



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

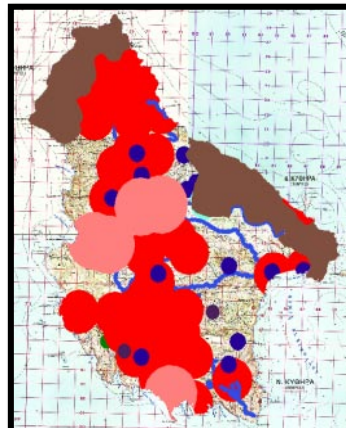
Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών

ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

Διπλωματική Εργασία

Θέμα:

Μεγάλη Διείσδυση Αιολικής Ενέργειας στα Κύθηρα



Στράντζαλη Ελένη

Επιβλέπων Καθηγητής:

Ζερβός Αρθούρος

ΑΘΗΝΑ 2009

Ευχαριστίες

Θα ήθελα καταρχάς να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον Καθηγητή μου κ. Αρθούρο Ζερβό, αφενός για την εμπιστοσύνη που έδειξε στο πρόσωπό μου και αφετέρου για τη δυνατότητα που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω, επίσης, στους επιστημονικούς συνεργάτες του εργαστηρίου Αιολικής Ενέργειας κ. Δρ. Γ. Κάραλη και κ. Α. Σαλιάγκα για την άψογη συνεργασία που είχαμε και το χρόνο που μου αφιέρωσαν για να ολοκληρώσω την εργασία αυτή. Οι επιστημονικές συμβουλές τους και οι εύστοχες υποδείξεις τους ήταν κρίσιμες στην επίλυση των προβλημάτων που προέκυπταν, ενώ η συνεχή τους παρουσία στην πορεία της εργασίας, σε συνδυασμό με την εμπιστοσύνη και την ενθάρρυνση με την οποία περιέβαλαν τη σχέση συνεργασίας μας, υπήρξαν καθοριστικοί παράγοντες για την επιτυχή διεκπεραίωσή της.

Ευχαριστώ, επίσης, τον κ. Ι. Μάργαρη, υποψήφιο διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, που με κατατόπισε στη μελέτη της διασύνδεσης των αιολικών πάρκων στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, τόσο σε θεωρητικό όσο και σε πρακτικό επίπεδο.

Κλείνοντας θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου για την υπομονή και τη στήριξή της καθόλη τη διάρκεια της διεξαγωγής της εργασίας μου αλλά και των σπουδών μου γενικότερα.

Περιεχόμενα

Περιεχόμενα	2
Περίληψη.....	4
Abstract	6
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	7
Εισαγωγή	7
1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	7
1.1.1 Το θεσμικό πλαίσιο για τις Α.Π.Ε. στην Ελλάδα.....	9
1.2 Η Αιολική Ενέργεια.....	12
1.2.1 Η αιολική ενέργεια στην Ελλάδα και στην Ε.Ε.....	12
1.2.3 Άνεμοι στα ελληνικά νησιά.....	13
1.3 Τα Κύθηρα.....	15
1.3.1 Γενικά στοιχεία.....	15
1.3.2 Ανεμολογικά Δεδομένα Κυθήρων.....	19
1.3.3 Σενάρια αξιοποίησης του ΚΑΠΕ	21
1.3.4 Αιτήσεις για Α/Π στα Κύθηρα	22
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	24
Το Χωροταξικό Πλαίσιο και η εφαρμογή του στα Κύθηρα	24
2.1 Το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο.....	24
2.2 Μεθοδολογία απεικόνισης ζωνών αποκλεισμού του ΕΧΠ στο χάρτη των Κυθήρων με χρήση Autocad	31
2.3 Εφαρμογή του Χωροταξικού πλαισίου στα Κύθηρα.....	36
2.4 Συμβατή Αιολική Ισχύς προς εγκατάσταση	49
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	52
Μελέτη Διασύνδεσης	52
3.1 Σύνδεση των Α/Γ στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	52
3.1.1 Γενικά στοιχεία.....	52
3.1.2 HVAC – HVDC	54
3.1.3 Προβλήματα σύνδεσης Α/Γ στο ΣΗΕ	58
3.1.4 Χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών δικτύων	60
3.2 Σύνδεση Α/Π Κυθήρων.....	62
3.2.1 Σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα Κύθηρα	62
3.2.2 Σύνδεση Α/Π στο Σύστημα	63
3.2.3 Διασύνδεση νησιού με την ηπειρωτική Ελλάδα.....	65
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4	68

Οικονομική Αξιολόγηση	68
4.1 Οικονομικά στοιχεία.....	68
4.1.1 Εισαγωγή.....	68
4.1.2 Κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης.....	68
4.1.3 Καταμερισμός συνολικού κόστους	73
4.1.4 Σύγκριση με κόστος συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής.....	77
4.2 Προϋπολογισμός.....	79
4.2.1 Ανάλυση κόστους.....	79
4.2.2 Οικονομική αξιολόγηση	80
4.3 Περιβαλλοντικά οφέλη.....	89
Κεφάλαιο 5	90
Ανακεφαλαίωση, παρατηρήσεις, προοπτικές	90
Παράρτημα	93
Κείμενα Θέσης επί του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου	93

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εξετάζεται η μέγιστη διείσδυση αιολικής ενέργειας στα Κύθηρα, με εφαρμογή του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Μελετάται, ακόμη, η διασύνδεση του νησιού με την ηπειρωτική Ελλάδα και συγκεκριμένα με τον κεντρικό υποσταθμό της Μεγαλόπολης, καθώς επίσης και η οικονομική βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης.

Αναλυτικότερα, στο πρώτο κεφάλαιο παραθέτονται εισαγωγικές πληροφορίες σχετικές με τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, την αιολική ενέργεια σε Ελλάδα και Ευρώπη. Γίνεται μια σύντομη αναφορά στο θεσμικό πλαίσιο των ΑΠΕ και την εξέλιξή του στην Ελλάδα. Ακολουθεί η περιγραφή του νησιού από όλες τις πλευρές, ιστορική, τουριστική, περιβαλλοντική καθώς και του αιολικού δυναμικού του. Καταγράφονται, επίσης, οι αιτήσεις που εκκρεμούν για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων στην περιοχή.

Στο δεύτερο κεφάλαιο περιγράφονται οι βασικές διατάξεις του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου, που αφορούν την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα. Στη συνέχεια εφαρμόζεται το χωροταξικό πλαίσιο (με χρήση Autocad), εξετάζονται οι βασικές ζώνες αποκλεισμού και προσδιορίζονται οι περιοχές του νησιού, όπου θα μπορούσαν να εγκατασταθούν αιολικά πάρκα. Ακολουθεί η χωροθέτηση των αιολικών πάρκων, από όπου προκύπτει η μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ. Επιπλέον στο κεφάλαιο αυτό, περιγράφονται τα βήματα που ακολουθήθηκαν για την απεικόνιση των περιορισμών στο χάρτη του νησιού, μέσω του προγράμματος.

Στο τρίτο κεφάλαιο γίνεται, αρχικά, αναφορά ως προς τον τρόπο σύνδεσης των ανεμογεννητριών στο Σύστημα της Ηλεκτρικής Ενέργειας. Στη συνέχεια μελετάται τόσο η σύνδεση των αιολικών πάρκων στο εσωτερικό του νησιού όσο και η διασύνδεσή του με τη Μεγαλόπολη.

Στο τέταρτο κεφάλαιο περιγράφονται γενικά τα οικονομικά στοιχεία που αφορούν την εγκατάσταση αιολικών πάρκων, καθώς επίσης και τα κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης μιας τέτοιας επένδυσης. Υπολογίζονται, οι σχετικοί με την παρούσα μελέτη, βασικοί οικονομικοί δείκτες και αξιολογείται η βιωσιμότητά της. Ακόμη, επισημαίνονται τα περιβαλλοντικά οφέλη, από τη μείωση του CO₂, που συνεπάγονται από την υλοποίηση μιας τέτοιας επένδυσης.

Τέλος, στο πέμπτο κεφάλαιο γίνεται ανακεφαλαίωση της πορείας της εργασίας, παραθέτονται παρατηρήσεις που προέκυψαν κατά τη διάρκεια της διεξαγωγής της και δίνονται κάποιες προτάσεις για συνέχισή της.

Abstract

The subject of this Diploma Thesis is the investigation of the maximum penetration of wind energy in Kithira, applying the Special Framework of Spatial Planning and Sustainable Development for Renewable Energy. It is, also, discussed the interconnection of the island with the mainland, particularly with the main substation of Megalopolis, and the economic viability of such an investment.

In more detail, the first chapter is an introduction to Renewable Energy, focusing on wind energy in Greece and Europe. There is a brief reference to the institutional framework and its development in Greece. The island is described from all sides, history, tourism, environment and its wind potential. The pending applications for the installation of wind farms in the region are, also, recorded.

Second chapter contains the basic provisions of the Special Spatial Framework, related to the use of wind energy. The planning framework is applied (using AutoCAD), identifying the main areas that are excluded and the areas where wind farms can be established. Then, the wind farms are located and so we can calculate the maximum installed capacity. Moreover, there is a description of the steps that we used for the representation of the restrictions on the map of island, using the program.

In the third chapter, there is a reference to the connection of turbines to the electricity system. Then, the connection of wind farms inside the island and its interconnection with Megalopolis, are examined.

In the fourth chapter, there is a description of the general economic data, which are related with the installation of wind farms, as well as the criteria of an economic evaluation of investment. The basic economic indicators are calculated and the viability of the investment was evaluated. The environmental benefits from the reduction of CO₂ are highlighted, too.

Finally, the fifth chapter, which is a summary of the progress of work, lists general comments which are obtained during the conduct and gives some suggestions for continuation of this Thesis.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Εισαγωγή

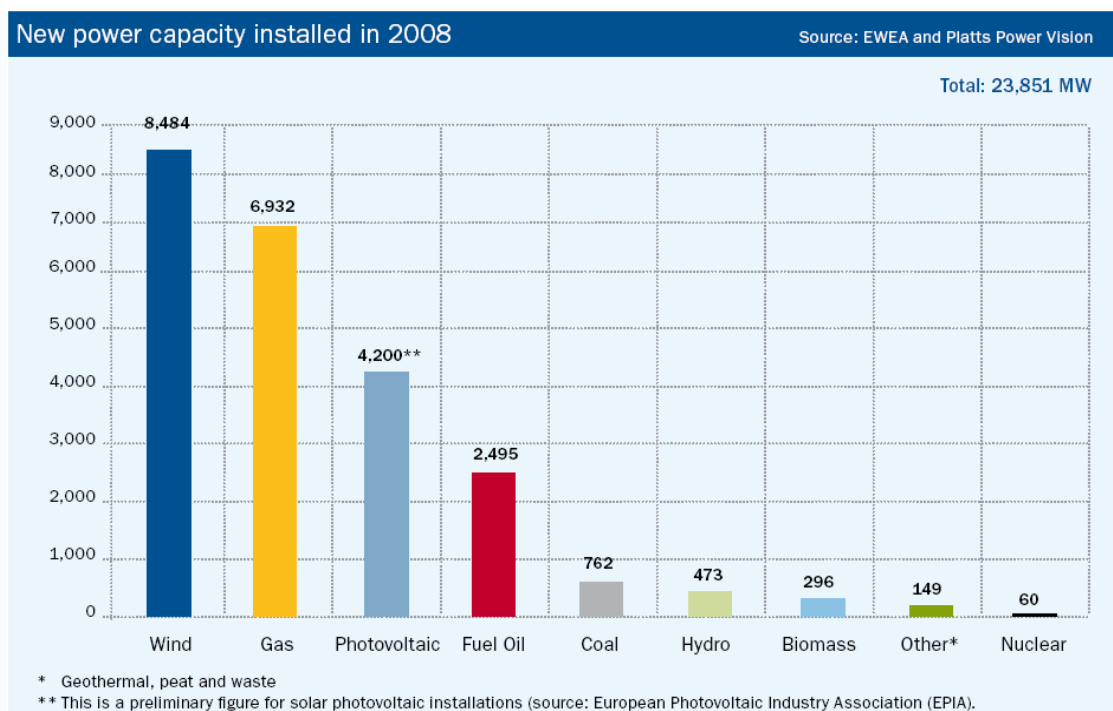
1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.) είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία νερού και άλλες. Οι Α.Π.Ε. παρουσιάζουν δύο βασικά χαρακτηριστικά. Πρώτον, για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση, καύση, όπως με τις μέχρι τώρα χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Αυτό το χαρακτηριστικό καθιστά τις Α.Π.Ε. ανεξάντλητες, γεγονός ιδιαίτερα σημαντικό, καθώς τα αποθέματα της ανθρωπότητας σε ορυκτά καύσιμα και ουράνιο έχουν αρχίσει να εξαντλούνται. Δεύτερον, πρόκειται για “καθαρές” μορφές ενέργειας, πολύ φιλικές στο περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα, σε αντίθεση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε ευρεία κλίμακα.

Αναλυτικά τα είδη των Α.Π.Ε. είναι τα ακόλουθα:

- ◆ Αιολική ενέργεια
- ◆ Ηλιακή ενέργεια
- ◆ Υδροηλεκτρική ενέργεια
- ◆ Βιομάζα
- ◆ Γεωθερμική ενέργεια
- ◆ Ενέργεια από παλίρροιες
- ◆ Ενέργεια από θαλάσσια κύματα
- ◆ Ενέργεια από τους ωκεανούς (ακόμα στο στάδιο έρευνας)

Στο επόμενο σχήμα φαίνεται η εγκατεστημένη ισχύς και η προέλευσή της για το έτος 2008 στις χώρες της Ε.Ε.(πηγή ewea):



Σχήμα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς και η προέλευσή της

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (πηγή: παρουσίαση Γ. Γληνού, Ν. Χρισταντώνης, Κ. Κουλούρης, ΡΑΕ, στο Συνέδριο “Αιολική Ενέργεια” 2009):

**Εθνικό Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας
(Ηπειρωτικό και μη διασυνδεδεμένα νησιά)**

Σύνολο παραγωγής και ισοζυγίου εισαγωγών-εξαγωγών

	2005		2006		2007		2008	
	MWh	Ποσοστό (%)	MWh	Ποσοστό (%)	MWh	Ποσοστό (%)	MWh	Ποσοστό (%)
Λιγνίτης	32.056.619	56,3	29.165.171	49,2	31.092.884	50,8	29.870.292	48,5
Πετρέλαιο	7.195.036	12,6	8.104.041	13,7	8.256.598	13,5	7.181.230	11,7
Φυσικό Αέριο	7.944.623	14,0	10.169.096	17,2	13.211.449	21,6	13.331.748	21,6
Υδροηλεκτρικά	4.573.747	8,0	5.619.663	9,5	2.020.771	3,3	3.863.233	4,6
ΑΠΕ	1.355.913	2,4	2.003.388	3,4	2.250.047	3,7	2.743.384	4,5
Εισαγωγές-Εξαγωγές	3.780.910	6,6	4.202.388	7,1	4.354.191	7,1	5.613.967	9,1
Σύνολο	56.906.848	100	59.263.747	100	61.185.940	100	61.603.854	100

1.1.1 Το θεσμικό πλαίσιο για τις Α.Π.Ε. στην Ελλάδα

Στη χώρα μας η πρώτη δειλή προσπάθεια ανάπτυξης των ΑΠΕ έγινε με τον Ν.1559/1985, «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 135/85) όταν δόθηκε η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Δήμους ή άλλους εκτός ΔΕΗ Δημόσιους Οργανισμούς, με υποχρέωση την πώλησή της στην ΔΕΗ ή την ιδιοκατανάλωση της από τον παραγωγό. Η προσπάθεια αυτή δεν απέδωσε, εκτός των άλλων, διότι και η τιμή πώλησης της ενέργειας προς την ΔΕΗ, ήταν πολύ χαμηλή. Η ουσιαστική ανάπτυξη των ΑΠΕ άρχισε με τον Ν. 2244/94, «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 168/94), ο οποίος επέτρεψε την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και από ιδιώτες, όρισε ικανοποιητικές τιμές πώλησης καθώς και την υποχρέωση αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από τη ΔΕΗ, ενώ παράλληλα το κράτος, εφαρμόζοντας σχετικές αποφάσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης, προχώρησε στην επιδότηση του κόστους εγκατάστασης έργων ΑΠΕ, ώστε να καθίστανται οικονομικά βιώσιμα.

Οι ευνοϊκές ρυθμίσεις του Ν.2244/94 διατηρήθηκαν στον Ν. 2773/99, που προέβλεπε την απελευθέρωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή τη λειτουργία της σχετικής αγοράς βάσει κανόνων ελεύθερης αγοράς και ανταγωνισμού. Οι ρυθμίσεις αφορούσαν κυρίως στο ότι η τιμή αγοράς της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ ήταν ρυθμιζόμενη, δηλ. δεν έμπαινε σε βάση ανταγωνισμού με την προερχόμενη από συμβατικές πηγές, καθώς και ότι η διάθεση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ γινόταν κατά προτεραιότητα. Επίσης προβλέφθηκε για πρώτη φορά η επιβολή τέλους υπέρ των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης, το οποίο είχε οριστεί στο 2% των ακαθαρίστων εσόδων από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας, που ισοδυναμεί με 10% περίπου των ακαθαρίστων εσόδων της εγκαταστάσεως.

Σύμφωνα με τον Ν.2773/99, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) γνωμοδοτούσε σχετικά με τη χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς τον Υπουργό Ανάπτυξης, ο οποίος αποφάσιζε περί της χορήγησης ή μη της άδειας παραγωγής. Κατά την αξιολόγηση των αιτήσεων από τη ΡΑΕ, λαμβάνονταν υπόψη τα κριτήρια

του άρθρου 9 του «Κανονισμού Αδειών Παραγωγής και Προμήθειας», όπως εξειδικεύονται στον «Οδηγό Αξιολόγησης αιτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μικρή ΣΗΘ», που εξέδωσε η ΡΑΕ. Στο πλαίσιο αυτό εξετάζονταν η σκοπιμότητα πραγματοποίησης κάθε έργου και η ένταξή του στον γενικότερο προγραμματισμό ανάπτυξης, τα δε κριτήρια επιλογής ήταν η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης, η τεχνικοοικονομική δυνατότητα του αιτούντος να υλοποιήσει το έργο, η ασφάλεια του Συστήματος/Δικτύου κλπ. . Μετά την Άδεια Παραγωγής απαιτείται η λήψη Άδειας Εγκατάστασης και στη συνέχεια Άδειας Λειτουργίας, οι οποίες χορηγούνται από την Περιφέρεια, μετά από γνωμοδοτήσεις και εγκρίσεις πλήθους Υπηρεσιών και φορέων.

Με βάση την οδηγία 2001/77/ΕΚ, έχει τεθεί ως στόχος, μέχρι το 2010, το 22,1% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κοινότητα να προέρχεται από ΑΠΕ. Παράλληλα, το Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης στις 8/9 Μαρτίου 2007 έθεσε δεσμευτικό στόχο ίσο προς 20% μερίδιο των ΑΠΕ στη συνολική ενεργειακή κατανάλωση της Ευρωπαϊκής Ένωσης έως το 2020. Για την επίτευξή του απαιτείται μαζική ανάπτυξη και των τριών τομέων εφαρμογών ΑΠΕ: ηλεκτρισμού, βιοκαυσίμων, θέρμανσης και ψύξης. Ο στόχος συνοδεύεται από ένα ειδικότερο στόχο για 10% τουλάχιστον βιοκαύσιμα στη συνολική κατανάλωση καυσίμων μεταφορών μέχρι το 2020. Επιπλέον, επαναλαμβάνεται ο στόχος για εξοικονόμηση του 20% της συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας μέχρι το 2020. Εφόσον επιτευχθεί, αυτό θα σημαίνει ότι μέχρι το 2020, η Ευρωπαϊκή Ένωση θα χρησιμοποιεί περίπου 13% λιγότερη ενέργεια από ότι σήμερα, εξοικονομώντας ετησίως 100 δις ευρώ και περίπου 780 τόνους CO₂.

Ειδικώς για την Ελλάδα, με βάση τους εθνικούς στόχους, όπως αυτοί προσδιορίζονται στο ν.3468/2006, το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας πρέπει να ανέλθει, μέχρι το 2010, σε 20,1% και μέχρι το 2020, σε 29%.

**ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΤΕΥΞΗ ΤΟΥ ΣΤΟΧΟΥ ΓΙΑ ΤΟ 2010
(4η Εθνική Έκθεση για τις ΑΠΕ, ΥΠ.ΑΝ, Οκτώβριος 2007)**

Τεχνολογία	Ισχύς 2007 (MW)	Ισχύς – Στόχος 2010 (MW)	Συμβολή στην ηλεκτροπαραγωγή 2010
Αιολικά	853	3648	10.7%
Μικρά ΥΗΕ	95	364	1.5%
Βιομάζα	38	103	1.1%
ΦΒ	1	200	0.3%
Γεωθερμία	0	12	0.1%
Μεγάλα ΥΗΕ	3016	3325	6.4%
Σύνολο	4003	7652	20.1%

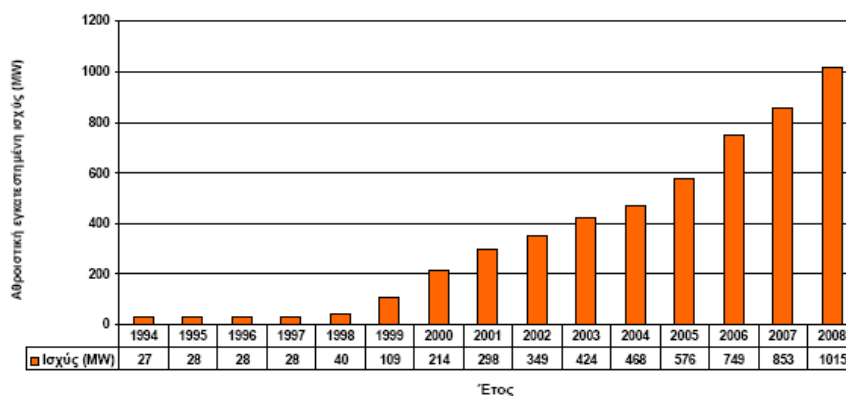
Για την επίτευξη των πιο πάνω στόχων, η Ελλάδα οφείλει να καθορίσει μέτρα υποστήριξης των ΑΠΕ, μεριμνώντας, μεταξύ άλλων, τόσο για την απλοποίηση των διαδικασιών αδειοδότησής τους όσο και για την προσαρμογή του πλαισίου εγκατάστασης τους προς τις εθνικές νομοθετικές διατάξεις που αφορούν το χωροταξικό σχεδιασμό και τις χρήσεις γης.

Η χωροθέτηση των εγκαταστάσεων ΑΠΕ στην Ελλάδα είχε αντιμετωπισθεί σχεδόν αποκλειστικά στο πλαίσιο των διαδικασιών περιβαλλοντικής αδειοδότησης των σχετικών έργων. Η διαδικασία αυτή, αν και επέτρεπε την εκτίμηση των επιπτώσεων στο περιβάλλον στο επίπεδο κάθε συγκεκριμένης εγκατάστασης, εν τούτοις δεν μπορούσε να απαντήσει στην ανάγκη καθιέρωσης γενικών κριτηρίων χωροθέτησης έργων ΑΠΕ. Γι' αυτό το λόγο εγκρίθηκε στις 3 Δεκεμβρίου 2008 το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό, ενσωματώνονται οι αναγκαίοι όροι, περιορισμοί, κατευθύνσεις για την προστασία και διαχείριση του περιβάλλοντος που έχουν προκύψει κατά τη διαδικασία στρατηγικής περιβαλλοντικής εκτίμησης.

1.2 Η Αιολική Ενέργεια

1.2.1 Η αιολική ενέργεια στην Ελλάδα και στην Ε.Ε.

Μπορεί η Ελλάδα να διαθέτει από τα πιο πλούσια αιολικά δυναμικά, όμως παραμένει ουραγός στην Ε.Ε. σε εγκατεστημένη ισχύ. Το 2008 προστέθηκαν μόλις 114 MW ισχύος από αιολικά πάρκα, έναντι 125 το 2007 και 137 το 2006, τη στιγμή που στην Ευρωπαϊκή Ένωση, το 43% όλων των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ήταν εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας. Μάλιστα, η συνεισφορά της χώρας μας στο παγκόσμιο σύνολο μειώθηκε στο 0,82%, από 0,93% το 2007 και 1,01% το 2006. Να σημειωθεί ότι, σύμφωνα με στοιχεία της Ελληνικής Επιστημονικής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), το 2008 προστέθηκαν συνολικά στην Ευρώπη 19.651 MW ηλεκτρικής ισχύος, από τα οποία τα 8.484 MW από αιολική ενέργεια, τα 6.932 MW από φυσικό αέριο, τα 2.495 MW από πετρέλαιο, τα 762 MW από κάρβουνο και τα 473 MW από υδροηλεκτρικά. Έτσι, στο τέλος του 2008, το σύνολο των αιολικών εγκαταστάσεων στην Ε.Ε. ανέρχεται σε 64.935 MW, σημειώνοντας αύξηση 15% σε σχέση με το 2007, αύξηση που ισοδυναμεί με την καθημερινή εγκατάσταση 20 νέων ανεμογεννητριών.



Σχήμα 1.2: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών στην Ελλάδα (πηγή: παρουσίαση Γ. Γληνού, Ν. Χρισταντώνης, Κ. Κουλούρης, ΡΑΕ, στο Συνέδριο “Αιολική Ενέργεια” 2009)

Στο σχήμα που ακολουθεί φαίνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε κάθε ευρωπαϊκή χώρα το έτος 2008 (πηγή ewea).



Σχήμα 1.3: Συνολική αιολική εγκατεστημένη ισχύς στην Ευρώπη

1.2.3 Άνεμοι στα ελληνικά νησιά

Οι άνεμοι ναυσιπλοΐας στην Ελλάδα, χωρίζονται σε δύο περιοχές: του Αιγαίου και του Ιονίου πελάγους.

Οι άνεμοι του Αιγαίου Πελάγους, κατά την καλοκαιρινή περίοδο, ονομάζονται «Μελτέμια», και απαντώνται μεταξύ Μαΐου και Σεπτεμβρίου. Ισχυροποιούνται ιδιαίτερος τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο, με τη μέση διάρκειά τους να φτάνει τις 2-4 μέρες. Η κατεύθυνση των Μελτεμιών ποικίλλει, αναλόγως την περιοχή. Οι άνεμοι προέρχονται ΒΑ στο Βόρειο Αιγαίο, Βόριοι στο Κεντρικό Αιγαίο και ΒΔ στο Νότιο

Αιγαίο. Η ένταση των μελετημών εξαρτάται επίσης από την περιοχή.

Οι άνεμοι του Ιονίου Πελάγους συνήθως πνέουν από ΒΔ, κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, και ονομάζονται «Μαΐστρος».

Ακολουθεί ο πίνακας των ανέμων από το υπουργείο Τουριστικής Ανάπτυξης.

Πίνακας Ανέμων

Μέσες διευθύνσεις και ταχύτητες ανέμων (σε knots) * σε συγκεκριμένες περιοχές ναυσιπλοΐας (περίοδος Απριλίου – Οκτωβρίου)

ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΝΑΥΣΙΠΛΟΪΑΣ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ
Β.Α. Αιγαίο (Λήμνος)	NE 10.2	NE 8.2	NE 8.2	NE 10.2	NE 10.2	NE 10.2	NE 11.4
Θρακικό Πέλαγος (Θάσσος)	NE 1.4	NE 1.4	NE 1.4	NE 1.4	NE 1.4	NE 1.6	NE 2.3
Δωδεκάνησα (Κως-Ρόδος)	WNW 13.6	WNW 13.0	NW 13.0	NW 13.6	NW 13.6	NW 13.0	WNW 11.4
Ν.Δ. Αιγαίο (Μήλας)	N 9.0	SW 6.6	N 6.6	N 8.6	N 8.6	N 8.6	N 9.8
Δ. Κρητικό Πέλαγος (Χανιά)	SW 5.0	NNW 4.4	NW, N 4.4	N, NW 4.1	N 4.1	N 4.1	N 3.8
Α. Κρητικό Πέλαγος (Ηράκλειο)	NW 6.6	NW 4.4	NW 6.2	NW 8.2	NW 7.4	NW 6.6	NW 5.0
Α. Κρητικό Πέλαγος (Σητεία)	NW 6.6	NW 5.0	NW 7.0	NW 8.6	NW 8.2	NW 6.6	NW 5.0
Κύθηρα	NE 9.8	W 8.2	W 7.8	NE 7.4	NE 8.2	NE 9.0	NE 10.6
Σάμος	NW 9.4	NW 7.8	NW 9.4	NW 11.0	NW 10.2	NW 8.6	NW 7.0
Καρπάθιο Πέλαγος	W 6.6	W 6.2	W 8.6	W 10.6	W 9.4	W 8.2	W 6.2
Β. Ιόνιο (Κέρκυρα)	SE 2.9	W, SE 2.6	W 2.9	NW, W 2.9	NW 2.6	SE 2.3	SE 2.6
Β. Ιόνιο (Ζάκυνθος)	N 9.8	NE, N 9.4	NE 9.8	N 10.2	N, WE 9.8	N 9.0	NE 10.2
Ν. Ιόνιο (Μεθώνη)	W 11.8	W 11.0	W 11.4	W 11.8	W 11.0	W 10.2	NE 9.8

* Η περίοδος παρατήρησης είναι μεγαλύτερη των 10 ετών.

1mph = 1knot = 0,51m/s = 1,836km/h

1.3 Τα Κύθηρα

1.3.1 Γενικά στοιχεία

Τα Κύθηρα, νησί γνωστό και με την παλαιότερη ενετική ονομασία Τσιρίγο (Cerigo) είναι, κατά τη μυθολογία, το νησί της θεάς Ουράνιας Αφροδίτης και του Έρωτα. Βρίσκεται στη Νότιο Ελλάδα, στα νότια της Πελοποννήσου και νοτιότερα της Ελαφονήσου και του κάβο Μαλιά. Ιστορικά τα Κύθηρα και τα Αντικύθηρα υπάγονται στα Επτάνησα. Ανήκει περισσότερο στο Λιβυκό και Κρητικό πέλαγος, απ' τα οποία βρέχεται παρά στο Ιόνιο. Τα Κύθηρα συνδέονται ακτοπλοϊκά όλο το χρόνο με τον Πειραιά και το Καστέλι της Κρήτης. Συνδέονται επίσης με την Καλαμάτα, το Γύθειο και τη Νεάπολη Λακωνίας. Τα Κύθηρα διαθέτουν αεροδρόμιο και συνδέονται αεροπορικά με την Αθήνα όλο το χρόνο. Το αεροδρόμιο βρίσκεται 8km από τη Χώρα.



Τα Κύθηρα έχουν πληθυσμό 3.354 κατοίκους (απογραφή 2001). Η ομώνυμη πρωτεύουσα του νησιού έχει 579 κατοίκους, ενώ σημαντικά χωριά είναι το Λιβάδι με 370 και ο Ποταμός με 396 κατοίκους. Οι υπόλοιποι κάτοικοι βρίσκονται σε πολλά

(σχεδόν 60) μικρά γεωγραφικά χωριά, διάσπαρτα σε όλη την έκταση του νησιού. Το νησί διοικητικά αποτελεί ένα Δήμο που μαζί με την κοινότητα Αντικυθήρων του ομώνυμου γειτονικού νησιού, υπάγονται στην Επαρχία Κυθήρων η οποία ανήκει στη Νομαρχία Πειραιώς.

Στο δήμο των Κυθήρων περιλαμβάνονται τα ακόλουθα δημοτικά διαμερίσματα (μέσα στην αγκύλη αναφέρεται ο αριθμός των κατοίκων):

Δημοτικά Διαμερίσματα	Οικισμοί	
Δ.δ. Κυθήρων [579]	τα Κύθηρα [267]	το Μανιτοχώρι [17]
	ο Κάλαμος [257]	το Πούρκο [20]
	το Καψάλι [71]	το Στρατοπόδι [47]
Δ.δ. Αρωνιάδικων [96]	τα Αρωνιάδικα [84]	οι Πιτσινάδες [12]
Δ.δ. Καραβά [237]	ο Καραβάς [103]	το Βουνό [7]
	το Γερακάρι [5]	το Κρυονέρι [67]
	το Πετρούνι [19]	η Πλατιά Άμμος [25]
	το Προγκί [11]	
Δ.δ. Καρβουνάδων [267]	οι Καρβουνάδες [102]	ο Άγιος Ηλίας [33]
	οι Αλεξανδράδες [24]	το Κεραμωτό [29]
	τα Πιτσινιάνικα [73]	τα Σταθιάνικα [6]
Δ.δ. Κοντολιάνικων [172]	τα Κοντολιάνικα [37]	τα Γουδιάνικα [30]
	τα Τσικαλαριά [46]	τα Φατσαδάικα [59]
Δ.δ. Λιβαδίου [370]	το Λιβιάδι [126]	το Άνω Λιβιάδι [175]
	το Κατσούνι [26]	τα Λουραντιάνικα [5]
	τα Τραβασαριάνικα [38]	
Δ.δ. Λογοθετιάνικων [122]	τα Λογοθετιάνικα [84]	τα Κομνηνιάνικα [3]
	το Κουσούνι [22]	τα Λιανιάνικα [1]
	τα Περγλεγκιάνικα [12]	
Δ.δ. Μητάτων [188]	τα Μητάτα [102]	ο Αβλέμονας [62]
	η Αγία Μόνη [1]	τα Βιαράδικα [19]
	η Παλαιόπολη [4]	
Δ.δ. Μυλοπόταμου [99]	ο Μυλοπόταμος [49]	οι Αραίοι [13]
	η Κάτω Χώρα [13]	το Πίσω Πηγάδι [24]
Δ.δ. Μυρτιδίων [128]	ο Δρυμών [68]	τα Καλησπεριάνικα [36]
	οι Καλοκαιρινές [21]	η Μονή Μυρτιδίων [3]
Δ.δ. Ποταμού [709]	ο Ποταμός [396]	η Αγία Αναστασία [8]
	η Αγία Πελαγία [281]	ο Κάμπος [0]
	τα Τριφυλλιάνικα [24]	
Δ.δ. Φρατσίων [127]	τα Φράτσια [107]	τα Δόκανα [20]
Δ.δ. Φριλιγκιάνικων [260]	τα Φριλιγκιάνικα [76]	τα Αλοϊζιάνικα [50]
	το Διακόφτι [45]	το Δρυμωνάρι [13]
	ο Κάμπος Παλαιόπολης [31]	τα Καστρισιάνικα [45]

(Σύμφωνα με τη βάση δεδομένων του Υπουργείου Εσωτερικών)

Οι κάτοικοι είναι κυρίως αγρότες και υπάλληλοι αλλά με την αύξηση του τουρισμού και την προέλευση ημιμόνιμων οικιστών το κέντρο βάρους έχει μετατοπισθεί προς τις τουριστικές επιχειρήσεις και την οικοδομή. Κύρια αγροτικά προϊόντα είναι το λάδι και το μέλι. Τουριστικά το νησί βρίσκεται σε ανάπτυξη. Συνεισφορά στην καλή φήμη του αποτελεί και το γεγονός ότι η οικιστική του ανάπτυξη γίνεται ελεγχόμενα, χωρίς αλλοίωση του τοπικού ρυθμού.

Τα παράλια έχουν μήκος 80km και είναι βραχώδη και απόκρημνα. Σχηματίζονται αρκετά ακρωτήρια και πολλοί όρμοι. Το έδαφος των Κυθήρων είναι ορεινό. Στα ανατολικά υπάρχει οροσειρά με κορυφές ύψους 550m και 530m. Η οροσειρά διακλαδίζεται και κόβεται από βαθιά φαράγγια. Ανάμεσα από τα βουνά και τους λόφους σχηματίζονται κοιλάδες και οροπέδια, που καλλιεργούνται. Οι πλαγιές των βουνών καλύπτονται από δάση και θάμνους. Το νησί έχει σε πολλά μέρη ρέοντα νερά. Το κλίμα του νησιού είναι μεσογειακό.

Πρόκειται για ένα μείγμα διαφορετικών πολιτισμών που με το πέρασμα των χρόνων δέχτηκε πλήθος επιδράσεων: μινωικών, μυκηναϊκών, βυζαντινών και της Ενετοκρατίας. Η απουσία του οθωμανικού ζυγού, η μακραίωνη συμπόρευση με τα Επτάνησα και η καθοριστική περίοδος της Αγγλοκρατίας, συνέθεσαν την πολιτιστική ιδιαιτερότητα, στην οποία οι επιδράσεις της Δύσης και της Ανατολής γίνονται αντιληπτές στην αρχιτεκτονική, στη γλώσσα και στις παραδόσεις του. Ακόμα και το βόρειο τμήμα έλκει καταγωγή και επιρροή από τη γειτονική Πελοπόννησο, ενώ το νότιο τμήμα από τα Επτάνησα και κυρίως από την Κρήτη.

Ιστορία του νησιού

Το νησί των Κυθήρων λόγω της καίριας γεωγραφικής του θέσης έχει πέσει στα χέρια πολλών κατακτητών στο πέρασμα των χρόνων. Τη νεολιθική εποχή φαίνεται να κατοικείται για πρώτη φορά από τους Μινωίτες στον οικισμό Σκάνδεις, τη σημερινή Παλαιόπολη. Τα Κύθηρα αποτέλεσαν ναυτική βάση των Μινωιτών για τα ταξίδια τους στη Δύση. Αργότερα τα Κύθηρα κατοικούνται από τους Δωριείς και έπειτα από τους Φοίνικες οι οποίοι ασχολήθηκαν με το εμπόριο της Πορφύρας. Οι Φοίνικες ήταν και εκείνοι που εισήγαγαν τη λατρεία της θεάς της αγάπης και του αγνού έρωτα, της Ουράνιας Αφροδίτης. Εκείνη την εποχή τα Κύθηρα ονομάστηκαν Πορφυρούσσα και

Πορφυρίς επειδή το νησί ήταν πλούσιο σε πορφύρα, το κοχύλι από το οποίο παραγόταν το κόκκινο χρώμα.

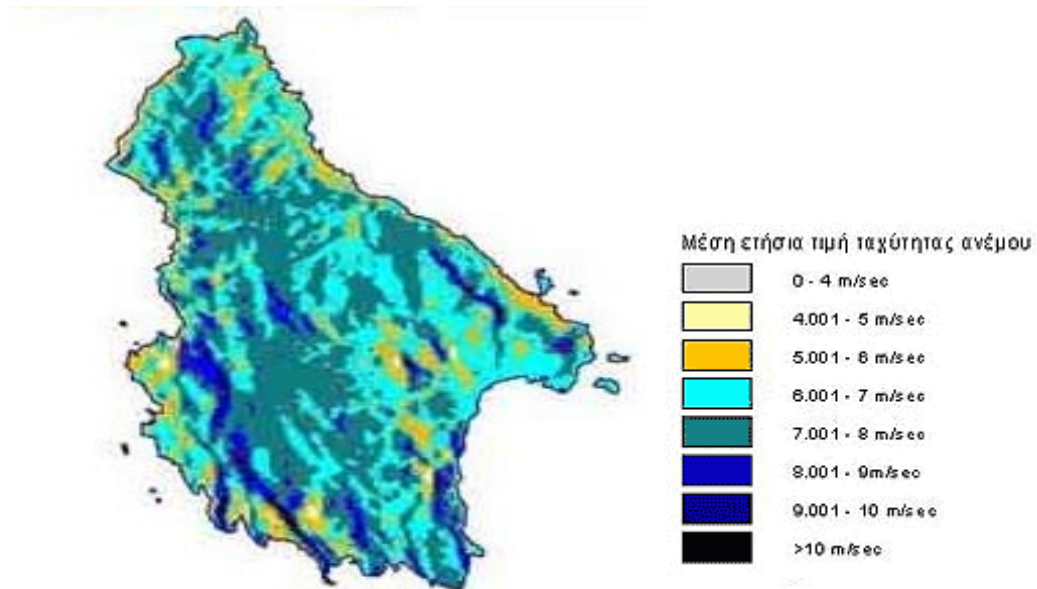
Μετά τους Φοίνικες επικρατούν οι Μυκηναίοι οι οποίοι έρχονται στο νησί το 14^ο αιώνα. Και ενώ οι Σπαρτιάτες κατέχουν από τον 6ο αιώνα π.Χ. τα Κύθηρα μέχρι τα Κλασσικά χρόνια, οι Αθηναίοι θα έλθουν αρκετές φορές για να τα διεκδικήσουν, και ειδικότερα την εποχή των Πελοποννησιακών πολέμων. Κατά τους χριστιανικούς αιώνες το νησί ερημώνει λόγω πειρατικών επιδρομών. Από το 395 μ.Χ. το νησί περνάει στο Βυζάντιο. Περίπου το 12ο αιώνα ο Άγιος Δημήτριος, η σημερινή Παλαιοχώρα, γίνεται η βυζαντινή πρωτεύουσα του νησιού και λέγεται ότι είχε μεγάλο πλήθος εκκλησιών και κατοίκων.

Το 1207 το νησί κατακτιέται από τους Ενετούς και μετονομάζεται σε Τσιρίγο (Cerigo). Εξαιτίας του σκληρού φεουδαρχικού συστήματος που εφαρμόζεται, πολλοί είναι οι κάτοικοι που εγκαταλείπουν το νησί. Το 1537 η πρωτεύουσα του νησιού κατακτάται και καταστρέφεται από τον πειρατή Μπαρμπαρόσα. Μεγάλο μέρος του πληθυσμού σκοτώνεται ενώ πολλοί κάτοικοι αιχμαλωτίζονται και πωλούνται στα σκλαβοπάζαρα της Σμύρνης. Η ενετική κατοχή του νησιού συνεχίζεται μέχρι το 1797, όταν το κατέλαβαν οι Γάλλοι, με εξαίρεση ένα μικρό διάστημα που το νησί κατακτήθηκε από τους Τούρκους.

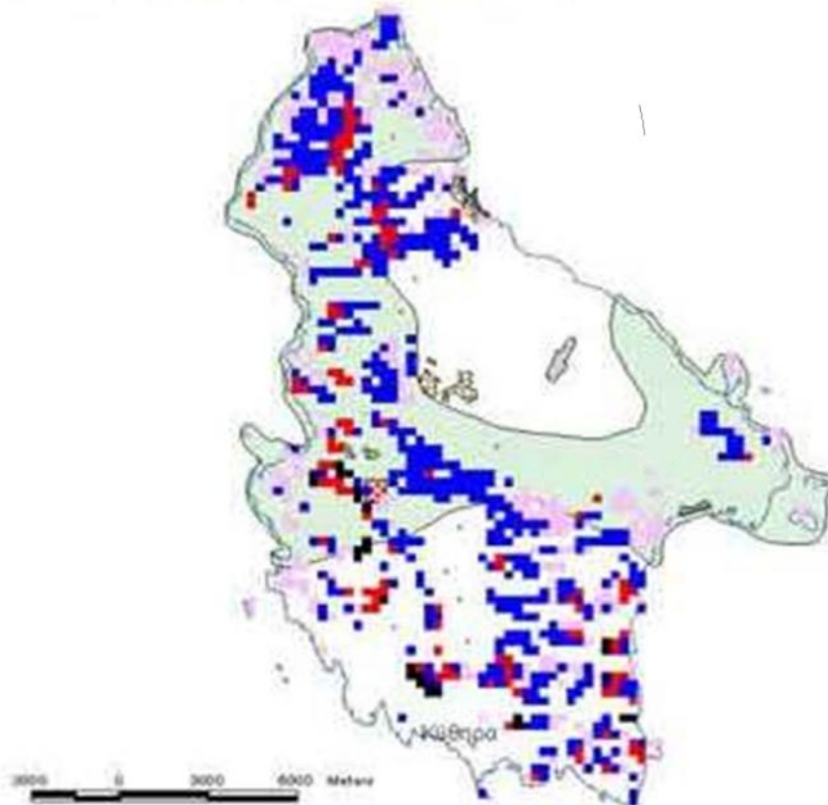
Το 1815 υπογράφηκε και η συνθήκη των Παρισίων με την οποία αναγνωριζόταν το Ηνωμένο Κράτος των Ιονίων Νησιών υπό αγγλική κυριαρχία. Οι Άγγλοι θα αναγεννήσουν το νησί κάνοντας πολλά έργα, καταπιέζοντας όμως το ελληνικό στοιχείο. Η αγγλική κατοχή λήγει το 1864 οπότε τα Κύθηρα μαζί με τα Ιόνια νησιά ενώνονται με την ελεύθερη Ελλάδα. Στον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο οι Κυθήριοι συμμετέχουν δυναμικά στην Εθνική Αντίσταση και από τις 4 Σεπτεμβρίου του 1944 είναι η πρώτη περιοχή της Ελλάδος που ελευθερώνεται.

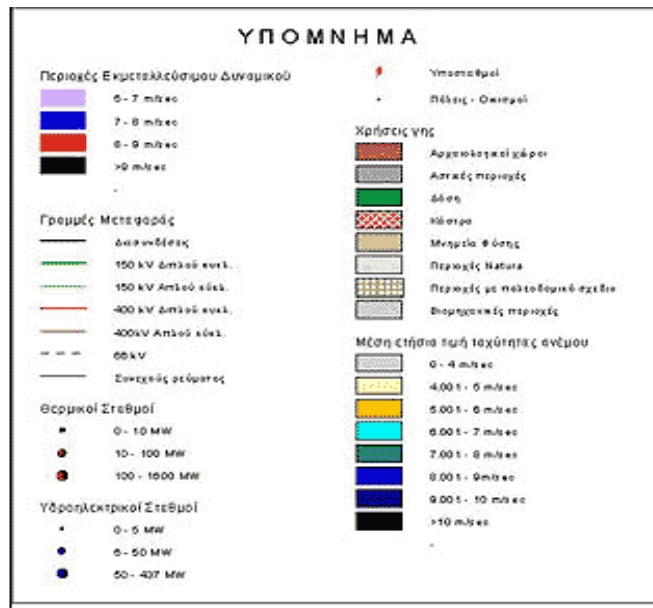
1.3.2 Ανεμολογικά Δεδομένα Κυθήρων

Μια συνολική εικόνα για τις επικρατούσες ταχύτητες του ανέμου στα Κύθηρα μπορούμε να πάρουμε από τους ανεμολογικούς χάρτες του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ).



Σχήμα 1.4: Χάρτης αιολικού δυναμικού





Σχήμα 1.5: Χάρτης εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού

Οι παραπάνω χάρτες καθώς και οι σχετικοί αριθμητικοί δείκτες εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού που τους συνοδεύουν, υλοποιήθηκαν από το ΚΑΠΕ την τριετία 1998-2001 και υποστηρίχθηκαν από το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα για την Ενέργεια. Αποτελούν ένα βασικό βοήθημα για τον τοπικό και εθνικό σχεδιασμό της ανάπτυξης έργων εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας.

Στο χάρτη του ‘αιολικού δυναμικού’ παρουσιάζεται το πεδίο ταχυτήτων του ανέμου, με βάση τη μέση ετήσια ταχύτητα στο ύψος των 40m από την επιφάνεια του εδάφους. Στο χάρτη του ‘εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού’ παρουσιάζονται στοιχεία για το τεχνικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό της αιολικής ενέργειας σε κάθε περιοχή.

Παρατηρώντας τον πρώτο χάρτη διαπιστώνουμε ότι τα Κύθηρα διαθέτουν αξιόλογο αιολικό δυναμικό με ταχύτητες ανέμου από 6-10m/s σε μεγάλο ποσοστό της επιφάνειας του νησιού.

Ο δεύτερος χάρτης, που αφορά το εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό, μας πληροφορεί ότι το μεγαλύτερο μέρος του νησιού είναι προστατευόμενοι βιότοποι, σύμφωνα με το ευρωπαϊκό δίκτυο Natura 2000. Επομένως οι δυνατές θέσεις για την εγκατάσταση Α/Γ, με αξιόλογο αιολικό δυναμικό, περιορίζονται σε λιγότερες. Ωστόσο υπάρχουν ακόμα θέσεις στο χάρτη με ταχύτητες ανέμου από 7 μέχρι και 9 m/s.

1.3.3 Σενάρια αξιοποίησης του ΚΑΠΕ

Παραθέτουμε κάποια σενάρια αξιοποίησης του αιολικού δυναμικού των Κυθήρων που έχει πραγματοποιήσει το ΚΑΠΕ. Τα στοιχεία αυτά περιλαμβάνουν την αναμενόμενη ενέργεια από την εγκατάσταση του μέγιστου αριθμού ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές, τον υπολογισμό της μέγιστης ισχύος αιολικών πάρκων που μπορεί να εγκατασταθεί και τέλος το υπολογιζόμενο κόστος παραγωγής ενέργειας ανά περίπτωση. Το κόστος αυτό θεωρείται ενδεικτικό, καθώς δεν έχουν συμπεριληφθεί στους υπολογισμούς βασικές δαπάνες, όπως το κόστος οδοποιίας και το κόστος διασύνδεσης.

Ανάλυση Σεναρίων Αξιοποίησης

Δείκτες	Όριο ταχύτητας ανέμου			
	> 6	> 7	> 8	> 9
Έκταση διαθέσιμης περιοχής (km ²)	36,59	25,85	6,17	0,88
Μέση ετήσια τιμή ταχύτητας αέρα στην περιοχή (m/s)	7,40	7,70	8,50	9,60
Τεχνικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό (GWh/έτος)	3.171,22	2.408,15	671,8	110,55
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)	1.213,60	850,40	204,80	28,80
Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	29,83	32,33	37,45	43,82
Κόστος παραγωγής ηλ. ενέργειας (δρχ./kWh)*	16,60	15,34	13,22	11,32
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (δισ δρχ.)	378,64	265,33	63,90	8,99
σε 10 ⁶ €	1.111	778,665	187,526	26,383
Ετήσιο κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (δισ δρχ./ έτος)	22,34	15,72	3,77	0,53

* Δεν περιλαμβάνεται το κόστος σύνδεσης στο δίκτυο και το κόστος της οδοποιίας.

Από τον παραπάνω πίνακα βλέπουμε ότι το ΚΑΠΕ έχει δημιουργήσει σενάρια αξιοποίησης όλων των δυνατών ταχυτήτων του ανέμου τοποθετώντας τη μέγιστη δυνατή παραγόμενη ισχύ σε κάθε περίπτωση. Ωστόσο, τα σενάρια αυτά δεν είναι υλοποιήσιμα, ειδικά τα πρώτα δύο, εφόσον πλέον ισχύουν οι περιορισμοί του ειδικού χωροταξικού πλαισίου.

1.3.4 Αιτήσεις για Α/Π στα Κύθηρα

Τα τελευταία χρόνια υπάρχει ενδιαφέρον από επενδυτές για την εγκατάσταση μεγάλης αιολικής ισχύος σε νησιά που έχουν το δυναμικό, αναλαμβάνοντας και το δύσκολο οικονομικά και τεχνικά εγχείρημα της διασύνδεσης. Για τα Κύθηρα, σύμφωνα με τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), έχουν κατατεθεί την τελευταία τριετία οι ακόλουθες αιτήσεις για αιολικά πάρκα. Οι αιτήσεις αυτές βρίσκονται ακόμα στο στάδιο της αξιολόγησης.

Φορέας	Θέση	Ισχύς (MW)
ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ ΤΕΡΝΑ - VECTOR ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΥΘΗΡΩΝ	ΚΑΡΒΟΥΝΟΛΑΚΚΟΣ ΦΟΙΝΙΚΙΕΣ	32
ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ ΤΕΡΝΑ - VECTOR ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΥΘΗΡΩΝ	ΜΕΡΜΗΓΚΑΡΗΣ	18
ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ ΤΕΡΝΑ - VECTOR ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΥΘΗΡΩΝ	ΚΡΟΤΗΡΙΑ- ΚΕΦΑΛΟΒΟΥΝΙ	21
ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ ΤΕΡΝΑ - VECTOR ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΟΡΦΥΡΙΣ	ΞΕΡΟΚΑΜΠΙΑ	48
ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ ΤΕΡΝΑ - VECTOR ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΟΡΦΥΡΟΥΣΑ	ΚΟΡΔΕΛΙΔΕΣ	52
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΝΕΙΟΥ Α.Ε.	ΚΡΟΤΗΡΙ-ΚΕΦΑΛΑΚΙΑ	42
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΝΕΙΟΥ Α.Ε	ΚΡΟΤΗΡΙΑ- ΚΕΦΑΛΟΒΟΥΝΙ-ΠΥΡΓΟΣ	48
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ 8 Α.Ε.	ΦΟΙΝΙΚΙΕΣ	30
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ 7 Α.Ε.	ΜΕΡΜΗΓΚΑΡΗΣ	30

Συνολικά οι παραπάνω αιτήσεις αποσκοπούν στην εγκατάσταση αιολικών πάρκων 321 MW στο νησί. Βέβαια, οφείλουμε να παρατηρήσουμε ότι η εγκατάσταση 321 MW που αντιστοιχεί σε τοποθέτηση 160 τυπικών ανεμογεννητριών στο νησί, υπερβαίνει ελαφρώς τον περιορισμό για το μέγιστο επιτρεπόμενο αριθμό ανεμογεννητριών ανά ΟΤΑ, που ορίζει πλέον το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο.

Ακολουθεί γεωγραφική απεικόνιση των αιτήσεων στο χάρτη του νησιού (Τα αιολικά πάρκα παρουσιάζονται με πράσινο περίγραμμα.):



Σχήμα 1.6: Γεωγραφική απεικόνιση των αιτήσεων

Από τη γεωγραφική απεικόνιση των αιτήσεων και σε σύγκριση με το χάρτη αιολικού δυναμικού του ΚΑΠΕ, βλέπουμε ότι οι μελέτες για τις εγκαταστάσεις των αιολικών πάρκων έχουν γίνει σε σημεία με αξιόλογο αιολικό δυναμικό. Οι επιλεγμένες περιοχές χαρακτηρίζονται από ελάχιστη ταχύτητα ανέμου τα 7m/s και σε υψόμετρο από 100 έως 500m. Μερικά από αυτά περιλαμβάνονται σε περιοχές ΖΕΠ ορνιθοπανίδας (αυτά τα αιολικά πάρκα απεικονίζονται με λευκό περίγραμμα). Σε αυτή την περίπτωση το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο ορίζει τη σύνταξη ειδικής ορνιθολογικής μελέτης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Το Χωροταξικό Πλαίσιο και η εφαρμογή του στα Κύθηρα

2.1 Το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο

Εισαγωγή

Στις 3 Δεκεμβρίου 2008 εγκρίθηκε το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό, ενσωματώνονται οι αναγκαίοι όροι, περιορισμοί, κατευθύνσεις για την προστασία και διαχείριση του περιβάλλοντος που έχουν προκύψει κατά τη διαδικασία στρατηγικής περιβαλλοντικής εκτίμησης. Στο κεφάλαιο αυτό θα ασχοληθούμε με τις διατάξεις που αφορούν την αιολική ενέργεια.

Κανόνες χωροθέτησης αιολικών εγκαταστάσεων

Ο χωροταξικός σχεδιασμός των αιολικών εγκαταστάσεων αποσκοπεί:

- ✓ Στον εντοπισμό, με βάση τα στοιχεία αιολικού δυναμικού, κατάλληλων περιοχών που να επιτρέπουν, ανάλογα με τις χωροταξικές και περιβαλλοντικές ιδιαιτερότητές τους τη λειτουργία αιολικών εγκαταστάσεων.
- ✓ Στην καθιέρωση κανόνων και κριτηρίων χωροθέτησης που να επιτρέπουν αφενός τη δημιουργία βιώσιμων εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας και αφετέρου την αρμονική ένταξή τους στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον.
- ✓ Στη δημιουργία ενός αποτελεσματικού μηχανισμού χωροθέτησης των αιολικών εγκαταστάσεων, ώστε να επιτευχθεί η μέγιστη δυνατή ανταπόκριση στους στόχους των εθνικών και ευρωπαϊκών πολιτικών.

Για τη χωροθέτηση των αιολικών εγκαταστάσεων ο εθνικός χώρος, με βάση το εν δυνάμει εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό του και τα ιδιαίτερα χωροταξικά και

περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά του, διακρίνεται στις ακόλουθες μείζονες κατηγορίες:

- ➔ Στην ηπειρωτική χώρα, συμπεριλαμβανομένης της Εύβοιας.
- ➔ Στην Αττική, που αποτελεί ειδικότερη κατηγορία της ηπειρωτικής χώρας λόγω του μητροπολιτικού χαρακτήρα της.
- ➔ Στα κατοικημένα νησιά του Ιονίου και του Αιγαίου Πελάγους, συμπεριλαμβανομένης της Κρήτης.
- ➔ Στον υπεράκτιο θαλάσσιο χώρο και τις ακατοίκητες νησίδες.

Περιοχές αποκλεισμού και ζώνες ασυμβατότητας

Σε αυτό το σημείο θα εξεταστούν οι βασικές ζώνες αποκλεισμού που ορίζει το χωροταξικό πλαίσιο στο Παράρτημα II του ΦΕΚ 2464. Ακολουθούν οι πίνακες με τις αποστάσεις των αιολικών εγκαταστάσεων από γειτνιάζουσες χρήσεις γης, δραστηριότητες και δίκτυα τεχνικής υποδομής:

A. Αποστάσεις για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας και απόδοσης των αιολικών εγκαταστάσεων	
A. Μέγιστη απόσταση από υφιστάμενη οδό χερσαίας προσπέλασης οποιασδήποτε κατηγορίας	- Για εγκατεστημένη ισχύ / μονάδα κάτω των 10 MWe: Σε Π.Α.Π. και Αττική: 20 km μήκους όδευσης - Σε άλλες περιοχές (Π.Α.Κ.): 15km ανεξάρτητα από την εγκατεστημένη ισχύ/μονάδα - Σε νησιά: 10 km ανεξάρτητα από την εγκατεστημένη ισχύ/μονάδα.
B. Μέγιστη απόσταση από το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας Υψηλής Τάσης (Υ.Τ.)	Όπως ορίζει ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε στους όρους σύνδεσης της εγκατάστασης (υψηλή τάση) και η ΔΕΗ (μέση και χαμηλή τάση)
Γ. Ελάχιστη απόσταση (A) μεταξύ των ανεμογεννητριών	2,5 φορές τη διάμετρο (d) της φτερωτής της ανεμογεννήτριας (A=2,5d)

Β. Αποστάσεις από περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος	
Ασύμβατη χρήση	Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης από την ασύμβατη χρήση
Περιοχές απολύτου προστασίας της Φύσης και προστασίας της φύσης του άρθρου 19 παρ.1,2 ν.1650/86 (Α' 160)	Σύμφωνα με την εγκεκριμένη Ε.Π.Μ. ή το σχετικό π.δ. (του άρθρου 21 του ν. 1650/86) ή τη σχετική Κ.Υ.Α. (ν. 3044/02)
<ul style="list-style-type: none"> - Πυρήνες των Εθνικών Δρυμών, κηρυγμένα μνημεία της φύσης, αισθητικά δάση που δεν περιλαμβάνονται στις περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης και προστασίας της φύσης των παρ.1 και 2 του άρθρου 19 του ν.1650/1986 - Οι υγρότοποι Ramsar - Οι οικότοποι προτεραιότητας περιοχών της Επικράτειας που έχουν ενταχθεί στον κατάλογο των τόπων κοινοτικής σημασίας του δικτύου ΦΥΣΗ 2000 σύμφωνα με την απόφαση 2006/613/ΕΚ της Επιτροπής (ΕΕ 259 της 21.9.2006, σ.1) 	Κρίνεται κατά περίπτωση στο πλαίσιο της ΕΠΟ
Ακτές κολύμβησης, που περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα παρακολούθησης της ποιότητας των νερών κολύμβησης που συντονίζεται από το Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε.	1500m ²
Περιοχές ΖΕΠ ορνιθοπανίδας (SPA)	Κρίνεται κατά περίπτωση στο πλαίσιο της ΕΠΟ, μετά από ειδική ορνιθολογική μελέτη

Γ. Αποστάσεις από περιοχές και στοιχεία πολιτιστικής κληρονομιάς	
Ασύμβατη χρήση	Ελάχιστη απόσταση¹ εγκατάστασης από την ασύμβατη χρήση
Εγγεγραμμένα στον Κατάλογο Παγκόσμιας Κληρονομιάς και τα άλλα μείζονος σημασίας μνημεία, αρχαιολογικοί χώροι και ιστορικοί τόποι της παρ. 5. Εδάφιο ββ του άρθρου 50 του Ν. 3028/02	3000m
Ζώνη απολύτου προστασίας (Ζώνη Α) λοιπών αρχαιολογικών χώρων	$A = 7d$, όπου (d) η διάμετρος της φτερωτής της ανεμογεννήτριας, τουλάχιστον 500m
Κηρυγμένα πολιτιστικά μνημεία και ιστορικοί τόποι	$A = 7d$, όπου (d) η διάμετρος της φτερωτής της ανεμογεννήτριας, τουλάχιστον 500m

Δ. Αποστάσεις από οικιστικές δραστηριότητες	
Ασύμβατη χρήση	Ελάχιστη απόσταση¹ εγκατάστασης από την ασύμβατη χρήση
Πόλεις και οικισμοί με πληθυσμό >2000 κατοίκων ή οικισμοί με πληθυσμό <2000 κατοίκων που χαρακτηρίζονται ως δυναμικοί, τουριστικοί ή αξιόλογοι κατά την έννοια του άρθρου 2 του π.δ. 24.4/3.5.1985	1.000m από το όριο ² του οικισμού ή του σχεδίου πόλης κατά περίπτωση
Παραδοσιακοί οικισμοί	1.500m από το όριο ² του οικισμού ³ Κατά παρέκκλιση από τα παραπάνω είναι δυνατή με απόφαση του Γ.Γ. Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε. ύστερα από εισήγηση της αρμόδιας Δ/νσης του Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε. η μείωση της ως άνω απόστασης μέχρι τα 1.000m εφόσον ο αριθμός των κατοικιών που συνθέτουν τον οικισμό είναι μικρότερος των είκοσι.
Λοιποί οικισμοί	500m από το όριο ² του οικισμού
Οργανωμένη δόμηση Α' ή Β' κατοικίας (Π.Ε.Ρ.ΠΟ., Συνεταιρισμοί κλπ.) ή και διαμορφωμένες περιοχές Β' κατοικίας, όπως αναγνωρίζονται στο πλαίσιο της Μ.Π.Ε. κάθε μεμονωμένης εγκατάστασης αιολικού πάρκου	1.000m από τα όρια του σχεδίου ή της διαμορφωμένης περιοχής αντίστοιχα.
Ιερές Μονές	500m από τα όρια της Μονής
Μεμονωμένη κατοικία (νομίμως υφιστάμενη)	Εξασφάλιση ελάχιστου επιπέδου θορύβου μικρότερου των 45db.

Σε κάθε περίπτωση πρέπει να εξασφαλίζεται ελάχιστο επίπεδο θορύβου στα όρια των ανωτέρων οικιστικών δραστηριοτήτων μικρότερο των 45db.

Ε. Αποστάσεις από δίκτυα τεχνικής υποδομής και ειδικές χρήσεις	
Ασύμβατη χρήση	Ελάχιστη απόσταση¹ εγκατάστασης από την ασύμβατη χρήση
Κύριοι οδικοί άξονες, οδικό δίκτυο αρμοδιότητες των ΟΤΑ και σιδηροδρομικές γραμμές	Απόσταση ασφαλείας 1,5d από τα όρια της ζώνης απαλλοτρίωσης της οδού ή του σιδηροδρομικού δικτύου αντίστοιχα.
Γραμμές υψηλής τάσης	Απόσταση ασφαλείας 1,5d από τα όρια διέλευσης των γραμμών Υ.Τ.
Υποδομές τηλεπικοινωνιών (κεραίες), RADAR	Κατά περίπτωση μετά από γνωμοδότηση του αρμόδιου φορέα
Εγκαταστάσεις ή δραστηριότητες της αεροπλοΐας	Κατά περίπτωση μετά από γνωμοδότηση του αρμόδιου φορέα

ΣΤ. Αποστάσεις από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων	
Ασύμβατη χρήση	Ελάχιστη απόσταση¹ εγκατάστασης από την ασύμβατη χρήση
Αγροτική γη υψηλής παραγωγικότητας, ζώνες αναδάσμου, αρδευόμενες εκτάσεις	1,5d
Ιχθυοκαλλιέργειες	Απόσταση ασφαλείας 1,5d
Μονάδες εσταυλισμένης κτηνοτροφίας	Απόσταση ασφαλείας 1,5d
Λατομικές ζώνες και δραστηριότητες	Όπως ορίζεται στην κείμενη νομοθεσία.
Λειτουργούσες επιφανειακά μεταλλευτικές-εξορυκτικές ζώνες και δραστηριότητες	500m
ΠΟΤΑ και άλλες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων του τριτογενούς τομέα, θεματικά πάρκα, τουριστικοί λιμένες και άλλες θεσμοθετημένες ή διαμορφωμένες τουριστικές περιοχές (όπως αναγνωρίζονται στο πλαίσιο της ΜΠΕ του αιολικού πάρκου για κάθε μεμονωμένη εγκατάσταση) Τουριστικά καταλύματα και ειδικές τουριστικές υποδομές	1.000m από τα όρια της ζώνης/περιοχής ⁴ ₅

¹: Η αναφερόμενη απόσταση δε λαμβάνεται υπόψη στην περίπτωση που η άτρακτος μιας Α/Γ δεν είναι ορατή από την ασύμβατη χρήση.

²: Στις περιπτώσεις που δεν έχει οριοθετηθεί ο οικισμός η απόσταση υπολογίζεται από το κέντρο του οικισμού προσαυξημένη κατά 500m και, σε κάθε περίπτωση, σε απόσταση μεγαλύτερη των 500m από την τελευταία κατοικία του οικισμού.

³: Σε περίπτωση που υφίσταται ήδη εγκατάσταση αιολικού σταθμού, ή πάρκο κεραιών ή ραντάρ, σε απόσταση μικρότερη των 1.500m από τα όρια του, η ελάχιστη απόσταση κάθε νέας εγκατάστασης αιολικού πάρκου από αυτά, ορίζεται ως αντιστάθμισμα των 2.500m.

⁴: Η αναφερόμενη απόσταση δε λαμβάνεται υπόψη στην περίπτωση που η άτρακτος μιας Α/Γ δεν είναι ορατή από την ασύμβατη χρήση.

⁵: Οι αποστάσεις αυτές μπορεί να μειώνονται με τη σύμφωνη γνώμη του φορέα της ασύμβατης χρήσης, η οποία παρέχεται για όλη τη διάρκεια κύκλου ζωής των σχετικών εγκαταστάσεων και πάντως για χρονικό διάστημα τουλάχιστον ίσο με το χρόνο ζωής των σχετικών αδειών παραγωγής (25 έτη). Σε κάθε περίπτωση η απόσταση αυτή δεν μπορεί να είναι μικρότερη των 500m από τα όρια των εγκαταστάσεων διανυκτέρευσης και 1,5d από τα όρια των λοιπών εγκαταστάσεων.

Επιπρόσθετα δίδονται οι παρακάτω κατευθύνσεις:

- Ενδείκνυται η αξιοποίηση / χρήση υφιστάμενων οδών για την εξυπηρέτηση των αιολικών πάρκων με τις απαραίτητες βελτιώσεις και επεκτάσεις.
- Ο σχεδιασμός των έργων αυτών πρέπει να γίνεται κατά τρόπο ώστε να αποφεύγονται, κατά το δυνατόν, μεγάλου βάθους και εκτεταμένες εκσκαφές. Το δε πλάτος των δρόμων πρόσβασης πρέπει να περιορίζεται στο αναγκαίο μέτρο.
- Παράλληλα πρέπει να εκτελούνται όλα τα απαραίτητα αντιπλυμμηρικά έργα ανάσχεσης της διάβρωσης, ώστε να μην υπάρξει φόβος αλλοίωσης του τοπίου λόγω του έργου.
- Η φθορά της βλάστησης πρέπει να περιορίζεται στο ελάχιστο δυνατόν (η εκχέρσωση θάμνων και δέντρων θα πρέπει να γίνεται σύμφωνα με τις υποδείξεις της τοπικής Δασικής Υπηρεσίας) και να αντικαθίσταται η αισθητική του τοπίου.
- Η εσωτερική οδοποιία να είναι χωμάτινη με επίστρωση χαλικιού (3Α).
- Ενδείκνυται η γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το δίκτυο της ΔΕΗ να ακολουθεί, κατά το δυνατόν, υφιστάμενες οδούς προσπέλασης, ώστε να περιορίζεται στο ελάχιστο η εκχέρσωση εκτάσεων ή γενικότερη υποβάθμιση του περιβάλλοντος.

➔ Σύμφωνα με το άρθρο 8 εφαρμόζεται ένα ειδικό κριτήριο χωροθέτησης αιολικών μονάδων στο νησιωτικό χώρο:

Για τη χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων στα κατοικημένα νησιά του Αιγαίου και Ιονίου Πελάγους και στην Κρήτη πρέπει να λαμβάνεται υπόψη και το εξής: Το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό κάλυψης εδαφών σε επίπεδο πρωτοβάθμιου Ο.Τ.Α. δεν μπορεί να υπερβαίνει το 4% ανά ΟΤΑ, δηλαδή 0,53 τυπικές ανεμογεννήτριες/1000 στρέμματα.

Σημείωση: Σε αυτό το σημείο να αναφέρουμε ότι ο όρος “τυπική ανεμογεννήτρια” που χρησιμοποιείται στις διατάξεις έχει την ακόλουθη έννοια:

Τυπική ανεμογεννήτρια (Α/Γ) ή ισοδύναμη αυτής: Η ανεμογεννήτρια με διάμετρο ρότορα $D=85\text{m}$. Ο υπολογισμός της ισοδύναμης Α/Γ προκύπτει από τον τύπο $(N_{ισ}) = D/D_{\tau}$, (όπου $N_{ισ}$ είναι ο ισοδύναμος αριθμός τυπικών Α/Γ, D η διάμετρος του ρότορα της εγκατεστημένης Α/Γ και D_{τ} η διάμετρος του ρότορα της τυπικής Α/Γ).

Έλεγχος και εφαρμογή των κανόνων και κριτηρίων χωροθέτησης αιολικών εγκαταστάσεων

A: Ελεγκτέα στοιχεία από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) κατά την έκδοση γνωμοδότησης επί της άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Ελέγχονται τα εξής:

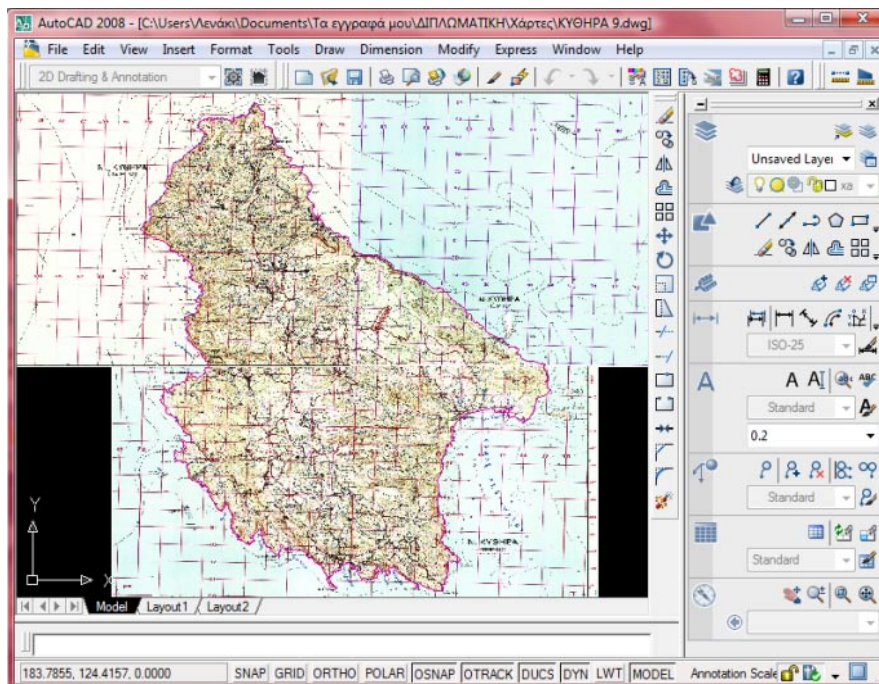
1. Αν η προτεινόμενη θέση εγκατάστασης διαθέτει κατ' αρχήν εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό.
2. Αν η προτεινόμενη θέση εγκατάστασης βρίσκεται:
 - εντός Περιοχής Αιολικής Προτεραιότητας (Π.Α.Π.) της ηπειρωτικής χώρας,
 - εκτός Περιοχής Αιολικής Προτεραιότητας της ηπειρωτικής χώρας,
 - εντός Αττικής,
 - εντός κατοικημένων νησιών του Αιγαίου ή του Ιονίου Πελάγους ή στην Κρήτη,
 - εντός του υπερακτίου θαλασσιού χώρου ή εντός ακατοίκητης νησίδας.
- 2.1 Αν η προτεινόμενη προς χωροθέτηση θέση βρίσκεται εντός Περιοχής Αιολικής Καταλληλότητας (Π.Α.Κ.) ή εντός κατοικημένων νησιών του Αιγαίου ή του Ιονίου Πελάγους ή στην Κρήτη, ελέγχεται αν υπερβαίνει τις μέγιστες – κατά περίπτωση – πυκνότητες του πρωτοβάθμιου ΟΤΑ, στον οποίο πρόκειται να εγκατασταθεί. Αν υπερβαίνει τότε απορρίπτεται.

B: Ελεγκτέα στοιχεία κατά την έκδοση γνωμοδότησης της αρμόδιας περιβαλλοντικής αρχής

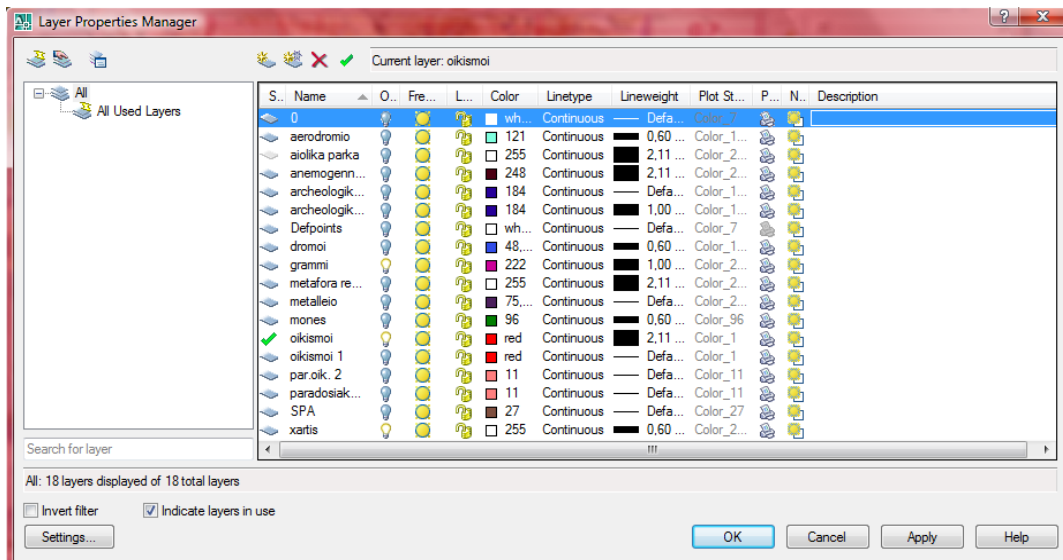
1. Ελέγχεται αν η προτεινόμενη θέση εγκατάστασης εμπίπτει εντός μιας εκ των κατηγοριών των περιοχών αποκλεισμού.
2. Ελέγχονται τα κριτήρια χωροθέτησης, που αφορούν (κατά κατηγορία χώρου) την τήρηση ελάχιστων αποστάσεων από τις γειτνιάζουσες χρήσεις γης, δραστηριότητες και δίκτυα τεχνικής υποδομής.
3. Ελέγχεται η εφαρμογή (κατά κατηγορία χώρου) των κανόνων ένταξης της προτεινόμενης θέσης εγκατάστασης στο τοπίο.

2.2 Μεθοδολογία απεικόνισης ζωνών αποκλεισμού του ΕΧΠ στο χάρτη των Κυθήρων με χρήση Autocad

Βήμα 1^ο: Έγινε εισαγωγή του χάρτη του νησιού (της ΓΥΣ σε μορφή Raster) στο πρόγραμμα και διαμόρφωση της κλίμακάς του (1 μονάδα σχεδίασης = 1 km), ώστε να ανταποκρίνεται σε πραγματικές διαστάσεις.



Βήμα 2^ο: Δημιουργήθηκαν διαφάνειες για τον κάθε περιορισμό χωριστά. Συνολικά δημιουργήθηκαν 8 διαφάνειες: περιοχές SPA, οικισμοί, παραδοσιακοί οικισμοί, αρχαιολογικοί χώροι και μνημεία, ιερές μονές, οδικοί άξονες, αεροδρόμιο και μεταλλεία. (Οι διαφάνειες αυτές περιλαμβάνονται, ανάμεσα και σε άλλες που δημιουργήθηκαν αργότερα, στην παρακάτω εικόνα).

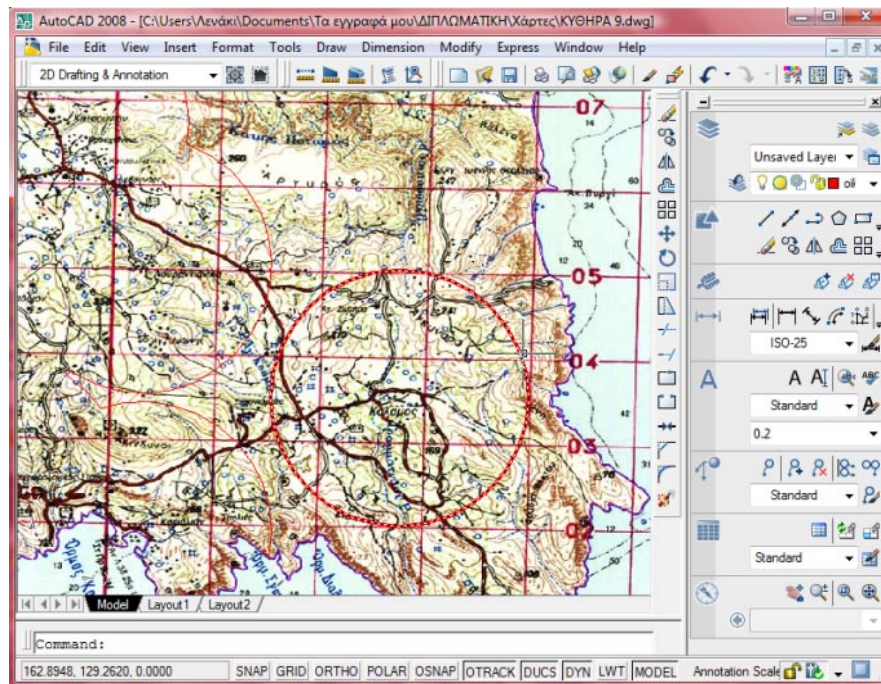


Βήμα 3^ο: Με επιλογή της κατάλληλης διαφάνειας, κατά περίπτωση, γίνεται απεικόνιση των περιορισμών του χωροταξικού πλαισίου.

— *Περιοχές Natura:* Με βάση το χάρτη GR000013 του ΥΠΕΧΩΔΕ σκιαγραφείται αντίστοιχα ο χάρτης των Κυθήρων στο πρόγραμμα.

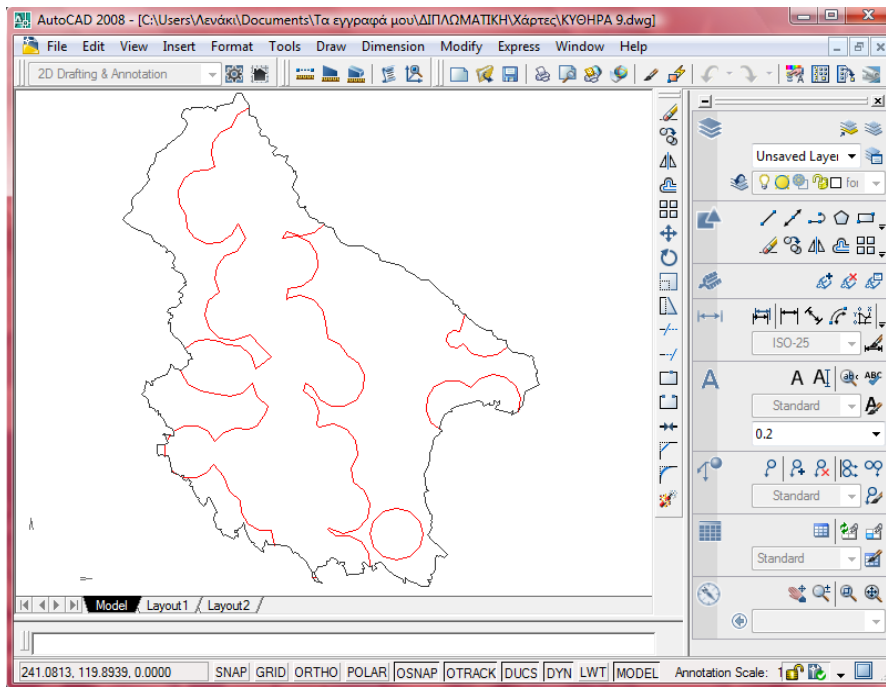
— *Οικισμοί, παραδοσιακοί οικισμοί, αρχαιολογικοί χώροι και μνημεία, ιερές μονές, μεταλλεία:* Έχοντας εντοπίσει ακριβώς τα σημεία στο χάρτη, που βρίσκονται όλα τα παραπάνω, σχεδιάζουμε την ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ για κάθε περίπτωση. Η απεικόνιση του κάθε περιορισμού γίνεται με τη σχεδίαση ενός κύκλου του οποίου η ακτίνα είναι η ελάχιστη απόσταση που ορίζει το χωροταξικό πλαίσιο.

π.χ. Για έναν οικισμό του νησιού λαμβάνεται ως κέντρο του κύκλου, το κέντρο του οικισμού, και διαγράφεται κύκλος με ακτίνα 1500m (1,5 στην αντίστοιχη κλίμακα του προγράμματος), που είναι η ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ.



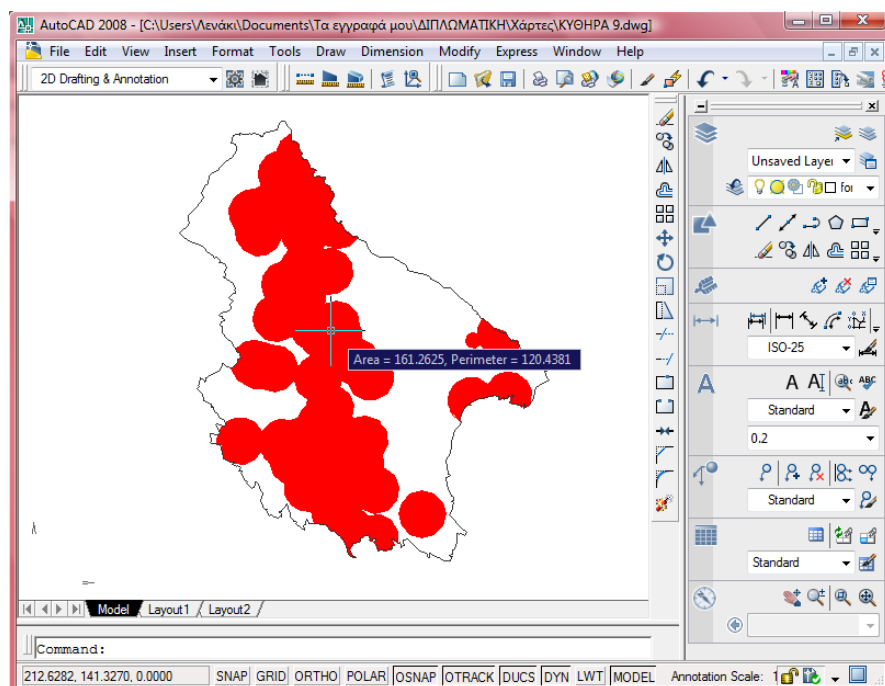
— *Οδικοί άξονες:* Για την απεικόνιση αυτού του περιορισμού σχεδιάστηκε κατά μήκος των δρόμων του νησιού μια συνεχής γραμμή στη μέση των δρόμων. Στη συνέχεια, έγινε μεταφορά αυτής της γραμμής εκατέρωθεν των πλευρών του δρόμου σε απόσταση που να αντιστοιχεί στον περιορισμό.

Βήμα 4^ο: Επειδή σε ορισμένες διαφάνειες, όπως αυτές των οικισμών και των παραδοσιακών οικισμών, μετά το πέρας της απεικόνισης όλων των περιορισμών, υπήρξε αλληλοεπικάλυψη των σχηματιζόμενων κύκλων, έγινε κατάλληλη διαμόρφωση, ώστε να παραμείνει μόνο το εξωτερικό περίγραμμα των ζωνών αποκλεισμού. (Στην ακόλουθη εικόνα φαίνεται το περίγραμμα της ζώνης αποκλεισμού για τους οικισμούς, σε λευκό φόντο χωρίς το χάρτη για να είναι πιο ευδιάκριτο.)

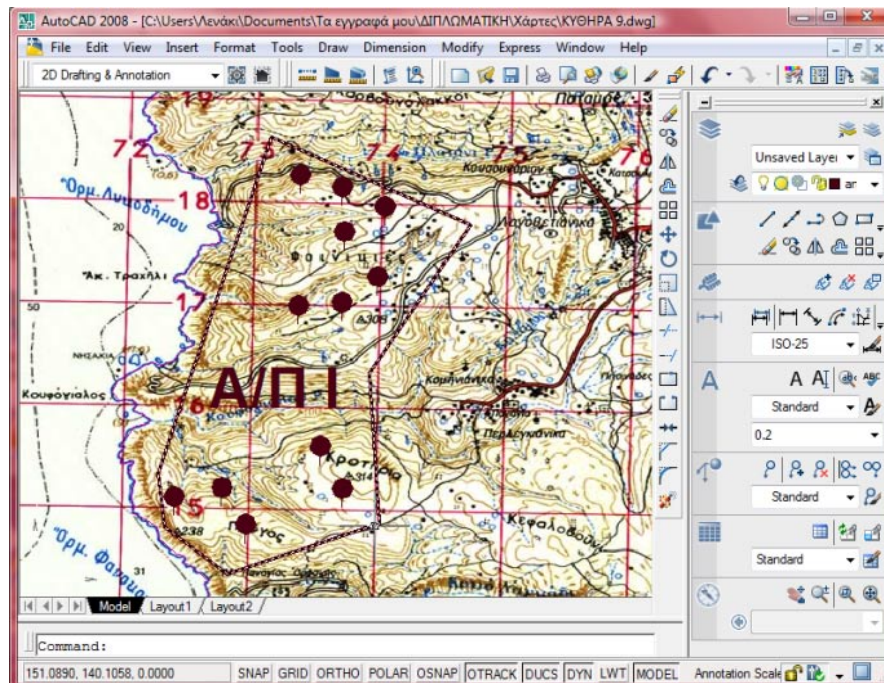


Βήμα 5°: Έγινε χρωματική απεικόνιση της κάθε ζώνης αποκλεισμού διαφορετική για κάθε διαφάνεια.

Βήμα 6°: Στη συνέχεια, έγινε εμβαδομέτρηση της έκτασης που καταλαμβάνει κάθε περιορισμός, ώστε να προκύψει το ποσοστό κάλυψης του νησιού από κάθε περιορισμό. (παράδειγμα φαίνεται στην ακόλουθη εικόνα)



Βήμα 7°: Δημιουργήσαμε μια καινούρια διαφάνεια που θα περιλάμβανε τις ανεμογεννήτριες που θα τοποθετούσαμε. Έχοντας στην οθόνη του προγράμματος την απεικόνιση στο χάρτη όλων των περιορισμών, μπορούσαμε να τοποθετήσουμε τις ανεμογεννήτριες, με ελάχιστη απόσταση μεταξύ τους 5D (όπου D η διάμετρος μια τυπικής ανεμογεννήτριας). Φυσικά, λάβαμε υπόψη μας και τις θέσεις του χάρτη εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού του ΚΑΠΕ, που χαρακτηρίζονται από αξιοποιήσιμες ταχύτητες ανέμου, καθώς επίσης και τις ισούψεις καμπύλες της θέσης τοποθέτησης. (Ακολουθεί λεπτομέρεια από το Α/Π Ι.)



Βήμα 8°: Τέλος, ομαδοποιήθηκαν οι Α/Γ που τοποθετήθηκαν σε αιολικά πάρκα, μέσα σε περίγραμμα.

2.3 Εφαρμογή του Χωροταξικού πλαισίου στα Κύθηρα

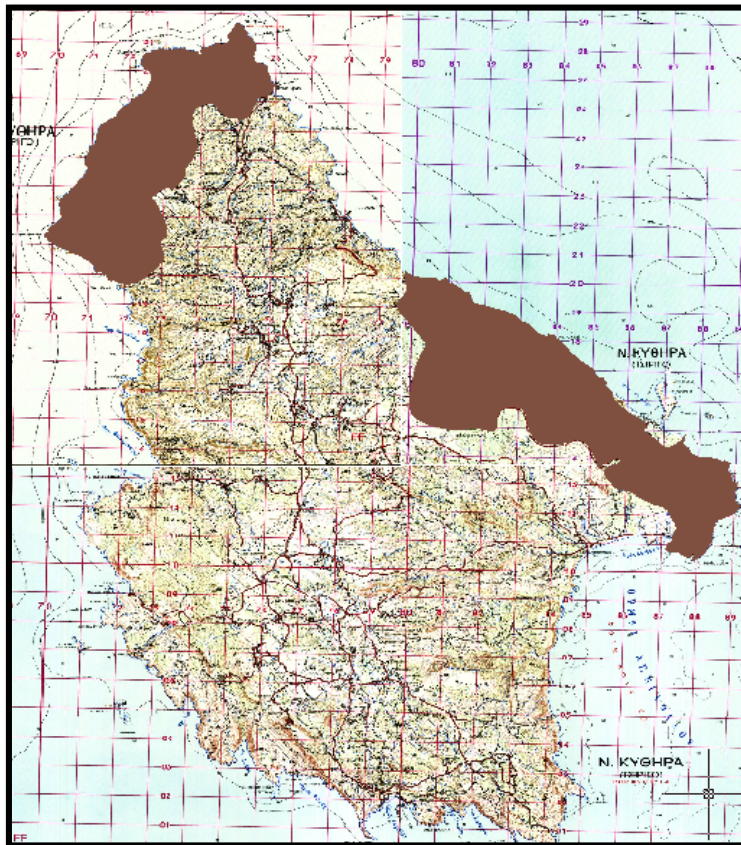
Λαμβάνοντας υπόψη όλους τους παραπάνω περιορισμούς εφαρμόσαμε το χωροταξικό πλαίσιο στο νησί των Κυθήρων. Ακολουθεί η αναλυτική παρουσίαση της εφαρμογής του χωροταξικού πλαισίου για κάθε περιορισμό χωριστά. Για την επεξεργασία και απεικόνιση των ζωνών αποκλεισμού έγινε χρήση του προγράμματος AutoCAD 07.

Περιοχές Natura 2000

Οι περιοχές Natura 2000 προέρχονται από τη βάση δεδομένων του ΥΠΕΧΩΔΕ (κωδικός GR3000013) και απεικονίζονται στους ακόλουθους χάρτες. Πρόκειται για ζώνες ειδικής προστασίας για την ορνιθοπανίδα (ΖΕΠ), που καταλαμβάνουν έκταση 65km². Σύμφωνα με την Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία, έχουν καταγραφεί 236 είδη. Η περιοχή αποτελεί μεταναστευτικό διάδρομο, και πάνω από 3000 αρπακτικά περνούν τακτικά κάθε φθινόπωρο. Οι απειλές προέρχονται από την ανεξέλεγκτη βόσκηση, τις πυρκαγιές και τον αναδασμό των γαιών για οικοδόμηση. Το κυνήγι αποτελεί επίσης απειλή, ιδιαίτερα το φθινόπωρο. Τμήμα της περιοχής αποτελεί υποψήφια Ειδική Περιοχή Διατήρησης. Για την εγκατάσταση ανεμογεννητριών σε αυτές τις ζώνες είναι απαραίτητη η διεξαγωγή ειδικής ορνιθολογικής μελέτης εξετάζοντας τις επιπτώσεις που θα προκληθούν στη ζωή των πουλιών στην περιοχή.



Σχήμα 2.1: Ζώνες ειδικής προστασίας για την ορνιθοπανίδα (SPA)



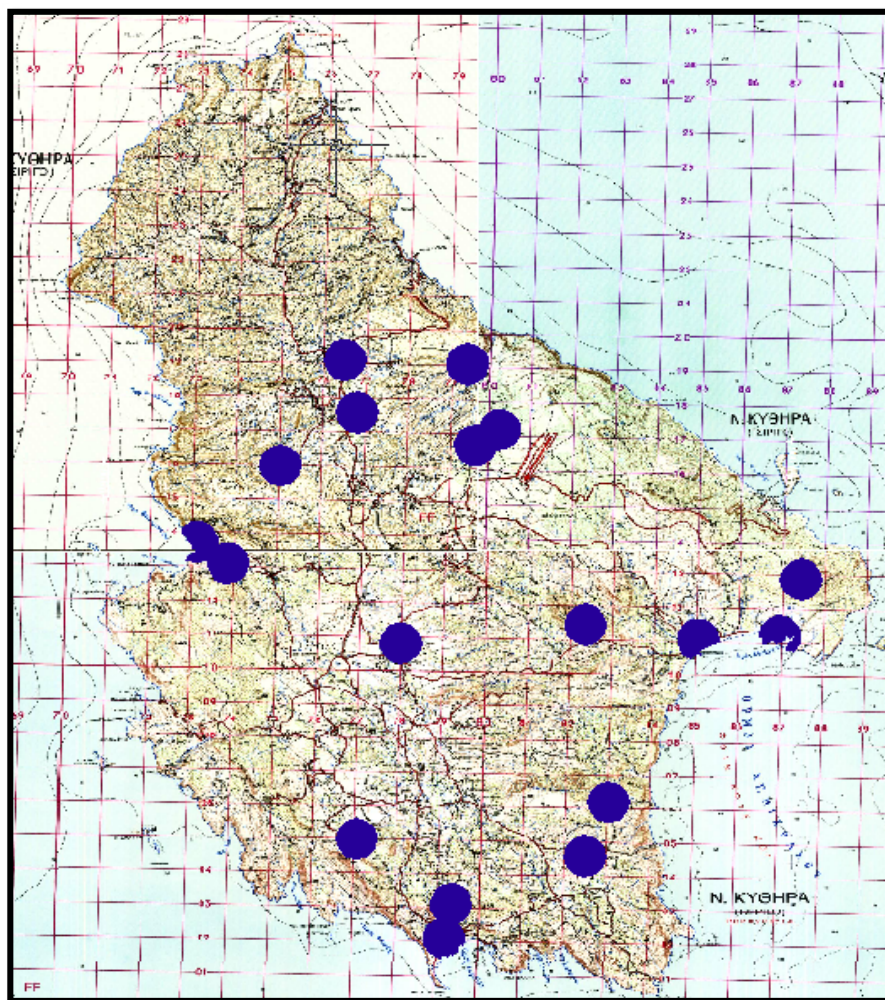
Αρχαιολογικοί χώροι και μνημεία

Παρατίθεται ο κατάλογος των κηρυγμένων αρχαιολογικών χώρων και μνημείων στα Κύθηρα σύμφωνα με τη βάση δεδομένων του Υπουργείου Πολιτισμού.

Κατάλογος Κηρυγμένων Αρχαιολογικών Χώρων και Μνημείων

Όνομασία μνημείου	Δήμος	Διαμέρισμα	Οικισμός	Θέση	Είδος μνημείου
Κάστρο Καψαλίου	Κυθήρων	Κυθήρων	Καψάλιον		Αμυντικά Συγκροτήματα, Κάστρα / Φρούρια
Ναός Αγίου Νικολάου	Κυθήρων	Κυθήρων	Καψάλιον		Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Κάστρο Παληοχώρας	Κυθήρων	Κυθήρων	Κύθηρα		Αμυντικά Συγκροτήματα, Κάστρα / Φρούρια
Ναός Θεολόγου	Κυθήρων	Κυθήρων	Κύθηρα	Χώρα Κυθήρων	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Ναός Σωτήρα	Κυθήρων	Κυθήρων	Κύθηρα	Χώρα Κυθήρων	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Ναός Αγίου Δημητρίου	Κυθήρων	Κυθήρων	Πούρκον		Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Ναός Αγίου Νίκωνος	Κυθήρων	Λογοθετιάνικων	Λογοθετιάνικα	Ζαγλανικιάνικα	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Τρεις Εκκλησιές	Κυθήρων	Λογοθετιάνικων	Περλεγκιάνικα		Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Ενετικό Κάστρο Αυλέμονα	Κυθήρων	Μητάτων	Αβλέμονας		Αμυντικά Συγκροτήματα, Κάστρα / Φρούρια
Ναός Αγίου Κοσμά	Κυθήρων	Μητάτων	Παλαιόπολη	Παλαιόκαστρο	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Αρχαιολογικός χώρος Παλαιόπολης Κυθήρων	Κυθήρων	Μητάτων	Παλαιόπολη	Περιοχή Αβλέμονα	Αμυντικά Συγκροτήματα, Ιστορικοί Τόποι, Αρχαιολογικές Θέσεις, Κάστρα / Φρούρια
Ναός Αγίου Γεωργίου	Κυθήρων	Μητάτων	Παλαιόπολη	Στο ομώνυμο βουνό	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Ναός Αγίας Σοφίας	Κυθήρων	Μυλοποτάμου	Μυλοπόταμος	Μέσα στο ομώνυμο σπήλαιο	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Γέφυρα Κοινότητας Ποταμού	Κυθήρων	Ποταμού	Ποταμός		Γέφυρες

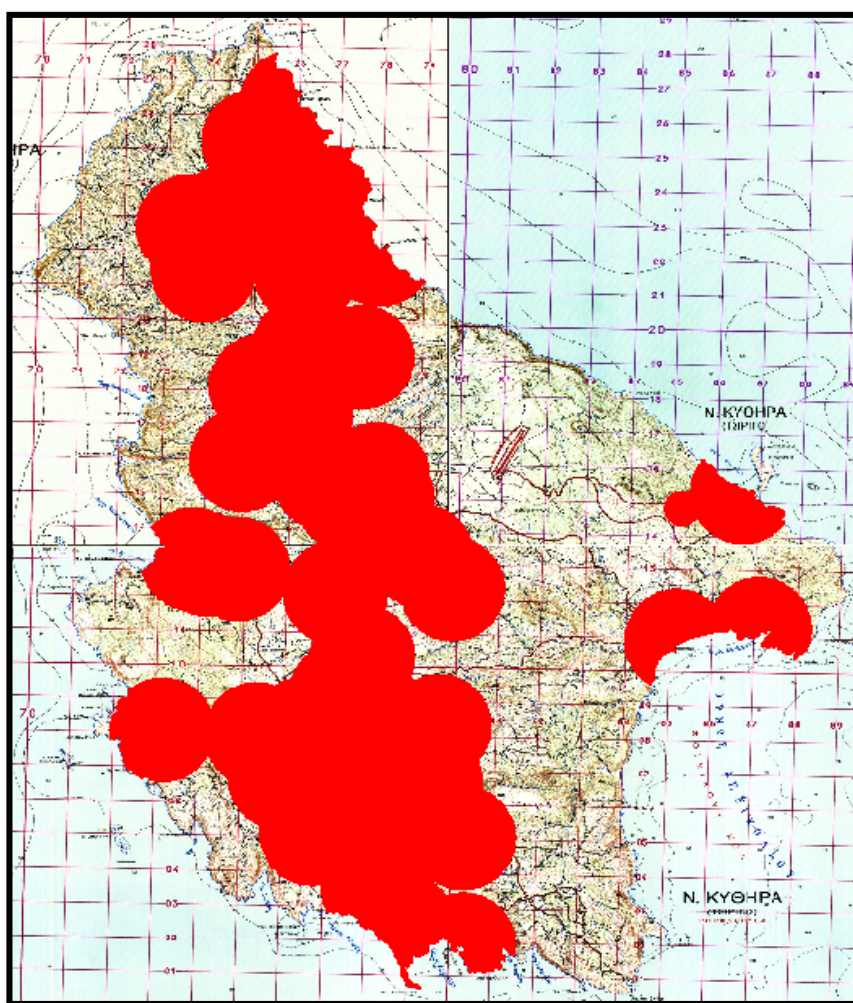
Οι παραπάνω αρχαιολογικοί χώροι απεικονίζονται στο χάρτη του νησιού με κύκλο, ο οποίος αντιπροσωπεύει την ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ. Η ελάχιστη απόσταση από τους αρχαιολογικούς ανέρχεται στα 7D, όπου $D = 85\text{m}$ (η διάμετρος μιας τυπικής Α/Γ), οπότε $7D = 595\text{m}$. Συνολικά καλύπτεται έκταση 20km^2 του νησιού.



Σχήμα 2.2: Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από αρχαιολογικούς χώρους και μνημεία

Οικισμοί

Στο ακόλουθο χάρτη με κόκκινο χρώμα απεικονίζεται η ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ για τους οικισμούς του νησιού. Έχει ληφθεί ελάχιστη απόσταση από το κέντρο του κάθε οικισμού 1500m. Μόνο στις περιπτώσεις όπου ο οικισμός είχε 1 κάτοικο έχει ληφθεί ελάχιστη απόσταση τα 500m (σύμφωνα με τον περιορισμό που αναφέρει ότι η ελάχιστη απόσταση από κατοικία ανέρχεται στα 500m). Καλύπτεται έκταση 171km².



Σχήμα 2.3: Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από οικισμούς

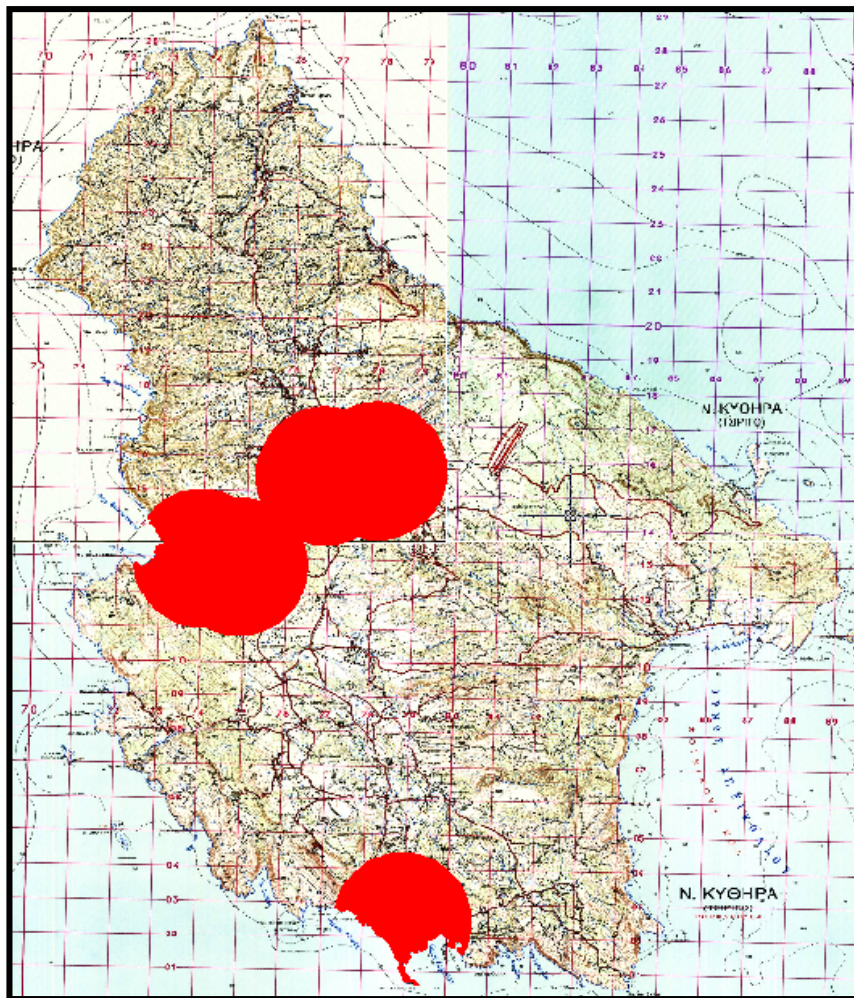
Παραδοσιακοί οικισμοί

Σύμφωνα με τα δεδομένα του ΥΠΕΧΩΔΕ παρατίθεται ο κατάλογος των παραδοσιακών οικισμών στα Κύθηρα:

Παραδοσιακοί οικισμοί

Δ/νση-Περιοχή-Επωνυμία	ΟΤΑ Καποδίστρια
Αρωνιάδικα	Κυθήρων (Δ.)
Καστρισιάνικα	Κυθήρων (Δ.)
Κάτω Χώρα	Κυθήρων (Δ.)
Κύθηρα	Κυθήρων (Δ.)
Μυλοπόταμος	Κυθήρων (Δ.)

Στον παρακάτω χάρτη απεικονίζεται ο περιορισμός εγκατάστασης Α/Γ που αφορά τους παραδοσιακούς οικισμούς του νησιού. Έχει ληφθεί ελάχιστη απόσταση από το κέντρο του κάθε παραδοσιακού οικισμού 2000m. Η έκταση του νησιού που καλύπτεται από τον περιορισμό είναι 42km².



Σχήμα 2.4: Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από παραδοσιακούς οικισμούς

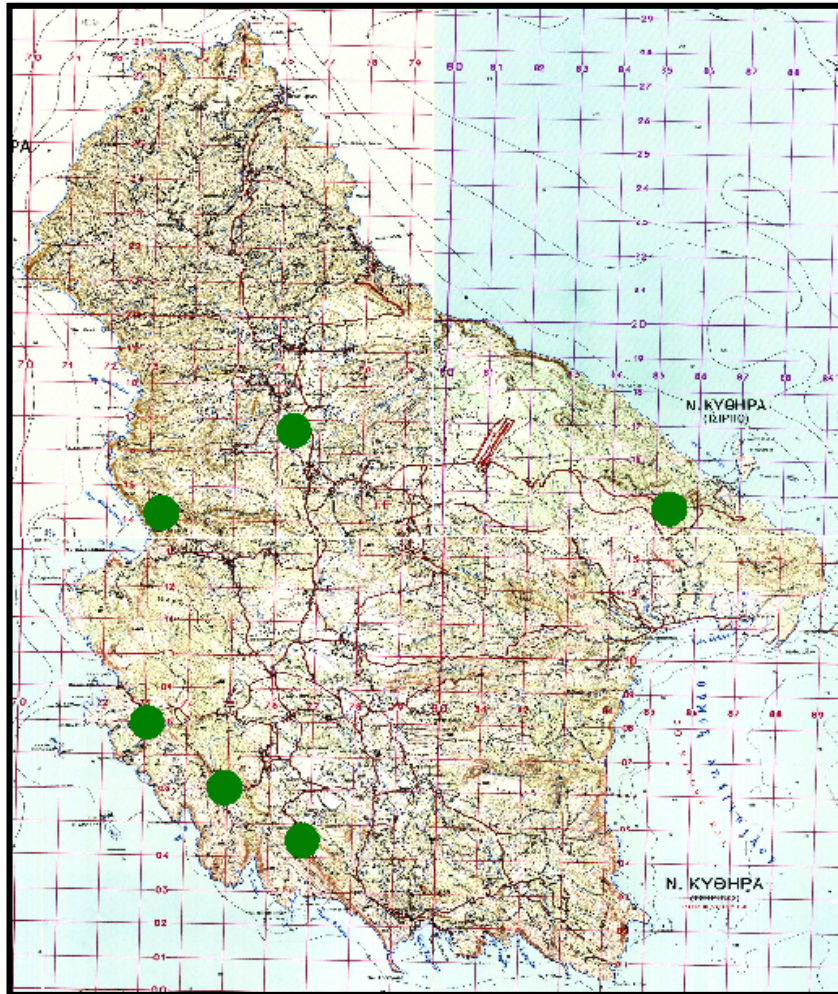
Ιερές Μονές

Παρατίθεται ο κατάλογος των ιερών μονών στο νησί των Κυθήρων:

Ιερές Μονές

Όνομασία μνημείου	Δήμος	Διαμέρισμα	Οικισμός	Είδος μνημείου
Μονή Αγ. Θεοδώρων	Κυθήρων	Αρωνιάδικων	Πιτσινάδες	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Μονή Αγ. Ελέσσης	Κυθήρων	Κυθήρων	Πούρκον	Μοναστηριακά Συγκροτήματα, Λατρευτικοί Χώροι
Μονή Αγ. Κοσμά	Κυθήρων	Μυρτιδίων	Δρυμών	Μοναστηριακά Συγκροτήματα, Λατρευτικοί Χώροι
Μονή Μυρτιδίων	Κυθήρων	Μυρτιδίων	Μονή Μυρτιδίων	Μοναστηριακά Συγκροτήματα, Λατρευτικοί Χώροι
Μονή Παναγίας Ορφανής	Κυθήρων	Μυλοποτάμου	Μυλοπόταμος	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι
Μονή Αγ. Μόνης	Κυθήρων	Μητάτων	Αγία Μόνη	Ιεροί Ναοί Χριστιανικοί, Λατρευτικοί Χώροι

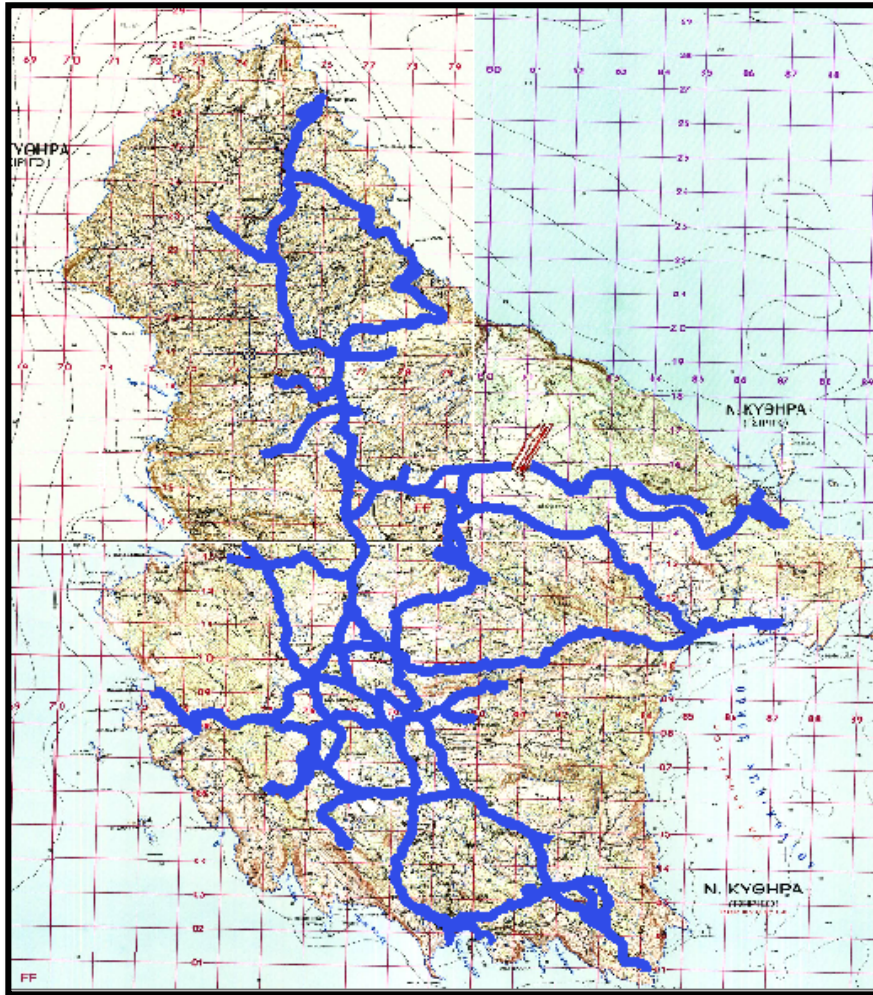
Οι παραπάνω ιερές μονές απεικονίζονται στο χάρτη του νησιού με κύκλο, ο οποίος αντιπροσωπεύει την ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ. Η ελάχιστη απόσταση από τις ιερές μονές ανέρχεται στα 500m. Με αυτό τον περιορισμό καλύπτεται έκταση περίπου 5km².



Σχήμα 2.5: Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από ιερές μονές

Κύριοι οδικοί άξονες των Κυθίων

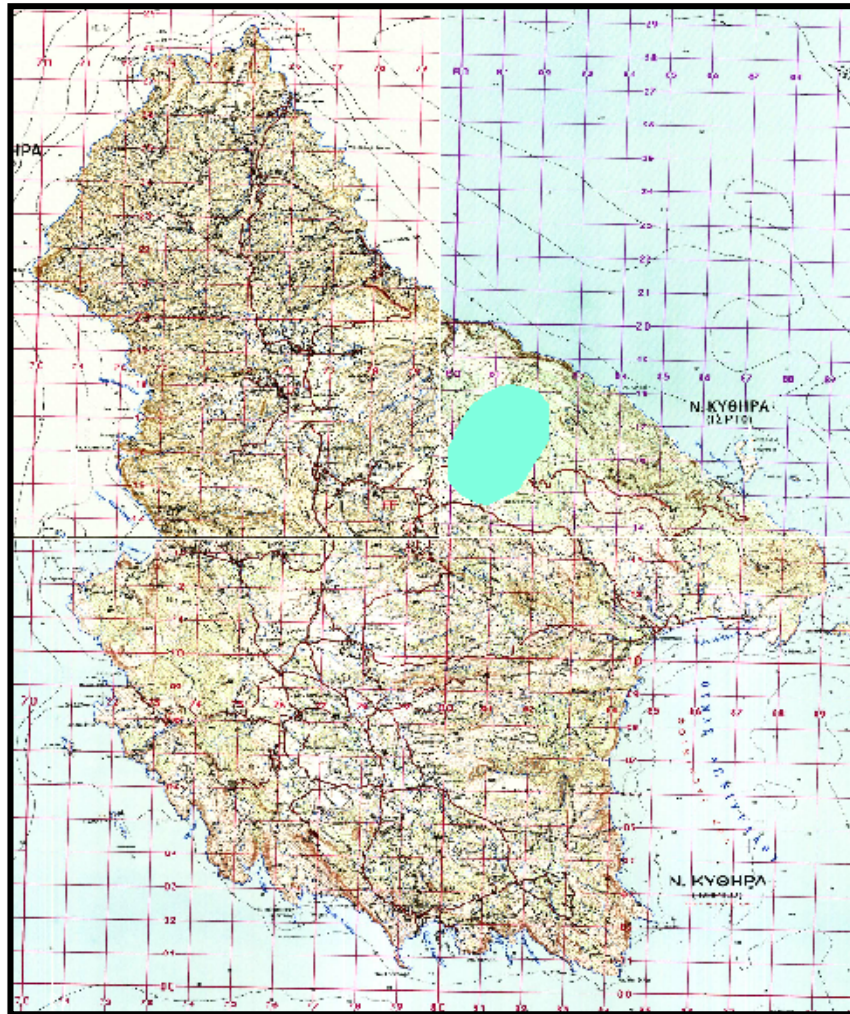
Στον ακόλουθο χάρτη απεικονίζονται οι περιορισμοί του χωροταξικού πλαισίου, των κύριων οδικών αξόνων του νησιού. Η ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης ανέρχεται στα $1,5D \approx 130\text{m}$. Η έκταση που καλύπτεται ανέρχεται στα 44km^2 .



Σχήμα 2.6: Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από κύριους οδικούς άξονες

Αεροδρόμιο

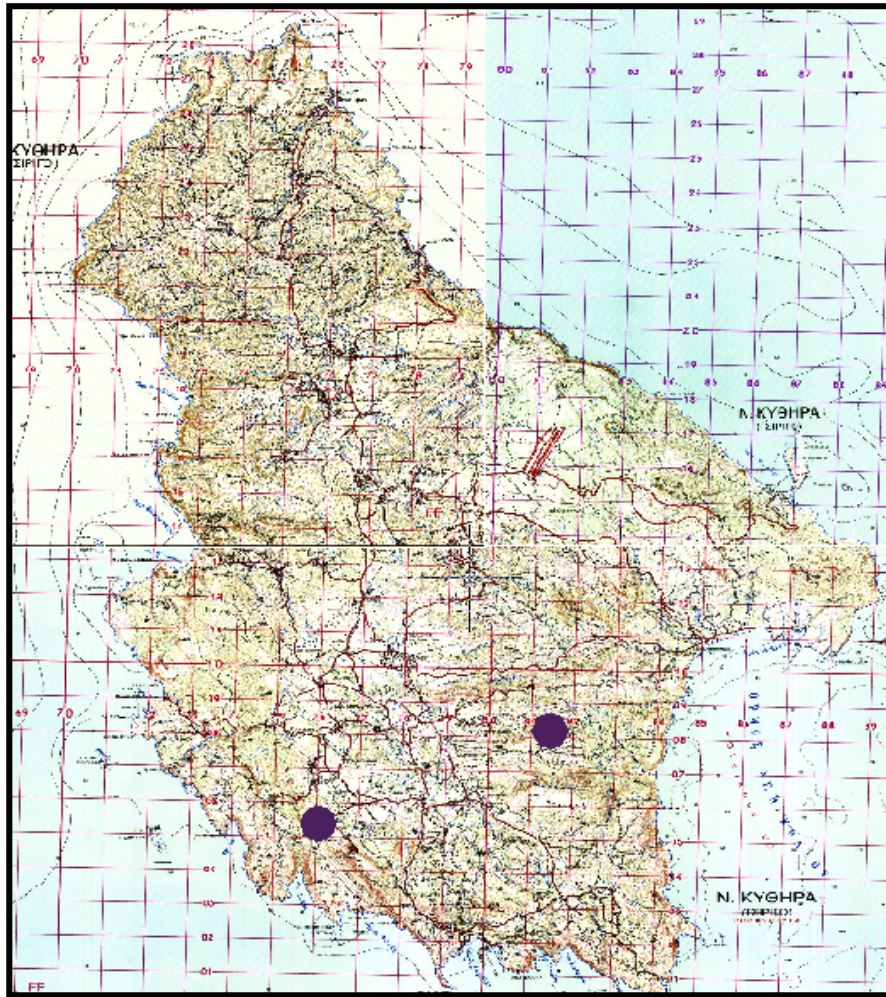
Η ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ στην περίπτωση του αεροδρομίου ανέρχεται στα 1000m, όπως φαίνεται στον παρακάτω χάρτη. Η έκταση που καταλαμβάνει είναι 7,8km².



Σχήμα 2.7: Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από το αεροδρόμιο

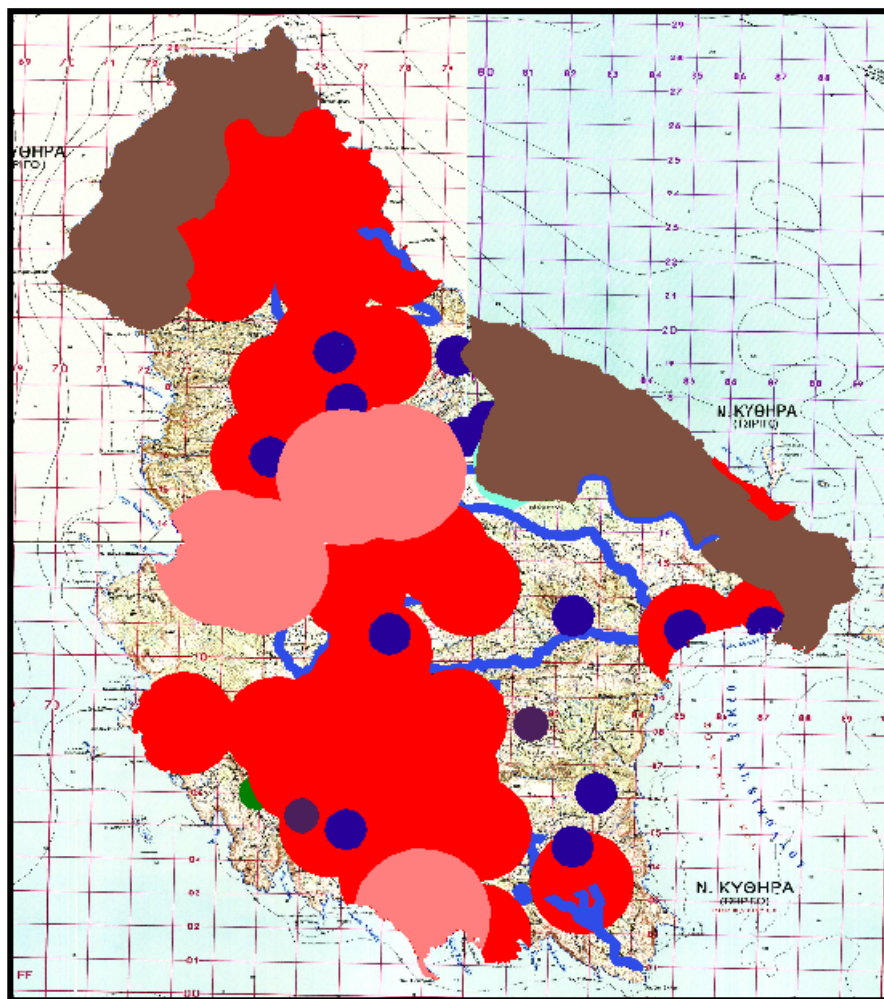
Μεταλλεία

Στο χάρτη που ακολουθεί φαίνονται τα μεταλλεία του νησιού. Η ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από μεταλλευτικές ζώνες ανέρχεται στα 500m. Καλύπτεται έκταση 1,5km².



Σχήμα 2.8: Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης Α/Γ από τα μεταλλεία

Συγκεντρωτικά παρουσιάζονται όλοι οι προηγούμενοι περιορισμοί στο χάρτη του νησιού:



Σχήμα 2.9: Συγκεντρωτικός χάρτης απεικόνισης όλων των περιορισμών του ΕΧΠ

Το ποσοστό κάλυψης του νησιού από τον κάθε περιορισμό φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα:

Ζώνες αποκλεισμού	Ποσοστό κάλυψης του νησιού
Οικισμοί	54 %
Παραδοσιακοί οικισμοί	13 %
Αρχαιολογικοί χώροι	6 %
Ιερές Μονές	1,4 %
Δρόμοι	13 %
Μεταλλεία	0,45%
Αεροδρόμιο	2,3 %
Περιοχές ΖΕΠ (SPA)	19 %

Βλέπουμε ότι ένα μεγάλο ποσοστό του νησιού δεν μπορεί να αξιοποιηθεί αιολικά εξαιτίας των οικισμών, των παραδοσιακών οικισμών και των περιοχών Natura, των οποίων τα ποσοστά κάλυψης είναι σημαντικά υψηλά, σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα.

2.4 Συμβατή Αιολική Ισχύς προς εγκατάσταση

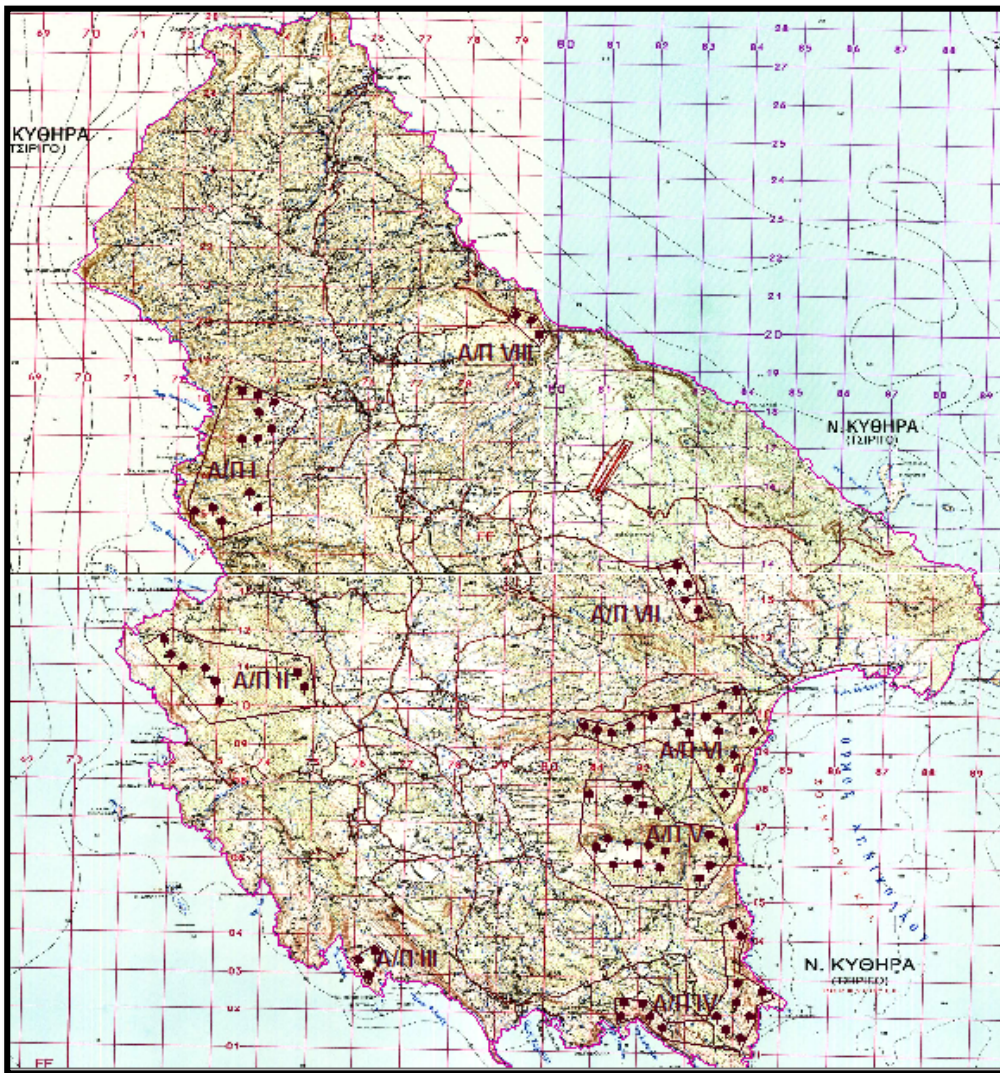
Για το νησιωτικό χώρο το χωροταξικό πλαίσιο εισάγει ένα επιπρόσθετο ειδικό κριτήριο χωροθέτησης αιολικών μονάδων. Σύμφωνα με αυτό, το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό κάλυψης εδαφών σε επίπεδο πρωτοβάθμιου ΟΤΑ (Οργανισμός Τοπικής Αυτοδιοίκησης) δεν μπορεί να υπερβαίνει το 4% ανά ΟΤΑ, δηλαδή 0,53 τυπικές Α/Γ / 1000 στρέμματα.

Στην προκειμένη περίπτωση, τα Κύθηρα αποτελούν ένα ΟΤΑ, η έκταση του οποίου είναι 285km². Επομένως, ο μέγιστος αριθμός Α/Γ που μπορούν να τοποθετηθούν στο νησί ανέρχεται στις 151 τυπικές Α/Γ.

Έχοντας λάβει υπόψη μας όλες τις παραπάνω ζώνες αποκλεισμού χωροθετούμε ανεμογεννήτριες στην εκτάση που υπολείπεται. Αποφύγαμε να τοποθετήσουμε Α/Γ στις περιοχές Natura. Οι ανεμογεννήτριες αυτές τοποθετούνται με ελάχιστη απόσταση μεταξύ τους 5D = 425m, έτσι ώστε να αποφεύγονται οι απώλειες λόγω

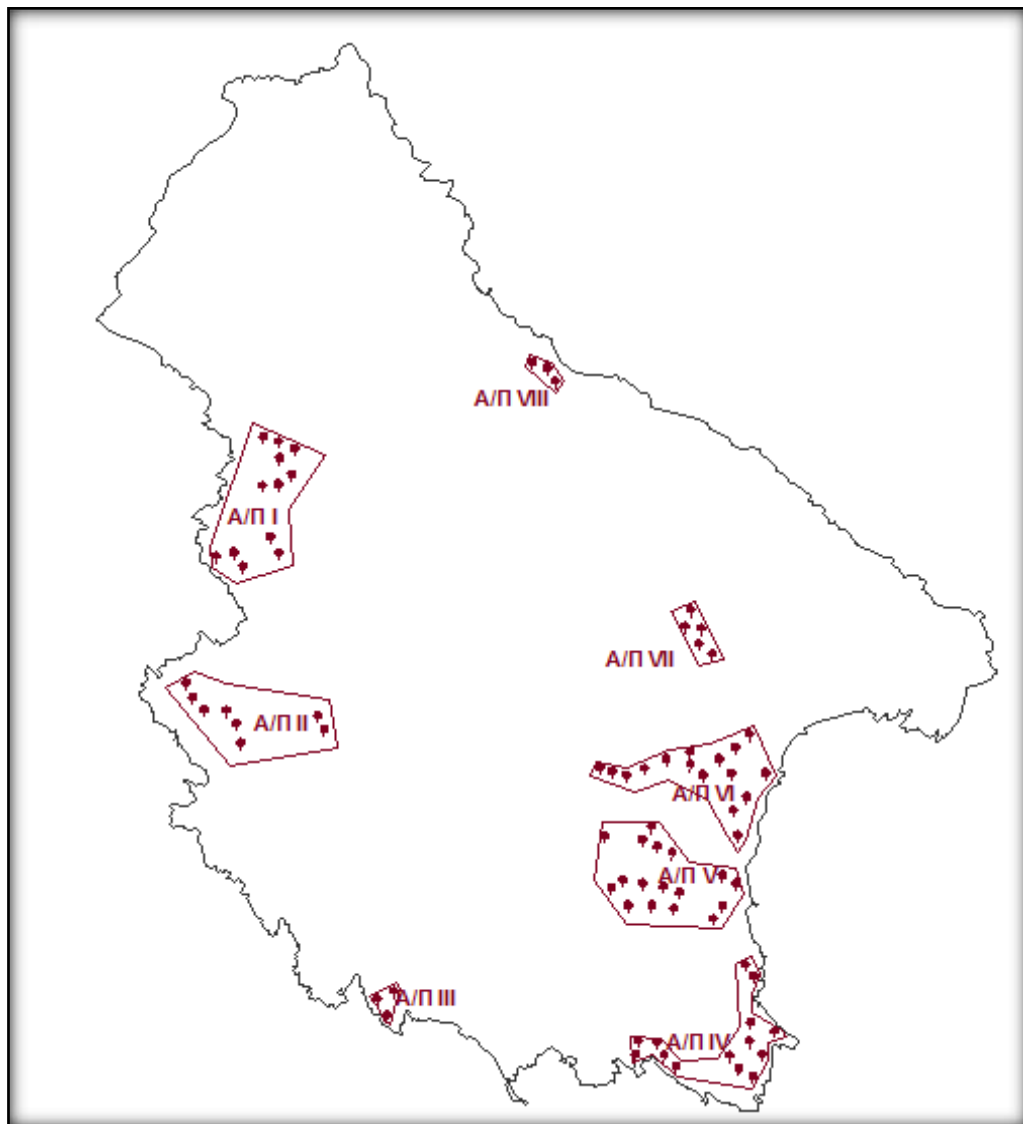
ομόρρου. Για τη χωροθέτησή τους έχει ληφθεί υπόψη επιπλέον ο χάρτης εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού του ΚΑΠΕ καθώς και οι υψομετρικές καμπύλες, ώστε οι εν λόγω ανεμογεννήτριες να βρίσκονται πάνω σε κορυφογραμμές.

Συνολικά χωροθετήθηκαν 78 ανεμογεννήτριες, οι οποίες έχουν ομαδοποιηθεί σε 8 αιολικά πάρκα, όπως φαίνονται στο χάρτη που ακολουθεί. Παρατηρούμε ότι εξαιτίας των περιοχών αποκλεισμού του χωροταξικού πλαισίου δεν ήταν δυνατό να τοποθετηθούν και οι 151 Α/Γ.



Στον πίνακα που ακολουθεί, παρουσιάζονται η ονομασία και η ονομαστική ισχύς του κάθε αιολικού πάρκου:

α/α	Όνομα	Ισχύς (MW)
1	Α/Π Κήθουρα Ι	24
2	Α/Π Κήθουρα ΙΙ	16
3	Α/Π Κήθουρα ΙΙΙ	6
4	Α/Π Κήθουρα ΙV	28
5	Α/Π Κήθουρα V	34
6	Α/Π Κήθουρα VI	32
7	Α/Π Κήθουρα VII	10
8	Α/Π Κήθουρα VIII	6



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Μελέτη Διασύνδεσης

3.1 Σύνδεση των Α/Γ στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

3.1.1 Γενικά στοιχεία

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι γνωστό ότι αποτελεί την προσφορότερη για χρήση μορφή ενέργειας. Η παραγόμενη από τον άνεμο ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιείται σε ‘αυτόνομα συστήματα’. Τότε όμως προκύπτει θέμα είτε αποθήκευσης, που δεν ενδείκνυται οικονομικά για μεγάλες ισχύεις, είτε συνεργασίας με άλλες συμβατικές πηγές ώστε να υπάρχει η δυνατότητα συνεχούς καλύψεως των αναγκών. Συνηθέστερα όμως η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια διοχετεύεται στο “Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας” (ΣΗΕ). Στις ανεπτυγμένες τουλάχιστον χώρες, τα ΣΗΕ καλύπτουν με τα δίκτυά τους το σύνολο σχεδόν της επιφάνειάς τους.

Η χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί την παραγωγή της υπό σταθερή (εντός ορισμένων ορίων) τάση και συχνότητα, ενώ ο άνεμος παρουσιάζει συνεχή αστάθεια. Όταν οι μετατροπείς αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρική (Ανεμογεννήτριες-Α/Γ) λειτουργούν παράλληλα με τα ΣΗΕ, συνδεδεμένες συνήθως στο Δίκτυο Διανομής αυτών, δεν πρέπει να δημιουργούν ανεπίτρεπτες διαταραχές στην τάση (ή και τη συχνότητά τους).

Επομένως, είναι γενικά αναγκαίο, οι Α/Γ να επιτυγχάνουν την παραγωγή σταθερής (εντός ορίων) τάσης και συχνότητας, παρά τη μεταβλητότητα της ταχύτητας του ανέμου, δηλαδή της διατιθέμενης προς μετατροπή ισχύος.

Η σταθερότητα της συχνότητας στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές πηγές, επιτυγχάνεται με τον έλεγχο των στροφών της κινητήριας μηχανής, μέσω του ελέγχου της παροχής καυσίμου, με κατάλληλους ‘ρυθμιστές στροφών’. Στις Α/Γ, αντίθετα, επιθυμητό είναι οι στρόφες να προσαρμόζονται έτσι ώστε να είναι δυνατή η κατά το δυνατόν μεγαλύτερη μετατροπή από τη διατιθέμενη

ενέργεια του ανέμου και ταυτόχρονα να εξασφαλίζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υπό σχετικά σταθερή συχνότητα και τάση.

Η τάση λειτουργίας της γεννήτριας είναι γενικά χαμηλότερη από την τάση του δικτύου στο οποίο συνδέεται, γεγονός που δημιουργεί την ανάγκη ύπαρξης Μ/Σ ανύψωσης. Επιπλέον, κρίνεται απαραίτητη η ύπαρξη διακόπτη για την αποσύνδεση της Α/Γ σε περίπτωση βραχυκυκλώματος για την αποφυγή της λεγόμενης νησιδοποίησης, κατάσταση κατά την οποία ένα μικρό τμήμα του δικτύου λειτουργεί με τοπική ισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίου, αλλά χωρίς σύνδεση στο κύριο σύστημα. Η κατάσταση αυτή λειτουργίας είναι ανεπιθύμητη καθώς προκύπτουν τάσεις και συχνότητες έξω από τα επιτρεπτά όρια καθώς και κίνδυνος για το τεχνικό προσωπικό που αναλαμβάνει την επισκευή του σφάλματος στη νησιδοποιημένη περιοχή.

Σε περίπτωση μεγάλων Α/Π, μια σύνδεση DC (συνεχούς ρεύματος) για τη σύνδεση του πάρκου στο δίκτυο μπορεί να είναι πιο συμφέρουσα. Οι απώλειες στις συμβατικές AC (εναλλασσομένου ρεύματος) συνδέσεις, και κατά συνέπεια το λειτουργικό κόστος, αυξάνονται πιο πολύ με το μήκος απ' ότι στην περίπτωση των DC συνδέσεων. Πάνω από ένα όριο απόστασης, η χρήση σύνδεσης συνεχούς ρεύματος παρά την αρχικά μεγαλύτερη επένδυση είναι προτιμητέα λόγω του χαμηλού λειτουργικού κόστους. Το τελευταίο οφείλεται στους μετατροπείς ισχύος που χρησιμοποιούνται: τα καλώδια από μόνα τους είναι φθηνότερα σε DC απ' ότι σε AC από τη στιγμή που απαιτούνται δύο αντί για τρία καλώδια και γιατί οι ανάγκες σε μόνωση είναι μικρότερες για την ίδια ονομαστική τάση. Επίσης, το άεργο ρεύμα σε ένα μεγάλου μήκους AC καλώδιο φαίνεται να θέτει τεχνικό όριο στο μήκος των AC συνδέσεων.

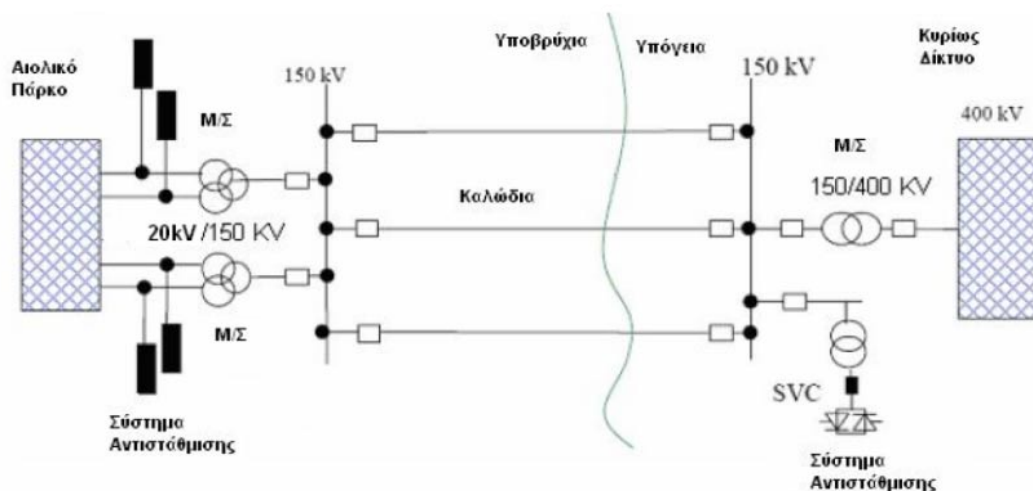
3.1.2 HVAC – HVDC

HVAC

Μια τυπική γραμμή μεταφοράς HVAC (High Voltage Alternative Current) αποτελείται από:

- * Μετασχηματιστές ανύψωσης – υποβιβασμού τάσης στα δύο άκρα της.
- * Εναέριους, υπόγειους, υποβρύχιους αγωγούς ή συνδυασμούς αυτών.
- * Συστήματα αντιστάθμισης (SVC, Statcoms, Πηνία αντιστάθμισης) και στα δύο άκρα ή και ενδιάμεσα.

Τυπικό παράδειγμα HVAC γραμμής από αιολικό πάρκο (παρουσίαση Ε. Κοροβέση, Γενικού Διευθυντή RF Energy στο συνέδριο “Αιολική Ενέργεια” 2009):



Τα πλεονεκτήματα της HVAC είναι τα εξής:

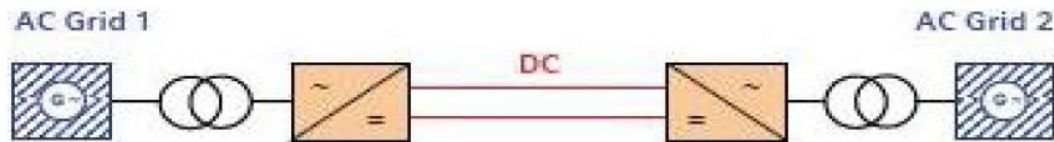
- ✓ Η παλαιότερη και πιο διαδεδομένη τεχνολογία μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- ✓ Σχετικά απλός εξοπλισμός, ειδικά για εναέριες γραμμές και μικρές αποστάσεις.
- ✓ Αξιόπιστη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας
- ✓ Σχετικά χαμηλό κόστος επένδυσης όταν η γραμμή συνδέεται σε γραμμή μεταφοράς μεγάλης ισχύος (ισχυρό δίκτυο).

Τα μειονεκτήματα της HVAC είναι τα εξής:

- ✓ Σε περίπτωση μεταφοράς με υπόγεια ή υποβρύχια καλώδια παρουσιάζονται προβλήματα με τη δημιουργία αέργου ισχύος.
- ✓ Η αύξηση του μήκους του καλωδίου αυξάνει τη χωρητικότητα του και συνεπώς την παραγόμενη από αυτό άεργο ισχύ.
- ✓ Απαραίτητη η χρήση συστημάτων αντιστάθμισης αέργου ισχύος (Statcoms, SVC, πηνία αντιστάθμισης) στα άκρα της γραμμής αλλά και σε ενδιάμεσα τμήματα εφόσον αυτό είναι δυνατό.
- ✓ Απαραίτητη κατασκευή πυλώνων για εναέριες γραμμές μεταφοράς – οπτική όχληση, δέσμευση μεγάλων εκτάσεων γης.
- ✓ Τα AC διασυνδεδεμένα δίκτυα μεταφέρουν τυχόν σφάλματα σε γειτνιάζοντα δίκτυα χωρίς να 'αναγνωρίζουν' σύνορα κρατών.
- ✓ Σε περίπτωση έντονων σφαλμάτων υπάρχει η πιθανότητα εμφάνισης του φαινομένου της νησιδοποίησης (αποκοπή καταναλωτών ή μονάδων παραγωγής για τη διαφύλαξη της ευστάθειας)
- ✓ Μη έγκαιρη διάγνωση έντονων σφαλμάτων και λήψη μέτρων είναι πιθανό να οδηγήσει σε εμφάνιση φαινομένου domino και γενικό black out.
- ✓ Τα προβλήματα αυτά γίνονται εντονότερα σε περιπτώσεις κατανεμημένης παραγωγής. Δηλαδή μικρές σε μέγεθος μονάδες, με μη προβλέψιμη και πολλές φορές μη προγραμματιζόμενη παραγωγή, συνδεδεμένες σε όχι και τόσο ισχυρό δίκτυο.

HVDC

Σε ένα HVDC σύστημα, η ηλεκτρική ενέργεια λαμβάνεται από ένα τριφασικό AC δίκτυο, μετατρέπεται σε DC με τη βοήθεια ενός σταθμού μετατροπής (converter station), μεταφέρεται με τη βοήθεια των HVDC αγωγών στο σημείο λήψης και τελικά μετατρέπεται πάλι σε AC με τη βοήθεια ενός σταθμού μετατροπής, ο οποίος είναι συνδεδεμένος σε AC δίκτυο.



Στο σταθμό μετατροπής (converter station) γίνεται η μετατροπή της υψηλής τάσης από AC σε DC και αντίστροφα χρησιμοποιώντας ηλεκτρονικές ημιαγωγίμες βαλβίδες υψηλής τάσης. Οι ημιαγωγίμες αυτές βαλβίδες, (thyristor valves, IGBTs) βοηθούν στην απρόσκοπτη μετατροπή από AC σε DC και αντίστροφα μέσα από ένα σύστημα ελέγχου εγκατεστημένο σε υπολογιστές. Το γεγονός αυτό επιτρέπει τον ακριβή έλεγχο της μεταφερόμενης ενέργειας και αποτελεί μοναδικό χαρακτηριστικό της τεχνολογίας HVDC (Στην τεχνολογία AC αυτό δεν μπορεί να ελεγχθεί άμεσα διότι εξαρτάται από εξωτερικούς παράγοντες).

Οι αγωγοί HVDC:

- ➔ Συνήθως λειτουργούν με διπολικό τρόπο, δηλαδή υπάρχει ένας αγωγός με θετική και ένας με αρνητική πολικότητα.
- ➔ Έχουν πολυμερές μονωτικό υλικό το οποίο είναι ανθεκτικό και εύρωστο.
- ➔ Η αντοχή και η ελαστικότητα που έχουν επιτρέπει την εγκατάστασή τους ακόμη και σε θαλάσσιο πυθμένα με μεγάλο βάθος ενώ παράλληλα μειώνεται το κόστος εγκατάστασης.
- ➔ Δεν περιέχουν λάδια ή άλλα τοξικά στοιχεία, δεν επηρεάζουν τους θαλάσσιους οργανισμούς και δε δημιουργούν ηλεκτρικά πεδία και γενικά δεν έχουν περιβαλλοντικές επιπτώσεις.
- ➔ Μετά το πέρας του χρόνου ζωής τους μπορούν να αντικατασταθούν και να ανακυκλωθούν.



Σχήμα 3.1

(παρουσίαση Ε. Κοροβέση, Γενικού Διευθυντή RF Energy στο συνέδριο Αιολική Ενέργεια 2009)

Τα πλεονεκτήματα της HVDC τεχνολογίας είναι τα ακόλουθα:

- ✓ Τα συστήματα HVDC μπορούν να συνδέουν δίκτυα με ασύγχρονο τρόπο, μεταφέροντας δηλαδή μόνο ενέργεια και όχι σφάλματα.
- ✓ Μικρές απώλειες ισχύος. Ο κάθε σταθμός μετατροπής έχει απώλειες της τάξεως των 0,6% ενώ ο DC αγωγός έχει απώλειες της τάξεως των 0,3-0,4% ανά 100km.
- ✓ Δεν υπάρχει περιορισμός στην απόσταση μεταφοράς καθώς το φαινόμενο της αέργου ισχύος υφίσταται στη συνεχή τάση.
- ✓ Η κατασκευή των συστημάτων παρουσιάζει συγκεντρωτική δομή βελτιώνοντας έτσι τη διαδικασία συντήρησης.

Σύγκριση AC και DC τεχνολογίας

Αγωγοί DC	Αγωγοί AC
Δεν έχουν όριο μήκους αγωγού.	Η χωρητικότητα του αγωγού περιορίζει το πρακτικό μήκος του.
Δε χρειάζονται ενδιάμεσοι σταθμοί.	Χρειάζεται αντιστάθμιση της άεργους ισχύος.
Δεν αυξάνουν τη χωρητικότητα του AC δικτύου.	Μεγαλύτερες απώλειες ισχύος.
Τάση DC σημαίνει μικρότερη γήρανση του αγωγού και άρα μεγαλύτερος χρόνος ζωής.	Δυσκολία στη διαχείριση του αγωγού λόγω μεγέθους.
Είναι ελαφρύτεροι από τους AC αγωγούς για την ίδια μεταφορική ικανότητα.	

3.1.3 Προβλήματα σύνδεσης A/Γ στο ΣΗΕ

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

- ♦ Προβλήματα καλής και ασφαλούς λειτουργίας
- ♦ Προβλήματα ποιότητας ισχύος

Τα προβλήματα ποιότητας ισχύος κυρίως αφορούν τις μεταβολές της τάσης που παρατηρούνται τόσο κατά την σύνδεση και αποσύνδεση των A/Γ στο δίκτυο όσο και από τις διακυμάνσεις στην παραγωγή τους λόγω της μεταβολής της ταχύτητας του ανέμου, καθώς και προβλήματα ηλεκτρομαγνητικής συμβατότητας. Έτσι, μέρος μόνο του συνολικού φορτίου κάθε χρονική στιγμή είναι δυνατόν να καλύπτεται από την παραγωγή των ανεμογεννητριών έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία και η αξιοπιστία του συστήματος. Τα προβλήματα αυτά γίνονται εμφανή στους καταναλωτές που τροφοδοτούνται από σημεία του δικτύου που είναι ηλεκτρικά "κοντά" με τα σημεία σύνδεσης των A/Π και λαμβάνονται υπόψη κατά την διαδικασία επιλογής του τρόπου σύνδεσης των A/Π στο δίκτυο και καθορίζουν τελικά τον αντίστοιχο εξοπλισμό και το κόστος σύνδεσης.

Έκτος όμως από το πρόβλημα της αβεβαιότητας της αιολικής παραγωγής υπάρχει και το πρόβλημα που θα διοχετευτεί πιθανή περίσσεια ενέργειας. Για αυτό το λόγο χρειάζονται ισχυρές διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες έτσι ώστε και να μπορεί να διοχετευτεί η περίσσεια ενέργειας, αλλά και να είναι ικανές να σταθεροποιήσουν το σύστημα σε ξαφνικές διακυμάνσεις της παραγωγής, οι οποίες θα είναι ολοένα και πιο πιθανές όσο η αιολική διείσδυση αυξάνει.

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

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

→ Στον καθορισμό του τρόπου ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής, δηλαδή ποιες μονάδες θα πρέπει να βρίσκονται κάθε στιγμή εντός λειτουργίας προκειμένου να εξασφαλίζεται η ομαλή και ασφαλής λειτουργία του συστήματος.

→ Στον καθορισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης, στη μέγιστη δηλαδή παραγόμενη ισχύ από τα Α/Π που μπορεί ασφαλώς να απορροφηθεί από το δίκτυο κάθε χρονική στιγμή.

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

3.1.4 Χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών δικτύων

Το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να χωριστεί σύμφωνα με το επίπεδο τάσης στο:

- ❶ Δίκτυο χαμηλής τάσης (ονομαστική τάση κάτω του 1 kV)
- ❷ Δίκτυο μέσης τάσης (ονομαστική τάση 1 kV έως 60 kV)
- ❸ Δίκτυο υψηλής τάσης (ονομαστική τάση πάνω από 60 kV)

Μικροί καταναλωτές, όπως οικίες, συνδέονται με το δίκτυο χαμηλής τάσης. Μεγάλοι καταναλωτές, όπως βιομηχανίες, συνδέονται με το δίκτυο μέσης τάσης. Συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας συνδέονται με το δίκτυο υψηλής τάσης.

Η σύνδεση Α/Γ με το δίκτυο διανομής μπορεί να γίνει:

- ↪ Στο δίκτυο χαμηλής τάσης για μικρές και μεσαίες Α/Γ
- ↪ Στο δίκτυο μέσης τάσης για μεσαίες ή μεγάλες Α/Γ ή μικρά και μεσαία Α/Π
- ↪ Στο δίκτυο υψηλής τάσης για μεγάλα Α/Π

Η ικανότητα μεταφοράς ισχύος συνήθως μειώνεται όσο μειώνεται η πυκνότητα του πληθυσμού. Οι περιοχές όπου βρίσκονται συνήθως οι Α/Γ είναι περιοχές με μειωμένη πληθυσμιακή πυκνότητα και επομένως μικρή ικανότητα μεταφοράς ισχύος.

Η ισχύς που μπορεί να μεταφερθεί είναι:

- 2- 5 MW κατευθείαν στο δίκτυο μέσης τάσης
- 10 - 40 MW σε ένα υποσταθμό μετασχηματισμού μέσης τάσης / υψηλής τάσης
- > 100 MW στο δίκτυο υψηλής τάσης

Τα ηλεκτρικά δίκτυα μπορούν επίσης να διακριθούν σε αυτά που είναι μέρος του κεντρικού ηλεκτρικού δικτύου της χώρας, δηλαδή στα τοπικά δίκτυα και στα αυτόνομα δίκτυα τα οποία αποτελούνται συνήθως από ένα σταθμό παραγωγής από νηξελογεννήτριες ή και αποθηκευτικές διατάξεις. Τα αυτόνομα δίκτυα ονομάζονται

έτσι γιατί δεν είναι συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο διανομής λόγω κόστους ή τεχνικών δυσκολιών. Στο Ελλαδικό χώρο θα μπορούσαμε με βάση τα παραπάνω να διακρίνουμε τρεις περιπτώσεις:

α) Το κεντρικό δίκτυο διανομής το οποίο υπάρχει στην ηπειρωτική Ελλάδα και είναι μεγάλο σε μέγεθος,

β) τα δίκτυα που υπάρχουν στα μεγάλα νησιά (π.χ. Κρήτη) και που διαθέτουν μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεσαίου μεγέθους και διαφόρων τεχνολογιών (π. χ. αεροστρόβιλους, ατμοπαραγωγούς, κ.α.) και που είναι αυτόνομα και

γ) τα αυτόνομα δίκτυα των μικρών νησιών που τροφοδοτούνται από μικρούς σταθμούς, νηξελογεννήτριες

Τέλος, μια σημαντική διάκριση των ηλεκτρικών δικτύων είναι αυτή σε ασθενή και ισχυρά. Τα ισχυρά δίκτυα χαρακτηρίζονται από μεγάλη ηλεκτρική ισχύ και μεγάλη στιβαρότητα, καθώς επίσης και από μικρή ενόχληση λόγω διαταραχών. Τα ασθενή δίκτυα είναι ακριβώς το αντίθετο. Επίσης, ένα ισχυρό δίκτυο μπορεί να είναι ασθενές τοπικά.

3.2 Σύνδεση Α/Π Κυθήρων

3.2.1 Σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα Κύθηρα

Το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας των Κυθήρων συνδέεται με το Εθνικό Σύστημα μέσω του Υ/Σ των Μολάων. Η υποβρύχια διασύνδεση με την Πελοπόννησο τερματίζει 1km βόρεια της Αγ. Πελαγίας. Η υποβρύχια μεταφορά του ρεύματος γίνεται στα 20kV και μετασχηματίζεται σε 15kV για να διοχετευθεί στις εναέριες γραμμές μεταφοράς του δικτύου του νησιού. Το μέγιστο φορτίο για το έτος 2008 ανήλθε στα 7,8MW.

Το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα Κύθηρα φαίνεται στο ακόλουθο χάρτη (με κίτρινη γραμμή), σύμφωνα με τον επίσημο χάρτη της Ελλάδας το ΔΕΣΜΗΕ:



Σχήμα 1.7: Σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

3.2.2 Σύνδεση Α/Π στο Σύστημα

Σημειώνεται ότι η πλέον ενδεδειγμένη λύση για τη διασύνδεση των Α/Π ισχύος μεγαλύτερης των 10 έως 15 MW είναι η κατασκευή Υ/Σ στα γήπεδα των Α/Π και η σύνδεσή τους με το Σύστημα μέσω Γραμμής Μεταφοράς Υψηλής Τάσης (για λόγους ελαχιστοποίησης απωλειών και οπτικής όχλησης-ρύπανσης) – σε πολλές περιπτώσεις επιλέγεται η σύνδεση μέσω Γραμμών Μέσης Τάσης, για λόγους που επιβάλλονται από το ανάγλυφο της περιοχής (δυσκολίες στην κατασκευή Γ.Μ. Υψηλής Τάσης), αλλά και για λόγους ταχύτερης υλοποίησης των έργων διασύνδεσης.

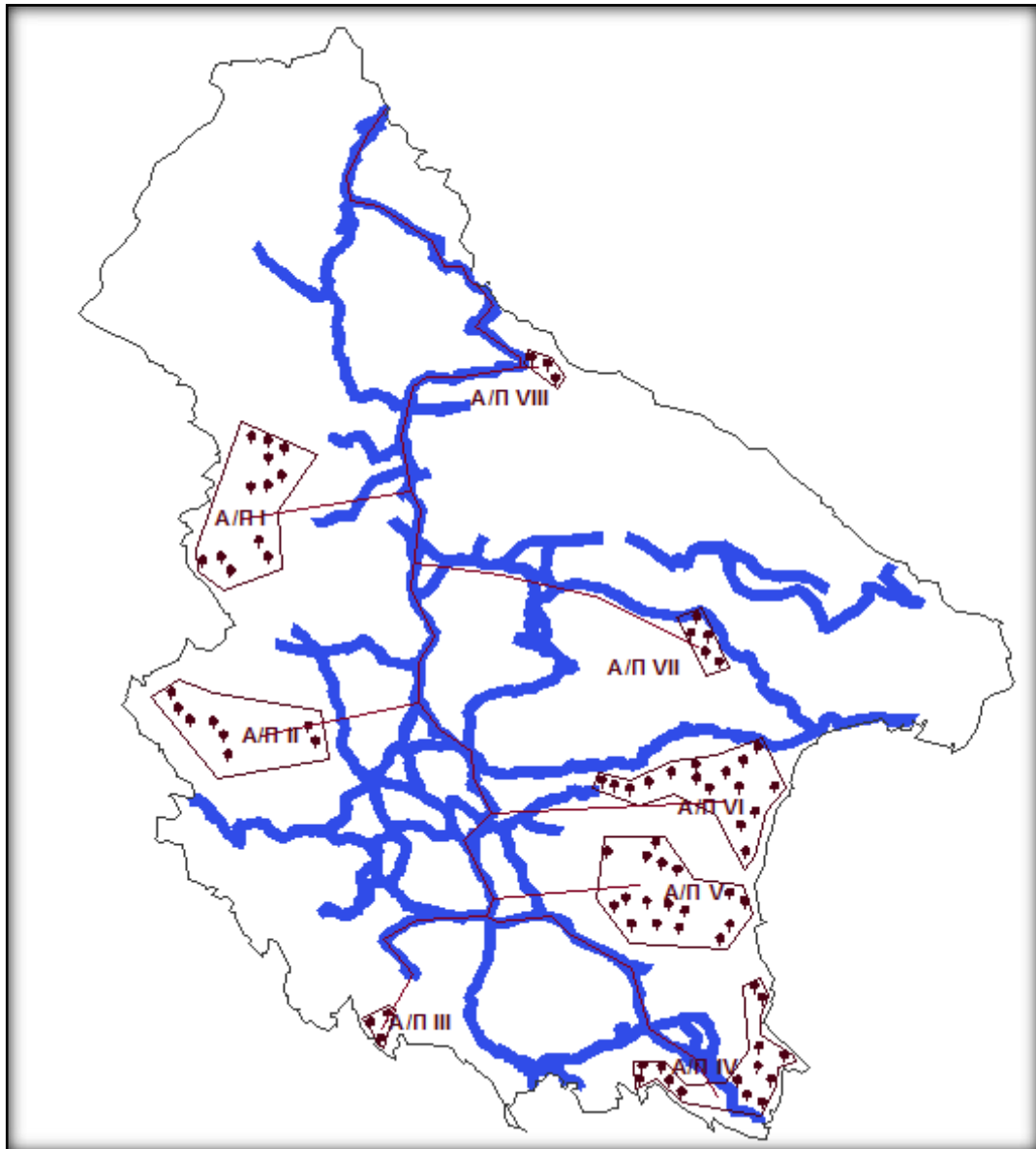
Προβλέπεται γενικά η εγκατάσταση καλωδίων ξηρού τύπου με μόνωση XLPE. Θα εγκατασταθούν 4 μονοπολικά καλώδια, τεχνική την οποία ακολουθεί μέχρι σήμερα και η ΔΕΗ, δεδομένου ότι κατά κανόνα αποτελεί λύση οικονομικότερη των 2 τριπολικών. Οποσδήποτε και η χρήση τριπολικών καλωδίων είναι αποδεκτή ως ισοδύναμη ή και πλεονεκτικότερη. Τα υποβρύχια καλώδια ΥΤ δεν αποτελούν τυποποιημένο εξοπλισμό και σε μεγάλο βαθμό η κατασκευαστική τους διαμόρφωση καθορίζεται ανά περίπτωση, από τους εξειδικευμένους κατασκευαστές τους. Συνεπώς, δεδομένου ότι η παρούσα προκαταρκτική μελέτη αφορά τον καθορισμό των βασικών μεγεθών των στοιχείων του δικτύου, καθορίζονται μόνο οι ικανότητες μεταφοράς των καλωδίων κάθε διασύνδεσης. Θεωρείται ότι χρησιμοποιείται τύπος μονοπολικών υποβρύχιων καλωδίων με μέγιστη ικανότητα μεταφοράς τα 250MW.

- ♦ Για κάθε Α/Π προβλέπεται σύστημα επικοινωνίας με τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (Κ.Ε.Ε.), δηλαδή με τερματικές συσκευές συλλογής μετρήσεων και τηλεχειρισμοί, καθώς και τα απαιτούμενα τηλεπικοινωνιακά μέσα.

Αναλυτικότερα:

Για κάθε Α/Π στην περιοχή θα κατασκευασθεί ένας νέος Υ/Σ στο γήπεδο του Α/Π. Επειδή τα 8 αιολικά πάρκα που μελετάμε δίνουν ονομαστική ισχύ 156MW, η σύνδεση τους στο Σύστημα θα πρέπει να πραγματοποιηθεί σε γραμμή υψηλής τάσης. Τέτοια γραμμή μεταφοράς δε διαθέτουν τα Κύθηρα, αφού οι γραμμές μεταφοράς του είναι των 15kV. Επομένως, προτείνεται η σύνδεση των νέων Υ/Σ των αιολικών

πάρκων να γίνει μέσω μιας νέας Γ.Μ. 150 kV που θα κατασκευασθεί, όπως φαίνεται στο σχήμα που ακολουθεί (με κόκκινη γραμμή):



Το μήκος της κεντρικής Γ.Μ. είναι 32 km και έχει σχεδιασθεί πάνω σε υπάρχοντες κύριους οδικούς άξονες των Κυθήρων.

Η απόσταση του κάθε Α/Π από την κεντρική Γ.Μ. φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

Όνομα	Ισχύς (MW)	Εκτιμώμενη απόσταση Α/Π από τη κεντρική Γ.Μ (km)
Α/Π Κήθουρα I	24	5
Α/Π Κήθουρα II	16	4
Α/Π Κήθουρα III	6	1,6
Α/Π Κήθουρα IV	28	7
Α/Π Κήθουρα V	34	4
Α/Π Κήθουρα VI	32	6
Α/Π Κήθουρα VII	10	8
Α/Π Κήθουρα VIII	6	0,5

Το μήκος της νέας Γ.Μ. στο σύνολό της είναι **68km**.

3.2.3 Διασύνδεση νησιού με την ηπειρωτική Ελλάδα

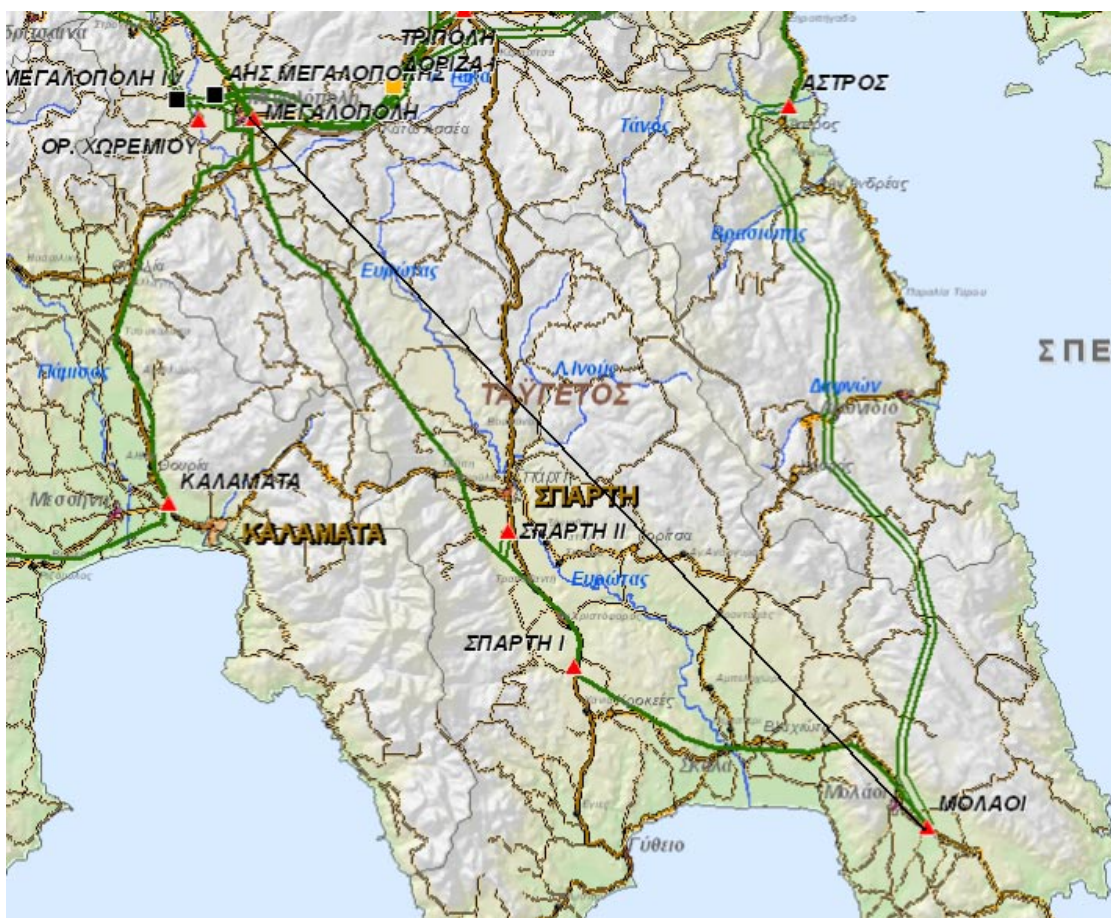
Στο σημείο αυτό θα εξετάσουμε την περίπτωση διασύνδεσης του νησιού με την ηπειρωτική Ελλάδα και συγκεκριμένα με τη Μεγαλόπολη. Συγκεκριμένα, θα γίνει υποβρύχια διασύνδεση Πλατειάς Άμμου με Μολάους και στη συνέχεια Μολάους με Μεγαλόπολη, όπως φαίνεται στους παρακάτω χάρτες:



Σχήμα 3.2: Διασύνδεση Κυθήρων – Μολάων

Για τη διασύνδεση αυτή απαιτούνται υποβρύχια καλώδια μήκους 38 km και εναέρια σύνδεση Μολάων – Μεγαλόπολης με γραμμή μεταφοράς 150 kV εναλασσόμενου ρεύματος (AC) μήκους 95 km.

Το σημείο όπου τερματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ονομάζεται Πλύτρα. Από την Πλύτρα μέχρι τους Μολάους η απόσταση είναι 12km και μεταφορά θα γίνει και αυτή εναέρια με Γ.Μ. 150kV AC.



Σχήμα 3.3: Σύνδεση Μολάων – Μεγαλόπολης

Παρατηρήσεις: Οφείλουμε να επισημάνουμε ότι όλη η μελέτη της διασύνδεσης τόσο των αιολικών πάρκων μεταξύ τους όσο και με την ηπειρωτική Ελλάδα είναι εντελώς ενδεικτική. Στηρίζεται σε σχέδια που προσεγγίζουν όσο περισσότερο γίνεται την παραγματικότητα και υλοποιήσιμα από τη ΔΕΗ. Δεν έχει εκπονηθεί αναλυτική και εις βάθος μελέτη, που άλλωστε δεν είναι ο στόχος της παρούσας εργασίας.

Ακόμη, να σημειώσουμε ότι οι υποβρύχιες και οι εναέριες γραμμές μεταφοράς Πλατειά Άμμος – Πλύτρα – Μολάοι – Μεγαλόπολη έχουν ληφθεί ευθύγραμμες. Πρόκειται για μια παραδοχή μη εφικτή, της οποίας η μεταβολή δεν επηρεάζει αισθητά το συνολικό κόστος της επένδυσης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Οικονομική Αξιολόγηση

4.1 Οικονομικά στοιχεία

4.1.1 Εισαγωγή

Η εγκατάσταση και εκμετάλλευση ενός αιολικού πάρκου (Α/Π), αποτελεί μία επένδυση. Οι επενδύσεις σε αιολικά πάρκα, ανεξάρτητα από το φορέα που τις υλοποιεί, χαρακτηρίζονται από σημαντικό αρχικό κόστος επένδυσης, σχετικά χαμηλό κόστος λειτουργίας, ενώ τα οφέλη προκύπτουν από την παραγωγή και πώληση ενέργειας στο δίκτυο.

Η οικονομική βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, οι κυριότεροι εκ των οποίων είναι το κόστος αγοράς του εξοπλισμού, το κόστος γης και έργων υποδομής, το αιολικό δυναμικό της περιοχής, τα λειτουργικά χαρακτηριστικά της Α/Γ, η διάρκεια ζωής της, η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, το κόστος του χρήματος, το νομοθετικό πλαίσιο, αλλά και οι εναλλακτικές ευκαιρίες.

Πολλοί από τους παραπάνω οικονομικούς παράγοντες έχουν μεγαλύτερο ή μικρότερο περιθώριο αβεβαιότητας και ως εκ τούτου η σταθμιστική τους επίδραση στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης πρέπει να λαμβάνεται υπόψη.

4.1.2 Κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης

Η απόφαση για την πρόωθηση μιας επένδυσης είναι ιδιαίτερα σημαντική και επομένως είναι απαραίτητη η διερεύνηση της χρηματο-οικονομικής αποδοτικότητας του εξεταζόμενου σχεδίου επένδυσης, για τον ίδιο τον επενδυτή.

Η διαδικασία της οικονομικής ανάλυσης περιλαμβάνει σύνθεση των στοιχείων κόστους και οφέλους της επένδυσης. Πιο αναλυτικά πρέπει να εκτιμηθούν τα εξής στοιχεία:

- Το συνολικό κόστος της επένδυσης και η σχεδιαζόμενη χρονική κατανομή των εκροών
- Το κατάλληλο χρηματοδοτικό σχήμα, δηλαδή το ύψος του μετοχικού κεφαλαίου, η επιχορήγηση και το δάνειο
- Ο προβλεπόμενος χρήσιμος χρόνος ζωής της επένδυσης
- Η προβλεπόμενη παραγωγή και τα αναμενόμενα έσοδα
- Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης
- Η πιθανή υπολειμματική αξία της επένδυσης
- Το νομικό και οικονομικό περιβάλλον μέσα στο οποίο θα λειτουργήσει η επιχείρηση και το οποίο καθορίζει το ύψος των φορολογικών συντελεστών, το ρυθμό απόσβεσης των παγίων περυσιακών στοιχείων και το ύψος του πληθωρισμού.

Καθαρή παρούσα αξία

Το κριτήριο αυτό αποτελεί ένα ευρύτατο εφαρμοζόμενο μέτρο οικονομικής αποδοτικότητας για την αξιολόγηση των σχεδίων επένδυσης. Η καθαρή παρούσα αξία, γνωστή με τα αρχικά NPV (Net Present Value) εκφράζει την αξία σε χρηματικές μονάδες, που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των καθαρών χρηματοροών κάθε έτους (διαφορά των μελλοντικών ταμειακών εισροών ή εσόδων και εκροών ή εξόδων) για ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα του σχεδίου επένδυσης.

Υπολογίζεται από τη γενική σχέση: $NPV = \sum_{t=1}^n C_t \cdot (1 + i)^{-t}$

όπου i το επιτόκιο προεξόφλησης, t η περίοδος προεξόφλησης και n το σύνολο των χρονοσειρών ή ροών.

Το επιτόκιο προεξόφλησης επιλέγεται με βάση τις τρέχουσες συνθήκες της τραπεζικής αγοράς, εφόσον αυτή λειτουργεί ομαλά και αντανακλά τις πραγματικές συνθήκες προσφοράς και ζήτησης κεφαλαίων. Συνήθως, προστίθεται στο τραπεζικό επιτόκιο ένα επιπλέον ποσοστό, το λεγόμενο περιθώριο κινδύνου, που έχει σκοπό να αντισταθμίσει το ρίσκο του εγχειρήματος και κυμαίνεται μεταξύ 1% και 4% ανάλογα με το βαθμό αβεβαιότητας του σχεδίου επένδυσης.

Η καθαρή παρούσα αξία είναι αξιόπιστη μέθοδος αξιολόγησης γιατί μετατρέπει τις μελλοντικές ροές αξιών του σχεδίου επένδυσης σε παρούσες αξίες, δηλαδή αυτές που ισχύουν τη στιγμή που παίρνεται η απόφαση. Η ίδια η τιμή της NPV δεν έχει κάποια συγκεκριμένη σημασία. Αυτό που ενδιαφέρει είναι αν είναι θετική ή αρνητική. Γενικά αν η NPV είναι θετική, αυτό σημαίνει ότι η αποδοτικότητα είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης είναι αποδεκτό. Αν η NPV είναι αρνητική, σημαίνει ότι η αποδοτικότητα είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και το σχέδιο απορρίπτεται. Αν η NPV είναι μηδέν, η αποδοτικότητα είναι οριακή.

Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης

Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης, γνωστός με τα αρχικά IRR (Internal Rate of Return) είναι το υπολογιζόμενο επιτόκιο (εσωτερική αποδοτικότητα) με το οποίο η παρούσα αξία των ταμειακών εισροών είναι ίση με την παρούσα αξία των ταμειακών εκροών. Δηλαδή η άθροιση των καθαρών χρηματοροών όλου του χρονικού ορίζοντα της επένδυσης είναι ίση με το μηδέν.

Με μαθηματική έκφραση το κριτήριο αυτό διαπιστώνεται ως εξής:

$$NPV = \sum_{t=1}^n C_t \cdot (1+i)^{-t} = 0$$

Με άλλα λόγια είναι ένα μοναδικό επιτόκιο που κάνει την προηγούμενη NPV να είναι μηδέν.

Από τη σύγκριση της τιμής του IRR με το επιτόκιο της αγοράς i συμπεραίνεται η αποδοτικότητα (αν ο IRR είναι μεγαλύτερος) ή μη του σχεδίου επένδυσης (αν ο IRR είναι μικρότερος). Ο υπολογισμός του IRR γίνεται κατά κανόνα με δοκιμές (με χρήση κατάλληλου software). Σε περίπτωση εναλλακτικών σχεδίων επιλέγεται εκείνο που έχει τον υψηλότερο IRR.

Αποσβέσεις

Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των παγίων περιουσιακών στοιχείων μιας επένδυσης (λόγω φθοράς, τεχνολογικής απαξίωσης) και θεωρητικά επιτρέπει την αντικατάστασή τους μετά το τέλος του χρήσιμου χρόνου ζωής τους.

Με τη μέθοδο των αποσβέσεων επιδιώκεται η κατανομή του κόστους παγίων στοιχείων σε όλο το χρόνο ζωής τους και η αντίστοιχη επιβάρυνση του κόστους παραγωγής (με συνέπεια και την αντίστοιχη φορολογική ελάφρυνση). Η επιβάρυνση αυτή δεν αποτελεί πραγματική ταμειακή εκροή κατά τα έτη της παραγωγικής λειτουργίας, αφού η δαπάνη για την απόκτηση του περιουσιακού στοιχείου σημειώθηκε κατά τη χρονική στιγμή της απόκτησής του. Για τον υπολογισμό των αποσβέσεων ενός παγίου περιουσιακού στοιχείου, πρέπει να είναι γνωστά το αρχικό κόστος επένδυσης, ο χρήσιμος χρόνος ζωής του και η υπολειμματική αξία. Στην πράξη χρησιμοποιείται ένας σταθερός συντελεστής απόσβεσης στη θέση του χρήσιμου χρόνου ζωής. Για κάθε κατηγορία περιουσιακού στοιχείου, ισχύει ένας ανώτατος συντελεστής απόσβεσης που καθορίζεται νομοθετικά. Με τους νόμους περί κινήτρων οι συντελεστές αυτοί είναι δυνατόν να προσαυξηθούν ανάλογα με την περιοχή εγκατάστασης της επένδυσης. Η προσαύξηση αυτή, αποτελεί μια έμμεση οικονομική ενίσχυση της επιχείρησης, ιδιαίτερα χρήσιμη κατά τα πρώτα χρόνια της λειτουργίας της.

Κόστος χρηματοδότησης

Ένα τμήμα του απαιτούμενου κόστους για την πραγματοποίηση ενός σχεδίου επένδυσης, καλύπτεται συχνά με δανεικά κεφάλαια. Κάθε δάνειο χαρακτηρίζεται από το ύψος του, το χρόνο λήψης του, την περίοδο χάριτος αν υπάρχει, το επιτόκιο με το οποίο υπολογίζονται οι τόκοι του δανείου, τη συμφωνία ή όχι των τόκων κατά την περίοδο χάριτος και τον τρόπο αποπληρωμής του δανείου. Η αποπληρωμή γίνεται με τοκοχρεολυτικές δόσεις που περιλαμβάνουν το χρεολύσιο, δηλαδή την επιστροφή δανείου και τον τόκο για το υπόλοιπο κεφάλαιο.

Περίοδος ανάκτησης κεφαλαίου

Ορίζεται ως το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να καλυφθεί η δαπάνη της αρχικής επένδυσης από τις ετήσιες ταμειακές ροές μετά φόρων. Όσο μικρότερη είναι η περίοδος ανάκτησης του κεφαλαίου τόσο ασφαλέστερη θεωρείται η επένδυση. Γενικά, επενδυτικά σχέδια με περίοδο ανάκτησης μεγαλύτερη των 7 έως 8 ετών θεωρούνται από τους επενδυτές ριψοκίνδυνα ή χαμηλής απόδοσης.

Μέθοδος των ισοτοκοχρεολυσίων

Είναι μια συχνά χρησιμοποιούμενη μέθοδος για την εξόφληση δανείων. Το χρεολύσιο είναι το ποσό που πληρώνεται σε κάθε χρονική περίοδο (συνήθως ένα έτος) για την αποπληρωμή του δανείου. Το χρεολύσιο τοκίζεται και προκύπτει το τοκοχρεολύσιο. Η μέθοδος των ισοτοκοχρεολυσίων είναι, όπως φανερώνει το όνομά της, ένας τρόπος εξόφλησης δανείων που βασίζεται στην πληρωμή ίσων τοκοχρεολυσίων σε κάθε χρονική περίοδο. Αν K είναι το κεφάλαιο του δανείου, N τα έτη αποπληρωμής και i το επιτόκιο δανεισμού, τότε η ετήσια δόση ή τοκοχρεολύσιο είναι:

$$X = \frac{K \cdot i}{1 - (1 + i)^{-N}}$$

Ανάλυση ευαισθησίας

Γίνεται φανερό ότι η οικονομική αποδοτικότητα μιας επένδυσης εξαρτάται από διάφορες παραμέτρους, ο προσδιορισμός των οποίων κρύβει κάποια αβεβαιότητα. Με σκοπό να μειώσουμε την αβεβαιότητα στην εκτίμηση της οικονομικής αποδοτικότητας της επένδυσης, κάνουμε ανάλυση ευαισθησίας των αποτελεσμάτων ως προς βασικές παραμέτρους. Το αντικείμενο αυτής της ανάλυσης είναι να δείξει τι επίδραση έχει η λανθασμένη εκτίμηση μιας παραμέτρου στους δείκτες αξιολόγησης (NPV, IRR).

Οι βασικές παράμετροι που επηρεάζουν την αποδοτικότητα μιας επένδυσης είναι:

- ♦ Επιλογή εξοπλισμού (κόστος επένδυσης, παραγωγή ενέργειας)

- ◆ Κόστος γης, έργα υποδομής (πρόσβαση σε δίκτυο, δρόμους)
- ◆ Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- ◆ Εκτίμηση αιολικού δυναμικού (μετρήσεις)
- ◆ Χρόνος ζωής της επένδυσης (σχεδιαστικά λάθη, κακή επιλογή θέσης)
- ◆ Επιτόκιο δανεισμού
- ◆ Το κόστος παραγωγής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, κάρβουνο)

4.1.3 Καταμερισμός συνολικού κόστους

Το κόστος των αιολικών συστημάτων για παραγωγή ενέργειας, έχει μειωθεί σημαντικά τα τελευταία 15 χρόνια και η τάση αυτή συνεχίζεται. Το κόστος της παραγόμενης ενέργειας από τον άνεμο μειώνεται με ακόμα ταχύτερους ρυθμούς, καθώς σε αυτό συντελούν εκτός από τη μείωση του κόστους εξοπλισμού, η αύξηση της αποδοτικότητας και η μείωση του κόστους συντήρησης και λειτουργίας.

Οι κύριοι παράμετροι που επηρεάζουν την οικονομικότητα των επενδύσεων σε αιολική ενέργεια είναι:

- ➔ Αρχικό κόστος επένδυσης (περιλαμβάνει κόστος εξοπλισμού, μεταφορά, θεμελίωση, ανέγερση, έργα πολιτικού μηχανικού, σύνδεση με το δίκτυο κλπ.)
- ➔ Παραγόμενη ενέργεια / μέση ταχύτητα του ανέμου
- ➔ Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- ➔ Διάρκεια ζωής
- ➔ Επιτόκιο προεξόφλησης

Από αυτά τα δύο πρώτα είναι τα πιο σημαντικά. Όσο πιο απομονωμένο είναι το μέρος εγκατάστασης, με δυσκολία πρόσβασης και ανάγκη επέκτασης των υποδομών (δρόμων, δίκτυο κλπ.), τόσο μεγαλώνει το απαιτούμενο κόστος. Επίσης, η

παραγόμενη ενέργεια εξαρτάται από το αιολικό δυναμικό. Επομένως η επιλογή της θέσης είναι κρίσιμη παράμετρος που καθορίζει την οικονομική βιωσιμότητα.

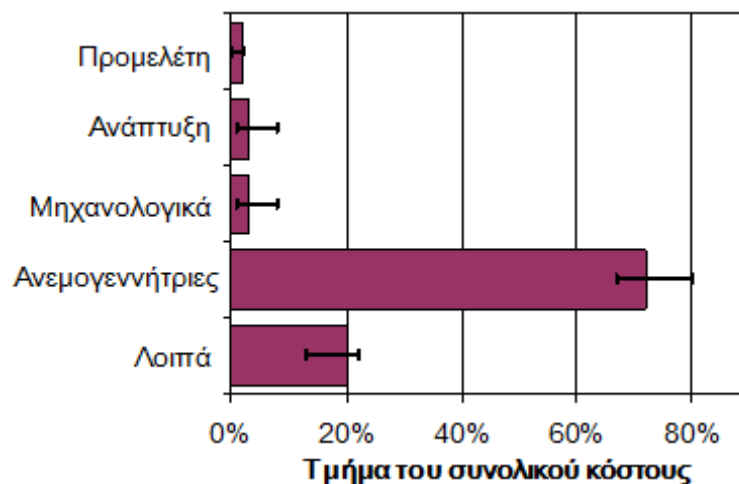
Γενικά τρεις τάσεις διαφαίνονται σήμερα στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας:

- ♦ Οι Α/Γ μεγαλώνουν και ψηλώνουν – άρα το μέσο μέγεθος Α/Γ που πωλείται κάθε χρόνο στην αγορά συνεχώς μεγαλώνει.
- ♦ Η απόδοση των Α/Γ αυξάνεται, καθώς βελτιστοποιείται ο σχεδιασμός τους.
- ♦ Γενικά το κόστος επένδυσης ανά εγκατεστημένο kW μειώνεται.

Το “περισσότερο οικονομικό μέγεθος Α/Γ” μεταβάλλεται με την πάροδο του χρόνου και συνεχώς αυξάνεται. Για δεδομένης ονομαστικής ισχύος Α/Π, καθώς αυξάνεται το μέγεθος της κάθε μηχανής, μειώνεται ο αριθμός των μηχανών που απαιτούνται, το κόστος εγκατάστασης, το μέγεθος, το κόστος της γης, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας.

Σε ένα τυπικό Α/Π ο καταμερισμός του κόστους έχει περίπου ως εξής (πηγές [2], [25]):

	Ποσοστό επί του συνολικού κόστους (%)	Ποσοστό των υπολοίπων εξόδων (%)
Α/Γ	74-84	–
Θεμελίωση	1-6	20-25
Ηλεκτρικός εξοπλισμός (μετασχηματιστές)	1-9	10-15
Καλωδιώσεις – Ηλεκτρική διασύνδεση	2-9	35-45
Σχεδιασμός	1-3	5-10
Γη	1-3	5-10
Κόστος δανεισμού	1-5	5-10
Έργα υποδομής – Δρόμοι	1-5	5-10



Το μέσο κόστος ανά εγκατεστημένο kW, από τα χαμηλότερα επίπεδα των 1000 – 1200 €/kW, έχει σταδιακά αυξηθεί στο επίπεδο των 1500 €/kW. Αντίστοιχα, το κόστος για εγκαταστάσεις στη θάλασσα διαμορφώνεται στο επίπεδο των 2300 – 2600 €/kW.

Παράλληλα, με το κόστος της Α/Γ που παίζει κυριάρχο ρόλο, ένα σημαντικό μέρος του κόστους εξαρτάται από τη θέση εγκατάστασης. Οπότε το συνολικό κόστος επένδυσης μπορεί να αυξάνεται κατά 15-40% σε δύσβατες, απομακρυσμένες από υπάρχουσα υποδομή ή σε εγκαταστάσεις στη θάλασσα.

Κόστος γης και υποδομής

Το κόστος του εγκατεστημένου ανεμοκινητήρα επιβαρύνεται με το κόστος μεταφοράς του, συναρμολόγησής του, αγοράς ή ενοικίασης της γης. Επίσης πολλές φορές σημαντικό μέρος του κόστους αποτελεί η δημιουργία της κατάλληλης υποδομής απαραίτητης για τη μεταφορά, εγκατάσταση και λειτουργία του ανεμοκινητήρα, όπως η διάνοιξη δρόμων ικανών να επιτρέπουν την κίνηση μεγάλων γερανών για τη μεταφορά του πύργου, των πτερυγίων ή του κουβουκλίου του ανεμοκινητήρα. Επίσης, έργα πολιτικού μηχανικού απαιτούνται για τη θεμελίωση του ανεμοκινητήρα, τη διαμόρφωση του χώρου για τη θεμελίωσή του καθώς επίσης και για την εγκατάσταση του οικίσκου, όπου πρόκειται να τοποθετηθούν για μεγάλες μηχανές τα όργανα παρακολούθησης του αιολικού σταθμού. Σημαντικό μερίδιο στη διαμόρφωση του τελικού κόστους έχει ο ηλεκτρικός υποσταθμός (Υ/Σ) καθώς και οι γραμμές μεταφοράς (Γ.Μ.). Τέλος δε θα πρέπει να διαφεύγει της προσοχής και η

συμβολή στο κόστος, της σε ορισμένες θέσεις βέβαια, απαραίτητης αντικεραυνικής προστασίας του ανεμοκινητήρα.

Κόστος συντήρησης και λειτουργίας

Ο ανεμοκινητήρας έχει πολύ λίγα ετήσια λειτουργικά έξοδα συντήρησης. Έτσι το κόστος αυτό είναι χαμηλό και μπορεί τυπικά να “μηδενισθεί” με την τεχνολογική βελτίωση των μηχανών και την οργάνωση των συνεργειών συντήρησης. Το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας εκτιμάται σε 20-25% του ανηγμένου κόστους μιας Α/Γ (€/kWh) ή αντίστοιχα στο 2-2,5% του αρχικού κόστους επένδυσης της Α/Γ (€/kW). Εξαρτάται από το μέγεθος της εγκατάστασης, την ονομαστική ισχύ των μηχανών, την ευκολία πρόσβασης στην περιοχή, τη χώρα εγκατάστασης και άλλους παράγοντες. Στην αρχή της ζωής της Α/Γ είναι χαμηλότερο (10-15%) ενώ φτάνει 20-35% μέχρι το τέλος. Είναι ιδιαίτερα χαμηλό σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας.

Στο κόστος συντήρησης και λειτουργίας περιλαμβάνονται η ασφάλεια, η προγραμματισμένη συντήρηση, η αποκατάσταση έκτατων βλαβών, τα αναλώσιμα – ανταλλακτικά και η επίβλεψη.

Αιολικό δυναμικό – Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας Α/Κ (CF)

Η ύπαρξη καλού αιολικού δυναμικού στην περιοχή έχει άμεση επίδραση στην ενεργειακή παραγωγή του ανεμοκινητήρα, κυρίως λόγω της κυβικής μεταβολής της αιολικής ισχύος με την ταχύτητα του ανέμου. Κατά συνέπεια, βασικός παράγοντας που επιδρά στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης είναι η επιλογή κατάλληλης θέσης εγκατάστασης του ανεμοκινητήρα.

Εκτός από το αιολικό δυναμικό της περιοχής σημαντική επίδραση στην ενεργειακή παραγωγή του ανεμοκινητήρα έχει η καλή αεροδυναμική του σχεδίαση, ώστε ο ανεμοκινητήρας να αποδίδει τη μέγιστη ηλεκτρική ενέργεια στη συγκεκριμένη θέση.

Η σχεδίαση των ανεμοκινήτρων, μηχανολογική, ηλεκτρολογική και κυρίως αεροδυναμική οδήγησε στην κατασκευή ανεμοκινήτρων υψηλού βαθμού απόδοσης.

Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του ανεμοκινήτηρα (CF = Capacity Factor) υποδηλώνει την ποιότητα σχεδίασης-κατασκευής του ανεμοκινήτηρα. Έχει ελάχιστη

τιμή γύρω στα 15% με μέγιστη τιμή γύρω στα 35%. Ένας ανεμοκινήτηρας με μέσο ετήσιο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας πάνω από 25% είναι καλής σχεδίασης και κατασκευής.

Διάρκεια ζωής του ανεμοκινήτηρα

Όλοι οι ανεμοκινήτηρες σήμερα σχεδιάζονται για διάρκεια ζωής τουλάχιστον 20 ετών και ίσως και 30. Με την τεχνολογική βελτίωση των υλικών, τη μεγαλύτερη αντοχή στην κόπωση, τη βελτίωση των μηχανουργικών επεξεργασιών, την αύξηση των γνώσεων σχετικά με την αλληλεπίδραση του ανέμου και αιολικής μηχανής σε συνδυασμό με χρήση κωδικών ηλεκτρονικού υπολογιστού που επιτρέπουν την ακριβή γνώση των φορτίων σε μεταβαλλόμενες ανεμολογικές συνθήκες, είναι περισσότερο από 20 έτη.

Δεδομένου ότι η διάρκεια ζωής του ανεμοκινήτηρα έχει άμεση επίδραση στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης η παραδοχή ως διάρκεια ζωής του ανεμοκινήτηρα 20 έτη αποτελεί συντηρητική εκτίμηση.

4.1.4 Σύγκριση με κόστος συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής

Το κόστος της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής καθορίζεται από τρεις παραμέτρους: το κόστος καυσίμου, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας και το αρχικό κόστος επένδυσης.

Όταν συζητάμε για υποκατάσταση συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος που αποφεύγεται εξαρτάται από το βαθμό που η αιολική ενέργεια υποκαθιστά τις τρεις παραπάνω παραμέτρους.

Είναι γενικά αποδεκτό, ότι με την αιολική ενέργεια αποφεύγουμε το κόστος καυσίμου και ένα σημαντικό μέρος του κόστους συντήρησης και λειτουργίας.

Ενώ το μέρος του αρχικού κόστους επένδυσης που αποφεύγεται εξαρτάται από: το αιολικό δυναμικό και το βαθμό διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο συγκεκριμένο δίκτυο.

Στην πράξη, το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών, καθορίζει μια τιμή για το CO₂, με στόχο τη μείωση των εκπομπών. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι οι μέσες εκπομπές αερίων ρύπων CO₂ σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, σύμφωνα με το Υπουργείο Ανάπτυξης (2005), είναι για το διασυνδεδεμένο σύστημα 0,85 tn CO₂/MWh και για μη συνδεδεμένα νησιά 1,06 tn CO₂/MWh, ενώ η μέση τιμή αγοράς CO₂ στην Ευρωπαϊκή αγορά είναι 25 €/ tn CO₂ (πηγή: EWEA). Η τιμή αυτή αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά και το 2010 να φτάσει τα 35 €/ tn CO₂.

4.2 Προϋπολογισμός

4.2.1 Ανάλυση κόστους

Το συνολικό κόστος της επένδυσης φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

Κόστος (€)	Α/Π Ι	Α/Π ΙΙ	Α/Π ΙΙΙ	Α/Π ΙV	Α/Π V	Α/Π VI	Α/Π VII	Α/Π VIII
Α/Γ	27.000.000	18.000.000	7.000.000	31.000.000	38.000.000	36.000.000	10.000.000	7.000.000
Υ/Σ	2.000.000	1.700.000	1.500.000	2.000.000	2.500.000	2.500.000	1.500.000	1.500.000
Θεμελίωση	1.000.000	750.000	250.000	1.200.000	1.500.000	1.400.000	450.000	250.000
Ηλεκτρικός εξοπλισμός	1.000.000	700.000	250.000	1.200.000	1.500.000	1.400.000	400.000	250.000
Ηλεκτρική διασύνδεση	1.500.000	1.000.000	300.000	1.700.000	2.000.000	1.900.000	1.000.000	300.000
Σχεδιασμός	400.000	300.000	90.000	420.000	500.000	470.000	150.000	90.000
Γη	600.000	600.000	100.000	800.000	1.000.000	1.000.000	160.000	100.000
Κόστος δανεισμού	1.000.000	700.000	270.000	1.300.000	1.500.000	1.400.000	450.000	270.000
Έργα υποδομής	1.000.000	700.000	270.000	1.300.000	1.500.000	1.400.000	450.000	270.000
Σύνολο	35.500.000	24.450.000	10.030.000	40.920.000	50.000.000	47.470.000	14.160.000	10.030.000

Επιπλέον έχουμε και το κόστος της νέας κεντρικής Γ.Μ. το οποίο ανέρχεται στα:
 $100.000 \text{ €/km} \cdot 32\text{km} = 3.200.000 \text{ €}$

Επομένως το συνολικό κόστος της επένδυσης ανέρχεται στα **235.760.000 €**

Σε αυτό το σημείο θα εξετάσουμε τη κόστος διασύνδεσης του νησιού με την ηπειρωτική Ελλάδα και συγκεκριμένα στο Σύστημα της Μεγαλόπολης. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

Εγκατάσταση	Μοναδιαίο κόστος	Πλήθος	Συνολικό κόστος (€)
Γ.Μ. 150kV AC	100.000 €/km	107 km	10.700.000
Υποβρύχια σύνδεση Πλατειά Άμμος- Μολάοι			
- 4 μονοπολικά με μόνωση XLPE	1.000.000 €/km	38 km	38.000.000
-Πόντιση	40.000.000 €		

Σύνολο: 88.700.000 €

Στα 107 km της Γ.Μ. των 150kV AC περιλαμβάνονται η απόσταση 95km Μολάων – Μεγαλόπολης καθώς και η απόσταση 12km από το σημείο Πλύτρα, όπου τερματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση, μέχρι τον υποσταθμό των Μολάων.

4.2.2 Οικονομική αξιολόγηση

Θα λάβουμε την οικονομική διάρκεια ζωής του έργου ίση με την τεχνική, δηλαδή 20 χρόνια. Το ύψος της επένδυσης που απαιτείται είναι: **324.460.000 €**. Το ποσό αυτό θα καλυφθεί ως εξής:

Ιδία κεφάλαια: 25% (81.115.000 €)

Επιχορήγηση: 30% (97.338.000 €)

Δάνειο: 45% (146.007.000 €) . Το επιτόκιο του δανείου εκτιμάται στο $i = 6\%$ και η περίοδος αποπληρωμής σε 10 έτη με τη μέθοδο των ισοτοκοχρεολυσίων.

Για κεφάλαιο δανείου $K = 324.460.000 €$, έτη αποπληρωμής $N = 10$ και επιτόκιο δανεισμού $i = 6\%$, το τοκοχρεολύσιο είναι:

$$X = \frac{K \cdot i}{1 - (1 + i)^{-N}} = 19.825.440 €$$

✓ Η αποπληρωμή του δανείου θα γίνει ως εξής:

Έτη αποπληρωμής	Χρεολύσιο (€)	Τόκοι (€)	Τοκοχρεολύσιο (€)
1 ^ο Έτος	11.070.420	8.755.020	19.825.440
2 ^ο Έτος	11.734.650	8.090.790	19.825.440
3 ^ο Έτος	12.438.730	7.386.720	19.825.440
4 ^ο Έτος	13.185.050	6.640.390	19.825.440
5 ^ο Έτος	13.976.160	5.849.290	19.825.440
6 ^ο Έτος	14.814.730	5.010.720	19.825.440
7 ^ο Έτος	15.703.610	4.121.840	19.825.440
8 ^ο Έτος	16.645.830	3.179.620	19.825.440
9 ^ο Έτος	17.644.580	2.180.870	19.825.440
10 ^ο Έτος	18.703.250	1.122.190	19.825.440

✓ Ο συντελεστής φορολογίας των καθαρών κερδών λαμβάνεται ίσος με 25%.

✓ Η απόσβεση για 20 έτη δίνει ετήσιο συντελεστή $1/20 = 5\%$. Άρα το ετήσιο κόστος απόσβεσης είναι:

$$\text{απόσβεση} = 324.460.000 \cdot (1-30\%) \cdot 5\% = 11.349.100 \text{ €/έτος}$$

✓ Η υπολειμματική αξία του έργου για τα 20 έτη θεωρείται μηδενική, με τη λογική ότι το κράτος παραχωρεί το δικαίωμα εκμετάλλευσης σε μια ιδιωτική εταιρεία για ορισμένο χρόνο (η οποία αναλαμβάνει την περάτωση και την αποπληρωμή του, αλλά αποκομίζει και τα όποια κέρδη από τη λειτουργία του) και μετά την παρέλευση του χρόνου αυτού το έργο μεταβιβάζεται πάλι στο κράτος, το οποίο μπορεί να εκμεταλλευτεί το ίδιο το έργο ή να το παραχωρήσει σε άλλη εταιρεία.

✓ Ετήσιο κόστος Συντήρησης και Λειτουργίας: 1% του συνολικού κόστους επένδυσης (θεωρούμενο ως μέσο κόστος στη διάρκεια ζωής του έργου).

✓ Επιτόκιο αναγωγής: 8% (Το επιτόκιο αναγωγής είναι μία εξωτερική παράμετρος που εξαρτάται από την τραπεζική αγορά.).

✓ Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (CF): 35% (έχει ληφθεί κατ'αναλογία με τα σενάρια αξιοποίησης του ΚΑΠΕ)

✓ Κόστος παραγόμενης ενέργειας: 0.08014 €/kWh (Σύμφωνα με τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας για Διασυνδεδεμένο σύστημα)

Όλα τα παραπάνω συνοψίζονται στον πίνακα που ακολουθεί:

Αιολική εγκατεστημένη ισχύς	156 MW
Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας	35%
Συνολικό κόστος επένδυσης	324.460.000 €
Κόστος αιολικών πάρκων	1500 €/kW
Κόστος διασύνδεσης	88.700.000 €
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% του συνολικού κόστους)	1%
Φόρος	25%
Ρυθμός απόσβεσης	5%
Επιτόκιο δανεισμού	6%
Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας	0,08 €/kWh
Επιτόκιο αναγωγής	8%
Υπολειμματική αξία	0%
Ιδία κεφάλαια	25%
Επιχορήγηση	30%
Δάνειο	45%

✓ Τα έσοδα του εγχειρήματος θα προκύψουν φυσικά από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας στους καταναλωτές.

✓ Η εκτιμώμενη παραγωγή ενέργειας ανά έτος ανέρχεται στις **478.296 MWh**.

✓ Πώληση ηλεκτρικής ενέργειας:

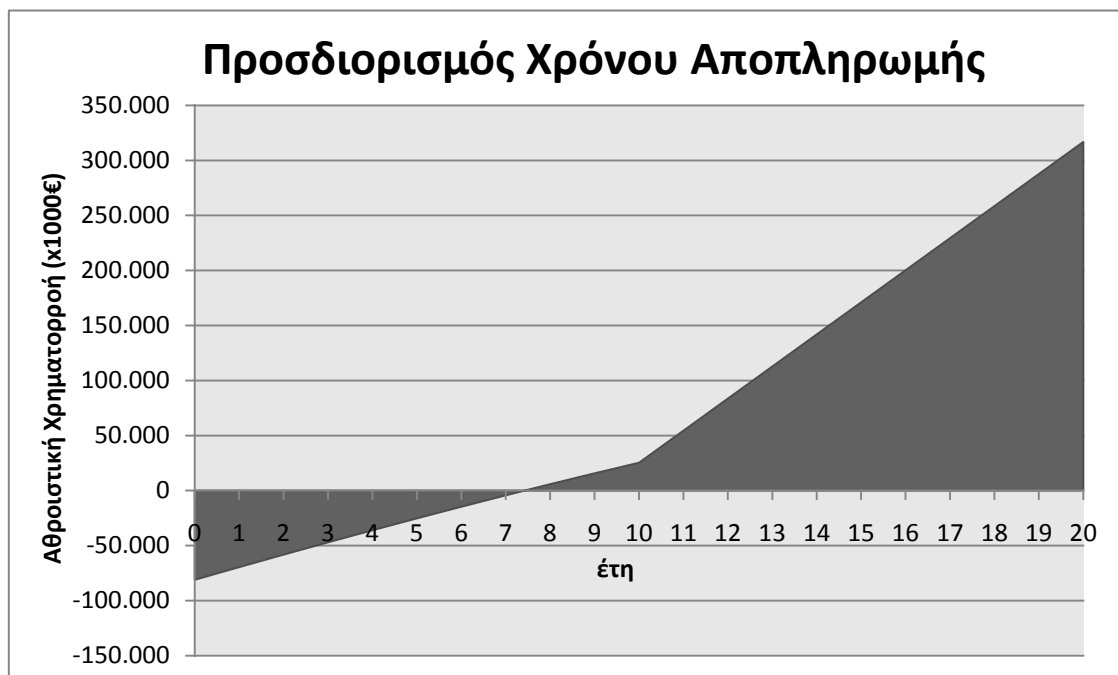
Κατά τη διάρκεια ενός έτους η εκτιμώμενη παραγωγή ενέργειας ανέρχεται στις 478.296 MWh. Η ΔΕΗ αγοράζει την παραγόμενη από αιολικά κιλοβατώρα προς 80,14 €/MWh. Άρα τα έσοδα κατά τη διάρκεια ενός έτους είναι:

$$478.296 \text{ MWh} \cdot 80,14 \text{ €/MWh} = 38.331.000 \text{ €}$$

Ακολουθεί η οικονομική ανάλυση της επένδυσης για 20 έτη (ο πίνακας είναι σε χιλιάδες €):

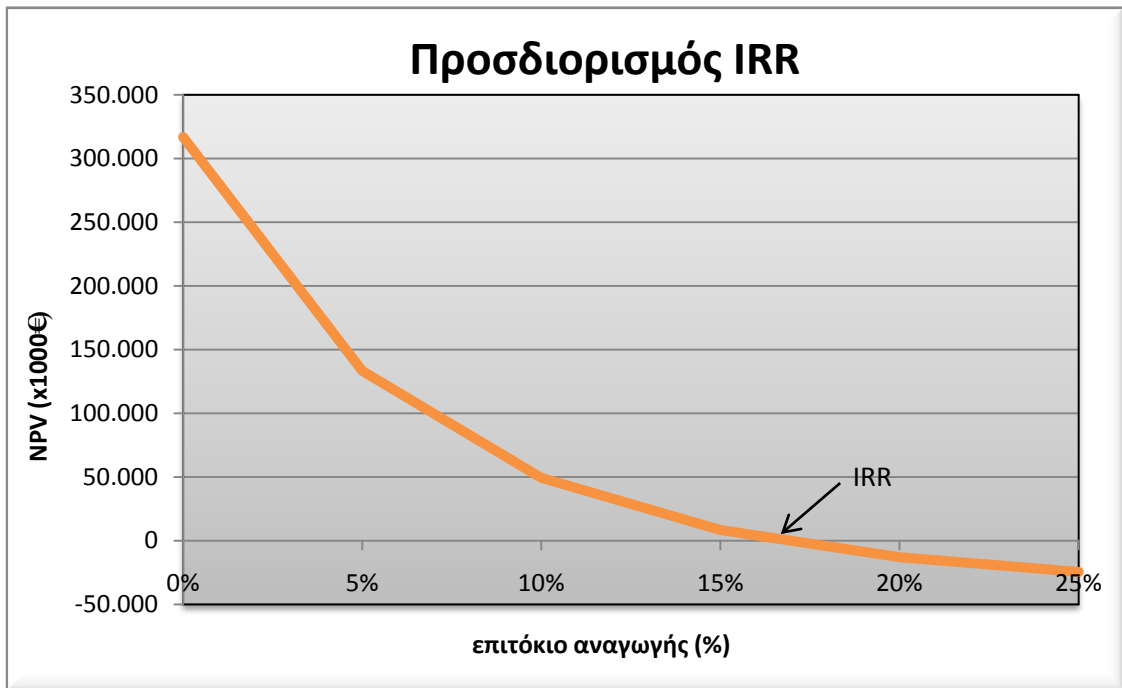
Έτη	Έσοδα	Λειτ./κό κόστος	Τόκοι	Απόσβεση	Κέρδος (προ φόρων)	Καθαρό κέρδος	Χρεολύσιο	Καθαρή χρηματορροή	Χρηματορροή
0	-	-	-	-	-	-	-	-81.065,00	-81.065,00
1	38.331	3.242,6	8.755,02	11.349,10	14.983,92	11.237,94	11.070,42	11.516,62	-69.548,38
2	38.331	3.242,6	8.090,79	11.349,10	15.648,15	11.736,11	11.734,65	11.350,56	-58.197,82
3	38.331	3.242,6	7.386,72	11.349,10	16.352,23	12.264,17	12.438,73	11.174,54	-47.023,28
4	38.331	3.242,6	6.640,39	11.349,10	17.098,55	12.823,91	13.185,05	10.987,96	-36.035,32
5	38.331	3.242,6	5.849,29	11.349,10	17.889,65	13.417,24	13.976,16	10.790,18	-25.245,14
6	38.331	3.242,6	5.010,72	11.349,10	18.728,22	14.046,17	14.814,73	10.580,54	-14.664,60
7	38.331	3.242,6	4.121,84	11.349,10	19.617,11	14.712,83	15.703,61	10.358,32	-4.306,28
8	38.331	3.242,6	3.179,62	11.349,10	20.559,32	15.419,49	16.645,83	10.122,77	5.816,49
9	38.331	3.242,6	2.180,87	11.349,10	21.558,07	16.168,55	17.644,58	9.873,08	15.689,56
10	38.331	3.242,6	1.122,19	11.349,10	22.616,75	17.804,21	18.703,25	9.608,41	25.297,97
11	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	54.451,28
12	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	83.604,59
13	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	112.757,89
14	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	141.911,20
15	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	171.064,50
16	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	200.217,81
17	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	229.371,12
18	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	258.524,42
19	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	287.677,73
20	38.331	3.242,6	-	11.349,10	23.738,94	17.804,21	-	29.153,31	316.831,04
NPV = 75.741,80							IRR = 16,6%		

Στο παρακάτω γράφημα φαίνονται τα χρόνια που απαιτούνται για να έχουμε απόσβεση της επένδυσης:



Βλέπουμε ότι θα έχουμε απόσβεση στα 7,5 χρόνια. Επομένως η επένδυση μπορεί να χαρακτηριστεί ως οριακά αποδοτική. Λαμβάνοντας, όμως, υπόψη μας τα περιβαλλοντικά οφέλη αυτής της επένδυσης καθώς και το γεγονός ότι μπορεί να αποτελέσει ένα λίθος στην επίτευξη των περιβαλλοντικών υποχρεώσεων της χώρας μας, τότε μπορούμε να πούμε ότι η επένδυση αυτή είναι αποδοτική και ωφέλιμη.

Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται ο προσδιορισμός του συντελεστή IRR με αυξομείωση του επιτοκίου αναγωγής. Από την καθαρή παρούσα αξία (NPV) φαίνεται η ελκυστικότητα της επένδυσης. Για επιτόκιο αναγωγής 8%, προκύπτει καθαρή παρούσα αξία $NPV = 75.741.800 \text{ €} > 0$, οπότε η επένδυση είναι βιώσιμη. Από το ακόλουθο διάγραμμα, αλλά και από την οικονομική ανάλυση, προκύπτει $IRR = 16,6\%$, ο οποίος συγκρινόμενος με το επιτόκιο αναγωγής δείχνει την αποδοτικότητα της επένδυσης, για την οποία ένας υποψήφιος επενδυτής αξίζει να αναλάβει το τεχνικό-επενδυτικό κίνδυνο.

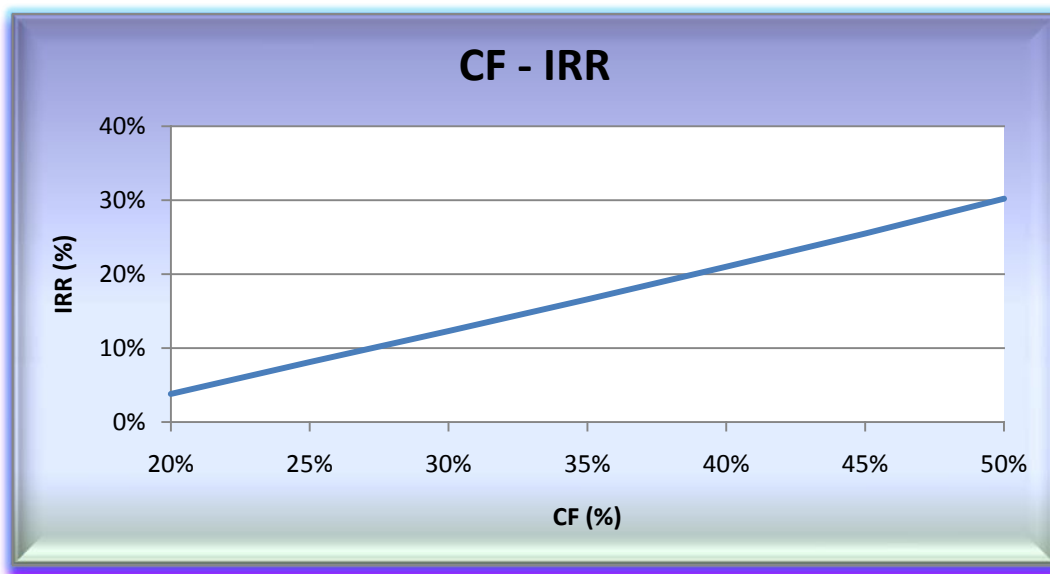


Ανάλυση Ευαισθησίας

Στα παρακάτω διαγράμματα φαίνεται η ανάλυση ευαισθησίας του IRR ως προς τις βασικότερες παραμέτρους που επηρεάζουν την αποδοτικότητα της επένδυσης:

- ♦ συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (CF)

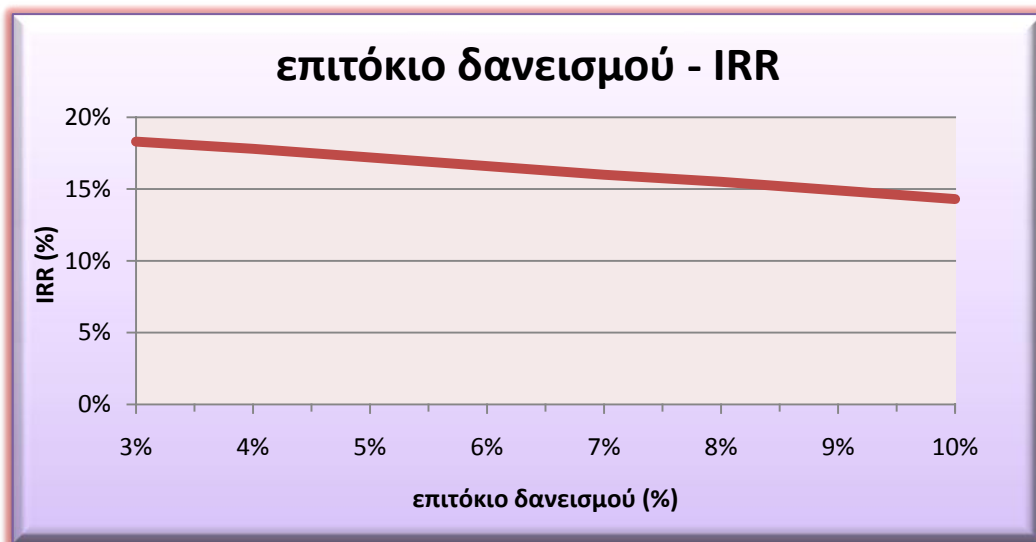
CF	IRR
0,20	4,0%
0,25	8,0%
0,30	12,0%
0,35	16,6%
0,40	21,0%
0,45	26,0%
0,50	30,0%



Εάν θεωρήσουμε ως ελάχιστο αποδεκτό IRR το 10%, τότε, από την παραπάνω γραφική παράσταση, παρατηρούμε ότι απαιτείται κατ' ελάχιστον συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (CF) 27,5% για να επιτευχθεί. Σύμφωνα, όμως, με το αιολικό δυναμικό του νησιού εκτιμάται ότι ο επιθυμητός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας υπερκαλύπτεται.

- ♦ επιτόκιο δανεισμού

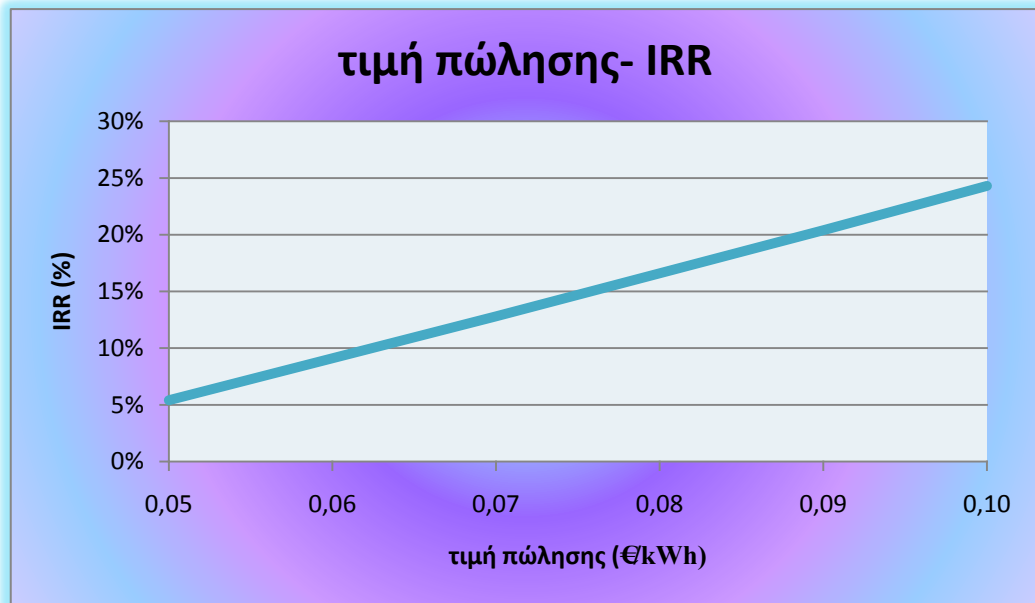
Επιτόκιο δανεισμού	IRR
0,03	18,0%
0,04	18,0%
0,05	17,0%
0,06	16,6%
0,07	16,0%
0,08	16,0%
0,09	15,0%
0,10	14,0%



Παρατηρούμε ότι ακόμα και στην ακραία περίπτωση που το επιτόκιο δανεισμού διαμορφωθεί στο 10%, ο IRR υποχωρεί στο 14% και η επένδυση παραμένει συμφέρουσα.

- ♦ τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας

Τιμή πώλησης (€/kWh)	IRR
0,05	5,0%
0,06	9,0%
0,07	13,0%
0,08	16,6%
0,09	20,0%
0,10	24,0%



Από το παραπάνω διάγραμμα βλέπουμε ότι η τιμή πώλησης της παραγόμενης κιλοβατώρας επηρεάζει σημαντικά τον IRR. Ωστόσο θεωρείται απίθανο να μειωθεί, καθώς οι τιμές των ενεργειακών προϊόντων συνήθως εμφανίζουν μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης από τον πληθωρισμό. Συνεπώς, η επένδυση μπορεί στην πραγματικότητα να είναι ακόμη πιο κερδοφόρα.

Επομένως, ο IRR αυξάνεται κατακόρυφα με την αύξηση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της επένδυσης και την τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Αντίθετα, στην περίπτωση αύξησης του επιτοκίου δανεισμού ο IRR μειώνεται και κατά συνέπεια τη μείωση της αποδοτικότητας της επένδυσης.

✓ Ετήσιο έσοδο για Τοπική Αυτοδιοίκηση:

Η τοπική αυτοδιοίκηση των Κυθήρων δικαιούται να έχει ετήσια έσοδα από το έργο σε ποσοστό 3% των εσόδων, δηλαδή: 1.149.930 €/έτος.

4.3 Περιβαλλοντικά οφέλη

Η δημιουργία στην Ευρωπαϊκή Ένωση του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών, συνιστά έναν αποτελεσματικό τρόπο για τη μείωση των εκπομπών των αερίων. Η ανάγκη αυτή δημιουργήθηκε προκειμένου να περιοριστούν οι παράγοντες που οδηγούν σε διόγκωση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Συνεπώς η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο, έχει ένα πρόσθετο, πραγματικό, οικονομικό όφελος λόγω της συμβολής της στη μείωση των εκπομπών. Για τον υπολογισμό του πρόσθετου οφέλους που προκύπτει χάρις την ένταξη της αιολικής ενέργειας, απαιτείται να είναι γνωστή η εξοικονόμηση των εκπομπών CO₂ που επιτυγχάνεται.

Οι μέσες εκπομπές αερίων ρύπων CO₂ σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα για το Διασυνδεδεμένο σύστημα είναι 0,85tn CO₂/MWh, ενώ η μέση τιμή αγοράς CO₂ στην Ευρωπαϊκή αγορά είναι 25 €/ tn CO₂ (πηγή: EWEA). Επομένως έχουμε:

Εκπομπές CO₂ που αποφεύγονται (0,85 tn/MWh): **406.552 tn**

Όφελος λόγω μείωσης εκπομπών CO₂ (25 €/tn): **10.163.790 €**

Ενώ το 2010 που η τιμή θα φτάσει και τα 35 €/ tn CO₂ το όφελος λόγω μείωσης εκπομπών CO₂ θα ανέλθει στα **14.229.320 €**

Κεφάλαιο 5

Ανακεφαλαίωση, παρατηρήσεις, προοπτικές

Ανακεφαλαίωση

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εφαρμόστηκε το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης στα Κύθηρα, με στόχο τη μέγιστη διείσδυση αιολικής ενέργειας στο νησί. Χωροθετήθηκαν 78 τυπικές ανεμογεννήτριες, οι οποίες ομαδοποιήθηκαν σε 8 αιολικά πάρκα, συνολικής ονομαστικής ισχύος 156 MW. Στη συνέχεια, μελετήθηκε η διασύνδεση του νησιού με την ηπειρωτική Ελλάδα. Για το σκοπό αυτό, προτάθηκαν: νέες γραμμές μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) 150kV για τη σύνδεση των αιολικών πάρκων, υποβρύχια διασύνδεση μήκους 38km Πλατειάς Άμμου – Πλύτρας, εναέρια διασύνδεση Πλύτρας – Μολάων – Μεγαλόπολης με γραμμή μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος 150kV συνολικού μήκους 107km. Ο προϋπολογισμός του συνολικού κόστους εγκατάστασης των αιολικών πάρκων και της ηλεκτρικής τους διασύνδεσης ανήλθε στα 235.760.000 €, ενώ το κόστος διασύνδεσης στα 88.700.000 €. Συνολικά το ύψος της επένδυσης έφτασε τα 324.460.000 €. Από την οικονομική αξιολόγηση, με χρονικό ορίζοντα τα 20 έτη, προέκυψαν: Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) = 75.741.800 €, Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR) = 16,6% και απόσβεση σε 7,5 έτη. Η επένδυση κρίθηκε αποδοτική και ωφέλιμη, τόσο από οικονομική όσο και από περιβαλλοντική σκοπιά.

Παρατηρήσεις

→ Κατά τη διάρκεια της μελέτης και εφαρμογής του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας προέκυψαν κάποιες βασικές παρατηρήσεις:

Το ΕΠΧ-ΑΠΕ δίνει περισσότερο βάρος, συγκριτικά με τις υπόλοιπες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, στην αιολική ενέργεια, καθώς ορίζονται με λεπτομέρεια περιοχές προτεραιότητας, περιοχές αποκλεισμού, ζώνες ασυμβατότητας και ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών πάρκων. Καλύπτει όλες τις πιθανές περιπτώσεις, όπου η

εγκατάσταση ανεμογεννητριών θα μπορούσε να έχει επιπτώσεις είτε στη ζωή των κατοίκων, είτε στο περιβάλλον, είτε στα ιστορικά μνημεία του τόπου.

Κατά την εφαρμογή του ΕΧΠ ο περιορισμός της ελάχιστης απόστασης εγκατάστασης ανεμογεννητριών, που αφορά τους οικισμούς, όπως φαίνεται και από τον πίνακα των ποσοστών κάλυψης, είναι ένας από τους πιο σημαντικούς, αφού αποκλείει τη μισή έκταση του νησιού. Ένας, όμως, ανασταλτικός παράγοντας στο σαφή προσδιορισμό των ζωνών αποκλεισμού αποτέλεσε η έλλειψη ακριβών ορίων των οικισμών.

Επιπλέον το πρόγραμμα Autocad αποτέλεσε σημαντικό εργαλείο για τη μοντελοποίηση των βασικών ζωνών αποκλεισμού, την ακριβή τοποθέτηση των ανεμογεννητριών στο χάρτη, το σχεδιασμό των αιολικών πάρκων και των γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο αριθμός των ανεμογεννητριών που χωροθετήθηκαν, μπορεί να μην έφτασε το μέγιστο που ορίζεται ανά ΟΤΑ, ωστόσο η παραγωγή ονομαστικής ισχύος 156MW αποτελεί μια σημαντική συνεισφορά στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας.

→ Όσον αφορά το κομμάτι της σύνδεσης των αιολικών πάρκων σε δίκτυο, της διασύνδεσης με τη Μεγαλόπολη αλλά και τα σχετικά κόστη η μελέτη στηρίχθηκε σε δεδομένα που προσεγγίζουν περισσότερο την πραγματικότητα και δύνανται να υλοποιηθούν. Η ίδια λογική ακολουθήθηκε και στην κοστολόγηση του συνόλου της επένδυσης.

→ Από την οικονομική ανάλυση προκύπτει ότι, με ιδιωτικά κριτήρια, η επένδυση είναι βιώσιμη και κερδοφόρος. Τα δύο σημεία στα οποία πρέπει να επικεντρώσουμε την προσοχή μας στην οικονομική αξιολόγηση είναι ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (IRR) και η περίοδος αποπληρωμής. Στην περίπτωσή μας ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης ήταν γύρω στο 17% και η απόσβεση στα 7,5 έτη. Οι τιμές αυτές κρίνονται αρκετά ικανοποιητικές και υπερέρχουν πολλών επενδύσεων ανάλογο ποσού.

Από την πλευρά της εθνικής οικονομίας και της κοινωνίας τα οικονομικά οφέλη είναι βέβαια η εξοικονόμηση του καυσίμου, που απαιτείται για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες, και τα ετήσια έσοδα της τοπικής

αυτοδιοίκησης. Τα έσοδα της τοπικής αυτοδιοίκησης μπορούν να συμβάλλουν στην αναβάθμιση του βιοτικού επιπέδου των κατοίκων του νησιού, αν δαπανηθούν στη δημιουργία κοινοφελών έργων.

Φορέας υλοποίησης του έργου θα μπορούσε να είναι είτε μια ιδιωτική επιχείρηση είτε ο ίδιος ο δήμος Κυθήρων, είτε το ελληνικό δημόσιο.

→ Από περιβαλλοντική σκοπιά τα οφέλη από την αποφυγή εκπομπών CO₂ είναι γνωστά και έχουν υπολογισθεί παραπάνω. Επιπλέον, αποτελεί το έργο αυτό ένα λιθαράκι προς την ενίσχυση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρας και την επίτευξη των περιβαλλοντικών υποχρεώσεων της απέναντι στις απαιτήσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Προοπτικές

Σημαντική προοπτική επέκτασης και βελτίωσης της παρούσας εργασίας θα μπορούσε να είναι η εξέταση των περιορισμών του χωροταξικού πλαισίου με σκοπό την επισύμανση πιθανών ατελειών, που δυσχεραίνουν την εγκατάσταση ανεμογεννητριών, όχι μόνο στα Κύθηρα αλλά στη χώρα μας γενικότερα.

Τέλος, αντικείμενο μελλοντικής ερευνητικής προσπάθειας θα μπορούσε να αποτελέσει η εμπειριστατωμένη μελέτη της σύνδεσης των ανεμογεννητριών μεταξύ τους, αλλά και των αιολικών πάρκων στο δίκτυο τόσο από ηλεκτρολογική όσο και από οικονομική σκοπιά.

Παράρτημα

Κείμενα Θέσης επί του Ειδικού Χωροταξικού

Πλαισίου

Από την Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ)

“ Η ΕΛΕΤΑΕΝ θεωρεί ότι η θεσμοθέτηση του ΕΧΠ-ΑΠΕ είναι κατ' αρχήν ένα βήμα προς τη θετική κατεύθυνση. Επειδή όμως το κείμενο του Πλαισίου περιέχει ακόμα αρκετές ασάφειες και κενά, εξαρτάται δυστυχώς από τον τρόπο εφαρμογής του αν το βήμα αυτό θα είναι ένα -έστω και μικρό- σταθερό βήμα προς τα εμπρός ή θα είναι ένα πσιωγύρισμα. Παραδειγματικά αναφέρουμε ότι:

- ο ανεπαρκής ορισμός των ΠΑΚ (άρθρο 5.2.β),
- η εμπλοκή άσχετων με τη χωροταξία τεχνικών παραμέτρων όπως είναι η ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος ενός τόπου (άρθρο 8.1) ή η τεχνικά βέλτιστη απόσταση μεταξύ ανεμογεννητριών (Π.Δ.Α), καθώς και
- η εισαγωγή ασαφών και πολύσημων όρων χωρίς ορισμό (π.χ. αμμώδεις παραλίες - άρθρο 6.1.η),

είναι δυνατό να οδηγήσουν σε διεκυστίνδα ερμηνειών και συγκρούσεων που θα αποτελέσουν τροχοπέδη για την ανάπτυξη.

Συνολικά, το προτεινόμενο ΕΧΠ-ΑΠΕ διαπνέεται από μια συντηρητική και περιοριστική λογική. Δείχνει να υποτιμά τη σημασία του νέου ευρωπαϊκού περιβάλλοντος και να υποκύπτει -έστω και μερικώς- στον λαϊκισμό και την κινδυνολογία των ποικιλώνυμων μικρών ή μεγάλων συμφερόντων που απεύχονται την απογείωση της Αιολικής Ενέργειας.”

Από το WWF Ελλάς

“Το WWF Ελλάς ανησυχεί για την αποτελεσματικότητα και τη λειτουργικότητα του ειδικού χωροταξικού πλαισίου ως προς την προώθηση των ΑΠΕ, αλλά και την επίτευξη άλλων στόχων για την προστασία του περιβάλλοντος. Γι’ αυτό το λόγο, θεωρούμε απαραίτητη τη διατύπωση ορισμένων ενστάσεων που αφορούν τόσο σε θεμελιώδη ζητήματα, όσο και σε πρακτικά προβλήματα εφαρμογής, τα οποία χρήζουν ιδιαίτερης προσοχής.

Ξεκινώντας πρέπει να αναφέρουμε ότι το εγκεκριμένο ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ δίνει περισσότερο βάρος, συγκριτικά με τις υπόλοιπες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, στην αιολική ενέργεια, καθώς ορίζονται με λεπτομέρεια περιοχές προτεραιότητας, περιοχές αποκλεισμού, ζώνες ασυμβατότητας και ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών πάρκων. Παρόλα αυτά, και σε αυτή την περίπτωση παραμένουν αδιευκρίνιστες καθοριστικές παράμετροι. Ενδεικτικό παράδειγμα αποτελεί το γεγονός ότι παρά την πρόβλεψη της υποχρέωσης ολοκλήρωσης ορνιθολογικής μελέτης για την χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων εντός των Ζωνών Ειδικής Προστασίας (ΖΕΠ) βάσει της Οδηγίας για τα πουλιά (79/409/ΕΟΚ), δε θεσμοθετούνται συγκεκριμένες προδιαγραφές για την εκπόνηση των μελετών αυτών. Τέτοιου είδους ασάφειες μπορεί να δημιουργήσουν περαιτέρω προβλήματα και καθυστερήσεις στην εφαρμογή του ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ.

Οι όποιες παράμετροι παρατίθενται για τις υπόλοιπες πηγές ενέργειας, είναι ακόμα λιγότερο σαφείς και χρήζουν περαιτέρω διευκρίνησης. Είναι χαρακτηριστικό ότι η έννοια της φέρουσας ικανότητας προσδιορίζεται και ποσοτικοποιείται μόνο όσο αφορά τις αιολικές εγκαταστάσεις (υπολογισμένες σε τυπικές ανεμογεννήτριες). Για τις υπόλοιπες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (π.χ. φ/β, βιομάζα) δεν καθορίζεται η φέρουσα ικανότητα, ενώ ειδικά για τα μικρά υδροηλεκτρικά αναφέρονται μόνο κάποια κριτήρια για την εκτίμησή της.

Επιπλέον, το ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ ορίζει κάποιες περιοχές στις οποίες αποκλείεται η χωροθέτηση εγκαταστάσεων ΑΠΕ. Η πρόβλεψη για την ύπαρξη περιοχών αποκλεισμού είναι ουσιαστική και απαραίτητη. Γι’ αυτό εξάλλου κρίνεται ως πολύ θετικό ότι οι υγράτοποι Ραμσάρ συμπεριλήφθηκαν ως περιοχές αποκλεισμού στο ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ, ενώ απουσιάζει σχετική διάταξη που να ορίζει ως ζώνη

αποκλεισμού τα Εθνικά Πάρκα εκείνα στα οποία η εγκατάσταση αιολικών δεν προβλέπεται ρητά στις ΚΥΑ ίδρυσής τους, καθώς και σε όποια δεν έχουν ολοκληρωθεί ακόμα οι σχετικές ΚΥΑ και μέχρι την έγκρισή τους.

Αντίθετα, δεν είναι ξεκάθαρο γιατί ενώ στις αγροτικές περιοχές υψηλής παραγωγικότητας δεν αποκλείονται πλέον οι εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας, εξακολουθεί να μην επιτρέπεται η χωροθέτηση έργων ηλιακής ενέργειας. Παρομοίως, οι λατομικές, μεταλλευτικές και εξορυκτικές περιοχές δεν θα πρέπει να θεωρούνται εξ ορισμού ζώνες αποκλεισμού. Ο εκ των προτέρων αποκλεισμός των περιοχών αυτών, χωρίς την εκπόνηση ειδικών περιβαλλοντικών και ορνιθολογικών μελετών και μελετών ασφαλείας που να τεκμηριώνουν αυτή την ανάγκη, έτσι όπως παρουσιάζεται στο κείμενο του ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ, φαίνεται ως αυθαίρετος.

Εξίσου προβληματικός είναι ο περιορισμός σε πολύ συγκεκριμένες θέσεις της δυνατότητας χωροθέτησης και εγκατάστασης ΑΠΕ στα μεγάλα αστικά κέντρα και κυρίως την Αττική, που είναι κατ' εξοχήν περιοχές μεγάλης ενεργειακής κατανάλωσης και περιβαλλοντικής φόρτισης. Η ύπαρξη αυτής της διάταξης παράλληλα περιορίζει και οποιαδήποτε άλλη δυνατότητα εκμετάλλευσης των ΑΠΕ στον αστικό χώρο (π.χ. μικρής κλίμακας, στον οικιακό τομέα, κ.ο.κ.), που μπορούν να συμβάλουν σημαντικά στην επίτευξη των στόχων της χώρας.

Ιδιαίτερη αναφορά πρέπει να γίνει για την ειδική περίπτωση της Θράκης, μεγάλο τμήμα της οποίας έχει προταθεί ως περιοχή αιολικής προτεραιότητας, παρόλο που στην ίδια περιοχή έχουν θεσμοθετηθεί δύο Εθνικά Πάρκα και είναι έντονη η παρουσία σπάνιων ειδών ορνιθοπανίδας. Είναι επιβεβλημένο να προβλεφθούν ειδικοί κανόνες για την χωροθέτηση των αιολικών πάρκων στη περιοχή, ώστε να προληφθούν και να αντιμετωπιστούν οι πιθανές επιπτώσεις από την εγκατάσταση και λειτουργία τους στην ορνιθοπανίδα. Η πρόβλεψη αυτή είναι ακόμα περισσότερο επιβεβλημένη εφόσον στο ΕΠΧΣΑΑ - ΑΠΕ δεν τίθενται ξεκάθαρες ελάχιστες αποστάσεις από τις ζώνες αποκλεισμού, αλλά αφήνονται στις προβλέψεις της έγκρισης περιβαλλοντικών όρων της κάθε επένδυσης.

Επιπρόσθετα, θα πρέπει να σημειωθεί ότι παρόλο που η έγκριση του ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ τελικά ακολούθησε την ψήφιση του γενικού χωροταξικού, δεν υπάρχει προς το παρόν πρόβλεψη εναρμόνισης του με το γενικό χωροταξικό, ενώ η σύνδεση μεταξύ

των επιμέρους ειδικών χωροταξικών πλαισίων (βιομηχανίας, τουρισμού, κτλ.) που είναι υπό εκπόνηση δεν είναι ευκρινής. Επίσης, εξακολουθεί να απουσιάζει ο μηχανισμός με τον οποίο θα εξασφαλιστεί η εναρμόνιση τους.

Το Χωροταξικό των ΑΠΕ δεν αρκεί για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής

Θεωρούμε σημαντική εξέλιξη για την χώρα την κατάρτιση και έγκριση του ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ. Ωστόσο, πρέπει να τονιστεί ότι από μόνο του το ΕΠΧΣΑΑ δεν αρκεί για την ανάπτυξη των ΑΠΕ και την εκπλήρωση των περιβαλλοντικών στόχων που αφορούν στην αντιμετώπιση της υπερθέρμανσης του πλανήτη. Η μέγιστη εξάπλωση των ΑΠΕ, που είναι και ο βασικός στόχος, προϋποθέτει α) καλύτερα δίκτυα, β) αποθήκευση ενέργειας (υβριδικά, ηλιακά θερμικά), γ) ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για την κάλυψη φορτίων βάσης δηλ. γεωθερμία, βιομάζα, δ) λελογισμένη επέκταση μονάδων παραγωγής ενέργειας που «συνεργάζονται» καλύτερα με τις ΑΠΕ όπως είναι οι μονάδες φυσικού αερίου, ε) μείωση των αναγκών σε φορτία βάσης, μέσω της εξοικονόμησης ενέργειας. Η εκπλήρωση αυτών των προϋποθέσεων απαιτεί τη λήψη επιπρόσθετων μέτρων τα οποία προφανώς δεν μπορούν να ενταχθούν στις διατάξεις του ειδικού χωροταξικού, αλλά στο πλαίσιο μίας ευρύτερης περιβαλλοντικής, ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής.

Κλείνοντας, η δρομολόγηση μίας συστηματικής παρακολούθησης από την αρχή της εφαρμογής του ΕΠΧΣΑΑ-ΑΠΕ θα συμβάλει ουσιαστικά ώστε η προβλεπόμενη διαδικασία αναθεώρησης του ειδικού χωροταξικού πλαισίου σε πέντε έτη να αποφέρει αποτελεσματική στήριξη στην προώθηση των ΑΠΕ.”

Βιβλιογραφία – Πηγές

- [1] “Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας”, Ζερβός Αρθούρος, διδακτικές σημειώσεις 2005
- [2] “Ανεμοκινητήρες”, Γ. Μπεργελές, εκδόσεις Συμεών 2005
- [3] Διδακτορική διατριβή “Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειυτήρων”, Γ. Κάραλης, Αθήνα 2008
- [4] Προσωπική συνέντευξη με τον κ. Ιωάννη Μάργαρη, Ηλεκτρολόγο Μηχανικό και Μηχανικό Υπολογιστών Ε.Μ.Π.
- [5] Συνέδριο “Αιολική Ενέργεια: Ανάπτυξη και Περιβάλλον”, Φεβρουάριος 2009, Ερέτρια, Εύβοια
- [6] “Αιολικό πάρκο Νότιας Σκύρου”, Φορέας: Αιολική Νοτίου Σκύρου Α.Ε., Μελετητής: ΕΝ.ΤΕ.ΚΑ., Αύγουστος 2008
- [7] “Εφημερίδα της Κυβερνήσεως” ΦΕΚ 2464
- [8] Τηλεφωνική επικοινωνία με το δήμαρχο Κυθήρων κύριο Θ. Κουκούλης
- [9] “Στρατηγικός Προσδιορισμός Έργων Σύνδεσης Νέων Αιολικών Πάρκων” μελέτη ΔΕΣΜΗΕ, Αθήνα, Απρίλιος 2002
- [10] “Μελέτη Διασύνδεσης των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Φορείς: ΔΕΣΜΗΕ, ΡΑΕ, ΔΕΗ, ΕΜΠ, Μάιος 2005
- [11] Online encyclopedia: Wikipedia – Βικιπαίδεια
- [12] Εγκυκλοπαίδεια “Υδρία”, εκδόσεις Γ. Αξιωτελλής και ΣΙΑ ΕΠΕ
- [13] “Η εκμετάλλευση της Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα: Αναδρομή, Παρούσα κατάσταση και Προοπτικές” , Γ. Γληνού, Δ. Παπαχρήστου και Α. Παπαδόπουλος, ΡΑΕ, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών Πολυτεχνική Σχολή Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης
- [14] “Περιβαλλοντικές επιπτώσεις των αιολικών πάρκων: Μύθος και πραγματικότητα”, Ε. Μινόπουλος, Π.Χαβιαρόπουλος, ΚΑΠΕ
- [15] “Διασύνδεση Αιολικών Πάρκων με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω ηλεκτρικών μετατροπέων ισχύος”, Σ. Παστρωμάς, Διπλ/χος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Τεχνολογίας Υπολογιστών, Α.

Σίφακας, καθηγητής Τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών

[16] “Ανεμογεννήτριες και ηλεκτρονικά ισχύος”, Πανεπιστήμιο Πατρών, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών

[17] “Μελέτη διασύνδεσης αυτόνομων Ελληνικών νησιών με την ηπειρωτική Ελλάδα”, Μ. Παπαδόπουλος, Σ. Παπαθανασίου, Μ. Τσιλί, Ε. Καραμάνου, Αθήνα, Δεκέμβριος 2006

[18] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) www.cres.gr

[19] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) www.rae.gr

[20] ΔΕΗ www.dei.gr

[21] ΔΕΣΜΗΕ www.desmie.gr (Το σύστημα μεταφοράς)

[22] “Πρόγραμμα Καποδίστριας”, Υπουργείο Εσωτερικών Δημόσιας Διοίκησης και Αποκέντρωσης, www.ypes.gr/kapodistriasis/greek/kapo/select.htm

[23] “Κατάλογος Κηρυγμένων Αρχαιολογικών Χώρων και Μνημείων”, Υπουργείο Πολιτισμού, <http://listedmonuments.culture.gr>

[24] Υ.ΠΕ.ΧΩ.ΔΕ, ΦΥΣΗ 2000, <http://natura.minenv.gr/natura>

[25] The European Wind Energy Assosiation (EWEA) www.ewea.org

[26] Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ) www.eletaen.gr

[27] Ελληνικός Σύνδεσμος Ηλεκτροπαραγωγών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας www.hellasres.gr

[28] WWF Ελλάς <http://politics.wwf.gr>

[29] Σύλλογος Δασοπροστασίας και Προστασίας Περιβάλλοντος <http://sdappekimis.blog.com.gr/tags/makrochronios-energeiakos-schediasmos-gr.html>

[30] ΔΕΗ Κυθήρων

[31] www.kythira.gr, www.kythira.com, www.kythira.net, www.kithera.gr