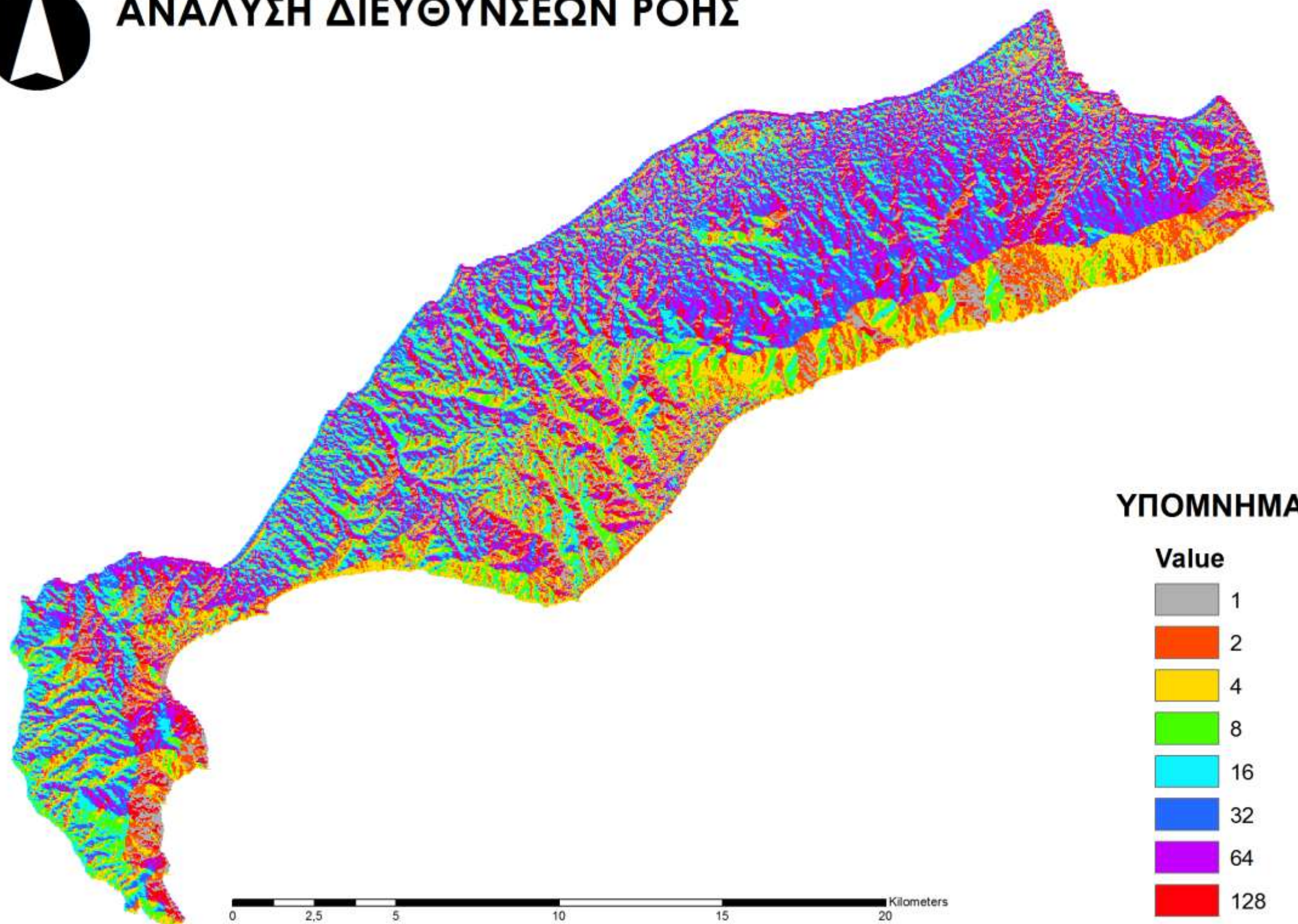
πρόγραμμα ArcGIS η ανάλυση διευθύνσεων της ροής, σύμφωνα και με τις τιμές της Εικόνας 46. Τα αποτελέσματα αυτής της ανάλυσης παρουσιάζονται στην Εικόνα 48.

Εφόσον έχει γίνει και η ανάλυση διευθύνσεων της ροής το πρόγραμμα είναι σε θέση να υπολογίσει με τον τρόπο που περιγράφηκε παραπάνω τα σημεία εκείνα στα οποία συσσωρεύεται η ροή, και κατά συνέπεια να αποτελούν το εν δυνάμει υδρογραφικό δίκτυο της περιοχής μελέτης. Το αποτέλεσμα της ανάλυσης συσσώρευσης ροής παρουσιάζεται στην Εικόνα 49.

Τέλος επίσης από τα χαρακτηριστικά που περιγράφησαν νωρίτερα όσον αφορά τους υδροκρίτες το πρόγραμμα κάνοντας χρήση πάλι των αρχικών πληροφοριών είναι σε θέση να μπορέσει να εξάγει με εντολή τα σημεία εκείνα που έχουν τα χαρακτηριστικά του υδροκρίτη. Από τον εντοπισμό των υδροκριτών είναι δυνατή και η εξαγωγή των λεκανών απορροής της Ν.Κω. Τα αποτελέσματα αυτής της ανάλυσης φαίνονται στην Εικόνα 50.



ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΕΥΘΥΝΣΕΩΝ ΡΟΗΣ

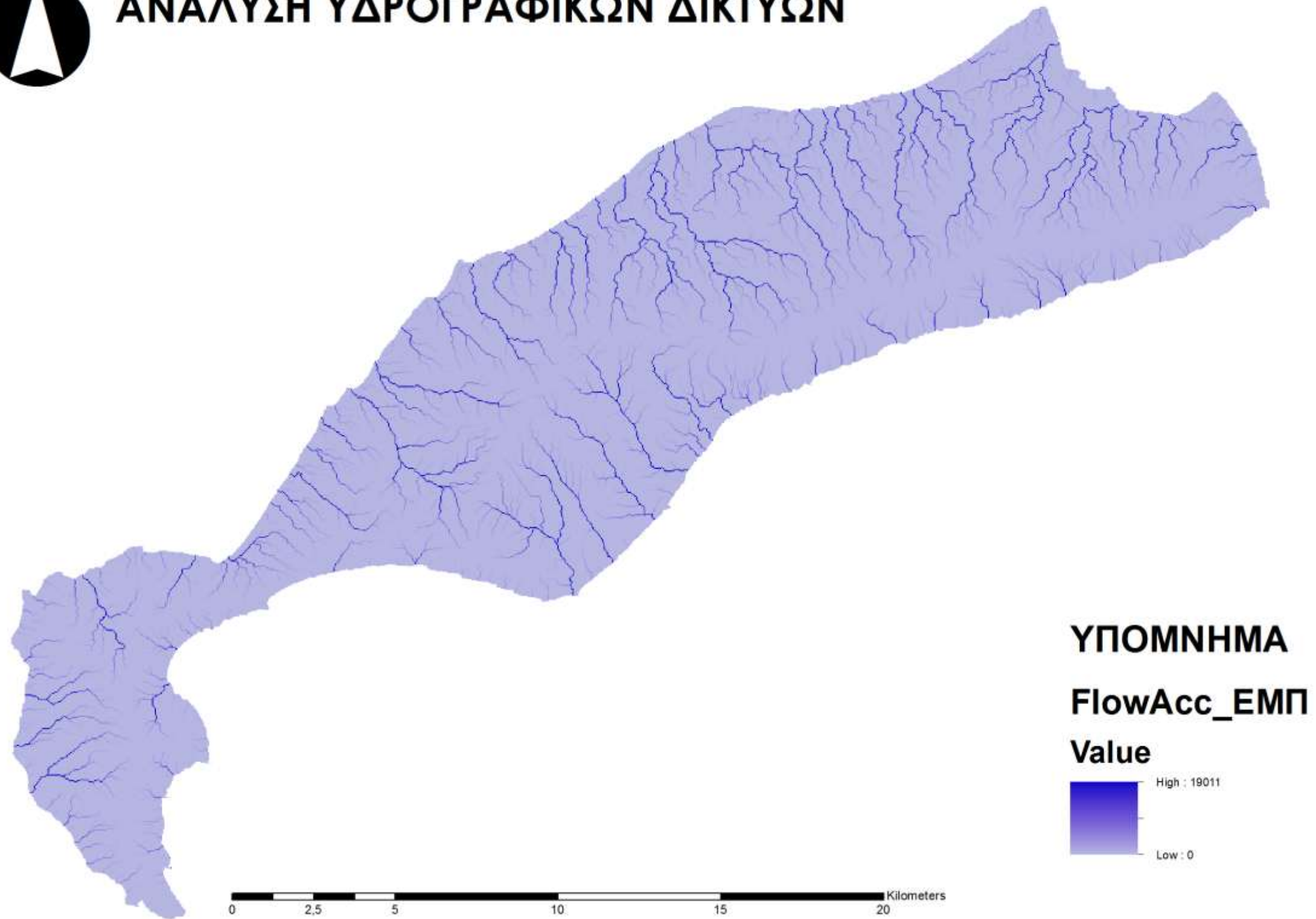


Εικόνα 48. Αποτελέσματα ανάλυσης διευθύνσεων ροής.

Εικόνα 48. Αποτελέσματα ανάλυσης διευθύνσεων ροής.



ΑΝΑΛΥΣΗ ΥΔΡΟΓΡΑΦΙΚΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ

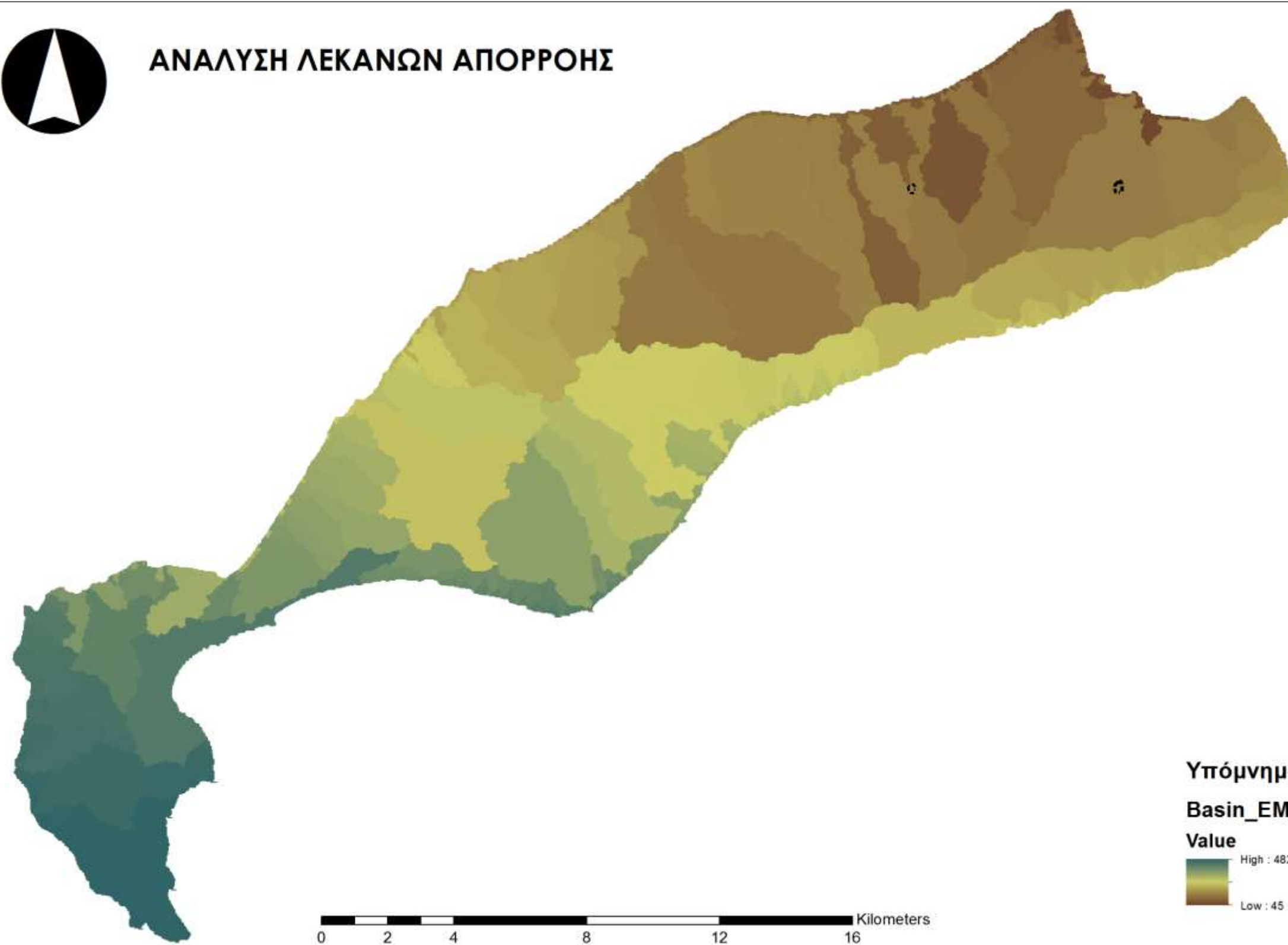


Εικόνα 49. Αποτελέσματα ανάλυσης συσώρευσης ροής.

Εικόνα 49. Αποτελέσματα ανάλυσης συσώρευσης ροής.



ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΚΑΝΩΝ ΑΠΟΡΡΟΗΣ



Εικόνα 50. Αποτελέσματα ανάλυσης υδροκριτών-λεκανών απορροής

Εικόνα 50. Αποτελέσματα ανάλυσης υδροκριτών-λεκανών απορροής. Τα αποτελέσματα του υπομνήματος δείχνουν α/α λεκάνης.

Εν συνεχεία γίνεται ο εντοπισμός των υπάρχουσων λιμνοδεξαμενών στο νησί που μελετάται, την Κω. Από το κεφάλαιο 4 όπου είχαν αναφερθεί όλες οι υπάρχουσες λιμνοδεξαμενές του συμπλέγματος στην Κω εντοπίζονται δύο λιμνοδεξαμενές, “Μεσαριάς” και “Πλατύ”. Από αυτές σε πρώτη φάση ελέγχεται για την καταλληλότητα της στο υβριδικό σύστημα η λιμνοδεξαμενή Πλατύ διότι φέρει μεγαλύτερο ωφέλιμο όγκο ($342'000\text{m}^3$) ενώ ταυτόχρονα βρίσκεται σε χαμηλό υψόμετρο. (67m).

Οι παράμετροι που θα ελεγχθούν και στην πράξη θα είναι αυτοί που θα καθορίσουν την καταλληλότητα ή όχι συνδυασμού ταμιευτήρων με τη χρήση Κάτω ταμιευτήρα αυτόν στο “Πλατύ” είναι:

- ▶ Ικανοποιητική υψομετρική διαφορά από τη λιμνοδεξαμενή “Πλατύ”
- ▶ Όσο το δυνατόν μικρότερη απόσταση από την Κάτω λιμνοδεξαμενή
- ▶ Η περιοχή όπου θα εξεταστεί θα πρέπει να έχει σχεδόν μηδενικές κλίσεις ώστε να υπάρχει η δυνατότητα διαμόρφωσης ταμιευτήρα χωρίς πολλές εργασίες, αλλά και να εμφανίζει μεγάλη επιφάνεια ώστε να υπάρξει μεγάλος ωφέλιμος όγκος.
- ▶ Η περιοχή που θα εξεταστεί δεν θα πρέπει να επηρεάζει το υδρογραφικό δίκτυο της κάτω λιμνοδεξαμενής ώστε να εξασφαλίσει την ανεμπόδιστη λειτουργία του για ύδρευση και για άρδευση

Για να καταστεί εφικτός ο εντοπισμός των υπάρχουσων λιμνοδεξαμενών με σκοπό να προστεθούν στον κάρναβο αναλύσεων του έχει προηγηθεί στο πρόγραμμα ArcGIS, είναι αναγκαία η εισαγωγή δορυφορικών εικόνων ή αεροφωτογραφιών.

Επίσης από την online βιβλιοθήκη <http://earthexplorer.usgs.gov/> παρέχονται δωρεάν δορυφορικές απεικονίσεις από πληθώρα πηγών. Στην παρούσα έγινε χρήση δορυφορικής εικόνας του δορυφόρου Landsat με κωδικό LE71800352003016EDC01.jpg. Από αυτή την εικόνα χρησιμοποιήθηκε ο συνδυασμός:

- ▶ Κόκκινο (μπάντα 1)
- ▶ Πράσινο (μπάντα 2)
- ▶ Μπλέ (μπάντα 3)

Διευκρινίζεται και αναφέρεται ότι σε δορυφορικές εικόνες Landsat ETM+ οι συνδυασμοί φασματικών μπαντών δείχνει τα εξής:

- ▶ Φυσικά χρώματα (natural color) κάνοντας χρήση συνδυασμού από τις μπάντες 3, 2 και 1
- ▶ Υπέρυθρη απεικόνιση (standard false color infrared) κάνοντας χρήση συνδυασμού από τις μπάντες 4, 3 και 2
- ▶ Απεικόνιση φυσικών χρωμάτων αλλά με υπέρυθρη απεικόνιση σφαλμάτων (natural-like false color infrared) κάνοντας χρήση συνδυασμού από τις μπάντες 6, 4 και 2

Η απεικόνιση της δορυφορικής εικόνας σε φυσική μορφή με σημειωμένες τις θέσεις των υπάρχουσων λιμνοδεξαμενών της Ν.Κω εντοπίζεται στην Εικόνα 51.

Στην Εικόνα 52 δείχνονται οι λεκάνες απορροής σε φυσικό υπόβαθρο, ενώ στην Εικόνα 53 γίνεται η παρουσίαση των υδροκριτών στην ευρύτερη περιοχή της υπό εξέταση υπάρχουσας λιμνοδεξαμενής "Πλατύ", πάλι σε φυσικό υπόβαθρο.

Εν συνεχεία γίνεται η προσθήκη του υπολογισμένου από τις προηγούμενες αναλύσεις υδρογραφικού δικτύου στο φυσικό υπόβαθρο της δορυφορικής εικόνας. Το αποτέλεσμα αυτής της προσθήκης παρουσιάζεται στις Εικόνες 54 και 55 από διαφορετικά ύψη θέασης.

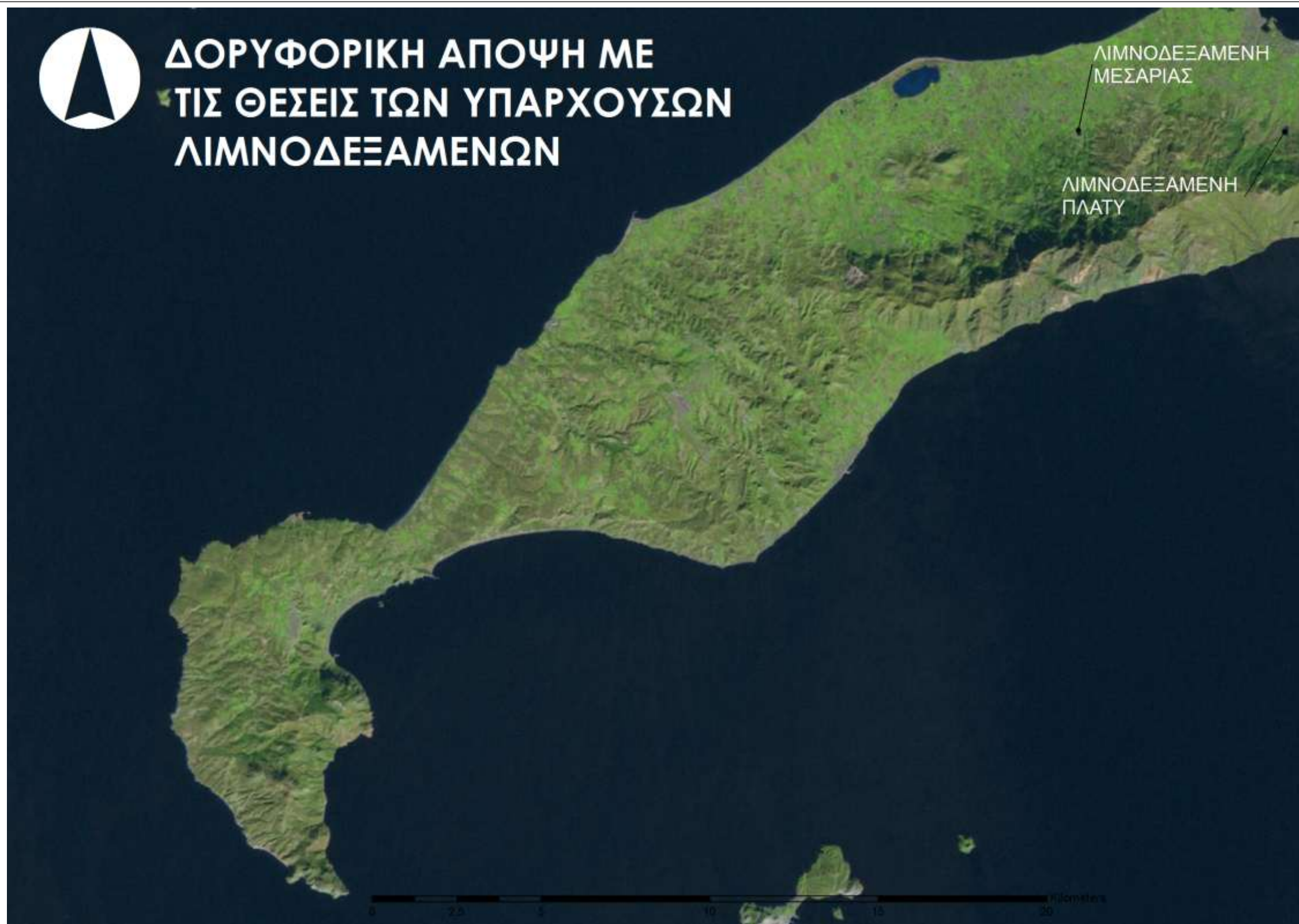
Όμοια διαδικασία ακολουθείται και με τις άλλες αναλύσεις όπου έχουν εκπονηθεί (Hill shade και κλίσεων εδάφους), στις οποίες προτίθεται το υδρογραφικό δίκτυο. Τα αποτελέσματα αυτών παρουσιάζονται στις Εικόνες 56,57 και 58.

Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα η θέση στην οποία θα εξεταστεί η δυνατότητα εγκατάστασης ταμιευτήρα θα πρέπει να έχει μηδενικές ή πολύ μικρές κλίσεις εδάφους, και αυτό για να καταστεί η εφικτή η κατασκευή του με όσο το δυνατόν λιγότερες επεμβάσεις και έργα πολιτικού μηχανικού. Για να καταστεί δυνατή μια τέτοιου τύπου ανάλυση θα πρέπει πρώτα να γίνει η δημιουργία εικονικής επιφάνειας στο κানাβο. Τριγωνοποιώντας και ομαλοποιώντας τα δεδομένων δημιουργείται στον κানাβο του προγράμματος μια τρισδιάστατη επιφάνεια. Στην Εικόνα 59 παρουσιάζεται το αποτέλεσμα αυτής της διαδικασίας στη θέση της υπάρχουσας λιμνοδεξαμενής "Πλατύ".

Από αυτή την τρισδιάστατη πλέον επιφάνεια εκπονείται και η ανάλυση των κλίσεων του εδάφους σε τοις % ποσοστά. Το αποτέλεσμα αυτής της ανάλυσης παρουσιάζεται στην Εικόνα 60. Ήδη από αυτή την ανάλυση εντοπίζονται περιοχές κοντά στην υπάρχουσα λιμνοδεξαμενή ικανοποιώντας και το κριτήριο των χαμηλών κλίσεων.

Για τον σκοπό της ικανοποίησης και του κριτηρίου του μη-επηρεασμού του υδρογραφικού δικτύου στην Εικόνα 61 παρουσιάζονται οι κλίσεις της τρισδιάστατης επιφάνειας με την προσθήκη του υδρογραφικού δικτύου. Παρατηρώντας επίσης την Εικόνα 61 εντοπίζεται πιθανή θέση Άνω ταμιευτήρα που ικανοποιεί τα προαναφερθέντα κριτήρια. Στην Εικόνα 62 παρουσιάζεται η θέση αυτή από κοντινότερο ύψος θέασης.

Για την περαιτέρω ανάλυση και την εξέταση των υπόλοιπων κριτηρίων δημιουργούνται δύο τομές της επιφάνειας, η πρώτη στη διεύθυνση Βορρά-Νότου και η δεύτερη στη διεύθυνση της Ανατολής-Δύσης. Οι θέσεις των τομών αυτών παρουσιάζονται στην Εικόνα 63.



Εικόνα 51. Εντοπισμός υπάρχουσων λιμνοδεξαμενών “Πλατύ” και “Μεσαριά”

Εικόνα 51. Εντοπισμός υπάρχουσων λιμνοδεξαμενών “Πλατύ” και “Μεσαριά”



Εικόνα 52. Λεκάνες απορροής περιοχής μελέτης

Εικόνα 52. Λεκάνες απορροής περιοχής μελέτης



Εικόνα 53. Υδροκρίτες περιοχής μελέτης

Εικόνα 53. Υδροκρίτες περιοχής μελέτης



Εικόνα 54. Υδρογραφικό Δίκτυο και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1

Εικόνα 54. Υδρογραφικό Δίκτυο και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1

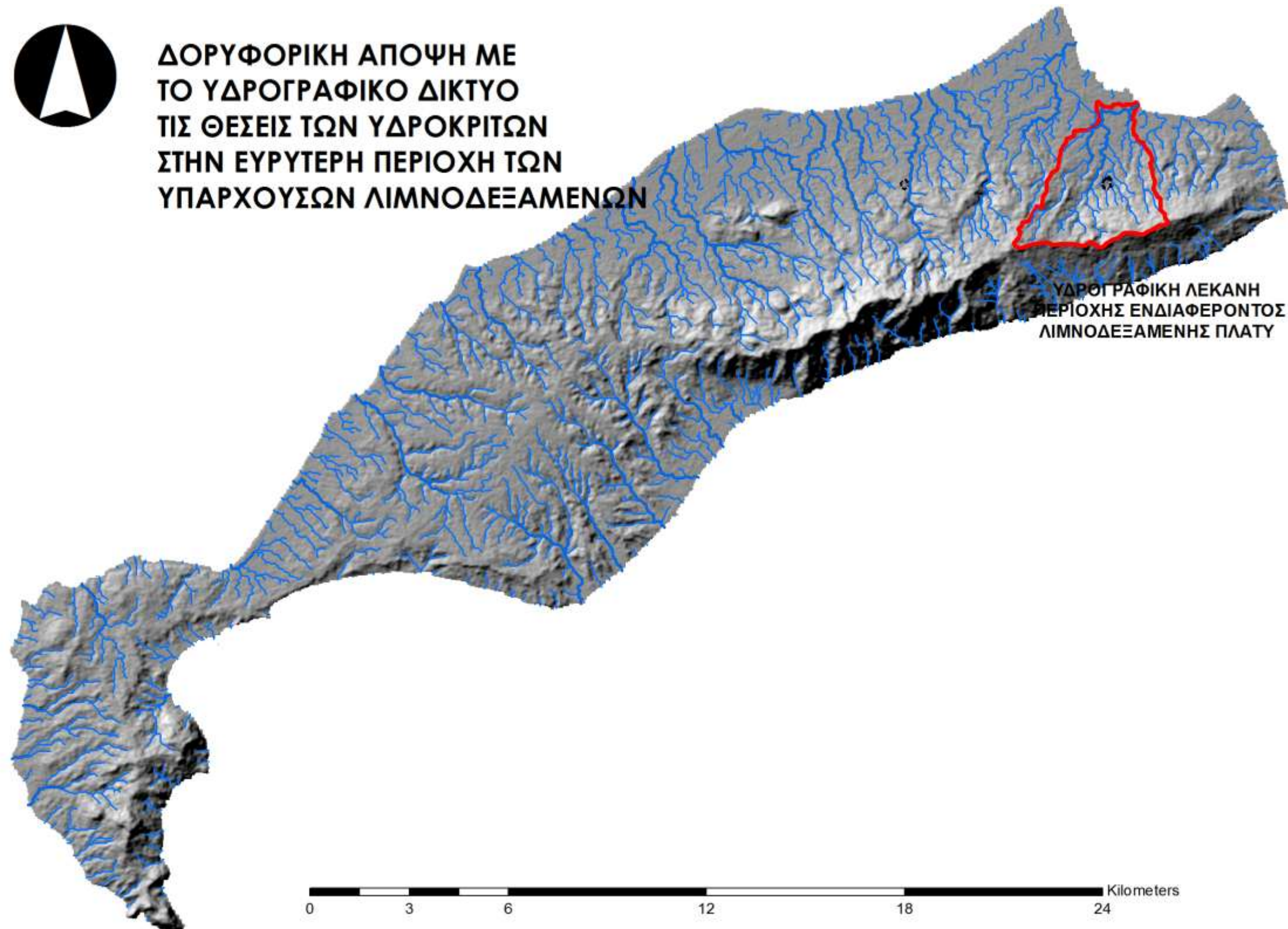


Εικόνα 55. Υδρογραφικό Δίκτυο και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 2

Εικόνα 55. Υδρογραφικό Δίκτυο και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 2

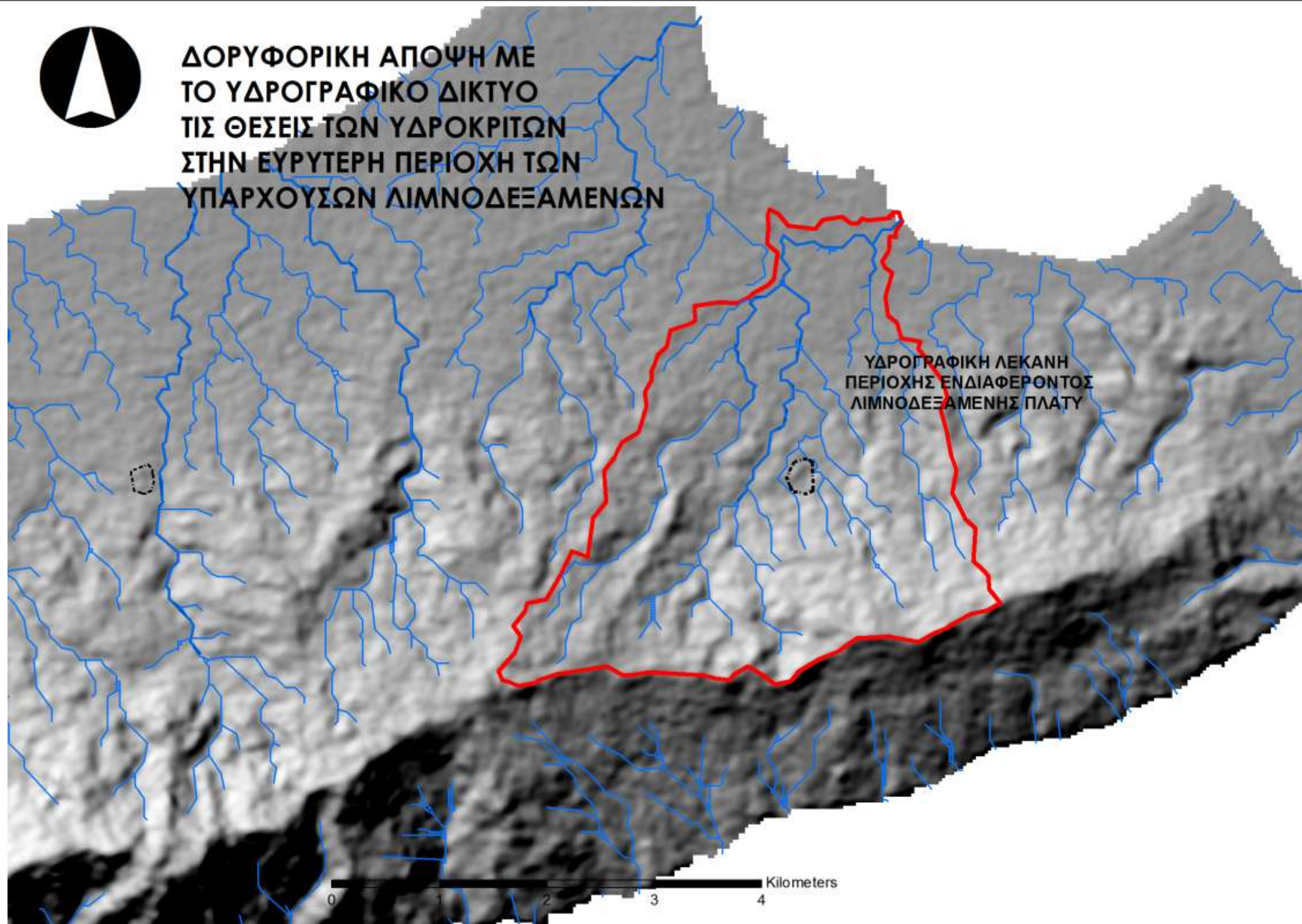


**ΔΟΥΦΟΡΙΚΗ ΑΠΟΨΗ ΜΕ
ΤΟ ΥΔΡΟΓΡΑΦΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ
ΤΙΣ ΘΕΣΕΙΣ ΤΩΝ ΥΔΡΟΚΡΙΤΩΝ
ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΩΝ
ΥΠΑΡΧΟΥΣΩΝ ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΩΝ**



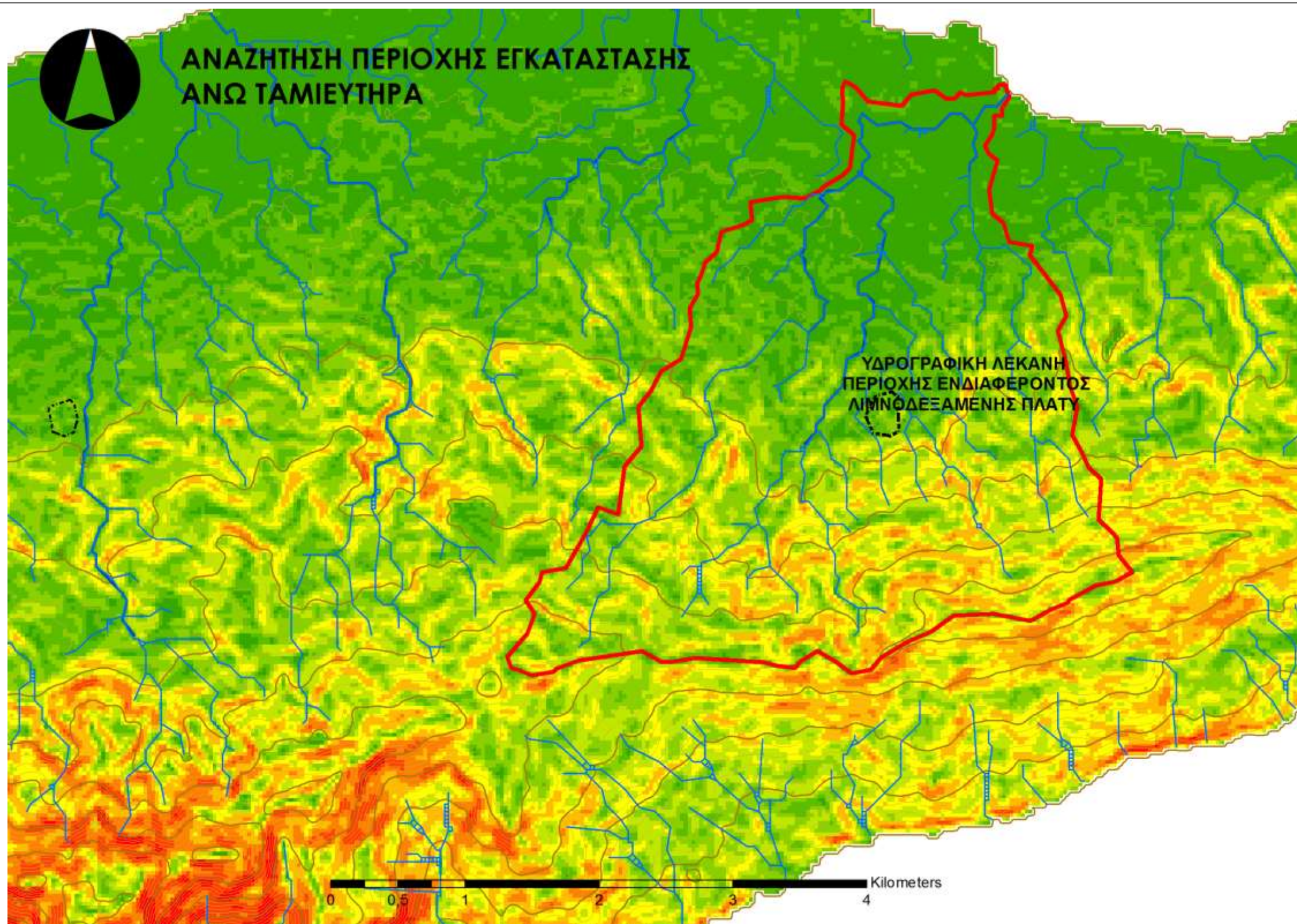
Εικόνα 56. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση ανάγλυφου και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Αποψη 1

Εικόνα 56. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση ανάγλυφου και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Αποψη 1



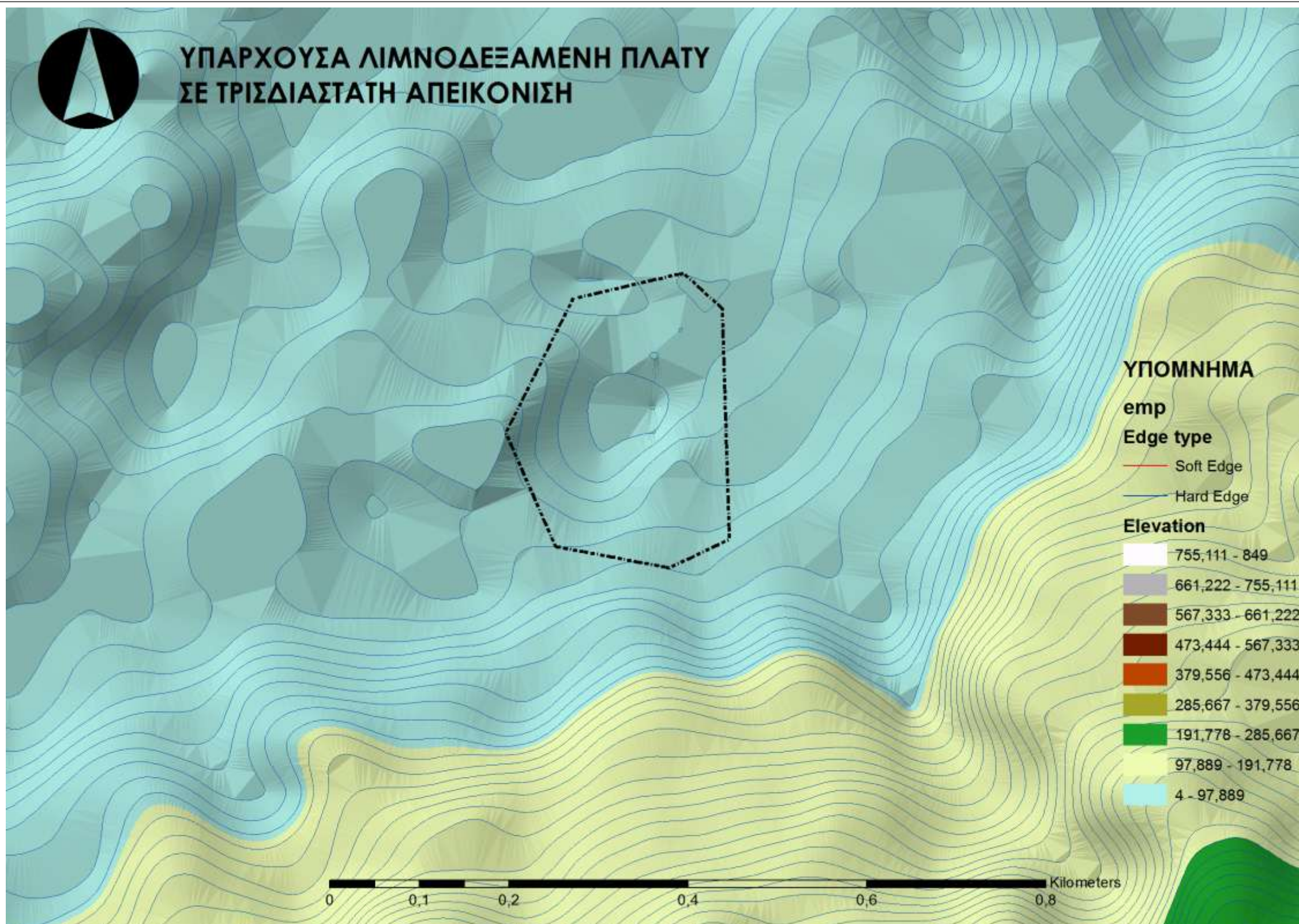
Εικόνα 57. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση ανάγλυφου και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1

Εικόνα 57. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση ανάγλυφου και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1



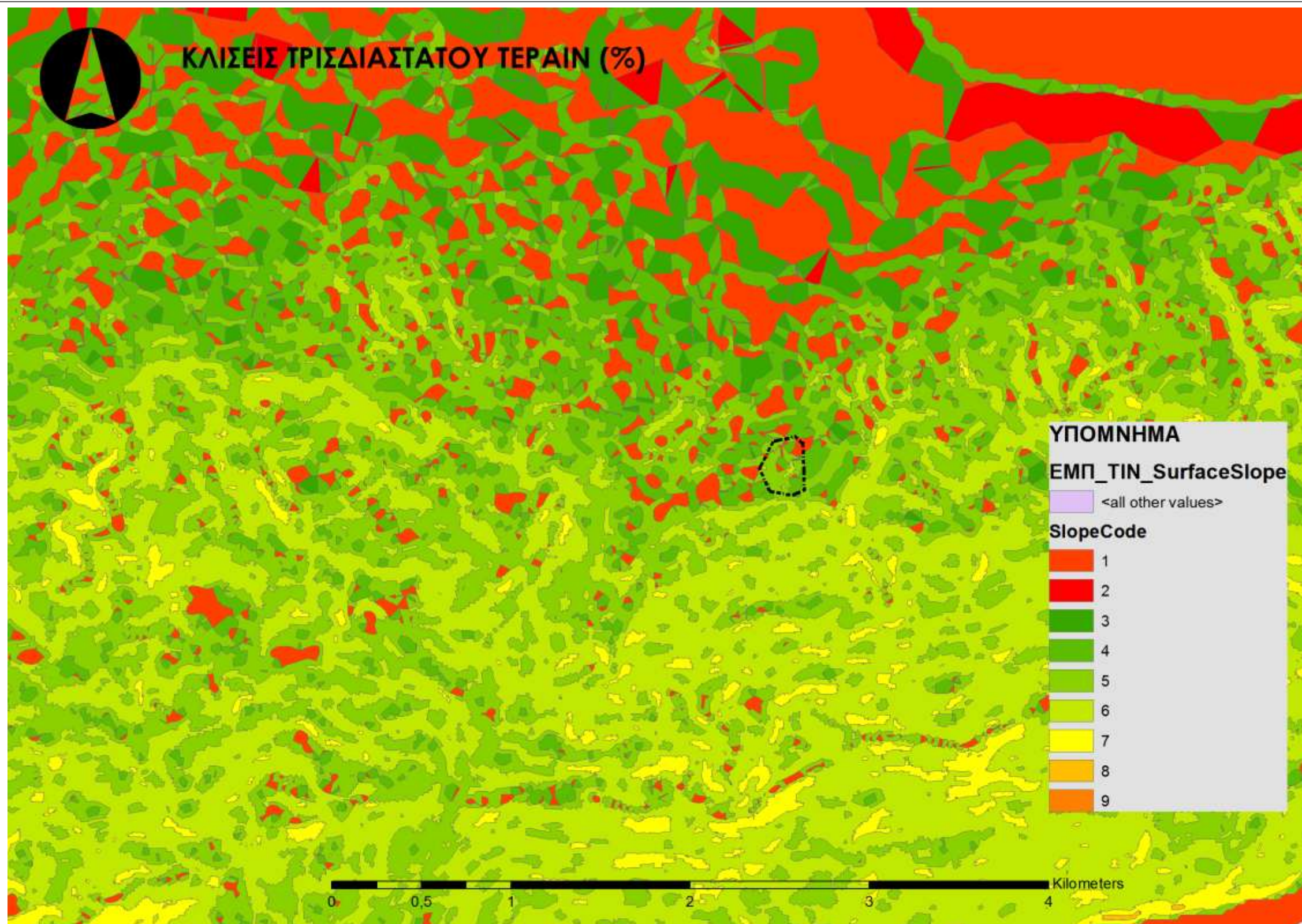
Εικόνα 58. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση κλίσεων εδάφους και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1

Εικόνα 58. Υδρογραφικό Δίκτυο με παρουσίαση κλίσεων εδάφους και λεκάνη απορροής περιοχής μελέτης. Άποψη 1



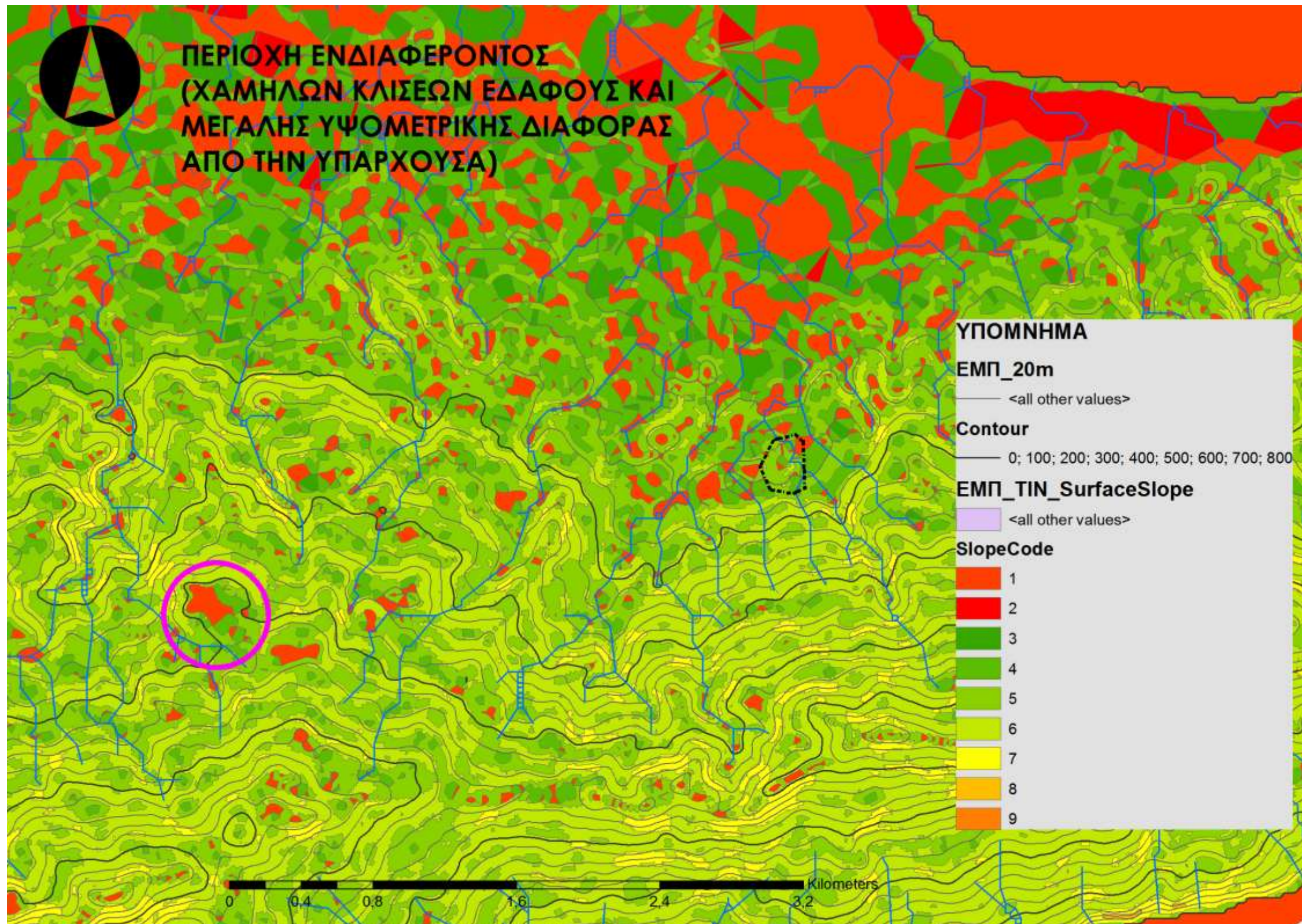
Εικόνα 59. Τρισδιάστατη απεικόνιση περιοχής λιμνοδεξαμενής Πλατύ

Εικόνα 59. Τρισδιάστατη απεικόνιση περιοχής λιμνοδεξαμενής Πλατύ



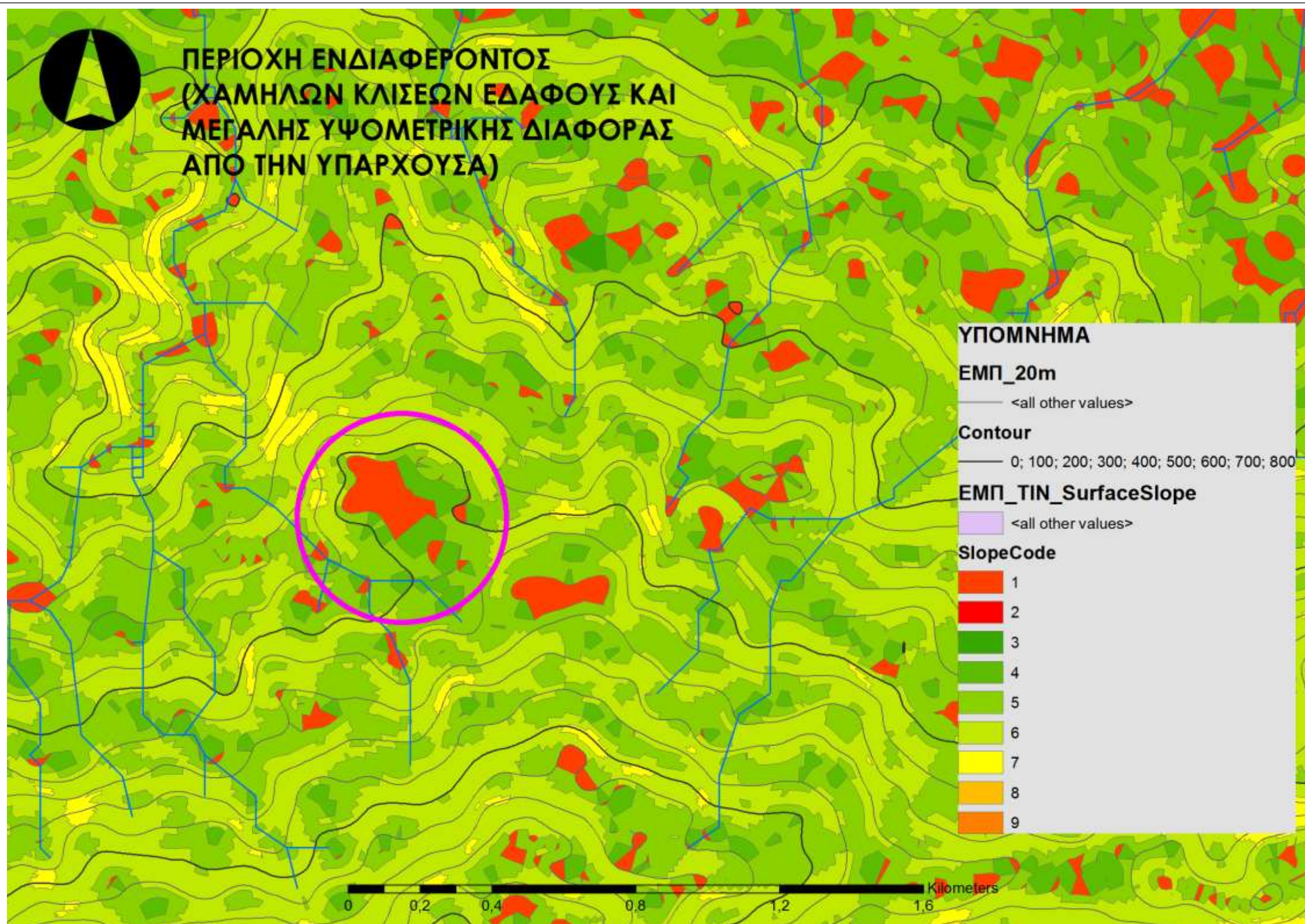
Εικόνα 60. Κλίσεις εδάφους σε ποσοστό %

Εικόνα 60. Κλίσεις εδάφους σε ποσοστό %

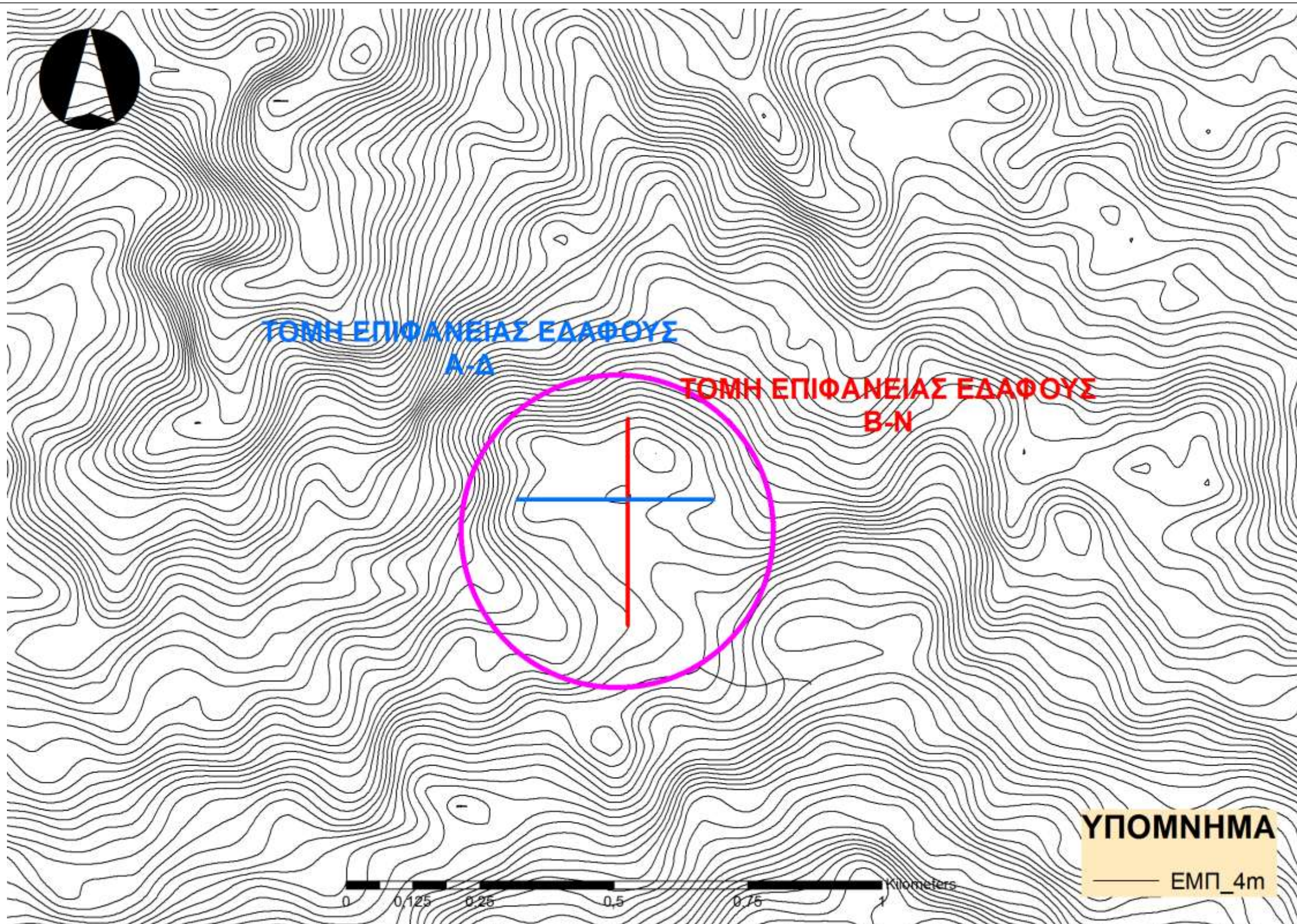


Εικόνα 61. Εντοπισμός πιθανής θέσης χαμηλών κλίσεων εδάφους Άνω ταμειυτήρα. Άποψη 1

Εικόνα 61. Εντοπισμός πιθανής θέσης χαμηλών κλίσεων εδάφους Άνω ταμειυτήρα. Άποψη 1



Εικόνα 62. Εντοπισμός πιθανής θέσης χαμηλών κλίσεων εδάφους Άνω ταμιευτήρα. Άποψη 2



Εικόνα 63. Θέσεις επιφανειακών τομών προς ανάλυση

Εικόνα 63. Θέσεις επιφανειακών τομών προς ανάλυση

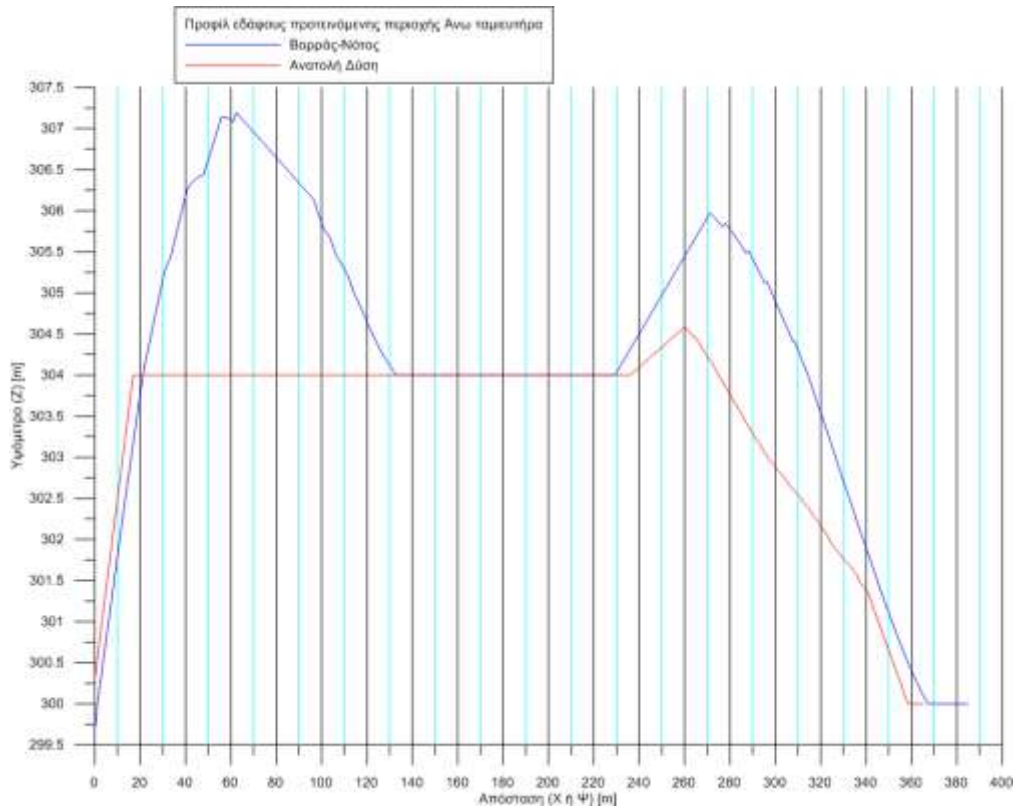
Στην εντοπισμένη περιοχή καταρχήν ικανοποιείται το κριτήριο της μη παρέμβασης στο υδρογραφικό δίκτυο της περιοχής, γιατί βρίσκεται εκτός της λεκάνης απορροής της λιμνοδεξαμενής Πλατύ, ενώ επίσης παρατηρείται ότι δεν τέμνεται το υπάρχον υδρογραφικό δίκτυο.

Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 4.4 όπου γίνεται μια παρουσίαση των φραγμάτων και λιμνοδεξαμενών κατά προτεραιότητα στη παρούσα και γενικά σε τέτοιου τύπου έργα επιλέγονται τα χωμάτινα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές.

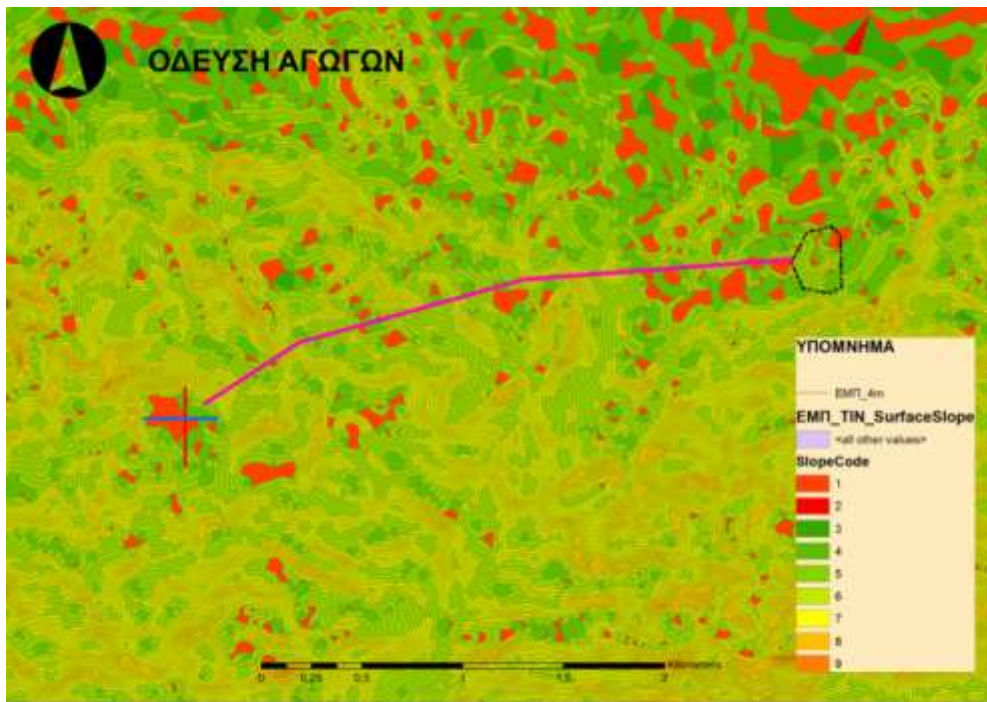
Για τη περίπτωση του Άνω ταμιευτήρα που εξετάζεται προτείνεται η λύση της λιμνοδεξαμενής για τους εξής λόγους:

1. Σε τέτοιου τύπου έργα όπου ο Άνω ταμιευτήρας θα πρέπει να είναι σε υψόμετρο, συνήθως επί όρους, δεν είναι δεδομένη η ύπαρξη οδοποιίας πρόσβασης στην επιλεγμένη θέση. Συνεπώς προτιμάται η χρήση μηχανημάτων όπως αυτά των εκσκαφών εν αντιθέσει με τα οχήματα μεταφοράς σκυροδέματος τα οποία είναι δεδομένο ότι θα χρειαστούν οδοποιία πρόσβασης με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά (χαμηλές κλίσεις, συμπυκνώσεις κλπ).
2. Η κατασκευή και η διαμόρφωση της λιμνοδεξαμενής μπορεί να γίνει από τα ίδια τα υλικά εκσκαφής κάνοντας χρήση μόνο των μηχανημάτων εκσκαφής όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα.
3. Είναι οικονομικά και περιβαλλοντικά συμφέρουσα η κατασκευή λιμνοδεξαμενής από αυτή των άκαμπτων φραγμάτων.

Εν συνεχεία, αναλύοντας τις επιφανειακές τομές του εδάφους στην εντοπισμένη περιοχή, όπως φαίνεται και στο Γράφημα 25, είναι δυνατή εγκατάσταση ταμιευτήρα χωρίς πολλά έργα πολιτικού μηχανικού και πολλές επεμβάσεις στο περιβάλλον. Ειδικότερα κρίνεται δυνατή η εγκατάσταση ταμιευτήρα ωφέλιμου όγκου 100'000-300'000m³. Το δε υψόμετρο του Άνω ταμιευτήρα κρίνεται και αυτό ιδανικό, είναι περίπου 304m, με υψομετρική διαφορά με τον Κάτω ταμιευτήρα 237m.



Γράφημα 25. Τομή επιφάνειας στην προτεινόμενη περιοχή.



Εικόνα 64. Όδευση αγωγών ταμειυτήρων

Όσον αφορά και το τελευταίο κριτήριο της απόστασης από τον υπάρχον Κάτω ταμιευτήρα “Πλατύ” σχεδιάστηκε όδευση αγωγών σε περιοχές με ομαλή κατηφορική κλίση ώστε να επιτρέπεται η ανεμπόδιστη ροή των υδάτων στους ταμιευτήρες.

Από την ανάλυση που εκπονήθηκε (Γράφημα 26) για την όδευση εξήχθησαν τα εξής αποτελέσματα:

- ▶ Το μήκος της όδευσης των αγωγών είναι 3'073,4m
- ▶ Η μέση κλίση του τεραιν στο οποίο θα διέρχονται οι αγωγοί είναι 8,1%.
- ▶ Η μέγιστη κατηφορική κλίση είναι 24,4% ενώ σε κάποια σημεία υφίστανται μικρές ανηφορικές των οποίων η μέγιστη είναι 7,55% (σε περιορισμένα σημεία)



Γράφημα 26. Προφίλ επιφάνειας εδάφους

5.5 Υπολογιστικός κώδικας HYPSON

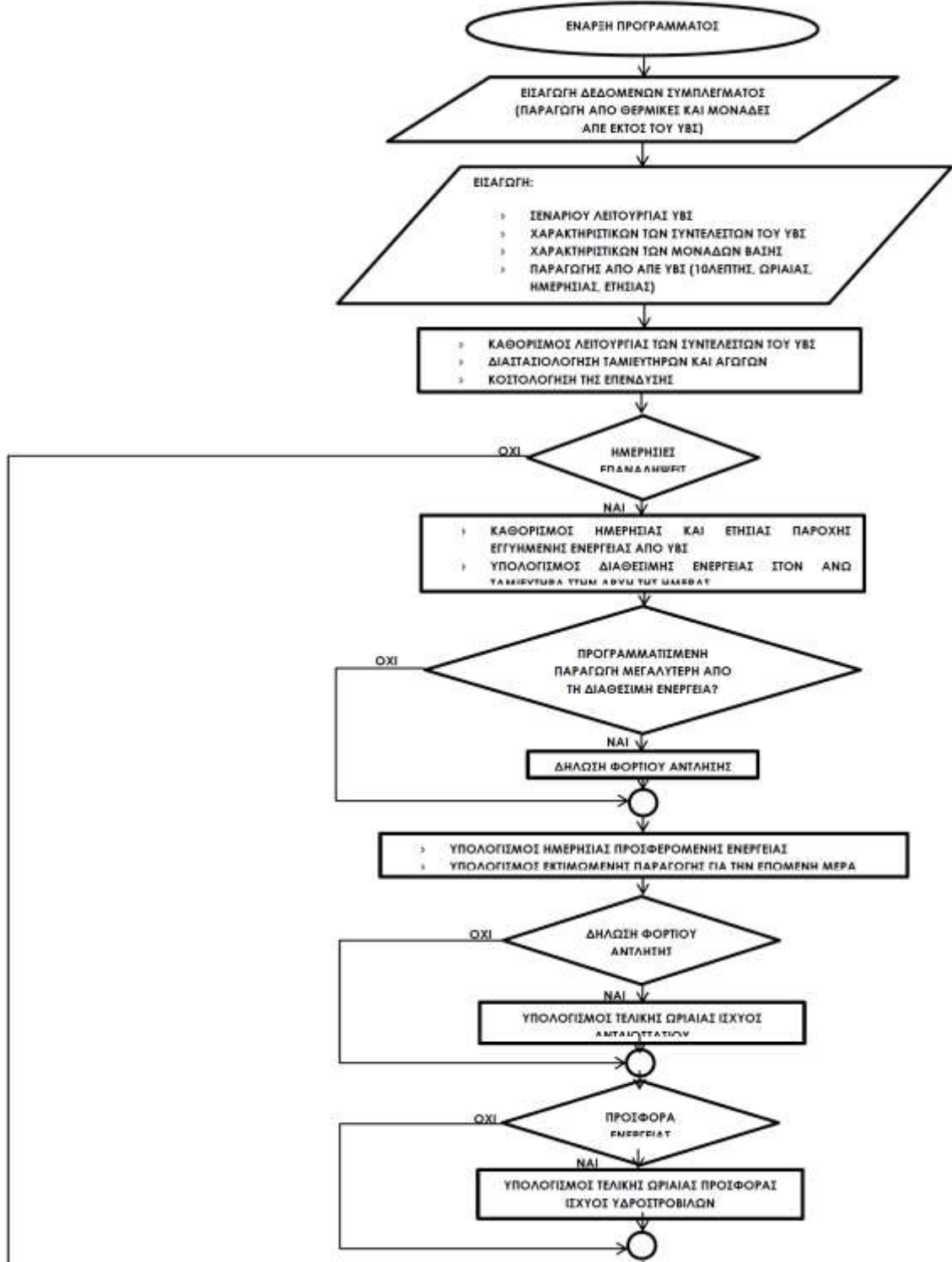
Για την πραγματοποίηση της οικονομοτεχνικής ανάλυσης του σταθμού, έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών κώδικας ,σε περιβάλλον fortran 90,ο οποίος προσομοιώνει τη λειτουργία του σταθμού. Ως είσοδοι στον κώδικα ορίζονται δεδομένα (μετεωρολογικά, φορτίο νησιού, παραγωγή μονάδων βάσης, παραγωγή ΑΠΕ εκτός ΥΒΣ κ.α.).

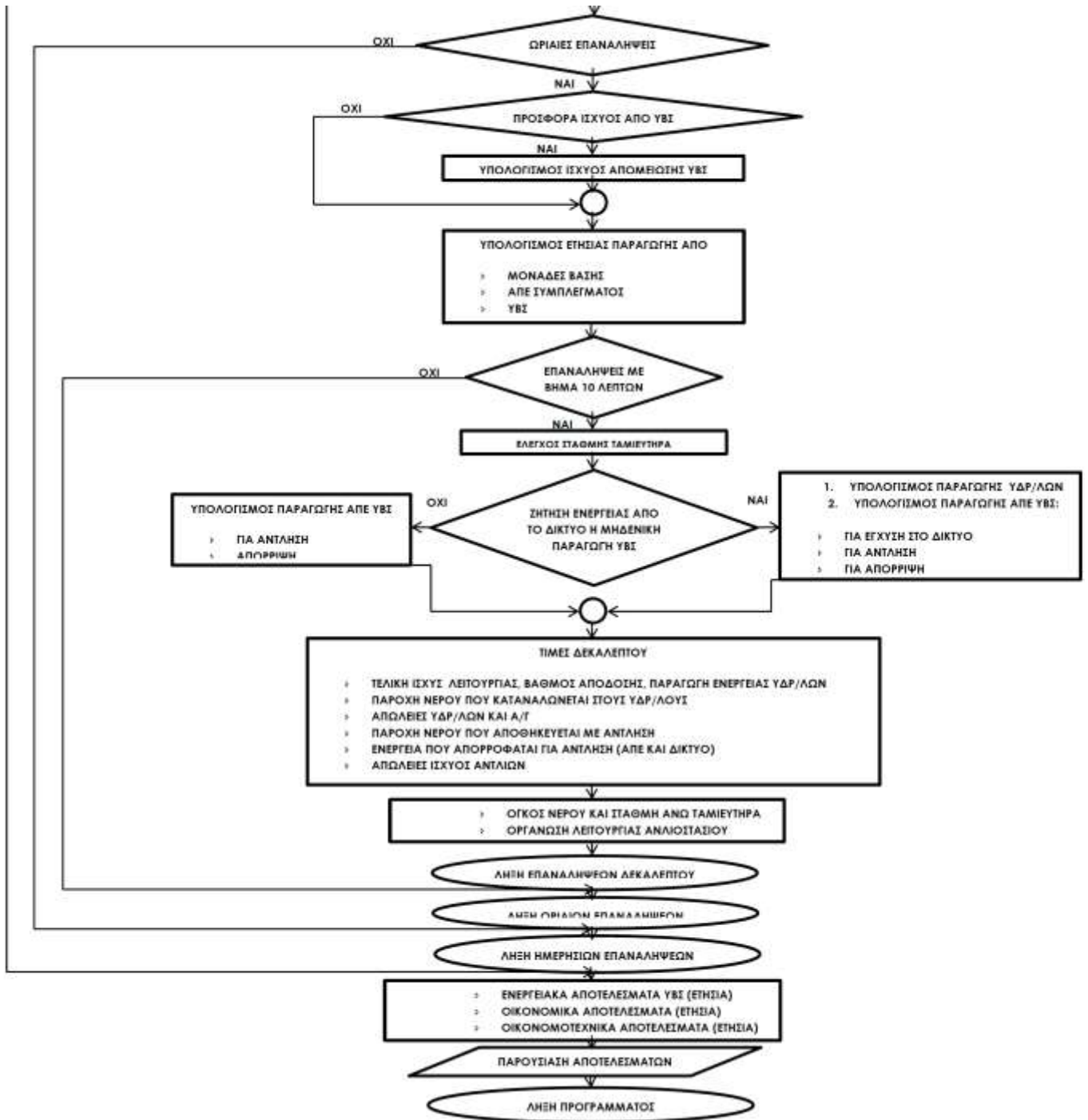
Κατά την εκτέλεση του κώδικα υπολογίζονται μεγέθη που αφορούν τη δεκάλεπτη, ωριαία και ημερήσια κατάσταση λειτουργίας του σταθμού, ενώ δημιουργούνται και τα αντίστοιχα αρχεία που την αποτυπώνουν. Παράλληλα προσδιορίζονται οι ετήσιες τιμές ενεργειακών και οικονομικών μεγεθών καθώς και δείκτες ενδεικτικοί της οικονομικής και ενεργειακής απόδοσης του σταθμού. Στον αλγόριθμο έχουν ληφθεί υπόψη περιορισμοί που αφορούν τη λειτουργία των βασικών συντελεστών του σταθμού (αντλίες, υδροστρόβιλοι κ.τ.λ.), καθώς επίσης και την κατανομή της παραγόμενης ενέργειας από τον σταθμό και τις συμβατικές μονάδες βάσης.

Επίσης ο κώδικας περιλαμβάνει στοιχεία που καθορίζονται από τις ιδιαιτερότητες του νησιού και πιο συγκεκριμένα, από την τοποθεσία εγκατάστασης, όπως π.χ. η ύπαρξη κάτω δεξαμενής, το υψόμετρο της άνω δεξαμενής, το μήκος των αγωγών κ.α. Η δομή του κώδικα είναι τέτοια, που επιτρέπει στους χρήστες του να μελετήσουν τη λειτουργία του σταθμού για διαφορετικές τιμές βασικών συντελεστών του σταθμού (αριθμός ανεμογεννητριών, εγκατεστημένη ισχύς αντλιών και φωτοβολταϊκών, μέγεθος ταμιευτήρα), αλλάζοντας απλά τις τιμές σε ένα αρχείο δεδομένων.

Ακολουθεί μια συνοπτική παρουσίαση του κώδικα καθώς και το λογικό του διάγραμμα (Μιχελακάκης Πέτρος, Διπλωματική εργασία 2011, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π):

1. Εισάγονται δεδομένα που αφορούν το νησί, την κοστολόγηση της ενέργειας, τους συντελεστές του ΥΒΣ και το σενάριο λειτουργίας του, καθώς και η χρονοσειρά παραγωγής του αιολικού πάρκου (σε δεκάλεπτη, ωριαία, ημερήσια και ετήσια βάση).
2. Υπολογίζονται ενεργειακά μεγέθη του σταθμού σε ημερήσια, ωριαία και δεκάλεπτη βάση και οργανώνεται η λειτουργία του.
3. Υπολογίζονται αθροιστικά (ετήσια) μεγέθη που περιγράφουν την ενεργειακή απόδοση του σταθμού και τα έσοδα του καθώς και δείκτες αξιολόγησης που περιγράφουν τη βιωσιμότητα της επένδυσης.





Τα δεδομένα εισάγονται στον κώδικα μέσω των παρακάτω αρχείων :

1. GRIDAT1

Το αρχείο αυτό περιλαμβάνει την εγγυημένη ισχύ (kW) που αποδίδει ο ΥΒΣ στο δίκτυο καθώς και την τιμή με την οποία αποζημιώνεται ο διαχειριστής του σταθμού για αυτή. Επιπλέον περιέχει την ώρα έναρξης και την ώρα λήξης των ωρών χαμηλής ζήτησης. Στο ίδιο αρχείο εμπεριέχονται η τιμή (€/MWh) με την οποία αποζημιώνεται ο ιδιοκτήτης του ΥΒΣ για την ενέργεια που διοχετεύει στο δίκτυο είτε μέσω των υδροστροβίλων , είτε απ' ευθείας από το Α/Π, αλλά και την τιμή με την οποία αγοράζει ενέργεια από αυτό

2. MECHDAT

Στο αρχείο αυτό περιέχονται δεδομένα (αδιάστατες χαρακτηριστικές καμπύλες) για τις αντλίες, τους υδροστρόβιλους και τις γεννήτριες που είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό του βαθμού απόδοσης των παραπάνω συντελεστών του σταθμού, στο εκάστοτε σημείο λειτουργίας.

3. ISLAND

Το αρχείο αυτό περιέχει τις χρονοσειρές:

- ▶ της παραγωγής από τις θερμικές μονάδες του συμπλέγματος (kWh)
- ▶ της παραγωγής από τις ΑΠΕ του συμπλέγματος (kWh)
- ▶ του φορτίο (kWh) του συμπλέγματος
- ▶ της παραγωγής από το αιολικό του ΥΒΣ (kWh)

, για κάθε ώρα του έτους (συνολικά 8760 τιμές).

4. TASK

Τέλος μέσω αυτού του αρχείου εισάγονται όπως προαναφέρθηκε και πιο πάνω δεδομένα που αφορούν βασικούς συντελεστές σταθμού. Τα δεδομένα αυτά είναι:

- ▶ Αριθμός ανεμογεννητριών

- ▶ Πλήθος αντλιών
- ▶ Ονομαστική ισχύς ενός υδροστροβίλου
- ▶ Όγκος Άνω ταμιευτήρα

Αφού πραγματοποιηθεί η εισαγωγή των δεδομένων, ακολουθεί το υπολογιστικό κομμάτι του κώδικα, στο οποίο υπολογίζονται τα αναγκαία οικονομικά τεχνικά και ενεργειακά μεγέθη. Στην περιγραφή του μοντέλου ακολουθείται η σειρά του λογικού διαγράμματος και γίνεται μια πιο αναλυτική παρουσίαση των διεργασιών που αναφέρονται σε αυτό.

Με δεδομένη την παραγωγή των συμβατικών μονάδων και των σταθμών ΑΠΕ εκτός σταθμού, υπολογίζεται σε πρώτη φάση ποιο ποσοστό της ζήτησης του νησιού καλύπτεται από τα αιολικά πάρκα και ποιο από τις συμβατικές μονάδες. Οι υπολογισμοί γίνονται σε ωριαία βάση, ενώ παρατίθεται και το αθροιστικό αποτέλεσμα για όλο το έτος. Στη συνέχεια υπολογίζονται η αιολική παραγωγή του σταθμού, αρχικά οι δεκάλεπτες τιμές τους και ακολούθως οι ωριαίες, οι ημερήσιες και οι ετήσιες.

Έπειτα προσδιορίζονται ο αριθμός των αντλιών και το είδος τους. Με μέθοδο της γραμμικής παρεμβολής υπολογίζονται οι μέγιστοι βαθμοί απόδοσης αντλιών και γεννητριών και τέλος η κανονική παροχή τους. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται μέσω βρόγχου για όλες τις αντλίες. Ο προσδιορισμός των χαρακτηριστικών λειτουργίας του αντλιοστασίου ολοκληρώνεται με τον υπολογισμό του τεχνικού ελαχίστου λειτουργίας των αντλιών, της περιοχής ισχύος που δε μπορεί να απορροφηθεί από το αντλιοστάσιο και την εγκατεστημένη του ισχύ.

Αφού καθοριστεί ο αριθμός των υδροστροβίλων, το ονομαστικό τους ύψος και το είδος τους (Francis ή Pelton), ακολουθείται η ίδια μεθοδολογία για τον υπολογισμό του μέγιστου βαθμού απόδοσης και της παροχής τους.

Εν συνεχεία στον κώδικα καθορίζονται τα χαρακτηριστικά των ταμιευτήρων και των αγωγών. Σε πρώτη φάση προσδιορίζονται η ελάχιστη και η μέση διαφορά στάθμης των άνω και κάτω ταμιευτήρων καθώς και ο ελάχιστος και μέγιστος όγκος του άνω ταμιευτήρα. Επιπλέον, θεωρείται ότι στην αρχή του έτους η πάνω δεξαμενή είναι γεμάτη κατά το ήμισυ.

Μετά την ολοκλήρωση του δεκάλεπτου και του ωριαίου βρόγχου υπολογίζονται τα ετήσια μεγέθη που αφορούν τα έσοδα του σταθμού και τα ενεργειακά του αποτελέσματα ως το άθροισμα των τιμών που λαμβάνουν σε ημερήσια βάση. Παράλληλα προσδιορίζονται οι συντελεστές που αφορούν την απόδοση του σταθμού σε ενεργειακό και οικονομικό επίπεδο.

Ο βασικότερος δείκτης ενεργειακής απόδοσης του σταθμού είναι ο βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ και προκύπτει ως ο λόγος της καθαρής παραγόμενης ενέργειας προς την παραγωγή των ΑΠΕ.

Επιπλέον υπολογίζονται οι συντελεστές εκμετάλλευσης ορισμένων εκ των συνιστωσών του σταθμού:

- ▶ Συντελεστής εκμετάλλευσης αιολικού πάρκου
- ▶ Συντελεστής εκμετάλλευσης υδροστροβίλων
- ▶ Συντελεστής εκμετάλλευσης αντλιοστασίου

Στη συνέχεια προσδιορίζονται τα ετήσια έσοδα του σταθμού, τα οποία προκύπτουν από τη συνολική προσφορά ενέργειας και τη διαθεσιμότητα ισχύος. Κάθε μορφή ενέργειας αποζημιώνεται με διαφορετική τιμή όπως αυτή καθορίζεται από τη ΡΑΕ.

Εξαιτίας της μη έκδοσης από τη ΡΑΕ συντελεστών τιμολόγησης ενέργειας από Υβριδικούς Σταθμούς στο υπό εξέταση σύμπλεγμα, οι συντελεστές τιμολόγησης που θα χρησιμοποιηθούν στη παρούσα είναι αυτοί της Ν.Λέσβου.

Διαθεσιμότητα ισχύος	Ενέργεια παραχθείσα από Υδροστροβίλους	Ενέργεια παραχθείσα από αιολικά	Κόστος ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο για άντληση
k€/MW/Year	€/MWh	€/MWh	€/MWh
165	125	99,45	100

Πίνακας 34. Συντελεστές τιμολόγησης ενεργειακής παραγωγής και κατανάλωσης του ΥΒΣ

Επίσης υφίσταται ειδικό καθεστώς για την αιολική ενέργεια, το ήμισυ της οποίας πωλείται με την τιμή που έχει καθοριστεί για τους υδροστροβίλους. Με την ίδια τιμή αποζημιώνεται και η ύπαρξη υδάτων στη λήξη του έτους στον άνω ταμιευτήρα, πάνω από την αρχική στάθμη που ορίστηκε την πρώτη μέρα του χρόνου. Τέλος από τα

ετήσια έσοδα αφαιρούνται τα χρήματα που δαπανώνται για την αγορά ενέργειας από το δίκτυο (νυχτερινή άντληση).

Το υπολογιστικό κομμάτι του κώδικα ολοκληρώνεται με τον υπολογισμό των τεχνικών και οικονομικών δεικτών βιωσιμότητας της επένδυσης. Ως βασικοί δείκτες θεωρήθηκαν α) η καθαρή παρούσα αξία (NPV), β) ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR), γ) το κόστος παραγόμενης ενέργειας (για τον ΥΒΣ), δ) το κόστος αγοράς αυτής της ενέργειας (για το δίκτυο) και ε) η διάρκεια αποπληρωμής της επένδυσης.

α) ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (NPV)

Η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης εκφράζεται από τη διαφορά της παρούσας αξίας του αθροίσματος των εσόδων μείον την παρούσα αξία του αθροίσματος των εξόδων και δαπανών

β) ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR)

Ως εσωτερική απόδοση της επένδυσης ορίζεται η τιμή του επιτοκίου IRR για την οποία η καθαρή παρούσα αξία γίνεται μηδενική. Ο υπολογισμός της γίνεται με δοκιμές δηλ υπολογίζεται η καθαρή παρούσα αξία NPV για διάφορες τιμές του επιτοκίου r (προεξοφλητικό επιτόκιο), οπότε η τιμή της εσωτερικής απόδοσης είναι αυτή για την οποία το NPV τελικά μηδενίζεται. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται εντός του κώδικα.

γ) ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (€/MWh)

Το μέγεθος αυτό προκύπτει ως ο λόγος των συνολικών ετήσιων δαπανών και αποσβέσεων προς την ενέργεια που αναμένεται να παραχθεί σε ένα έτος και εκφράζει το πόσο στοιχίζει στον διαχειριστή του σταθμού η παραγωγή ενέργειας.

δ) ΚΟΣΤΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΑΥΤΗΣ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (€/MWh)

Το μέγεθος αυτό αναφέρεται στην επιβάρυνση του δικτύου για την αγορά της ενέργειας που παράγει ο σταθμός, σύμφωνα και με την ισχύουσα τιμολογιακή πολιτική.

ε) ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ

Εκφράζει το πλήθος των ετών που απαιτούνται ώστε τα αναμενόμενα καθαρά έσοδα (έσοδα μείον λειτουργικά έξοδα) να αποπληρώσουν το ποσό της επένδυσης. Ο υπολογισμός της γίνεται επαναληπτικά, διαδικασία όμοια με αυτή του IRR.

5.6 Τρόπος λειτουργίας Υβριδικού σταθμού

Στη παράγραφο 2.5 παρουσιάστηκε μια πρώτη προσέγγιση όσον αφορά την πολιτική διαχείρισης του Υβριδικού σταθμού, όπου δείχθηκε και από προηγούμενες μελέτες ως ιδανικότερη πολιτική αυτή που ακολουθεί τη καμπύλη φορτίου του αυτόνομου συμπλέγματος.

Πιο αναλυτικά ο τρόπος λειτουργίας ο οποίος είναι και εφαρμοσμένος στο πρόγραμμα HYPPOS, σύμφωνα και με τις οδηγίες της ΡΑΕ είναι ο εξής:

- ▶ Ο ΥΒΣ παρέχει εγγυημένη μέγιστη ισχύ σε ετήσια βάση και εξασφαλίζει πλήρη επάρκεια, με βάση την εκτιμώμενη καμπύλη φορτίου του έτους 2011.
- ▶ Ο ΥΒΣ είναι σε θέση να παρέχει κάθε ημέρα τουλάχιστον ίση με την απαιτούμενη ενέργεια, ώστε να καλύπτει τη ζήτηση πάνω από το όριο ισχύος (που ορίζεται ίσο με τη μέγιστη ετήσια ισχύ ζήτησης, μείον την εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ).
- ▶ Ο ΥΒΣ δύναται να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο πλέον της ελάχιστης απαιτούμενης, αναλόγως των διαθέσιμων και εκτιμώμενων αποθεμάτων στον ταμιευτήρα του. Η ποσότητα αυτή καθορίζεται πριν την έναρξη κάθε 24ώρου και μπορεί να αναθεωρηθεί προς τα άνω μία φορά πριν το μεσημέρι.
- ▶ Ένα ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχει Ο ΥΒΣ προς το δίκτυο μπορεί να προέρχεται απ' ευθείας από το αιολικό του πάρκο. Στην περίπτωση αυτή θα πρέπει οι ενταγμένες μονάδες υδροστροβίλων του ΥΒΣ να λειτουργούν έτσι ώστε να παρέχουν την απαιτούμενη εφεδρεία για πλήρη κάλυψη της αιολικής αυτής παραγωγής.
- ▶ Ο ΥΒΣ χρησιμοποιεί την πλεονάζουσα αιολική παραγωγή του για άντληση και αποθήκευση υδραυλικής ενέργειας στον άνω ταμιευτήρα. Για τον σκοπό αυτό, το αντλιοστάσιο περιλαμβάνει αντλίες μεταβλητών στροφών και διαθέτει χωριστό αγωγό κατάθλιψης από αυτόν των υδροστροβίλων.

- ▶ Ο ΥΒΣ δύναται να αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα, εφόσον απαιτείται παροχή ενέργειας στο δίκτυο κατά το επόμενο 24ωρο, την οποία δεν διαθέτει. Στην περίπτωση αυτή η κατανάλωση γίνεται κατά τις νυχτερινές και τις πρώτες πρωινές ώρες (εδώ από τις 00:00 έως τις 09:00), και εφόσον η καμπύλη φορτίου παραμένει κάτω του ορίου ισχύος. Η συνολική ενέργεια που μπορεί να ζητηθεί ισούται με την απαιτούμενη συν τις μέση εκτιμώμενη απώλεια του συστήματος αντλησιοταμίευσης, πλέον ένα ποσοστό ασφαλείας +20%.
- ▶ Ο ΥΒΣ δεν μπορεί να υποβάλει προσφορά ενέργειας μεγαλύτερης της απαιτούμενης από το δίκτυο εάν έχει υποβάλει και αίτημα για νυχτερινή άντληση.
- ▶ Η εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου δεν υπερβαίνει το 120% της εγκατεστημένης ισχύος του αντλιοστασίου.
- ▶ Η συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο δεν υπερβαίνει σε ετήσια βάση το 30% της συνολικής ενέργειας για άντληση.
- ▶ Ο Διαχειριστής του δικτύου (ΔΔ) υποχρεούται να κατανείμει ολόκληρη την προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 24ώρου, καλύπτοντας πρώτα τις ώρες αυξημένης ζήτησης, και μειώνοντας τη φόρτιση των μονάδων βάσης το πολύ έως τα τεχνικά τους ελάχιστα.
- ▶ Ο ΔΔ υποχρεούται να κατανείμει όλη την ζητούμενη ενέργεια για νυχτερινή άντληση καλύπτοντας πρώτα τις περιόδους ελάχιστης ζήτησης.
- ▶ Ο ΔΔ υποχρεούται να ανακοινώνει το πρόγραμμα ένταξης των υδροστροβίλων και των αντλιών του ΥΒΣ πριν την έναρξη του 24ώρου.
- ▶ Σε περίπτωση που υπάρχει ταυτόχρονη προσφορά ενέργειας και από άλλα αιολικά (ή άλλες ανανεώσιμες πηγές) στο νησί, ο ΔΔ δικαιούται να μειώνει όσο χρειάζεται την απορροφώμενη ισχύ από τον ΥΒΣ, μέσω μείωσης του φορτίου των υδροστροβίλων, ώστε να μην επηρεάζεται το set point των υπολοίπων σταθμών αιολικής (ή άλλης) παραγωγής. Για την ικανοποίηση της απαίτησης αυτής θα πρέπει σε κάθε ώρα της ημέρας το επιβαλλόμενο πρόσθετο περιθώριο εφεδρείας του ΥΒΣ, συν

το 50% της τρέχουσας ισχύος των ενταγμένων μονάδων βάσης, να καλύπτει το σύνολο της ισχύος των υπολοίπων ΑΠΕ που είναι ενταγμένες στο δίκτυο (δυναμικός περιορισμός).

Επίσης ως πρόσθετος (μη-υποχρεωτικός) περιορισμός λήφθηκε ως εξής:

- ▶ Επιπροσθέτως, ο ΥΒΣ δεν θα παράγει όταν η ζήτηση φορτίου είναι μικρότερη από ένα ελάχιστο όριο ισχύος, που για την περίπτωση της Κω ελήφθη ίσο με 18 MW.

Τέλος τεχνικά θέματα λειτουργίας του υβριδικού σταθμού θα λειτουργούν ως εξής:

- ▶ Διακοπή παραγωγής υδροστροβίλων όταν η στάθμη του άνω ταμιευτήρα είναι χαμηλότερη ενός ελάχιστου ορίου, που ελήφθη ίσο με 5% του ωφέλιμου όγκου.
- ▶ Μείωση φόρτισης υδροστροβίλων από τον ΔΔ ώστε να μην επηρεάζονται οι λοιπές ΑΠΕ του νησιού και πρόσθετοι περιορισμοί παραγωγής που σχετίζονται με τις μονάδες βάσης και την καμπύλη ζήτησης φορτίου.
- ▶ Μέγιστη μείωση στροφών αντλιών 15% (60% της ονομαστικής ισχύος). Χρόνος για επανεκκίνηση αντλιών: 1 ώρα. Διακοπή άντλησης όταν ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης (έως τη μέγιστη επιτρεπόμενη στάθμη).
- ▶ Τήρηση τεχνικών ελαχίστων αντλιών και υδροστροβίλων.

5.7 Πρώτη προσέγγιση συστήματος

Όπως έχει εκτιμηθεί στις προηγούμενες παραγράφους, μία πρώτη διαστασιολόγηση του υβριδικού σταθμού έχει ως εξής:

1. Αιολικός Σταθμός: 6 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 2'300 kW, συνεπώς η ονομαστική ισχύς του αιολικού σταθμού θα είναι 13,8MW. Το δε κόστος του αιολικού σταθμού εκτιμάται σε 1200€ ανά εγκατεστημένο

kW. Η δε παραγωγή του σταθμού θα διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο ή θα τροφοδοτεί το αντλιοστάσιο ανύψωσης με την απαιτούμενη ενέργεια για άντληση.

2. Κάτω ταμιευτήρας θα είναι ο ήδη υπάρχον ταμιευτήρας στη Θέση "ΠΛΑΤΥ", ο οποίος βρίσκεται σε υψόμετρο περίπου 67m με χωρητικότητα 342'000m³
3. Άνω ταμιευτήρας θα είναι ο ταμιευτήρας που προέκυψε από την ανάλυση του υδρογραφικού δικτύου. Το υψόμετρο στο οποίο εντοπίζεται είναι 304m και σε αυτή τη φάση θα εκτιμηθεί ταμιευτήρας χωρητικότητας 300'000m³
4. Ύψος υδατόπτωσης 237 +/- 10 m.
5. Μήκος όδευσης αγωγών 3'000m. Ειδικότερα για τους αγωγούς προσαγωγής και κατάθλιψης, τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά (συντελεστές απωλειών, διαστάσεις, βάρη, διατομές) μεταβάλλονται συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος των υδροστροβίλων.
6. Όσον αφορά τον Υδροστροβιλικό σταθμό αυτός σε πρώτη φάση θα αποτελείται από 3 υδροστροβίλους Pelton ονομαστικής ισχύος 5'000kW και συντελεστή τεχνικού ελαχίστου $\eta_t=0,25$. Κατά συνέπεια η ισχύς του σταθμού θα είναι 15MW. Ο σταθμός αυτός θα αξιοποιεί την υδατόπτωση μεταξύ του Άνω και Κάτω ταμιευτήρα. Τα 15MW των υδροστροβίλων τα οποία είναι και η εγγυημένη ισχύς του ΥΒΣ προέκυψαν από την παρατήρηση της καμπύλης φορτίου του συμπλέγματος ώστε να είναι δυνατή η κάλυψη όλων των άνω των 90-15=75 MW, σε όλη τη διάρκεια του έτους, ακόμη και χωρίς άνεμο (με νυχτερινή άντληση).
7. Για την αντλητική εγκατάσταση επιλέχθηκε ξεχωριστό αντλιοστάσιο. Προηγούμενες μελέτες (Δ.Παπαντώνης, Ι.Αναγνωστόπουλος, Μ.Παπαδόπουλος, Σ.Παπαθανασίου, Ε.Καραμάνου, Σ.Παπαευθυμίου, 2008) έδειξαν ότι η ισχύς του αντλιοστασίου θα πρέπει να είναι περίπου στο 80% της ονομαστικής ισχύος του αιολικού σταθμού ή στο 120% της ισχύος των υδροστροβίλων. Στην παρούσα χρησιμοποιήθηκαν και οι

δύο προσεγγίσεις με σκοπό να βρεθεί και η βέλτιστη για τον υπό μελέτη σταθμό. Συνεπώς η ονομαστική ισχύς του αντλιοστασίου υπολογίζεται σε:

$$\text{α. } 80\% \times 13,8\text{MW} = 11,04\text{MW}$$

$$\text{β. } 120\% \times 15\text{MW} = 18\text{MW}$$

Επιλέχθηκε ονομαστική ισχύς των αντλιών στα 1500 kW. Συνεπώς για την κάθε περίπτωση το πλήθος των αντλιών θα είναι:

$$\text{α. } 11,04\text{MW}/1500 \text{ kW} = 8 \text{ αντλίες}$$

$$\text{β. } 18\text{MW}/1500 \text{ kW} = 12 \text{ αντλίες}$$

Ο υπολογιστικός κώδικας που χρησιμοποιήθηκε διενεργεί λεπτομερή προσομοίωση της λειτουργίας του ΥΒΣ στο αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο της περιοχής Κω. Ο κώδικας έχει επίσης τη δυνατότητα επαναληπτικής εκτέλεσης για διενέργεια παραμετρικών μελετών της επίδρασης ορισμένων μεταβλητών σχεδιασμού του ΥΒΣ στα ενεργειακά και οικονομικά του αποτελέσματα.

8. Η εγγυημένη ισχύς του Υβριδικού σταθμού θα είναι τα 15MW, ενώ

9. Το όριο ισχύος ορίζεται ίσο με τη μέγιστη ετήσια τιμή της καμπύλης ζήτησης, μείον την εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ. Για το 2011 εκτιμάται ίσο με $90-15 = 75 \text{ MW}$.

Η προσομοίωση αρχίζει μετά την ανάγνωση όλων των δεδομένων (όπως περιγράφονται παρακάτω), και γίνεται σε δύο φάσεις, ως εξής:

- ▶ Πρώτη φάση: Διαμόρφωση προσφοράς εγγυημένης ποσότητας ενέργειας ή και ζήτησης ενέργειας από το δίκτυο για το επόμενο 24ωρο, με βάση τη διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα, την πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής και την ενδεχόμενη απαίτηση του ΔΔ για κάλυψη αιχμών άνω του ορίου ισχύος. Βέλτιστος προγραμματισμός ένταξης μονάδων υδροστροβίλων και αντλιών για κάθε ώρα της ημέρας.
- ▶ Δεύτερη φάση: Προσομοίωση πραγματικής λειτουργίας του ΥΒΣ, με βάση την εκτιμώμενη καμπύλη ωριαίας ζήτησης φορτίου και τα αντίστοιχα δεδομένα αιολικής παραγωγής ανά 10λεπτο. Εφαρμογή

όλων των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας και συνυπολογισμός ενδεχόμενου περιορισμού ισχύος από τον ΔΔ.

Κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης υπολογίζεται και αποθηκεύεται η μεταβολή όλων των βασικών ενεργειακών μεγεθών του σταθμού, ώστε να γίνει δυνατή η γραφική παράσταση των αποτελεσμάτων, όπως φαίνεται στα επόμενα διαγράμματα.

Ο υπολογιστικός κώδικας μπορεί να προσομοιώσει δύο διαφορετικά σενάρια λειτουργίας:

(Α) Διοχέτευση του μέγιστου δυνατού ποσοστού της αιολικής παραγωγής κατά προτεραιότητα στις αντλίες και

(Β) Διοχέτευση του μέγιστου δυνατού ποσοστού της αιολικής παραγωγής απ' ευθείας στο δίκτυο, με παράλληλη μείωση του φορτίου των υδροστροβίλων.

Το σενάριο Α θα είναι προτιμητέο για τον ΥΒΣ σε περίπτωση που η τιμολόγηση της παραγωγής των υδροστροβίλων είναι πολύ υψηλότερη της αντίστοιχης του ΑΠ, έτσι ώστε να είναι συμφέρουσα η διοχέτευση της παραγόμενης ενέργειας του ΑΠ μέσω του κύκλου αντλησιοταμίευσης.

Από την άλλη μεριά, το σενάριο Β έχει τις μικρότερες δυνατές ενεργειακές απώλειες, αλλά προϋποθέτει κατάλληλη τιμολόγηση ώστε να είναι συμφέρον για τον ΥΒΣ.

Κάνοντας χρήση του προγράμματος HYPPOS για τη περίπτωση και τα δεδομένα της πρώτης προσέγγισης όπως αυτά περιγράφηκαν παραπάνω, το πρόγραμμα υπολόγισε οικονομικούς και ενεργειακούς δείκτες για όλο το έτος.

Στο Γράφημα 27 παρουσιάζεται η καμπύλη φορτίου για το έτος 2011 πριν και μετά την εγκατάσταση του υβριδικού σταθμού. Όπως φαίνεται και στο γράφημα ο τρόπος λειτουργίας που περιγράφηκε νωρίτερα, επιτρέπει την εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου του συμπλέγματος, η οποία ήταν και ο στόχος από την πολιτική διαχείρισης του σταθμού.

Αυτό που παρατηρείται επίσης στο διαγράμματα χρονοσειράς φορτίου είναι η πολύ μεγάλη εποχική διακύμανση που εμφανίζει το φορτίο του συμπλέγματος. Αυτή η διακύμανση εντοπίζεται του καλοκαιρινούς μήνες και οφείλεται κυρίως στην αρκετά αυξημένη τουριστική δραστηριότητα που έχουν τα νησιά του υπό μελέτη συμπλέγματος, αλλά και επίσης από το γεγονός της ούτως η άλλως αυξημένης ζήτησης φορτίου για τη χρήση των κλιματιστικών. Αυτή η σημαντική διαφοροποίηση καθιστά πιο δύσκολη την εύρεση λύσης εισαγωγής υβριδικού συστήματος στο αυτόνομο σύμπλεγμα.

Στο γράφημα αυτό επίσης παρουσιάζεται και το όριο ισχύος των 75 MW πάνω από το οποίο ο υβριδικός σταθμός είναι υποχρεωμένος να το καλύψει. Όπως παρατηρείται στο γράφημα αλλά και από τα αναλυτικά αποτελέσματα αυτό συμβαίνει περίπου 430h/έτος ήτοι περίπου 2 GWh/έτος. Οι περιπτώσεις νυχτερινής άντλησης είναι περιορισμένες στις 11 για όλο το έτος, και για τις οποίες ο διαχειριστής του ΥΒΣ πρέπει να κάνει δήλωση άντλησης εξαιτίας της μη επαρκούς ανανεώσιμης παραγωγής για διατήρηση της στάθμης του ταμιευτήρα στο απαραίτητο επίπεδο.

Παρατηρούνται περίοδοι μη υπαρκτής αιολικής παραγωγής εξαιτίας του αδύναμου αιολικού δυναμικό για την εν λόγω χρονική περίοδο, ενώ επίσης έχουν σημειωθεί στο γράφημα τρεις εβδομάδες του έτους, οι οποίες εμφανίζουν μέτρια παραγωγή αλλά με υψηλή ζήτηση, υψηλή παραγωγή και υψηλή ζήτηση, και υψηλή παραγωγή με χαμηλή ζήτηση από τον ΥΒΣ και οι οποίες παρουσιάζονται αναλυτικότερα στα Γραφήματα 29,39 και 31.

Στο Γράφημα 28 απεικονίζονται κατά σειρά οι ημερήσιες διακυμάνσεις από τα κάτωθι μεγέθη:

1. E_{wind} , η ημερήσια παραγόμενη αιολική ενέργεια
2. $E_{W/G + H/T}$, η συνολικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τον ΥΒΣ, είτε απ' ευθείας από το ΑΠ είτε από τους υδροστροβίλους
3. $E_{wind\ to\ pumps}$, η αιολική ενέργεια που χρησιμοποιείται για άντληση.
4. $E_{wind\ to\ grid}$, η αιολική ενέργεια που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο.
5. $E_{wind\ rejected}$, η αιολική ενέργεια που απορρίπτεται.
6. $E_{hydro\ to\ grid}$, η ενέργεια που παράγεται από τους υδροστροβίλους.

7. $E_{\text{Pumping from grid}}$, η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και καταναλώνεται από το αντλιοστάσιο.
8. $E_{\text{Pumping from wind}}$, η ενέργεια που παράγεται από το αιολικό και δίνεται για αντλησιοταμίευση
9. Upper reservoir content, το ποσοστό πλήρωσης του Άνω ταμιευτήρα
10. Hydro turbine efficiency, ο βαθμός απόδοσης της υδροστροβλικής εγκατάστασης
11. Pumped storage efficiency, ο βαθμός απόδοσης του αντλιοστασίου

Η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ κυμαίνεται σε υψηλά επίπεδα, δεδομένου ότι ο σταθμός έχει τη δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης (λόγω διπλού αγωγού). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να παρακολουθεί τις διακυμάνσεις της παραγωγής των ΑΠΕ όπως φαίνεται και στο Γράφημα 28.

Παρότι ο σταθμός λειτουργεί βάσει σεναρίου που παρέχει την παραγωγή των ΑΠΕ κατά προτεραιότητα στο δίκτυο, όπως προκύπτει και από το Γράφημα 28 σχεδόν καθόλη τη διάρκεια του έτους το ποσοστό της παραγωγής που προωθείται στις αντλίες είναι μεγαλύτερο. Η τάση αυτή ενισχύεται ιδιαίτερα κατά τις ημέρες εκείνες που η παραγωγή είναι χαμηλή, αφού προέχει η διατήρηση της στάθμης του ταμιευτήρα σε κατάλληλα επίπεδα για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας του επόμενου 24ώρου.

Ενώ η διακύμανση είναι πιο ισορροπημένη τις ημέρες εκείνες που η παραγωγή του αιολικού λαμβάνει υψηλότερες τιμές, με τον ταμιευτήρα να παρουσιάζει υψηλά ποσοστά πλήρωσης. Κατά συνέπεια με εξασφαλισμένη την εγγυημένη ενέργεια της επόμενης μέρας ο διαχειριστής του σταθμού έχει τη δυνατότητα να παρέχει μεγαλύτερα ποσά ενέργειας απευθείας στο δίκτυο.

Όσον αφορά τις απορρίψεις ενέργειας η τιμή τους εμφανίζεται σχετικά χαμηλή καθόλη τη διάρκεια του έτους, γεγονός που οφείλεται στη δυνατότητα ταχύτατης αποφόρτισης των υδροστροβίλων στο τεχνικό τους ελάχιστο ή ακόμα και απενεργοποίησης τους. Στις περιπτώσεις που η τιμή των απωλειών είναι λίγο μεγαλύτερη, αυτό προκύπτει από το συνδυασμό των:

- ▶ Χαμηλής ζήτησης από πλευράς καταναλωτών του συμπλέγματος και κατά συνέπεια αδυναμίας απορρόφησης της αιολικής παραγωγής απευθείας στο δίκτυο.
- ▶ Αυξημένης παραγωγή από τα αιολικά πάρκα και εκτός ΥΒΣ, τέτοια ώστε η προσφορά ισχύος του ΥΒΣ να πρέπει να μηδενιστεί.
- ▶ Το μέγεθος του Άνω ταμιευτήρα είναι μικρό και δε μπορεί να αποθηκεύσει άλλη ενέργεια.

Οι αντλητικές ανάγκες καλύπτονται σχεδόν εξ ολοκλήρου από το αιολικό πάρκο ενώ είναι λίγες οι περιπτώσεις όπου απαιτείται ενέργεια από το δίκτυο για αντλησιοταμίευση.

Όσον αφορά τον ταμιευτήρα το ποσοστό πλήρωσης του όπως προαναφέρθηκε ακολουθεί τις διακυμάνσεις της παραγωγής των ΑΠΕ , ενώ η τιμή που κυμαίνεται μπορεί να φτάσει και το 100%. Συνεπώς Θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί και ταμιευτήρας μεγαλύτερης χωρητικότητας για καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα αλλά και να βελτιώσει και την ενεργειακή παραγωγή.

Τέλος οι βαθμοί απόδοσης παραγωγής από τους υδροστροβίλους και αντλησιοταμίευσης κυμαίνονται ο μεν πρώτος μεταξύ 75% και 85% ο δε δεύτερος μεταξύ 59% και 70% ενώ και οι δύο ακολουθούν περίπου τις ίδιες διακυμάνσεις.

Στα γραφήματα 29,30 και 31 παρουσιάζονται τα στοιχεία λειτουργίας για τις επιλεχθείσες χρονικές περιόδους μιας εβδομάδας, για τη περίπτωση της μέτριας παραγωγής και υψηλής ζήτησης, για τη περίπτωση υψηλής παραγωγής και υψηλής ζήτησης, και τη περίπτωση υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης

Τα μεγέθη που παρατηρούνται είναι τα εξής:

- ▶ Pload: καμπύλη φορτίου αρχική (θερμικές και εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ)
- ▶ Pgrid: καμπύλη φορτίου μετά την ένταξη του υβριδικού
- ▶ PE: συνολική παραγωγή του ΥΒΣ
- ▶ PH: παραγωγή των υδροστροβίλων
- ▶ Pw-p: αιολική παραγωγή που αντλησιοταμιεύεται

- ▶ PD: νυχτερινή άντληση
- ▶ Pwind: συνολική αιολική παραγωγή
- ▶ Pw-gr: άμεση έγχυση αιολικής παραγωγής στο δίκτυο,
- ▶ Pw-lost: οριστικά απορριπτόμενη παραγωγή του ΑΠ του σταθμού
- ▶ VR: βαθμός πλήρωσης άνω ταμιευτήρα

Από το Γράφημα 29 παρατηρούνται τα εξής:

1. Η εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου του δικτύου, η οποία περιορίζεται τη μέρα στα 75 MW όπου είναι και το όριο εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ.
2. Η ενεργειακή παραγωγή από τους υδροστροβίλους είναι σχεδόν ίση με την παραγωγή του ΥΒΣ, το οποίο σημαίνει πολύ χαμηλή αιολική παραγωγή η οποία και παρατηρείται στη καμπύλη Pwind
3. Τέσσερεις περιπτώσεις απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο για νυχτερινή άντληση με σκοπό την πλήρωση του ταμιευτήρα
4. Μια περίπτωση όπου αν και υπήρχε αιολική παραγωγή αυτή απορρίφτηκε.

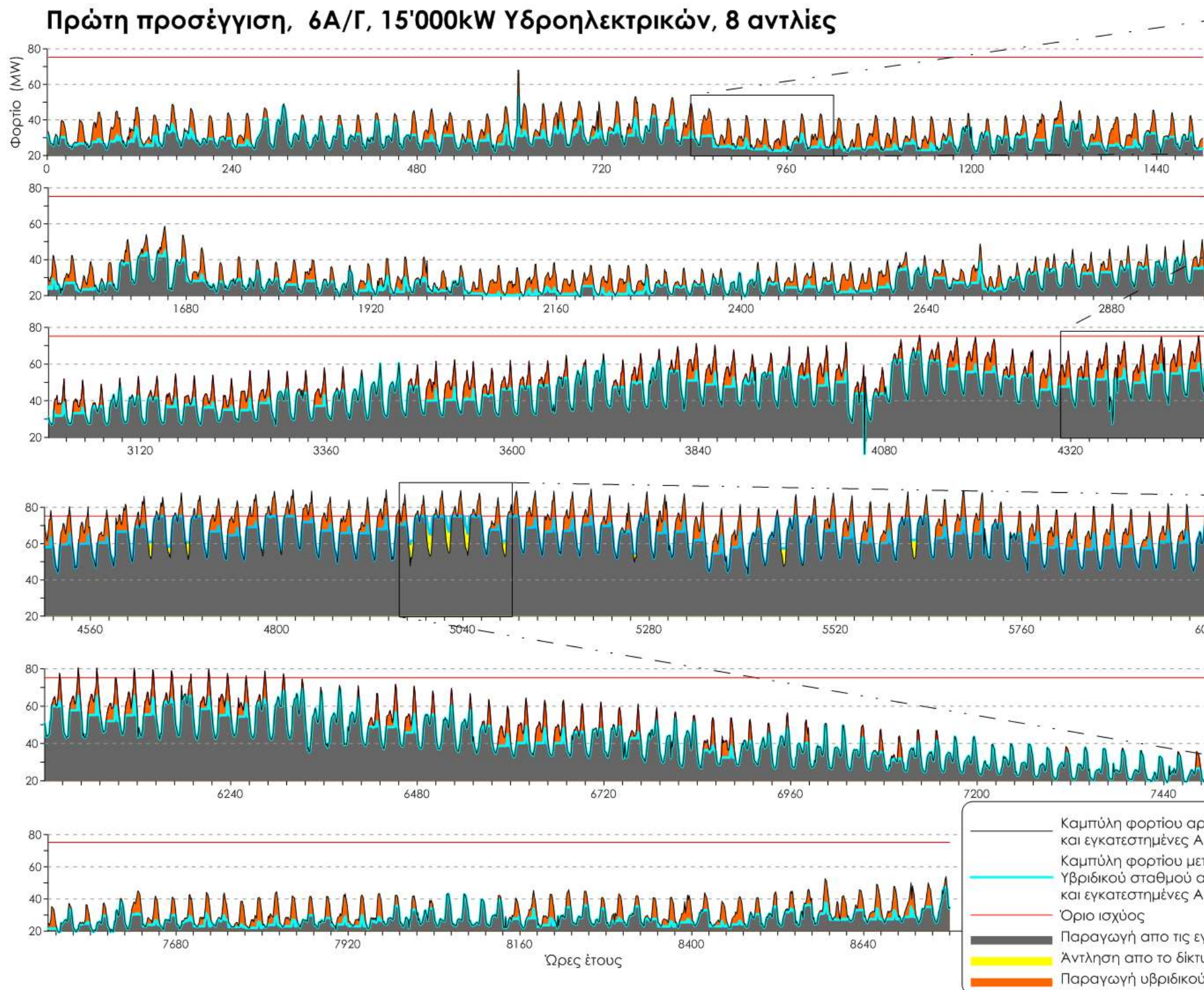
Από το Γράφημα 30 παρατηρούνται τα εξής:

1. Στο γράφημα αυτό η εξομάλυνση της καμπύλης του φορτίου είναι πιο εμφανής.
2. Η ενεργειακή παραγωγή του ΥΒΣ είναι σημαντικά μεγαλύτερη από αυτή των υδροστροβίλων, το οποίο σημαίνει πολύ υψηλή αιολική παραγωγή η οποία και παρατηρείται στη καμπύλη Pwind.
3. Επίσης παρατηρούνται και μεγάλα ποσά ενέργειας εγχεόμενα απευθείας στο δίκτυο, ενώ επίσης σημαντικά είναι και τα ποσά ενέργειας προς αντλησιοταμίευση.
4. Δεν παρατηρείται περιστατικό νυχτερινής άντλησης, ενώ επίσης λόγω της αρκετής ενέργειας προς αντλησιοταμίευση η πλήρωση του ταμιευτήρα διατηρείται σε υψηλά επίπεδα.
5. Απορριπτόμενη ενέργεια παρατηρείται στην αρχή και στο μέσον της εβδομάδας όπου ο ταμιευτήρας είναι στο 100%, νυχτερινές ώρες όπου

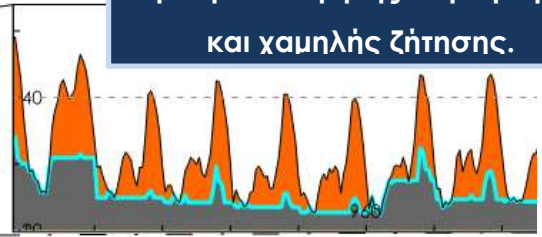
υπάρχει χαμηλή ζήτηση κατά συνέπεια η ενέργεια αυτή αφού δεν μπορεί να απορροφηθεί απορρίπτεται.

Από το Γράφημα 32 παρατηρούνται τα εξής:

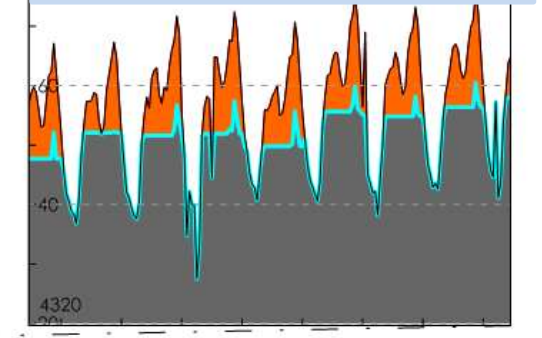
1. Στο γράφημα αυτό η τελική καμπύλη φορτίου μετά την ένταξη του ΥΒΣ είναι σχεδόν ευθεία.
2. Η ενεργειακή παραγωγή του ΥΒΣ είναι σημαντικά μεγαλύτερη από αυτή των υδροστροβίλων, το οποίο σημαίνει πολύ υψηλή αιολική παραγωγή η οποία και παρατηρείται στη καμπύλη Pwind.
3. Επίσης παρατηρούνται και μεγάλα ποσά ενέργειας εγχεόμενα απευθείας στο δίκτυο, ενώ επίσης σημαντικά είναι και τα ποσά ενέργειας προς αντλησιοταμίευση.
4. Δεν παρατηρείται περιστατικό νυχτερινής άντλησης, ενώ επίσης λόγω της αρκετής ενέργειας προς αντλησιοταμίευση ο ταμιευτήρας παραμένει πλήρης.
5. Παρατηρούνται τέλος μεγάλα ποσά απορριπτόμενης ενέργειας εξαιτίας της ταυτόχρονης χαμηλής ζήτησης και της υψηλής πλήρωσης του ταμιευτήρα.



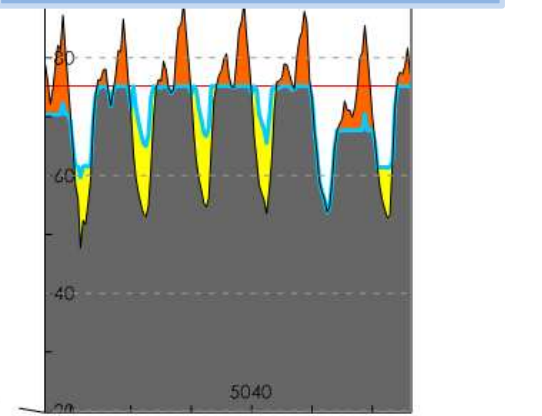
Εβδομάδα υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης.



Εβδομάδα Υψηλής παραγωγής και υψηλής ζήτησης

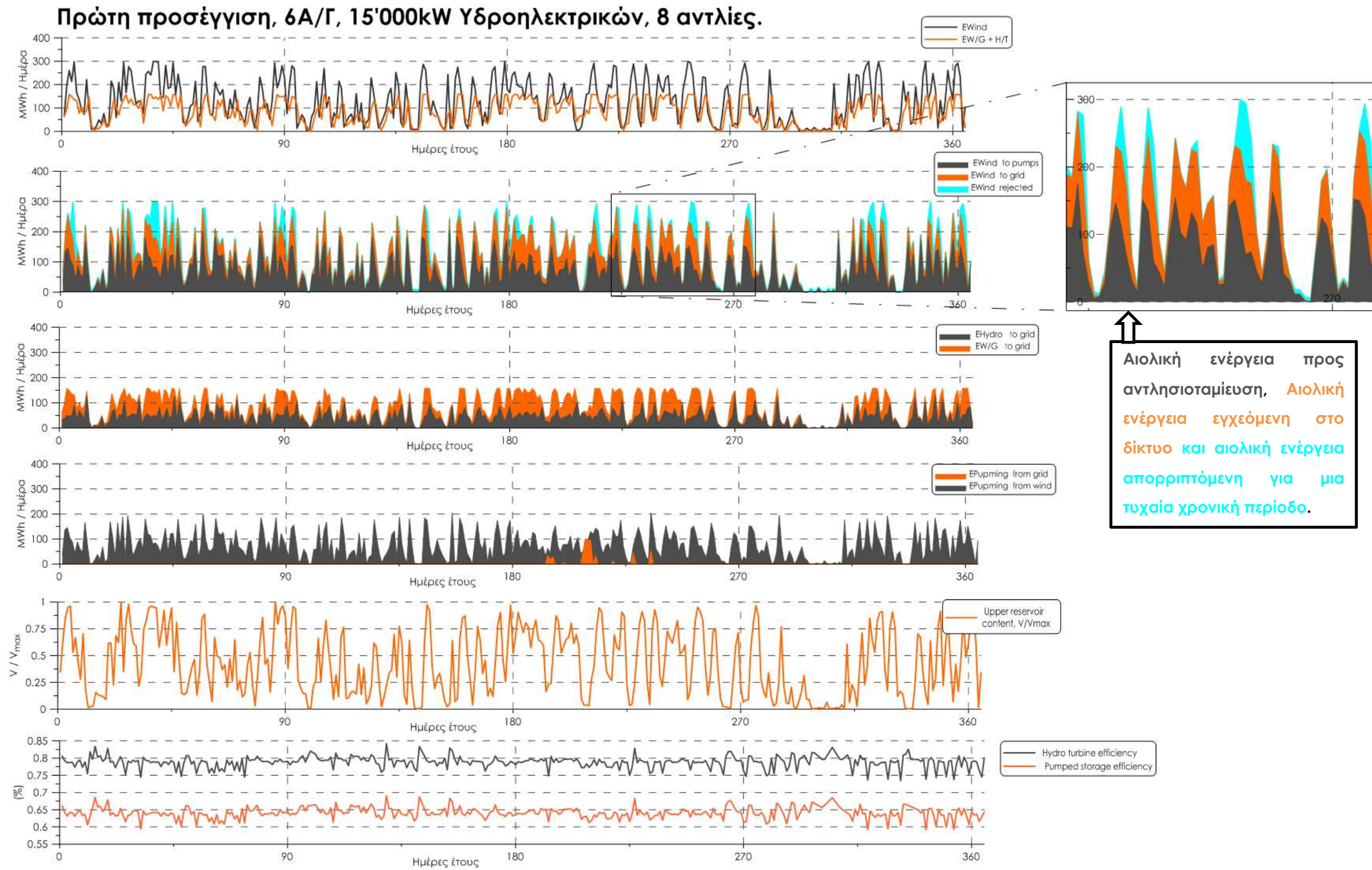


Εβδομάδα μέτριας παραγωγής και υψηλής ζήτησης.



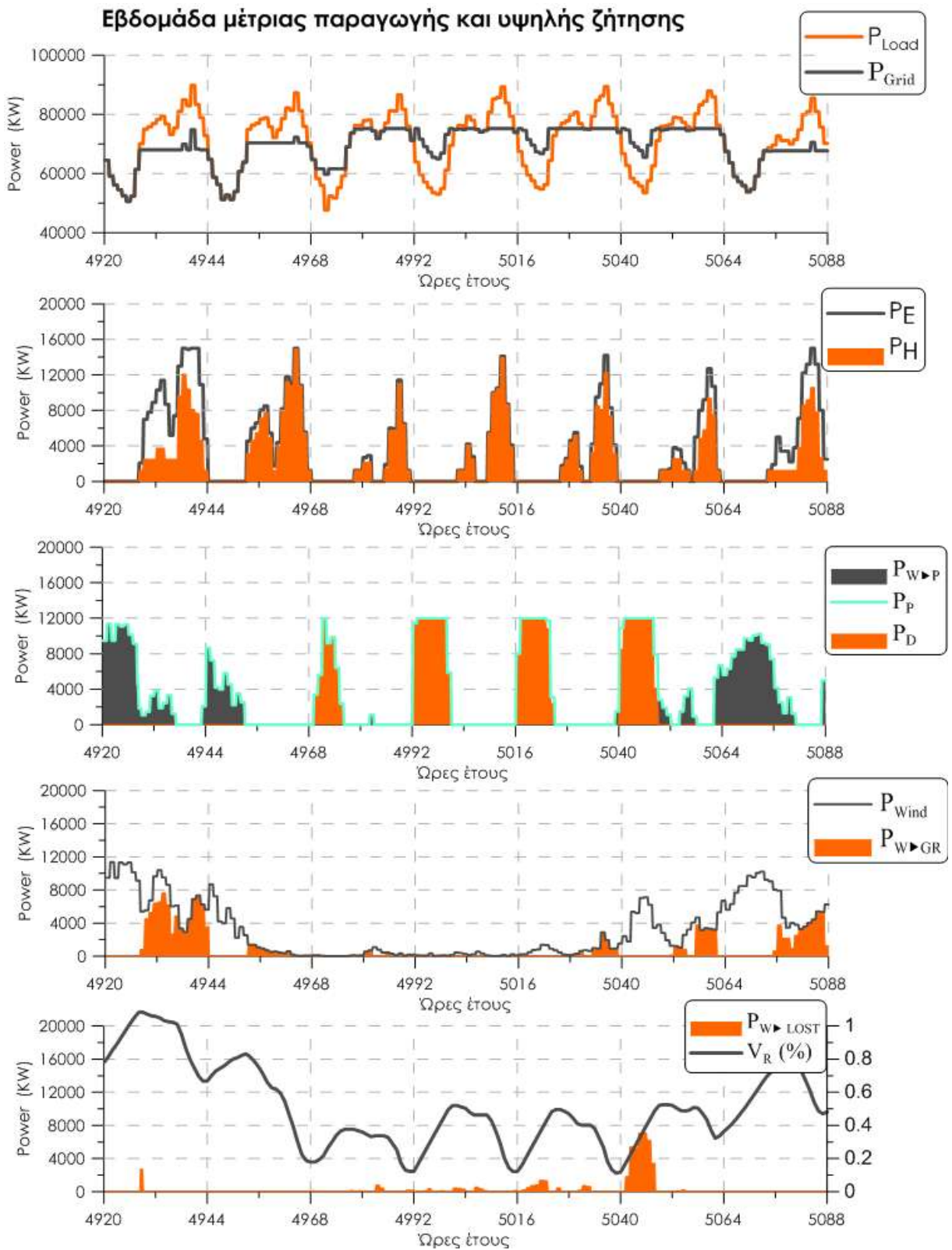
Γράφημα 27. Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά και την ένταξη του υβριδικού σταθμού πρώτης προσέγγισης.

Γράφημα 27. Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά και την ένταξη του υβριδικού σταθμού πρώτης προσέγγισης. Ισχύς αντλητικού συστήματος περίπτωσης α.

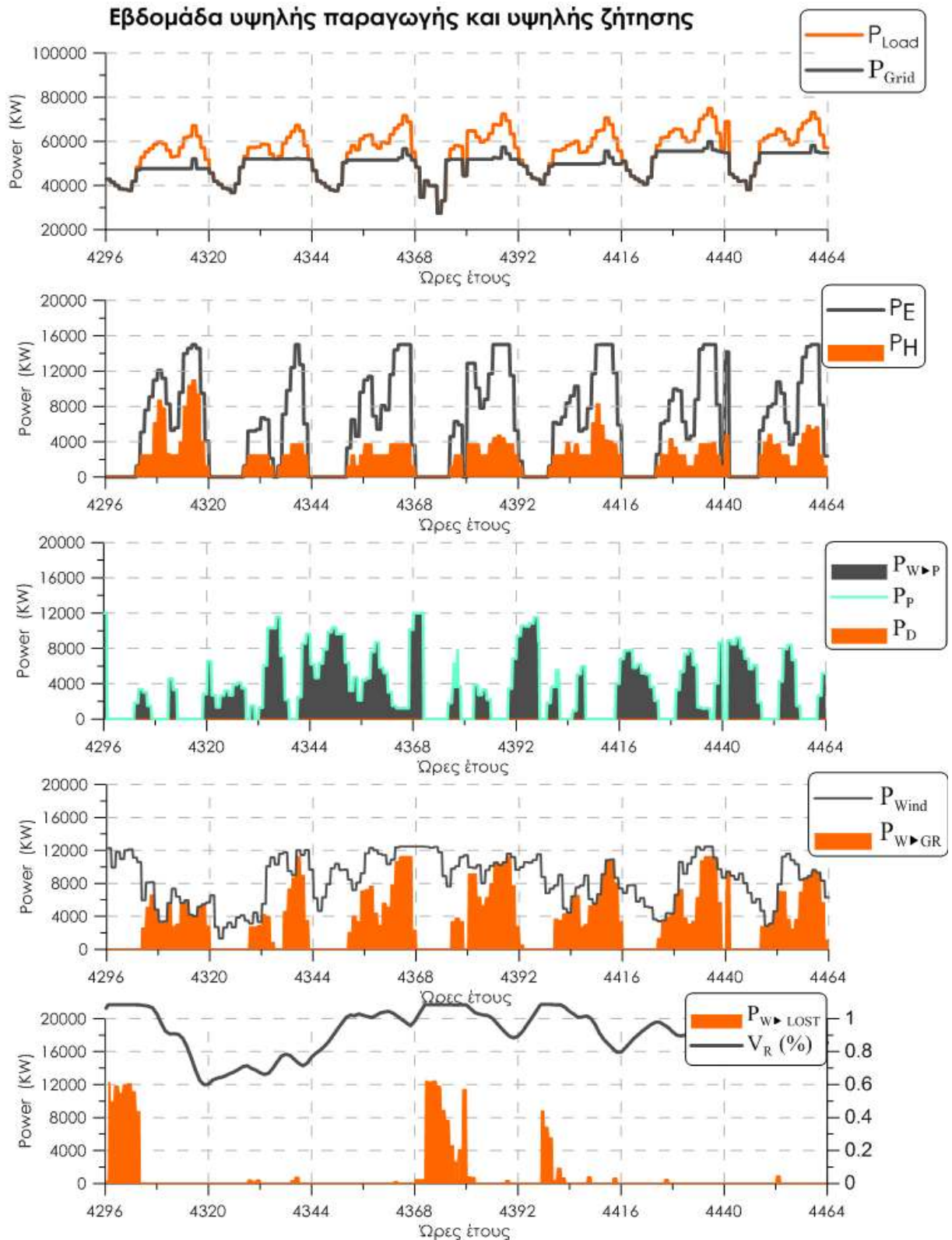


Γράφημα 28. Διάγραμμα ετήσιας λειτουργίας υβριδικού σταθμού πρώτης προσέγγισης.

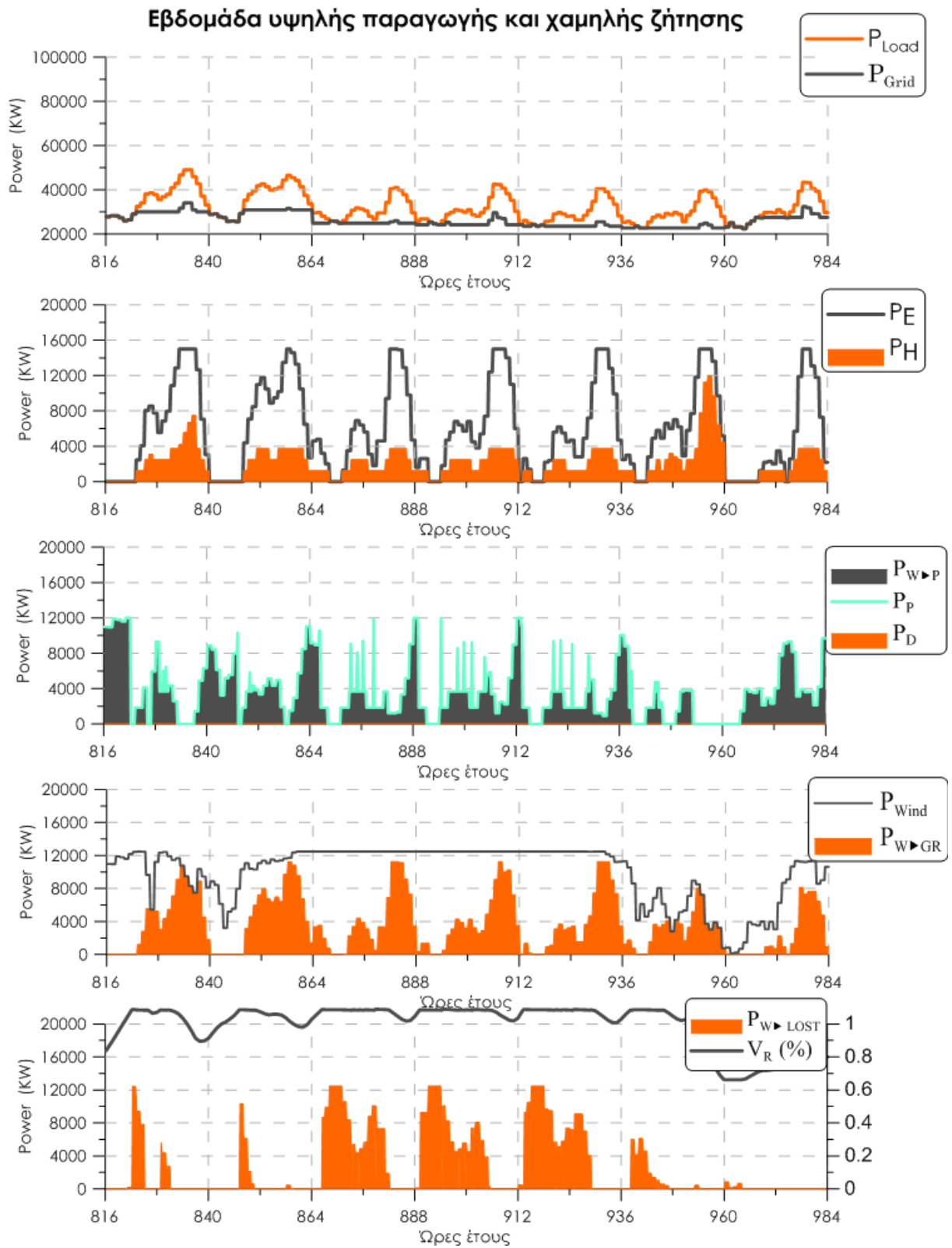
Γράφημα 28. Διάγραμμα ετήσιας λειτουργίας υβριδικού σταθμού πρώτης προσέγγισης. Ισχύς αντλητικού συστήματος περίπτωσης α.



Γράφημα 29. Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας μέτριας παραγωγής και υψηλής ζήτησης



Γράφημα 30. Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας υψηλής παραγωγής και υψηλής ζήτησης



Γράφημα 31. Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης

Για τη περαιτέρω ανάλυση και αξιολόγηση της πρώτης προσέγγισης του υβριδικού σταθμού εξήχθησαν από το πρόγραμμα τα εξής σημαντικά αποτελέσματα.

	Περίπτωση α. (80%xΑιολική ισχύ)	Περίπτωση β. (120%x Ισχύ Υδροστροβίλων)
Μέγεθος Άνω Ταμιευτήρα	300000 m ³	300000 m ³
Πλήθος Α/Γ	6	6
Συνολική ισχύς αιολικού σταθμού	13800 kW	13800 kW
Πλήθος Υδροστροβίλων	3	3
Συνολική ισχύς υδροστροβίλων	15000 kW	15000 kW
Πλήθος αντλιών	8	12
Συνολική ισχύς ανλητικού συστήματος	12000 kW	18000 kW
Ενεργειακά αποτελέσματα		
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τον αιολικό σταθμό	46,57674 GWh	46,57674 GWh
Ετήσια αιολική ενέργεια απευθείας στο δίκτυο	15,0278 GWh	15,03622 GWh
Ετήσια αιολική ενέργεια για αντλησιοταμίευση	26,71573 GWh	26,7772 GWh
Απορριπτόμενη αιολική παραγωγή	4,833197 GWh	4,763319 GWh
Ενέργεια καταναλισκόμενη από το δίκτυο	0,5768193 GWh	0,5812162 GWh
Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	2,09135 GWh	2,09135 GWh
Οικονομικά αποτελέσματα		
Κόστος επένδυσης	42905960 €	46857880 €
Ετήσια έσοδα	6300452 €	6304161 €
Λειτουργικά έξοδα	858119,2 €	937157,6 €
IRR	18,31864 %	16,4122 %
NPV	0,5529768 €	0,4412569 €
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής	7,413141 έτη	8,454397 έτη
Κόστος παραγόμενης ενέργειας	0,1705987 €/kWh	0,1861438 €/kWh
Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας	0,2483668 €/kWh	0,2522001 €/kWh

Πίνακας 35. Οικονομικά και Ενεργειακά αποτελέσματα πρώτης προσέγγισης ΥΒΣ

Από τα παραπάνω αποτελέσματα παρατηρούνται τα εξής:

1. Η εκτίμηση της αντλητικής εγκατάστασης σύμφωνα με το 120% της ισχύος του υδροστροβίλου κρίνεται μη αποδοτική. Η εκτίμηση αυτή θα διερευνηθεί και στην περαιτέρω βελτιστοποίηση του συστήματος.
2. Ειδικότερα η περίπτωση με 8 αντλίες εμφανίζει ικανοποιητικό εσωτερικό βαθμό απόδοσης IRR της τάξης του 18,3% όπου μπορεί να θεωρηθεί και ελκυστική ως επένδυση.
3. Ενεργειακά οι δύο προσεγγίσεις δεν διαφέρουν σημαντικά. Παρατηρούνται οριακά καλύτερες ενεργειακές επιδόσεις στη προσέγγιση των 12 αντλιών, με οριακά αυξημένη αιολική ενέργεια εγχεόμενη απευθείας στο δίκτυο,

περισσότερη ενέργεια για αντλησιοταμίευση, λιγότερη απορριπτόμενη ενέργεια και χαμηλότερη ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο.

4. Από οικονομικής απόψεως όμως οι οριακά βελτιωμένοι ενεργειακοί δείκτες δεν οδηγούν σε βελτίωση των οικονομικών επιδόσεων. Στη προσέγγιση των 12 αντλιών το συνολικό κόστος της εγκατάστασης αυξάνεται κατά περίπου 400k€, τα ετήσια έσοδα αυξάνονται μόλις κατά 4k€ με δραματική αύξηση των λειτουργικών εξόδων κατά 80k€. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα εμφανίζεται μειωμένος κατά περίπου 2 ποσοστιαίες μονάδες με ταυτόχρονη μείωση της καθαρά παρούσας αξίας της επένδυσης και επιμήκυνσης της περιόδου αποπληρωμής κατά περίπου 1 έτος.
5. Στα ίδια συμπεράσματα οδηγούν και τα αποτελέσματα τους κόστους παραγόμενης ενέργειας, αφού κοστίζει περισσότερο η προσέγγιση των 12 αντλιών, με ταυτόχρονη αύξηση και της τιμής πώλησης της ενέργειας την οποία θα κλιθούν να πληρώσουν οι καταναλωτές του δικτύου.

5.8 Βελτιστοποίηση συστήματος

Σε αυτή την παράγραφο γίνεται προσπάθεια εύρεσης της βέλτιστης διαστασιολόγησης του υβριδικού σταθμού για το συγκεκριμένο αυτόνομο σύμπλεγμα. Η βέλτιστη λύση θα εξεταστεί με οικονομικά και ενεργειακά κριτήρια και θα επιτευχθεί μέσω δοκιμών σε όλες τις βασικές παραμέτρους του υβριδικού σταθμού. Αυτές οι παράμετροι είναι:

1. Το μέγεθος του Άνω ταμιευτήρα
2. Η ισχύς του αιολικού πάρκου (πλήθος α/γ)
3. Η συνολική ισχύς των υδροστροβίλων
4. Η συνολική ισχύς του αντλητικού συστήματος

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να αναφερθούν τα εξής:

1. Θα χρησιμοποιηθούν και ταμιευτήρες με μεγαλύτερη χωρητικότητα με το σκεπτικό ότι η διαδικασία που έγινε σε προηγούμενες παραγράφους για

την εύρεση κατάλληλης θέσης Άνω ταμιευτήρα μπορεί να γίνει και για άλλες περιοχές ή ακόμα και για άλλα νησιά του μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος. Αυτό το σενάριο καθίσταται εφικτό γιατί οι υδροστρόβιλοι ή και η αντλητική εγκατάσταση δεν αναφέρεται σε μία μόνο μηχανή, κατά συνέπεια μπορεί να διαχωριστεί και σε περισσότερες από μία εγκαταστάσεις.

2. Όπως προέκυψε από τη χρήση του λογισμικού η εγγυημένη ισχύς των υδροστροβίλων δεν μπορεί να είναι πάνω από περίπου 15MW. Αυτό σημαίνει ότι αν και θα χρησιμοποιηθούν παρακάτω και μεγαλύτερες ισχύς υδροστροβίλων, η εγγυημένη ισχύς με την οποία θα αποζημιώνεται ο σταθμός θα είναι 15MW. Συνεπάγεται ότι η χρήση των οικονομικών αποτελεσμάτων για αυτές τις περιπτώσεις δε μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αξιολόγηση, αυτό που μπορεί όμως θα είναι τα ενεργειακά αποτελέσματα αυτών των περιπτώσεων.
3. Και σε αυτή τη φάση μελέτης η ισχύς της αντλητικής εγκατάστασης θα έχει δύο περιπτώσεις όμοιες με αυτές της πρώτης προσέγγισης.
 - a. 80% x Αιολική ισχύ
 - b. 120% x Συνολική ισχύ των υδροστροβίλων

Στους Πίνακες 36 και 37 που ακολουθούν σύμφωνα και με το πιο πάνω κριτήριο υπολογίζεται το πλήθος των αντλιών που απαιτούνται για τη κάθε προσέγγιση.

	Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
Ισχύς αιολικού (kW)	9200	11500	13800	16100	18400	20700
Ισχύς αιολικού x 0,8 (kW)	7360	9200	11040	12880	14720	16560
Πλήθος αντλιών (1500kW/αντλία)	5	7	8	9	10	12

Πίνακας 36. Πλήθος αντλιών σύμφωνα με τη προσέγγιση α. αντλητικής εγκατάστασης

ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΙ									
Ισχύς ΥΣΡ/ΛΟΥ (kW)	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000
Ισχύς ΥΣΡ/ΛΟΥ Σταθμού (kW)	9000	10500	12000	13500	15000	16500	18000	19500	21000
Ισχύς ΥΣΡ/ΛΟΥ Σταθμού x 1,2 (kW)	10800	12600	14400	16200	18000	19800	21600	23400	25200
Πλήθος αντλιών (1500kW/αντλία)	8	9	10	11	12	14	15	16	17

Πίνακας 37. Πλήθος αντλιών σύμφωνα με τη προσέγγιση β. αντλητικής εγκατάστασης

Συνοψίζοντας τα δεδομένα των βασικών παραμέτρων που θα εξεταστούν για την εύρεση της βέλτιστης λύσης είναι:

		ΟΓΚΟΣ ΑΝΩ ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑ=300'000m ³ / 500'000m ³ / 700'000m ³					
Ισχύς ΥΣΡ/ΛΟΥ (kW)	Ισχύς ΥΣΡ/ΛΟΥ Σταθμού (kW)	Α/Γ					
		4	5	6	7	8	9
		Ισχύς αιολικού (kW)					
		9200	11500	13800	16100	18400	20700
3000	9000	5	7	8	9	10	12
		8	8	8	8	8	8
3500	10500	5	7	8	9	10	12
		9	9	9	9	9	9
4000	12000	5	7	8	9	10	12
		10	10	10	10	10	10
4500	13500	5	7	8	9	10	12
		11	11	11	11	11	11
5000	15000	5	7	8	9	10	12
		12	12	12	12	12	12
5500	16500	5	7	8	9	10	12
		14	14	14	14	14	14
6000	18000	5	7	8	9	10	12
		15	15	15	15	15	15
6500	19500	5	7	8	9	10	12
		16	16	16	16	16	16
7000	21000	5	7	8	9	10	12
		17	17	17	17	17	17

Πλήθος αντλιών αντλητικού συστήματος. Ονομαστική ισχύς έκαστης= 1500kW

Πίνακας 38. Υπό εξέταση συνδυασμοί ΥΒΣ για βελτιστοποίηση

Εν συνεχεία παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για την κάθε περίπτωση αναλυτικά στους πίνακες που ακολουθούν.

Ειδικότερα τα αποτελέσματα είναι ομαδοποιημένα ανά μέγεθος ταμιευτήρα, συνολική ισχύ αιολικού πάρκου και συνολική ισχύ υδροστροβίλων. Τα βασικότερα αποτελέσματα που καταγράφονται και παρουσιάζονται στους πίνακες αφορούν:

1. Οικονομικούς δείκτες:

- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επένδυσης IRR (%)
- Κόστος παραγόμενης kWh (Production cost)
- Τιμή πώλησης παραγόμενης kWh (System purchasing)

2. Ενεργειακούς δείκτες:

- Ποσοστό (%) της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας προς τη συνολικά παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου (Wind losses/ Wind energy)

Τα κελιά σημειωμένα με κόκκινο χρώμα είναι αυτά τα οποία από τους περιορισμούς στο τρόπο λειτουργίας που περιγράφηκαν στη παράγραφο 5.6 δεν έδωσαν αποτέλεσμα στο πρόγραμμα HYPPOS.

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 300'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
IRR(%)						
9000kW (0,8xΑ/Γ)	17,50000%	17,18369%	16,80100%	15,93948%	14,93889%	13,61397%
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	15,64163%	16,64322%	16,80100%	16,43692%	15,84763%	15,13161%
10500kW (0,8xΑ/Γ)	17,90543%	17,59293%	17,17514%	16,31180%	15,32524%	14,03832%
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	15,45212%	16,45828%	16,66191%	16,31180%	15,77713%	15,13542%
12000kW (0,8xΑ/Γ)	18,27835%	17,95517%	17,53403%	16,67893%	15,69778%	14,42986%
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	15,27321%	16,26633%	16,45157%	16,18912%	15,69778%	15,10277%
13500kW (0,8xΑ/Γ)		18,29087%	17,85416%	16,99387%	16,02127%	14,77196%
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	15,28313%	16,26511%	16,44394%	16,19522%	15,73044%	15,17143%
15000kW (0,8xΑ/Γ)			18,31864%	17,90207%	16,46220%	15,20676%
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	15,28557%	16,24435%	16,41220%	16,17294%	15,74173%	15,20676%
16500kW (0,8xΑ/Γ)			17,72934%	16,91879%	16,00510%	14,80110%
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	13,85765%	14,87907%	15,13359%	14,98116%	14,63524%	14,17183%
18000kW (0,8xΑ/Γ)		17,49313%	17,52121%	16,41617%	15,54764%	14,40514%
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	12,85958%	13,91304%	14,22462%	14,14375%	13,83934%	13,43193%
19500kW (0,8xΑ/Γ)		17,10892%	16,78635%	15,71197%	15,26619%	14,15764%
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	12,27730%	13,34572%	13,66585%	13,62740%	13,35793%	12,98027%
21000kW (0,8xΑ/Γ)		16,53336%	16,27823%	15,63431%	14,85786%	13,79387%
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	11,40709%	12,50389%	12,87468%	12,87026%	12,65495%	12,31621%

Πίνακας 39. Αποτελέσματα IRR (%) για ταμιευτήρα 300'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 300'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
Production Cost €/kWh						
9000kW (0,8xA/Γ)	0,1647754	0,1563412	0,1534811	0,1563565	0,1617371	0,1711089
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,1795536	0,1603229	0,1534811	0,1527478	0,1547959	0,1586211
10500kW (0,8xA/Γ)	0,1719830	0,1613048	0,1579745	0,1604840	0,1654776	0,1742637
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,1921543	0,1700105	0,1620994	0,1604840	0,1619093	0,1650054
12000kW (0,8xA/Γ)	0,1790031	0,1665154	0,1623667	0,1643849	0,1690862	0,1775241
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2050474	0,1800217	0,1706927	0,1682072	0,1690862	0,1717126
13500kW (0,8xA/Γ)		0,1718360	0,1669740	0,1686642	0,1730412	0,1811152
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2164023	0,1885956	0,1781671	0,1750612	0,1754567	0,1775925
15000kW (0,8xA/Γ)			0,1705987	0,1685197	0,1759977	0,1838913
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2283701	0,1976411	0,1861438	0,1823936	0,1821065	0,1838913
16500kW (0,8xA/Γ)			0,1751922	0,1761572	0,1798380	0,1876028
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2453166	0,2112401	0,1979398	0,1932064	0,1922171	0,1935849
18000kW (0,8xA/Γ)		0,1865535	0,1771757	0,1803310	0,1838726	0,1919334
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2584653	0,2218505	0,2071731	0,2013886	0,2001108	0,2010317
19500kW (0,8xA/Γ)		0,1897975	0,1830884	0,1830117	0,1863907	0,1937169
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2663154	0,2282774	0,2132001	0,2067302	0,2050794	0,2057879
21000kW (0,8xA/Γ)		0,1948621	0,1873491	0,1870796	0,1900245	0,1971958
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2789216	0,2384183	0,2219149	0,2148966	0,2125922	0,2129685

Πίνακας 40. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 300'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 300'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
WIND LOSSES / WIND ENERGY (%)						
9000kW (0,8xA/Γ)	3,79291%	4,88699%	10,18006%	16,55083%	22,73106%	28,33708%
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,77771%	4,88906%	10,18006%	16,87272%	23,25333%	29,08114%
10500kW (0,8xA/Γ)	3,95987%	4,82228%	10,29805%	16,57288%	22,73167%	28,23883%
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,73867%	4,80704%	10,22572%	16,57288%	22,93311%	28,67463%
12000kW (0,8xA/Γ)	3,83220%	4,75635%	10,25542%	16,60084%	22,67604%	28,11635%
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,50075%	4,71189%	10,15266%	16,49180%	22,67604%	28,34316%
13500kW (0,8xA/Γ)		4,67206%	10,23943%	16,72146%	22,84381%	28,15977%
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	5,75696%	4,60557%	10,12220%	16,57489%	22,74917%	28,24025%
15000kW (0,8xA/Γ)			10,37685%	17,20057%	22,97736%	28,34740%
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,42885%	4,50709%	10,22682%	16,68400%	22,84260%	28,34740%
16500kW (0,8xA/Γ)			10,39496%	16,85038%	22,97066%	28,39522%
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,44069%	4,39217%	10,21959%	16,67263%	22,81278%	28,36346%
18000kW (0,8xA/Γ)		4,50886%	10,92128%	16,78017%	22,93260%	28,30669%
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,47042%	4,39528%	10,16986%	16,58065%	22,78718%	28,28547%
19500kW (0,8xA/Γ)		4,46812%	10,33983%	16,69722%	22,85212%	28,24326%
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,40661%	4,34731%	10,16695%	16,52092%	22,70024%	28,22094%
21000kW (0,8xA/Γ)		4,40574%	10,22146%	16,62630%	22,71921%	28,14945%
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,38842%	4,29632%	10,05716%	16,43632%	22,56868%	28,12225%

Πίνακας 41. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 300'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 300'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
System Purchasing €/kWh						
9000kW (0,8xA/Γ)	0,2329339	0,2181545	0,2110709	0,2080027	0,2068658	0,2075029
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2361035	0,2191526	0,2110709	0,2071501	0,2051927	0,2044355
10500kW (0,8xA/Γ)	0,2465743	0,2285782	0,2203625	0,2165966	0,2149082	0,2149947
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2508009	0,2307509	0,2213752	0,2165966	0,2140326	0,2126963
12000kW (0,8xA/Γ)	0,2602147	0,2391794	0,2295768	0,2250129	0,2228290	0,2224943
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2657529	0,2425387	0,2316177	0,2259454	0,2228290	0,2210553
13500kW (0,8xA/Γ)		0,2499121	0,2389359	0,2336618	0,2309306	0,2301197
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2805789	0,2540770	0,2416884	0,2352065	0,2315191	0,2292465
15000kW (0,8xA/Γ)			0,2483668	0,2415787	0,2389135	0,2377085
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,2960421	0,2660509	0,2522001	0,2448469	0,2403996	0,2377085
16500kW (0,8xA/Γ)			0,2495298	0,2433464	0,2398507	0,2386384
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,3004525	0,2695414	0,2551313	0,2475314	0,2428977	0,2401218
18000kW (0,8xA/Γ)		0,2633683	0,2503929	0,2443634	0,2408947	0,2395640
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,3039017	0,2723223	0,2575229	0,2495187	0,2449045	0,2419872
19500kW (0,8xA/Γ)		0,2640887	0,2516464	0,2449988	0,2415056	0,2401483
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,3056668	0,2737181	0,2590925	0,2508370	0,2461360	0,2431691
21000kW (0,8xA/Γ)		0,2652464	0,2525266	0,2459289	0,2422657	0,2408925
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,3086777	0,2762382	0,2610881	0,2527844	0,2478611	0,2448341

Πίνακας 42. Αποτελέσματα τιμής πώλησης της παραγόμενης kWh ταμιευτήρα 300'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 500'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Παραγωγή ενέργειας αιολικού σταθμού GWh					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
IRR(%)						
9000kW (0,8xA/Γ)	0,167226	0,1686569	0,1709335	0,167952	0,16115	0,149894
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,149625	0,1634995	0,1709335	0,172554	0,164232	0,164232
10500kW (0,8xA/Γ)	0,17115	0,173201	0,1765213	0,174593	0,170448	0,160347
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,148212	0,1623276	0,1711319	0,174593	0,174562	0,17076
12000kW (0,8xA/Γ)	0,174956	0,1768692	0,1807022	0,179683	0,176476	0,168456
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,146732	0,1606522	0,170137	0,174907	0,176476	0,175047
13500kW (0,8xA/Γ)		0,1802292	0,1840591	0,183803	0,180956	0,173991
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,147051	0,1607559	0,170314	0,175954	0,178258	0,177974
15000kW (0,8xA/Γ)			0,1890458	0,188673	0,186281	0,179268
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,147341	0,1607071	0,1704148	0,17614	0,179109	0,179268
16500kW (0,8xA/Γ)		0,1788132	0,1834458	0,183852	0,182115	0,175633
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,133717	0,1473976	0,1579361	0,164476	0,168257	0,169011
18000kW (0,8xA/Γ)		0,1725754	0,1779526	0,179009	0,177809	0,172044
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,124172	0,1380242	0,1491112	0,156218	0,160429	0,161778
19500kW (0,8xA/Γ)		0,1687759	0,1742417	0,175905	0,175078	0,169746
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,118516	0,1324242	0,1435143	0,151095	0,155595	0,157314
21000kW (0,8xA/Γ)		0,1631424	0,1689743	0,17112	0,170802	0,165923
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,11021	0,1241539	0,1354241	0,143351	0,148264	0,150308

Πίνακας 43. Αποτελέσματα IRR (%) για ταμιευτήρα 500'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 500'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
Production Cost €/kWh						
9000kW (0,8xΑ/Γ)	0,169776	0,156509	0,148306	0,14622	0,148405	0,154881
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,184221	0,160346	0,148306	0,143247	0,142902	0,144801
10500kW (0,8xΑ/Γ)	0,176944	0,167076	0,150387	0,14676	0,146125	0,151002
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,196617	0,169128	0,154115	0,14676	0,143514	0,144006
12000kW (0,8xΑ/Γ)	0,184011	0,165679	0,153538	0,14841	0,146485	0,149066
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,20952	0,178662	0,161055	0,151592	0,146485	0,144715
13500kW (0,8xΑ/Γ)		0,170757	0,157315	0,150718	0,148012	0,149277
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,220867	0,186854	0,167334	0,156018	0,149723	0,146657
15000kW (0,8xΑ/Γ)			0,15991	0,152676	0,149008	0,149943
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,232636	0,195423	0,173754	0,161305	0,153725	0,149943
16500kW (0,8xΑ/Γ)		0,179729	0,163825	0,155802	0,151591	0,152239
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,249401	0,208648	0,18418	0,170068	0,161323	0,156932
18000kW (0,8xΑ/Γ)		0,185045	0,167861	0,159107	0,154429	0,154569
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,262281	0,218874	0,192204	0,176745	0,167245	0,162156
19500kW (0,8xΑ/Γ)		0,18831	0,170828	0,161303	0,156275	0,1561
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,270212	0,225233	0,197779	0,181141	0,171089	0,165533
21000kW (0,8xΑ/Γ)		0,193339	0,175016	0,164842	0,159292	0,15883
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,282427	0,235178	0,206013	0,188189	0,177244	0,171191

Πίνακας 44. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 500'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 500'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Παραγωγή ενέργειας αιολικού σταθμού GWh					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
WIND LOSSES / WIND ENERGY (%)						
9000kW (0,8xΑ/Γ)	3,52312%	2,20418%	4,20379%	7,81048%	12,72838%	17,79770%
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,48250%	2,20111%	4,20379%	8,40719%	13,85740%	19,42233%
10500kW (0,8xΑ/Γ)	3,76853%	1,97339%	3,29045%	6,36315%	9,94747%	14,59090%
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,50044%	1,95936%	3,15702%	6,36315%	10,52545%	15,73885%
12000kW (0,8xΑ/Γ)	3,73204%	1,98689%	2,89545%	5,44108%	8,61827%	12,16288%
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,36508%	1,94918%	2,70151%	5,18273%	8,61827%	12,81367%
13500kW (0,8xΑ/Γ)		1,92214%	2,67825%	4,83291%	7,78143%	10,85923%
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,32001%	1,85601%	2,42714%	4,48365%	7,42896%	11,13893%
15000kW (0,8xΑ/Γ)			2,52715%	4,55267%	7,24897%	10,27980%
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,39232%	1,78469%	2,20217%	4,13324%	6,82955%	10,27980%
16500kW (0,8xΑ/Γ)		1,88888%	2,37879%	4,29408%	6,88775%	9,94833%
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,39293%	1,74933%	2,02163%	3,82801%	6,39065%	9,87062%
18000kW (0,8xΑ/Γ)		1,91755%	2,31169%	4,12271%	6,65242%	9,67747%
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,39985%	1,77295%	1,94349%	3,61645%	6,14131%	9,59486%
19500kW (0,8xΑ/Γ)		1,93856%	2,33434%	4,02520%	6,53110%	9,51013%
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,36354%	1,78724%	1,94718%	3,49057%	6,01709%	9,42621%
21000kW (0,8xΑ/Γ)		1,90397%	2,29209%	3,95555%	6,44346%	9,42456%
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,35075%	1,75714%	1,90749%	3,41338%	5,91087%	9,33968%

Πίνακας 45. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 500'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 500'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
	System Purchasing €/kWh					
9000kW (0,8xA/Γ)	0,232782	0,215767	0,206236	0,20104	0,198778	0,198495
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,235846	0,216727	0,206236	0,200425	0,197646	0,19627
10500kW (0,8xA/Γ)	0,246262	0,225477	0,213583	0,206928	0,202827	0,201625
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,250305	0,227567	0,214475	0,206928	0,202327	0,200124
12000kW (0,8xA/Γ)	0,259803	0,235606	0,221483	0,213275	0,208004	0,205348
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,265146	0,238838	0,223287	0,213992	0,208004	0,204392
13500kW (0,8xA/Γ)		0,24589	0,229766	0,219922	0,213711	0,209999
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,27988	0,249891	0,232149	0,221107	0,214025	0,209419
15000kW (0,8xA/Γ)			0,23786	0,226791	0,219416	0,215146
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,295136	0,261301	0,241149	0,228759	0,220444	0,215146
16500kW (0,8xA/Γ)		0,257448	0,238734	0,227382	0,219822	0,215494
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,299473	0,264761	0,243628	0,230733	0,222062	0,216641
18000kW (0,8xA/Γ)		0,258931	0,239678	0,228075	0,220382	0,21585
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,302795	0,267468	0,245563	0,23223	0,223383	0,217722
19500kW (0,8xA/Γ)		0,259727	0,240542	0,228556	0,220744	0,216097
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,304677	0,269025	0,247037	0,233256	0,224252	0,218432
21000kW (0,8xA/Γ)		0,260963	0,241573	0,229393	0,221402	0,216689
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,3075	0,271484	0,249103	0,234967	0,22569	0,219758

Πίνακας 46. Αποτελέσματα τιμής πώλησης της παραγόμενης kWh ταμιευτήρα 500'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 700'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Παραγωγή ενέργειας αιολικού σταθμού GWh					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
	IRR(%)					
9000kW (0,8xA/Γ)	0,159917	0,1630142	0,1672013	0,166029	0,16169	0,152147
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,143263	0,1580948	0,1672013	0,170305	0,169356	0,165718
10500kW (0,8xA/Γ)	0,164027	0,1673538	0,1723496	0,17238	0,169786	0,16248
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,14228	0,1569778	0,167189	0,17238	0,173741	0,172078
12000kW (0,8xA/Γ)	0,167952	0,1710342	0,1763504	0,177162	0,175563	0,169508
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,14116	0,1555344	0,1662369	0,172621	0,175563	0,175551
13500kW (0,8xA/Γ)		0,1744614	0,1796555	0,181072	0,179866	0,174577
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,141763	0,1558243	0,1664383	0,173546	0,177263	0,178362
15000kW (0,8xA/Γ)		0,1795639	0,1845627	0,185896	0,184938	0,179915
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,142254	0,155986	0,166658	0,173818	0,178117	0,179915
16500kW (0,8xA/Γ)		0,1733322	0,1790695	0,181102	0,180821	0,176796
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,129174	0,143145	0,1544998	0,16237	0,167397	0,17032
18000kW (0,8xA/Γ)		0,1673599	0,1737106	0,176347	0,17679	0,173473
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,119987	0,1341011	0,1458763	0,154268	0,159975	0,163411
19500kW (0,8xA/Γ)		0,1636917	0,1702255	0,173293	0,174141	0,17141
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,114509	0,1286613	0,1405296	0,14925	0,155296	0,159203
21000kW (0,8xA/Γ)		0,158284	0,1650894	0,168694	0,169972	0,167818
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,106469	0,1206505	0,1326302	0,141734	0,148139	0,152467

Πίνακας 47. Αποτελέσματα IRR (%) για ταμιευτήρα 700'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 700'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
Production Cost €/kWh						
9000kW (0,8xA/Γ)	0,174985	0,159912	0,149942	0,146561	0,14672	0,151646
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,189343	0,163712	0,149942	0,143814	0,141825	0,142439
10500kW (0,8xA/Γ)	0,182088	0,164412	0,152344	0,147179	0,145333	0,147784
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,201634	0,172713	0,155997	0,147179	0,142832	0,141634
12000kW (0,8xA/Γ)	0,189174	0,169396	0,15563	0,148989	0,145833	0,146802
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,214477	0,182279	0,162992	0,152026	0,145833	0,142978
13500kW (0,8xA/Γ)		0,174476	0,15945	0,151388	0,147416	0,147338
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,225703	0,19045	0,169327	0,156506	0,149057	0,144918
15000kW (0,8xA/Γ)		0,178115	0,162068	0,153269	0,148505	0,147798
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,237477	0,198946	0,17569	0,16165	0,152934	0,147798
16500kW (0,8xA/Γ)		0,183393	0,16608	0,156458	0,151065	0,149553
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,254097	0,212126	0,186133	0,170363	0,160445	0,154029
18000kW (0,8xA/Γ)		0,188678	0,170161	0,159763	0,15366	0,151587
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,266884	0,22227	0,194197	0,176996	0,165941	0,158827
19500kW (0,8xA/Γ)		0,19197	0,172975	0,161982	0,15544	0,152867
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,274796	0,228637	0,199514	0,181344	0,169612	0,161866
21000kW (0,8xA/Γ)		0,19696	0,177195	0,165394	0,158368	0,155309
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,286964	0,238506	0,207765	0,188199	0,175557	0,167083

Πίνακας 48. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 700'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 700'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
WIND LOSSES / WIND ENERGY (%)						
9000kW (0,8xA/Γ)	3,50793%	1,68770%	2,72220%	5,52940%	9,31247%	13,75821%
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,49746%	1,68566%	2,72220%	6,26541%	10,78910%	15,79871%
10500kW (0,8xA/Γ)	3,74944%	1,72991%	2,20766%	4,28575%	7,25781%	10,56947%
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,50788%	1,71596%	2,05971%	4,28575%	7,92990%	12,19319%
12000kW (0,8xA/Γ)	3,71915%	1,83796%	2,03674%	3,69336%	6,09351%	8,73527%
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,36261%	1,80074%	1,81229%	3,36458%	6,09351%	9,68751%
13500kW (0,8xA/Γ)		1,83767%	1,95000%	3,27458%	5,46675%	7,74172%
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,21325%	1,77060%	1,69444%	2,87228%	5,06897%	8,11231%
15000kW (0,8xA/Γ)		1,83075%	1,88504%	3,06669%	5,11568%	7,18864%
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,39574%	1,71562%	1,54801%	2,58618%	4,58802%	7,18864%
16500kW (0,8xA/Γ)		1,84184%	1,81729%	2,91857%	4,83617%	6,71023%
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,39247%	1,71412%	1,43674%	2,38219%	4,23881%	6,59705%
18000kW (0,8xA/Γ)		1,86505%	1,80574%	2,83375%	4,58751%	6,33504%
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,38612%	1,72502%	1,41453%	2,27326%	3,94367%	6,20396%
19500kW (0,8xA/Γ)		1,89154%	1,82122%	2,77368%	4,46556%	6,08391%
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,36065%	1,74632%	1,41552%	2,18304%	3,79217%	5,94601%
21000kW (0,8xA/Γ)		1,86729%	1,83467%	2,75449%	4,43465%	5,94822%
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	2,36986%	1,72084%	1,41998%	2,14511%	3,72444%	5,80373%

Πίνακας 49. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 700'00m³

ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑΣ 700'000m ³						
Όνομαστική ισχύς ΥΔΡ/ΣΤΡ ΣΤΑΘΜΟΥ (kW)	Πλήθος Α/Γ					
	4	5	6	7	8	9
	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια αιολικού σταθμού (GWh)					
	31,05117	38,81395	46,57674	54,33955	62,10234	69,86514
System Purchasing €/kWh						
9000kW (0,8xΑ/Γ)	0,233257	0,215737	0,205566	0,200003	0,19693	0,196088
9000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,236324	0,216689	0,205566	0,199513	0,196044	0,194173
10500kW (0,8xΑ/Γ)	0,246617	0,225536	0,21299	0,205791	0,201223	0,198964
10500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,250671	0,227609	0,213858	0,205791	0,200743	0,197812
12000kW (0,8xΑ/Γ)	0,260099	0,235651	0,220886	0,212104	0,20637	0,20304
12000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,265437	0,238859	0,222634	0,212763	0,20637	0,20232
13500kW (0,8xΑ/Γ)		0,245884	0,229118	0,218681	0,211992	0,20773
13500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,28001	0,249853	0,231465	0,219799	0,212282	0,207235
15000kW (0,8xΑ/Γ)		0,255851	0,237148	0,225372	0,217602	0,21258
15000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,295201	0,261163	0,240366	0,227257	0,218498	0,21258
16500kW (0,8xΑ/Γ)		0,257354	0,238125	0,22603	0,218012	0,212615
16500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,299479	0,264635	0,242923	0,229266	0,22013	0,213695
18000kW (0,8xΑ/Γ)		0,258829	0,239126	0,22675	0,218448	0,212832
18000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,302782	0,267315	0,244934	0,230787	0,221251	0,214601
19500kW (0,8xΑ/Γ)		0,259663	0,239895	0,227271	0,218791	0,212962
19500kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,304674	0,268901	0,246292	0,231815	0,222053	0,215171
21000kW (0,8xΑ/Γ)		0,260888	0,240971	0,228046	0,219426	0,213426
21000kW (1,2xΥΔΡ/ΛΟ)	0,307513	0,271339	0,248372	0,233456	0,22343	0,174425

Πίνακας 50. Αποτελέσματα τιμής πώλησης της παραγόμενης kWh ταμιευτήρα 700'00m³

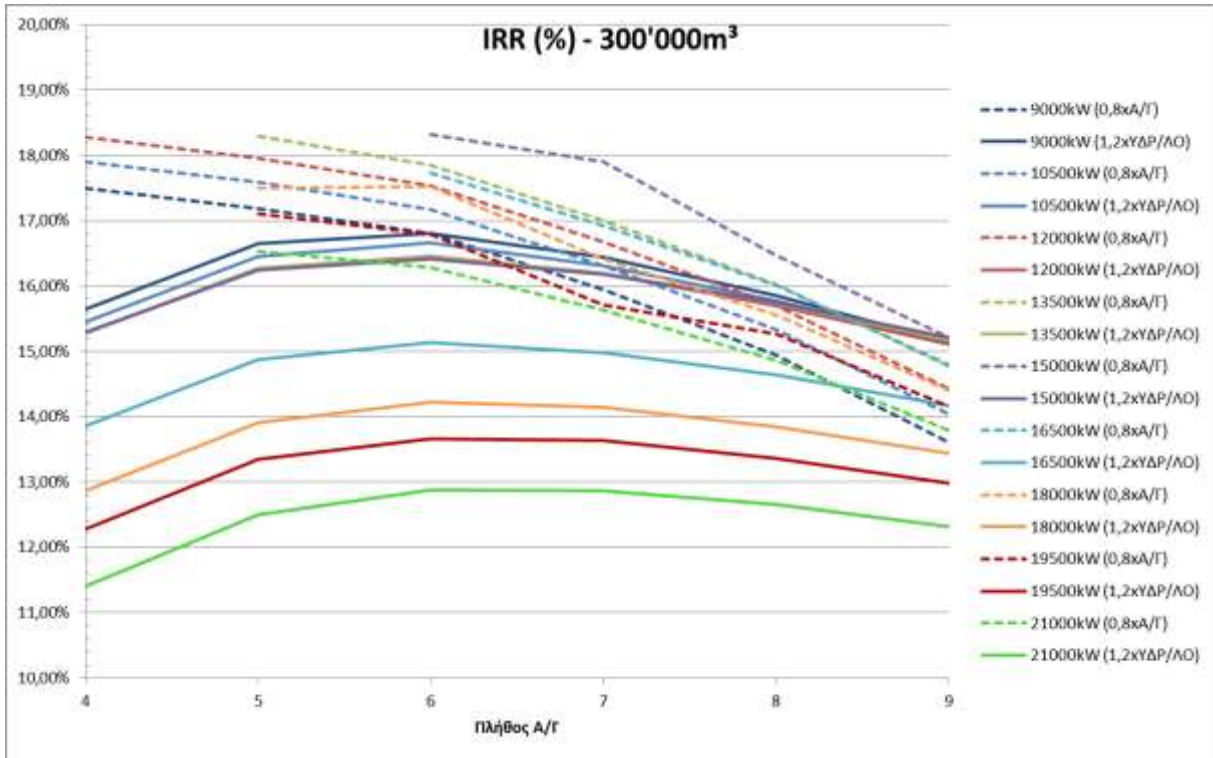
Ενώ γραφικά τα αποτελέσματα παρουσιάζονται εν συνεχεία και αφορούν επίσης:

1. Οικονομικούς δείκτες:

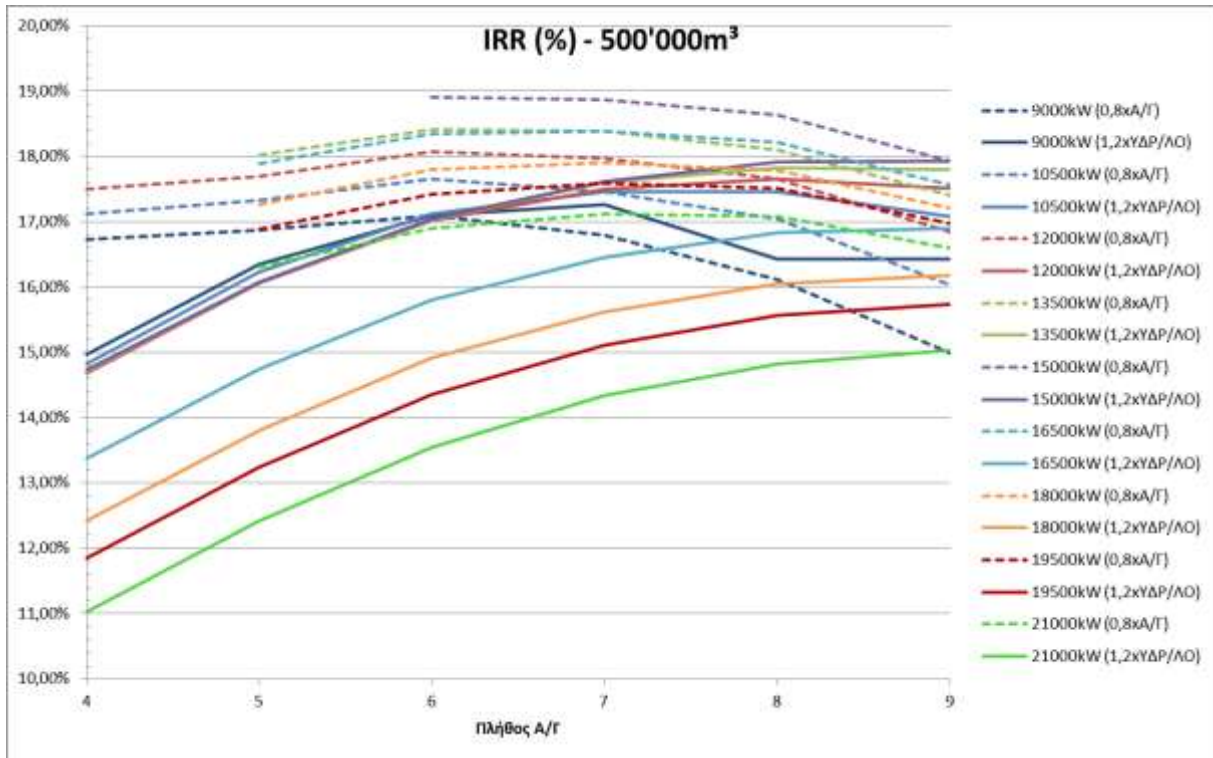
- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επένδυσης IRR (%)
- Κόστος παραγόμενης kWh (Production cost)
- Τιμή πώλησης παραγόμενης kWh (System purchasing)

2. Ενεργειακούς δείκτες:

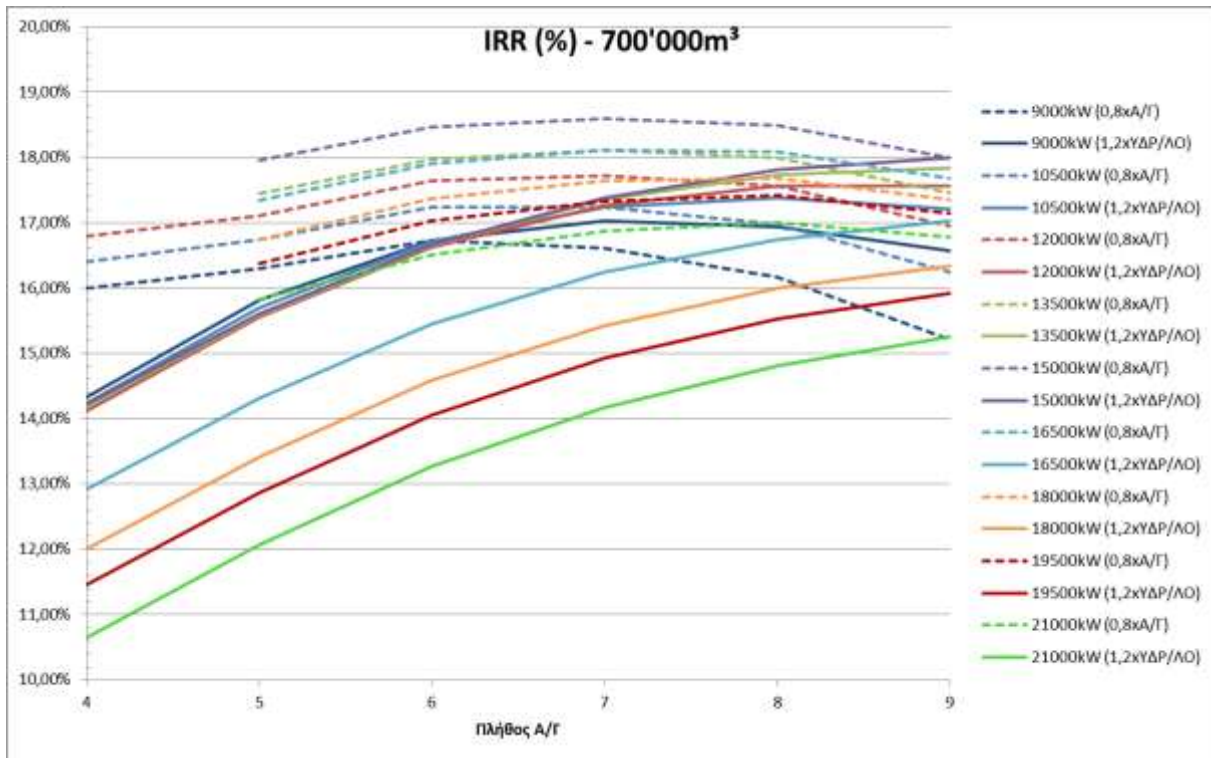
- Ποσοστό (%) της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας προς τη συνολικά παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου (Wind losses/ Wind energy)



Γράφημα 32. Αποτελέσματα IRR(%) για ταμιευτήρα 300'000m³



Γράφημα 33. Αποτελέσματα IRR(%) για ταμιευτήρα 500'000m³



Γράφημα 34. Αποτελέσματα IRR(%) για ταμιευτήρα 700'000m³

Από τα πρώτα κιάλας γραφήματα (Γράφημα 32,33 & 34) παρατηρείται η βέλτιστη από οικονομικής άποψης προσέγγιση με 15MW υδροστροβίλων και περίπτωση α) μεγέθους αντλιοστασίου (στο 80% της ισχύος του αιολικού πάρκου). Για αυτό τον λόγο οι περιπτώσεις αυτές δεν παρουσιάζονται στη γραφική απεικόνιση των επόμενων αποτελεσμάτων.

Ειδικότερα από απόψεως εσωτερικού βαθμού επένδυσης για:

► Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 300'000m³ (Γράφημα 32):

1. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 15MW υδροστροβίλων και μέγεθος αντλιοστασίου περίπτωσης α), με πλήθος α/γ 6 και βέλτιστο ποσοστό IRR=18,3%

2. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων και μέγεθος αντλιοστασίου περίπτωσης β), ήτοι 17 αντλίες ονομαστικής ισχύος 1,5MW, και είναι αυτή με πλήθος α/γ 4, ενώ το χείριστο ποσοστό IRR=11,5% Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρείται η μείωση του ποσοστού IRR όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ για τη προσέγγιση α) του αντλιοστασίου, ενώ για τη περίπτωση β) του αντλιοστασίου οι καμπύλες εμφανίζονται σχετικά σταθερές όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ.

► **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 500'000m³ (Γράφημα 33):**

3. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται πάλι στη καμπύλη των 15MW υδροστροβίλων και μέγεθος αντλιοστασίου περίπτωσης α), με πλήθος α/γ 6 και βέλτιστο ποσοστό IRR=18,9%

4. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων και περίπτωσης β), ήτοι 17 αντλίες ονομαστικής ισχύος 1,5MW, και είναι αυτή με πλήθος α/γ 4, ενώ το χείριστο ποσοστό IRR=11%

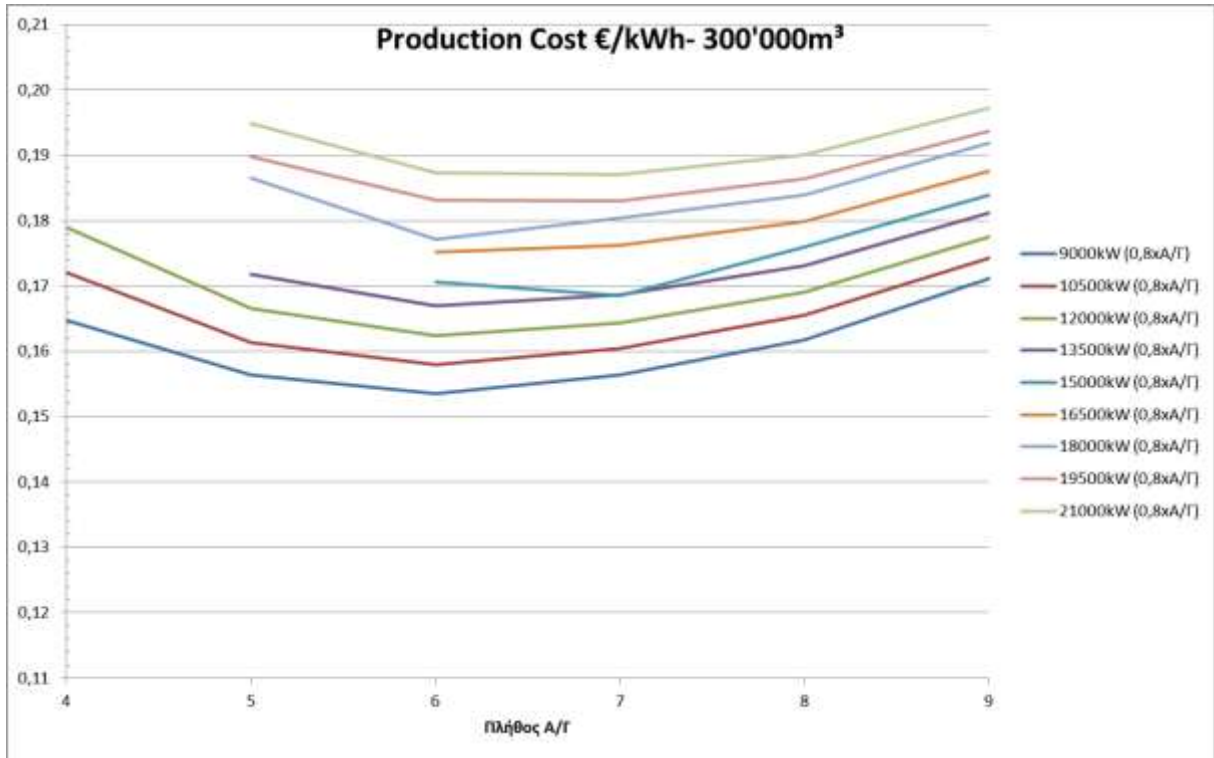
Από απόψεως μορφής καμπυλών παρατηρείται διαφορά σε σχέση με τις καμπύλες του ταμιευτήρα 300'000m³. Για το ταμιευτήρα με μέγεθος 500'000m³ η μορφή των καμπυλών εμφανίζεται πιο ομαλά μειούμενη όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ για τη προσέγγιση α) του αντλιοστασίου, ενώ για τη περίπτωση β) του αντλιοστασίου οι καμπύλες εμφανίζονται πιο απότομα αυξανόμενες όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ.

► **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 700'000m³ (Γράφημα 34):**

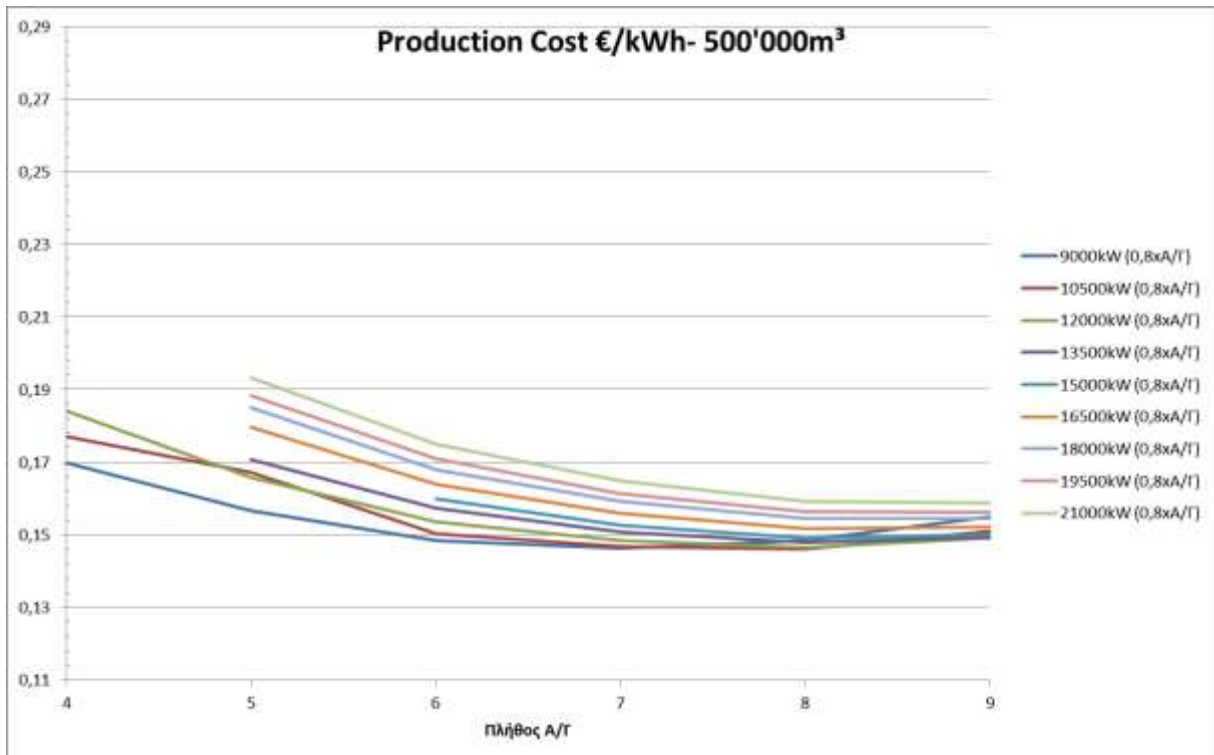
5. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται πάλι στη καμπύλη των 15MW υδροστροβίλων και μέγεθος αντλιοστασίου περίπτωσης α), με πλήθος α/γ 7 και βέλτιστο ποσοστό IRR=18,5%

6. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων και περίπτωσης β), ήτοι 17 αντλίες ονομαστικής ισχύος 1,5MW, και είναι αυτή με πλήθος α/γ 4, ενώ το χείριστο ποσοστό IRR=10,6%

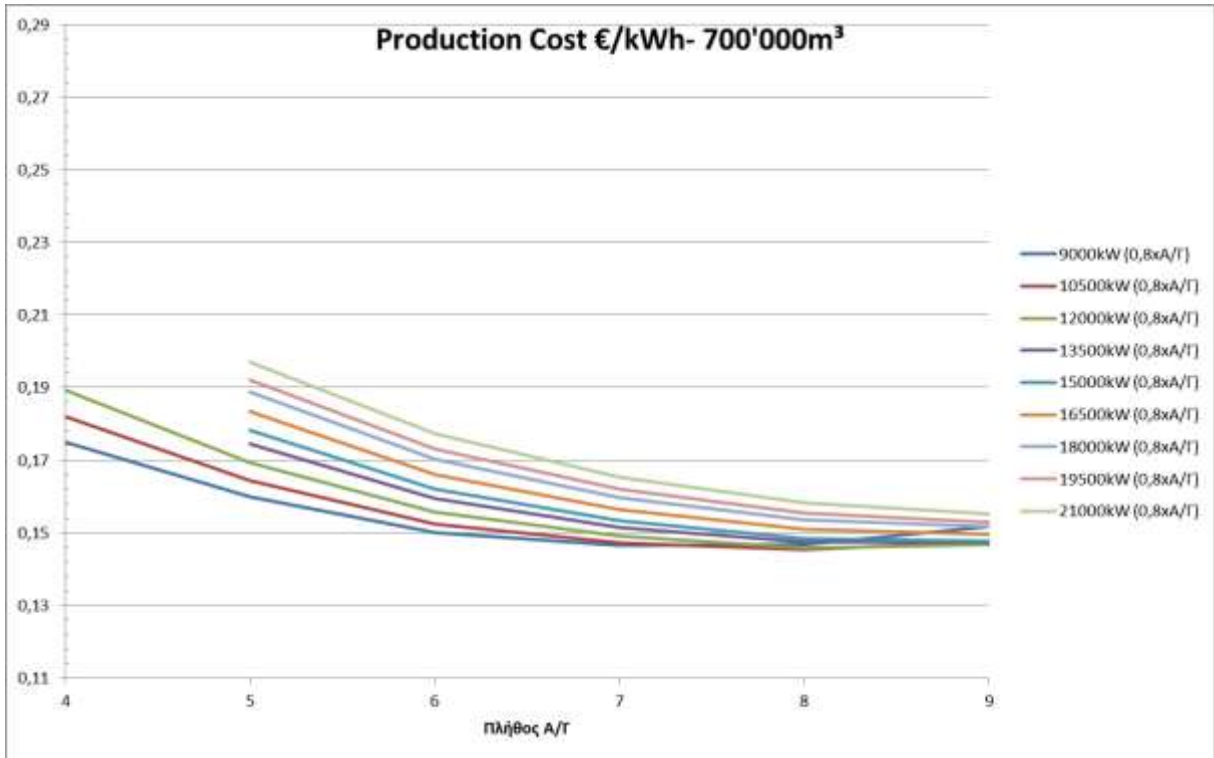
Από απόψεως μορφής καμπυλών παρατηρείται διαφορά σε σχέση με τις καμπύλες του ταμιευτήρα 300'000m³, ενώ επίσης είναι σχετικά όμοιες με τη περίπτωση του ταμιευτήρα 500'000m³.



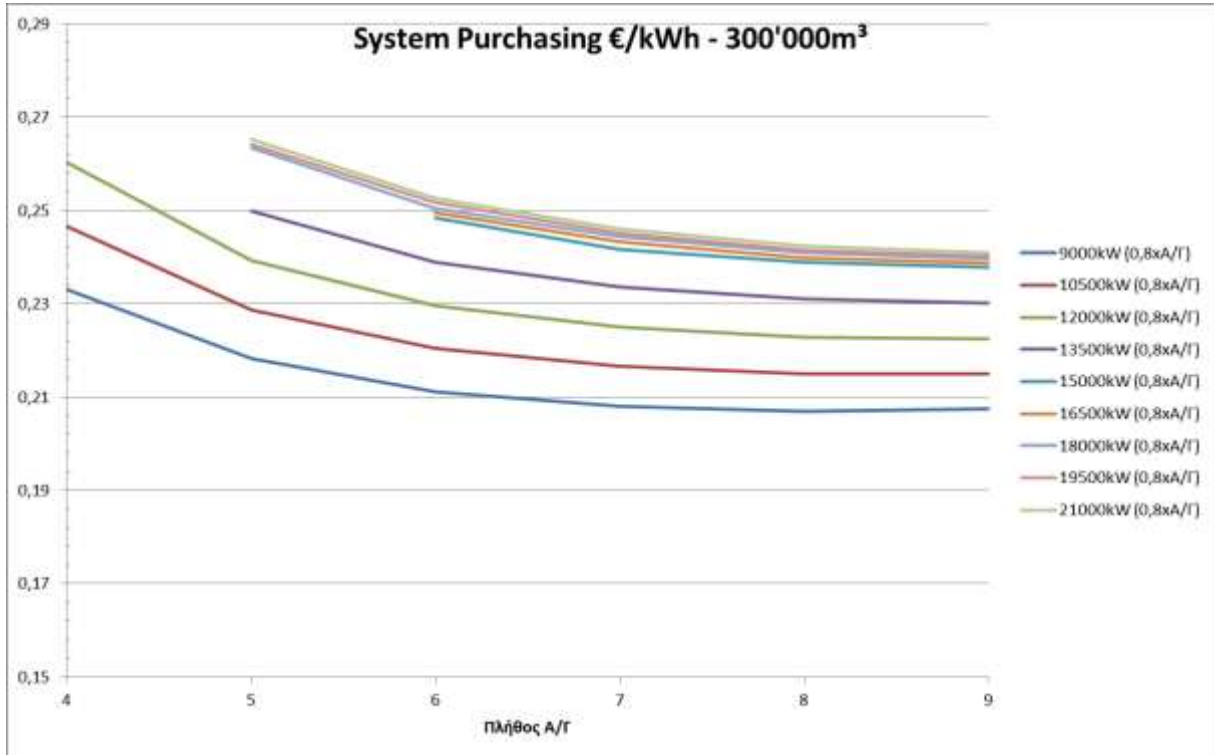
Γράφημα 35. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 300'000m³



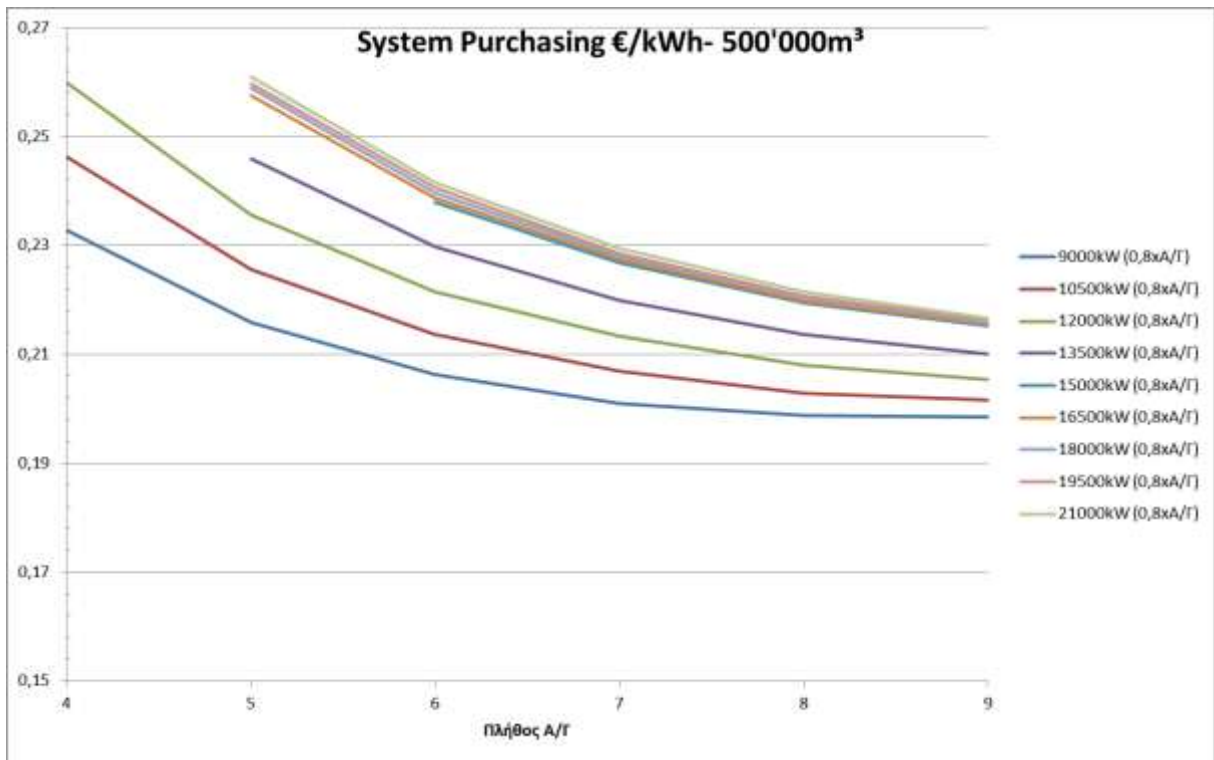
Γράφημα 36. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 500'000m³



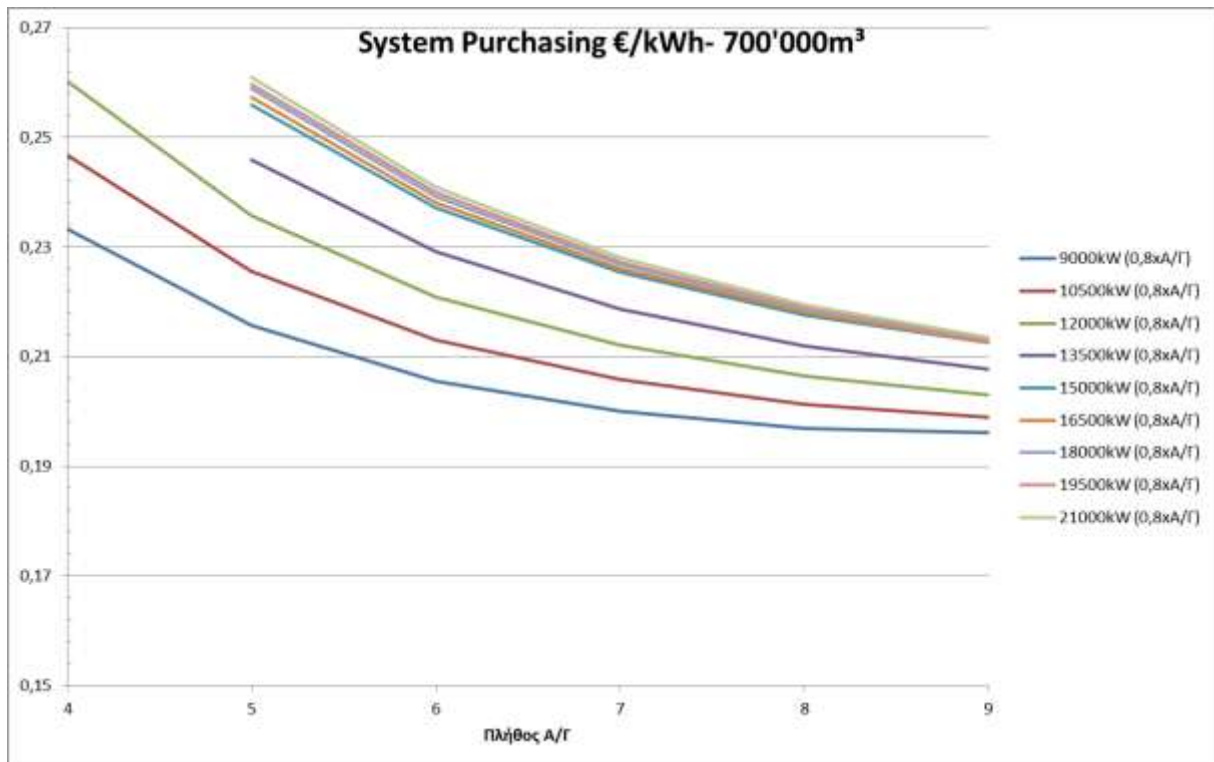
Γράφημα 37. Αποτελέσματα κόστους παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 700'000m³



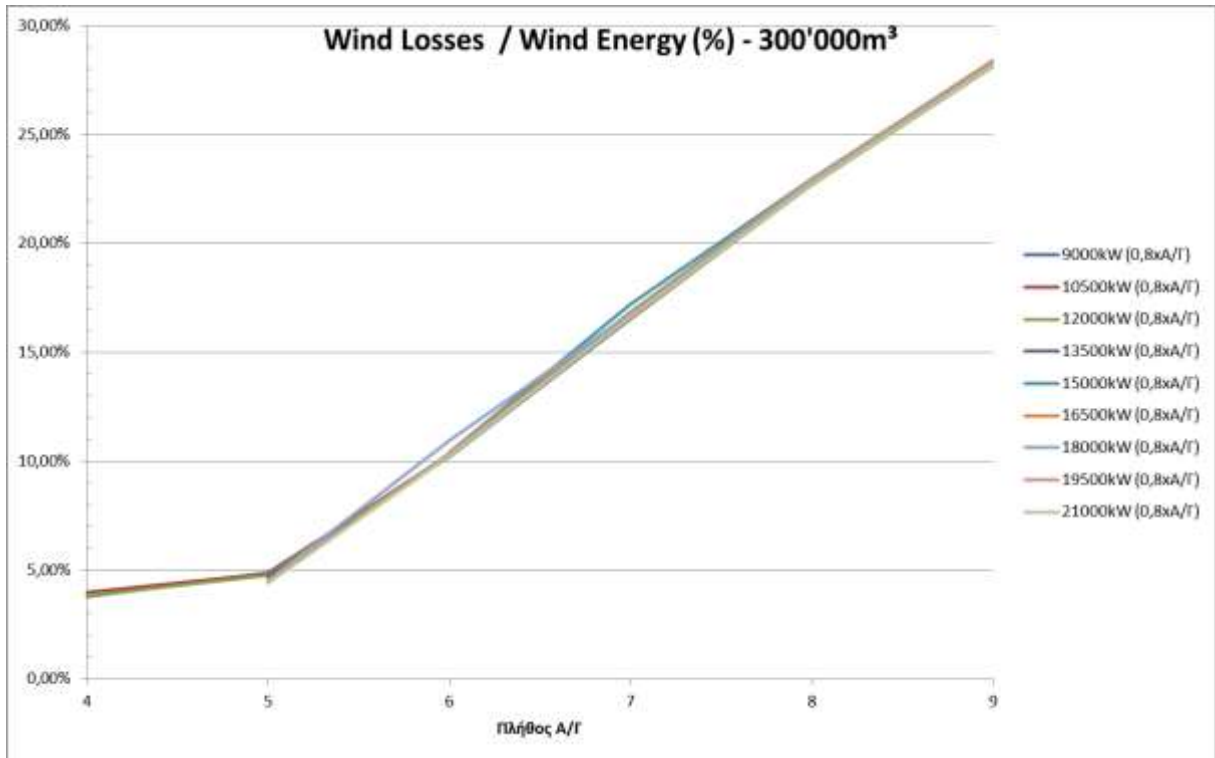
Γράφημα 38. Αποτελέσματα τιμής πώλησης παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 300'000m³



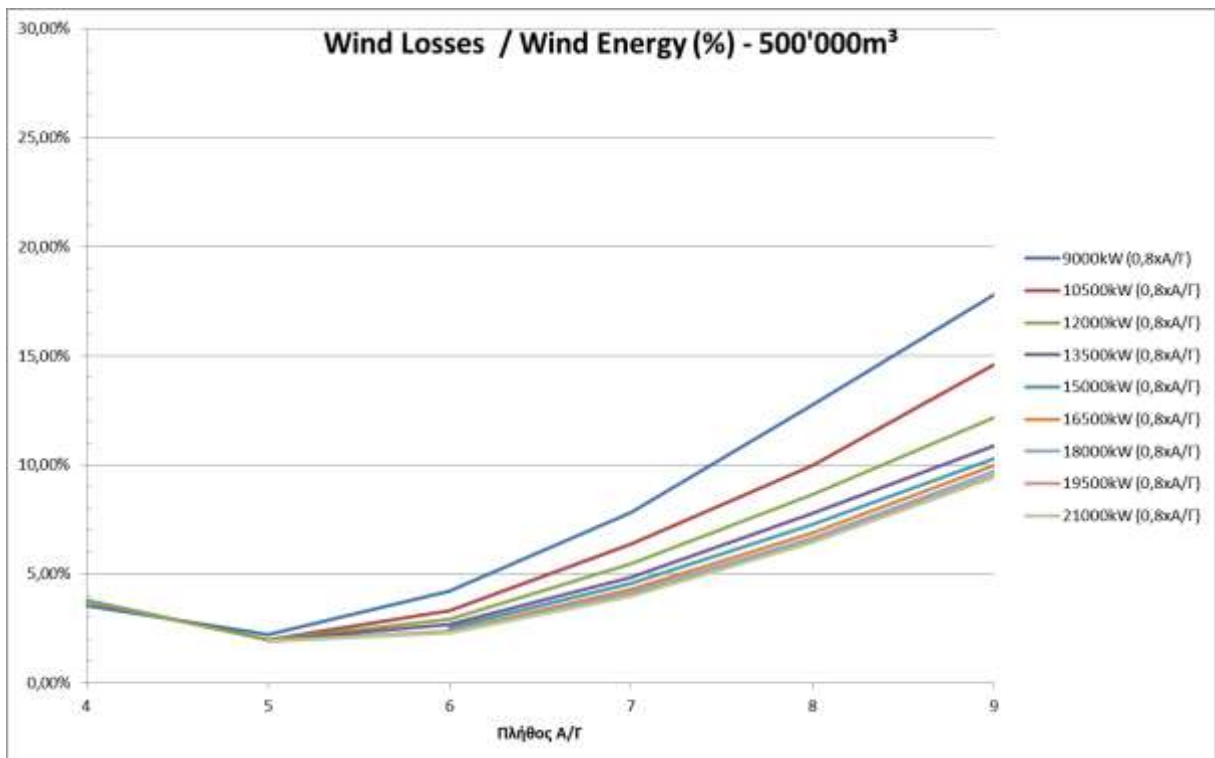
Γράφημα 39. Αποτελέσματα τιμής πώλησης παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 300'000m³



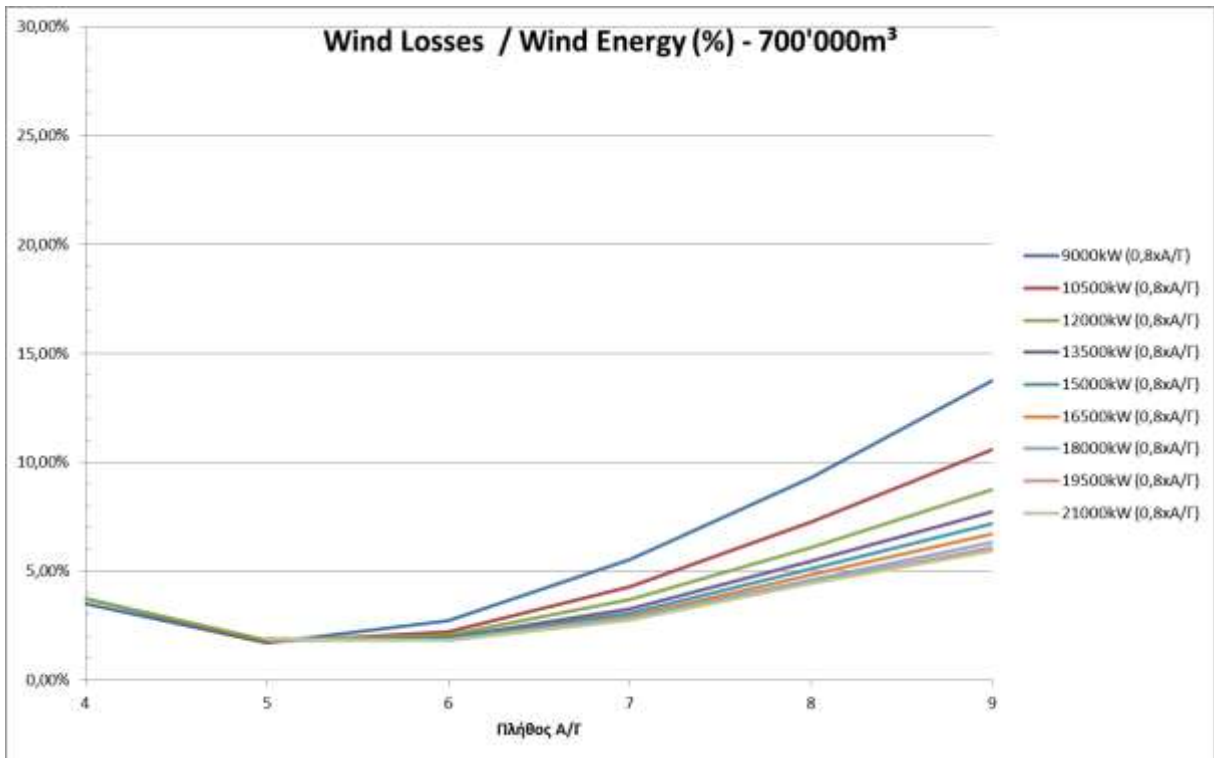
Γράφημα 40. Αποτελέσματα τιμής πώλησης παραγόμενης kWh για ταμιευτήρα 700'000m³



Γράφημα 41. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 300'000m³



Γράφημα 42. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 500'000m³



Γράφημα 43. Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας για ταμιευτήρα 700'000m³

Από τα γραφήματα αυτά και για την περίπτωση του Μη διασυνδεδεμένου συμπλέγματος που εξετάζεται στην παρούσα παρατηρούνται τα εξής:

Από απόψεως κόστους παραγόμενης ενέργειας €/kWh (Production cost) για:

► **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 300'000m³ (Γράφημα 35) :**

7. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 9MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 6 και ελάχιστο κόστος 0,153€/kWh
8. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 9, και μέγιστο κόστος 0,198€/kWh

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρούνται μειούμενες μέχρι και για το πλήθος α/γ 6, ενώ εν συνεχεία παρουσιάζουν αυξητική τάση. Επίσης εμφανίζονται να έχουν μεταξύ τους την ίδια μορφή με μια όμως μετατόπιση προς άνω όσο αυξάνει και η ισχύς των υδροστροβίλων.

► **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 500'000m³ (Γράφημα 36):**

9. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 10,5MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 8 και ελάχιστο κόστος 0,146€/kWh

10. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 5, και μέγιστο κόστος 0,192€/kWh

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρούνται μειούμενες όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ. Παρατηρείται επίσης ότι όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ ακόμα και για μεγαλύτερη ισχύ υδροστροβίλων εμφανίζουν πολύ μικρή διαφορά κόστους παραγόμενης ενέργειας. Για παράδειγμα η περίπτωση με πλήθος α/γ 8 έχει περίπου το ίδιο κόστος παραγόμενης kWh για ισχύ υδροστροβίλων 9-15MW.

► **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 700'000m³ (Γράφημα 37):**

11. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 10,5-15MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 8 και ελάχιστο κόστος 0,145€/kWh και αυτό γιατί για 8 α/γ τα σημεία των καμπυλών σχεδόν ταυτίζονται.

12. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 5, και μέγιστο κόστος 0,194€/kWh

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρείται η ίδια μορφή με αυτή του ταμιευτήρα των 500'000m³.

Από απόψεως τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας €/kWh (System purchasing) για:

► **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 300'000m³ (Γράφημα 38):**

13. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 9MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 8 και ελάχιστη τιμή 0,206€/kWh

14. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 5, και μέγιστη τιμή 0,268€/kWh

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρούνται μειούμενες όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ. Επίσης οι καμπύλες για 9-15MW υδροστροβίλων εμφανίζονται να έχουν μεταξύ τους την ίδια μορφή με μια όμως μετατόπιση προς άνω όσο αυξάνει και η ισχύς των υδροστροβίλων.

Για μεγαλύτερες ισχύς υδροστροβίλων οι καμπύλες σχεδόν ταυτίζονται κάτι το οποίο οφείλεται στο γεγονός ότι ο ΥΒΣ θα αποζημιώνεται για ισχύ μέχρι 15MW.

▶ **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 500'000m³ (Γράφημα 39):**

15. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 9MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 9 και ελάχιστη τιμή 0,198€/kWh

16. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 5, και μέγιστη τιμή 0,266€/kWh

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρούνται όμοιες με αυτές για μέγεθος ταμιευτήρα 300'000m³.

▶ **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 700'000m³ (Γράφημα 40):**

17. Η βέλτιστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 9MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 9 και ελάχιστη τιμή 0,196€/kWh

18. Η χείριστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 21 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 5, και μέγιστη τιμή 0,266€/kWh

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρούνται όμοιες με αυτές για μέγεθος ταμιευτήρα 300'000m³ και 500'000m³.

Από απόψεως ποσοστού (%) της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας προς τη συνολικά παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου (Wind losses/ Wind energy) για:

▶ **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 300'000m³ (Γράφημα 41):**

19. Η βέλτιστη λύση εξαρτάται ελάχιστα από την ισχύ των υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 4 και ελάχιστο ποσοστό 3,8%.

20. Η χείριστη λύση εξαρτάται ελάχιστα από την ισχύ των υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 9, και μέγιστο ποσοστό 28%.

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρούνται ανεξάρτητες της ισχύος των υδροστροβίλων, γραμμικές με τη μόνη διαφοροποίηση αυτή της αλλαγής στη κλίση τους για πλήθος α/γ μεγαλύτερο από 5.

▶ **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 500'000m³ (Γράφημα 42):**

21. Η βέλτιστη λύση εξαρτάται ελάχιστα από την ισχύ των υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 5 και ελάχιστο ποσοστό 1,8%.

22. Η χερίστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 9 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 9, και μέγιστο ποσοστό 14%.

Όσον αφορά τη μορφή των καμπυλών παρατηρούνται ανεξάρτητες της ισχύος των υδροστροβίλων για πλήθος α/γ μέχρι 5, ενώ εν συνεχεία για μεγαλύτερα πλήθη α/γ διαφοροποιούνται, δεν είναι γραμμικές όπως στη περίπτωση του ταμιευτήρα των 300'000m³. Η διαφοροποίηση τους έγκειται στην αύξηση του ποσοστού των απωλειών όσο αυξάνει το πλήθος των α/γ και μειώνεται η ισχύς των υδροστροβίλων. Παρατηρείται τέλος πολύ μικρή διαφοροποίηση του ποσοστού των απωλειών για τις καμπύλες ισχύος υδροστροβίλων από 15MW και άνω.

► **Μέγεθος Άνω ταμιευτήρα 700'000m³ (Γράφημα 43):**

23. Η βέλτιστη λύση εξαρτάται ελάχιστα από την ισχύ των υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 5 ή και 6 και ελάχιστο ποσοστό 1,7%.

24. Η χερίστη λύση εντοπίζεται στη καμπύλη των 9 MW υδροστροβίλων, με πλήθος α/γ 9, και μέγιστο ποσοστό 13%.

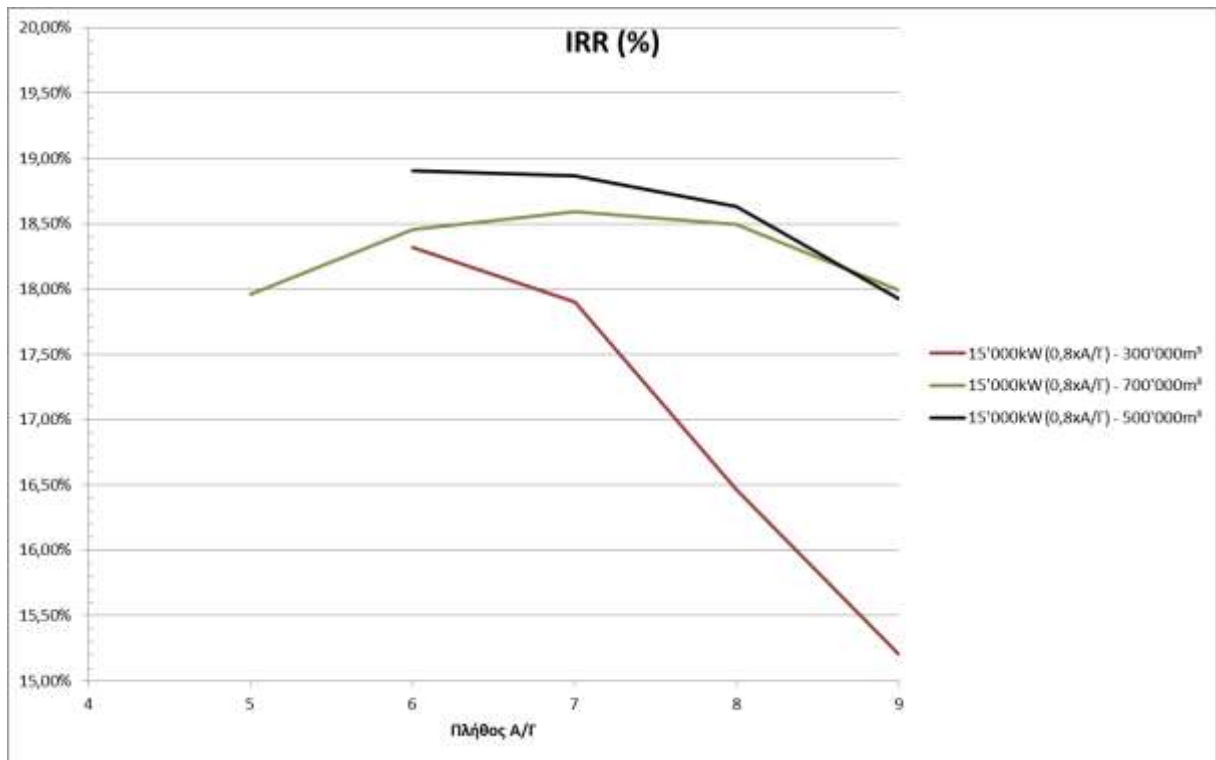
Η μορφή των καμπυλών είναι ίδια με τη περίπτωση του ταμιευτήρα των 500'000m³.

Για κάθε έναν από τους δείκτες ,

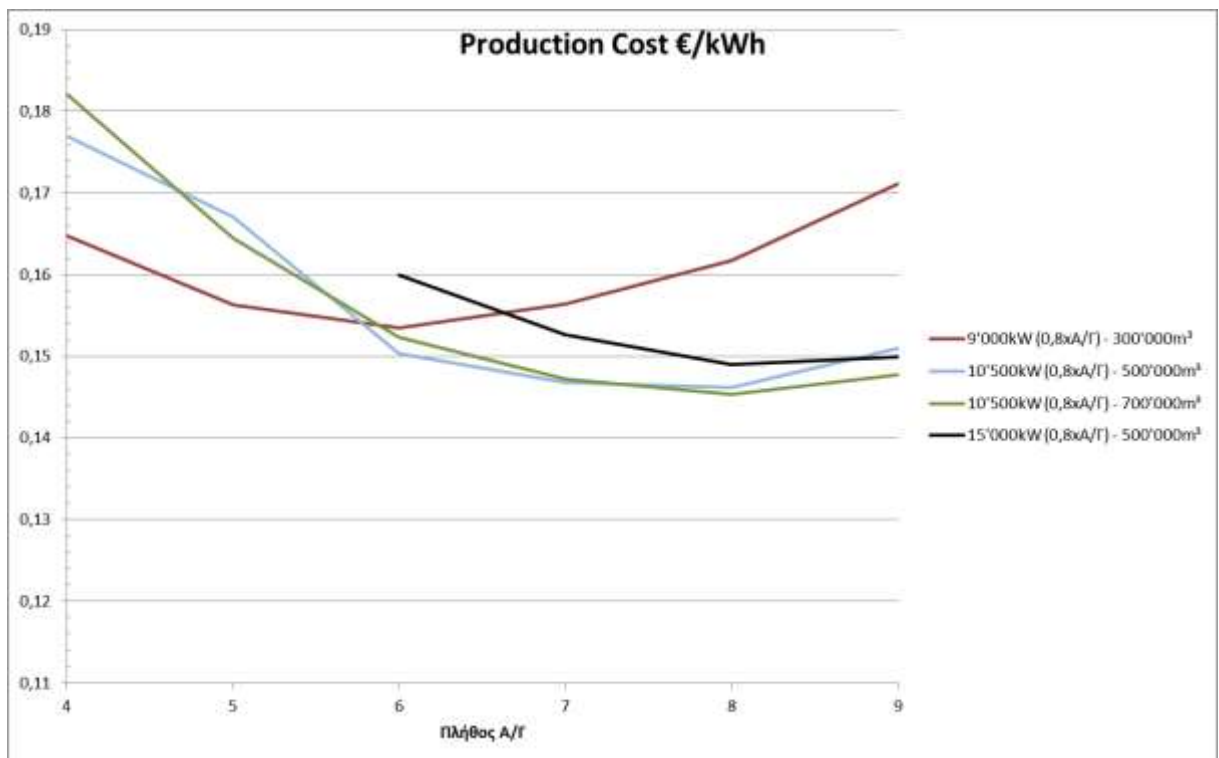
- IRR (εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης)
- Production Cost (Κόστος παραγόμενης kWh)
- Wind Losses/Wind production (Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια / Συνολικά παραγόμενη αιολική ενέργεια)
- System purchasing (Η τιμή πώλησης της παραγόμενης kWh)

εντοπίστηκε και ένας συνδυασμός που βελτιστοποιεί τα μεγέθη συναρτήσε του μεγέθους του Άνω ταμιευτήρα.

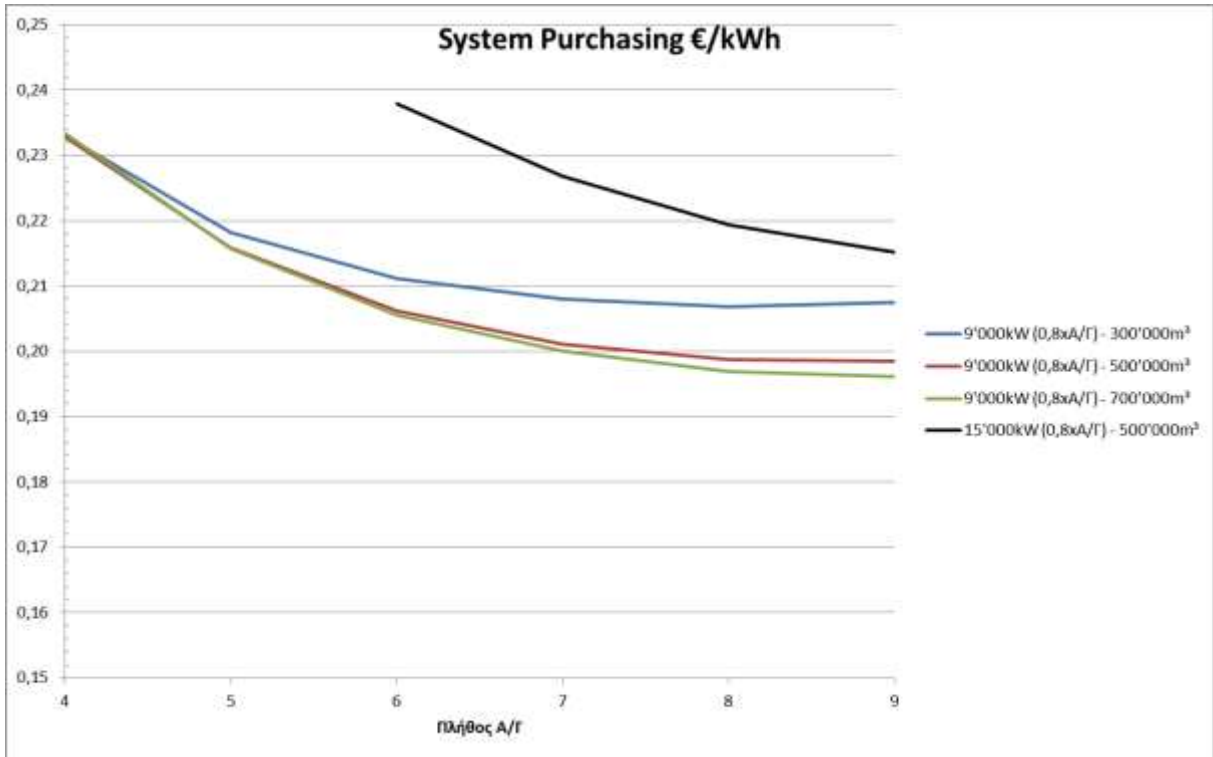
Για την καλύτερη προσέγγιση και παρακολούθηση της επίπτωσης τους μεγέθους του Άνω ταμιευτήρα στους παραπάνω δείκτες αλλά και για την εύρεση της συνολικής βέλτιστης λύσης, εν συνεχεία παρατίθενται τα γραφήματα (Γράφημα 44,45,46&47) στα οποία δείχνονται οι καμπύλες των βέλτιστων λύσεων για τα διαφορετικά μεγέθη του Άνω ταμιευτήρα.



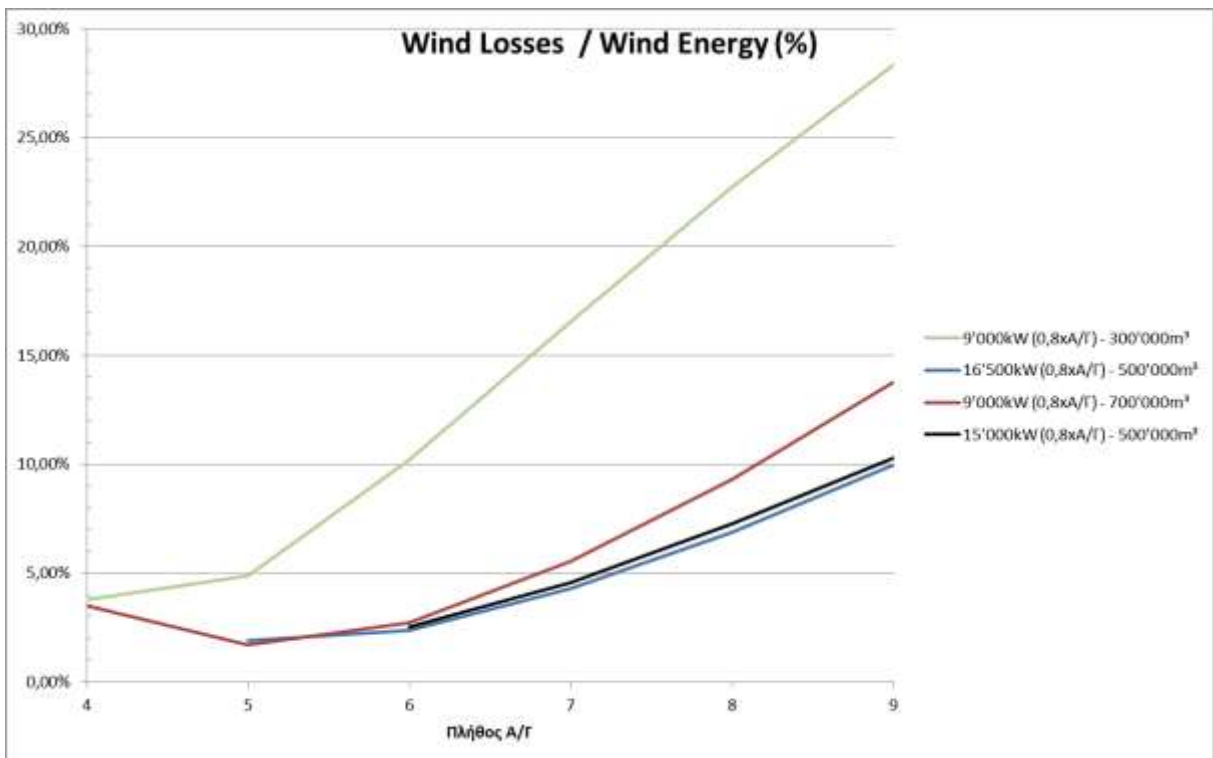
Γράφημα 44. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με IRR(%)



Γράφημα 45. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με κόστος παραγόμενης kWh.



Γράφημα 46. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με τιμή πώλησης παραγόμενης kWh.



Γράφημα 47. Βέλτιστες λύσεις σύμφωνα με τα ποσοστά απορριπτόμενης ενέργειας (%).

Από τα παραπάνω Γραφήματα παρατηρούνται τα εξής:

- α. Ο βέλτιστος εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης εντοπίζεται στον συνδυασμό με χωρητικότητα Άνω ταμιευτήρα $500'000\text{m}^3$, 6 α/γ, 15MW υδροστροβίλων. Υπενθυμίζεται ότι για παραπάνω από 15 MW θα αποζημιώνεται για 15MW εγγυημένης ισχύος υδροστροβίλων.
- β. Το κόστος της παραγόμενης MWh για μεγέθη Άνω ταμιευτήρα μεγαλύτερα των $300'000\text{m}^3$ μειώνεται για πλήθος α/γ μεγαλύτερο των 6, ενώ επίσης η μορφή της καμπύλης για τα μεγέθη αυτά είναι σχεδόν όμοια.
- γ. Η τιμή πώλησης της παραγόμενης kWh μειώνεται όσο αυξάνει το μέγεθος του ταμιευτήρα και το πλήθος των α/γ.
- δ. Η απορριπτόμενη αιολική ισχύς μειώνεται δραματικά με την αύξηση της χωρητικότητας του Άνω ταμιευτήρα. Η βέλτιστη περίπτωση εντοπίζεται σε πλήθος α/γ 5-6 για ταμιευτήρες μεγαλύτερους από $500'000\text{m}^3$, ενώ η ισχύς των υδροστροβίλων από τις περιπτώσεις που έχουν υπολογιστεί δεν επηρεάζει σημαντικά.

Με δεδομένα τα αποτελέσματα και τις παρατηρήσεις από τα γραφήματα παρατηρούνται δύο βέλτιστες λύσεις οι οποίες έχουν διαφορετικά χαρακτηριστικά και παρατηρούνται από διαφορετικές σκοπιές.

Η πρώτη έχει να κάνει με την εξέταση της βέλτιστης λύσης από πλευράς επένδυσης με όρους αγοράς. Αυτή η βέλτιστη λύση αφορά καθαρά οικονομικούς δείκτες.

Εξετάζοντας τον ΥΒΣ από αυτή τη σκοπιά η βέλτιστη λύση αφορά ΥΒΣ με Άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας $500'000\text{m}^3$, 6 ανεμογεννητριών, 15MW ισχύος υδροστροβίλων και μέγεθος αντλιοστασίου 12MW (8 αντλίες ονομαστικής ισχύος 1,5MW), έχοντας $IRR=18,904\%$. Εκτός του IRR εξετάζονται και οι δείκτες κόστους παραγωγής και τιμής πώλησης (οι οποίοι επηρεάζουν ούτως η άλλως το IRR), όπου εξετάζοντας τους πάλι από τη σκοπιμότητα της επένδυσης επιθυμείται η διαφορά αυτή

να είναι η μέγιστη δυνατή για να αποφέρει τα μέγιστα έσοδα (όσο το δυνατόν χαμηλό κόστος παραγωγής με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη τιμή πώλησης).

Τέλος από την ίδια επίσης σκοπιμότητα της επένδυσης εξετάζεται και ο δείκτης των ενεργειακών απωλειών. Και εδώ επιθυμείται η όσο το δυνατόν χαμηλή απορριπτόμενη ενέργεια η οποία να μην επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τους οικονομικούς δείκτες.

Η δεύτερη σκοπιά από την οποία εξετάζεται ο ΥΒΣ είναι αυτή του καταναλωτή του δικτύου. Ο καταναλωτής του δικτύου του μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος επιθυμεί την όσο το δυνατόν χαμηλή τιμολόγηση της καταναλισκόμενης ενέργειας. Η βέλτιστη λύση για αυτή τη περίπτωση αφορά ΥΒΣ ο οποίος θα έχει Άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας 700'000m³, 9MW υδροηλεκτρικών, 9 ανεμογεννήτριες και μέγεθος αντλιοστασίου 21MW.

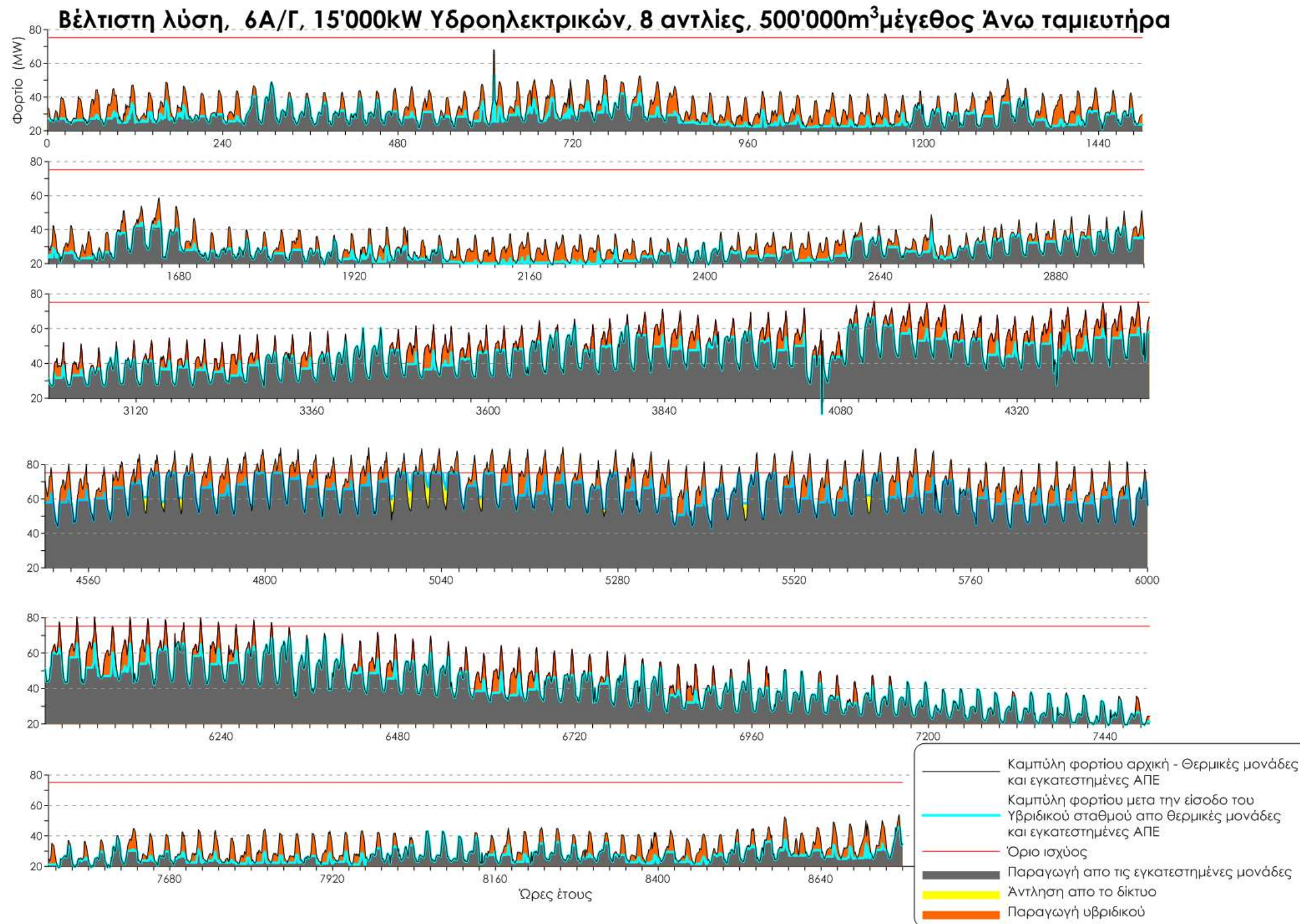
Αυτές οι δύο σκοπιμότητας όπως ήταν και αναμενόμενο έρχονται εν μέρει σε σύγκρουση, με την κάθε μια από αυτές τις περιπτώσεις να επηρεάζει τα οφέλη της άλλης σημαντικά.

Κάποια δεδομένα που δεν έχουν επισημανθεί έως τώρα και θα οδηγήσουν στην επιλογή της βέλτιστης συνολικά λύσης αφορούν, το υπάρχον κόστος παραγωγής της ενέργειας από τις θερμικές μονάδες, πόσο είναι αυτό σήμερα αλλά και πόσο θα αυξηθεί σε βάθος χρόνου, τα περιβαλλοντικά οφέλη για τους κατοίκους του συμπλέγματος από την αποφυγή έκλυσης ρύπων από τη καύση των ορυκτών καυσίμων, αλλά και τα οφέλη από την σταδιακή απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα.

Αν συνυπολογιστούν και τα παραπάνω στη παρούσα εργασία προτείνεται ως βέλτιστη λύση η περίπτωση που έχει καλές οικονομικές επιδόσεις χωρίς να είναι απαγορευτική όμως σε ότι έχει να κάνει και με το κόστος διαβίωσης των κατοίκων του συμπλέγματος.

Εν συνεχεία παρουσιάζονται τα γραφήματα της ετήσιας καμπύλης φορτίου μετά και την ένταξη του ΥΒΣ στο δίκτυο (Γράφημα 48), καθώς επίσης και το διάγραμμα παρουσίασης των βασικών μεγεθών λειτουργίας του ΥΒΣ (Γράφημα 49).

Αυτό που διαφοροποιείται σημαντικά συγκρίνοντας το Γράφημα 48 με το γράφημα καμπύλης φορτίου της πρώτης προσέγγισης (Γράφημα 27) είναι η μεγαλύτερη παραγωγή του ΥΒΣ, ενώ από τη σύγκριση των γραφημάτων λειτουργίας (Γράφημα 49 & Γράφημα 28) διακρίνεται η σημαντικά μειωμένη απορριπτόμενη αιολική ενέργεια καθώς και η μειωμένη πλήρωση του ταμιευτήρα.



Γράφημα 48. Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά και την ένταξη του υβριδικού σταθμού βέλτιστης λύσης.

Γράφημα 48. Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά και την ένταξη του υβριδικού σταθμού βέλτιστης λύσης.

Βέλτιστη λύση, 6Α/Γ, 15'000kW Υδροηλεκτρικών, 8 αντλίες, 500'000m³χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα.



Γράφημα 49. Διάγραμμα ετήσιας λειτουργίας υβριδικού σταθμού βέλτιστης λύσης.

Γράφημα 49. Διάγραμμα ετήσιας λειτουργίας υβριδικού σταθμού βέλτιστης λύσης.

6.Συμπεράσματα

Στόχος της παρούσας εργασίας ήταν η χωροθέτηση και ο βέλτιστος σχεδιασμός ενός υβριδικού σταθμού αποτελούμενου από ανεμογεννήτριες και σύστημα αντλησιοταμίευσης στο αυτόνομο Μη διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύμπλεγμα της περιοχής Κω.

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν προέρχονται από πραγματικές συνθήκες λειτουργίας του αυτόνομου δικτύου, και τα ανεμολογικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν εντοπίζονται στην περιοχή μελέτης.

Αναπτύχθηκε στη παρούσα μια διαδικασία για τη χωροθέτηση Υβριδικών Σταθμών αλλά και των εν γένει ενεργειακών έργων τα οποία απαιτούν τη χρήση ψηφιοποιημένου τεραιν.

Η μεθοδολογία αυτή απαιτεί μόνο τη χρήση του λογισμικού ArcGIS για την ανάλυση των δορυφορικών δεδομένων. Εκ του αποτελέσματος κρίνεται:

- α. Εύκολη αφού οι εντολές για την εκπόνηση των αναλύσεων υπάρχουν ήδη στο πρόγραμμα
- β. Οικονομική αφού τα πρωτογενή δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν μπορούν να βρεθούν δωρεάν στη ψηφιακή βάση δεδομένων της USGS
- γ. Γρήγορη, αφού σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα (<της 1 ημέρας) είναι η δυνατή η εξαγωγή ψηφιοποιημένου τεραιν.
- δ. Ακριβής, αφού τα 15-90m ακρίβειας είναι αρκετά για την εξαγωγή σωστών αποτελεσμάτων σε επίπεδο μελέτης.

Απλά αναφέρεται ότι η εναλλακτική για τη παραγωγή ψηφιοποιημένου τεραιν είναι σημαντικά πιο χρονοβόρα (στη περίπτωση όπου γίνει η ψηφιοποίηση από χάρτες της ΓΥΣ) ή με σημαντικά μεγαλύτερο κόστος αν αγοραστεί έτοιμο.

Εν συνεχεία και εφόσον υπάρχουν τα δεδομένα δικτύου, έχει γίνει η χωροθέτηση με τη χρήση του ψηφιοποιημένου τεραιν και έχουν εξαχθεί τα δεδομένα παραγωγής

των ΑΠΕ του ΥΒΣ, η χρήση του λογισμικού HYPSON του Εργαστηρίου Υδροδυναμικών Μηχανών δίνει τα απαραίτητα οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα που απαιτούνται για την εύρεση της βέλτιστης λύσης. Αυτό οφείλεται κυρίως στα σωστά υπολογιστικά μοντέλου που χρησιμοποιεί, αλλά επίσης οφείλεται και στη σωστή πολιτική διαχείρισης του ΥΒΣ που έχει εισαχθεί στο κώδικα. Τα αποτελέσματα δε είναι αρκετά ακριβή εξαιτίας των επαναλήψεων σε ημερήσια, ωριαία και δεκάλεπτη βάση τις οποίες και εκτελεί.

Ειδικότερα στη παρούσα η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε ήταν η εξής:

1. Συλλογή των απαραίτητων δεδομένων του αυτόνομου συμπλέγματος από τη ΔΕΗ/Δ.Δ.Ν
2. Συλλογή των απαραίτητων δεδομένων αιολικού δυναμικού της περιοχής μελέτης.
3. Συλλογή των απαραίτητων δεδομένων για τη ψηφιοποίηση του τεραιν της περιοχής μελέτης
4. Συλλογή και εντοπισμός όλων των εγκατεστημένων λιμνοδεξαμενών και φραγμάτων που εντοπίζονται στο μη-διασυνδεδεμένο σύμπλεγμα.
5. Εξαγωγή του ψηφιοποιημένου τεραιν για την χωροθέτηση του αιολικού πάρκου αλλά και των ταμιευτήρων με τη χρήση του προγράμματος ArcGIS.
6. Επιλογή τύπου ανεμογεννήτριας σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά του αιολικού δυναμικού της περιοχής, εκτίμηση της τραχύτητας εδάφους, ενεργειακή μελέτη και χωροθέτηση του αιολικού πάρκου με τη χρήση του προγράμματος WaSP από τα ανεμολογικά δεδομένα, την επιλεχθείσα ανεμογεννήτρια και τη ψηφιοποιημένη ορογραφία με τις περιοχές τραχύτητας εδάφους.
7. Ανάλυση του υδρογραφικού δικτύου, εντοπισμός των υπάρχουσών λιμνοδεξαμενών στο ψηφιοποιημένο κানাβο και επιλογή θέσης Άνω ταμιευτήρα.

8. Πρώτη προσέγγιση του συστήματος από το χωροθετημένο αιολικό πάρκο και την επιλεγείσα θέση Άνω ταμιευτήρα με ενεργειακά και οικονομικά κριτήρια από τη χρήση του προγράμματος HYPPOS.
9. Βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης με οικονομικά και ενεργειακά κριτήρια που προέκυψαν από τη χρήση του προγράμματος HYPPOS.

Ήδη από το φάση 8. της μεθοδολογίας, τα αποτελέσματα τα οποία εξήχθησαν από το πρόγραμμα HYPPOS έδωσαν κάποια πρώτα στοιχεία στην κατεύθυνση της βελτιστοποίησης του συστήματος. Αλλάζοντας στη συνέχεια βασικές παραμέτρους και συνδυάζοντάς τες έγινε η προσπάθεια εύρεσης βέλτιστης ή βέλτιστων.

Στη τελική φάση 9. χρησιμοποιήθηκαν όλες οι βασικές παράμετροι του ΥΒΣ (ισχύς υδροστροβίλων, ισχύς αντλιοστασίου, πλήθος ανεμογεννητριών) με τη διαφορά του ότι προστέθηκε στους συνδυασμούς και το μέγεθος του Άνω ταμιευτήρα.

Από αυτούς τους συνδυασμούς εξετάστηκαν οι οικονομικοί και ενεργειακοί δείκτες του ΥΒΣ από δυο διαφορετικές σκοπιές, αυτή της επένδυσης με καθαρούς όρους αγοράς και αυτή του καταναλωτή του δικτύου του μη-διασυνδεδεμένου συμπλέγματος.

Το συμπέρασμα στη παρούσα αφορά την επιλογή της βέλτιστης λύσης από τη σκοπιά της επένδυσης με καθαρά οικονομικούς δείκτες (IRR, σημαντικής διαφοράς κόστους παραγωγής με τη τιμή πώλησης της ενέργειας) χωρίς όμως ταυτόχρονα να υστερεί η λύση αυτή ενεργειακά (χαμηλό ποσοστό απορριπτόμενης ενέργειας).

Η λύση αυτή επιλέχθηκε έναντι της βέλτιστης λύσης για τρεις λόγους. Ο πρώτος έχει να κάνει με το ήδη υπάρχον κόστος παραγωγής. Όπως είναι γνωστό και έχει αναπτυχθεί και στη παρούσα η κατανάλωση καλύπτεται ως επί το πλείστον από τη καύση των ορυκτών καυσίμων. Το κόστος της παραγόμενης kWh από τα ορυκτά καύσιμα δεν είναι σημαντικά χαμηλότερο από αυτό που υπολογίστηκε (αν και δεν υπάρχουν στοιχεία αλλά μπορεί να εκτιμηθεί από άλλα αυτόνομα δίκτυα) στη βέλτιστη λύση της επένδυσης, ενώ ταυτόχρονα δεν μπορεί να εκτιμηθεί και το κόστος στο οποίο θα ανέλθει τα επόμενα χρόνια. Ο δεύτερος λόγος ο οποίος δεν έχει μετρηθεί,

δεν μπορεί να εκτιμηθεί στη παρούσα αλλά υφίσταται είναι αυτός που προκύπτει από τα περιβαλλοντικά οφέλη για τους κατοίκους του συμπλέγματος από την αποφυγή έκλυσης ρύπων από τη καύση των ορυκτών καυσίμων. Και ο τρίτος προκύπτει από τα οφέλη από την σταδιακή απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα.

Περαιτέρω θα μπορούσαν να εκπονηθούν τα εξής:

1. Ειδικότερα για την περιοχή μελέτης θα μπορούσε να αξιοποιηθεί και αναλυθεί για παραγωγή ενέργειας το αποδεδειγμένα πολύ καλό γεωθερμικό πεδίο της Νήσου Νισύρου. Κάνοντας χρήση και αυτού του πόρου σε συνδυασμό με τις άλλες δύο πηγές ενέργειας (αιολική και υδραυλική) καθώς και επίσης και η ηλιακή ενέργεια, ώστε να μεγιστοποιηθεί η διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα του συμπλέγματος.
2. Εξ' αρχής το ότι η παρούσα εργασία εστιάστηκε σε αυτόνομο σύμπλεγμα νησιών δίνει την ευχέρεια στην εύρεση πολλών λύσεων χωροθέτησης ανεμογεννητριών και συστημάτων αντλησιοταμίευσης αφού για παράδειγμα θα μπορούσε ο αιολικός σταθμός να ευρίσκεται στη Ν.Κω ενώ το αντλητικό σύστημα και οι υδροστρόβιλοι να εγκατασταθούν στη Ν.Τήλο. Κατά συνέπεια μπορεί να γίνει η εξέταση και άλλων δυνατών επιλογών χωροθέτησης αιολικού πάρκου και ταμιευτήρων για την τεχνικοοικονομική αξιολόγηση τους με σκοπό της διερεύνηση περαιτέρω βέλτιστου συνδυασμού.
3. Η διαδικασία χωροθέτησης όπως αυτή παρουσιάστηκε στη παρούσα θα μπορούσε κάλλιστα να χρησιμοποιηθεί και σε άλλη Νησιά του συμπλέγματος για περαιτέρω βελτιστοποίηση των αποτελεσμάτων, καθώς και σε άλλα αυτόνομα δίκτυα βελτιστοποιώντας ακόμη περισσότερο τη διείσδυση των ΑΠΕ.
4. Τέλος η διαδικασία εξαγωγής του ψηφιοποιημένου τεραίν θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί σε πληθώρα ενεργειακών μελετών όπου απαιτείται η ύπαρξη ψηφιοποιημένου τεραίν.

Βιβλιογραφία

1. J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, 2007 "Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy"
2. John S. Anagnostopoulos, Dimitris E. Papantonis, 2012 "Study of pumped storage schemes to support high RES penetration in the electric power system of Greece"
3. M. Kapsali , J.S. Anagnostopoulos , J.K. Kaldellis ,2012 "Wind powered pumped-hydro storage systems for remote islands: A complete sensitivity analysis based on economic perspectives"
4. J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, "Combined conventional hydropower plants and pumped storage units to support large wind penetration in electric grids"
5. J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, 2012 "Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects"
6. J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, 2008 "Pumped storage wind-hydro plants in non-interconnected grids"
7. Παπαντώνης Δ., 2007 "Μικρά υδροηλεκτρικά έργα"
8. Παπαντώνης Δ., 2004 "Υδροδυναμικές μηχανές. Αντλίες – Υδροστρόβιλοι"
9. Ζερβός Α., 2007. "Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας", Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
10. Ι. Αναγνωστόπουλος, Δ. Παπαντώνης, Μ. Παπαδόπουλος, Σ. Παπαθανασίου, Ε. Καραμάνου, Σ. Παπαευθυμίου, 2008, "Διερεύνηση τεχνικών και οικονομικών ζητημάτων ένταξης υβριδικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά" Ερευνητικό έργο, Φορέας ανάθεσης Ρ.Α.Ε.
11. Renewables 2012 Global Status Report (REN21), <http://www.ren21.net/gsr>
12. Απόφαση ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 785/2012 "Υπολογισμός του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες στα μη-διασυνδεδεμένα Νησιά, στο πλαίσιο των διατάξεων του άρθρου 143 του ν. 4001/2011, προϋπολογιστικά για το δεύτερο εξάμηνο του έτους 2012 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας" www.rae.gr
13. Υ.Π.Ε.Κ.Α (www.ypeka.gr)
14. 11th EurObserv'ER Report 2011, "The state of renewable energies in Europe", <http://www.eurobserv-er.org/downloads.asp>

29. Μιχελακάκης Πέτρος, “Προσομοίωση και βελτιστοποίηση σχεδιασμού υβριδικού σταθμού παραγωγής από ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά και σύστημα αντλησιοταμίευσης σε μη-διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο. Διερεύνηση δυνατοτήτων διοχέτευσης της παραγωγής ΑΠΕ κατα προτεραιότητα στο ηλεκτρικό δίκτυο της Λέσβου” Διπλωματική εργασία 2011, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π.