



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΔΕΛΗΚΑΡΑΟΓΛΟΥ ΣΤΕΦΑΝΟΣ
ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΣΥΜΒΟΛΗ ΣΤΟΝ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟ
ΤΗΣ ΜΕΓΑΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΣΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

ΑΘΗΝΑ, ΙΟΥΛΙΟΣ 2010



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Συμβολή στον σχεδιασμό μεγάλης διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο
ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα

Στέφανος Δεληκαράογλου

Επιβλέπων καθηγητής:

Αρθούρος Ζερβός

ΑΘΗΝΑ

Ιούλιος 2010

*I can't change the direction of the wind,
but I can always adjust my sails to reach my destination.*

Jimmy Dean

Περιεχόμενα

Αντι προλόγου...	7
Περίληψη.....	8
Summary.....	9
Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή	11
Κεφάλαιο 2. Ο ρόλος της αιολικής ενέργειας στην σύγχρονη διεθνή ενεργειακή σκηνή	18
2.1 Εισαγωγή	18
2.2 Αιολική ενέργεια στην Ευρώπη και τον κόσμο	18
2.3 Οφέλη και πλεονεκτήματα από την χρήση της αιολικής ενέργειας σε τοπικό και παγκόσμιο επίπεδο	22
2.3.1 Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ανάπτυξη υποδομών.....	22
2.3.2 Προστασία του περιβάλλοντος και αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής	26
2.3.3 Ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και δημιουργία νέων θέσεων εργασίας.....	27
2.3.4 Οφέλη σε τοπικές κοινωνίες	29
2.4 Σενάρια μελλοντικής ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη	29
Κεφάλαιο 3. Ο Συντελεστής Εγγυημένης Ισχύος	33
3.1 Εισαγωγή	33
3.2 Μεθοδολογία εκτίμησης του Συντελεστή Εγγυημένης Ισχύος.....	34
3.2.1 Ορισμοί και βασικές αρχές της μεθοδολογίας	34
3.2.2 Απαιτούμενα στοιχεία για την εφαρμογή της μεθοδολογίας	37
3.2.3 Πιθανοθεωρητική Ανάλυση	39
Κεφάλαιο 4. Αποδοτική ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα με χρήση γενετικών αλγορίθμων	44
4.1 Εισαγωγή	44
4.2 Περιγραφή του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΕΔΣ).....	46
4.2.1 Συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας	46
4.2.2 Το σύστημα μεταφοράς	49
4.2.3 Παρούσα κατάσταση της αιολικής ενέργειας στο ΕΔΣ.....	52
4.3 Καθορισμός θέσεων ενδιαφέροντος	54
4.4 Εφαρμογή μεθόδου βελτιστοποίησης με χρήση γενετικών αλγορίθμων	57
4.4.1 Ορισμοί.....	57
4.4.2 Απαιτούμενα στοιχεία.....	60
4.4.3 Ανεμολογικά δεδομένα και αξιολόγηση.....	61

4.5 Αποτελέσματα	64
4.6 Συμπεράσματα	73
Κεφάλαιο 5. Εφαρμογή της πιθανοθεωρητικής μεθοδολογίας προσδιορισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα και στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.	75
5.1 Εισαγωγή	75
5.2 Περιγραφή υπό μελέτη ηλεκτρικών συστημάτων	76
5.2.1 Κρήτη	76
5.2.2 Λέσβος	79
5.2.3 Σέριφος	81
5.2.4 Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα	83
5.3 Εφαρμογή	85
5.4 Αποτελέσματα	85
5.4.1 Εφαρμογή: Προσδιορισμός εγγυημένης ισχύος φωτοβολταϊκών συστημάτων	85
5.4.2 Εφαρμογή: Αναζήτηση βέλτιστου μίγματος φωτοβολταϊκών – αιολικών εγκαταστάσεων με κριτήριο τον συντελεστή εγγυημένης ισχύος	87
5.5 Αξιολόγηση αποτελεσμάτων	89
5.5.1 Συντελεστής εγγυημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων	89
5.5.2 Βέλτιστο μίγμα φωτοβολταϊκών – αιολικών εγκαταστάσεων με κριτήριο τον συντελεστή εγγυημένης ισχύος	90
5.5.3 Η σημασία του προφίλ της ζήτησης και της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων	92
5.5.4 Η σημασία των αιχμών της ζήτησης στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων	95
5.5.5 Η σημασία της κατανομής του ενεργειακού ελλείμματος στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων	98
5.5.6 Η σημασία των χαρακτηριστικών της αιολικής παραγωγής στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων	100
5.6 Συμπεράσματα	101
Κεφάλαιο 6. Προσομοίωση λειτουργίας του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος με μεγάλη διείσδυση αιολικής ενέργειας	104
6.1 Εισαγωγή	104
6.2 Μεθοδολογία προσομοίωσης λειτουργίας του ΕΔΣ	105
6.2.1 Βασικές αρχές	105
6.2.2 Αλγόριθμος μεθοδολογίας προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος	108

6.2.3 Απαιτούμενα στοιχεία.....	111
6.3 Παρουσίαση και αξιολόγηση αποτελεσμάτων	116
6.3.1 Ενεργειακό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής.....	116
6.3.2 Περικοπή αιολικής ενέργειας	118
6.3.3 Επίδραση των κανόνων διαχείρισης του συστήματος και των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων στην περικοπή αιολικής ενέργειας.....	120
6.3.4 Επίδραση των φωτοβολταϊκών στην περικοπή αιολικής ενέργειας	122
6.3.5 Επίδραση του ποσοστού της ελάχιστης ζήτησης που καλύπτουν οι λιγνιτικές μονάδες στην περικοπή αιολικής ενέργειας	126
6.4 Αξιολόγηση του μοντέλου προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος	127
6.5 Συμπεράσματα	130
Κεφάλαιο 7. Συνολικά συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική έρευνα	133
7.1 Συνολικά Συμπεράσματα	133
7.2 Προτάσεις για μελλοντική έρευνα	135
Παράρτημα Α. Επιχειρησιακά μοντέλα πρόβλεψης αιολικής ενέργειας	137
A1. Γενικά στοιχεία.....	137
A2. Παράδειγμα πρόβλεψης χρονοσειρών αιολικής παραγωγής.....	140
A3. Επίδραση της διασποράς των αιολικών εγκαταστάσεων στην πρόβλεψη αιολικής παραγωγής.....	141
Βιβλιογραφία	143

Αντι προλόγου...

Αυτή η διπλωματική εργασία αποτελεί το επιστέγασμα των σπουδών μου στη Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών του ΕΜΠ. Στόχος της εργασίας αυτής ήταν να αναδείξει τα σημαντικά πλεονεκτήματα που μπορούν να προκύψουν από την μεγάλη διεύθυνση της αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα καθώς και τις πιθανές απειλές που μπορεί να ελλοχεύουν. Το θέμα που αναπτύσσεται φαντάζει σήμερα περισσότερο επίκαιρο από ποτέ, καθώς οδηγούμαστε προς έναν δομικό μετασχηματισμό του υπάρχοντος προτύπου ενεργειακής παραγωγής, στα πλαίσια της διαμόρφωσης ενός γενικότερου μοντέλου βιώσιμης ανάπτυξης.

Η συμβολή ορισμένων ανθρώπων στην ολοκλήρωση αυτής της διπλωματικής εργασίας, αλλά και των σπουδών μου συνολικότερα, ήταν καταλυτική. Για τον λόγο αυτό, θα ήθελα πρωτίστως να ευχαριστήσω τον καθηγητή μου Αρθούρο Ζερβό, ο οποίος μου έδωσε την δυνατότητα να ασχοληθώ με αυτό το ενδιαφέρον θέμα καθώς την ευκαιρία να παρακολουθήσω δύο σημαντικά διεθνή συνέδρια σχετικά με την αιολική ενέργεια.

Επίσης, οφείλω να ευχαριστήσω τον κ. Γιώργο Κάραλη για την πολύτιμη και καθοριστική υποστήριξη που μου παρείχε, χωρίς την οποία η ολοκλήρωση του εγχειρήματος αυτού θα ήταν εξαιρετικά δύσκολη. Ο τρόπος σκέψης και η συνολική οπτική που μου προσέφερε σε διάφορα ζητήματα, παρά τον φόρτο εργασίας του, αποτελούν για μένα σημαντικό εφόδιο και θα ήθελα να εκφράσω την ειλικρινή εκτίμηση μου προς το πρόσωπό του.

Τα χρόνια των σπουδών μου στην Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών δεν θα ήταν σίγουρα ίδια χωρίς εκείνους με τους οποίους μοιράστηκα κοινές στιγμές, χαρές και αγωνίες. Έτσι λοιπόν πρέπει να ευχαριστήσω όλους τους φίλους, εντός ή εκτός σχολής, οι οποίοι με στήριξαν και ήταν δίπλα μου σε ότι κι αν έκανα. Ξεχωριστή αναφορά θα ήθελα να κάνω, όπως άλλωστε υποσχέθηκα, στους φίλους και συνάδελφους Σωτήρη Κυριάκη, Βασίλη Ξαρχά και Θουκυδίδη Κουκουλιό, οι οποίοι με ανέχτηκαν - και τους ανέχτηκα - αυτά τα πέντε τελευταία χρόνια, και συνεισέφεραν με σημαντικές παρατηρήσεις στην ολοκλήρωση αυτής της εργασίας.

Τέλος, τις θερμότερες ευχαριστίες μου θα ήθελα να τις εκφράσω προς τους γονείς μου, τον αδελφό μου και την υπόλοιπη οικογένειά μου, για την αμέριστη ηθική και υλική στήριξη που μου προσφέρουν μέχρι σήμερα.

Περίληψη

Σκοπός αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η συμβολή στον σχεδιασμό της μεγάλης διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Τα θέματα που μελετώνται και αναλύονται στην παρούσα εργασία, επιλέχθηκαν με το σκεπτικό ότι αποτελούν κρίσιμες παραμέτρους του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού. Η επιτυχής εκπλήρωση του στόχου της αυξημένης συμμετοχής της αιολικής ενέργειας, αλλά και των άλλων μορφών ΑΠΕ, στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, προϋποθέτει τον ακριβή καθορισμό των παραμέτρων αυτών. Επομένως, κάθε προσπάθεια προς αυτή την κατεύθυνση συμβάλλει, λιγότερο ή περισσότερο, στην επίλυση των σύνθετων προβλημάτων που τίθενται στην πορεία προς ένα μοντέλο βιώσιμης ανάπτυξης, βασικός πυλώνας του οποίου είναι η αξιόπιστη και αποδοτική ενσωμάτωση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας.

Η εργασία αποτελείται από επτά κεφάλαια. Στο πρώτο κεφάλαιο γίνεται μία περιγραφή των μειονεκτημάτων που παρουσιάζει το σημερινό μοντέλο ενεργειακής παραγωγής, αναλύονται τα πλεονεκτήματα που μπορεί να προσφέρει η συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα και παρουσιάζονται τα βασικότερα βήματα που πρέπει να γίνουν προς αυτή την κατεύθυνση.

Το δεύτερο κεφάλαιο αναφέρεται στον ρόλο της αιολικής ενέργειας στην διεθνή ενεργειακή σκηνή, παραθέτοντας ορισμένα στοιχεία για την μέχρι σήμερα πορεία της σε ευρωπαϊκό και διεθνές επίπεδο καθώς και κάποια ενδεικτικά σενάρια της μελλοντικής ανάπτυξης της τεχνολογίας αυτής. Επίσης, στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται και τα βασικά οφέλη που μπορούν να προκύψουν από την χρήση της αιολικής ενέργειας σε τοπικό και σε παγκόσμιο επίπεδο.

Το τρίτο κεφάλαιο περιγράφει αναλυτικά την πιθανοθεωρητική μεθοδολογία υπολογισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, η οποία χρησιμοποιείται ευρέως στα επόμενα.

Το τέταρτο κεφάλαιο αφορά την μελέτη της βέλτιστης γεωγραφικής διασποράς των αιολικών εγκαταστάσεων, με χρήση της μεθόδου βελτιστοποίησης των εξελικτικών αλγορίθμων.

Στο πέμπτο κεφάλαιο γίνεται μία προσπάθεια εξέτασης των επιπτώσεων που έχει η ένταξη φωτοβολταϊκών σε διάφορους τύπους ηλεκτρικών συστημάτων και προσδιορισμού της βέλτιστης αναλογίας μεταξύ αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, ώστε να επιτυγχάνεται μέγιστος συντελεστής εγγυημένης ισχύος στο κάθε υπό εξέταση σύστημα.

Στο έκτο κεφάλαιο περιγράφεται μια μεθοδολογία μοντελοποίησης του εθνικού διασυνδεδεμένου συστήματος και παρέχονται αποτελέσματα για διάφορες τιμές διείσδυσης της αιολικής ενέργειας. Απώτερος στόχος είναι να διερευνηθεί η συμπεριφορά του ηλεκτρικού συστήματος σε καταστάσεις υψηλής διείσδυσης αιολικής ενέργειας και η πρόταση κατάλληλων μέτρων για την περεταίρω βελτίωσή του.

Τέλος, στο έβδομο κεφάλαιο γίνεται μία συνολική καταγραφή των συμπερασμάτων που προέκυψαν και προτείνονται θέματα για μελλοντική έρευνα.

Summary

The main purpose of this diploma thesis is to contribute towards the effort of large scale integration of wind energy into the Greek power supply system. The main subjects examined and analyzed in this study relate to various parameters which are considered vital to the national energy planning process. The successful implementation steps towards an increased wind energy contribution into the energy mix of Greece require the accurate assessment of these parameters. Therefore, any effort aimed at this direction contributes, in one way or another, to the solution of the complex problems, which arise as we proceed to a new model of sustainable development, which will be largely based on the reliable and efficient integration of the Renewable Energy Sources (RES) into the electric system of our country.

The content of the study has been divided into seven chapters. The first chapter provides a description of the disadvantages of the current energy model, analyses the benefits which could follow the integration of RES into the energy mix and presents the most important steps towards this target.

The second chapter is dedicated to the role of wind energy into the global energy market, mentioning some basic facts about the up to date evolution of this technology in the European and global energy scenes. In addition, this chapter presents several representative scenarios concerning the future development of wind energy and the most important benefits that could result from the usage of this technology, both for the local and global community.

The third chapter describes analytically the methodology for the calculation of the capacity credit using probability analysis.

The fourth chapter deals with the definition of the optimum solution of wind installed capacity in several candidate macro-sites in the Greek power supply system, using the optimization method of evolutionary algorithms.

The fifth chapter presents an analysis of the impacts and consequences which are likely to result from the integration of photovoltaic panels in different electric system types. Furthermore, a study is conducted focusing on the definition of the optimum ratio between photovoltaic and wind energy installations in order to achieve maximum capacity credit for each of the power supply systems under consideration.

In the sixth chapter, a methodology about the simulation of the operation of the Greek interconnected power supply system is described and the results of this process, for different levels of wind energy penetration, are presented.

Finally, the seventh chapter concludes with an overall synopsis of the results from all the aforementioned topics and provides some recommendations for further research in the field of large scale integration of wind energy.

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

Οι τελευταίοι δύο αιώνες της παγκόσμιας ιστορίας χαρακτηρίστηκαν από πρωτοφανή ανάπτυξη σε όλους τους τομείς της ανθρώπινης δραστηριότητας και συνακόλουθη βελτίωση της ποιότητας ζωής των κατοίκων του πλανήτη. Κυρίαρχο χαρακτηριστικό του μοντέλου ανάπτυξης της περιόδου αυτής ήταν, και παραμένει, η συνεχώς αυξανόμενη παραγωγή ενέργειας για την κάλυψη της βιομηχανικής και οικιακής κατανάλωσης. Η ανάγκη για ολοένα και μεγαλύτερα ποσά ενέργειας, εξυπηρετήθηκε από την εκμετάλλευση των ορυκτών καυσίμων, η χρήση των οποίων, ήδη από τις αρχές του 19ου αιώνα όταν ο James Watt διατύπωσε τις αρχές για την κατασκευή της ατμομηχανής, επέτρεψε την αξιόπιστη και οικονομικά αποδοτική παραγωγή ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα.

Στην Ελλάδα, η περίοδος 1970 – 2007, εμφανίζει σημαντική αύξηση της ζήτησης ενέργειας, παρά τις δύο ενεργειακές κρίσεις, του 1973 και του 1990, που μεσολαβούν. Η αυξανόμενη ζήτηση ικανοποιείται κυρίως από ηλεκτρισμό που παράγεται από την καύση λιγνίτη, ενός καυσίμου το οποίο είναι φτωχό ενεργειακά και σημαντικά ρυπογόνο για το περιβάλλον, πλην όμως φθινό και εγχώριο. Η πολιτική αυτή ανταποκρίθηκε στις απαιτήσεις των καιρών, εξασφαλίζοντας χαμηλό κόστος ενέργειας καθώς και την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας, προστατεύοντάς παράλληλα την οικονομία από τις έντονες διακυμάνσεις της τιμής των εισαγόμενων καυσίμων.

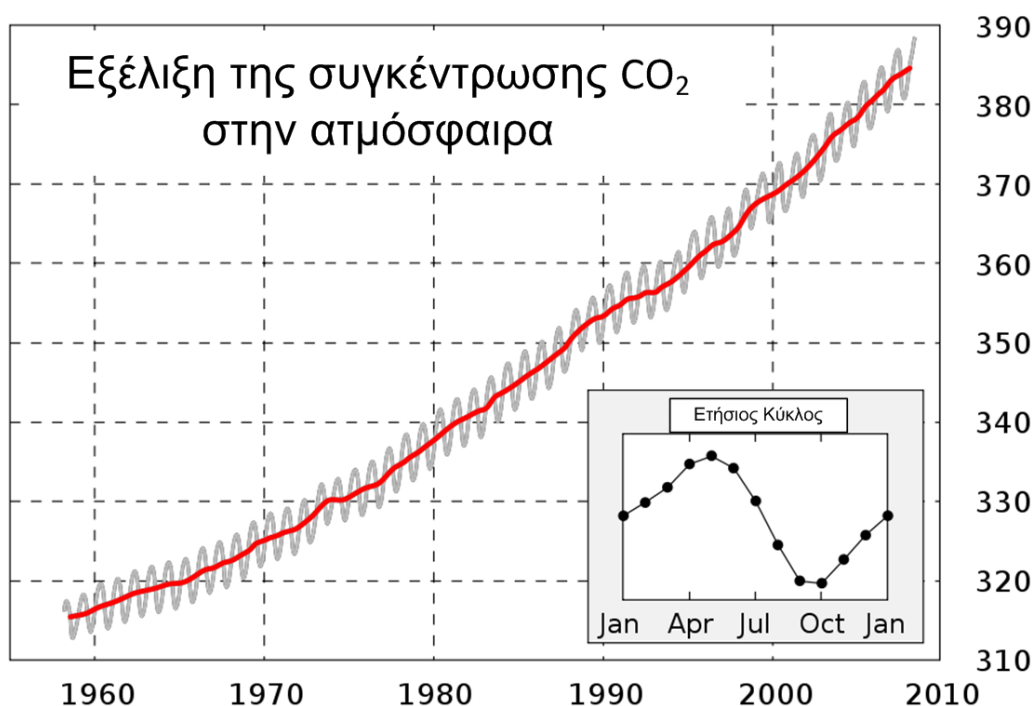
Σήμερα όμως αυτό το μοντέλο ανάπτυξης αμφισβητείται ολοένα και περισσότερο λόγω της διαφαινόμενης αδυναμίας του να εγγυηθεί μια αειφόρο ανάπτυξη. Οι βασικότεροι πυλώνες στους οποίους εδράζεται η άποψη όσων απαιτούν άμεσο και ολοκληρωτικό μετασχηματισμό αυτού του προτύπου ενεργειακής παραγωγής, είναι η σημαντική ρύπανση που προκαλεί καθώς και οι αβεβαιότητες που περιέχει σχετικά με την ενεργειακή ασφάλεια των οικονομιών του πλανήτη.

Η αλόγιστη χρήση των ορυκτών καυσίμων οδηγεί, σύμφωνα με μελέτες, στην υπερθέρμανση του πλανήτη λόγω της έξαρσης του φαινομένου του θερμοκηπίου. Έντεκα από τις δώδεκα θερμότερες χρονιές που καταγράφηκαν ποτέ ήταν μεταξύ 1995 και 2006. Η υπερθέρμανση εκφράζεται με σημαντική αύξηση των επεισοδίων ξηρασίας, με ακραίους τυφώνες όπως ο Κατρίνα ή με καύσωνες όπως αυτός του 2003 που προκάλεσε τον θάνατο 38.000 ανθρώπων στην Ευρώπη. Ο κατάλογος των συνεπειών της υπερθέρμανσης είναι μακρύς: άνοδος της στάθμης της θάλασσας, εξαφάνιση ειδών χλωρίδας και πανίδας, αυξημένη ερημοποίηση και έλλειψη αποθεμάτων νερού σε συνδυασμό με την απειλή της τήξης των παγετώνων και ένα νέο κύκλο οδυνηρότερων καταστροφών.

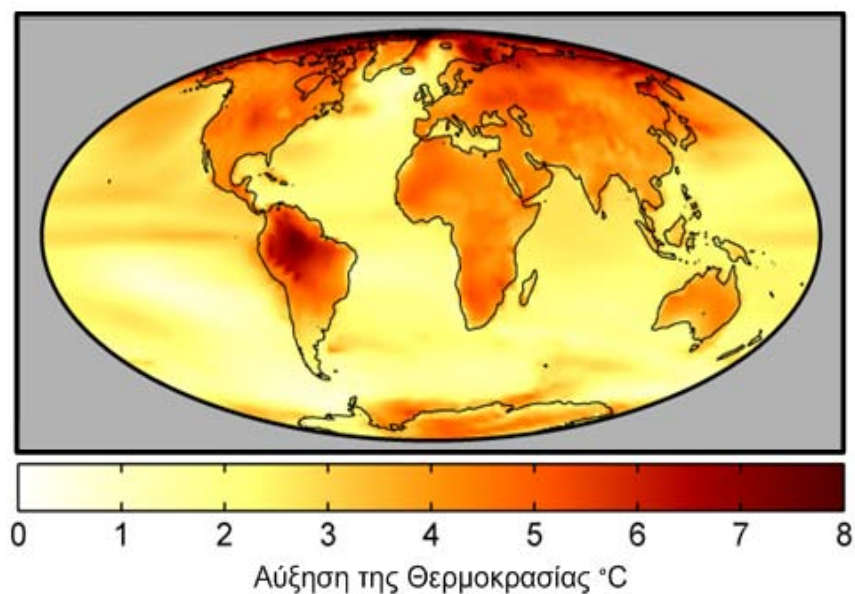
Οι επιπτώσεις της κλιματικής υπερθέρμανσης μελετήθηκαν αναλυτικά στην έκθεση Stern [The Stern Review, 2007], που συντάχθηκε κατά παραγγελία της βρετανικής κυβέρνησης, από την ομάδα διακυβερνητικών εμπειρογνομόνων για την εξέλιξη του κλίματος. Στην έκθεση αυτή διαπιστώνεται ότι η χρήση ορυκτών καυσίμων και η αποδάσωση αύξησαν την συγκέντρωση CO₂ στην ατμόσφαιρα από 280 ppm, στην αρχή της βιομηχανικής εποχής, σε 338 ppm σήμερα. Από το 1850, η θερμοκρασία κατά μέσο όρο αυξήθηκε κατά 0,8 βαθμούς Κελσίου. Ακόμη και αν κανείς σταματούσε εντελώς σήμερα την εκπομπή CO₂, η

θερμοκρασία θα συνέχιζε να αυξάνεται κατά 0,5°, γιατί η υπερθέρμανση των ωκεανών συντελείται με καθυστέρηση.

Η προβολή των τάσεων του παρελθόντος στα μελλοντικά έτη δείχνει ότι η συγκέντρωση CO₂ θα αυξάνονταν από 338 ppm σε 560 ppm στα τέλη του 21^{ου} αιώνα. Ο διπλασιασμός του CO₂, σε σχέση με την τιμή στην αρχή της βιομηχανικής επανάστασης, θεωρείται ακραίο όριο του αποδεκτού κινδύνου. Πέρα από το όριο αυτό, κάθε απορρύθμιση είναι πιθανή. Η πιθανότερη εξέλιξη όμως θα ήταν πολύ πιο ραγδαία από αυτή που προκύπτει από την απλή προέκταση των τάσεων. Η είσοδος της Κίνας και της Ινδίας στον βιομηχανικό κόσμο συνιστά βέβαιο ότι θα φτάσουμε το κρίσιμο όριο των 560 ppm το 2050 και όχι στα τέλη του 21^{ου} αιώνα. Ταυτόχρονα, ένα επιπλέον περίπλοκο πλήθος παραγόντων θα προστεθούν στις νέες εκπομπές CO₂. Το λιώσιμο των πάγων και η υπερθέρμανση των ωκεανών θα απελευθέρωνε επίσης σημαντικές ποσότητες μεθανίου και διοξειδίου του άνθρακα που είναι εγκλωβισμένα στις θάλασσες. Παράλληλα, η τήξη των παγετώνων μειώνει την αντανάκλαση του ήλιου και συμβάλλει άμεσα στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Τέλος, σύμφωνα με πρόσφατες μελέτες της Βρετανικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας, εάν συνεχιστούν οι σημερινές εκπομπές CO₂, ενδέχεται να οδηγήσουν σε αύξηση έως και 4 °C της παγκόσμιας θερμοκρασίας, έως το 2050, με απρόβλεπτες κοινωνικές και οικονομικές συνέπειες, που μπορεί να οδηγήσουν ακόμη και στην πολιτική αποσταθεροποίηση μεγάλων περιοχών. Συμπερασματικά, αν δεν αλλάξουμε τις συνήθειες μας έως το 2050 η ζήτηση για ενέργεια καθώς και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα θα έχουν διπλασιαστεί, ενώ η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια θα τριπλασιαστεί και τα 2/3 αυτής θα παράγονται από ορυκτά καύσιμα.

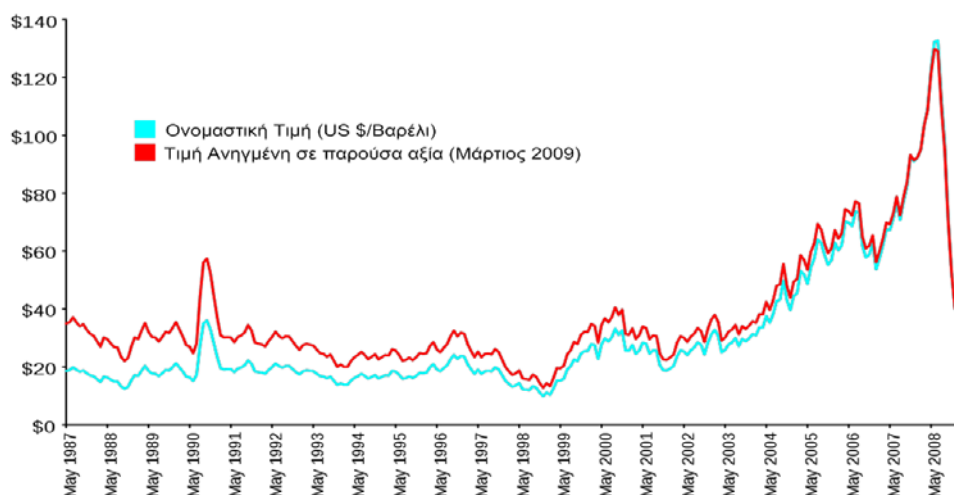


Σχήμα 1.1: Εξέλιξη της συγκέντρωσης CO₂ στην ατμόσφαιρα τα τελευταία 50 έτη.
[Πηγή: Global Warming Art Project]



Σχήμα 1.2: Γεωγραφική κατανομή της αύξησης της θερμοκρασίας της επιφάνειας της γης τον 21^ο αιώνα, υπό την παραδοχή σταθερών ρυθμών οικονομικής ανάπτυξης και εκπομπής CO₂. Η μέση παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας, στο σενάριο αυτό, αντιστοιχεί σε 4 °C.
[Πηγή: Global Warming Art Project]

Αναφορικά με την δεύτερη σημαντική παράμετρο, η οποία υπονομεύει την διατήρηση του ισχύοντος μοντέλου ενεργειακής παραγωγής ως έχει, σημειώνεται ότι η σημερινή παγκοσμιοποιημένη αγορά ενέργειας, χαρακτηρίζεται από έντονη μεταβλητότητα και αβεβαιότητα στις τιμές του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και υπόλοιπων ορυκτών καυσίμων. Τα χαρακτηριστικά αυτά οφείλονται κυρίως στον περιορισμένο αριθμό των κρατών που έχουν άμεση πρόσβαση σε αυτόν ορυκτό πλούτο, σε συνδυασμό με τα φαινόμενα πολιτικής αστάθειας που εμφανίζονται συχνά στις περιοχές των χωρών αυτών, όπως για παράδειγμα στην Μέση Ανατολή. Συνεπώς είναι επιτακτική η ανάγκη κατάλληλης διαχείρισης του ρίσκου με τεχνικές που θα εξασφαλίζουν την πρόοδο και την ευημερία των κοινωνιών, εγγυώμενες, στο μέτρο του δυνατού, την στρατηγική ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού.



Σχήμα 1.3: Εξέλιξη της τιμής του πετρελαίου την περίοδο 1987 – 2008
[Πηγή: Energy Information Administration and Bureau of Labor Statistics]

Την λύση σε αυτά τα μείζονος σημασίας προβλήματα μπορεί να δώσει η αυξημένη συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα. Όμως, ο περιορισμός των αρνητικών επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, η απαίτηση για ενεργειακή ασφάλεια, η επιδίωξη ανταγωνιστικών τιμών ενέργειας μακροπρόθεσμα, καθώς και η ανάγκη παροχής υψηλής ποιότητας ενεργειακών υπηρεσιών στους καταναλωτές, δεν επιτυγχάνονται με ημίμετρα. Απαιτούν πολιτικές τομές, μεγάλες μακροπρόθεσμες και βιώσιμες επενδύσεις, και πάνω απ' όλα αλλαγή κουλτούρας αναφορικά με τον τρόπο διαχείρισης της ενέργειας.

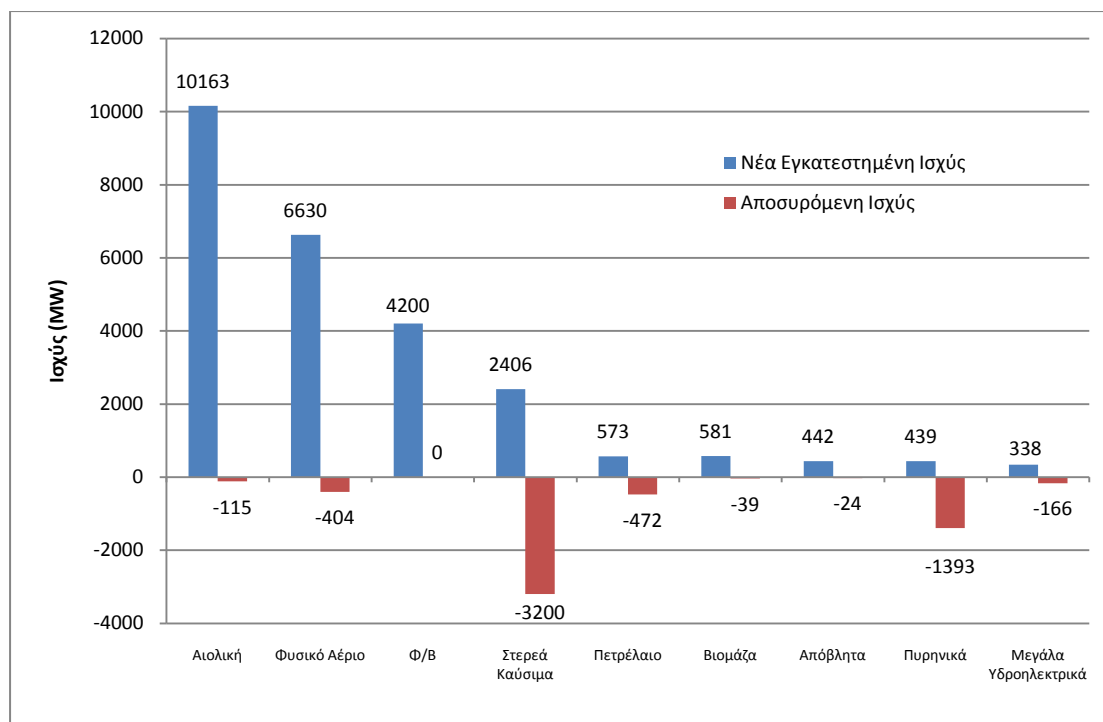
Οι ΑΠΕ, αν αποτελέσουν βασικό συστατικό ενός νέου ενεργειακού δόγματος, μπορούν να καλύψουν σημαντικό μέρος της ενεργειακής ζήτησης των αναπτυσσόμενων χωρών σε σύντομο σχετικά χρονικό διάστημα, με ταυτόχρονη μείωση των εκπομπών CO₂. **Το πρόβλημα δεν είναι 'τεχνικό'. Το ουσιαστικό ζήτημα είναι η υιοθέτηση του στρατηγικού στόχου, η διαμόρφωση αποτελεσματικών πολιτικών και η διάθεση των αναγκαίων πόρων.** Η διαμόρφωση ενός μακροπρόθεσμου σχεδίου δράσης, με γνώμονα την βιωσιμότητα, είναι επιτακτική τόσο σε παγκόσμια όσο και εγχώρια κλίμακα, ώστε να αντιμετωπιστούν έγκαιρα και αποτελεσματικά οι περιβαλλοντικές και οικονομικές προκλήσεις. Ιδιαίτερα σε εθνικό επίπεδο, οι παρεμβάσεις και οι αλλαγές στο ενεργειακό μοντέλο φαντάζουν επιβεβλημένες στην προσπάθεια να επιτευχθεί η έξοδος της χώρας από την σημερινή οικονομική κρίση, μέσω σημαντικών επενδύσεων στον τομέα της ενέργειας τα επόμενα χρόνια [Α. Ζερβός, 2010].

Παράλληλα η προώθηση των ΑΠΕ συνάδει και με την εκπλήρωση των δεσμεύσεων που έχει αναλάβει η χώρα μας, ως κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ). Με την οδηγία του Απριλίου 2009, για πρώτη φορά, η Ευρωπαϊκή Ένωση θεσπίζει δεσμευτικό στόχο για τις ΑΠΕ. Σύμφωνα με την οδηγία αυτή, η Ελλάδα πρέπει να πετύχει έως το τέλος του 2020, το 18% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ. Πρόσφατα, η ελληνική πολιτεία προχώρησε σε αύξηση της συμβατικής δέσμευσης της χώρας κατά 2%. Είναι σαφές, ότι η επίτευξη του στόχου αυτού βασίζεται κυρίως στις αλλαγές που θα γίνουν στον κλάδο της ηλεκτροπαραγωγής, μεταφράζοντας το ποσοστό του 20% της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας, σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.

Τα αποτελέσματα της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης, στον τομέα των ΑΠΕ, ακόμη και με τις παλαιότερες μη δεσμευτικές οδηγίες, είναι ήδη ορατά. Χαρακτηριστικό στοιχείο είναι ότι με βάση τα στοιχεία της τελευταίας δεκαετίας, η νέα εγκατεστημένη ισχύς στην ΕΕ είχε την ακόλουθη κατανομή:

- Φυσικό Αέριο 50%
- ΑΠΕ 38%
- Υπόλοιπες Συμβατικές Πηγές 12%

Όμως, το πλέον εντυπωσιακό στοιχείο είναι ότι κατά το έτος 2009 το μεγαλύτερο ποσοστό νέας εγκατεστημένης ισχύος προήλθε από ΑΠΕ, ενώ ταυτόχρονα μειώθηκε σημαντικά η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Η αιολική ενέργεια απολαμβάνει, για δεύτερο συνεχόμενο έτος, το μεγαλύτερο ποσοστό νέας εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, συμβατικές ή μη.



Σχήμα 1. 4: Νέα και αποσυρόμενη εγκατεστημένη ισχύς στην ΕΕ για το έτος 2009. Σύνολο νέας εγκατεστημένης ισχύος 25.963 MW. [Πηγή: EWEA, 2009]

Οι νέες ενεργειακές επενδύσεις, στην χώρα μας αλλά και ευρύτερα, θα πρέπει να κινούνται σε τρεις βασικούς άξονες:

- Την ασφάλεια εφοδιασμού
- Την προστασία του περιβάλλοντος και την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής
- Την οικονομική αποδοτικότητα με κατάλληλο επιμερισμό κινδύνων

Ιδιαίτερα για την Ελλάδα, η ασφάλεια του εφοδιασμού προϋποθέτει την βέλτιστη αξιοποίηση των εθνικών ενεργειακών πόρων, δηλαδή του λιγνίτη, των νερών και των ΑΠΕ. Η τεχνολογία ΑΠΕ που αναμένεται να συμβάλει με το μεγαλύτερο ποσοστό στο μελλοντικό ενεργειακό μίγμα της χώρας είναι η αιολική ενέργεια, με την ταυτόχρονη βέβαια συμβολή και άλλων μορφών ΑΠΕ, όπως τα φωτοβολταϊκά, η βιομάζα κ.α.

Η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, μπορεί να αποδώσει πολλαπλά οφέλη, καθώς πρόκειται για τεχνολογίες με ουσιαστικά ανεξάντλητους πόρους (αέρας, ήλιος κλπ). Παράλληλα, προσφέρουν γνωστό και προβλέψιμο κόστος παραγωγής ενέργειας, το οποίο μπορεί να υπολογιστεί με μεγάλη ακρίβεια για τα επόμενα 20-25 χρόνια, όσος είναι και ο κύκλος ζωής επενδύσεων, περιορίζοντας τις αρνητικές επιπτώσεις από τις διακυμάνσεις του κόστους καυσίμων. Το κόστος όλων των τεχνολογιών ΑΠΕ μειώνεται σημαντικά σε αναλογία με την εκτεταμένη χρήση τους και την μαζική παραγωγή τους, ακολουθώντας τυπικό μοντέλο οικονομίας κλίμακας.

Παράλληλα, πρέπει να επισημανθούν η σημαντική συμβολή των ΑΠΕ στην δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, μέσω εισροής μεγάλων κεφαλαίων για την υλοποίηση επενδύσεων, και η

μεσοπρόθεσμη μείωση των τιμών της ενέργειας που προκαλούν προς όφελος των καταναλωτών, εκτοπίζοντας ποσοστό των ακριβών, με οικονομικούς και περιβαλλοντικούς όρους¹, συμβατικών μονάδων.

Η ενσωμάτωση του περιβαλλοντικού κόστους στην διαδικασία λήψης των αποφάσεων στον τομέα της ενέργειας, οδηγεί στην αναθεώρηση της μέχρι πρότινος επικρατούσας άποψης, που κατέτασσε τις τεχνολογίες ΑΠΕ ως τις πλέον ακριβές. Στο νέο σύστημα αξιών που διαμορφώνεται, οι περισσότερες από τις τεχνολογίες αυτές εμφανίζονται ήδη ανταγωνιστικές και ώριμες να αναλάβουν ένα σημαντικό μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής, συμπιέζοντας ταυτόχρονα την συμμετοχή του φυσικού αερίου και των στερεών καυσίμων, οδηγώντας τελικά την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα δομικό μετασχηματισμό.

Η επιταχυνόμενη διείσδυση των ΑΠΕ, και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που τις συνοδεύουν, απαιτούν την άμεση αναθεώρηση των κανόνων λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος και ανάπτυξη νέων τεχνικών υποδομών, οι οποίες θα εξασφαλίσουν την αξιόπιστη και απρόσκοπτη εξυπηρέτηση των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτελεσματική διαχείριση του κόστους.

Η εγγενής στοχαστικότητα των ΑΠΕ, επιβάλλει τον σχεδιασμό και την ανάπτυξη επικουρικών υπηρεσιών για την εξισορρόπηση του ηλεκτρικού συστήματος, όπως τα έργα αντλησιοταμίευσης, καθώς και επενδύσεις σε έργα υποδομής του δικτύου μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Ταυτόχρονα, η αυτοματοποιημένη διαχείριση των δικτύων και των μετρήσεων θα συμβάλλει στην βελτιστοποίηση της λειτουργίας τους και στην διαμόρφωση καλύτερης τιμολογιακής πολιτικής προς όφελος των καταναλωτών [Α. Ζερβός, 2010].

Τέλος, σημαντικός παράγοντας για την επίτευξη της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας είναι και η διασύνδεση των νησιών, ώστε να περιοριστεί ή να ακόμη και να εξαλειφθεί η χρήση των τοπικών συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, με ταυτόχρονη αξιοποίηση, στο μέγιστο βαθμό, του πλούσιου δυναμικού (αιολικό, ηλιακό) που εμφανίζεται στις περιοχές αυτές [Γ. Μπεργελές, 2005].

Το 2005, ο καθηγητής γεωγραφίας και φυσιολογίας του πανεπιστημίου της Καλιφόρνια, Jared Diamond, στο βιβλίο του με τίτλο *Κατάρρευση*, ανέλυσε τον τρόπο με τον οποίο διάφοροι πολιτισμοί υπέκυψαν στις οικολογικές καταστροφές που είχαν προκαλέσει. Σύμφωνα με την μελέτη αυτή, οι καταστροφές είναι αποτέλεσμα τεσσάρων ειδών σφαλμάτων: της αδυναμίας πρόβλεψης των προβλημάτων που προκαλούνται, του ορθού εντοπισμού τους όταν εκδηλώνονται, της έκφρασης βούλησης να λυθούν όταν εντοπίζονται, και της επιτυχούς επίλυσης τους, όταν έχει εκφραστεί η βούληση να συμβεί αυτό. Έχουμε ήδη περάσει στην τρίτη φάση. Τα προβλήματα δεν προβλέφθηκαν, έχουν όμως πια εντοπιστεί. Απομένει να εκφραστεί η συλλογική βούληση να τα αντιμετωπίσουμε, και να ελπίζουμε ότι αυτή η βούληση να οδηγεί στα μέσα επίλυσης τους.

¹ Από το 2013 καταργείται η δωρεάν διανομή ρύπων στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η ΔΕΗ θα καλείται να καταβάλει περίπου 1,4 δις €/έτος για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων που εκπέμπονται από την λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Κεφάλαιο 2

**Ο ρόλος της αιολικής ενέργειας στην
σύγχρονη διεθνή ενεργειακή σκηνή**

Κεφάλαιο 2. Ο ρόλος της αιολικής ενέργειας στην σύγχρονη διεθνή ενεργειακή σκηνή

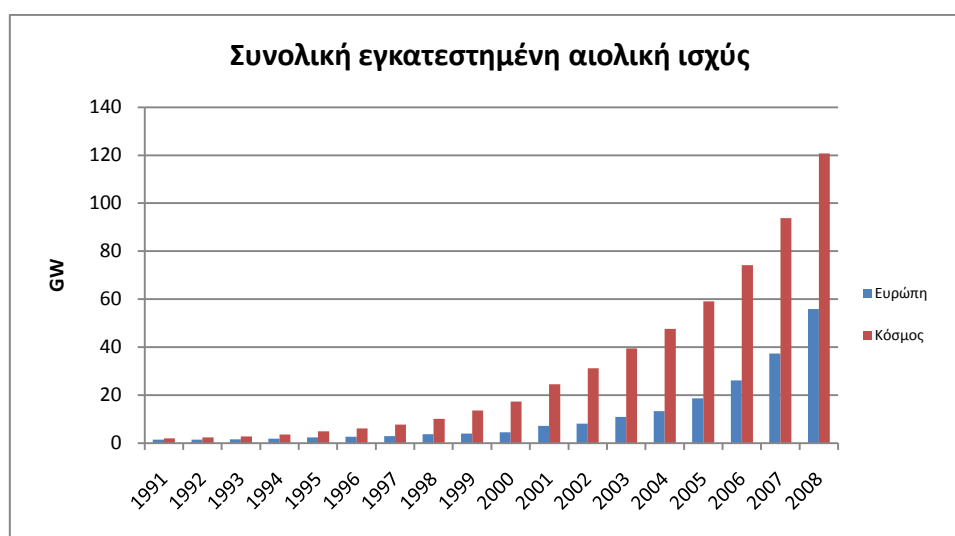
2.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό αρχικά παρατίθενται ορισμένα στοιχεία τα οποία δείχνουν την πορεία ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας σε ευρωπαϊκό και παγκόσμιο επίπεδο. Στην συνέχεια γίνεται αναφορά σε ορισμένα από τα σημαντικά οφέλη που μπορεί να αποδώσει η τεχνολογία αυτή σε πολλούς τομείς της κοινωνίας και της οικονομίας. Τέλος, παρουσιάζονται και σχολιάζονται ορισμένα σενάρια μελλοντικής ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη.

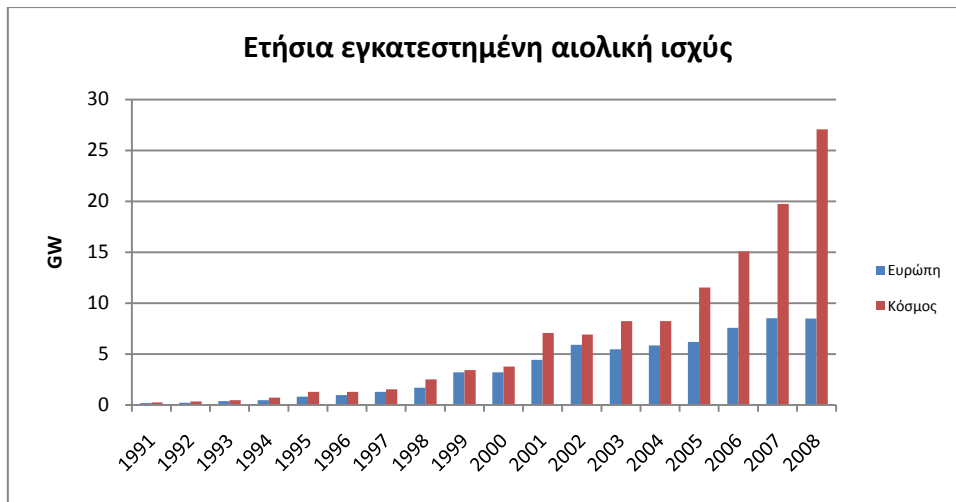
2.2 Αιολική ενέργεια στην Ευρώπη και τον κόσμο

Η ιστορία της αιολικής ενέργειας ξεκινά στην Δανία την δεκαετία του 1970, όταν η πετρελαϊκή κρίση της περιόδου εκείνης καθιστά αναγκαία την διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος της χώρας και την στροφή σε τεχνολογίες που βασίζονται σε εγχώριους ενεργειακούς πόρους. Στις αρχές τις δεκαετίας του 1990, η κλίμακα των ανεμογεννητριών μεγέθους 300 με 500 KW άρχισε να εισάγεται με επιτυχία και σε άλλες χώρες, σηματοδοτώντας παράλληλα την έκρηξη της αιολικής ενέργειας σε όλη την Ευρώπη. Πέρα από την Δανία, η οποία συνεχίζει να διατηρεί κυρίαρχη θέση στον τομέα αυτό, σημαντική επιτυχία καταγράφουν η Γερμανία, η Ισπανία και η Πορτογαλία [Α. Ζερβός, 2009] .

Η πορεία ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας τα τελευταία χρόνια υπήρξε ραγδαία. Όπως φαίνεται και στα επόμενα διαγράμματα, μέχρι το τέλος του 2008 λειτουργούσαν σε παγκόσμιο επίπεδο 121 GW αιολικής ενέργειας, εκ των οποίων τα 65 GW στην Ευρώπη. Επίσης από το 2001, παρατηρείται μια σταθερή ανοδική πορεία της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, με πολύ υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης στην Ευρώπη και στον υπόλοιπο κόσμο. Χαρακτηριστικό είναι ότι κατά τα έτη 2007 και 2008, η νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε ευρωπαϊκό έδαφος ξεπέρασε τα 8500 MW, ενώ στις υπόλοιπες χώρες η αύξηση αυτή έφτασε τα 11,2 GW το 2007 και 18,5 GW το 2008.



Σχήμα 2.1: Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (1991-2008) [Πηγή: EWEA, 2009]



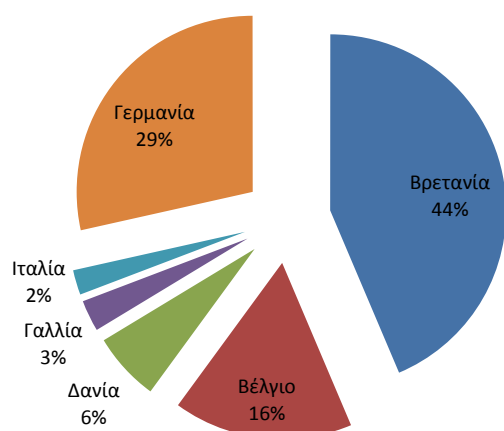
Σχήμα 2.2: Ετήσια εγκατεστημένη αιολική ισχύς (1991-2008) [Πηγή: EWEA, 2009]

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται σημαντικό ενδιαφέρον και για τις υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις, που αναμένεται να διαδραματίσουν την επόμενη περίοδο σημαντικό ρόλο στην ευρωπαϊκή και παγκόσμια αγορά. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύ των υπεράκτιων αιολικών στο τέλος του 2009 ανέρχονταν σε 2,3 GW, ενώ ρυθμός ανάπτυξης κατά το έτος αυτό έφτασε το 56%, με την ετήσια εγκατεστημένη ισχύ να αυξάνεται από 374 MW, το 2008, σε 582 MW το 2009. Η Δανία και η Βρετανία αποτελούν τις κυρίαρχες δυνάμεις στον κλάδο αυτό, καταλαμβάνοντας αντίστοιχα το 30% και 44% της ευρωπαϊκής αγοράς. Οι προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής Αιολικής Ενέργειας για το 2010, κάνουν λόγο για 1000 MW νέων εγκαταστάσεων, τα οποία μεταφράζονται σε ρυθμό ανάπτυξης 71% σε σχέση με το 2009. Οι χώρες οι οποίες αναμένεται να αναλάβουν το μεγαλύτερο μέρος των νέων εγκαταστάσεων για το 2010 είναι η Γερμανία, η Βρετανία και το Βέλγιο. Σε επίπεδο μεσοπρόθεσμου σχεδιασμού για υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις, πέρα από την Γερμανία που καταλαμβάνει το 52% (8589 MW), σημαντική συνεισφορά θα έχει η Βρετανία και η Ολλανδία με ποσοστό 13%, ενώ εισέρχονται δυναμικά στην αγορά αυτή και χώρες όπως η Εσθονία, η Σουηδία και η Φιλανδία. Στην Ελλάδα η αγορά των υπεράκτιων αιολικών πάρκων προς το παρόν εμφανίζεται περιορισμένη, αφού δεν υπάρχουν εγκαταστάσεις τέτοιου τύπου, όμως αναμένεται σημαντική ανάπτυξη τα επόμενα χρόνια στις θαλάσσιες περιοχές όπου εμφανίζεται πλούσιο αιολικό δυναμικό [EWEA, 2009].



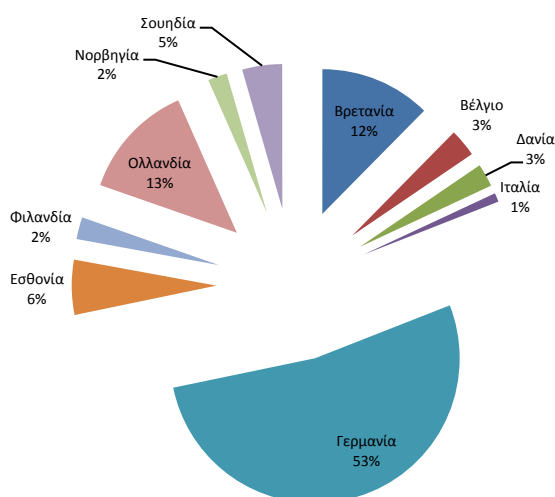
Σχήμα 2.3: Ετήσια εγκατεστημένη αιολική ισχύς υπεράκτιων αιολικών πάρκων (1991-2008). [Πηγή: EWEA, 2009]

Υπό κατασκευή



Χώρα	(MW)
Βρετανία	1.591
Βέλγιο	600
Δανία	229
Γαλλία	105
Ιταλία	83
Γερμανία	1.040
Σύνολο	3.648

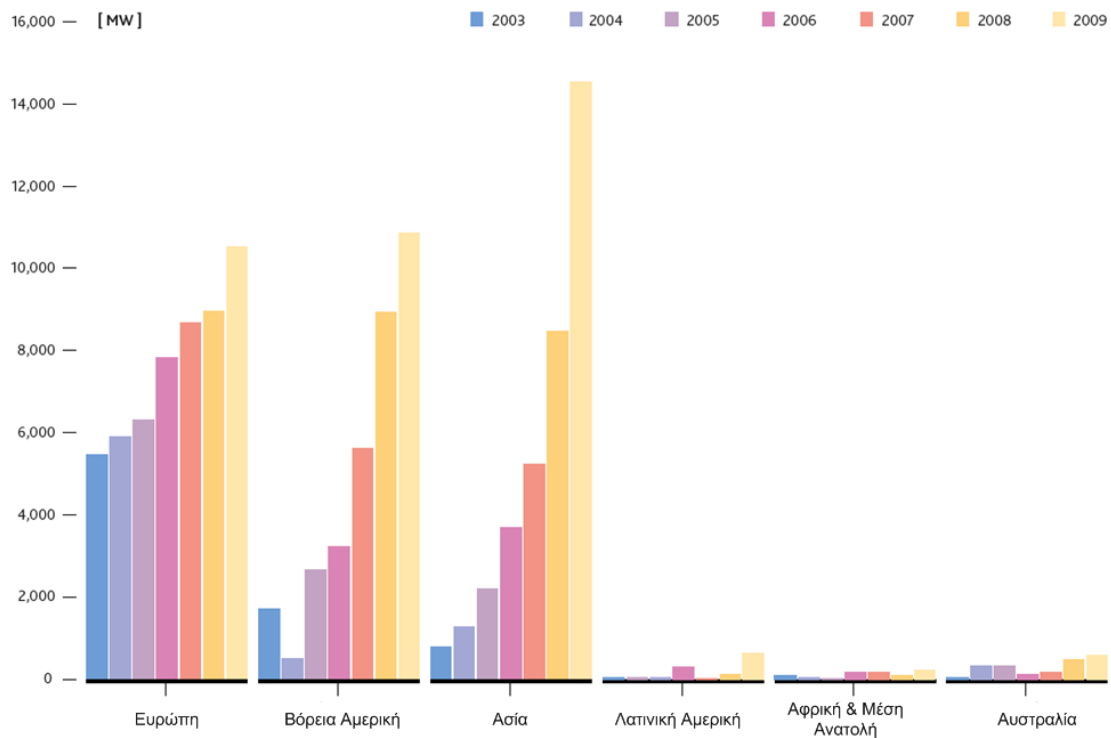
Υπο αδειοδότηση



Χώρα	(MW)
Βρετανία	2018
Βέλγιο	504
Δανία	418
Ιταλία	162
Γερμανία	8.589
Εσθονία	1.000
Φιλανδία	400
Ολλανδία	2.123
Νορβηγία	350
Σουηδία	730
Σύνολο	16.294

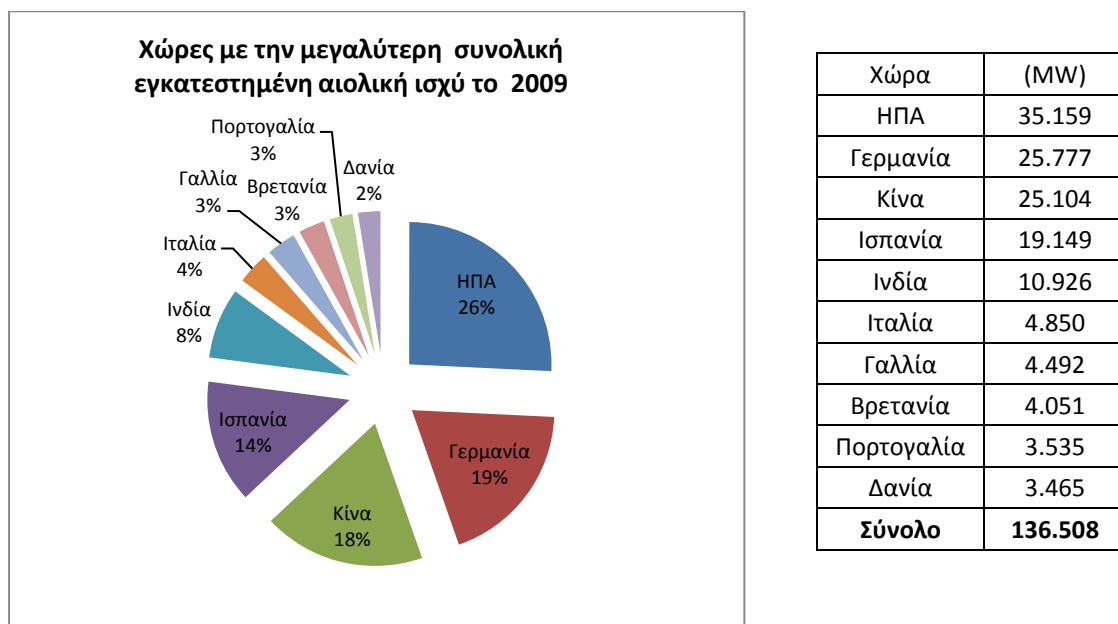
Σχήμα 2.4: Μερίδια ανά χώρα υπεράκτιας αιολικής ισχύος υπό κατασκευή/υπό αδειοδότηση. [Πηγή: EWEA, 2009]

Όμως, οι ισχυροί ρυθμοί ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας δεν περιορίζονται μόνο στην περιοχή της Ευρώπης. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται σημαντική αύξηση της ετήσιας αιολικής ισχύος που εγκαθίσταται στην Βόρεια Αμερική και την Ασία, ενώ οι χώρες της Λατινικής Αμερικής, της Αφρικής και η Αυστραλία προς το παρόν εμφανίζουν μικρά ποσοστά διείσδυσης της αιολικής ενέργειας. Ιδιαίτερα σημαντικό στοιχείο είναι ότι κατά το 2009, οι νέες αιολικές εγκαταστάσεις στην Ασία ξεπέρασαν τα 14,5 GW, ξεπερνώντας σημαντικά την Ευρώπη και την Βόρεια Αμερική, όπου το ύψος των νέων αιολικών εγκαταστάσεων έφτασε τα 10,5 GW και 10,8 GW αντίστοιχα. Επισημαίνεται ότι η σημαντική άνοδος της αιολικής ενέργειας στην Ασία, οφείλεται κυρίως στις εγκαταστάσεις της Κίνας, η οποία κατά το 2009 υπερδιπλασίασε την συνολική αιολική ισχύ της, αναπτύσσοντας 13 GW νέων αιολικών.

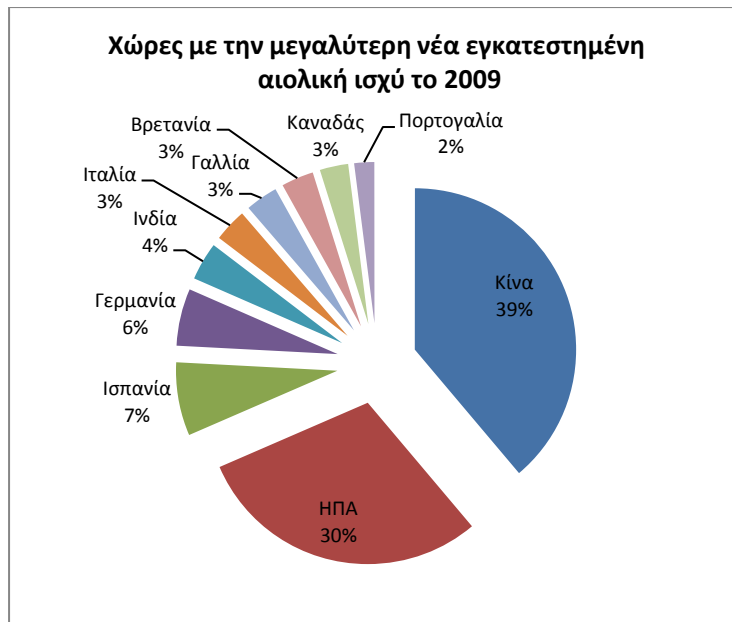


Σχήμα 2.5: Ετήσια εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά τον κόσμο (2003-2009) [Πηγή: GWEC, 2009]

Τέλος, στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζονται οι δέκα χώρες με την μεγαλύτερη νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύ το 2009 και την μεγαλύτερη συνολική εγκατεστημένη ισχύ μέχρι το ίδιο έτος. Επιβεβαιώνεται η δυναμική της αιολικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο, αφού παρότι οι χώρες της Ευρώπης καταλαμβάνουν αθροιστικά το μεγαλύτερο ποσοστό εγκατεστημένης αιολικής ενέργειας, αναδεικνύονται ταυτόχρονα οι αγορές των ΗΠΑ και της Κίνας, οι οποίες συγκεντρώνουν και τα μεγαλύτερα ποσοστά νέας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος για το 2009 [GWEC, 2009].



Σχήμα 2.6: Οι δέκα χώρες με την μεγαλύτερη συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ κατά το έτος 2009 [Πηγή: GWEC, 2009]



Χώρα	(MW)
Κίνα	13.000
ΗΠΑ	9.922
Ισπανία	2.459
Γερμανία	1.917
Ινδία	1.271
Ιταλία	1.114
Γαλλία	1.088
Βρετανία	1.077
Καναδάς	950
Πορτογαλία	673
Σύνολο	33.471

Σχήμα 2.7: Οι δέκα χώρες με την μεγαλύτερη νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύ κατά το έτος 2009 [Πηγή: GWEC, 2009]

2.3 Οφέλη και πλεονεκτήματα από την χρήση της αιολικής ενέργειας σε τοπικό και παγκόσμιο επίπεδο

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται οι θετικές επιπτώσεις που μπορεί να επιφέρει η χρήση της αιολικής ενέργειας σε ορισμένους σημαντικούς τομείς της κοινωνίας και της οικονομίας.

2.3.1 Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ανάπτυξη υποδομών

Μέχρι πρόσφατα οι αγορές της ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε εθνικό όσο και σε ευρωπαϊκό επίπεδο, ελέγχονταν από έναν περιορισμένο αριθμό εταιριών. Το γεγονός αυτό καθιστούσε εξαιρετικά δύσκολη την είσοδο νέων επιχειρήσεων στην αγορά αυτή και την ενίσχυση του ανταγωνισμού προς όφελος των τελικών καταναλωτών.

Το 2009 υιοθετήθηκε σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης, μία νέα νομοθεσία, το 3^ο Πακέτο Απελευθέρωσης της Ενεργειακής Αγοράς, η οποία στοχεύει στην δημιουργία κανόνων και προδιαγραφών που θα επιτρέψουν την συμμετοχή περισσότερων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά. Σύμφωνα με τον κανονισμό αυτό, απαιτείται ο πλήρης διαχωρισμός των δραστηριοτήτων της παραγωγής και της μεταφοράς-διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό την τόνωση του ανταγωνισμού και την δημιουργία κινήτρων για την βελτίωση των δικτύων και την ανάπτυξη διασυνδέσεων μεταξύ γειτονικών χωρών, ώστε να επιτευχθεί μελλοντικά μια ολοκληρωμένη πανευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

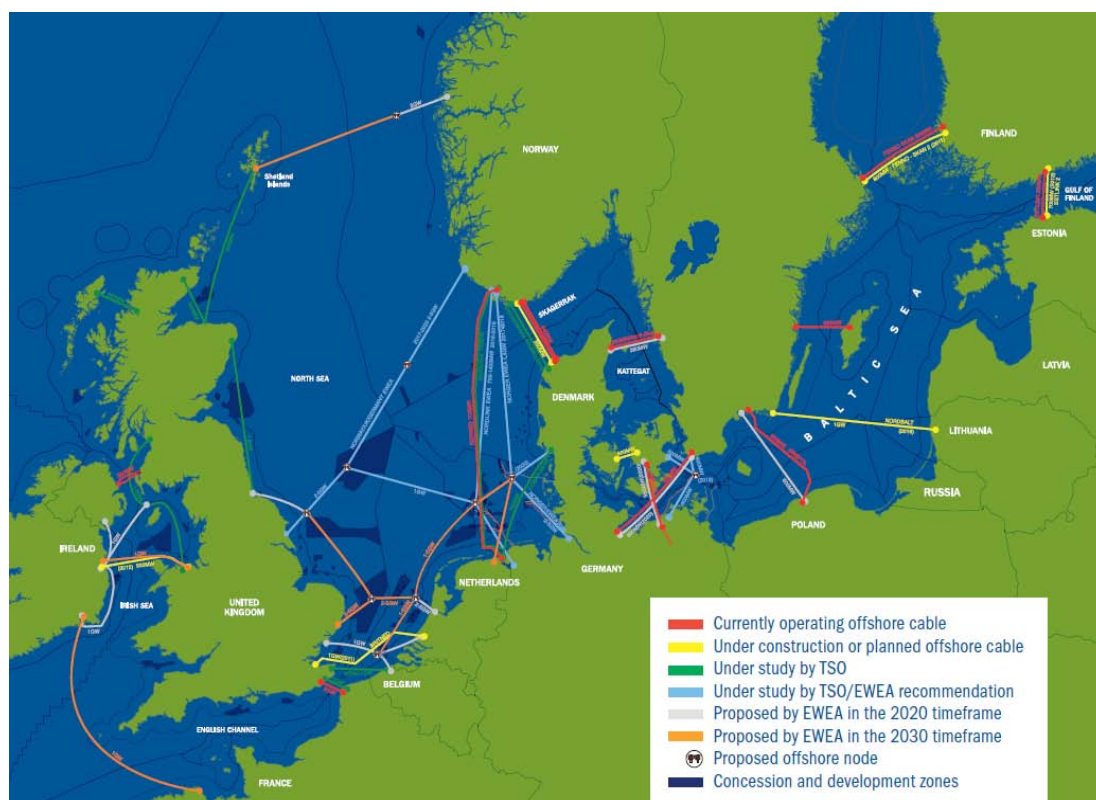
Η αποτελεσματική λειτουργία μια ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί ορισμένες σημαντικές αλλαγές σε σχέση με την υπάρχουσα δομή. Η Ευρώπη χρειάζεται ένα ηλεκτρικό σύστημα το οποίο θα χαρακτηρίζεται από ευελιξία και αξιοπιστία, γεγονός που επιβάλλει τον μετασχηματισμό του σημερινού συγκεντρωτικού μοντέλου, που βασίζεται σε συμβατικές μονάδες υψηλής εγκατεστημένης ισχύος, σε ένα πιο αποκεντρωμένο μοντέλο παραγωγής που θα διευκολύνει την διείσδυση της αιολικής ενέργειας και των υπολοίπων τεχνολογιών ΑΠΕ. Επίσης, η επιτυχία του εγχειρήματος αυτού εξαρτάται και από την ανάπτυξη νέων τεχνικών διαχείρισης του δικτύου (smart grid,

demand-side management) καθώς και τεχνολογιών αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας από ΑΠΕ.

Η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας συμβάλλει ταυτόχρονα στην βελτίωση των υποδομών των δικτύων και στην διεύρυνση των διασυνδέσεων των χωρών της Ευρώπης.

Σε εθνικό επίπεδο, συχνά ο σχεδιασμός επενδύσεων αιολικής ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά συνοδεύεται και από μελέτη ανάπτυξης διασύνδεσης με την ηπειρωτική χώρα, που θα εξυπηρετεί την μεταφορά της παραγόμενης αιολικής ενέργειας στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης, ενώ τις ώρες περιορισμένης παραγωγής από τα αιολικά θα επιτρέπει την τροφοδοσία των νησιών από τις μονάδες του ΕΔΣ², εξαλείφοντας ουσιαστικά την ανάγκη λειτουργίας των ρυπογόνων τοπικών συμβατικών σταθμών.

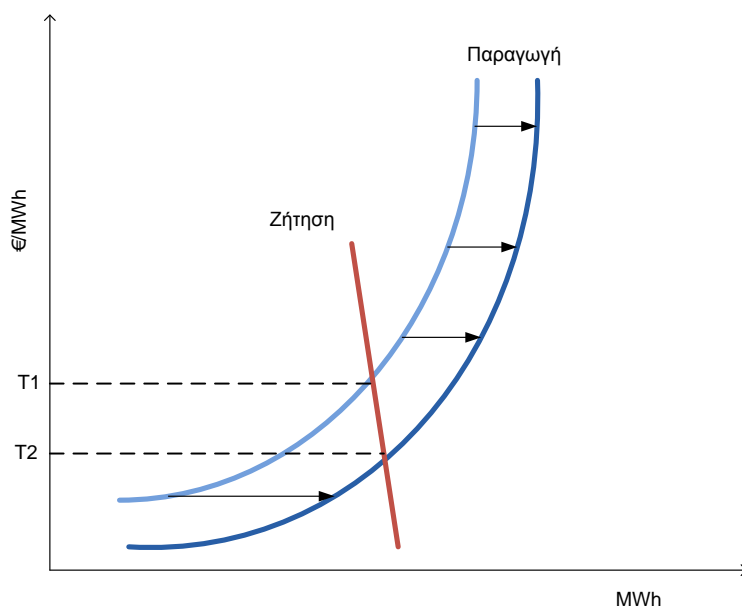
Αντίστοιχα, σε ευρύτερο επίπεδο η ανάπτυξη των αιολικών εγκαταστάσεων προωθεί την δημιουργία ενός κοινού ευρωπαϊκού ηλεκτρικού δικτύου, το οποίο θα επιτρέπει την μεταφορά ενέργειας μεταξύ των χωρών, μειώνοντας σημαντικά τους κινδύνους που σχετίζονται με την στοχαστικότητα της παραγωγής των ΑΠΕ, ενισχύοντας παράλληλα και την ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η σχεδιαζόμενη ανάπτυξη των δικτύων, μέχρι το 2020, στην περιοχή της βόρειας Ευρώπης όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.8.



Σχήμα 2. 8: Σχέδιο ανάπτυξης ηλεκτρικών διασυνδέσεων στην βόρεια Ευρώπη μέχρι το 2020 [Πηγή: EWEA, 2009]

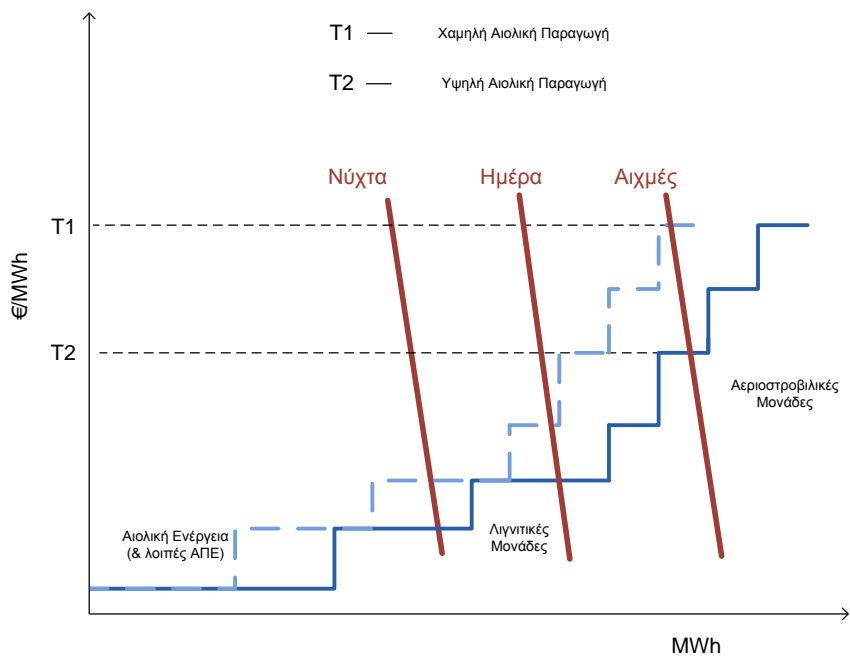
² Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Ταυτόχρονα, η υψηλή συμμετοχή της αιολικής ενέργειας στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλει στην μείωση της οριακής τιμής του συστήματος, με προφανή οφέλη για τους καταναλωτές. Σε μία απελευθερωμένη αγορά ενέργειας, η τιμή της KWh προκύπτει από την ισορροπία της προσφοράς και της ζήτησης, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.9. Παρατηρείται ότι η καμπύλη της ζήτησης έχει πολύ μεγάλη κλίση, καθώς η ενέργεια αποτελεί ανελαστικό αγαθό, δηλαδή το μέγεθος της ζήτησης δεν επηρεάζεται σημαντικά από την μεταβολή της τιμής. Επομένως, αλλαγή στην τιμή της ενέργειας μπορεί να προκύψει ουσιαστικά μόνο με μετατόπιση της καμπύλης παραγωγής δεξιότερα.

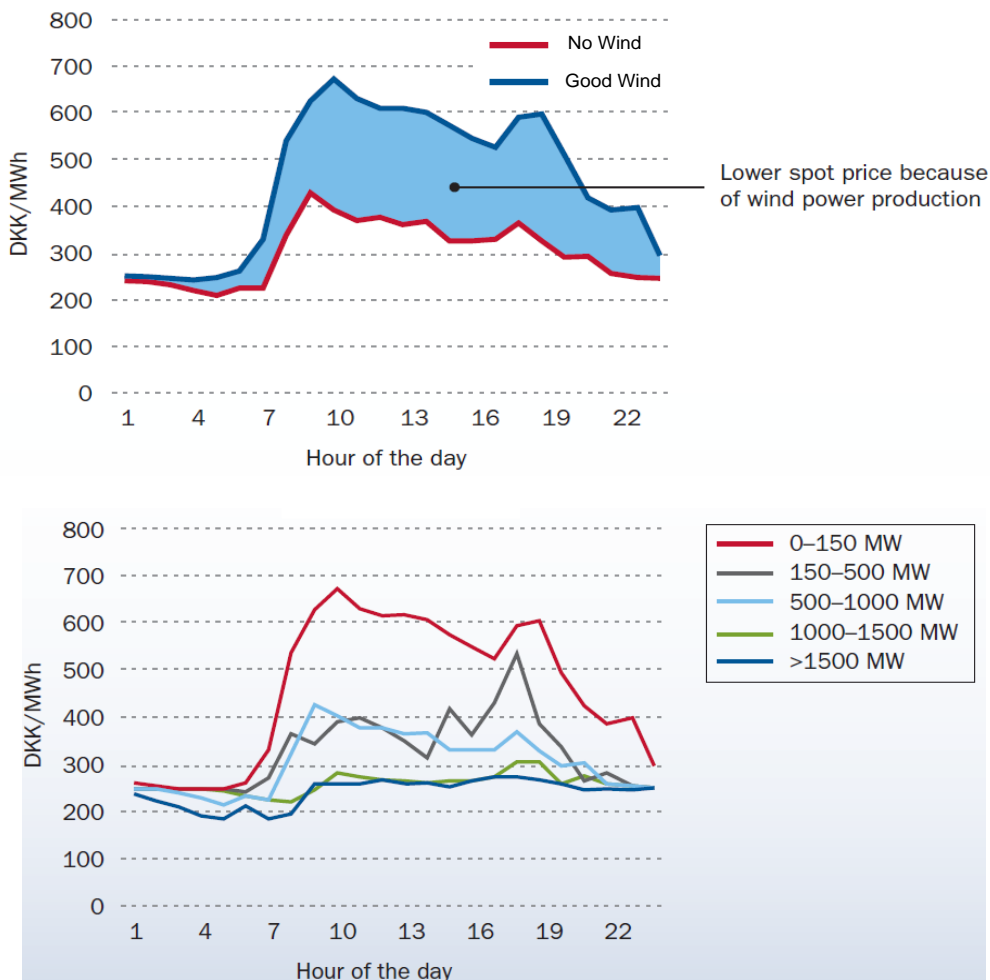


Σχήμα 2.9: Τυπική μορφή καμπυλών ζήτησης και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
[Πηγή: EWEA, 2009]

Η μετατόπιση της καμπύλης παραγωγής προς τα δεξιά συντελείται με την είσοδο στην αγορά ενέργειας, τεχνολογιών με χαμηλό οριακό κόστος παραγωγής. Η αιολική ενέργεια, λόγω απουσίας του κόστους καυσίμου και του κόστους αγοράς δικαιωμάτων ρύπων, εισάγεται στη βάση της καμπύλης παραγωγής, ενώ ακολουθούν με αύξουσα σειρά κόστους οι λιγνιτικές και οι αεριοστροβιλικές μονάδες. Επομένως προκύπτει μετατόπιση της καμπύλης παραγωγής και μείωση της οριακής τιμής του συστήματος ($T1 > T2$), το μέγεθος της οποίας εξαρτάται και από το ύψος της ζήτησης που προκύπτει για διαφορετικές περιόδους της ημέρας. Η μείωση της οριακής τιμής του συστήματος είναι εντονότερη κατά τις περιόδους αιχμών, αφού η αιολική ενέργεια μειώνει το ποσοστό συμμετοχής των αεριοστροβιλικών μονάδων, οι οποίες παρουσιάζουν το υψηλότερο κόστος λειτουργίας. Το φαινόμενο αυτό περιγράφεται και γραφικά στο Σχήμα 2.10, ενώ στο Σχήμα 2.11 παρουσιάζονται καμπύλες της οριακής τιμής του συστήματος, με βάση πραγματικά στοιχεία για τον Δεκέμβριο του 2005 από το ηλεκτρικό σύστημα της Δανίας, όπου είναι εμφανής η μείωση της τιμής της ενέργειας σε συνάρτηση με την αυξημένη παραγωγή των αιολικών. Επισημαίνεται, ότι η πτώση της τιμής της ενέργειας είναι μεγαλύτερη κατά την διάρκεια της ημέρας, όπου παρουσιάζεται και η υψηλότερη φόρτιση του συστήματος, ενώ είναι μειωμένη κατά τις νυχτερινές ώρες, λόγω του περιορισμού των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων βάσης.



Σχήμα 2.10: Η επίδραση της αιολικής ενέργειας στη οριακή τιμή του συστήματος [Πηγή: EWEA, 2009]

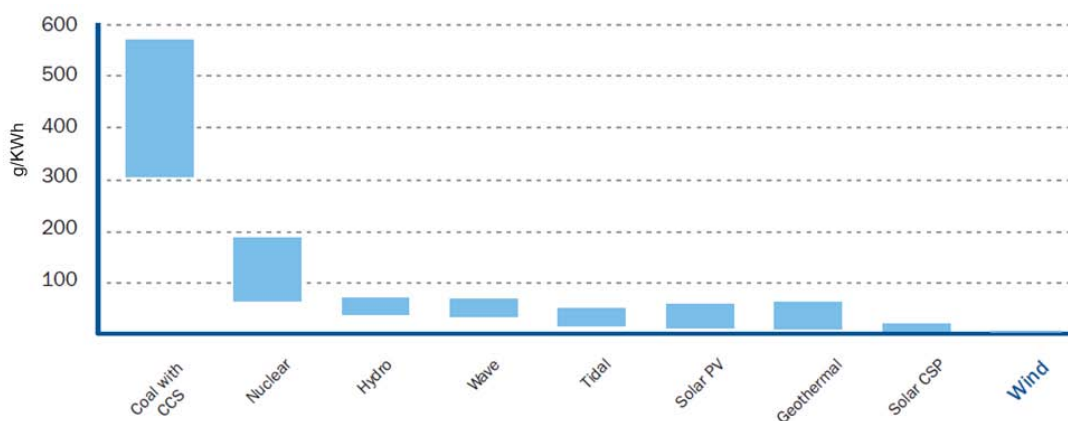


Σχήμα 2.11: Η επίδραση της αιολικής ενέργειας στην οριακή τιμή του συστήματος της Δανίας κατά τον Δεκέμβριο του 2005 (πραγματικά στοιχεία) [Πηγή: EWEA, 2009]

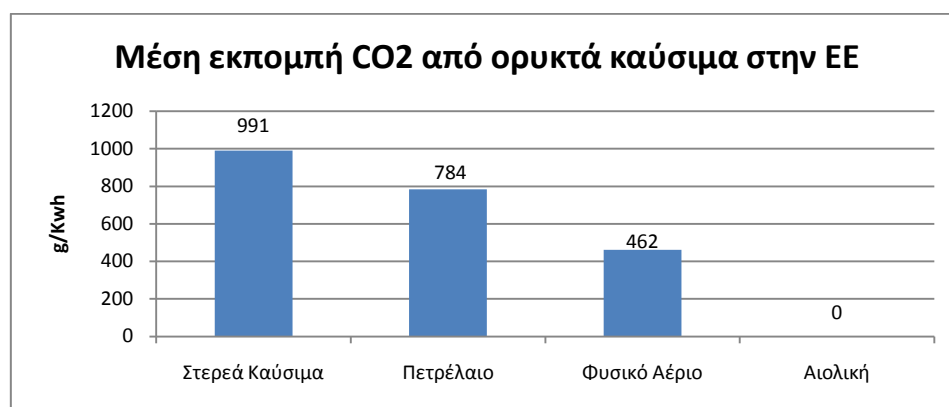
2.3.2 Προστασία του περιβάλλοντος και αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής

Η συμβολή της αιολικής ενέργειας στην προστασία του περιβάλλοντος και στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής είναι ιδιαίτερα σημαντική, καθώς αποτρέπει την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου και άλλων ρυπαντών, που θα παράγονταν εάν για το ίδιο ποσό ενέργειας χρησιμοποιούνταν συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας. Μόνο κατά το έτος 2009, η αιολική παραγωγή σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), είχε ως αποτέλεσμα την αποφυγή εκπομπής 106 εκατ. τόνων CO₂, τιμή που αντιστοιχεί στην απόσυρση του 25% - 53 εκατομμύριων- των αυτοκινήτων από τον δρόμο. Επίσης, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της EWEA³, το 2020 η αιολική ενέργεια θα επιφέρει μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 333 εκατ. τόνους, συμβάλλοντας σε ποσοστό 29% στον στόχο της ΕΕ για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (-20% της τιμής του 1990 μέχρι το 2020).

Ταυτόχρονα, η αιολική ενέργεια έχει εξαιρετικά χαμηλό οριακό κόστος παραγωγής, με αποτέλεσμα η αυξημένη διείσδυση της στο ηλεκτρικό σύστημα να εκποτίζει τις ακριβότερες και ρυπογόνες συμβατικές μονάδες (λιγνιτικές, φυσικού αερίου κ.α.). Ακόμη πρέπει να σημειωθεί ότι μια ανεμογεννήτρια χρειάζεται περίπου τρεις έως έξι μήνες για να παράξει την ενέργεια που καταναλώνουν συνολικά οι διαδικασίες συναρμολόγησης, λειτουργίας και απόσυρσής της μετά από τον κύκλο ζωής της (20 – 25 χρόνια), ενώ απαιτεί μηδενική κατανάλωση νερού για την λειτουργία της, εξοικονομώντας αυτόν τον πολύτιμο πόρο.



Σχήμα 2.12: Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην διάρκεια του κύκλου ζωής για διάφορες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [Πηγή: EWEA, 2009]



Σχήμα 2. 13: Μέση εκπομπή από συμβατικές μονάδες ορυκτών καυσίμων στην ΕΕ [Πηγή: EWEA, 2009]

³ European Wind Energy Association – Ευρωπαϊκή Επιτροπή Αιολικής Ενέργειας

Παράλληλα, η αιολική ενέργεια αποτελεί ίσως την πλέον ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά λύση για τους επενδυτές στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι ήδη καλούνται να καταβάλουν σημαντικό τίμημα για τις εκπομπές CO₂. Το ποσό αυτό αναμένεται να αυξηθεί από το 2013 και μετά, όπου επιβάλλεται απαγόρευση δωρεάν διάθεσης δικαιωμάτων ρύπων στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με την γενικότερη αρχή «Ο ρυπαίνων πληρώνει».

Τέλος, σε ότι αφορά την προστασία του τοπικού περιβάλλοντος όπου είναι εγκατεστημένες οι ανεμογεννήτριες, μελέτες δείχνουν ότι συμβάλλουν στην βιοποικιλότητα και στην ανάπτυξη βιοτόπων, τόσο στην στεριά όσο και στην θάλασσα. Οι όποιες δυσμενείς επιπτώσεις μπορούν να αποφευχθούν μετά από σωστή μελέτη των εγκαταστάσεων και την υλοποίηση των απαιτούμενων μέτρων που επιβάλλονται από τις αρμόδιες περιβαλλοντικές αρχές [EWEA, 2009].

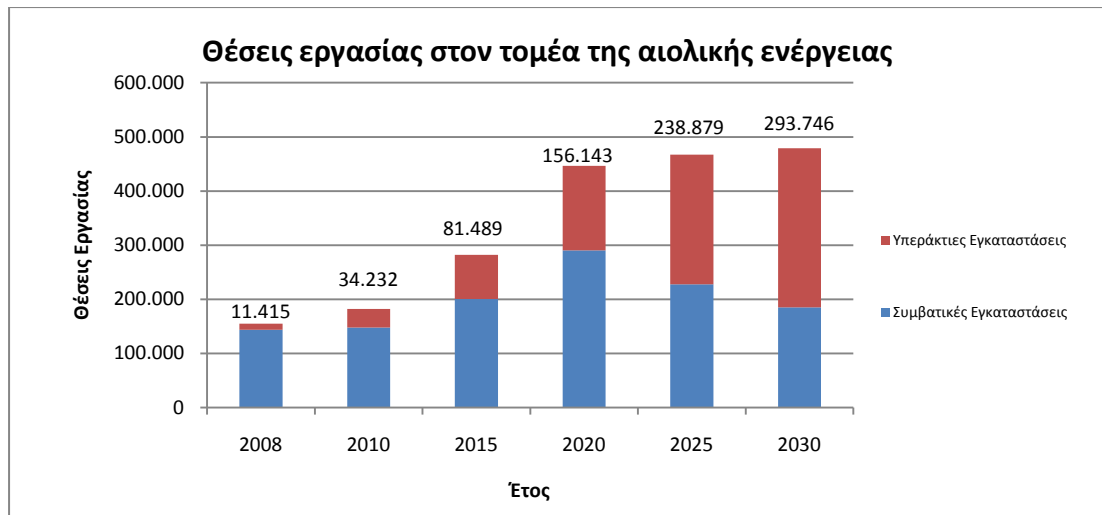
2.3.3 Ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και δημιουργία νέων θέσεων εργασίας

Η συμβολή της αιολικής ενέργειας στην ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας είναι πολύπλευρη. Αρχικά, όπως έχει ήδη παρουσιαστεί, η μεγάλη διείσδυση της αιολικής ενέργειας επιφέρει την πτώση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος με προφανή οφέλη για τους πολίτες και την βιομηχανία. Ταυτόχρονα, συμβάλλει σημαντικά στην ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας, μειώνοντας την εξάρτηση της από την εισαγωγή ορυκτών καυσίμων και προστατεύοντάς την από τις έντονες διακυμάνσεις της τιμής αυτών, ενώ περιορίζει σημαντικά και την συνολική δαπάνη για αγορά δικαιωμάτων ρύπων. Αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι η αύξηση στην τιμή του πετρελαίου από 20\$/βαρέλι σε 80\$/βαρέλι επέφερε αύξηση κατά 45 δις \$ στις ετήσιες εισαγωγές καυσίμων της ΕΕ, ενώ κατά το έτος 2008 η αιολική ενέργεια συνεισέφερε στην εξοικονόμηση 6,5 δις € από την αποφυγή του κόστους ορυκτών καυσίμων και 2,3 δις € από την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων.

Σύμφωνα με τα σενάρια της EWEA, η αιολική ενέργεια μπορεί να μειώσει το κόστος αγοράς δικαιωμάτων ρύπων της ΕΕ κατά 8,3 δις € το 2020 και κατά 15 δις € το 2030, ενώ μπορεί ταυτόχρονα να εξοικονομήσει 27,7 δις € και 55,5 δις € για τα αντίστοιχα έτη από την ελάττωση της χρήσης εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων.

Ταυτόχρονα, η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας δημιουργεί νέες θέσεις εργασίας σε ένα μεγάλο εύρος οικονομικών δραστηριοτήτων, από την παραγωγή των ανεμογεννητριών και την μελέτη εγκατάστασης τους έως την συντήρηση και την διαχείριση της λειτουργίας τους. Σήμερα, ο τομέας της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη μετρά 192.000 θέσεις εργασίας, ενώ την περίοδο 2002 -2007 ο αριθμός των εργαζομένων στον κλάδο αυτό αυξήθηκε κατά 125%, με την δημιουργία 33 νέων θέσεων εργασίας την ημέρα. Χαρακτηριστικά είναι τα παραδείγματα πόλεων και περιοχών της Ευρώπης, οι οποίες αναπτύχθηκαν σημαντικά λόγω της εγκατάστασης βιομηχανιών παραγωγής ανεμογεννητριών, όπως το Bremerhaven της Γερμανίας, το Nakskov της Δανίας και η Navarre της Ισπανίας.

Στο μέλλον αναμένεται αύξηση των θέσεων εργασίας στον τομέα της αιολικής ενέργειας, οι οποίες θα φτάσουν τις 446.000 το 2020 και τις 479.000 το 2030, σε επίπεδο ΕΕ, ενώ βάσει των στοιχείων και των εκτιμήσεων της Ευρωπαϊκής Επιτροπής συνολικά ο τομέας των ΑΠΕ θα συμβάλλει στην δημιουργία 2,8 εκατ. νέων θέσεων εργασίας και αύξηση του ΑΕΠ κατά 1,1%, εφόσον επιτευχθούν οι στόχοι του 2020.

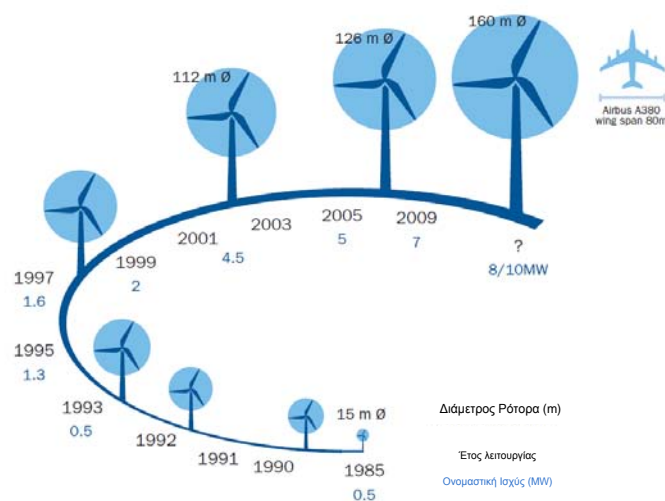


Σχήμα 2.14: Θέσεις εργασίας στον τομέα της αιολικής ενέργειας (2008-2030), σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της EWEA [Πηγή: EWEA, 2009]

Τέλος, πρέπει να αναφερθεί ότι η Ευρώπη κατέχει ηγετική θέση στον τομέα της έρευνας και ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας, γεγονός που ενισχύει την δυναμική της ευρωπαϊκής οικονομίας, καθώς διασφαλίζει την μελλοντική της παρουσία σε αυτόν τον συνεχώς εξελισσόμενο κλάδο. Παρότι η αιολική ενέργεια αποτελεί μια εξαιρετικά ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά μορφή ΑΠΕ, η συνεχιζόμενη ανάπτυξη της απαιτεί σημαντικές επενδύσεις στην έρευνα, οι οποίες θα εστιάζουν σε τομείς όπως:

- Η βελτίωση του σχεδιασμού και της χωροθέτησης των αιολικών πάρκων
- Η βελτίωση της αξιοπιστίας, της προσβασιμότητας και την απόδοσης των ανεμογεννητριών
- Η ανάπτυξη νέων τεχνικών συναρμολόγησης, εγκατάστασης και συντήρησης των ανεμογεννητριών στις υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις
- Η ανάπτυξη νέων μεθόδων διασύνδεσης και κανόνων διαχείρισης του ηλεκτρικού συστήματος που θα επιτρέπουν την υψηλή διείσδυση αιολικής ενέργειας

Η επιτακτική ανάγκη για επίλυση των θεμάτων αυτών δίνει σημαντικά κίνητρα στην ευρωπαϊκή βιομηχανία για νέες επενδύσεις και την δημιουργία νέων θέσεων εργασίας.



Σχήμα 2.15: Διαχρονική εξέλιξη του μεγέθους των ανεμογεννητριών [Πηγή: EWEA, 2009]

2.3.4 Οφέλη σε τοπικές κοινωνίες

Η ανάπτυξη εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας συνεισφέρει σημαντικά στην πρόοδο των τοπικών κοινωνιών, δημιουργώντας νέες θέσεις εργασίας κατά την περίοδο εγκατάστασης των αιολικών πάρκων, αλλά και μακροπρόθεσμα απασχολώντας σημαντικό αριθμό εργαζομένων για τις εργασίες λειτουργίας και συντήρησης κατά την διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης (20-25 χρόνια).

Παράλληλα, οι εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας αποδίδουν συχνά σημαντικά έσοδα στους τοπικούς πληθυσμούς μέσω της σύναψης μακροχρόνιων ενοικιάσεων των εκτάσεων όπου φιλοξενούνται οι αιολικές γεννήτριες. Επίσης, σε αντίθεση με άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ (π.χ. φωτοβολταϊκά) οι ανεμογεννήτριες δεν επιβάλλουν σημαντικούς περιορισμούς στην χρήση γης, η οποία μπορεί να συνεχίσει να απασχολείται με παράλληλες δραστηριότητες π.χ. γεωργία, κτηνοτροφία κ.α.

Τέλος, οι οργανισμοί τοπικής αυτοδιοίκησης των περιοχών όπου γίνεται ανάπτυξη αιολικών πάρκων έχουν σε ετήσια βάση σημαντικά έσοδα, τα οποία προκύπτουν ως ποσοστό των εισροών του επενδυτή από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας. Με τρόπο αυτό παρέχεται η δυνατότητα βελτίωσης των υποδομών και των παρεχομένων υπηρεσιών προς τους κατοίκους των περιοχών αυτών, με συνέπεια την συνολική καλυτέρευση της ποιότητας ζωής τους.

2.4 Σενάρια μελλοντικής ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη

Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Οδηγία του 2009 για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), κάθε χώρα μέλος της ΕΕ υποχρεούται να καταθέσει ένα Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ μέχρι τις 30 Ιουνίου 2010. Στο Σχέδιο αυτό καταγράφονται οι προβλέψεις για την ετήσια συνολική κατανάλωση ενέργειας για την περίοδο 2010 – 2020, καθώς και τα αντίστοιχα ποσοστά των τομέων θέρμανσης/ψύξης, ηλεκτροπαραγωγής και μεταφορών, τα οποία διαμορφώνουν το συνολικό ενεργειακό μίγμα της κάθε χώρας. Παράλληλα, απαιτείται και διαμόρφωση των στόχων για τις ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των συμβατικών και των υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων, οι οποίοι θα καθορίσουν το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος (MW) και της παραγόμενης ενέργειας (MWh) [ΥΠΕΚΑ, 2009].

Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά η EWEA έχει συντάξει δυο σενάρια για την μελλοντική ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στις χώρες μέλη της ΕΕ. Το πρώτο σενάριο, «χαμηλό σενάριο», βασίζεται σε συντηρητικές εκτιμήσεις και υποθέτει συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ 230 GW και αντίστοιχη παραγόμενη ενέργεια 580 TWh, στην Ευρώπη το 2020. Με βάση το σενάριο αυτό η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ελλάδα το 2020 θα φτάνει τα 6500 MW και η παραγόμενη αιολική ενέργεια 17.5 TWh. Η επίτευξη των στόχων του σεναρίου αυτού προϋποθέτει την δημιουργία 460 MW νέων αιολικών εγκαταστάσεων τον χρόνο, στην περίοδο 2010 – 2020. Το δεύτερο σενάριο που προτείνεται από την EWEA, «υψηλό σενάριο», υποθέτει μερίδιο της αιολικής ενέργειας στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής μεγαλύτερο από 12% μέχρι το 2020, που έχει τεθεί ως στόχος από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Βάσει των εκτιμήσεων του σεναρίου αυτού η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε ευρωπαϊκό επίπεδο θα είναι ίση με 265 GW παράγοντας σε ετήσια βάση 681 TWh. Τα αντίστοιχα ποσά για την Ελλάδα είναι 8500 MW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος με ετήσια παραγωγή ενέργειας 23.1 TWh, προϋποθέτοντας ρυθμό ανάπτυξης της αιολικής 626 MW/έτος.

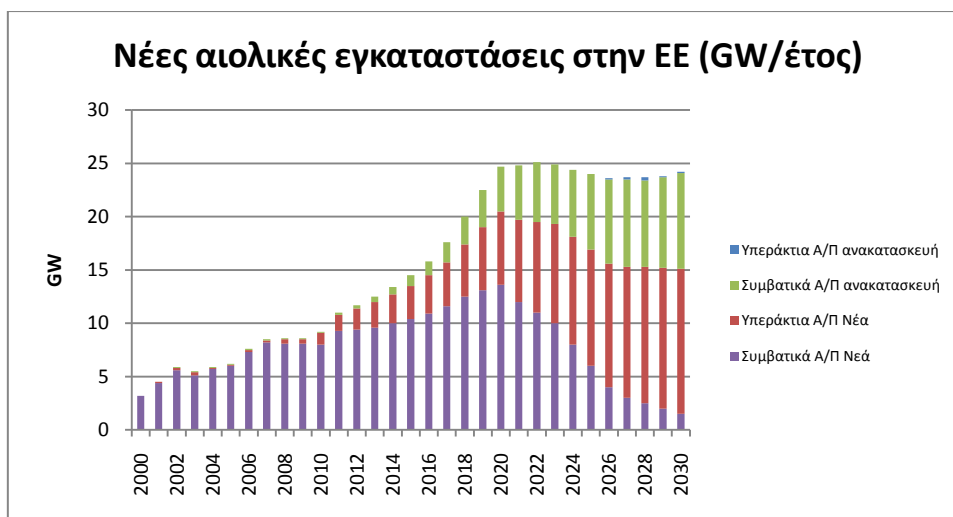
Στο επόμενο χάρτη παρουσιάζεται ο ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας που πρέπει να πετύχει κάθε χώρα της ΕΕ, σύμφωνα με το «υψηλό σενάριο» της EWEA.



Σχήμα 2.16: Ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας (MW/έτος) μέχρι το 2020 στις χώρες της ΕΕ σύμφωνα με το «υψηλό» σενάριο της EWEA [Πηγή: EWEA, 2009]

Παρατηρείται ότι οι χώρες που εμφανίζουν ήδη σημαντικά ποσά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (Ισπανία, Γερμανία και Βρετανία), αναμένεται να έχουν και τον μεγαλύτερο ρυθμό ανάπτυξης τα επόμενα χρόνια (2000 – 3000 MW/έτος), καθώς διαθέτουν ισχυρές αγορές με ασφαλείς συνθήκες για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά. Αντίθετα, χώρες οι οποίες μέχρι σήμερα παρουσιάζουν περιορισμένη διείσδυση της αιολικής ενέργειας, όπως η Τσεχία, η Ουγγαρία, η Λιθουανία κ.α., αναμένεται να παρουσιάσουν μικρότερο ρυθμό εγκατάστασης νέας αιολικής ισχύος, της τάξης των 0-250 MW/έτος. Στην Ελλάδα ο αντίστοιχος ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας υπολογίζεται σε 626 MW/έτος νέων αιολικών εγκαταστάσεων.

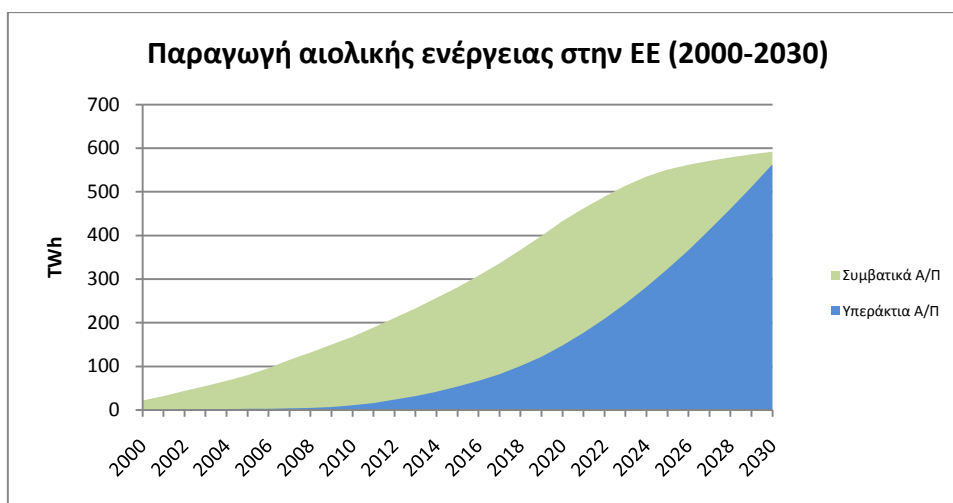
Τέλος, σύμφωνα με τις προβλέψεις της EWEA μέχρι το 2030 θα λειτουργούν στην Ευρώπη 400 GW αιολικής ισχύος, εκ των οποίων τα 250 GW στην στεριά και τα υπόλοιπα 150 GW σε υπεράκτιες εγκαταστάσεις. Το Σχήμα 2.17 παρουσιάζει την ετήσια ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στο σύνολο των χωρών της ΕΕ, την περίοδο 2000 – 2030, σύμφωνα με τα στοιχεία και τα σενάρια της EWEA.



Σχήμα 2.17: Ετήσια ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στις χώρες της ΕΕ την περίοδο 2000 -2030 [Πηγή: EWEA, 2009]

Σύμφωνα τα στοιχεία αυτά, προβλέπεται κορεσμός των νέων συμβατικών (στη στεριά) αιολικών εγκαταστάσεων τα τελευταία έτη της περιόδου 2020-2030, ο οποίος όμως συνοδεύεται από πλήθος ανακατασκευής υπάρχοντων αιολικών πάρκων, με χρήση νεώτερων τεχνολογιών, σε θέσεις με πλούσιο αιολικό δυναμικό. Παράλληλα, αναμένεται σημαντική ανάπτυξη των υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων, οι οποίες το 2023 θα φτάσουν τα 63.5 GW, όση δηλαδή ήταν και η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών αιολικών στο τέλος του 2008. Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, δεδομένου του υψηλότερου αιολικού δυναμικού των θέσεων εγκατάστασης και απουσίας ορισμένων περιορισμών χωροθέτησης, προβλέπεται ότι θα ξεπεράσουν σε σύνολο εγκατεστημένης ισχύος τα συμβατικά αιολικά πριν το 2030.

Το 2030 η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ευρώπη θα παράγει 1155 TWh ενέργειας, 592 TWh από συμβατικές αιολικές εγκαταστάσεις και 563 TWh από υπεράκτιες, καλύπτοντας ποσοστό 26% έως 34% των ηλεκτρικών αναγκών της ΕΕ, ανάλογα και με την εξέλιξη της ζήτησης. Λόγω του υψηλότερου συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των υπεράκτιων αιολικών, 150 GW υπεράκτιας αιολικής ισχύος θα παράγει περίπου ίσο ποσό ενέργειας με 250 GW συμβατικών αιολικών εγκαταστάσεων.



Σχήμα 2.18: Παραγωγή αιολικής από συμβατικές και υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις στην ΕΕ την περίοδο 2000-2030 [Πηγή: EWEA, 2009]

Κεφάλαιο 3

Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος

Κεφάλαιο 3. Ο Συντελεστής Εγγυημένης Ισχύος

3.1 Εισαγωγή

Ο ορισμός του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (*Capacity Credit*) μιας οποιασδήποτε μονάδας παραγωγής ισχύος σχετίζεται με την ικανότητα της να αυξήσει την αξιοπιστία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Ο συντελεστής αυτός αποτελεί έναν σημαντικό δείκτη αποδοτικότητας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και ο υπολογισμός του είναι απαραίτητος για τον διαχειριστή του ηλεκτρικού συστήματος που είναι υπεύθυνος για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του.

Στις περιπτώσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως τα αιολικά πάρκα και οι συστοιχίες φωτοβολταϊκών, η παραγόμενη ισχύς μεταβάλλεται στοχαστικά μέσα στον χρόνο λόγω της άμεσης εξάρτησής της από τις συνθήκες του περιβάλλοντος, όπως ο άνεμος και η ηλιακή ακτινοβολία. Επομένως, κάθε αναφορά σε εγγυημένη ισχύ που προέρχεται από μονάδες ΑΠΕ αντιμετωπίζεται με δυσπιστία. Από την άλλη πλευρά, μια συμβατική μονάδα, θεωρητικά, κάθε στιγμή μπορεί να παράξει την επιθυμητή ισχύ. Στην πράξη βέβαια, για κάθε μονάδα υπάρχει μια πιθανότητα να βρίσκεται εκτός λειτουργίας, λόγω προγραμματισμένης συντήρησης ή απρόβλεπτης βλάβης, τη στιγμή που το σύστημα θα την έχει ανάγκη. Επομένως, κανένας τύπος μονάδας παραγωγής ισχύος δεν μπορεί να θεωρηθεί ότι παρέχει 100% εγγυημένη ισχύ [Α. Ζερβός, 2009].

Γενικότερα, θα μπορούσε να οριστεί ως εγγυημένη ισχύς μιας μονάδας ΑΠΕ, η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς από συμβατικές μονάδες που υποκαθίσταται, υπό τον περιορισμό ότι δεν μειώνεται η αξιοπιστία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος της μονάδας ΑΠΕ προκύπτει με αδιαστατοποίηση της εγγυημένης ισχύος (*ELCC - Effective Load Carrying Capability*) με την ονομαστική εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας. Στην περίπτωση που ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος προκύπτει μεγαλύτερος του μηδενός, είναι σαφές ότι η λειτουργία ορισμένων συμβατικών μονάδων δεν είναι απαραίτητη ώστε να καλυφθεί η απαιτούμενη από τους καταναλωτές ζήτηση ισχύος. Η πληροφορία αυτή έχει ιδιαίτερη σημασία για τους φορείς σχεδιασμού της ενεργειακής στρατηγικής και για τον διαχειριστή του συστήματος, καθώς αποτελεί σημαντικό στοιχείο για την διαμόρφωση του μελλοντικού μίγματος της ηλεκτροπαραγωγής.

Η εγκατάσταση μίας μονάδας ΑΠΕ, αιολικά, φωτοβολταϊκά κ.α., μπορεί να συνεισφέρει στην αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος, δηλαδή στην μείωση της πιθανότητας απώλειας φορτίου. Παραμένει όμως ένα ζήτημα κατά πόσο η παραγόμενη ισχύς από τις μονάδες αυτές, η οποία χαρακτηρίζεται από έντονη στοχαστικότητα, μπορεί να θεωρηθεί ως εγγυημένη. Εάν οι ώρες αιχμής ενός συστήματος, συμπίπτουν σε μεγάλο βαθμό με τις περιόδους υψηλών ανέμων ή έντονης ηλιακής ακτινοβολίας (για τις περιπτώσεις των αιολικών και των φωτοβολταϊκών αντίστοιχα), τότε η συνεισφορά των μονάδων αυτών σε παροχή εγγυημένης ισχύος είναι θετική, αφού τις ώρες υψηλής ζήτησης είναι περισσότερο πιθανό να συμβεί απώλεια φορτίου στο σύστημα. Απώλεια φορτίου πρακτικά σημαίνει ότι η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την δυνατότητα παραγωγής των διαθέσιμων μονάδων και επομένως ορισμένοι καταναλωτές πρέπει να αποσυνδεθούν. Η πιθανότητα απώλειας

φορτίου εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως τα χαρακτηριστικά της ζήτησης, την διαθεσιμότητα και την αξιοπιστία των μονάδων παραγωγής, τον αριθμό των μονάδων κ.α. Βεβαίως, τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας σχεδιάζονται έτσι ώστε η πιθανότητα αυτή να είναι πολύ χαμηλή. Όταν μια νέα μονάδα εγκαθίσταται στο υπάρχον σύστημα, το κόστος του συστήματος αυξάνεται αλλά ταυτόχρονα μειώνεται η πιθανότητα αποσύνδεσης κάποιων καταναλωτών, δηλαδή αυξάνεται συνολικά η αξιοπιστία του συστήματος. Ανάλογα με τη φύση της μονάδας (στοχαστική, διακοπτόμενης ή μη διακοπτόμενης λειτουργίας) και τον συντελεστή διαθεσιμότητας διαφοροποιείται και η επίδρασή της στην αξιοπιστία του συστήματος.

3.2 Μεθοδολογία εκτίμησης του Συντελεστή Εγγυημένης Ισχύος

3.2.1 Ορισμοί και βασικές αρχές της μεθοδολογίας

Οι βασικές αρχές και τα κύρια χαρακτηριστικά της μεθοδολογίας που εφαρμόζεται για την εκτίμηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε ένα ηλεκτρικό σύστημα παρουσιάζονται στα ακόλουθα [Γ. Κάραλης και άλλοι, 2007].

Η μεθοδολογία εξετάζει τη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος και λαμβάνει υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της ζήτησης, τη σύνθεση και τη λειτουργία των συμβατικών σταθμών παραγωγής, τους τεχνικούς περιορισμούς για την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος, καθώς και τα δεδομένα για την παραγωγή ισχύος από μονάδες ΑΠΕ στις εξεταζόμενες θέσεις εγκατάστασης.

Η διαδικασία για την εκτίμηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος που ακολουθείται για τις δύο μελετώμενες μορφές ΑΠΕ, αιολική και φωτοβολταϊκά συστήματα, παρουσιάζεται συνοπτικά ως εξής:

Αρχικά υπολογίζεται το συνολικό ενεργειακό έλλειμμα $LOEE_S$ (*Loss of Energy Expectation*) ενός συστήματος πριν την εγκατάσταση αιολικών πάρκων ή φωτοβολταϊκών συστημάτων ως:

$$LOEE_S = \sum_{i=1}^N P(C_i < L_i) \cdot (C_i - L_i)$$

όπου,

P η συνάρτηση πιθανότητας,

C_i το διαθέσιμο φορτίο από τις συμβατικές μονάδες την ώρα i ,

L_i η ζήτηση την ώρα i ,

N , οι ώρες εντός χρονικού διαστήματος που ενδιαφέρει ο υπολογισμός της εγγυημένης ισχύος (π.χ. $N=8760$ για ετήσιο υπολογισμό)

Στη συνέχεια, το συνολικό ενεργειακό έλλειμμα $LOEE_{RES}$ ενός συστήματος μετά την εγκατάσταση αιολικών πάρκων ή φωτοβολταϊκών συστημάτων, εκφράζεται ως εξής:

$$LOEE_{RES} = \sum_{i=1}^N P(C_i + P_{RES,i} < L_i) \cdot (C_i + P_{RES,i} - L_i)$$

όπου, $P_{RES,i}$ η παραγόμενη ισχύς από κάθε μονάδα ΑΠΕ την χρονική στιγμή i .

Είναι φανερό ότι $LOEE_{RES} < LOEE_S$. Δηλαδή, η εγκατάσταση αιολικής ή φωτοβολταϊκής ισχύος βελτιώνει την αξιοπιστία του συστήματος.

Εάν η αξιοπιστία του συστήματος είναι ήδη σε ανεκτά επίπεδα, η εγγυημένη ισχύς των αιολικών και των φωτοβολταϊκών μπορεί να αποτιμηθεί με τον παρακάτω τρόπο.

Υπολογίζεται κατά πόσο μπορεί να αυξηθεί η ζήτηση με ταυτόχρονη διατήρηση της αξιοπιστίας του συστήματος στα επίπεδα που ήταν πριν την προσθήκη των μονάδων ΑΠΕ, οπότε και η απώλεια φορτίου να είναι ίση με $LOEE_S$. Η αύξηση της ζήτησης ισχύος, $ELCC$, που μπορούν να αναλάβουν τα αιολικά ή τα φωτοβολταϊκά και να παραμείνει η αξιοπιστία του συστήματος στα ίδια με πριν επίπεδα υπολογίζεται μέσω επαναληπτικής διαδικασίας από τη σχέση:

$$LOEE_S = \sum_{i=1}^N P(C_i + P_{RES,i} < L_i + ELCC) \cdot (C_i + P_{RES,i} - L_i - ELCC)$$

Τέλος, ορίζεται ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος CC (*Capacity Credit*) σε ένα σύστημα από τη σχέση:

$$CC = \frac{ELCC}{P_{RES,installed}}$$

όπου $P_{RES,installed}$ είναι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΑΠΕ.

Προϋπόθεση για την εφαρμογή της μεθοδολογίας είναι η θεώρηση κανόνων διαχείρισης του συστήματος. Οι βασικές αρχές που ακολουθούνται είναι οι εξής:

- Βασική αρχή της μεθοδολογίας είναι η εξασφάλιση της ορθής λειτουργίας του συστήματος και η παροχή ικανοποιητικής ποιότητας ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, με ταυτόχρονη επιδίωξη τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο.
- Η μεθοδολογία εξετάζει το θέμα μόνο από τεχνικής πλευράς και δεν λαμβάνει υπόψη τα οικονομικά στοιχεία της λειτουργίας του συστήματος.
- Λαμβάνονται υπόψη τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων καθώς και τα χαρακτηριστικά του φορτίου μέσω της ετήσιας καμπύλης διάρκειας.
- Θεωρείται ότι η συνολικά παραγόμενη αιολική ισχύς μπορεί να ελέγχεται, έτσι ώστε να μπορεί να μειωθεί αν αυτό απαιτηθεί από το σύστημα.
- Δεν τίθεται όριο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας σε κάθε σύστημα.
- Οι ανεμολογικές συνθήκες εισάγονται μέσω χρονοσειρών ταχυτήτων ανέμου που έχουν παραχθεί με χρήση μεσοκλιματικού μοντέλου πρόβλεψης ανέμου σε όλη την επικράτεια. Έτσι, δεδομένης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε κάθε περιοχή και των αντιπροσωπευτικών καμπύλων ισχύος, υπολογίζεται η παραγόμενη αιολική ισχύς. Αθροίζοντας την παραγόμενη αιολική ισχύ στις διάφορες περιοχές προκύπτει η συνολική διαθέσιμη αιολική ισχύς για κάθε χρονικό «παράθυρο» (π.χ. μια ώρα), συνεπώς προκύπτει και η ετήσια κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος για κάθε σενάριο χωροθέτησης.

- Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών συστημάτων εισάγεται μέσω τυπικών χρονοσειρών παραγωγής ενέργειας, για ένα εύρος παραγωγικής ικανότητας 1100-1700 KWh/έτος.
- Ταυτόχρονη, χρονικά απότομη και απρόβλεπτη ολική απώλεια των αιολικών, θεωρείται εντελώς απίθανο να συμβεί⁴, ειδικά όσο η γεωγραφική διασπορά αυξάνεται⁵.
- Η διασύνδεση της χώρας με τις γειτονικές χώρες είναι μικρής ικανότητας⁶ ενώ η προτεραιότητα της χρήσης αυτών των διασυνδέσεων επί του παρόντος δεν είναι προσανατολισμένη στη διασυνοριακή μεταφορά αιολικής ισχύος. Συνεπώς, το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα θεωρείται ως απομονωμένο σύστημα, περιορισμένης μεταφορικής ικανότητας και στην παρούσα ανάλυση δεν λαμβάνεται υπόψη οποιαδήποτε επίπτωση της διασύνδεσης στην αύξηση της απορρόφησης της αιολικής ενέργειας⁷.
- Ο προσδιορισμός του συντελεστή εγγυημένης ισχύος γίνεται σε ετήσια βάση.
- Θεωρείται ότι η πιθανότητα κάποιας ανεμογεννήτριας να είναι εκτός λειτουργίας για λόγους επισκευής ή συντήρησης είναι μηδενική, καθώς οι εργασίες αυτές προγραμματίζονται σε περιόδους άπνοιας.
- Για την εφαρμογή της μεθοδολογίας απαιτούνται να είναι γνωστά τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής ενέργειας του κάθε υπό μελέτη συστήματος (αριθμός μονάδων, ονομαστική ισχύς, συντελεστής διαθεσιμότητας). Η παραδοχή που γίνεται στο σημείο αυτό, χωρίς να μειώνει σημαντικά την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων, είναι ότι το κάθε σύστημα αποτελείται από ένα συγκεκριμένο αριθμό ίδιων συμβατικών μονάδων με καθορισμένη μέση ισχύ και διαθεσιμότητα, οι οποίες είτε λειτουργούν στο ονομαστικό τους φορτίο είτε βρίσκονται εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης ή προγραμματισμένης συντήρησης.

⁴ Υπό την προϋπόθεση συστηματικής χρήσης μοντέλων πρόβλεψης από τον διαχειριστή του συστήματος [Ackermann T. (2005)].

⁵ Σε συστήματα του μεγέθους της Δανίας, ολική απώλεια των αιολικών είτε λόγω απότομης μείωσης της ταχύτητας του ανέμου, είτε λόγω της ταυτόχρονης έλευσης μιας θύελλας από όλα τα αιολικά πάρκα και υπέρβασης της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας [Söder (1992)] θεωρείται απίθανο να συμβεί. Επιπρόσθετα σε σύνθετη τοπογραφία, όπως είναι η Ελληνική, τα μετεωρολογικά μέτωπα εμφανίζουν έντονες ασυνέχειες, με αποτέλεσμα έντονη ριπή ανέμου να είναι πρακτικά αδύνατο να πλήξει ταυτόχρονα όλες τις ανεμογεννήτριες. Αντίστοιχα, η γεωγραφική διασπορά αναπόφευκτα οδηγεί σε σύνδεση των αιολικών πάρκων σε διαφορετικές γραμμές μεταφοράς, συνεπώς και η ολική απώλεια των αιολικών λόγω διαταραχής στο σύστημα μεταφοράς θεωρείται απίθανο να συμβεί.

⁶ Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα συνδέεται μέσω καλωδίων 400 και 150kV με τα συστήματα της Αλβανίας, Βουλγαρίας και Σκόπια, και με υποβρύχιο καλώδιο 400kV συνεχούς τάσεως με την Ιταλία.

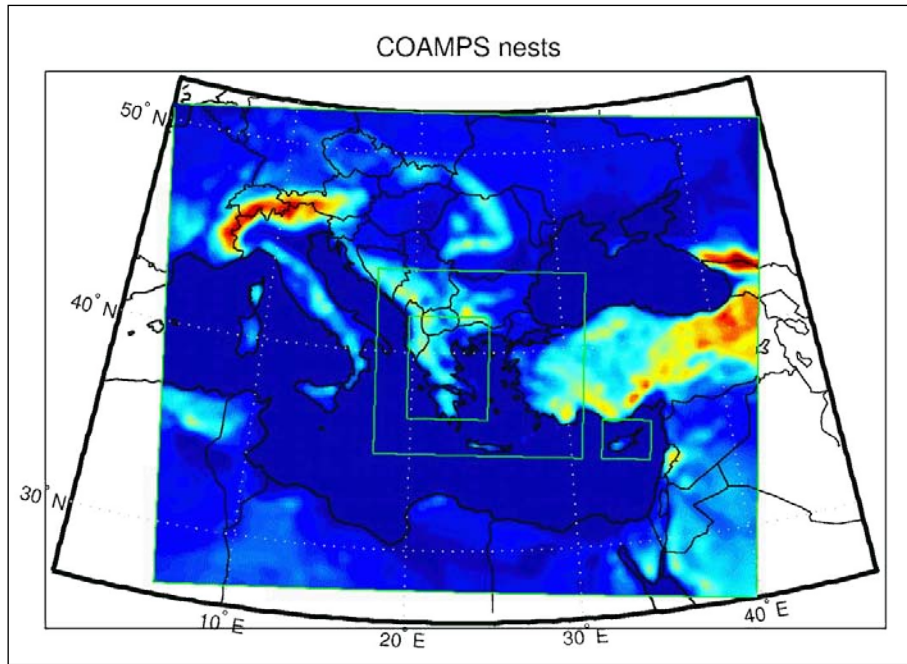
⁷ Οι διασυνδέσεις μεταξύ των χωρών θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας, αλλά πριν αυτό υλοποιηθεί απαιτούνται – ειδικά στην περιοχή της Νότιο-Ανατολικής Ευρώπης – μέτρα ενίσχυσης του δικτύου και βελτίωσης των κανονιστικών ρυθμίσεων [ΜΑΣΜ 2010-2014].

3.2.2 Απαιτούμενα στοιχεία για την εφαρμογή της μεθοδολογίας

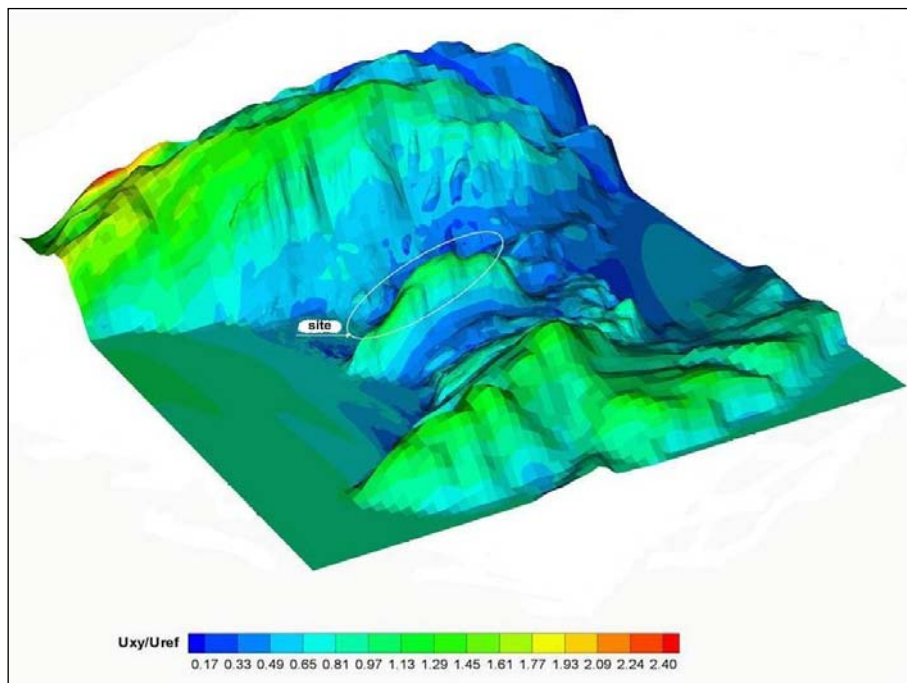
Η συνάρτηση πιθανότητας υπολογίζεται μέσω πιθανοθεωρητικής ανάλυσης με μεταβλητές τη ζήτηση, τη διαθέσιμη συμβατική ισχύ και την παραγόμενη ισχύ από ΑΠΕ. Οι μεταβλητές αυτές θεωρούνται πλήρως ανεξάρτητες μεταξύ τους. Συνεπώς, για την εφαρμογή της μεθοδολογίας απαιτείται να είναι γνωστά τα χαρακτηριστικά της ζήτησης του συστήματος, η διαθεσιμότητα των συμβατικών σταθμών παραγωγής τα ανεμολογικά δεδομένα καθώς και η διαθέσιμη παραγόμενη ισχύς από τα φωτοβολταϊκά συστήματα.

- Τα χαρακτηριστικά της ζήτησης εισάγονται μέσω της ετήσιας καμπύλης διάρκειας όπως προκύπτει από τις χρονοσειρές του φορτίου που παρέχονται από τον διαχειριστή του συστήματος.
- Οι ανεμολογικές συνθήκες εισάγονται μέσω χρονοσειρών ταχυτήτων ανέμου. Εάν παράλληλα εξετάζεται η επίδραση της γεωγραφικής διασποράς, απαραίτητη προϋπόθεση είναι να υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα για τον άνεμο σε όλες τις εξεταζόμενες θέσεις ταυτόχρονα.
- Οι χρονοσειρές παραγωγής ισχύος από φωτοβολταϊκά πλαίσια παρέχονται από μετρήσεις υπαρχόντων εγκαταστάσεων.
- Τα χαρακτηριστικά των μονάδων συμβατικής παραγωγής (συνολικός αριθμός, ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς, συντελεστής διαθεσιμότητας), οι οποίες συμμετέχουν σε κάθε σύστημα παρέχονται από τον διαχειριστή του συστήματος.

Όπως επισημάνθηκε, για την εξέταση σεναρίων γεωγραφικής διασποράς των αιολικών, απαιτείται ταυτόχρονη πληροφορία για τον άνεμο σε όλες τις εξεταζόμενες περιοχές. Η πληροφορία αυτή προκύπτει με χρήση του επιχειρησιακού μετεωρολογικού προτύπου *COAMPS* που αναπτύχθηκε από το τμήμα Ναυτικής Μετεωρολογίας του Εργαστηρίου Θαλασσιών Ερευνών (Naval Research Laboratory) των ΗΠΑ. Από την εφαρμογή του προτύπου, παρέχεται η δυνατότητα αναπαραγωγής ταυτόχρονων χρονοσειρών ανέμου στη μεσοκλίμακα για ολόκληρη την επικράτεια. Η παραμετροποίηση και προσαρμογή του προτύπου έγινε κατ' αρχήν λαμβάνοντας υπόψη αποτελέσματα προγνώσεων ανέμου άλλων επιχειρησιακών προτύπων που χρησιμοποιούν εθνικοί μετεωρολογικοί φορείς, καθώς και σύγχρονα μετρητικά δεδομένα από δίκτυο συστημάτων καταγραφής ανέμου. Παράλληλα εφαρμόζεται διορθωτικός συντελεστής με σκοπό να ενσωματωθεί η επιτάχυνση που παρατηρείται σε περιοχές εγκατάστασης αιολικών πάρκων.



Σχήμα 3.1: Υπολογιστικό χωρίο του προτύπου COAMPS
[Πηγή: US Naval Research Laboratory]



Σχήμα 3.2: Στις υποψήφιες περιοχές εγκατάστασης αιολικών πάρκων παρατηρείται επιτάχυνση του ανέμου, όπως φαίνεται χαρακτηριστικά σε ενδεικτική αναπαράσταση του πεδίου ανέμου πάνω από σύνθετη τοπογραφία, όπως προέκυψε από το μικροκλιματικό πρότυπο VANE [Πηγή: InFlow]

3.2.3 Πιθανοθεωρητική Ανάλυση

Με βάση τις παραδοχές που διατυπώθηκαν ακολουθείται η εξής διαδικασία για τον προσδιορισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος για τις δύο εξεταζόμενες τεχνολογίες ΑΠΕ:

- Αιολική Ενέργεια
1. Προσδιορίζονται M καταστάσεις ζήτησης (π.χ. $M=250$). Για κάθε κατάσταση ζήτησης i , η ισχύς του φορτίου είναι P_{Li} και η διάρκειά της είναι h_i ώρες ετησίως. Η αντίστοιχη λοιπόν πιθανότητα να συμβεί είναι $f(P_{Li})=h_i/8760$, $i=1,M$. Επαναλαμβάνοντας τους υπολογισμούς για όλες τις καταστάσεις ζήτησης προκύπτει η κατανομή πιθανότητας της ζήτησης φορτίου και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας.
 2. Προσδιορίζονται L καταστάσεις διαθέσιμης συμβατικής ισχύος (π.χ. $L=30$). Για κάθε κατάσταση k , η διαθέσιμη συμβατική ισχύς είναι P_{Ck} και η πιθανότητα εμφάνισης της είναι $h(P_{Ck})$, $k=1,L$. Επαναλαμβάνοντας τους υπολογισμούς για όλες τις καταστάσεις διαθέσιμης συμβατικής ισχύος, προκύπτει η διακριτή κατανομή πιθανότητας και η καμπύλη διάρκειας της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος. Για λόγους υπολογιστικού κόστους, η κατανομή πιθανότητας της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος, προκύπτει θεωρώντας το μέσο μέγεθος των συμβατικών μονάδων και την μέση τιμή διαθεσιμότητας. Για παράδειγμα ο αριθμός των διαφορετικών καταστάσεων λειτουργίας για 30 διαφορετικές μονάδες είναι $2^{30}=1.073.741.824$, ενώ με την παραδοχή ότι οι μονάδες είναι όμοιες μειώνεται σε 30.
 3. Προσδιορίζονται N (π.χ. $N=100$) καταστάσεις παραγόμενης αιολικής ισχύος. Για κάθε κατάσταση παραγόμενης αιολικής ισχύος j , η παραγόμενη αιολική ισχύς είναι P_{Wj} και πιθανότητα $g(P_{Wj})$, $j=1,N$, να συμβεί εντός του έτους. Επαναλαμβάνοντας τους υπολογισμούς για όλες τις καταστάσεις παραγόμενης αιολικής ισχύος, προκύπτει η κατανομή πιθανότητας της παραγόμενης αιολικής ισχύος και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας.
 4. Εφαρμόζεται συνέλιξη των τριών παραπάνω διακριτών κατανομών πιθανότητας, δηλαδή της ζήτησης φορτίου, της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος και της παραγόμενης αιολικής ισχύος. Προκύπτει λοιπόν ένας τρισδιάστατος πίνακας $M \times L \times N$ και η πιθανότητα κάθε κατάστασης του πίνακα είναι: $\Pi_{ijk}(P_{Li}, P_{Ck}, P_{Wj}) = f(P_{Li}) \times h(P_{Ck}) \times g(P_{Wj})$. Επίσης, για κάθε λειτουργική κατάσταση (i,k,j) , μπορεί να ελεγχθεί η ύπαρξη ή όχι ελλείμματος ισχύος.
 5. Υπολογίζεται το συνολικό ενεργειακό έλλειμμα χωρίς εγκατεστημένη αιολική ισχύ ($LOEE_S$) και μετά την εγκατάσταση αιολικής ισχύος ($LOEE_W$) ως το άθροισμα των επιμέρους ενεργειακών ελλειμμάτων επί την πιθανότητα εμφάνισης της κάθε λειτουργικής κατάστασης κατά την οποία έχουμε έλλειμμα ισχύος.
 6. Κατόπιν, με επαναληπτική διαδικασία υπολογίζεται κατά πόσο μπορεί να αυξηθεί η ζήτηση ($ELCC$) μετά την προσθήκη των αιολικών, έτσι ώστε να διατηρηθεί η αξιοπιστία του συστήματος στα επίπεδα πριν την προσθήκη των αιολικών.

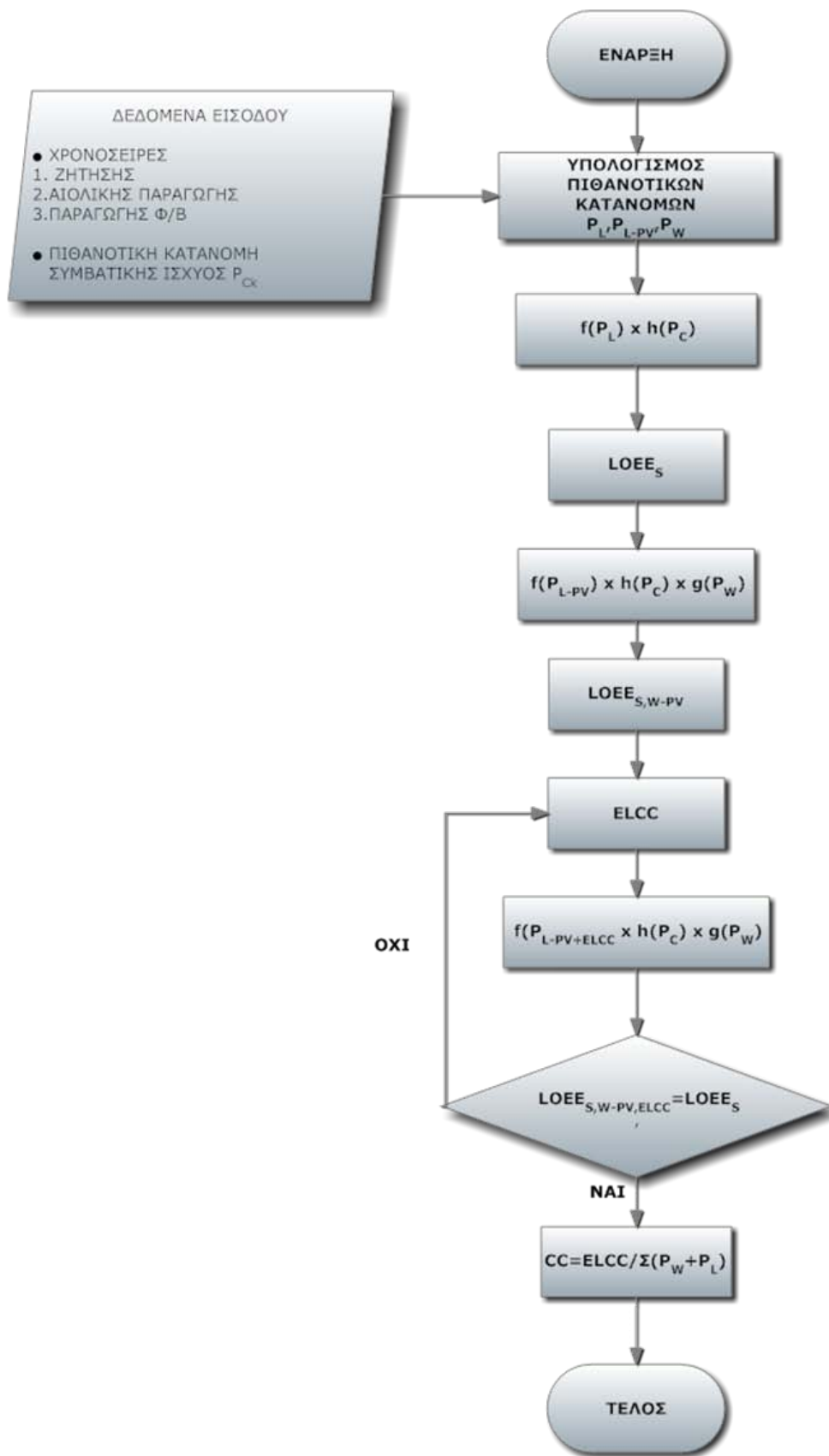
- Φωτοβολταϊκά Συστήματα
1. Προσδιορίζονται M καταστάσεις ζήτησης (π.χ. $M=250$). Για κάθε κατάσταση ζήτησης i , η ισχύς του φορτίου είναι P_{Li} και η διάρκειά της είναι h_i ώρες ετησίως. Η αντίστοιχη λοιπόν πιθανότητα να συμβεί είναι $f(P_{Li})=h_i/8760$, $i=1,M$. Επαναλαμβάνοντας τους υπολογισμούς για όλες τις καταστάσεις ζήτησης προκύπτει η κατανομή πιθανότητας της ζήτησης φορτίου και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας.
 2. Προσδιορίζονται L καταστάσεις διαθέσιμης συμβατικής ισχύος (π.χ. $L=30$). Για κάθε κατάσταση k , η διαθέσιμη συμβατική ισχύς είναι P_{Ck} και η πιθανότητα εμφάνισης της είναι $h(P_{Ck})$, $k=1,L$. Επαναλαμβάνοντας τους υπολογισμούς για όλες τις καταστάσεις διαθέσιμης συμβατικής ισχύος, προκύπτει η διακριτή κατανομή πιθανότητας και η καμπύλη διάρκειας της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος. Για λόγους υπολογιστικού κόστους, η κατανομή πιθανότητας της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος, προκύπτει θεωρώντας το μέσο μέγεθος των συμβατικών μονάδων και την μέση τιμή διαθεσιμότητας.
 3. Προσδιορίζονται οι N (π.χ. $N=250$) καταστάσεις υπολειπόμενης ζήτησης που πρέπει να καλυφτεί από άλλες μονάδες παραγωγής ισχύος, ως η διαφορά της ζήτησης μείον την παραγωγή των φωτοβολταϊκών. Για κάθε κατάσταση ζήτησης και της αντίστοιχης παραγωγής των φωτοβολταϊκών, την ίδια χρονική στιγμή, η ισχύς του υπολειπόμενου φορτίου είναι P_{L-PVj} και η διάρκεια της h_{L-PVj} ώρες ετησίως. Η αντίστοιχη λοιπόν πιθανότητα να συμβεί είναι $g(P_{L-PVj})= h_{L-PVj} /8760$, $j=1,N$. Επαναλαμβάνοντας τους υπολογισμούς για όλες τις καταστάσεις ζήτησης προκύπτει η κατανομή πιθανότητας της υπολειπόμενης ζήτησης φορτίου και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας. Στο σημείο αυτό είναι σημαντικό να επισημανθεί ότι η παραγωγή των φωτοβολταϊκών θεωρείται πλήρως προβλέψιμη και περίπου σταθερή από έτος σε έτος, σε αντίθεση με την αιολική παραγωγή η οποία εμφανίζει εντονότερα χαρακτηριστικά στοχαστικότητας, και για τον λόγο αυτό δεν εισάγεται στην μεθοδολογία υπολογισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος ως ανεξάρτητη πιθανοτική κατανομή.
 4. Εφαρμόζεται συνέλιξη των δύο παραπάνω διακριτών κατανομών πιθανότητας, δηλαδή της ζήτησης φορτίου και της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος. Προκύπτει λοιπόν ένας δισδιάστατος πίνακας $M \times L$ και η πιθανότητα κάθε κατάστασης του πίνακα είναι: $\Pi_{ik}(P_{Li}, P_{Ck}) = f(P_{Li}) \times h(P_{Ck})$. Επίσης, για κάθε λειτουργική κατάσταση (i,j) , μπορεί να ελεγχθεί η ύπαρξη ή όχι ελλείμματος ισχύος.
 5. Εφαρμόζεται συνέλιξη των δύο παραπάνω διακριτών κατανομών πιθανότητας, δηλαδή της υπολειπόμενης ζήτησης φορτίου και της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος. Προκύπτει λοιπόν ένας δισδιάστατος πίνακας $N \times L$ και η πιθανότητα κάθε κατάστασης του πίνακα είναι: $\Pi_{jk}(P_{L-PVj}, P_{Ck}) = g(P_{L-PVj}) \times h(P_{Ck})$. Επίσης, για κάθε λειτουργική κατάσταση (k,j) , μπορεί να ελεγχθεί η ύπαρξη ή όχι ελλείμματος ισχύος.
 6. Υπολογίζεται το συνολικό ενεργειακό έλλειμμα χωρίς εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών ($LOEE_S$ – με χρήση του πίνακα Π_{ik} του βήματος 4) και μετά την εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών ($LOEE_{PV}$ - με χρήση του πίνακα Π_{jk} του βήματος 5)

ως το άθροισμα των επιμέρους ενεργειακών ελλειμμάτων επί την πιθανότητα εμφάνισης της κάθε λειτουργικής κατάστασης κατά την οποία έχουμε έλλειμμα ισχύος.

7. Κατόπιν, με επαναληπτική διαδικασία υπολογίζεται κατά πόσο μπορεί να αυξηθεί η ζήτηση ($ELCC$) μετά την προσθήκη των φωτοβολταϊκών, έτσι ώστε να διατηρηθεί η αξιοπιστία του συστήματος στα επίπεδα πριν την προσθήκη των φωτοβολταϊκών.

Όταν εξετάζεται η ταυτόχρονη εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων γίνεται συνδυασμός των δύο παραπάνω μεθοδολογιών. Στην περίπτωση αυτή ακολουθείται ο αλγόριθμος που περιγράφηκε για τον υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος της αιολικής ενέργειας, με την προσθήκη ενός ενδιάμεσου βήματος κατά το οποίο προσδιορίζεται η πιθανοτική κατανομή της υπολειπόμενης ζήτησης μετά την αφαίρεση της παραγωγής των φωτοβολταϊκών, όπως περιγράφεται στο βήμα 3 της μεθόδου για τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Έτσι ο υπολογισμός του συνολικού ενεργειακού ελλείμματος μετά την εγκατάσταση των αιολικών και των φωτοβολταϊκών συστημάτων ($LOEE_{W-PV}$) και επομένως και το μέγεθος κατά το οποίο μπορεί να αυξηθεί πλέον η ζήτηση ($ELCC$) υπολογίζονται με χρήση της πιθανοτικής κατανομής υπολειπόμενης ζήτησης.

Στο Σχήμα 3.3 που ακολουθεί παρουσιάζεται υπό μορφή διαγράμματος ροής η παραπάνω διαδικασία υπολογισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, στην περίπτωση κατά την οποία εξετάζεται η ταυτόχρονη προσθήκη αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων σε ένα ηλεκτρικό σύστημα.



Σχήμα 3.3: Διάγραμμα ροής μεθοδολογίας υπολογισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος με την προσθήκη αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων

Κεφάλαιο 4

**Αποδοτική ενσωμάτωση της αιολικής
ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα
με χρήση γενετικών αλγορίθμων**

Κεφάλαιο 4. Αποδοτική ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα με χρήση γενετικών αλγορίθμων

4.1 Εισαγωγή

Η αιολική ενέργεια ως η πλέον ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά μορφή ΑΠΕ μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στην μελλοντική μείωση των εκπομπών CO₂ και στην προστασία του περιβάλλοντος. Η επίτευξη των εθνικών στόχων που τίθενται για την Ελλάδα μέχρι το 2020, επιβάλλει την αύξηση των αιολικών εγκαταστάσεων στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας μας τα επόμενα χρόνια. Σε μία πρώτη προσέγγιση, είναι εμφανές ότι οι αιολικές εγκαταστάσεις πρέπει να τοποθετηθούν σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό, καθώς με τον τρόπο αυτό αυξάνεται η πρωτογενής παραγωγή αιολικής ενέργειας. Ταυτόχρονα όμως πρέπει να ληφθούν υπόψη, κατά τον μελλοντικό σχεδιασμό της μεγάλης διείσδυσης των αιολικών στο ηλεκτρικό σύστημα, η ικανότητα του συστήματος να απορροφήσει την παραγόμενη αιολική ενέργεια καθώς και η ενδεχόμενη απαίτηση για αντικατάσταση κάποιων συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας που λειτουργούν σήμερα.

Η μεταβλητότητα της αιολικής ενέργειας, η οποία προκύπτει λόγω της εγγενούς στοχαστικότητας του ανέμου, επηρεάζει σημαντικά τα μεγέθη του συντελεστή εγγυημένης ισχύος και απορρόφησης της αιολικής παραγωγής, με αποτέλεσμα η ετήσια κατανομή της αιολικής παραγωγής να εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την γεωγραφική διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων. Η αξιόπιστη πρόβλεψη του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στον μακροχρόνιο εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό μέσω του προσδιορισμού της απαιτούμενης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, ώστε να εξασφαλίζεται η απρόσκοπτη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος καθώς και η επίτευξη των εθνικών στόχων. Παράλληλα, σχετικά με την μεγιστοποίηση της ικανότητας απορρόφησης της αιολικής ενέργειας από το ηλεκτρικό σύστημα, πρέπει να ληφθούν υπόψη και τεχνικοί περιορισμοί, όπως ο προγραμματισμός και η ανάθεση φορτίου στις συμβατικές μονάδες του συστήματος ώστε να εξασφαλιστεί η ασφάλεια και η ευστάθεια της λειτουργίας του. Και τα δύο αυτά ζητήματα είναι εξίσου σημαντικά, ιδιαίτερα για ένα ηλεκτρικό σύστημα όπως το ελληνικό το οποίο χαρακτηρίζεται σε περιόδους αιχμής και από περιορισμένη διασυννοριακή μεταφορική ικανότητα.

Επιπροσθέτως, η μεγιστοποίηση της απορρόφησης της αιολικής ισχύος και η διατήρηση της ασφάλειας του συστήματος είναι ζητήματα μείζονος σημασίας και επηρεάζουν σαφώς την οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεων στην αιολική ενέργεια. Συνεπώς, η διερεύνηση του συγκεκριμένου θέματος και η διαμόρφωση αποδοτικών λύσεων, συμβάλλει στην επίτευξη των εθνικών στόχων αναφορικά με την μείωση των εκπομπών CO₂ και την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας.

Στο παρόν κεφάλαιο, μελετάται η βέλτιστη χωροθέτηση των αιολικών εγκαταστάσεων με χρήση της μεθόδου των εξελικτικών αλγορίθμων, η οποία επιτρέπει την αξιολόγηση μεγάλου πλήθους υποψηφίων λύσεων. Η μέθοδος εφαρμόζεται σε τρία σενάρια εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 3000 MW, 5000 MW και 8000MW. Χρησιμοποιούνται

αντιπροσωπευτικές χρονοσειρές ανεμολογικών δεδομένων για κάθε περιοχή ενδιαφέροντος ανά την επικράτεια, οι οποίες έχουν προκύψει με χρήση του επιχειρησιακού μεσοκλιματικού μετεωρολογικού προτύπου COAMPS που αναπτύχθηκε από το τμήμα Ναυτικής Μετεωρολογίας του Εργαστηρίου Θαλασσίων Ερευνών (Naval Research Laboratory) των ΗΠΑ. Το υπολογιστικό εργαλείο EASY του Εργαστηρίου Θερμικών Στροβιλομηχανών του ΕΜΠ, χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών με κριτήριο βελτιστοποίησης την μέγιστη ενεργειακή συνεισφορά των αιολικών και την μέγιστη παροχή εγγυημένης ισχύος. Η αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης υπολογίζεται με χρήση πιθανοτικής ανάλυσης λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος, την ζήτηση και τα χαρακτηριστικά των συμβατικών. Το ζητούμενο είναι ο προσδιορισμός της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε 27 προεπιλεγμένες θέσεις που καλύπτουν το ευρύτερο μέρος του ελληνικού γεωγραφικού χώρου, και περιλαμβάνουν την ηπειρωτική Ελλάδα και το νησιωτικό χώρο.

Τα αποτελέσματα καταδεικνύουν την σημαντική επίδραση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών εγκαταστάσεων στον συντελεστή εγγυημένης ισχύος και στην ενεργειακή συνεισφορά. Επίσης, από την ανάλυση των αποτελεσμάτων γίνεται σαφές ότι σημαντικό στοιχείο που πρέπει να ληφθεί υπόψη στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας είναι η υψηλή συσχέτιση του ανέμου που εμφανίζεται στην ευρύτερη γεωγραφική περιοχή του Αιγαίου και των παράλιων της ανατολικής ηπειρωτικής Ελλάδας, με σημαντική επίδραση στην περικοπή αιολικής ενέργειας, στην εγγυημένη ισχύ και τελικά στην ενεργειακή συνεισφορά.

4.2 Περιγραφή του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΕΔΣ)

Η ανάλυση που παρουσιάζεται στο κεφάλαιο αυτό βασίζεται στα στοιχεία του ΕΔΣ, για το έτος 2006, όπως αυτά δημοσιεύονται από τους αρμόδιους φορείς διαχείρισης και ελέγχου, ΔΕΣΜΗΕ⁸ και ΡΑΕ⁹. Η επιλογή να χρησιμοποιηθούν στοιχεία του 2006 στο κεφάλαιο αυτό, κρίθηκε αναγκαία καθότι οι διαθέσιμες χρονοσειρές ανέμου που προέκυψαν από το μετεωρολογικό πρότυπο COAMPS αφορούσαν το έτος αυτό. Επομένως η επιλογή αυτή παρέχει την δυνατότητα να ελεγχθούν ορισμένες βασικές αρχές της πιθανοθεωρητικής μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε, όπως αυτή περιγράφηκε στο κεφάλαιο 3, ενώ ταυτόχρονα δεν μειώνει την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων αφού οι διαφορές που παρουσιάζονται μεταξύ της παρούσας κατάστασης και αυτής του έτους 2006 στα βασικά μεγέθη του ΕΔΣ είναι αμελητέες, όπως θα φανεί και παρακάτω.

4.2.1 Συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας

Στον πίνακα 4.1 παρουσιάζονται οι υφιστάμενοι θερμικοί σταθμοί παραγωγής που ήταν συνδεδεμένοι στο σύστημα κατά το έτος 2006.

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Λιγνιτικές μονάδες				
ΔΕΗ	Άγ. Δημήτριος	Άγ. Δημήτριος I, II	2x300	2x274
		Άγ. Δημήτριος III, IV	2x310	2x283
		Άγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	Αμύνταιο	Αμύνταιο I, II	2x300	2x273
ΔΕΗ	Καρδιά	Καρδιά I-II	2x300	2x275
		Καρδιά III-IV	2x325	2x300
ΔΕΗ	Λιπτόλ (Πτολεμαΐδα)	Λιπτόλ I	10	8
		Λιπτόλ II	33	30
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη I	Μεγαλόπολη I, II	2x125	2x113
		Μεγαλόπολη III	300	270
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη II	Μεγαλόπολη IV	300	260
ΔΕΗ	Μελίτη	Μελίτη	330	292,1
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδα	Πτολεμαΐδα I	70	64
		Πτολεμαΐδα II, III	2x125	2x116
		Πτολεμαΐδα IV	300	274
Σύνολο ισχύος λιγνιτικών μονάδων			5288	4808,1
Πετρελαϊκές μονάδες				
ΔΕΗ	Αλιβέρι	Αλιβέρι III,IV	2x150	2x144
ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο I	150	143
		Λαύριο II	300	287
Σύνολο ισχύος πετρελαϊκών μονάδων			750	718

⁸ ΔΕΣΜΗΕ – Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

⁹ ΡΑΕ – Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Μονάδες συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	Κομοτηνή	Κομοτηνή	495	476,3
ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο III (μικρή ΜΣΚ)	180	173,4
		Λαύριο IV (μεγάλη ΜΣΚ)	560	550,2
Ενεργειακή Θεσ.	ΘΗΣΕΝΘΕΣ	ΕΝΘΕΣ	395	384,5
Σύνολο ισχύος μονάδων συνδυασμένου κύκλου			1630	1584,4
Μονάδες φυσικού αερίου ανοικτού κύκλου				
ΔΕΗ	Άγ. Γεώργιος	Άγ. Γεώργιος VIII	160	151
		Άγ. Γεώργιος IX	200	188
ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική	ΘΗΣΗΡΩΝ	Αεριοστροβιλικές μονάδες ανοικτού κύκλου	147,8	147,8
Σύνολο ισχύος μονάδων φυσικού αερίου			507,8	486,8
ΣΥΝΟΛΟ ΙΣΧΥΟΣ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ			8175,8	7587,9

Πίνακας 4.1: Θερμικοί σταθμοί παραγωγής συνδεδεμένοι στο σύστημα κατά το έτος 2006
[Πηγή: ΜΑΣΜ 2006-2010]

Από τον παραπάνω πίνακα φαίνεται ότι το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος στο ΕΔΣ κατά το έτος 2006 ήταν 8175,8 MW, ενώ το σύνολο της καθαρής ισχύος ήταν 7587,9 MW. Με βάση τα στοιχεία του διαχειριστή του συστήματος το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος στο τέλος του 2009 διαμορφώνεται σε 8600 MW, ενώ το σύνολο της καθαρής ισχύος σε 8009 MW. Η διαφορά αυτή εντοπίζεται λόγω της ένταξης κάποιων νέων μονάδων στο σύστημα, με ταυτόχρονη απόσυρση κάποιων παλαιότερων, καθώς και λόγω της αναθεώρησης ορισμένων στοιχείων των παραπάνω σταθμών.

Οι μονάδες που εισήχθησαν στο σύστημα μετά το 2006 και οι οποίες δεν λαμβάνονται υπόψη στους υπολογισμούς για τους λόγους που προαναφέρθηκαν φαίνονται στον πίνακα 4.2.

Μονάδες συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο V (νέα ΜΣΚ)	385,3	377,7
Μονάδες συμπαραγωγής σε σταθμούς συνολικής ισχύος τουλάχιστον 50 MW				
ΕΛΠΕ	ΕΛΠΕ/Εγκαταστάσεις Ασπροπύργου		50	50
ΜΟΤΟΡΟΪΛ	ΜΟΤΟΡΟΪΛ/Άγ. Θεόδωροι		66,1	66,1
Σύνολο ισχύος νέων Θερμοηλεκτρικών Σταθμών			501.4	493.8

Πίνακας 4.2: Θερμικοί σταθμοί παραγωγής συνδεδεμένοι στο σύστημα μετά το έτος 2006
[Πηγή: ΜΑΣΜ 2010-2014]

Με βάση τα παραπάνω παρατηρούμε ότι το σύνολο της καθαρής ισχύος στο σύστημα αυξήθηκε κατά 5%, γεγονός που επιβεβαιώνει ότι τα τελικά αποτελέσματα δεν θα παρουσιάζουν σημαντικές αποκλίσεις από την πραγματικότητα.

Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής του ΕΔΣ είναι πιθανό για κάποια περίοδο του χρόνου να βρίσκονται εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης ή προγραμματισμένης συντήρησης. Είναι προφανές πως η συντήρηση των μονάδων προγραμματίζεται κατά το δυνατό σε περιόδους χαμηλής φόρτισης του συστήματος ώστε να είναι δυνατή η αποσύνδεση τους, χωρίς να παρουσιάζονται προβλήματα ευστάθειας και κάλυψης της ζήτησης. Παρά ταύτα υπάρχει η πιθανότητα οι συμβατικές μονάδες να βρίσκονται εκτός του συστήματος λόγω απρόβλεπτων προβλημάτων και δυσλειτουργιών ακόμη και σε περιόδους υψηλότερης ζήτησης. Η διαθεσιμότητα των μονάδων στην περίοδο του χρόνου εκφράζεται μέσω του συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (*EFOR – Equivalent Forced Outage Rate*). Στον πίνακα 4.3 φαίνονται οι συντελεστές *EFOR* για κάθε μονάδα του ΕΔΣ καθώς και ο μέσος συντελεστής *EFOR* ανά κατηγορία μονάδων.

α/α	Μονάδες	EFOR (%)	Μέσο EFOR ανά κατηγορία μονάδων (%)
1	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	5,94	9,99
2	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	8,256	
3	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	6,486	
4	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	4,11	
5	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	4,128	
6	ΑΜΥΝΤΑΙΟ Ι	7,182	
7	ΑΜΥΝΤΑΙΟ ΙΙ	5,219	
8	ΜΕΛΙΤΗ	8,164	
9	ΚΑΡΔΙΑ Ι	3,849	
10	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	4,531	
11	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	6,702	
12	ΚΑΡΔΙΑ ΙV	12,282	
13	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ Ι	24,761	
14	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙ	27,032	
15	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙΙ	17,999	
16	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙV	16,166	
17	ΛΙΠΤΟΛ	6,42	
18	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ Ι	24,938	
19	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙ	16,771	
20	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙΙ	26,12	
21	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV	10,446	
22	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙΙΙ	4,062	7,77
23	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙV	1,961	
24	ΛΑΥΡΙΟ Ι	4,394	
25	ΛΑΥΡΙΟ ΙΙ	14,238	
26	Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙΙ	10,063	6,44
27	Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	5,766	
28	ΚΟΜΟΤΗΝΗ	5,895	7,64
29	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ VΙΙΙ	12,309	
30	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΙΧ	3,884	
31	ΕΝ.ΘΕΣ.	5,67	5,67

Πίνακας 4.3 Συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου
[Πηγή: ΜΑΣΜ 2006-2010]

Επίσης στο ΕΔΣ συμμετέχουν και υδροηλεκτρικές μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3017 MW, οι οποίες λόγω των ειδικών χαρακτηριστικών τους, δεν λαμβάνονται στην ανάλυση αυτού του κεφαλαίου. Για τις μονάδες αυτές, δεδομένης της προγραμματισμένης και ελεγχόμενης λειτουργίας τους, θεωρείται ότι λειτουργούν ως μονάδες αιχμής και δεν περιορίζουν την απορρόφηση της αιολικής ισχύος. Επιπρόσθετα, τα αιολικά συνεισφέρουν στην εξοικονόμηση πολύτιμου νερού στους ταμειυτήρες των υδροηλεκτρικών, καθώς η πιθανή περικοπή αιολικής ισχύος συμβαίνει είτε τις ώρες χαμηλής ζήτησης, κατά τις οποίες οι μονάδες αυτές δεν χρησιμοποιούνται είτε τις ώρες μεγάλης αιολικής παραγωγής, κατά τις οποίες οι υδροηλεκτρικές μονάδες μπορούν να αποσυνδεθούν από το σύστημα ή να περιορίσουν την λειτουργία τους, εξοικονομώντας νερό για περιόδους κατά τις οποίες η ζήτηση θα είναι υψηλή και ταυτόχρονα θα υπάρχει χαμηλή αιολική παραγωγή.

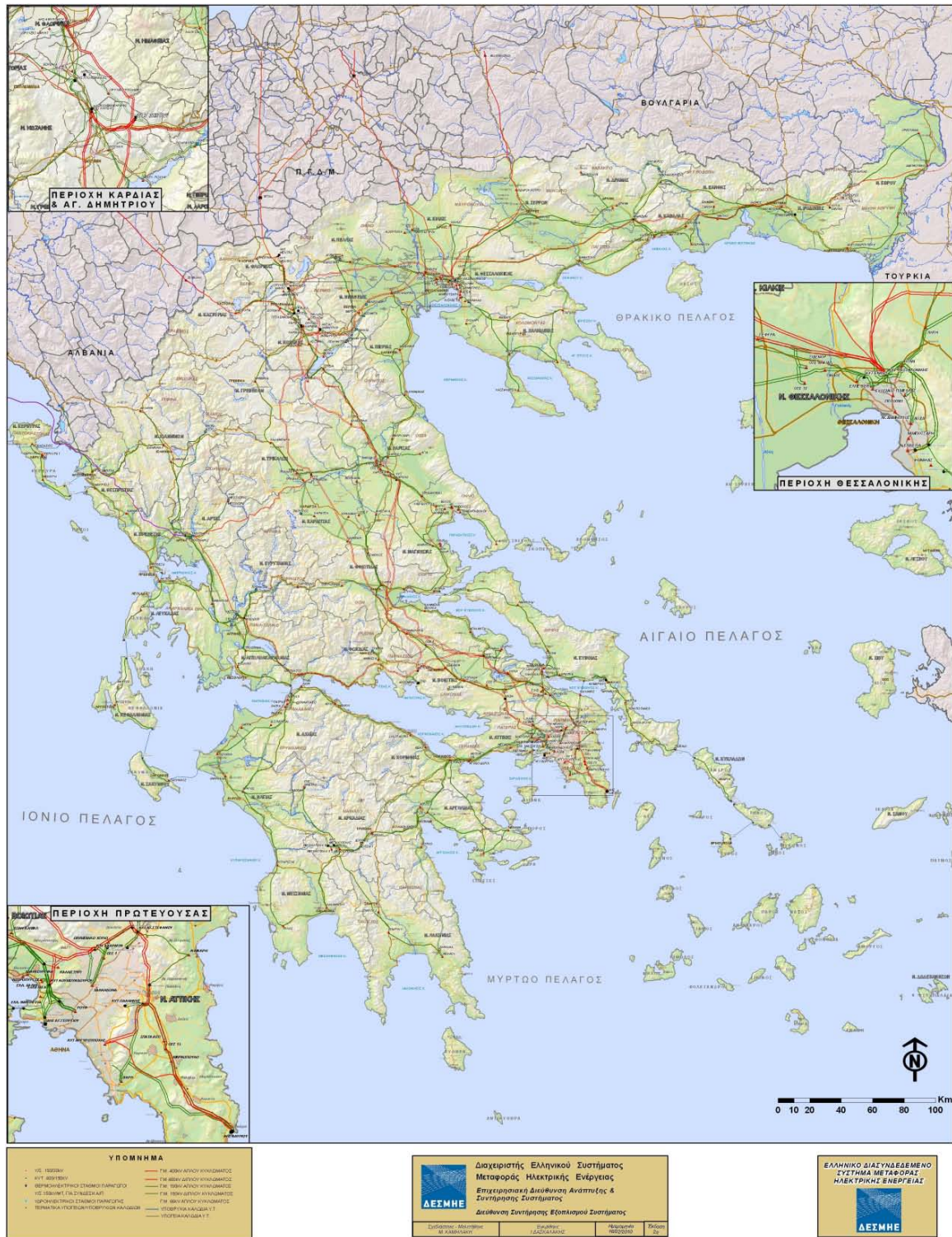
4.2.2 Το σύστημα μεταφοράς

Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από το ηλεκτρικό σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα υψηλής (66kV και 150kV) και υπερυψηλής τάσης (400kV) [ΜΑΣΜ 2010-2014].

Κύριο χαρακτηριστικό του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (Δυτική Μακεδονία, περιοχή Πτολεμαΐδας), ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότο (περιοχή Αττικής). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις με Βουλγαρία και ΠΓΔΜ είναι στο Βορρά, υπάρχει μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος κατά το γεωγραφικό άξονα Βορρά – Νότου, η οποία εξυπηρετείται κυρίως από έναν κεντρικό κορμό 400kV αποτελούμενο από τρεις γραμμές μεταφοράς 400kV διπλού κυκλώματος. Οι γραμμές αυτές συνδέουν το κύριο κέντρο παραγωγής (Δυτική Μακεδονία) με τα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) που βρίσκονται περίξ της ευρύτερης περιοχής της Πρωτεύουσας. Η μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης είχε οδηγήσει στο παρελθόν σε σημαντικά προβλήματα τάσεων. Στην κατεύθυνση αντιμετώπισης του προβλήματος, έχουν ληφθεί κατάλληλα μέτρα. Πάντως, η ένταξη νέων μονάδων παραγωγής στο Νότιο Σύστημα αναμένεται να διαφοροποιήσει σημαντικά αυτή τη γεωγραφική ανισορροπία στο άμεσο μέλλον.

Το ιστορικό στιγμιαίο μέγιστο της αιχμής φορτίου για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα ανήλθε σε 10.610 MW την 23η Ιουλίου 2007. Το σύστημα αντεπεξήλθε επιτυχώς στις αυξημένες απαιτήσεις της ζήτησης, διατηρώντας πολύ καλά επίπεδα ποιότητας ισχύος και τάσεως.

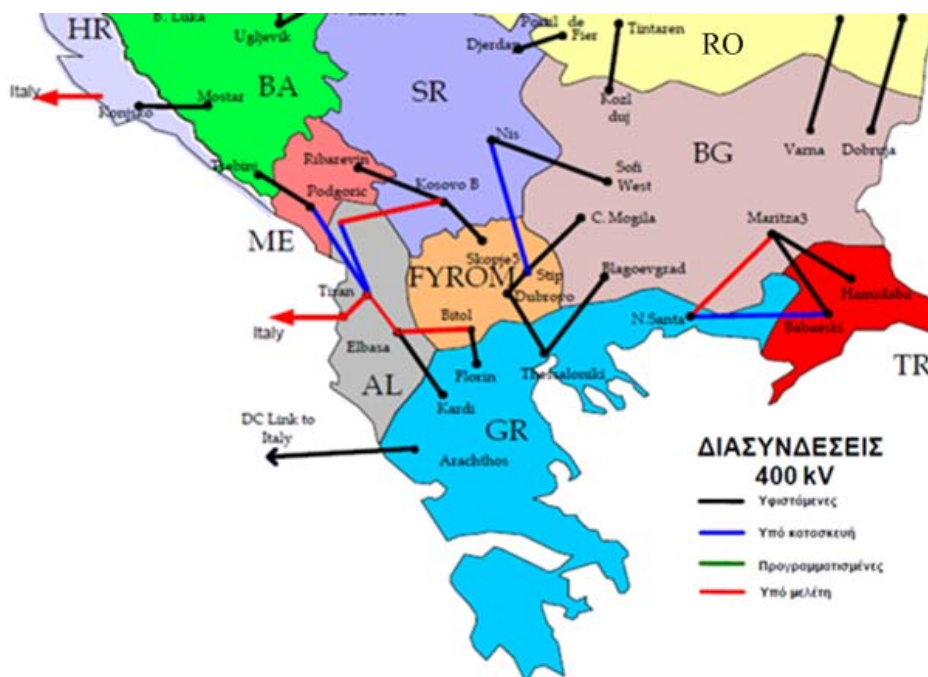
Σε περιόδους υψηλών φορτίων στο παρελθόν, σημαντικά χαμηλότερων του μεγίστου 2007, προβλήματα χαμηλών τάσεων είχαν οδηγήσει σε κατάρρευση του Νοτίου Συστήματος και σε άλλες περιπτώσεις στα όρια της κατάρρευσης. Μία σειρά από μέτρα που συστηματικά εφαρμόστηκαν έκτοτε, επέτρεψαν την αντιμετώπιση των υψηλών θερινών φορτίων των τελευταίων ετών, διατηρώντας μάλιστα εξαιρετικά επίπεδα τάσεως.



Σχήμα 4.1: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
[Πηγή: ΔΕΣΜΗ]

Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το σύγχρονο διασυνδεδεμένο Σύστημα του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Η παράλληλη λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω διασυνδεδεμένων γραμμών μεταφοράς 400 και 150 kV με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ (FYROM). Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα (μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος) με την Ιταλία.

Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο Σχήμα 4.2, όπου παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις.



Σχήμα 4.2: Σχηματικό διάγραμμα διασυνδέσεων ελληνικού συστήματος με τα γειτονικά [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

Με βάση τα παραπάνω στοιχεία επιβεβαιώνεται η βασική υπόθεση που έγινε στο Κεφάλαιο 3, κατά την οποία το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα θεωρείται ως απομονωμένο, περιορισμένης μεταφορικής ικανότητας και κατ' επέκταση στην παρούσα ανάλυση δεν λαμβάνεται υπόψη οποιαδήποτε επίπτωση της διασύνδεσης στην αύξηση απορρόφησης της αιολικής ενέργειας.

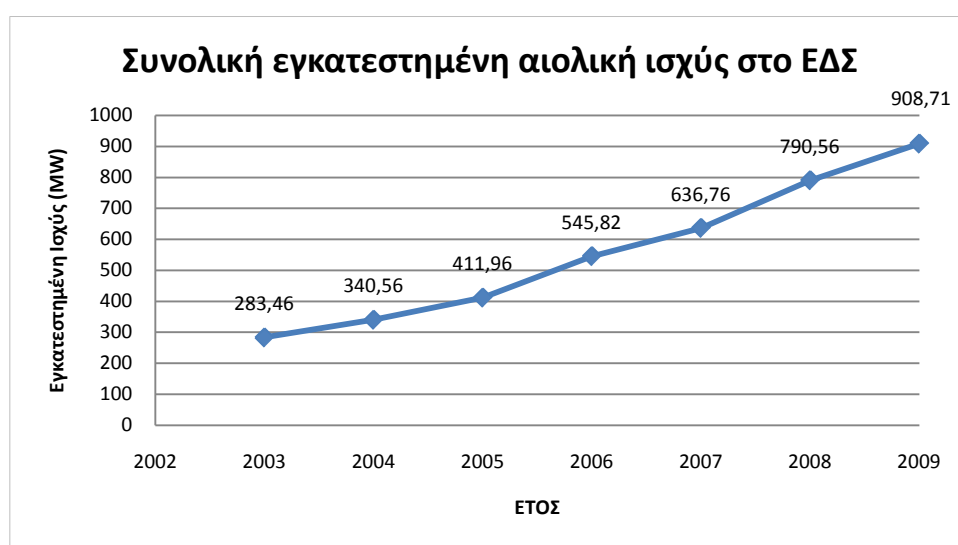
Για τη διαμόρφωση ενός μακροχρόνιου σχεδιασμού για την ανάπτυξη των διεθνών διασυνδέσεων πρέπει να διατυπωθούν ορισμένες εκτιμήσεις σχετικά με τις ευρύτερες εξελίξεις στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε ευρύτερο ευρωπαϊκό επίπεδο, αλλά και κυρίως στο επίπεδο των γειτονικών χωρών. Γενικότερα, το ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο σύστημα στο οποίο μετέχουμε, αποτελεί μία σύγχρονη ζώνη που εκτείνεται σήμερα από την Ιβηρική χερσόνησο στα δυτικά μέχρι την Πολωνία στα ανατολικά και από την Ελλάδα μέχρι τη Δανία. Είναι σήμερα υπό εξέταση πολλά αιτήματα επέκτασης του ευρωπαϊκού διασυνδεδεμένου συστήματος προς όλες σχεδόν τις γεωγραφικές κατευθύνσεις. Οι νέες διασυνδέσεις που αναμένονται σε σχετικά σύντομο χρονικό ορίζοντα είναι αυτή προς την Τουρκία, καθώς και προς τις χώρες της Β. Αφρικής από τη Λιβύη μέχρι τη Μέση Ανατολή, στην κατεύθυνση δημιουργίας του αποκαλούμενου Μεσογειακού Δακτυλίου.

Παρά τις όποιες τεχνικές και οικονομικές δυσκολίες, είναι αρκετά εύλογο στο χρονικό ορίζοντα του 2020-2025 να υπάρχουν διασυνδέσεις προς όλες αυτές τις κατευθύνσεις που θα επιτρέπουν την πραγματοποίηση ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας με τις χώρες αυτές. Στα πλαίσια αυτά η χώρα μας είναι δυνατό να εξελιχθεί σε σημαντικό κόμβο διακίνησης ενέργειας στην περιοχή της Νότιας Βαλκανικής.

4.2.3 Παρούσα κατάσταση της αιολικής ενέργειας στο ΕΔΣ

Μέχρι το Σεπτέμβριο του 2009, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς είχαν εγκατασταθεί 851 ανεμογεννήτριες 10 διαφορετικών κατασκευαστών σε 73 αιολικά πάρκα, ισχύος από 105 kW έως 3,0 MW. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων που βρίσκονται σήμερα σε λειτουργία είναι περίπου 909 MW.

Όπως προκύπτει από τα στοιχεία του ΔΕΣΜΗΕ, η συνολική παραγωγή των αιολικών πάρκων (Α/Π) του συστήματος για το 2008 ξεπέρασε τις 1.661 GWh, με ποσοστό 75,42% επί του συνόλου παραγωγής από ΑΠΕ. Η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας το έτος 2008 στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε στο 3,24 % με μέσο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (*capacity factor*) 26,46 %. Στο Σχήμα 4.3 δίνεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των εν λειτουργία Α/Π στο σύστημα από το 2003 και μετά. Κατά μέσο όρο εγκαθίστανται περίπου 120 MW ανά έτος.



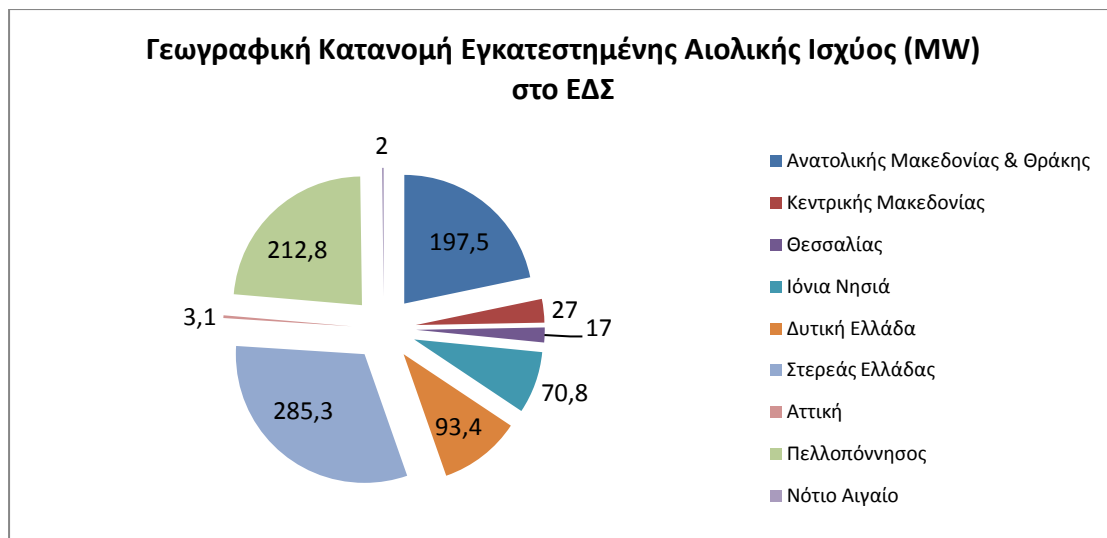
Σχήμα 4.3: Εξέλιξη της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο ΕΔΣ [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

Στον πίνακα 4.4 καθώς και στα σχήματα 4.4 και 4.5 φαίνεται η διείσδυση των αιολικών εγκαταστάσεων που βρίσκονται σε λειτουργία και με προσφορά σύνδεσης (που δεν έχουν κατασκευαστεί) ανά Διοικητική Περιφέρεια.

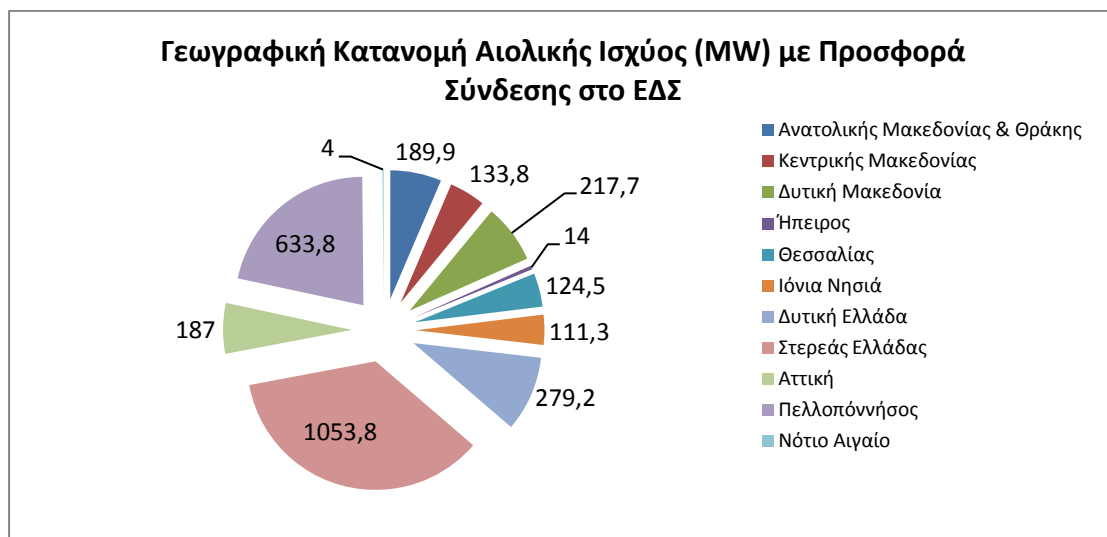
Περιφέρεια	Σε Λειτουργία (MW)	Με Προσφορά Σύνδεσης* (MW)
Ανατ. Μακεδονίας & Θράκης	197.5	189.9
Κεντρικής Μακεδονίας	27	133.8
Δυτική Μακεδονία	0	217.7
Ήπειρος	0	14
Θεσσαλίας	17	124.5
Ιόνια Νησιά	70.8	111.3
Δυτική Ελλάδα	93.4	279.2
Στερεάς Ελλάδας	285.3	1053.8
Αττική	3.1	187
Πελοπόννησος	212.8	633.8
Νότιο Αιγαίο	2	4
Σύνολο (MW)	2949	909

Πίνακας 4.4: Η διείσδυση των αιολικών εγκαταστάσεων ανά Διοικητική Περιφέρεια [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

*Έχουν εξαιρεθεί οι σταθμοί που βρίσκονται σε λειτουργία



Σχήμα 4.4: Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος αιολικών πάρκων (MW) στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

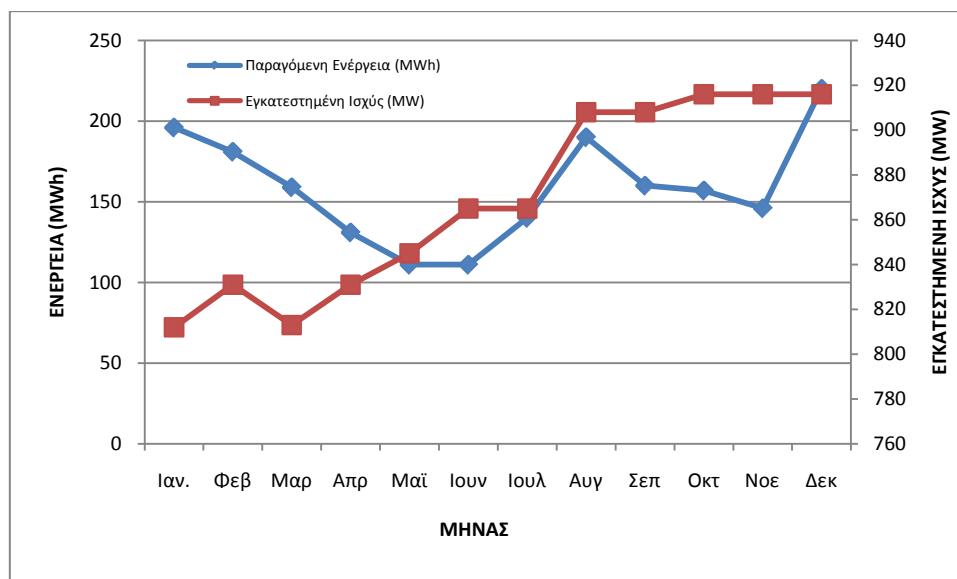


Σχήμα 4.5: Γεωγραφική Κατανομή Ισχύος αιολικών πάρκων (MW) με Προσφορά Σύνδεσης στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

Με βάση τα παραπάνω, παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος εντοπίζεται στις περιφέρειες της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης, της Στερεάς Ελλάδας και της Πελοποννήσου, ενώ ακολουθούν με σημαντικά μικρότερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ η Δυτική Ελλάδα και τα Ιόνια Νησιά. Αντίστοιχη είναι και η εικόνα στις εγκαταστάσεις με προσφορά σύνδεσης, που να αναμένεται να υλοποιηθούν μελλοντικά, καθώς και στην περίπτωση αυτή, οι περιοχές της Στερεάς Ελλάδας και της Πελοποννήσου συγκεντρώνουν το μεγαλύτερο ποσοστό αιτήσεων, ενώ ακολουθούν οι περιοχές της Δυτικής Ελλάδας, της Δυτικής και Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης.

Στο διάγραμμα που ακολουθεί (Σχήμα 4.6) φαίνεται η μηνιαία παραγωγή από τις αιολικές εγκαταστάσεις καθώς και η εξέλιξη της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος για το έτος 2009. Είναι εμφανές ότι η αιολική παραγωγή παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις σε ετήσια βάση, με τις αιχμές να εντοπίζονται τις περιόδους των χειμερινών μηνών καθώς και στους

τελευταίους μήνες του καλοκαιριού. Επίσης είναι σημαντικό να επισημανθεί ο μικρός ρυθμός αύξησης της εγκατεστημένης αιολικής ενέργειας και κατά το έτος 2009, ο οποίος περιορίστηκε στο 11%.

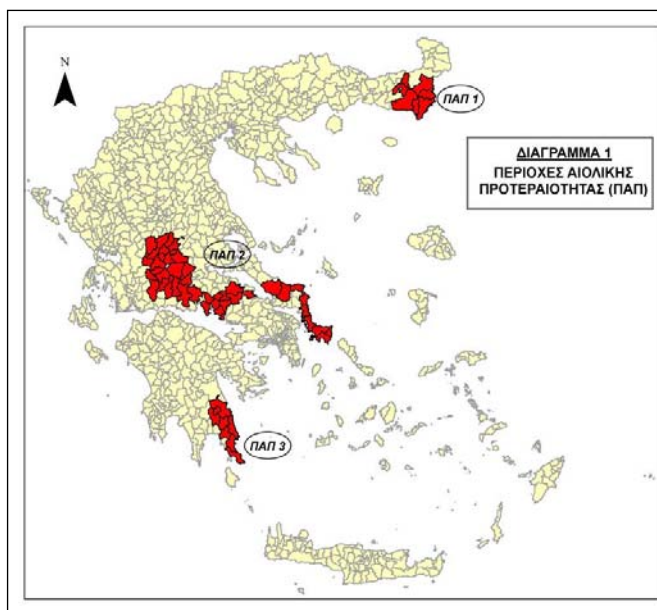
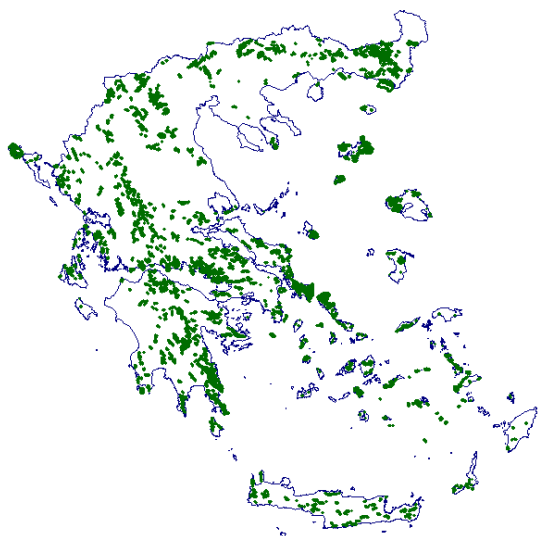


Σχήμα 4.6: Εξέλιξη της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (MW) & μηνιαία παραγωγή αιολικής ενέργειας (MWh) για το έτος 2009 [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

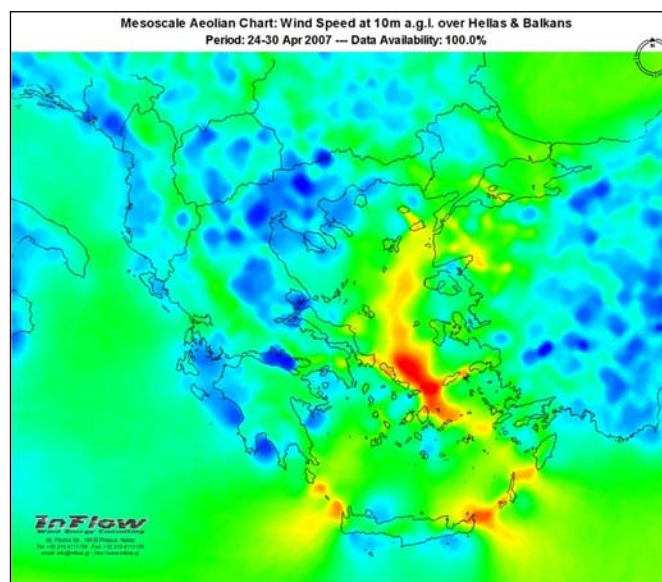
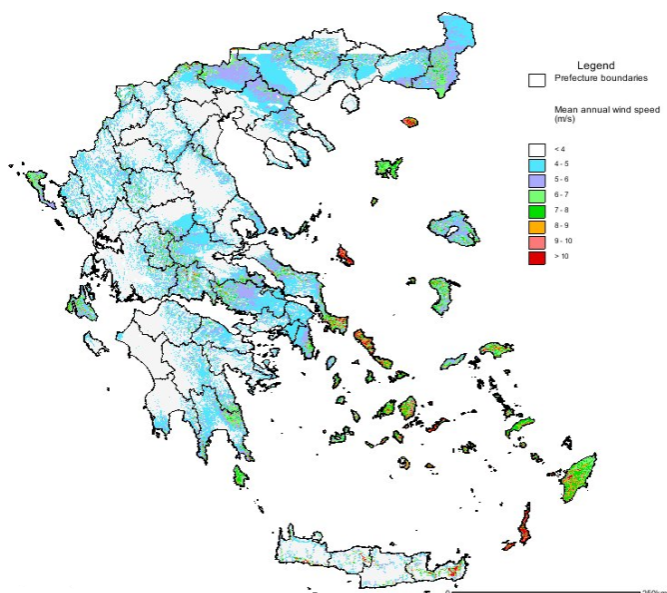
4.3 Καθορισμός θέσεων ενδιαφέροντος

Για την εκτίμηση της ενεργειακής παραγωγής και την αξιολόγηση διαφορετικών σεναρίων συνολικής εγκατεστημένης ισχύος καθορίζονται αρχικά οι θέσεις ενδιαφέροντος ανά την επικράτεια. Η επιλογή των θέσεων αυτών γίνεται με κριτήριο την υπάρχουσα ανάπτυξη των αιολικών πάρκων καθώς και την δυναμική των διαφόρων περιοχών για μελλοντική ανάπτυξη. Βασικοί άξονες της αξιολόγησης των περιοχών είναι οι εξής:

- Τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα, εκείνα που πρόκειται να εγκατασταθούν άμεσα (κατέχουν άδεια εγκατάστασης), αλλά και το γενικότερο επιχειρηματικό ενδιαφέρον όπως προκύπτει από τις άδειες σύνδεσης και τις αιτήσεις των επενδυτών (Σχήμα 4.7α)
- Οι Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ) όπως ορίζονται από το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο (ΕΧΠ) για τις ΑΠΕ (Σχήμα 4.7β)
- Οι Χάρτες Ανέμου Μεσοκλίμακας MACH (Σχήμα 4.8β) καθώς και οι χάρτες αιολικού δυναμικού του ΚΑΠΕ (Σχήμα 4.8α)
- Οι διαθέσιμες μετρήσεις από το δίκτυο μετρητικών ιστών από τις οποίες αποτυπώνεται με σαφήνεια το αιολικό δυναμικό σε τοπικό επίπεδο σε περιοχές με ιδιαίτερο ενδιαφέρον



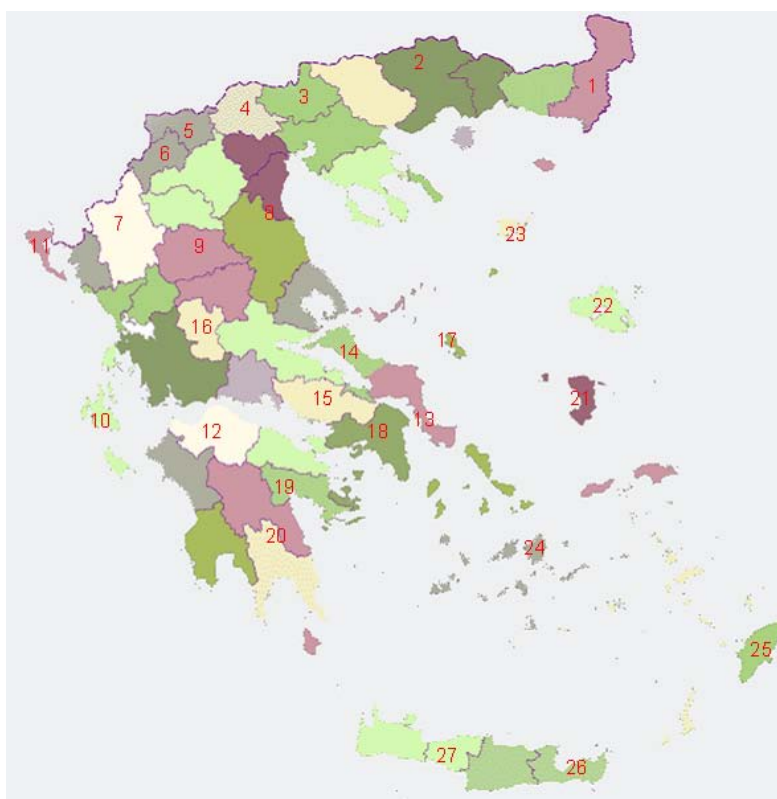
Σχήμα 4.7:
 α) Γεωγραφική αποτύπωση αιτήσεων αιολικών εγκαταστάσεων [Πηγή: ΡΑΕ]
 β) Οι Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ) όπως ορίζονται από το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο για τις ΑΠΕ



Σχήμα 4.8:
 α) Χάρτης αιολικού δυναμικού της Ελλάδας [Πηγή: ΚΑΠΕ]
 β) Ενδεικτικός χάρτης MACH ανέμου μεσοκλίμακας (τελευταία εβδομάδα Απριλίου 2007)

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα επιλέγονται τελικά οι 27 θέσεις ενδιαφέροντος που φαίνονται στον χάρτη του σχήματος 4.9 και στον πίνακα 4.5. Στο σημείο αυτό πρέπει να επισημανθεί ότι επιλέγονται και περιοχές οι οποίες δεν ανήκουν σήμερα στο ΕΔΣ, όπως ορισμένα νησιά του Αιγαίου και η Κρήτη. Η επιλογή αυτή έγινε με το σκεπτικό ότι οι περιοχές αυτές είναι πιθανό μελλοντικά να αποτελέσουν μέρος του ΕΔΣ, είτε μέσω ιδιωτικών επενδύσεων διασύνδεσης είτε μέσω του ΔΕΣΜΗΕ (η διασύνδεση της περιοχής των Κυκλάδων περιλαμβάνεται στο σχεδιασμό της ΜΑΣΜ¹⁰ 2010-2014).

ΝΟΜΟΣ	ΑΡΙΘΜΟΣ ΣΗΜΕΙΟΥ	ΝΟΜΟΣ	ΑΡΙΘΜΟΣ ΣΗΜΕΙΟΥ
Νομός Έβρου	1	Νομός Βοιωτίας	15
Νομός Δράμας	2	Νομός Ευρυτανίας	16
Νομός Κιλκίς	3	Σκύρος	17
Νομός Πέλλας	4	Νομός Αττικής	18
Νομός Φλώρινας	5	Νομός Αργολίδας	19
Νομός Καστοριάς	6	Νομός Αρκαδίας - Λακωνίας	20
Νομός Ιωαννίνων	7	Νομός Χίου	21
Νομός Λάρισας - Πιερίας	8	Λέσβος	22
Νομός Τρικάλων	9	Λήμνος	23
Νομός Κεφαλονιάς	10	Νάξος	24
Νομός Κέρκυρας	11	Ρόδος	25
Νομός Αχαΐας	12	Νομός Λασιθίου	26
Νότια Εύβοια	13	Νομός Ρεθύμνου	27
Κεντρική - Νότια Εύβοια	14		



Πίνακας 4.5 & Σχήμα 4.9: Θέσεις ενδιαφέροντος ανά την επικράτεια

¹⁰ Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς

4.4 Εφαρμογή μεθόδου βελτιστοποίησης με χρήση γενετικών αλγορίθμων

4.4.1 Ορισμοί

Οι εξελικτικοί αλγόριθμοι είναι υπολογιστικά μοντέλα τα οποία επιλύουν προβλήματα χρησιμοποιώντας στοχαστικούς μηχανισμούς εξέλιξης προερχόμενους από την φύση και βασίζονται στις αρχές εξέλιξης των ειδών όπως αυτές διατυπώθηκαν από τον Δαρβίνο, περί το 1860. Σύμφωνα με τις αρχές αυτές, τα άτομα ενός πληθυσμού συναγωνίζονται για την απόκτηση πόρων, όπως στέγη και τροφή, με τα πιο επιτυχημένα από αυτά να έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να οδηγηθούν σε αναπαραγωγή και να διαιωνιστούν. Με τον μηχανισμό αυτό, τα γονίδια των επιτυχημένων ατόμων, δηλαδή αυτών που έχουν προσαρμοστεί με επιτυχία στις ανάγκες του περιβάλλοντος, με την πάροδο των γενεών μεταφέρονται σε μεγαλύτερο αριθμό απογόνων. Ο συνδυασμός καλών χαρακτηριστικών από διαφορετικούς επιτυχημένους γονείς ενδεχόμενα να παράξει απογόνους με καλύτερα χαρακτηριστικά, συμβάλλοντας στην εξέλιξη του πληθυσμού και στην καλύτερη προσαρμογή του στο εκάστοτε περιβάλλον [Κ.Χ. Γιαννάκογλου, 2006].

Βασικό γνώρισμα των εξελικτικών αλγορίθμων είναι η χρήση πληθυσμών ατόμων τα οποία εξελίσσονται συνεχώς, σε αντιδιαστολή με τις αιτιοκρατικές μεθόδους βελτιστοποίησης, οι οποίες χειρίζονται μεμονωμένα άτομα. Η εξέλιξη του πληθυσμού από γενιά σε γενιά καθορίζεται από την τιμή καταλληλότητας με βάση μία ή περισσότερες αντικειμενικές συναρτήσεις, ενώ κατά την διαδικασία της εξέλιξης η διαδοχή των πληθυσμών είναι δυναμική, δηλαδή δημιουργούνται νέα άτομα και εξαφανίζονται άλλα ανάλογα με την τιμή της καταλληλότητας τους. Επίσης, κατά την εξέλιξη του πληθυσμού υπάρχει κληρονομικότητα χαρακτηριστικών από τους γονείς στους απογόνους, αλλά και στοχαστική εμφάνιση νέων χαρακτηριστικών, τα οποία προκύπτουν από μηχανισμούς ανάλογους των φυσικών όπως η μετάλλαξη.

Η φιλοσοφία και ο τρόπος λειτουργίας των εξελικτικών αλγορίθμων είναι φανερό ότι δεν στηρίζεται σε κάποιο αυστηρά ορισμένο μαθηματικό υπόβαθρο, γεγονός το οποίο εξυπηρετεί στην εύκολη προσαρμογή τους σε κάθε νέο πρόβλημα, χωρίς ιδιαίτερες παρεμβάσεις, αρκεί να υπάρχει προγραμματισμένο κατάλληλο λογισμικό αξιολόγησης. Τέλος, ο στοχαστικός χαρακτήρας της μεθόδου αυτής αποτρέπει τον κίνδυνο εγκλωβισμού της λύσης σε τοπικά ακρότατα, αλλά ταυτόχρονα απαιτεί μεγάλο αριθμό αξιολογήσεων, γεγονός το οποίο ορισμένες φορές αυξάνει αρκετά το υπολογιστικό κόστος για την εύρεση της βέλτιστης λύσης.

Η μεθοδολογία [Γ. Κάραλης, Σ. Δεληκαράογλου, 2010] που ακολουθείται για τον προσδιορισμό της βέλτιστης χωροθέτησης των αιολικών εγκαταστάσεων στον ελληνικό γεωγραφικό χώρο συνίσταται σε δύο βασικά σκέλη. Το πρώτο σκέλος αποτελείται από το λογισμικό EASY (*Evolutionary Algorithms SYstem*), το οποίο αναπτύχθηκε από το Εργαστήριο Θερμικών Στροβιλομηχανών του ΕΜΠ, και υλοποιεί την μέθοδο βελτιστοποίησης των εξελικτικών αλγορίθμων. Το δεύτερο σκέλος της μεθοδολογίας αποτελείται από υπολογιστικούς κώδικες (σε FORTRAN 95) οι οποίοι αναπτύχθηκαν στο πλαίσιο της εργασίας αυτής και υλοποιούν τους απαραίτητους υπολογισμούς για την αξιολόγηση των διαφορετικών ατόμων που παράγει ο EASY.

Στο κεφάλαιο αυτό εξετάζονται τρία διαφορετικά σενάρια συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στον ελληνικό χώρο, 3000 MW, 5000 MW και 8000MW. Η επιλογή των παραπάνω

τιμών έγινε με βάση την υφιστάμενη εγκατεστημένη αιολική ισχύ ενώ λαμβάνεται υπόψη και η αναμενόμενη ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα την επόμενη δεκαετία, η οποία συνάδει και με τις δεσμευτικές οδηγίες και στόχους που καθορίζονται σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές κατά 18% μέχρι το 2020.

Κατά την εφαρμογή της μεθόδου βελτιστοποίησης με χρήση των εξελικτικών αλγορίθμων επελέγησαν ως κατώτατο όριο της επιτρεπόμενης εγκατεστημένης ισχύος σε κάθε θέση τα 0 MW και στα τρία εξεταζόμενα σενάρια, ενώ ως ανώτατο όριο της επιτρεπόμενης εγκατεστημένης ισχύος σε κάθε θέση ορίστηκαν τα 300 MW, 500 MW και 800MW για τα σενάρια των 3000 MW, 5000 MW και 8000MW αντίστοιχα. Η επιλογή των ορίων αυτών αφενός δίνει την δυνατότητα στην μέθοδο βελτιστοποίησης να επιλέξει τιμές μέσα σε ένα ευρύ φάσμα επιτρεπόμενης εγκατεστημένης ισχύος σε κάθε περιοχή, αφετέρου λαμβάνει υπόψη και τους περιορισμούς των υφιστάμενων αλλά και των μεσοπρόθεσμων διασυνδέσεων του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος, οι οποίοι επιβάλλουν ανώτατα όρια στο μέγεθος των αιολικών εγκαταστάσεων. Επίσης, όπως φαίνεται και στην παρουσίαση των αποτελεσμάτων τα όρια που τέθηκαν στις μεταβλητές σχεδιασμού του προβλήματος, δεν περιορίζουν ουσιαστικά το μέτωπο των βέλτιστων λύσεων καθώς οι περιπτώσεις στις οποίες επιλέγεται το ανώτατο όριο είναι ελάχιστες, γεγονός το οποίο επιβεβαιώνει ότι και σε περίπτωση αύξησης των επιτρεπόμενων ορίων οι βέλτιστες λύσεις δεν θα διέφεραν σε μεγάλο βαθμό από τις υπάρχουσες.

Ως στόχοι της διαδικασίας βελτιστοποίησης ορίζονται ο συντελεστής παροχής εγγυημένης ισχύος CC (*Capacity Credit*) και ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας CF_R (*Capacity Factor*) του κάθε εξεταζόμενου σεναρίου. Τα μεγέθη αυτά επιλέγονται ως στόχοι της βελτιστοποίησης διότι αντικατοπτρίζουν την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος, μέσω του CC, καθώς και την ποιότητα σχεδιασμού της κάθε εξεταζόμενης περίπτωσης, σε σχέση με το αιολικό δυναμικό του ελληνικού χώρου, μέσω του CF_R .

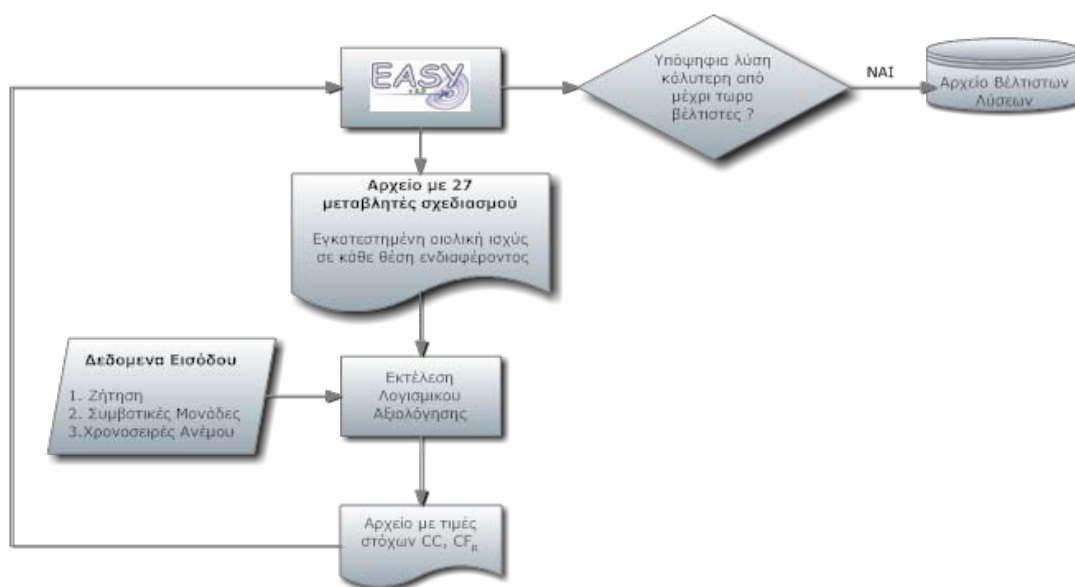
Για τον υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε κάθε υποψήφια λύση γίνεται χρήση της πιθανοθεωρητικής ανάλυσης που περιγράφεται εκτενώς στο Κεφάλαιο 3.

Σχετικά με τον υπολογισμό του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας που υπολογίζεται για κάθε υποψήφια λύση πρέπει στο σημείο αυτό να γίνει διάκριση σε σχέση με τον θεωρητικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας. Ως θεωρητικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ορίζεται το πηλίκο της συνολικά παραγόμενης ενέργειας ενός αιολικού πάρκου προς την ενέργεια που θα παράγονταν εάν η αιολική εγκατάσταση λειτουργούσε στην ονομαστική της ισχύ για την ίδια χρονική περίοδο. Αντίστοιχα, ως πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ορίζεται το πηλίκο της απορροφούμενης από το σύστημα ενέργειας προς την ενέργεια που θα παράγονταν εάν η αιολική εγκατάσταση λειτουργούσε στην ονομαστική της ισχύ για την ίδια χρονική περίοδο. Προφανώς ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας είναι μικρότερος, στις περιπτώσεις που έχουμε απόρριψη αιολικής ενέργειας από το σύστημα, ή ίσος του θεωρητικού, στην περίπτωση που έχουμε 100% απορρόφηση. Στην παρούσα ανάλυση, τίθεται όριο για την στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος, δεδομένου ότι οι διακυμάνσεις της παραγόμενης ισχύος από τους αιολικούς σταθμούς μπορεί να έχουν δυσμενείς επιπτώσεις στη διατήρηση της συχνότητας του δικτύου εντός των επιτρεπόμενων ορίων ή ακόμη και στην ευστάθεια του συστήματος. Αυτό το όριο επηρεάζεται σημαντικά από τη γεωγραφική διασπορά. Σε συστήματα του μεγέθους της Ελλάδας, θα μπορούσε να γίνει

αποδεκτή ακόμα και ιδιαίτερα υψηλή τιμή για τη στιγμιαία διείσδυση¹¹ της τάξεως του 80-100%, διότι σε σενάρια ευρύτερης γεωγραφικής διασποράς το συνολικό σφάλμα της πρόβλεψης μειώνεται και οι διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής περιορίζονται. Στην παρούσα ανάλυση, και προκειμένου τα αποτελέσματα να είναι από την ασφαλή πλευρά, χρησιμοποιείται ως βασική τιμή στιγμιαίας επιτρεπόμενης ισχύος το $\delta=50\%$ της ζήτησης.

Τα δύο σκέλη της μεθόδου, που περιγράφηκαν παραπάνω, εκτελούνται ως εξής:

1. Για κάθε υποψήφια λύση ο EASY παράγει ένα αρχείο το οποίο περιέχει 27 τιμές, όσες και οι μεταβλητές του προβλήματος, ο οποίος αντιστοιχούν στην εγκατεστημένη αιολική ισχύ στις θέσεις ενδιαφέροντος.
2. Στη συνέχεια με την εκτέλεση των υπολογιστικών κωδικών (evaluators) η λύση αξιολογείται ως προς τους δύο στόχους, συντελεστής εγγυημένης ισχύος και πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας.
3. Με βάση τις τιμές των δύο στόχων ο EASY ελέγχει εάν η υποψία λύση είναι καλύτερη από τις μέχρι στιγμής βέλτιστες και στην περίπτωση αυτή την αποθηκεύει στο αρχείο βέλτιστων λύσεων
4. Ο EASY παράγει νέα υποψήφια λύση με βάση τις τρέχουσες βέλτιστες λύσεις και με χρήση άλλων τεχνικών των γενετικών αλγορίθμων (μετάλλαξη, διασταύρωση κ.α.)



Σχήμα 4.10: Λογικό διάγραμμα μεθόδου βελτιστοποίησης με χρήση γενετικών αλγορίθμων.

Ο εξελικτικός αλγόριθμος προγραμματίστηκε να τρέξει για κάθε διαφορετικό σενάριο συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος την αξιολόγηση 50.000 ατόμων, δηλαδή διαφορετικών σεναρίων χωροθέτησης με κάθε γενιά περιέχει να περιέχει 150 άτομα. Αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής είναι η δημιουργία τριών διαγραμμάτων βέλτιστων λύσεων, μέτωπα Pareto, τα οποία παρουσιάζουν τις δέκα καλύτερες λύσεις που προέκυψαν για τα διαφορετικά σενάρια που εξετάστηκαν.

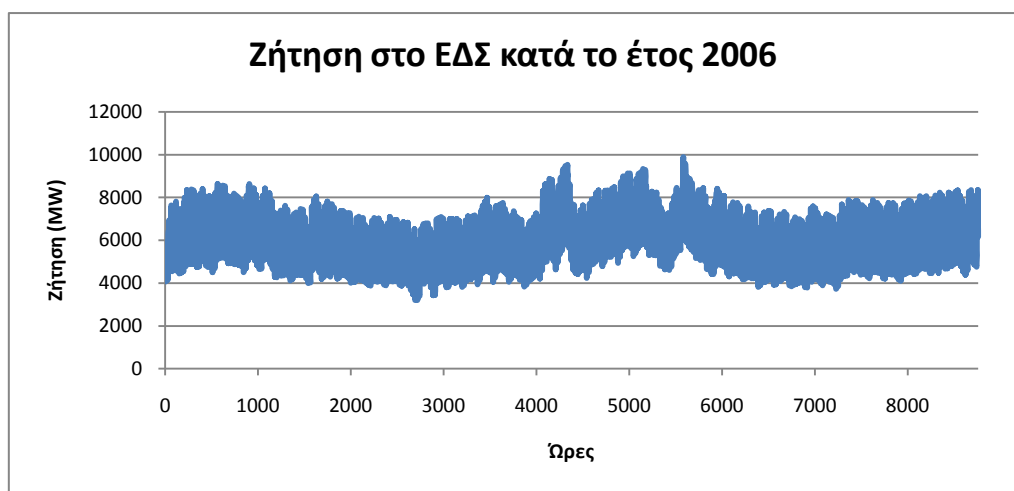
¹¹ Σε διάφορες περιοχές στον κόσμο, έχει καταγραφεί πολύ υψηλή στιγμιαία διείσδυση. Για παράδειγμα στη Δανία το 2002, η στιγμιαία διείσδυση της αιολικής ενέργειας άγγιξε για πρώτη φορά, παγκοσμίως, το 100% [H. Holttinen, 2004].

4.4.2 Απαιτούμενα στοιχεία

- Χρονοσειρά ζήτησης

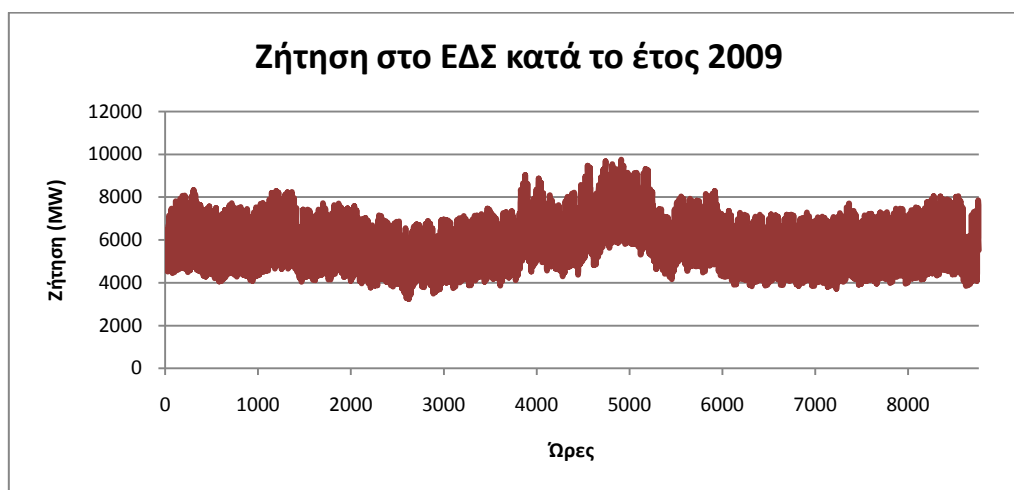
Όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του κεφαλαίου, η ανάλυση που ακολουθεί βασίζεται σε δεδομένα του ΕΔΣ για το έτος 2006, για το οποίο και είναι διαθέσιμες οι χρονοσειρές ανέμου στα σημεία αιολικού ενδιαφέροντος.

Το ωριαίο προφίλ της ζήτησης στο ΕΔΣ για το έτος 2006 φαίνεται στο Σχήμα 4.11. Ο μέσος όρος της ζήτησης υπολογίζεται στα 6118 MW, η τυπική απόκλιση σε 1192 MW και η αιχμή του φορτίου σε 9890 MW.



Σχήμα 4.11: Ωριαίο προφίλ ζήτησης στο ΕΔΣ κατά το έτος 2006 [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

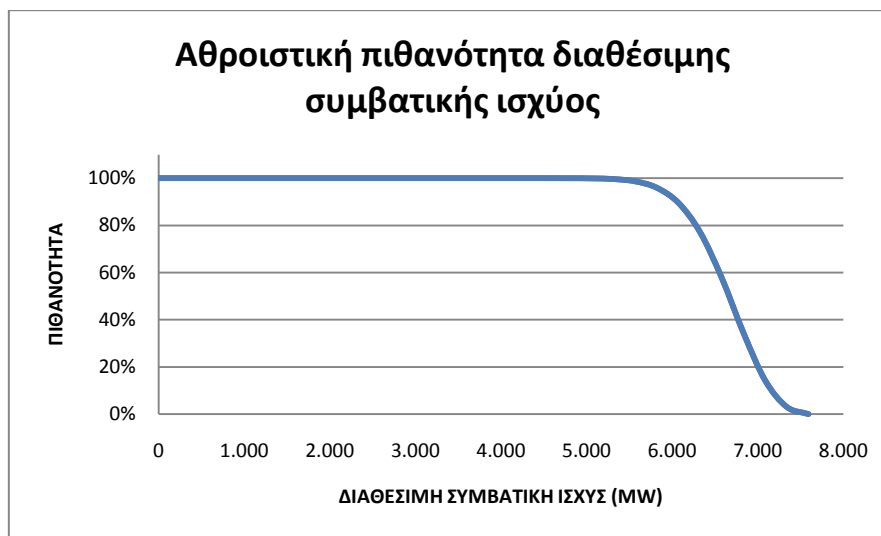
Σε αντιπαραβολή με τη ζήτηση του 2006, στο Σχήμα 4.12 φαίνεται το ωριαίο προφίλ της ζήτησης στο ΕΔΣ για το έτος 2009. Ο μέσος όρος για το έτος αυτό υπολογίζεται στα 5985 MW, η τυπική απόκλιση και η αιχμή του φορτίου σε 1182 MW και 9761 MW αντίστοιχα. Και στις δύο περιπτώσεις οι αιχμές εμφανίζονται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Είναι εμφανές ότι οι διαφορές μεταξύ των δύο ετών είναι πολύ μικρές και δεν επηρεάζουν την συνολικότερη αξιοπιστία των αποτελεσμάτων.



Σχήμα 4.12: Ωριαίο προφίλ ζήτησης στο ΕΔΣ κατά το έτος 2009 [Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ]

- **Στοιχεία συμβατικών σταθμών**

Όπως αναφέρθηκε και στην ανάλυση που προηγήθηκε στην παράγραφο 4.2.1, το σύνολο της καθαρής συμβατικής ισχύος στο ΕΔΣ κατά το έτος 2006 ήταν 7587,9 MW. Το σύνολο της συμβατικής εγκατεστημένης ισχύος προσομοιώνεται για τις ανάγκες της παρούσας μεθοδολογίας με 30 μονάδες, μέσης ισχύος 253 MW και με μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας 89%.



Σχήμα 4.13: Αθροιστική πιθανότητα διαθέσιμης συμβατικής ισχύος (MW) στο ΕΔΣ

4.4.3 Ανεμολογικά δεδομένα και αξιολόγηση

Τα ανεμολογικά δεδομένα που απαιτούνται στις 27 θέσεις ενδιαφέροντος για την υλοποίηση της μεθόδου παρέχονται από το επιχειρησιακό μετεωρολογικό πρότυπο COAMPS, με όλες τις απαραίτητες παραμετροποιήσεις και προσαρμογές που απαιτούνται και περιγράφηκαν αναλυτικά στο κεφάλαιο 3.

Σημαντικό επίσης στοιχείο το οποίο θα βοηθήσει και στην καλύτερη ανάλυση και αξιολόγηση των τελικών αποτελεσμάτων της μεθόδου είναι ο συντελεστής συσχέτισης των ταυτόχρονων χρονοσειρών ανέμου που λαμβάνονται μέσω του μετεωρολογικού προτύπου COAMPS. Η πληροφορία αυτή έχει ιδιαίτερη σημασία για τον διαχειριστή του ηλεκτρικού συστήματος, ο οποίος ενδιαφέρεται για την συνολική παραγωγή αιολικής ισχύος σε όλο το εύρος του ελληνικού γεωγραφικού χώρου. Ο συντελεστής συσχέτισης των ετήσιων χρονοσειρών ανέμου σε δύο θέσεις ενδιαφέροντος υπολογίζεται σύμφωνα με την παρακάτω σχέση:

$$f = \frac{\sum_{h=1}^{8760} (v_{1,h} - \bar{v}_1) \cdot (v_{2,h} - \bar{v}_2)}{\sqrt{\sum_{h=1}^{8760} (v_{1,h} - \bar{v}_1)^2 \cdot \sum_{h=1}^{8760} (v_{2,h} - \bar{v}_2)^2}}$$

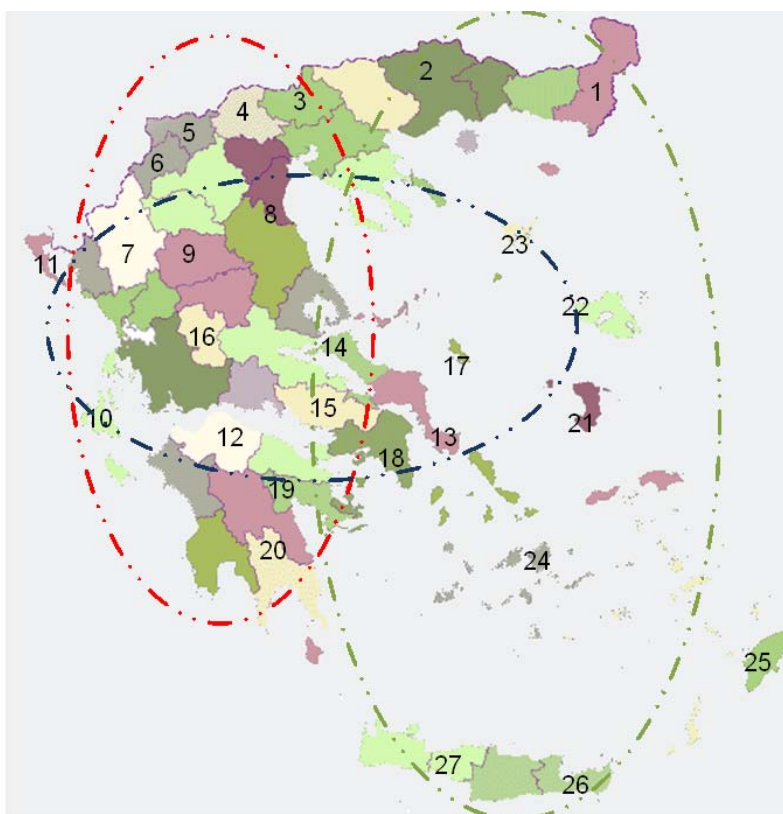
Όπου $v_{1,h}$, $v_{2,h}$ είναι οι ταυτόχρονες τιμές της ταχύτητας του ανέμου στις δύο υπό εξέταση περιοχές 1 και 2 κατά την χρονική στιγμή h , και \bar{v}_1 , \bar{v}_2 είναι η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου αντίστοιχα. Ο συντελεστής συσχέτισης λαμβάνει τιμές από -1 έως 1. Θετικές τιμές του συντελεστή συσχέτισης καταδεικνύουν υψηλή συσχέτιση του ανέμου, τιμές κοντά στο μηδέν ασυσχέτιστο άνεμο, ενώ τιμές μικρότερες του μηδενός δείχνουν αρνητική συσχέτιση.

Στον πίνακα 4.6 παρουσιάζονται οι συντελεστές συσχέτισης μεταξύ όλων των χρονοσειρών που προέκυψαν από το μετεωρολογικό πρότυπο COAMPS για τις εξεταζόμενες περιοχές.

Σημείο	Νομός	27	26	18	12	15	7	6	5	25	20	24	19	10	14	13	21	16	17	22	11	9	8	23	4	3	2	1	Μέση ετήσια ταχύτητα (m/s)
		Ν. Έβρου	Ν. Δράμας	Ν. Κιλκίς	Ν. Πέλλας	Λήμνος	Ν. Λέσβου	Ν. Τρικάλων	Ν. Κέρκυρας	Λέσβος	Σκύρος	Ν. Ευρυτανίας	Ν. Χίου	Ν. Εύβοια	Κ. - Ν. Εύβοια	Ν. Κεφαλληνίας	Αργολίδας	Νάξος	Ν. Λακωνίας	Ρόδος	Φλώρινας	Καστοριάς	Ιωαννίνων	Ν. Βοιωτίας	Ν. Αχαΐας	Ν. Αττικής	Ν. Λασιθίου	Ν. Ρεθύμνου	
27	Ν. Ρεθύμνου	29%	26%	24%	18%	41%	24%	18%	15%	56%	50%	23%	60%	52%	48%	32%	36%	65%	52%	30%	9%	9%	17%	37%	29%	47%	69%	x	7.3
26	Ν. Λασιθίου	11%	9%	8%	5%	24%	0%	-8%	1%	48%	35%	-9%	58%	44%	30%	12%	22%	70%	31%	39%	-10%	-11%	0%	12%	1%	38%	x	69%	7.6
18	Ν. Αττικής	44%	34%	8%	7%	64%	26%	17%	11%	68%	72%	22%	67%	83%	78%	36%	62%	65%	68%	4%	-2%	-2%	26%	60%	38%	x	38%	47%	7.0
12	Ν. Αχαΐας	39%	37%	26%	18%	40%	48%	64%	29%	32%	33%	70%	28%	30%	38%	55%	42%	17%	56%	11%	44%	47%	58%	62%	x	38%	1%	29%	7.6
15	Ν. Βοιωτίας	53%	47%	23%	21%	59%	54%	56%	26%	52%	58%	64%	47%	56%	64%	44%	62%	36%	62%	3%	31%	35%	52%	x	62%	60%	12%	37%	7.1
7	Ιωαννίνων	42%	52%	42%	40%	41%	66%	79%	42%	30%	33%	59%	23%	22%	31%	59%	34%	12%	40%	9%	67%	67%	x	52%	58%	26%	0%	17%	7.2
6	Καστοριάς	27%	32%	40%	41%	13%	61%	82%	32%	4%	5%	68%	-1%	-8%	6%	37%	9%	-11%	13%	14%	86%	x	67%	35%	47%	-2%	-11%	9%	7.4
5	Φλώρινας	28%	38%	49%	51%	15%	62%	73%	36%	6%	7%	59%	0%	-7%	6%	42%	10%	-9%	14%	17%	x	86%	67%	31%	44%	-2%	-10%	9%	7.1
25	Ρόδος	7%	10%	25%	21%	2%	13%	8%	14%	18%	5%	10%	24%	1%	2%	20%	1%	21%	5%	x	17%	14%	9%	3%	11%	4%	39%	30%	5.4
20	Ν. Λακωνίας	41%	42%	18%	15%	55%	37%	35%	13%	55%	58%	40%	56%	65%	64%	43%	63%	53%	x	5%	14%	13%	40%	62%	56%	68%	31%	52%	6.7
24	Νάξος	28%	21%	9%	4%	50%	10%	2%	8%	74%	64%	3%	81%	74%	59%	25%	41%	x	53%	21%	-9%	-11%	12%	36%	17%	65%	70%	65%	7.5
19	Αργολίδας	36%	38%	12%	13%	48%	29%	24%	14%	47%	54%	29%	45%	56%	56%	33%	x	41%	63%	1%	10%	9%	34%	62%	42%	62%	22%	36%	6.8
10	Ν. Κεφαλληνίας	41%	41%	39%	32%	40%	47%	48%	60%	37%	37%	45%	34%	32%	36%	x	33%	25%	43%	20%	42%	37%	59%	44%	55%	36%	12%	32%	5.7
14	Κ. - Ν. Εύβοια	51%	40%	14%	10%	71%	32%	24%	16%	67%	85%	30%	65%	85%	x	36%	56%	59%	64%	2%	6%	6%	31%	64%	38%	78%	30%	48%	7.3
13	Ν. Εύβοια	48%	34%	8%	3%	70%	21%	12%	7%	71%	84%	14%	72%	x	85%	32%	56%	74%	65%	1%	-7%	-8%	22%	56%	30%	83%	44%	52%	7.4
21	Ν. Χίου	38%	30%	15%	10%	61%	22%	15%	18%	90%	69%	17%	x	72%	65%	34%	45%	81%	56%	24%	0%	-1%	23%	47%	28%	67%	58%	60%	7.1
16	Ν. Ευρυτανίας	40%	35%	33%	30%	31%	66%	83%	32%	23%	23%	x	17%	14%	30%	45%	29%	3%	40%	10%	59%	68%	59%	64%	70%	22%	-9%	23%	6.2
17	Σκύρος	57%	47%	20%	16%	81%	33%	23%	15%	72%	x	23%	69%	84%	85%	37%	54%	64%	58%	5%	7%	5%	33%	58%	33%	72%	35%	50%	6.5
22	Λέσβος	45%	36%	17%	12%	69%	28%	22%	22%	x	72%	23%	90%	71%	67%	37%	47%	74%	55%	18%	6%	4%	30%	52%	32%	68%	48%	56%	7.0
11	Ν. Κέρκυρας	25%	26%	31%	24%	20%	34%	34%	x	22%	15%	32%	18%	7%	16%	60%	14%	8%	13%	14%	36%	32%	42%	26%	29%	11%	1%	15%	6.0
9	Ν. Τρικάλων	41%	42%	38%	35%	33%	71%	x	34%	22%	23%	83%	15%	12%	24%	48%	24%	2%	35%	8%	73%	82%	79%	56%	64%	17%	-8%	18%	6.9
8	Ν. Λάρισας	48%	56%	54%	58%	41%	x	71%	34%	28%	33%	66%	22%	21%	32%	47%	29%	10%	37%	13%	62%	61%	66%	54%	48%	26%	0%	24%	6.4
23	Λήμνος	69%	57%	21%	16%	x	41%	33%	20%	69%	81%	31%	61%	70%	71%	40%	48%	50%	55%	2%	15%	13%	41%	59%	40%	64%	24%	41%	6.2
4	Ν. Πέλλας	27%	43%	68%	x	16%	58%	35%	24%	12%	16%	30%	10%	3%	10%	32%	13%	4%	15%	21%	51%	41%	40%	21%	18%	7%	5%	18%	5.3
3	Ν. Κιλκίς	29%	44%	x	68%	21%	54%	38%	31%	17%	20%	33%	15%	8%	14%	39%	12%	9%	18%	25%	49%	40%	42%	23%	26%	8%	8%	24%	5.7
2	Ν. Δράμας	65%	x	44%	43%	57%	56%	42%	26%	36%	47%	35%	30%	34%	40%	41%	38%	21%	42%	10%	38%	32%	52%	47%	37%	34%	9%	26%	5.9
1	Ν. Έβρου	x	65%	29%	27%	69%	48%	41%	25%	45%	57%	40%	38%	48%	51%	41%	36%	28%	41%	7%	28%	27%	42%	53%	39%	44%	11%	29%	6.5

Πίνακας 4.6: Συντελεστές συσχέτισης μεταξύ όλων των θέσεων ενδιαφέροντος και μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου με βάση τις χρονοσειρές του μετεωρολογικού προτύπου COAMPS

Όπως προκύπτει και από τον παραπάνω πίνακα ο άνεμος στον ελληνικό γεωγραφικό χώρο παρουσιάζει υψηλή συσχέτιση, ενώ οι περιπτώσεις κατά τις οποίες οι διάφορες περιοχές ενδιαφέροντος εμφανίζουν μεταξύ τους αρνητική συσχέτιση είναι πολύ περιορισμένες. Ειδικότερα, η περιοχή σε όλο το εύρος του Αιγαίου φαίνεται να είναι υψηλά συσχετισμένες, ενώ επίσης παρουσιάζεται έντονη συσχέτιση μεταξύ των περιοχών που βρίσκονται στην δυτική Ελλάδα και στην κεντρική αντίστοιχα. Οι κυριότερες περιοχές συσχέτισης παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.14.



Σχήμα 4.14: Περιοχές αιολικού ενδιαφέροντος και κύριες περιοχές συσχέτισης

Συντελεστές Συσχέτισης Ζήτησης - Ανέμου			
Νομός Έβρου	-3%	Νομός Βοιωτίας	6%
Νομός Δράμας	-16%	Νομός Ευρυτανίας	-5%
Νομός Κιλκίς	-9%	Σκύρος	3%
Νομός Πέλλας	-8%	Νομός Αττικής	-1%
Νομός Φλώρινας	-8%	Νομός Αργολίδας	-4%
Νομός Καστοριάς	-7%	Νομός Αρκαδίας - Λακωνίας	-13%
Νομός Ιωαννίνων	-8%	Νομός Χίου	6%
Νομός Λάρισσας - Πιερίας	-11%	Λέσβος	5%
Νομός Τρικάλων	-10%	Λήμνος	-4%
Νομός Κεφαλονιάς	-5%	Νάξος	5%
Νομός Κέρκυρας	3%	Ρόδος	-4%
Νομός Αχαΐας	-4%	Νομός Λασιθίου	-3%
Νότια Εύβοια	5%	Νομός Ρεθύμνου	-5%
Κεντρική - Νότια Εύβοια	5%		

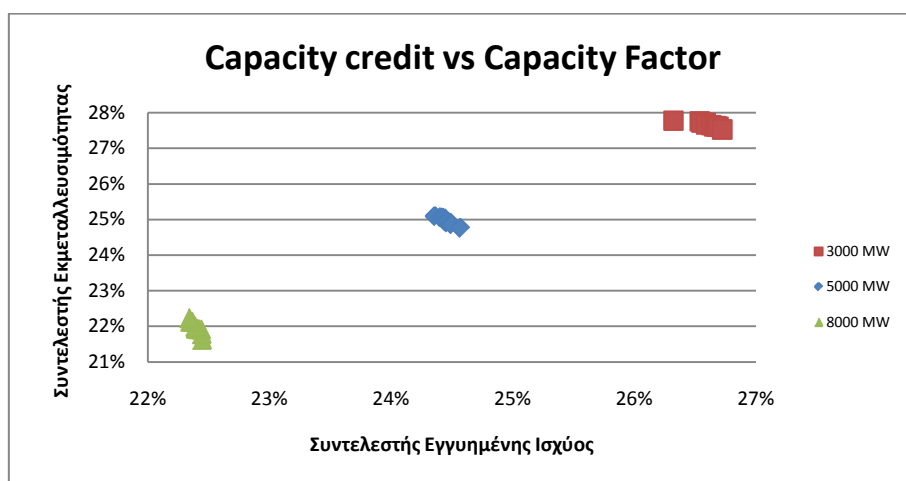
Πίνακας 4.7: Συντελεστές συσχέτισης Ζήτησης στο ΕΔΣ με τις χρονοσειρές ανέμου στις θέσεις ενδιαφέροντος για το έτος 2006

Όπως φαίνεται και από τον πίνακα 4.7, ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ της ζήτησης και των χρονοσειρών ανέμου στις 27 θέσεις ενδιαφέροντος προκύπτει κοντά στο μηδέν, δηλαδή τα μεγέθη αυτά προκύπτουν ασυσχέτιστα, αποδεικνύοντας ορθότητα της αρχικής θεώρησης που έγινε κατά την παρουσίαση της πιθανοθεωρητικής μεθοδολογίας προσδιορισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος κατά την οποία οι μεταβλητές της ζήτησης και της αιολικής παραγωγής θεωρήθηκαν πλήρως ανεξάρτητες μεταξύ τους.

4.5 Αποτελέσματα

Από την εφαρμογή της μεθοδολογίας που περιγράφηκε και με τα δεδομένα εισόδου όπως παρουσιάστηκαν στα παραπάνω, προκύπτουν οι βέλτιστες λύσεις για την χωροθέτηση των αιολικών εγκαταστάσεων στον ελληνικό χώρο, οι οποίες εμφανίζουν τις υψηλότερες τιμές των στόχων για τα τρία εξεταζόμενα σενάρια, 3000 MW, 5000 MW και 8000 MW συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

Στο Σχήμα 4.15 παρουσιάζονται οι δέκα βέλτιστες λύσεις, ως προς τον συντελεστή εγγυημένης ισχύος (*Capacity Credit - CC*) και τον πραγματικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (*Capacity Factor - CF_R*).



Σχήμα 4.15: Συντελεστής Εγγυημένης Ισχύος – Πραγματικός Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας για τις 10 βέλτιστες λύσεις των σεναρίων 3000MW, 5000 MW και 8000 MW.

Από το Σχήμα 4.15 προκύπτουν άμεσα τα εξής συμπεράσματα:

- Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος και ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας μειώνονται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς.
- Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος μειώνεται από 26.3%-26.7% στο σενάριο των 3000 MW σε 24.3%-24.5% στο σενάριο των 5000 MW και σε 22.3%-22.4% στο σενάριο των 8000 MW.
- Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας μειώνεται από 27.5%-27.7% στο σενάριο των 3000 MW σε 24.7%-25.1% στο σενάριο των 5000 MW και σε 21.6%-22.2% στο σενάριο των 8000 MW.

Στους πίνακες 4.8 (α, β, γ) παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς στις 27 θέσεις ενδιαφέροντος για τις 10 βέλτιστες λύσεις που προσδιορίστηκαν από την εκτέλεση του EASY για τα τρία σενάρια εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

Παρατηρώντας την εγκατεστημένη ισχύ σε κάθε θέση για τα διαφορετικά σημεία του μετώπου των βέλτιστων λύσεων γίνεται σαφές ότι υψηλές τιμές των δύο στόχων, δηλαδή του συντελεστή εγγυημένης ισχύος και του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, μπορούν να επιτευχθούν με πολλές εναλλακτικές λύσεις. Το γεγονός αυτό δίνει την δυνατότητα στους φορείς διαχείρισης του ηλεκτρικού συστήματος και σχεδιασμού της ενεργειακής πολιτικής να επιλέξουν μέσα από ένα ευρύ σύνολο λύσεων, εκείνη που ικανοποιεί, εκτός από τα συγκεκριμένα μεγέθη, και άλλους στόχους ή περιορισμούς, οι οποίοι ενδεχομένως προκύπτουν από την ανάπτυξη των δικτύων ή από χωροταξικά και κοινωνικά ζητήματα.

3000 MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2%	4%	2%	2%	4%	4%	0%	0%	1%	4%
2	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	1%	2%	1%	2%	2%	2%	1%	2%	2%	1%
4	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	1%
5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6	8%	6%	8%	2%	1%	8%	2%	2%	2%	6%
7	1%	1%	1%	1%	1%	1%	4%	4%	4%	4%
8	7%	6%	9%	7%	6%	4%	5%	4%	4%	9%
9	2%	2%	2%	2%	2%	4%	2%	2%	2%	2%
10	2%	2%	2%	2%	2%	2%	0%	0%	0%	0%
11	3%	3%	3%	3%	9%	3%	3%	5%	5%	3%
12	94%	100%	94%	93%	93%	93%	95%	95%	95%	93%
13	97%	97%	97%	97%	95%	92%	89%	89%	89%	92%
14	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
15	3%	0%	3%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	1%
16	97%	97%	97%	97%	99%	90%	99%	99%	99%	99%
17	2%	23%	23%	11%	14%	2%	14%	11%	11%	25%
18	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
19	23%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	1%	1%	3%
20	91%	98%	92%	96%	92%	96%	92%	92%	92%	54%
21	100%	100%	100%	95%	94%	99%	89%	88%	88%	99%
22	60%	40%	40%	59%	58%	53%	60%	60%	60%	53%
23	98%	97%	97%	98%	98%	98%	91%	91%	91%	98%
24	19%	38%	38%	49%	50%	62%	75%	75%	75%	75%
25	92%	92%	95%	95%	95%	95%	94%	95%	95%	94%
26	99%	89%	95%	93%	95%	92%	95%	95%	95%	95%
27	93%	93%	93%	93%	82%	92%	81%	81%	81%	83%

Πίνακας 4.8α: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις 27 θέσεις ενδιαφέροντος, ανηγμένες στη μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ (300 MW για το σενάριο 3000 MW)

5000 MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	4%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	11%	10%	10%
2	1%	1%	2%	2%	2%	5%	2%	1%	5%	5%
3	5%	1%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	0%	0%
4	0%	6%	1%	1%	1%	5%	1%	1%	1%	1%
5	11%	6%	11%	0%	11%	0%	11%	1%	1%	9%
6	31%	28%	22%	28%	22%	22%	28%	22%	22%	19%
7	13%	6%	16%	17%	16%	16%	19%	15%	15%	15%
8	28%	27%	30%	27%	27%	27%	27%	27%	28%	20%
9	6%	31%	32%	34%	32%	32%	46%	31%	31%	43%
10	3%	0%	0%	0%	6%	0%	3%	4%	4%	4%
11	5%	20%	18%	17%	18%	18%	5%	7%	7%	7%
12	97%	98%	97%	97%	97%	92%	97%	97%	97%	97%
13	66%	66%	65%	65%	65%	60%	62%	90%	90%	90%
14	60%	35%	37%	35%	38%	37%	34%	37%	37%	37%
15	3%	0%	3%	1%	2%	3%	2%	3%	0%	1%
16	66%	48%	48%	48%	48%	47%	49%	45%	45%	48%
17	40%	50%	49%	38%	49%	50%	61%	51%	55%	48%
18	1%	4%	0%	0%	3%	5%	1%	4%	4%	1%
19	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
20	61%	51%	55%	74%	52%	51%	44%	46%	45%	55%
21	93%	96%	93%	93%	95%	96%	80%	95%	94%	96%
22	23%	26%	24%	26%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
23	33%	43%	41%	42%	34%	43%	46%	41%	41%	11%
24	65%	81%	83%	94%	83%	82%	69%	66%	68%	82%
25	95%	95%	95%	80%	95%	95%	96%	95%	95%	96%
26	97%	83%	91%	92%	96%	96%	95%	98%	98%	97%
27	92%	91%	84%	84%	84%	92%	92%	84%	84%	82%

Πίνακας 4.8β: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις 27 θέσεις ενδιαφέροντος, ανηγμένες στη μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ (500 MW για το σενάριο 5000 MW)

8000 MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	3%	6%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	2%	3%
2	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	2%	2%
3	1%	1%	4%	3%	2%	2%	3%	2%	1%	1%
4	2%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	1%	2%	2%
5	12%	11%	7%	10%	7%	7%	12%	10%	12%	12%
6	36%	41%	46%	49%	50%	36%	20%	27%	37%	36%
7	13%	21%	12%	14%	12%	12%	19%	13%	17%	12%
8	18%	18%	19%	20%	19%	17%	20%	20%	17%	20%
9	34%	39%	29%	19%	21%	38%	44%	38%	33%	19%
10	2%	3%	2%	2%	2%	2%	4%	2%	2%	2%
11	49%	10%	49%	49%	54%	49%	49%	49%	54%	49%
12	92%	93%	98%	97%	98%	92%	87%	92%	91%	99%
13	38%	52%	40%	53%	39%	41%	53%	53%	40%	41%
14	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	28%
15	3%	2%	1%	1%	3%	2%	1%	3%	2%	3%
16	88%	88%	88%	87%	95%	88%	90%	87%	88%	85%
17	56%	49%	56%	56%	56%	56%	53%	56%	41%	60%
18	1%	10%	3%	1%	2%	3%	2%	1%	6%	1%
19	0%	1%	0%	1%	0%	1%	1%	0%	1%	0%
20	47%	48%	49%	47%	49%	49%	44%	46%	48%	47%
21	53%	55%	58%	58%	58%	55%	56%	66%	54%	59%
22	30%	27%	30%	19%	22%	30%	14%	19%	29%	19%
23	28%	29%	34%	34%	36%	28%	29%	28%	28%	34%
24	95%	95%	65%	65%	65%	95%	95%	69%	96%	95%
25	99%	99%	100%	99%	100%	99%	99%	99%	100%	100%
26	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
27	63%	63%	70%	77%	70%	59%	65%	79%	65%	63%

Πίνακας 4.8γ: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις 27 θέσεις ενδιαφέροντος, ανηγμένες στη μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ (800 MW για το σενάριο 8000 MW)

Από την σύγκριση των βέλτιστων λύσεων που προέκυψαν για τα τρία εξεταζόμενα σενάρια προκύπτουν οι παρακάτω παρατηρήσεις:

- Σε ορισμένες περιοχές, όπως η Αχαΐα (12), η Χίος (21), η Ρόδος (25), το Λασιθί (26) και η Νάξος (24) ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης επιλέγει υψηλή εγκατεστημένη ισχύ και στα τρία εξεταζόμενα σενάρια λόγω του καλού αιολικού δυναμικού που επικρατεί στις περιοχές αυτές. Επιπροσθέτως, η περιοχή της Αχαΐας (12) εμφανίζει εξαιρετικά χαμηλούς συντελεστές συσχέτισης με τις υπόλοιπες περιοχές.
- Στο σενάριο των 3000 MW παρατηρείται υψηλή συγκέντρωση αιολικής ισχύος σε περιοχές με καλό αιολικό δυναμικό. Αντίθετα, στα σενάρια των 5000 MW και 8000 MW, παρότι ορισμένες περιοχές εξακολουθούν να εμφανίζουν υψηλές τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, η μέθοδος βελτιστοποίησης επιλέγει να καταναίμει των απαιτούμενη αιολική ισχύ με μεγαλύτερη γεωγραφική διασπορά, επιβεβαιώνοντας την σημασία της γεωγραφικής διασποράς.
- Στο σενάριο των 3000 MW ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης επιλέγει σημαντικά μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ για τις περιοχές της Λέσβου (22), της Λήμνου (23) και της Ευρυτανίας (26) σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές για τα σενάρια των 5000 MW και 8000 MW. Επίσης, στο σενάριο των 3000 MW, στην περιοχή της Νότιας Εύβοιας (13) τοποθετείται αιολική ισχύς σε όλες τις βέλτιστες λύσεις περίπου στο 90% του επιτρεπόμενου ορίου, ενώ στην περιοχή της Κεντρικής Εύβοιας (14) και της Σκύρου (17) η εγκατεστημένη ισχύς είναι χαμηλότερη. Αντίθετα, στα σενάρια των 5000 και 8000 MW παρατηρείται ότι στις περιοχές αυτές, οι οποίες είναι έντονα συσχετισμένες και με υψηλό αιολικό δυναμικό, τοποθετείται μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Η ίδια συμπεριφορά εμφανίζεται και στις περιοχές Ευρυτανία (16), Καστοριά (6), Τρίκαλα (9), Λάρισα (8), Φλώρινα (5) και Ιωάννινα (7).

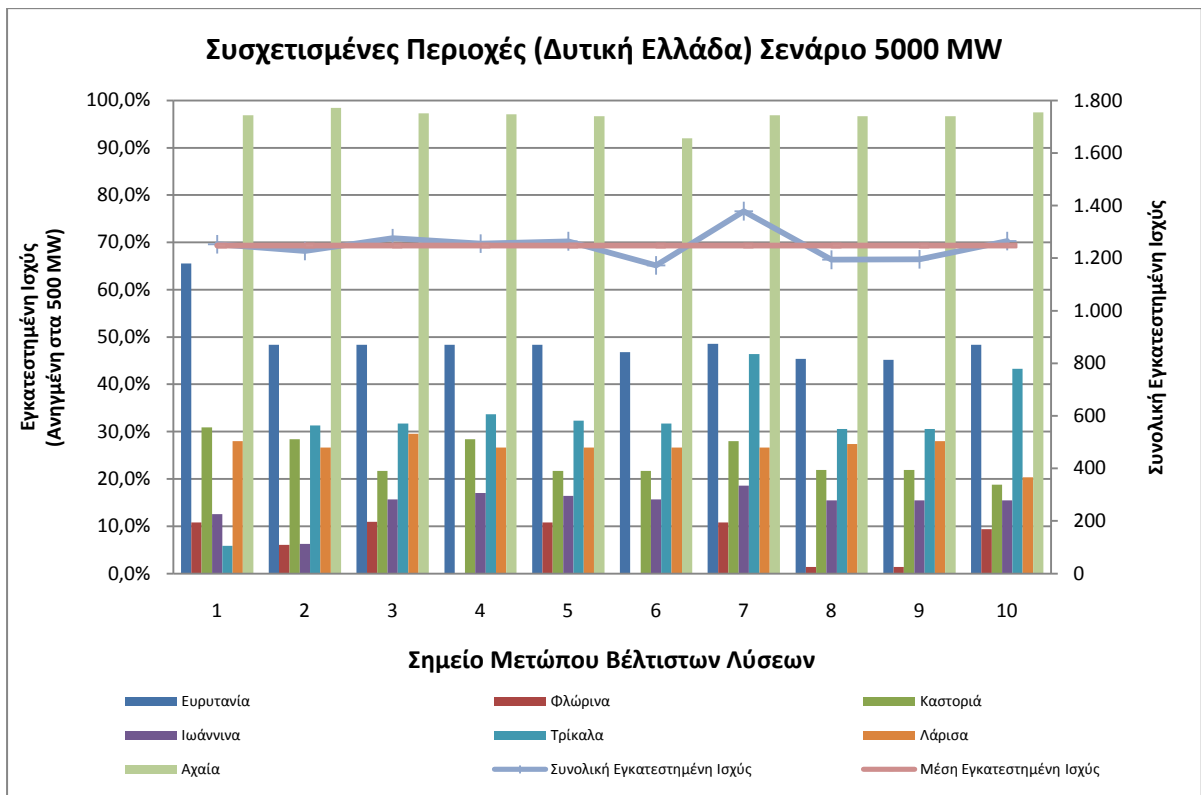
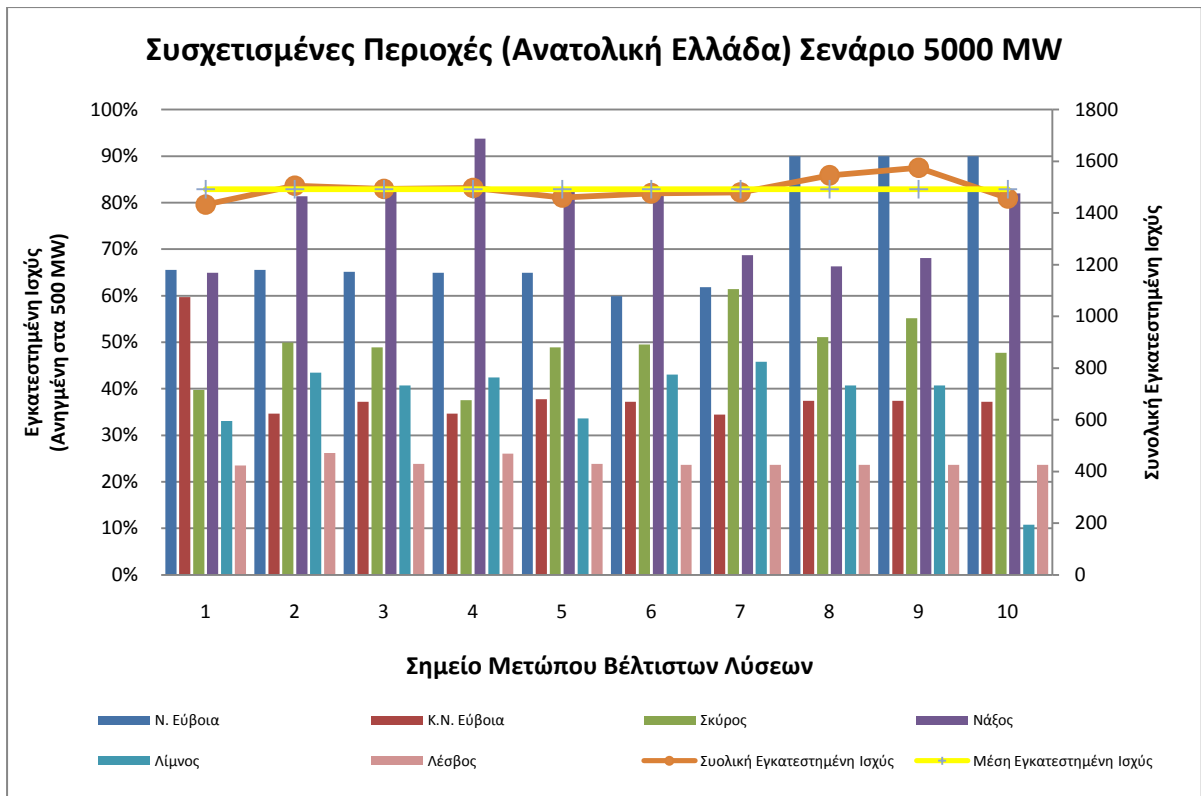
Οι περιοχές με υψηλή συσχέτιση, άνω του 50% με βάση τον πίνακα 4.6, επί των οποίων αναφέρονται οι παραπάνω επισημάνσεις, ομαδοποιούνται και οι τιμές της εγκατεστημένης ισχύος για κάθε, περιοχή στα σενάρια των 5000 MW και 8000 MW, παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στα επόμενα διαγράμματα των σχημάτων 4.16 & 4.17. Είναι σαφές ότι η μέθοδος αντιλαμβάνεται στις υπάρχουσες συσχετίσεις κατά την εξέλιξη της διαδικασίας βελτιστοποίησης, αφού όπως είναι εμφανές το άθροισμα της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στις υψηλά συσχετισμένες περιοχές εμφανίζεται αρκετά σταθερό γύρω από μία μέση τιμή. Η πληροφορία αυτή έχει ιδιαίτερη σημασία για τον διαχειριστή του συστήματος καθώς αποτελεί σημαντικό δεδομένο για την μελλοντική ανάπτυξη των υποδομών του δικτύου, καθώς και για τις υπόλοιπες ρυθμιστικές αρχές, οι οποίες έχουν την ευθύνη της ομαλής ανάπτυξης των αιολικών εγκαταστάσεων, με γνώμονα την διατήρηση της αξιόπιστης και απρόσκοπτης παροχής της απαιτούμενης ισχύος στους καταναλωτές. Επιπροσθέτως, τα παρακάτω αποτελέσματα συνιστούν και έναν χρήσιμο οδηγό προς τους υποψήφιους επενδυτές της αιολικής ενέργειας, οι οποίοι αναζητούν υψηλή απόδοση των κεφαλαίων τους και γρήγορη απόσβεση των επενδύσεων τους, στοιχεία που σχετίζονται άμεσα με τον πραγματικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της εκάστοτε αιολικής εγκατάστασης. Επομένως, είναι προφανές ότι εάν μία περιοχή υπερβεί σημαντικά την εγκατεστημένη ισχύ που προτείνεται σε καθένα από τα εξεταζόμενα σενάρια υπάρχει σημαντικός κίνδυνος περικοπής της αιολικής παραγωγής μειώνοντας έτσι της εισροές της επένδυσης (με βάση το άρθρο 5.2.α του σχεδίου νόμου για τις ΑΠΕ η τιμολόγηση γίνεται με βάση την απορροφούμενη από το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας [ΥΠΕΚΑ, 2010]).

Στο σημείο αυτό αξίζει να γίνει και μία σύγκριση των τιμών του θεωρητικού και του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας. Στον πίνακα 4.9 παρουσιάζονται οι μέσοι θεωρητικοί και πραγματικοί συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας, για κάθε σενάριο εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

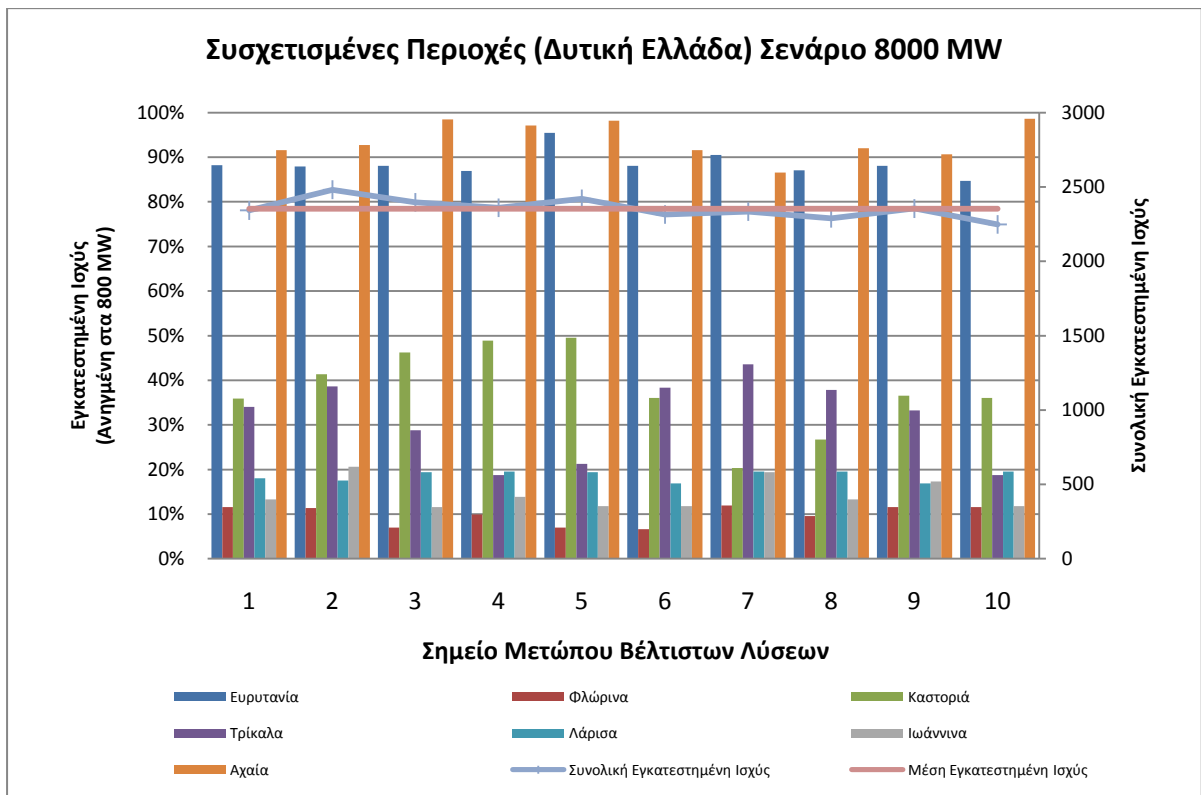
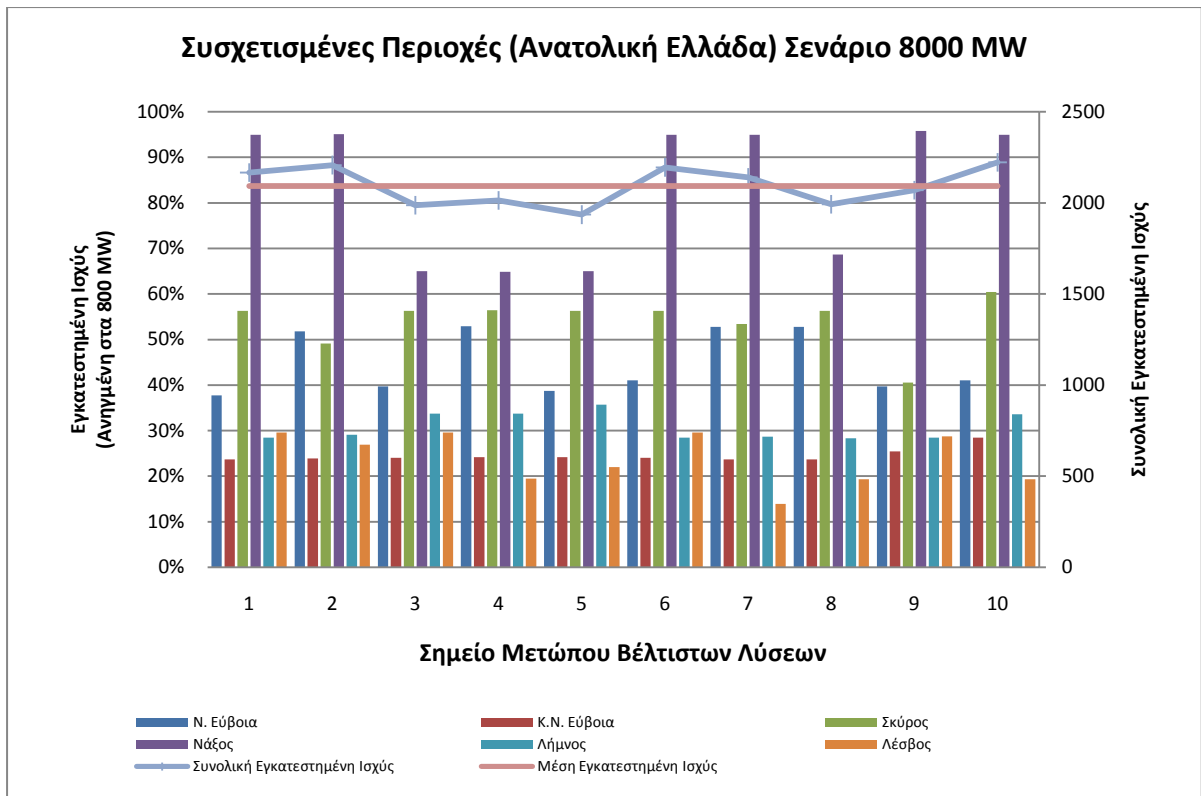
Σενάριο	Θεωρητικός CF	Πραγματικός CF
3000 MW	29.6%	27.7%
5000 MW	29.2%	25.2%
8000 MW	28.0%	22.4%

Πίνακας 4.9: Σύγκριση θεωρητικού και πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας για τα εξεταζόμενα σενάρια εγκατεστημένης αιολικής ισχύος

Παρατηρείται ότι στο σενάριο των 3000 MW δεν υπάρχει ουσιαστική μείωση του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας σε σχέση με τον θεωρητικό. Αντίθετα, στα σενάρια των 5000 MW και 8000 MW προκύπτει μείωση του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας σε σχέση με τον θεωρητικό κατά 4.2% και 6% αντίστοιχα. Συμπερασματικά, ο περιορισμός της στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής ενέργειας ($\delta=50\%$) που χρησιμοποιήθηκε κατά την εκτέλεση των υπολογισμών, δεν έχει ουσιαστική επίδραση στην περικοπή αιολικής παραγωγής μέχρι το όριο των 3000 MW, αλλά αποκτά βαρύνουσα σημασία στα σενάρια των 5000 MW και 8000 MW. Επίσης, πρέπει να σημειωθεί ότι ο θεωρητικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας μειώνεται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς, γεγονός που επιβεβαιώνει ότι ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης επιλέγει την τοποθέτηση υψηλότερης τιμής αιολικής ισχύος ακόμη και σε περιοχές με χαμηλότερο αιολικό δυναμικό, προκειμένου να πετύχει παράλληλα αύξηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, επιβεβαιώνοντας την σημασία της γεωγραφικής διασποράς σε συστήματα μεγάλης διείσδυσης της αιολικής ενέργειας.

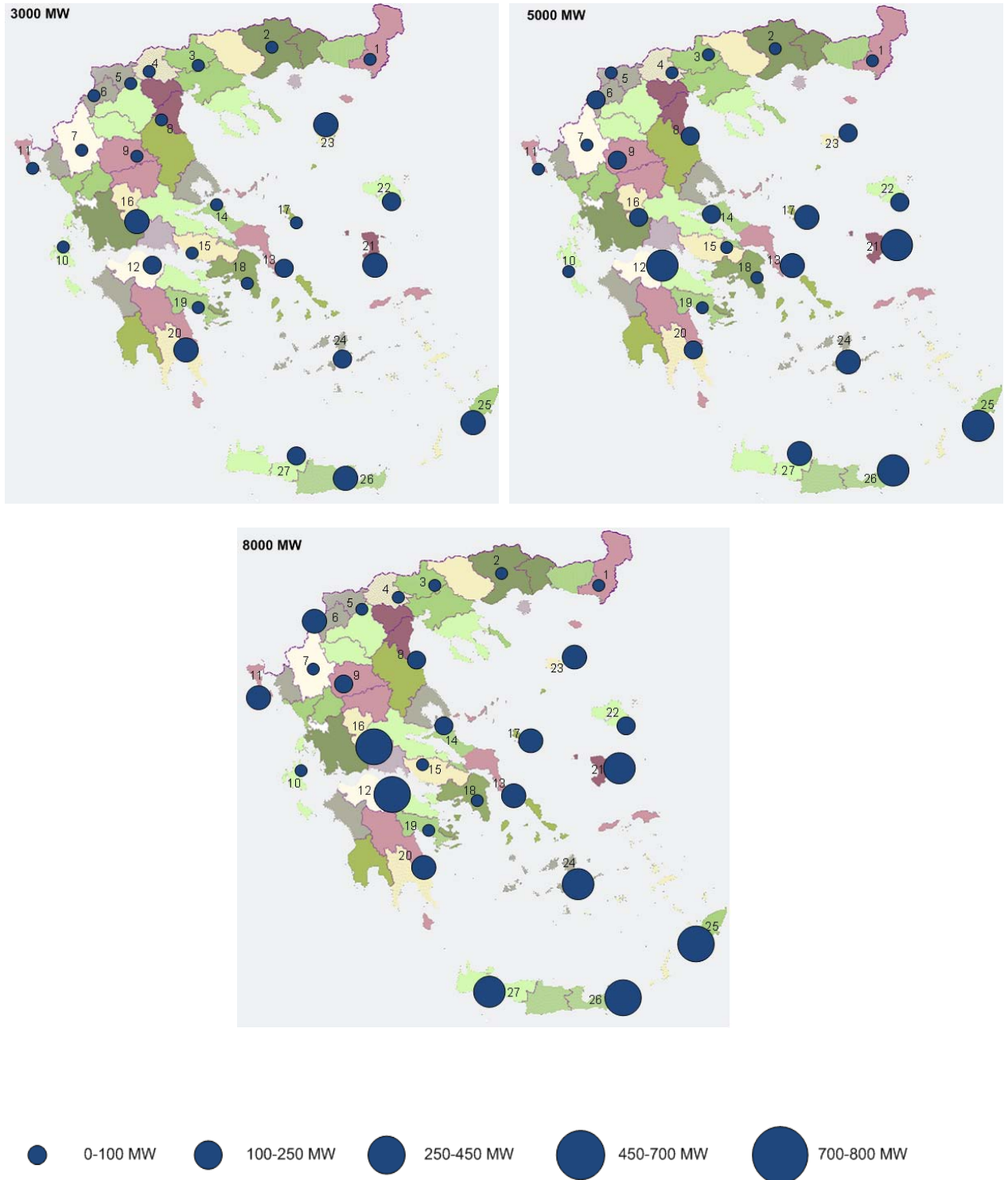


Σχήμα 4.16: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις περιοχές υψηλής συσχέτισης και συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς για τις ευρύτερες περιοχές στο σενάριο των 5000 MW



Σχήμα 4.16: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις περιοχές υψηλής συσχέτισης και συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς για τις ευρύτερες περιοχές στο σενάριο των 8000 MW

Στους ακόλουθους χάρτες φαίνεται το μέγεθος της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε κάθε θέση ενδιαφέροντος, με βάση τα αποτελέσματα της μεθόδου βελτιστοποίησης για κάθε ένα από τα εξεταζόμενα σενάρια.



Σχήμα 4.18: Βέλτιστη χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων στον ελληνικό γεωγραφικό χώρο για τα σενάρια των 3000 MW, 5000 MW και 8000 MW.

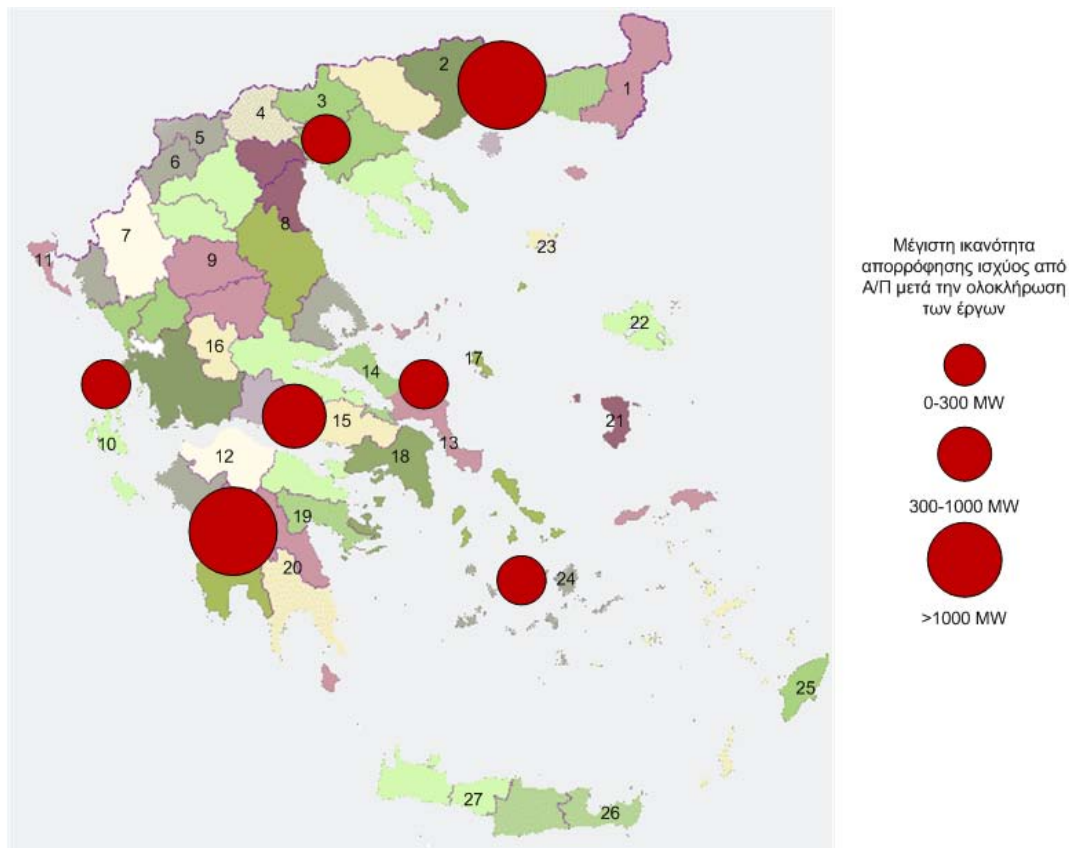
Σημαντική παράμετρος για την μελλοντική ανάπτυξη των αιολικών εγκαταστάσεων στην ελληνική επικράτεια με αποδοτικό τρόπο αποτελεί και η ταυτόχρονη ανάπτυξη των υποδομών του συστήματος ώστε η παραγόμενη αιολική ισχύς να μπορεί να διοχετευτεί στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής απρόσκοπτα, χωρίς να απαιτείται σημαντικός περιορισμός της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής. Ιδιαίτερη σημασία παρουσιάζουν οι περιοχές υψηλού αιολικού ενδιαφέροντος, σε πολλές από τις οποίες παρατηρείται ήδη κορεσμός των υφιστάμενων δικτύων, ενώ άλλες βρίσκονται πολύ κοντά στον κορεσμό. Στον πίνακα 4.10 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στοιχεία αιολικής διείσδυσης σε περιοχές που εμφανίζουν κορεσμό, ενώ στο Σχήμα 4.19 παρουσιάζονται εποπτικά οι περιοχές αυτές και η κατανομή τους στον ελληνικό γεωγραφικό χώρο. Τα δεδομένα αυτά σε σύγκριση με τους ανωτέρω χάρτες του Σχήματος 4.18, μπορούν να αποδώσουν μία ολοκληρωμένη εικόνα σχετικά την μελλοντική μορφή του συστήματος και να προσδιορίσουν τις περιοχές στις οποίες απαιτούνται πρόσθετα έργα υποδομής, καθώς επίσης και να σκιαγραφήσουν ένα χρονοδιάγραμμα ανάπτυξης των έργων αυτών ώστε να επιτευχθεί η βαθμιαία ανάπτυξη των αιολικών εγκαταστάσεων με τρόπο που να εξασφαλίζει την ομαλή ένταξη της αιολικής ισχύος στο σύστημα, αποφεύγοντας την υπερσυγκέντρωση αιολικών.

Περιοχή	Α/Π σε λειτουργία (MW)	Α/Π με Προσφορά Σύνδεσης (MW)	Υφιστάμενη μέγιστη ικανότητα απορρόφησης ισχύος από Α/Π (MW)	Περιθώριο (MW)	Μέγιστη ικανότητα απορρόφησης ισχύος από Α/Π μετά την ολοκλήρωση των έργων (MW) *
Εύβοια	215,5	63,9	280	0	780 **
Ανατολική Μακεδονία-Θράκη	197,5	86,1	197,5	0	1160
Πελοπόννησος	282,1	819,8	1100	0	2100-2200
Ν. Ιόνια νησιά	70,8	72	170	12	180-200
Κυκλίδες	10	99	180	70	250-300
Νότια Στερεά Ελλάδα	69,75	729,73	800-850	120-170	800-850
Διασυνδεδεμένες Κυκλάδες	1,975				150-200
Σύνολο (MW)	847.6	1870.5	2727-2777	202-252	5420-5690

*Στη μέγιστη ικανότητα απορρόφησης ισχύος από Α/Π μετά την ολοκλήρωση των έργων συμπεριλαμβάνονται και όσα είναι ήδη σε λειτουργία

** Η ικανότητα απορρόφησης ισχύος από Α/Π μπορεί να αυξηθεί συνολικά κατά 500 MW σε περίπτωση που δε συνδεθεί επιπλέον θερμική παραγωγή

Πίνακας 4.10: Συγκεντρωτικά στοιχεία αιολικής διείσδυσης σε περιοχές που εμφανίζουν κορεσμό [Πηγή: ΜΑΣΜ 2010-2014]



Σχήμα 4.19: Περιοχές που εμφανίζουν κορεσμό & μέγιστη ικανότητα απορρόφησης ισχύος από αιολικά πάρκα μετά την ολοκλήρωση των έργων ανάπτυξης του Συστήματος [Πηγή: ΜΑΣΜ 2010-14]

Είναι σαφές ότι οι προγραμματισμένες επενδύσεις θα βελτιώσουν σημαντικά την ικανότητα απορρόφησης της αιολικής παραγωγής, μέχρι το όριο των 5700 MW. Παρατηρείται ότι τα προγραμματισμένα έργα ανάπτυξης του συστήματος συμφωνούν ως προς τις γενικές κατευθύνσεις τους και με τα αποτελέσματα των σεναρίων βέλτιστης χωροθέτησης. Πιο συγκεκριμένα, φαίνεται να υποστηρίζονται οι περιοχές της Νότιας Στερεάς Ελλάδας και της Πελοποννήσου, καθώς επίσης σημαντική ανάπτυξη υποδομών προγραμματίζεται για την βόρεια Ελλάδα, στις περιοχές της Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης. Ιδιαίτερα για τις τελευταίες, επισημαίνεται ότι εκτός από την μελλοντική ανάπτυξη των αιολικών εγκαταστάσεων στις περιοχές αυτές, η υποδομή των δικτύων που θα αναπτυχθεί εκεί θα μπορούσε να εξυπηρετήσει και τα νησιά του βορείου Αιγαίου, στην περίπτωση διασύνδεσης με την ηπειρωτική χώρα, τα οποία σε όλα τα σεναρία βέλτιστης χωροθέτησης εμφανίζουν υψηλές τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

Παρόλα αυτά, στο μέλλον θα απαιτηθούν και πρόσθετες επενδύσεις στον τομέα των δικτύων, με γνώμονα πάντα τις προβλέψεις για υψηλή αιολική διείσδυση σύμφωνα με τον στόχο που έχει θέσει η χώρα μας ώστε το 2020 το 40% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ. Οι κύριες κατευθύνσεις για μελλοντική ανάπτυξη των υποδομών του δικτύου είναι η διασύνδεση των νησιών του βορείου και κεντρικού Αιγαίου, όπου και εμφανίζεται υψηλό αιολικό δυναμικό, η διεύρυνση της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης των Κυκλάδων καθώς και η ενδεχόμενη διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΔΣ.

4.6 Συμπεράσματα

Η γεωγραφική διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων είναι ένα σημαντικό ζήτημα που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη, καθώς επηρεάζει την αποδοτική ενσωμάτωση τους στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Η χρήση βέλτιστων σεναρίων χωροθέτησης έχει σαν αποτέλεσμα την βελτίωση της αξιοπιστίας και της ευστάθειας του ηλεκτρικού συστήματος, όπως φαίνεται από την αύξηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος του συστήματος μετά την προσθήκη των αιολικών πάρκων. Ταυτόχρονα, αυξάνει την απορρόφηση της αιολικής ενέργειας και συνεπώς την συνεισφορά της στο ενεργειακό ισοζύγιο. Η μέση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος προέκυψε ίση με 26.6% στο σενάριο των 3000 MW, 24.5% στο σενάριο των 5000 MW και 22.4% στο σενάριο των 8000 MW. Η τιμές του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, στα αντίστοιχα σενάρια, ήταν 27.7%, 25.2% και 22.4%. Τα μεγέθη αυτά καταδεικνύουν την θετική επίδραση που μπορεί να έχει η ένταξη αιολικών στην μείωση των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος καθώς και στην σταδιακή απεξάρτηση της χώρας από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα, μειώνοντας παράλληλα και το κόστος της αγοράς δικαιωμάτων ρύπων.

Στην Ελλάδα οι περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό εντοπίζονται κυρίως στην περιοχή του Αιγαίου και στις ανατολικές περιοχές της ηπειρωτικής χώρας. Οι περιοχές του Αιγαίου εμφανίζουν υψηλούς συντελεστές συσχέτισης, σε όλο το εύρος της περιοχής αυτής, από τον Βορρά μέχρι τον Νότο. Αντίστοιχα εμφανίζεται μία δεύτερη περιοχή υψηλής συσχέτισης στην δυτική Ελλάδα και μία τρίτη στην περιοχή της κεντρικής Ελλάδας.

Στις περιπτώσεις που εξετάζονται σενάρια με μεγάλες τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, προκύπτουν σημαντικά οφέλη τα οποία σχετίζονται με την μορφή της κατανομής του ανέμου, την ικανότητα απορρόφησης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος, τα οποία οδηγούν σε λύσεις με ευρεία γεωγραφική διασπορά ακόμη και με αξιοποίηση περιοχών με χαμηλότερο αιολικό δυναμικό. Όπως επισημάνθηκε, η μέθοδος βελτιστοποίησης αντιλαμβάνεται τις υπάρχουσες συσχετίσεις ανέμου στον ελληνικό γεωγραφικό χώρο. Στις περιπτώσεις αυτές, παρότι εμφανίζεται χαμηλότερο αιολικό δυναμικό, προκύπτει υψηλότερη απορρόφηση με αποτέλεσμα ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας τελικά να αυξάνεται.

Συνεπώς, η υπερσυγκέντρωση των αιολικών εγκαταστάσεων σε ορισμένες περιοχές, με κριτήριο μόνο το υψηλό αιολικό δυναμικό δεν είναι πάντοτε η βέλτιστη λύση. Αντίθετα, πολλαπλά οφέλη προκύπτουν για το ηλεκτρικό σύστημα από την αξιοποίηση περιοχών με χαμηλότερο αιολικό δυναμικό.

Τέλος, αναδεικνύεται η σημασία εφαρμογής εξειδικευμένων αριθμητικών μεθόδων (πρότυπα πρόγνωσης ανέμου, εξελικτικοί αλγόριθμοι) για τον προσδιορισμό πλήθους εναλλακτικών λύσεων για την επιτυχή διεύθυνση της αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα. Έτσι, δίνεται η δυνατότητα στους υπεύθυνους του ενεργειακού σχεδιασμού αλλά και τους υποψήφιους επενδυτές, να επιλέξουν την λύση που υπηρετεί καλύτερα τις ανάγκες τους.

Κεφάλαιο 5

**Εφαρμογή της πιθανοθεωρητικής
μεθοδολογίας προσδιορισμού του
συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε αυτόνομα
νησιωτικά συστήματα και στο Εθνικό
Διασυνδεδεμένο Σύστημα.**

Κεφάλαιο 5. Εφαρμογή της πιθανοθεωρητικής μεθοδολογίας προσδιορισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα και στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

5.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό μελετάται η επίδραση στον συντελεστή εγγυημένης ισχύος που προκύπτει από την ένταξη μονάδων ΑΠΕ σε διάφορα ηλεκτρικά συστήματα. Συγκεκριμένα μελετώνται τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών Κρήτης, Λέσβου και Σερίφου καθώς και το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ). Οι τεχνολογίες ΑΠΕ για στις οποίες αναφέρεται η ανάλυση που ακολουθεί είναι η αιολική ενέργεια και τα φωτοβολταϊκά συστήματα.

Οι τεχνολογίες αυτές επιλεχτήκαν καθότι εμφανίζονται ως οι πλέον ώριμες από τεχνο-οικονομικής πλευράς, με βάση τα σημερινά δεδομένα, και κατ' επέκταση συγκεντρώνουν και υψηλότερο επενδυτικό ενδιαφέρον σε σχέση με άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ. Επομένως, κρίνεται σημαντική η διερεύνηση των επιπτώσεων που θα έχει η μεγάλη διείσδυση των συγκεκριμένων τεχνολογιών στο εκάστοτε σύστημα. Η στοχαστικότητα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι χαρακτηριστικό των συγκεκριμένων τεχνολογιών, θέτει συχνά ερωτήματα ως προς την αξιοπιστία τους και την συνεισφορά τους ή μη στην ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος. Σήμερα, η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών ενδεχομένως εμφανίζεται υπερτιμημένη, αφού πέραν της μεσημεριανής αιχμής, η προσφορά τους είναι περιορισμένη. Αντίθετα, η συνεισφορά των αιολικών υποτιμάται κυρίως λόγω της χαμηλής παραγωγικότητάς τους της περιόδους καύσωνα, όταν η αυξημένη χρήση των κλιματιστικών οδηγεί σε αιχμές του φορτίου, χωρίς όμως να συνυπολογίζεται η συνεισφορά τους τις υπόλοιπες ώρες αιχμής όπου εμφανίζεται σημαντικό αιολικό δυναμικό.

Η μελέτη αυτή έχει ως στόχο τον προσδιορισμό της βέλτιστης αναλογίας μεταξύ των δύο τεχνολογιών που θα πρέπει μελλοντικά να τηρηθεί στο κάθε σύστημα. Η μεθοδολογία που ακολουθείται δεν λαμβάνει υπόψη οικονομικά κριτήρια, αλλά εξετάζει το θέμα από τεχνικής πλευράς. Έτσι οι προτεινόμενες ως τεχνικά βέλτιστες λύσεις δεν είναι και κατ' ανάγκη και οικονομικά βέλτιστες, παρόλα αυτά αποτελούν σημαντικά στοιχεία που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά τον ενεργειακό σχεδιασμό των συστημάτων, ώστε εκτός από την οικονομική τους βιωσιμότητα να διασφαλίζεται πρωταρχικά η ασφαλής και ευσταθής λειτουργία τους. Η επιλογή των τεσσάρων αυτών συστημάτων έγινε με γνώμονα την μελέτη περιπτώσεων οι οποίες να παρουσιάζουν διαφορετικά χαρακτηριστικά. Τα ηλεκτρικά συστήματα που επιλέχτηκαν καλύπτουν το μεγαλύτερο εύρος των περιπτώσεων που απαντώνται στον ελληνικό χώρο, ιδιαίτερα σε ότι αφορά τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών, σχετικά με το μέγεθός τους και τις τεχνικές τους ιδιαιτερότητες. Συνεπώς, τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την παρακάτω μελέτη μπορούν να χρησιμοποιηθούν με ικανοποιητική ακρίβεια και να αποδώσουν μια γενικότερη τάξη μεγέθους και για τα υπόλοιπα αυτόνομα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα.

Το κεφάλαιο αυτό αποτελείται από δύο βασικά μέρη. Το πρώτο σκέλος αφορά την μελέτη των παραπάνω συστημάτων με την προσθήκη μόνο φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων και την επίδραση αυτού στον συντελεστή εγγυημένης ισχύος. Αντίστοιχα, στο δεύτερο σκέλος μελετάται η προσθήκη στα συστήματα αυτά αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων με σκοπό τον προσδιορισμό του βέλτιστου μίγματος των δύο τεχνολογιών ΑΠΕ, δηλαδή του μεγέθους της εγκατεστημένης ισχύος της κάθε τεχνολογίας στο εκάστοτε σύστημα ώστε να προκύπτει ο μέγιστος συντελεστής εγγυημένης ισχύος.

5.2 Περιγραφή υπό μελέτη ηλεκτρικών συστημάτων

5.2.1 Κρήτη

- Συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας

Στον πίνακα 5.1 παρουσιάζονται οι συμβατικές μονάδες που είναι ενταγμένες στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης.

α/α	Τύπος Μονάδας	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
1	Ατμοστρόβιλικη	5.5
2	Ατμοστρόβιλικη	14
3	Ατμοστρόβιλικη	14
4	Ατμοστρόβιλικη	24.5
5	Ατμοστρόβιλικη	24
6	Ατμοστρόβιλικη	24.5
7	Συνδυασμένου Κύκλου	36
8	MEK (Diesel)	10.5
9	MEK (Diesel)	10.5
10	MEK (Diesel)	10.5
11	MEK (Diesel)	10.5
12	Αεριοστροβιλική	14.5
13	Αεριοστροβιλική	14.5
14	Αεριοστροβιλική	14
15	Αεριοστροβιλική	18.8
16	Αεριοστροβιλική	28.1
17	Αεριοστροβιλική	42
18	Αεριοστροβιλική	42
19	Αεριοστροβιλική	53.5
20	Αεριοστροβιλική	53.5
21	Αεριοστροβιλική	12
22	Αεριοστροβιλική	43.3
23	Αεριοστροβιλική	33.4
24	Αεριοστροβιλική	33.4
25	MEK (Diesel)	51
26	MEK (Diesel)	51
27	MEK (Diesel)	100
28	MEK (Diesel)	100
Σύνολο (MW)		889.5

Πίνακας 5.1: Συμβατικές μονάδες ενταγμένες στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης [Πηγή: ΔΕΗ]

Στο σύστημα της Κρήτης ως μονάδες βάσης λειτουργούν κυρίως οι ατμοστροβιλικές, η μονάδα συνδυασμένου κύκλου καθώς και ορισμένες μονάδες Diesel, ενώ σε περιόδους αιχμής εντάσσονται στο σύστημα και οι αεριοστροβιλικές μονάδες λόγω της δυνατότητάς τους να αποκρίνονται άμεσα στις μεταβολές του φορτίου αλλά και του υψηλού κόστους της παραγόμενης ενέργειας, που αποτρέπει την συστηματικότερη χρήση τους.

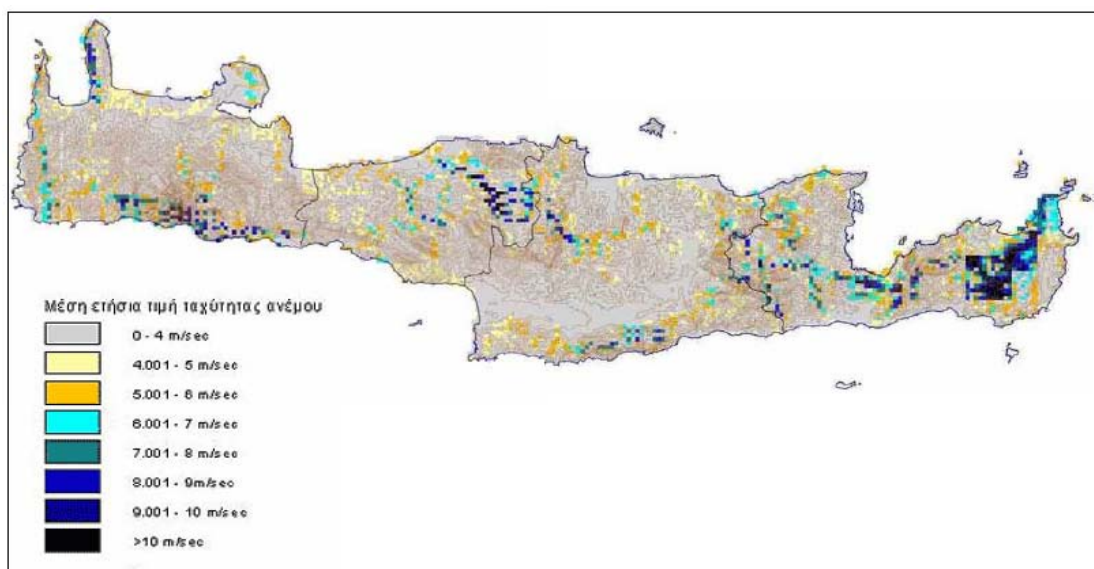
Λόγω της παλαιότητας πολλών από τις παραπάνω μονάδες, γεγονός που περιορίζει σημαντικά την αξιοπιστία τους και τον συντελεστή διαθεσιμότητάς τους, αλλά και του αιχμιακού χαρακτήρα ορισμένων, το σύστημα της Κρήτης προσομοιώνεται στην παρούσα

εργασία με 26 μονάδες εγκατεστημένης ισχύος 26,5 MW και με συντελεστή διαθεσιμότητας της κάθε μονάδας 88%.

- **Στοιχεία αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων**

Στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης βρίσκονται σήμερα ενταγμένα (με βάση τα στοιχεία του 2009) 160 MW αιολικής ισχύος, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών συστημάτων περιορίζεται σε λιγότερο από 1 MWp και αποτελείται συνήθως από μικρές μονάδες που εξυπηρετούν κυρίως τις ανάγκες ξενοδοχείων, φάρων και μικρών μονάδων αγροτικού τουρισμού.

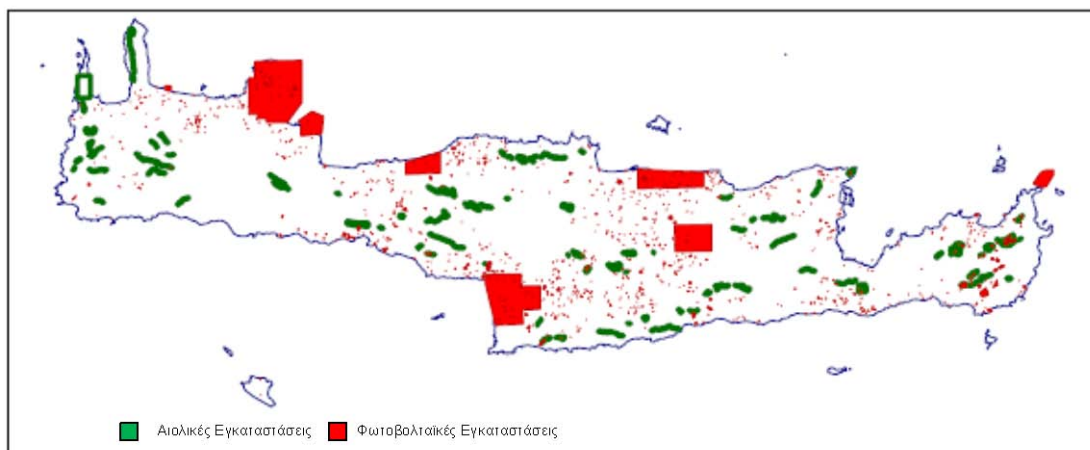
Στους επόμενους χάρτες παρουσιάζεται το αιολικό δυναμικό καθώς και το δυναμικό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στην Κρήτη. Είναι φανερό ότι η περιοχή αυτή παρουσιάζει σημαντικό δυναμικό και για τις δύο υπό εξέταση τεχνολογίες, ιδιαίτερα στο ανατολικό τμήμα του νησιού, γεγονός το οποίο επιβεβαιώνεται και από τον μεγάλο αριθμό αιτήσεων οι οποίες αποτυπώνονται στο Σχήμα 5.3.



Σχήμα 5.1: Χάρτης αιολικού δυναμικού Κρήτης [Πηγή: ΚΑΠΕ]



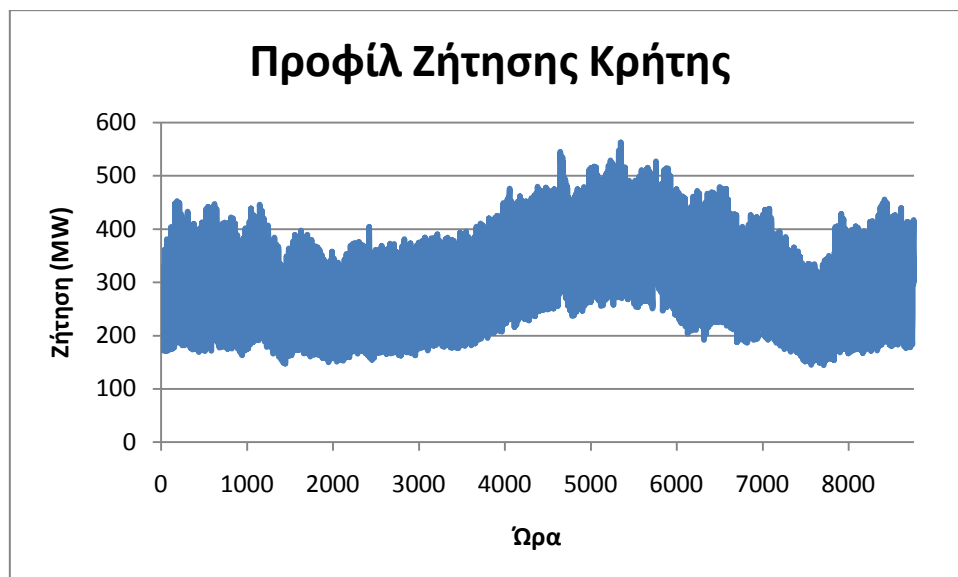
Σχήμα 5.2: Χάρτης δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στην Κρήτη (υπό βέλτιστη γωνία Φ/Β πλαισίων) [Πηγή: PVGIS]



Σχήμα 5.3: Γεωγραφική αποτύπωση αιτήσεων αιολικών & φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στην Κρήτη [Πηγή: ΡΑΕ]

- **Χρονοσειρά Ζήτησης**

Το ωριαίο προφίλ της ζήτησης για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.4. Ο μέσος όρος της ζήτησης υπολογίζεται στα 305,5 MW, η τυπική απόκλιση σε 85 MW και η αιχμή του φορτίου σε 562,3 MW. Παρατηρούμε ότι οι αιχμές της ζήτησης παρουσιάζονται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, κυρίως λόγω της αύξησης του πληθυσμού του νησιού κατά την περίοδο αυτή λόγω της τουριστικής ανάπτυξης.



Σχήμα 5.4: Ωριαίο προφίλ ζήτησης Κρήτης [Πηγή: ΔΕΗ]

5.2.2 Λέσβος

- Συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας

Στον πίνακα 5.2 παρουσιάζονται οι συμβατικές μονάδες που είναι ενταγμένες στο ηλεκτρικό σύστημα της Λέσβου.

α/α	Τύπος Μονάδας	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
1	ΜΕΚ (μαζούτ)	5.3
2	ΜΕΚ (μαζούτ)	5.3
3	ΜΕΚ (μαζούτ)	5.3
4	ΜΕΚ (μαζούτ)	8.3
5	ΜΕΚ (μαζούτ)	3.5
6	ΜΕΚ (μαζούτ)	3.5
7	ΜΕΚ (μαζούτ)	3.5
8	ΜΕΚ (μαζούτ)	9.5
9	ΜΕΚ (μαζούτ)	10.0
10	Αεριοστροβιλική	14.0
11	ΜΕΚ (μαζούτ)	3.1
12	ΜΕΚ (μαζούτ)	5.0
13*	ΜΕΚ (μαζούτ)	10.0
14*	ΜΕΚ (μαζούτ)	10.0
15*	ΜΕΚ (μαζούτ)	10.0
16*	ΜΕΚ (μαζούτ)	15.0
17*	ΜΕΚ (μαζούτ)	20.0
18*	ΜΕΚ (μαζούτ)	20.0
Σύνολο (MW)		161.3

*Νέοι σταθμοί σε στάδιο αδειοδότησης

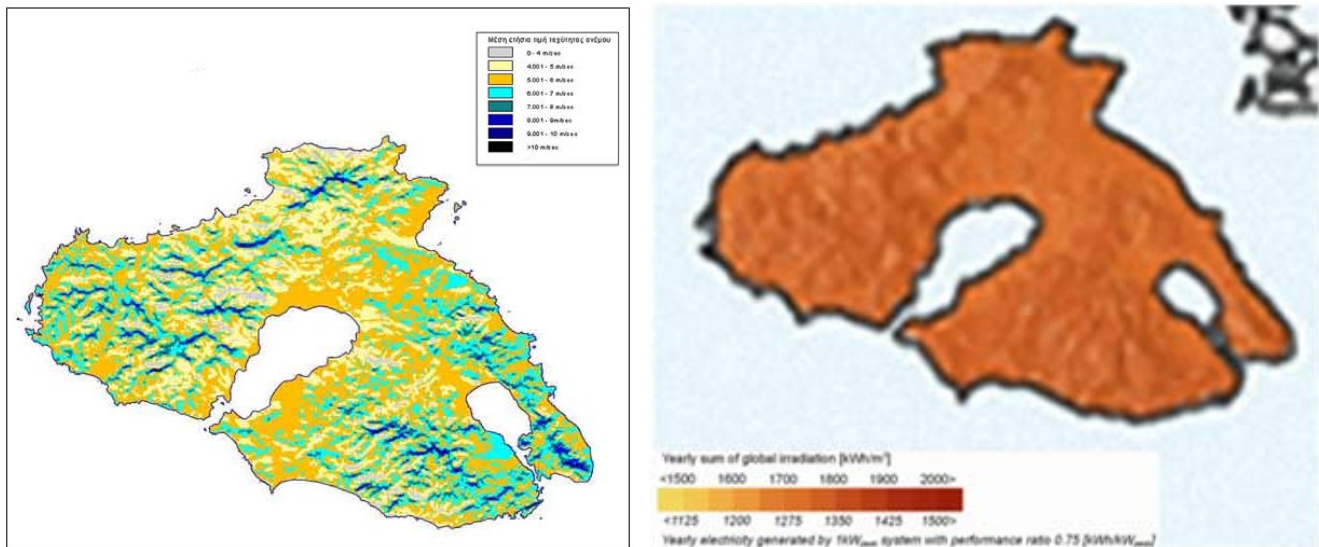
Πίνακας 5.2: Συμβατικές μονάδες ενταγμένες στο ηλεκτρικό σύστημα της Λέσβου [Πηγή: ΔΕΗ]

Το σύστημα της Λέσβου αποτελείται κυρίως από μηχανές εσωτερικής καύσης οι οποίες χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ, ενώ υπάρχει και μία αεριοστροβιλική μονάδα η οποία χρησιμοποιείται κυρίως στις περιόδους αιχμών, λόγω της δυνατότητας της να παρακολουθεί τις αλλαγές του φορτίου αλλά και του υψηλού κόστους παραγόμενης ενέργειας.

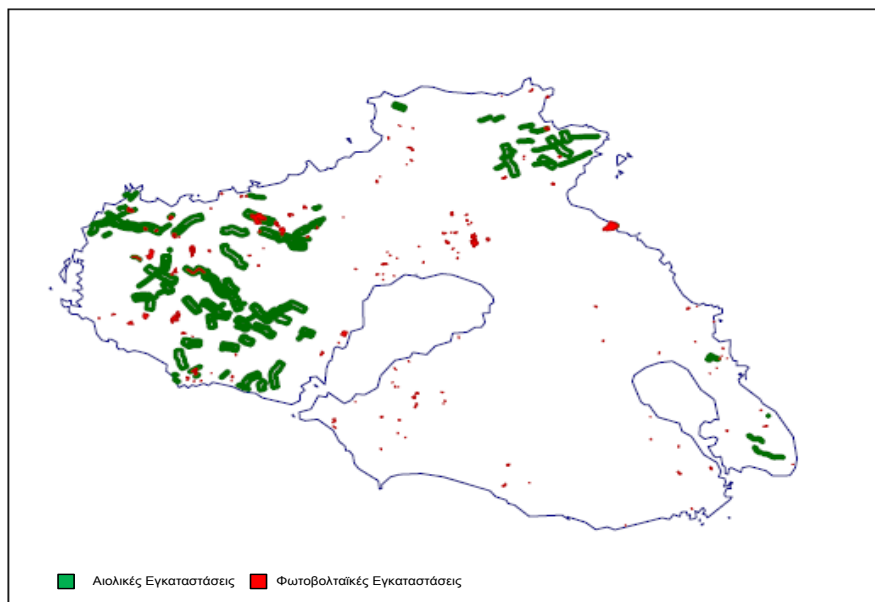
Λόγω της παλαιότητας πολλών από τις παραπάνω μονάδες, γεγονός που περιορίζει σημαντικά την αξιοπιστία τους και τον συντελεστή διαθεσιμότητάς τους, αλλά και του αιχμιακού χαρακτήρα ορισμένων, το σύστημα της Λέσβου προσομοιώνεται στην παρούσα εργασία με 12 μονάδες εγκατεστημένης ισχύος 6,4 MW και με συντελεστή διαθεσιμότητας της κάθε μονάδας 88%.

- **Στοιχεία αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων**

Σήμερα στην Λέσβο βρίσκονται σε λειτουργία περίπου 12 MW αιολικής ισχύος, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών εμφανίζεται μηδενική. Παρόλα αυτά όπως επισημαίνεται και από τους ακόλουθους χάρτες δυναμικού των δύο υπό εξέταση τεχνολογιών, η περιοχή αυτή παρουσιάζει σημαντικές προοπτικές ανάπτυξης στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, γεγονός το οποίο επιβεβαιώνεται και από τον σημαντικό αριθμό αιτήσεων, κυρίως για αιολικές εγκαταστάσεις, που έχουν κατατεθεί και η γεωγραφική αποτύπωση αυτών παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.5.



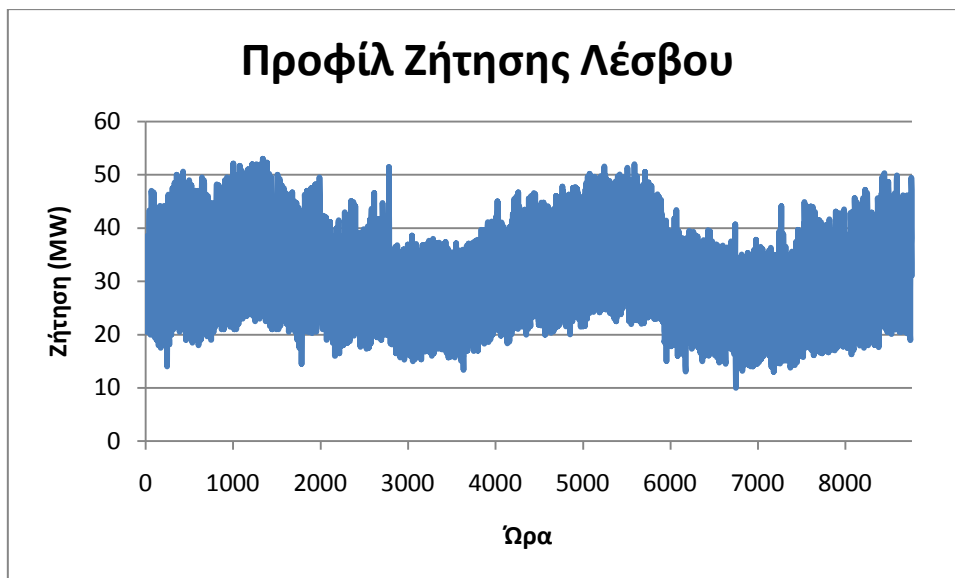
Σχήμα 5.4: Χάρτης Αιολικού δυναμικού Λέσβου & Χάρτης δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στην Λέσβο (υπό βέλτιστη γωνία Φ/Β πλαισίων) [Πηγές: ΚΑΠΕ & PVGIS]



Σχήμα 5.5: Γεωγραφική αποτύπωση αιτήσεων αιολικών & φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στην Λέσβο [Πηγή: ΡΑΕ]

- Χρονοσειρά Ζήτησης

Το ωριαίο προφίλ της ζήτησης για το ηλεκτρικό σύστημα της Λέσβου παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.6. Ο μέσος όρος της ζήτησης υπολογίζεται στα 30,6 MW, η τυπική απόκλιση σε 8,4 MW και η αιχμή του φορτίου σε 53 MW. Παρατηρούμε ότι παρουσιάζονται δύο περίοδοι υψηλής ζήτησης, κατά τους χειμερινούς και τους καλοκαιρινούς μήνες.



Σχήμα 5.6: Ωριαίο προφίλ ζήτησης Λέσβου [Πηγή: ΔΕΗ]

5.2.3 Σέριφος

- Συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας

Στον πίνακα 5.3 παρουσιάζονται οι συμβατικές μονάδες που είναι ενταγμένες στο ηλεκτρικό σύστημα της Σεριφου.

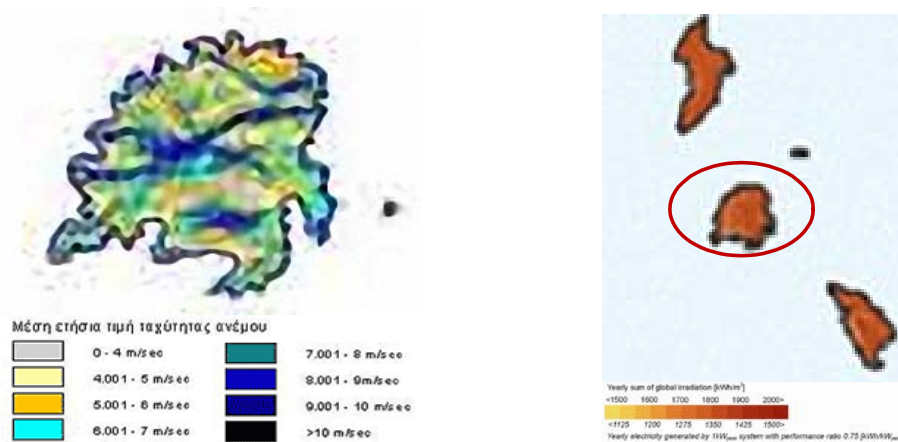
α/α	Τύπος Μονάδας	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
1	MEK Diesel	0.4
2	MEK Diesel	1.25
3	MEK Diesel	0.4
4	MEK Diesel	1.25
5	MEK Diesel	0.4
6	MEK Diesel	0.8
7	MEK Diesel	1.25
Σύνολο (MW)		5.75

Πίνακας 5.3: Συμβατικές μονάδες ενταγμένες στο σύστημα της Σεριφου [Πηγή: ΔΕΗ]

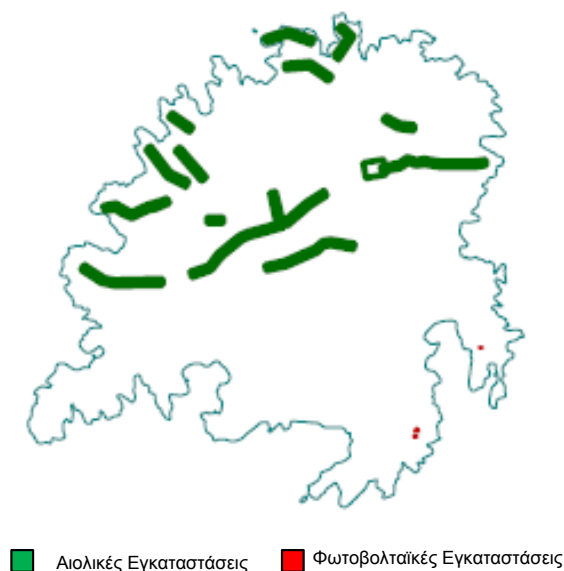
Το ηλεκτρικό σύστημα της Σεριφου τροφοδοτείται από μηχανές εσωτερικής καύσης Diesel συνολικής ονομαστικής ισχύος 5.75 MW. Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας το σύστημα προσομοιώνεται από έξι ίδιες μονάδες ονομαστικής ισχύος 0.76 MW, με συντελεστή διαθεσιμότητας 88%. Η επιλογή αυτή προέκυψε λόγω παλαιότητας ορισμένων μονάδων, που έχει σαν αποτέλεσμα εκτεταμένες βλάβες και μεγάλη πιθανότητα αδυναμίας κάλυψης του απαιτούμενου φορτίου.

- **Στοιχεία φωτοβολταϊκών και αιολικών εγκαταστάσεων**

Με βάση τα μέχρι σήμερα δεδομένα στο νησί της Σερίφου δεν υπάρχουν σημαντικές εγκαταστάσεις καμίας εκ των δύο υπό μελέτη τεχνολογιών ΑΠΕ, μολονότι η περιοχή αυτή φαίνεται να διαθέτει σημαντικό αιολικό και ηλιακό δυναμικό, όπως παρουσιάζεται και στους ακόλουθους χάρτες. Σημαντικό στοιχείο που συνηγορεί στην μελλοντική ανάπτυξη των εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο νησί είναι και η μικρή του απόσταση από την ηπειρωτική χώρα, γεγονός που καθιστά την μελλοντική του διασύνδεση με το ΕΔΣ ως μία πιθανώς βιώσιμη τεchnο-οικονομικά λύση. Από το Σχήμα 5.8, στο οποίο αποτυπώνονται οι αιτήσεις ΑΠΕ, είναι φανερό ότι το επενδυτικό ενδιαφέρον για την συγκεκριμένη περιοχή εντοπίζεται κυρίως στις εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας, αφού οι αιτήσεις για υλοποίηση φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων είναι ιδιαίτερα περιορισμένες.



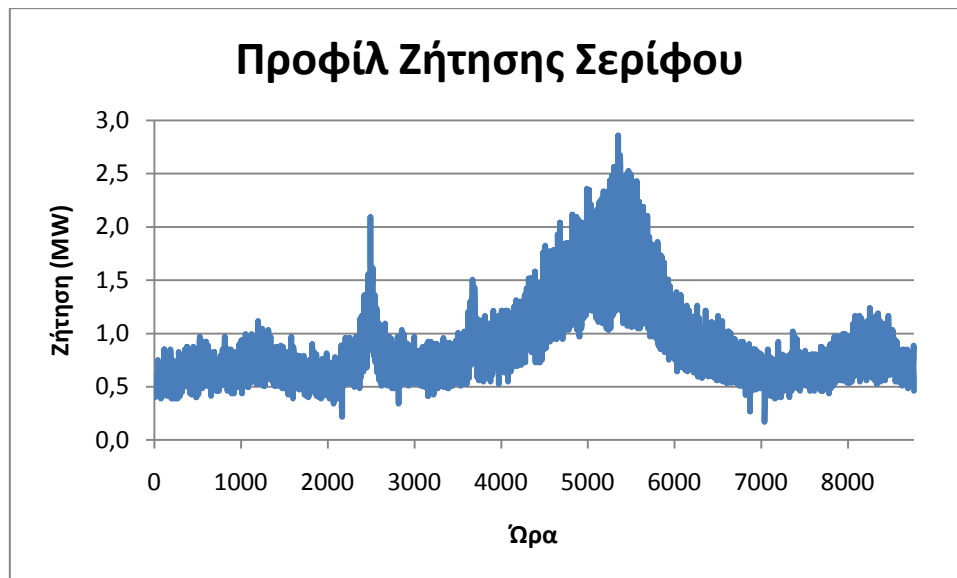
Σχήμα 5.7: Χάρτες αιολικού δυναμικού & δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στην Σέριφο (υπό βέλτιστη γωνία Φ/Β πλαισίων) [Πηγές: ΚΑΠΕ & PVGIS]



Σχήμα 5.8: Γεωγραφική αποτύπωση αιτήσεων αιολικών & φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στην Λέσβο [Πηγή: ΡΑΕ]

- **Χρονοσειρά Ζήτησης**

Το ωριαίο προφίλ της ζήτησης για το ηλεκτρικό σύστημα της Σερίφου παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.9. Ο μέσος όρος της ζήτησης υπολογίζεται στα 0,83 MW, η τυπική απόκλιση σε 0,35 MW και η αιχμή του φορτίου σε 2,86 MW. Παρατηρούμε ότι το ηλεκτρικό σύστημα της Σερίφου παρουσιάζει σημαντική αιχμή κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, δηλαδή την περίοδο που αυξάνεται σημαντικά ο αριθμός των κατοίκων του νησιού λόγω της τουριστικής δραστηριότητας, γεγονός που έχει σημαντική επίδραση στην ομαλή λειτουργία και στην ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος.



Σχήμα 5.9: Ωριαίο προφίλ ζήτησης Λέσβου [Πηγή: ΔΕΗ]

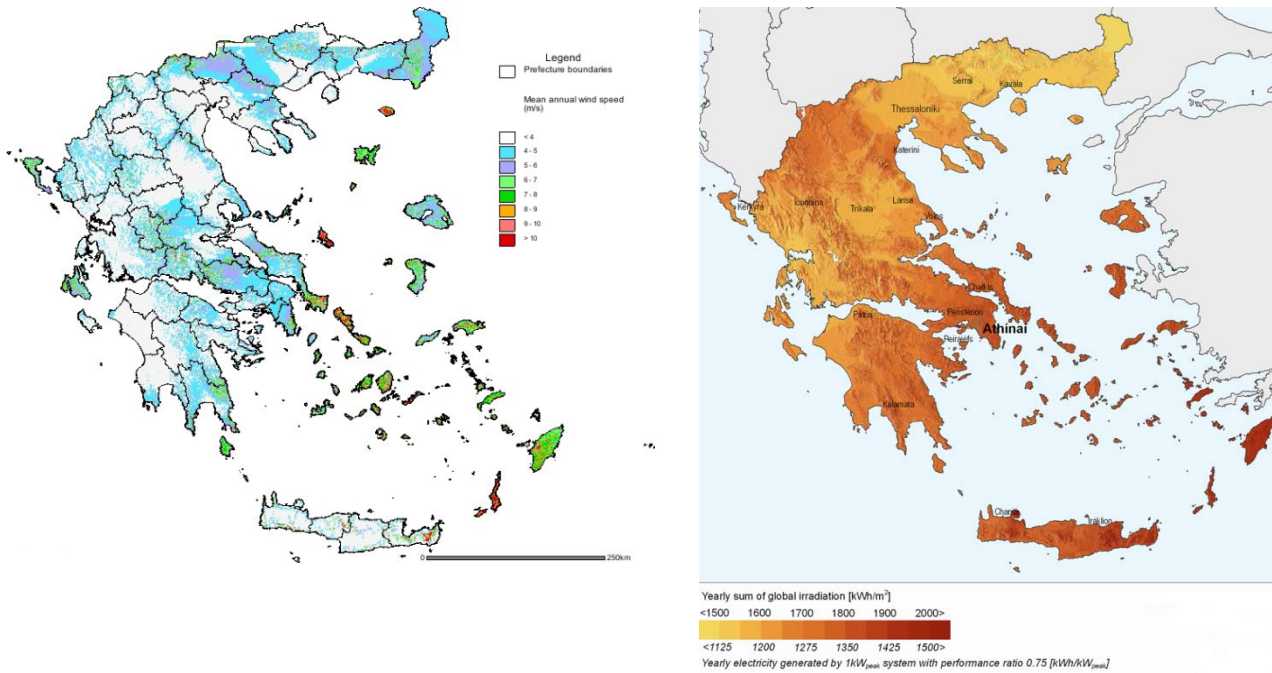
5.2.4 Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Τα στοιχεία και τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται για την ανάλυση του παρόντος κεφαλαίου είναι τα ίδια με αυτά που παρουσιάστηκαν και χρησιμοποιήθηκαν στο κεφάλαιο 4.

Για λόγους πληρότητας και υπενθύμισης παρατίθενται συνοπτικά τα παρακάτω:

- Το σύνολο της καθαρής συμβατικής ισχύος στο ΕΔΣ κατά το έτος 2006 ήταν 7587,9 MW. Το σύνολο της συμβατικής εγκατεστημένης ισχύος προσομοιώνεται για τις ανάγκες της παρούσας μεθοδολογίας με τριάντα μονάδες, μέσης ισχύος 253 MW και με μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας 89%.
- Ο μέσος όρος της ζήτησης υπολογίζεται στα 6118 MW, η τυπική απόκλιση σε 1192 MW και η αιχμή του φορτίου σε 9890 MW.
- Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α/Π που βρίσκονται σε λειτουργία είναι 909 MW.
- Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών σταθμών που βρίσκονται σε λειτουργία είναι 46 MW.

Στα παρακάτω σχήματα παρουσιάζεται το αιολικό δυναμικό καθώς και το δυναμικό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά. Είναι σαφές ότι ο ελληνικός γεωγραφικός χώρος αποτελεί πρόσφορο έδαφος για την ανάπτυξη των παραπάνω τεχνολογιών, γεγονός που αντικατοπτρίζεται και από τον σημαντικό αριθμό αιτήσεων για την ανάπτυξη σχετικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, των οποίων η γεωγραφική αποτύπωση φαίνεται στο Σχήμα 5.11.



Σχήμα 5.10: Χάρτες αιολικού δυναμικού & δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στο ΕΔΣ (υπό βέλτιστη γωνία Φ/Β πλαισίων) [Πηγές: ΚΑΠΕ & PVGIS]



Σχήμα 5.11: Γεωγραφική αποτύπωση αιτήσεων αιολικών & φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στο ΕΔΣ [Πηγή: ΠΑΕ]

5.3 Εφαρμογή

Για τον υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος στα υπό μελέτη ηλεκτρικά συστήματα χρησιμοποιείται η πιθανοθεωρητική μεθοδολογία που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 3.

Τα ηλεκτρικά συστήματα που παρουσιάστηκαν παραπάνω μελετώνται ως προς τον συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε δύο καταστάσεις. Στην πρώτη κατάσταση μελετάται η εγκατάσταση μόνο φωτοβολταϊκών συστημάτων σε ένα εύρος εγκατεστημένης ισχύος από 0-300% του μέσου ετήσιου φορτίου (ΜΕΦ) του κάθε συστήματος, όπως αυτό προκύπτει από τις διαθέσιμες χρονοσειρές της ζήτησης. Στην δεύτερη κατάσταση μελετάται η ταυτόχρονη εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων με συνολική εγκατεστημένη ισχύ που ισούται με το 300% του μέσου ετήσιου φορτίου του κάθε συστήματος και με το ποσοστό της κάθε τεχνολογίας να κυμαίνεται από το 0 έως το 300% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος.

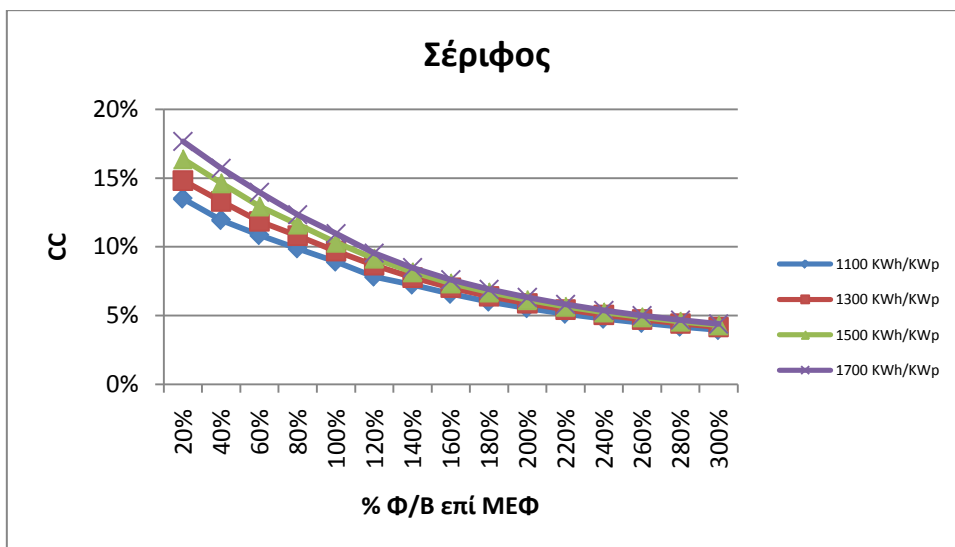
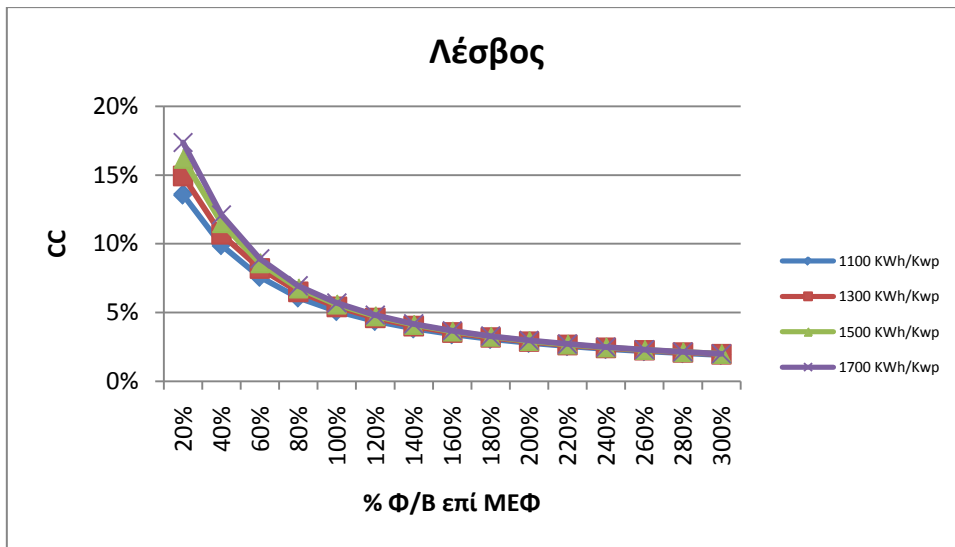
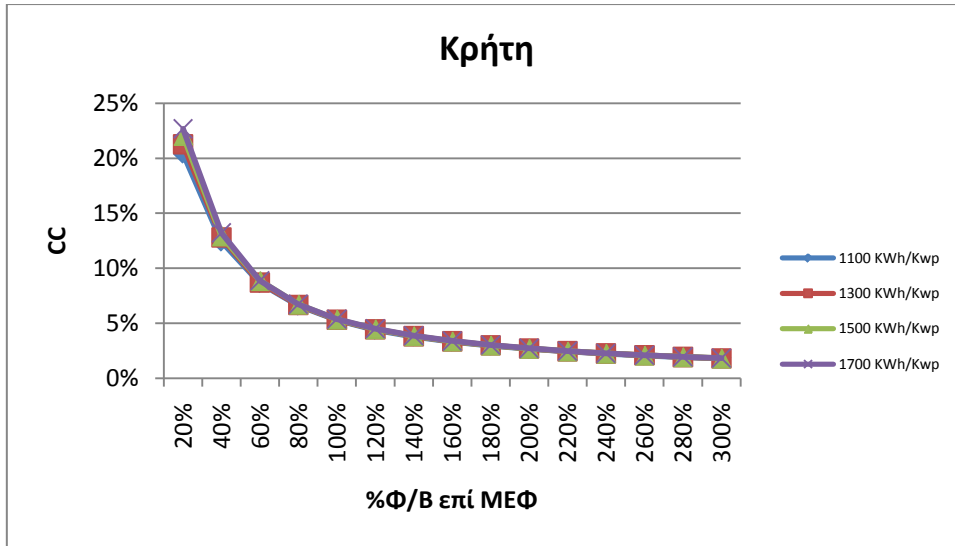
Επίσης, με στόχο να διερευνηθεί η σημασία της απόδοσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων και η επίδρασή της στον συντελεστή εγγυημένης ισχύος, χρησιμοποιούνται τέσσερις διαφορετικές χρονοσειρές παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά πλαίσια, των οποίων η ετήσια παραγόμενη ενέργεια είναι ίση με 1100 KWh/KWp, 1300 KWh/KWp, 1500 KWh/KWp και 1700 KWh/KWp αντίστοιχα.

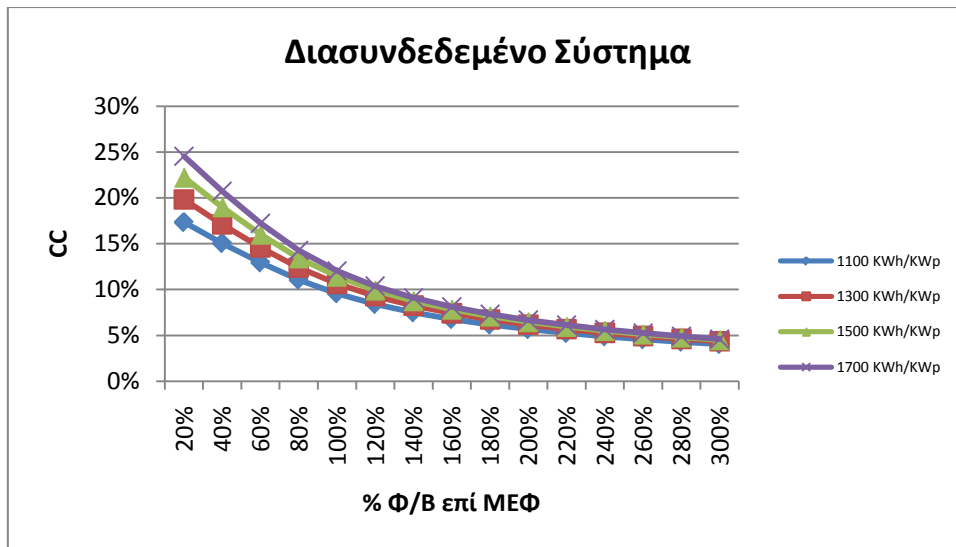
Στην περίπτωση που εξετάζεται και η προσθήκη αιολικών στο ηλεκτρικό σύστημα γίνεται χρήση των χρονοσειρών ανέμου που προέκυψαν από μετεωρολογικό πρότυπο *COAMPS*. Κατά την εξέταση του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος ακολουθείται η παραδοχή του προηγούμενου κεφαλαίου, όπου θεωρείται διασύνδεση και των νησιών, ενώ η χωροθέτηση των αιολικών εγκαταστάσεων προκύπτει από το σημείο 7 του μετώπου βέλτιστων λύσεων των 5000 MW, όπως παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4.

5.4 Αποτελέσματα

5.4.1 Εφαρμογή: Προσδιορισμός εγγυημένης ισχύος φωτοβολταϊκών συστημάτων

Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζεται η μεταβολή του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε συνάρτηση με το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος και της απόδοσης των φωτοβολταϊκών συστημάτων, στην περίπτωση που μελετάται η εγκατάσταση μόνο τέτοιων μονάδων, χωρίς την ταυτόχρονη ανάπτυξη αιολικών πάρκων, στα ηλεκτρικά συστήματα της Κρήτης, της Λέσβου και της Σερίφου καθώς και στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ).

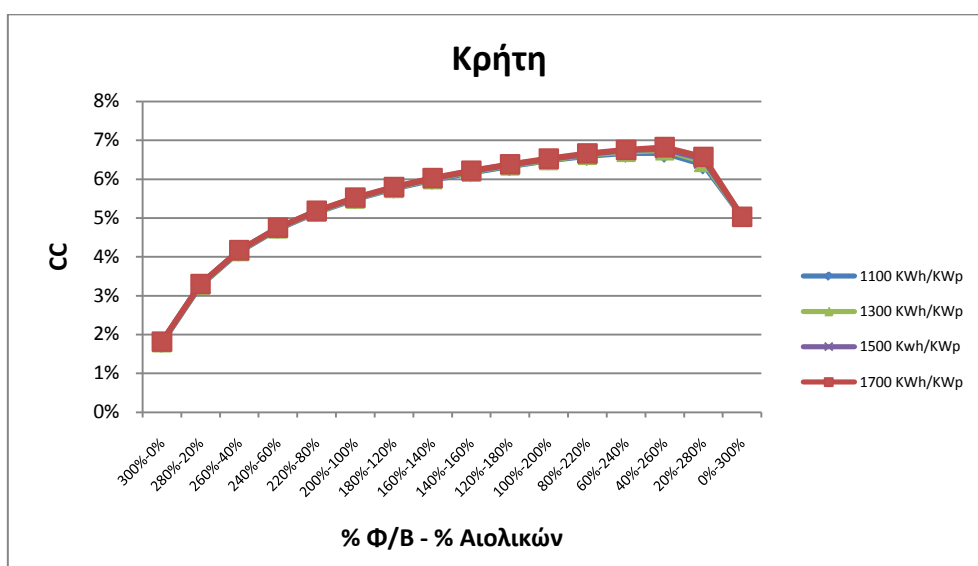


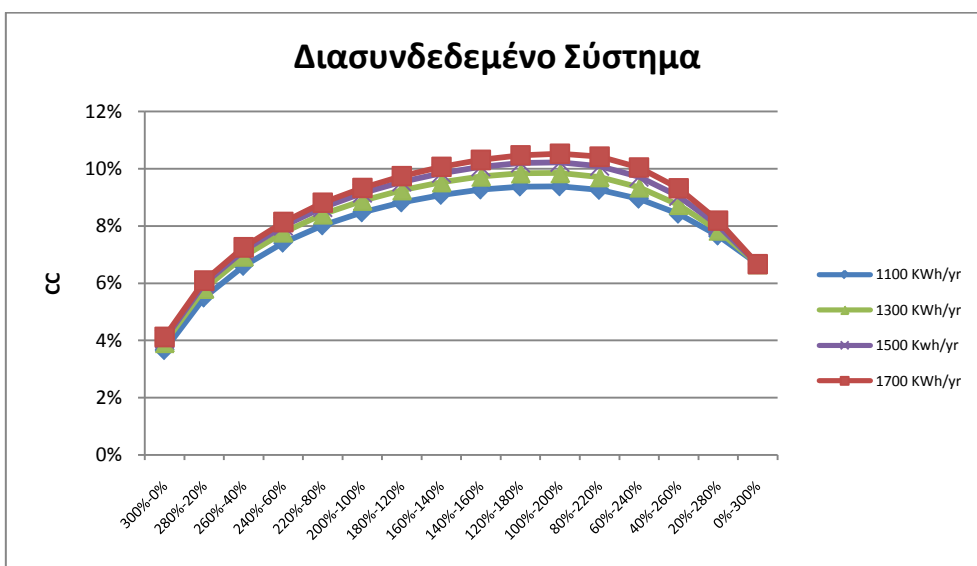
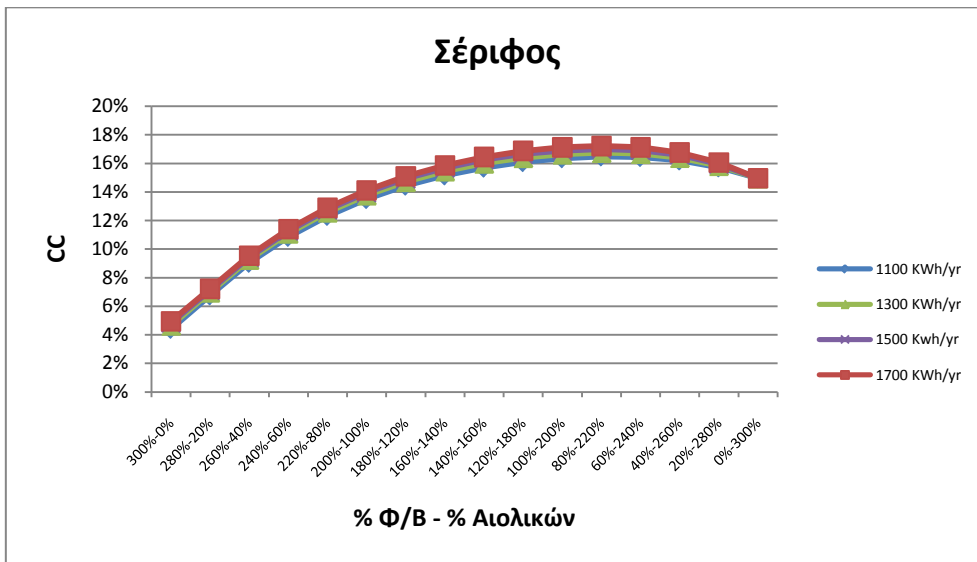
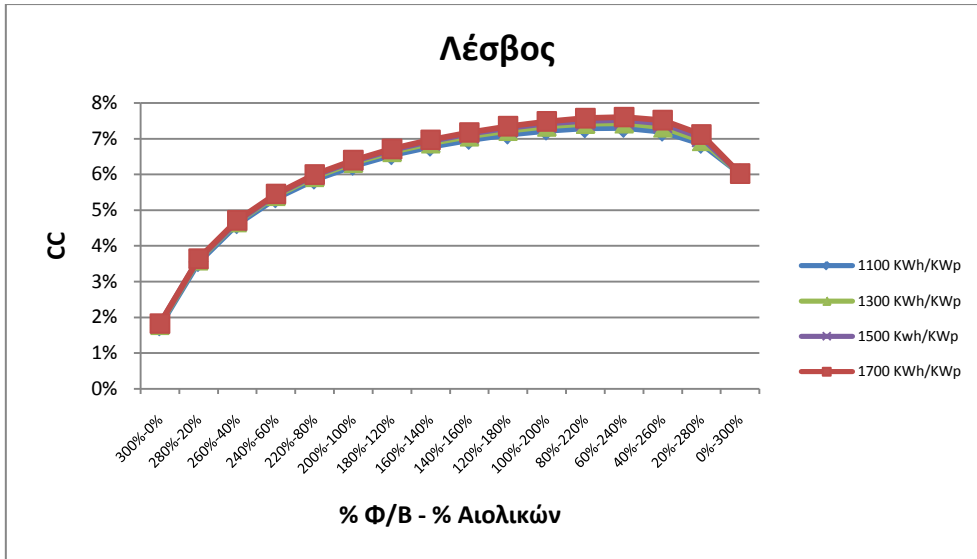


Σχήμα 5.12: Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) σε συνάρτηση με το μέγεθος της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων, για τιμές της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας στο εύρος 1100 - 1700 kWh/kWp

5.4.2. Εφαρμογή: Αναζήτηση βέλτιστου μίγματος φωτοβολταϊκών - αιολικών εγκαταστάσεων με κριτήριο τον συντελεστή εγγυημένης ισχύος

Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζεται η μεταβολή του συντελεστή εγγυημένης ισχύος στα τέσσερα εξεταζόμενα ηλεκτρικά συστήματα κατά την περίπτωση που εγκαθίστανται ταυτόχρονα αιολικά και φωτοβολταϊκά, συνολικής ισχύος ίσης με το 300% του μέσου ετήσιου φορτίου (ΜΕΦ). Με βήμα 20% εξετάζονται όλες οι ενδιάμεσες μεταξύ των ακραίων περιπτώσεων, όπου η συνολική εγκατεστημένη ισχύς επιτυγχάνεται μονάχα με φωτοβολταϊκά ή μονάχα με αιολικά (ακραίες εξεταζόμενες περιπτώσεις στο Σχήμα 5.13)





Σχήμα 5.13: Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) σε συνάρτηση με την αναλογία αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στα υπό μελέτη ηλεκτρικά συστήματα

5.5 Αξιολόγηση αποτελεσμάτων

5.5.1 Συντελεστής εγγυημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων

Αρχικά, είναι εμφανές όταν εξετάζεται μόνο η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στα υπό μελέτη ηλεκτρικά συστήματα, ότι ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος μειώνεται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών, επιβεβαιώνοντας την ορθότητα της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε (Σχήμα 5.12).

Τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν καταδεικνύουν την σημασία της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών στα διάφορα ηλεκτρικά συστήματα, καθώς συνεισφέρουν σημαντικά στην ευστάθεια και την αξιοπιστία τους. Ταυτόχρονα, μπορούν να αποδώσουν σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη αντικαθιστώντας συμβατική ισχύ, η οποία προέρχεται από ρυπογόνες μονάδες, που συχνά εμφανίζουν υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας, ιδιαίτερα στην περίπτωση των νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων τα οποία βασίζονται κυρίως σε παλαιές συμβατικές μονάδες με χαμηλούς βαθμούς απόδοσης, η τροφοδοσία των οποίων απαιτεί την δαπανηρή μεταφορά καυσίμου από την ηπειρωτική χώρα.

Αντιπαραβάλλοντας τα τέσσερα διαγράμματα που παρουσιάστηκαν, προκύπτουν διαφορές στις τιμές που εμφανίζει ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος σε συνάρτηση με την αντίστοιχη τιμή της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών, καθώς και αισθητή διαφοροποίηση στην κλίση των καμπυλών για τα διαφορετικά συστήματα. Έτσι ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών για εγκατεστημένη ισχύ ίση με το 40% του μέσου ετήσιου φορτίου, και για ετήσια απόδοση 1700 KWh/KWp, είναι 13.2% στην Κρήτη, 12.1% στην Λέσβο, 15.7% στην Σέριφο και 20.8% στο ΕΔΣ. Ειδικά στο ΕΔΣ το αποτέλεσμα αυτό οφείλεται στις μεσημεριανές αιχμές της καλοκαιρινής περιόδου, όταν το φορτίο της ζήτησης αυξάνεται λόγω της χρήσης των κλιματιστικών. Ταυτόχρονα και στη Σέριφο εμφανίζεται υψηλός συντελεστής εγγυημένης ισχύος που οφείλεται στην εποχιακή αιχμή του τουρισμού. Αντιθέτως, η προσθήκη των φωτοβολταϊκών στα ηλεκτρικά συστήματα της Λέσβου και της Κρήτης δεν έχει τόσο σημαντική επίδραση στην αξιοπιστία του συστήματος, λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών του κλίματος και της ζήτησης.

Αντίστοιχα, για εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών ίση με το 100% του μέσου ετήσιου φορτίου, οι τιμές του συντελεστή εγγυημένης ισχύος διαμορφώνονται σε 5.4% για την Κρήτη, 5,7% για την Λέσβο, 10.9% για την Σέριφο και 12.4% για το ΕΔΣ. Δηλαδή η εγκατάσταση 305 MW στην Κρήτη, υποκαθιστούν 16.5 MW συμβατικής ισχύος, ενώ αντίστοιχα η εγκατάσταση 6200 MW φωτοβολταϊκών στο ΕΔΣ υποκαθιστά συμβατική ισχύ 760 MW.

Επισημαίνεται ακόμη η διαφοροποίηση που παρουσιάζουν τα τέσσερα διαγράμματα σε σχέση με την απόδοση των φωτοβολταϊκών πλαισίων που εξετάστηκε, στο εύρος ετήσιας παραγωγής ενέργειας από 1100 KWh/KWp έως 1700 KWh/KWp. Το γεγονός αυτό καταδεικνύει την σημασία της μελέτης των διαφόρων ηλεκτρικών συστημάτων σε σχέση με το εύρος της εγκατεστημένης ισχύος από μία μορφή ΑΠΕ καθώς και την επιλογή των επιμέρους τεχνικών χαρακτηριστικών αυτής, ώστε να λαμβάνονται υπόψη τα ειδικά

χαρακτηριστικά του εκάστοτε συστήματος και να προσδιορίζεται η επίδραση των νέων εγκαταστάσεων σε αυτό.

5.5.2 Βέλτιστο μίγμα φωτοβολταϊκών - αιολικών εγκαταστάσεων με κριτήριο τον συντελεστή εγγυημένης ισχύος

Αντίστοιχα, από την ανάλυση των διαγραμμάτων του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε συνάρτηση με την αναλογία των αιολικών και των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στα ηλεκτρικά συστήματα που μελετήθηκαν προκύπτουν τα εξής σημαντικά συμπεράσματα (Σχήμα 5.13):

- Επισημαίνεται σαφώς η προτεραιότητα που πρέπει να δοθεί στην μελλοντική ανάπτυξη των αιολικών εγκαταστάσεων, καθώς σε όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν η μεγιστοποίηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος εμφανίζεται σε περιοχές των διαγραμμάτων όπου η αιολική εγκατεστημένη ισχύς είναι σημαντικά μεγαλύτερη αυτής των φωτοβολταϊκών όπως φαίνεται και στον ακόλουθο πίνακα.

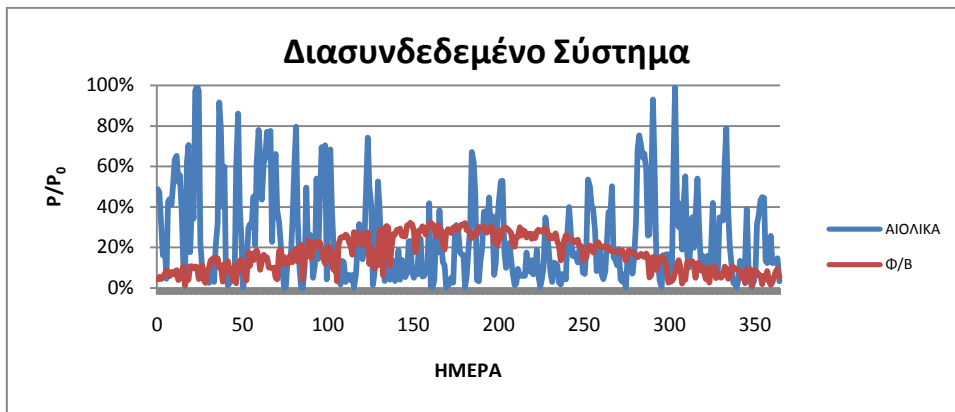
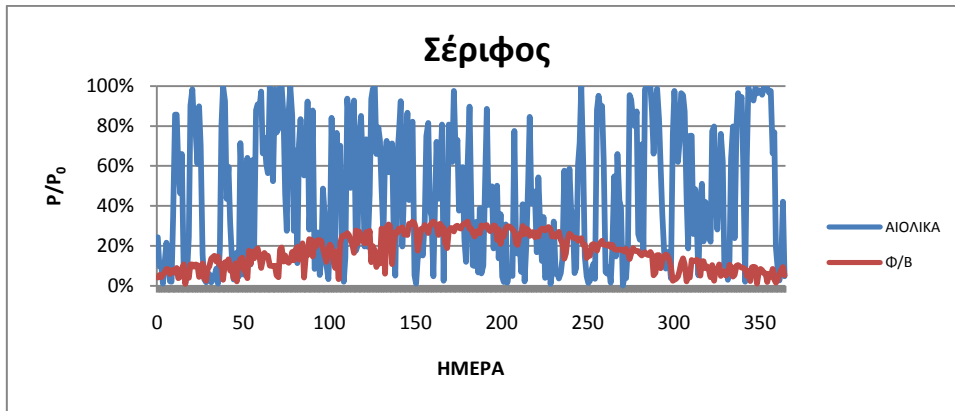
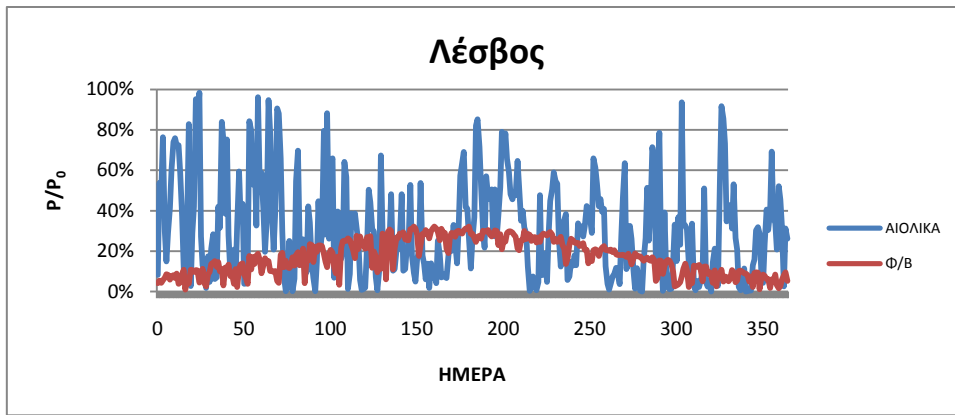
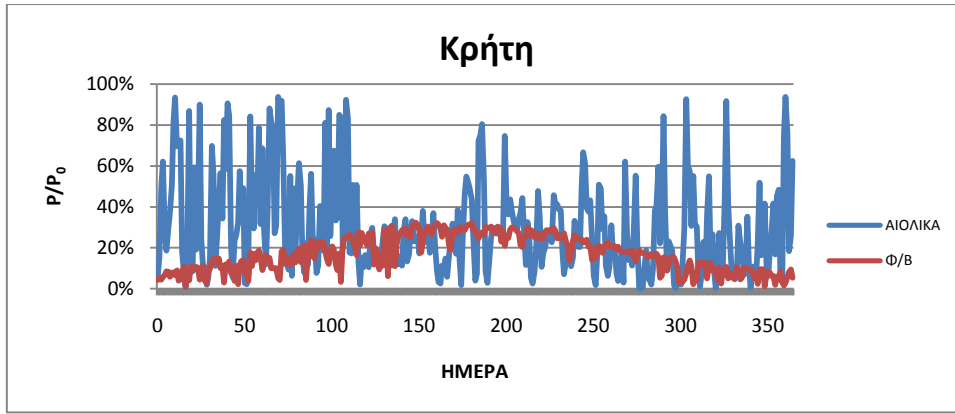
ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	CC_{MAX}	% Φ/Β - %ΑΙΟΛΙΚΑ
ΚΡΗΤΗ	6.83%	40%-260%
ΛΕΣΒΟΣ	7.61%	60%-240%
ΣΕΡΙΦΟΣ	17.22%	80%-220%
ΕΔΣ	10.53%	100%-200%

Πίνακας 5.4: Αναλογία αιολικών – φωτοβολταϊκών για την οποία εμφανίζεται μεγιστοποίηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος στα ηλεκτρικά συστήματα που εξετάστηκαν

- Αναδεικνύεται η σημασία της ένταξης διαφορετικών μορφών ΑΠΕ σε ένα ηλεκτρικό σύστημα καθώς μπορούν να συνεισφέρουν στην κάλυψη της απαιτούμενης ζήτησης σε διαφορετικές χρονικές περιόδους, μειώνοντας σημαντικά την επίδραση της εγγενούς στοχαστικότητας των τεχνολογιών αυτών. Ιδιαίτερα για τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ που συμμετέχουν στην παρούσα ανάλυση, η παρατήρηση αυτή επιβεβαιώνεται και από το γεγονός ότι η παραγωγή ενέργειας των αιολικών και των φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι ασυσχέτιστη, ή οριακά αρνητικά συσχετισμένη, όπως φαίνεται και στον πίνακα 5.5 όπου παρουσιάζονται οι αντίστοιχοι συντελεστές συσχέτισης. Η παρατήρηση αυτή επιβεβαιώνεται και από τις χρονοσειρές παραγωγής των δύο διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ, οι οποίες παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.14. Παρατηρείται ότι η περίοδος υψηλής αποδοτικότητας των δύο τεχνολογιών διαφέρει, ιδιαίτερα στα συστήματα της Κρήτης και στο ΕΔΣ όπου εντοπίζονται σημαντικές αποκλίσεις της αιολικής παραγωγής στην περίοδο του έτους.

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΣΥΣΧΕΤΙΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ - Φ/Β
ΚΡΗΤΗ	-0.15
ΛΕΣΒΟΣ	-0.08
ΣΕΡΙΦΟΣ	-0.14
ΕΔΣ	-0.21

Πίνακας 5.5: Συντελεστές συσχέτισης παραγωγής ενέργειας από αιολικά και Φ/Β συστήματα



Σχήμα 5.14: Ημερήσια παραγωγή ενέργειας από αιολικές και φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις ανηγμένη στην ονομαστική τιμή

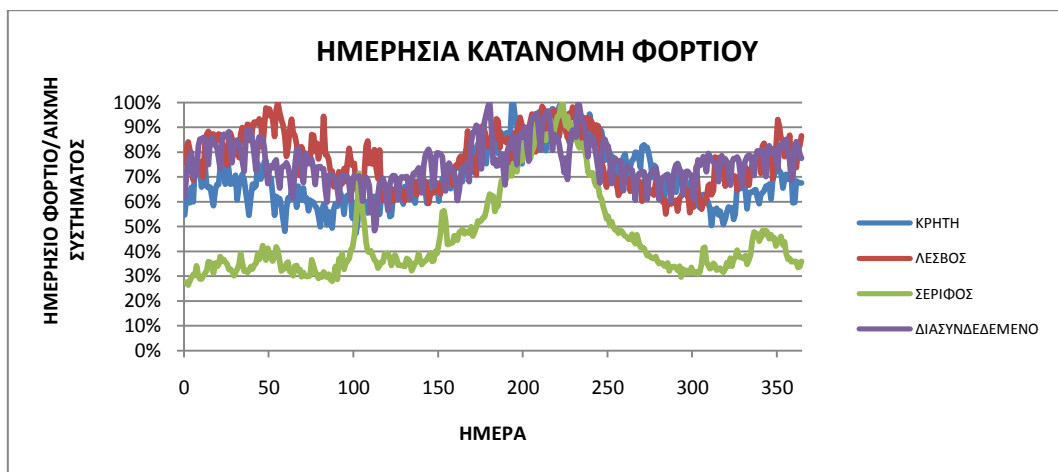
- Τέλος, η πρακτική σημασία των παραπάνω παρατηρήσεων προκύπτει από την σημαντική αύξηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος των εξεταζόμενων συστημάτων, σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή αυτού, στην περίπτωση που εξετάστηκε η εγκατάσταση μόνο φωτοβολταϊκών. Είναι χαρακτηριστικό ότι ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος αυξήθηκε από 1,79%-4,05% (τιμές στο 300% του μέσου ετήσιου φορτίου με την προσθήκη μόνο φωτοβολταϊκών) σε 6,83%-17,22% με την προσθήκη και των αιολικών. Το γεγονός αυτό επισημαίνει για μια ακόμη φορά ότι η εγκατάσταση μονάδων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ μπορεί να βελτιώσει σημαντικά την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος, προσφέροντας ταυτόχρονα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη από την αντικατάσταση συμβατικών μονάδων.

5.5.3 Η σημασία του προφίλ της ζήτησης και της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων

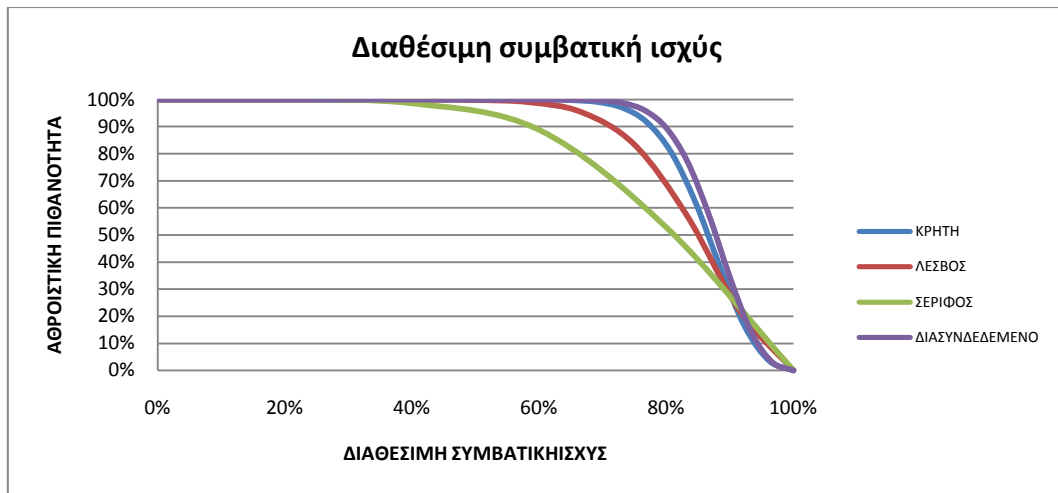
Όπως επισημάνθηκε και παραπάνω, για τα αντίστοιχα διαγράμματα του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε συνάρτηση με την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών συστημάτων, ανάλογες διαφορές παρατηρούνται και στα διαγράμματα του συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε συνάρτηση με την αναλογία των δύο τεχνολογιών ΑΠΕ στο εκάστοτε ηλεκτρικό σύστημα. Οι κυριότερες διαφορές εντοπίζονται ως προς τις τιμές που λαμβάνει ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος στο κάθε σύστημα καθώς και η αναλογία στην οποία προκύπτει η μέγιστη τιμή του, η οποία διαφέρει σε κάθε περίπτωση.

Οι διαφορές αυτές είναι αποτέλεσμα των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών του κάθε συστήματος, δηλαδή του ωριαίου προφίλ της ζήτησης και των συμβατικών μονάδων που συμμετέχουν σε αυτό. Ταυτόχρονα, στην διαμόρφωση του τελικού αποτελέσματος συμβάλλουν και τα χαρακτηριστικά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις αιολικές και φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, δηλαδή το μέγεθος της ενεργειακής παραγωγής και η μεταβολή του στον χρόνο.

Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά η ημερήσια κατανομή του φορτίου, ανηγμένη στην αιχμή του συστήματος καθώς και καμπύλες διαθέσιμης συμβατικής ισχύος για κάθε σύστημα με αναγωγή στην μέγιστη διαθέσιμη συμβατική ισχύ.



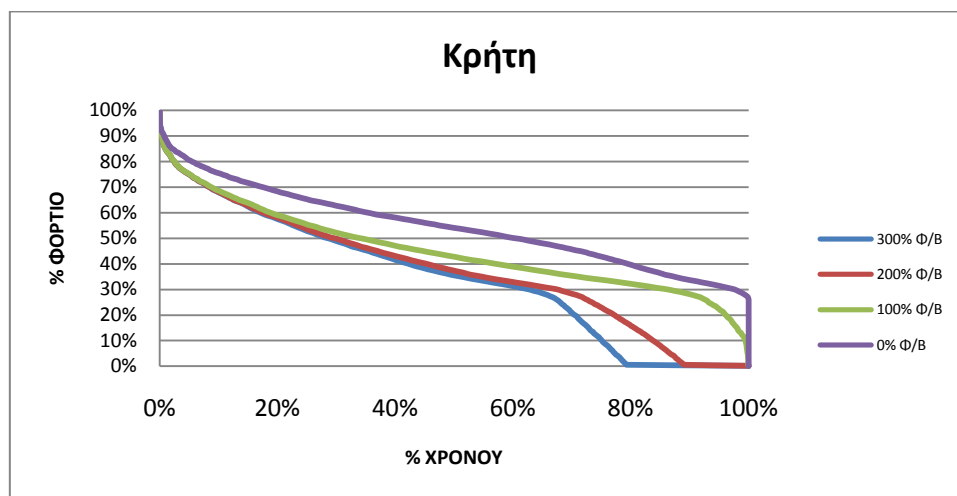
Σχήμα 5.15: Ημερήσια κατανομή φορτίου ανηγμένη στην αιχμή του κάθε συστήματος

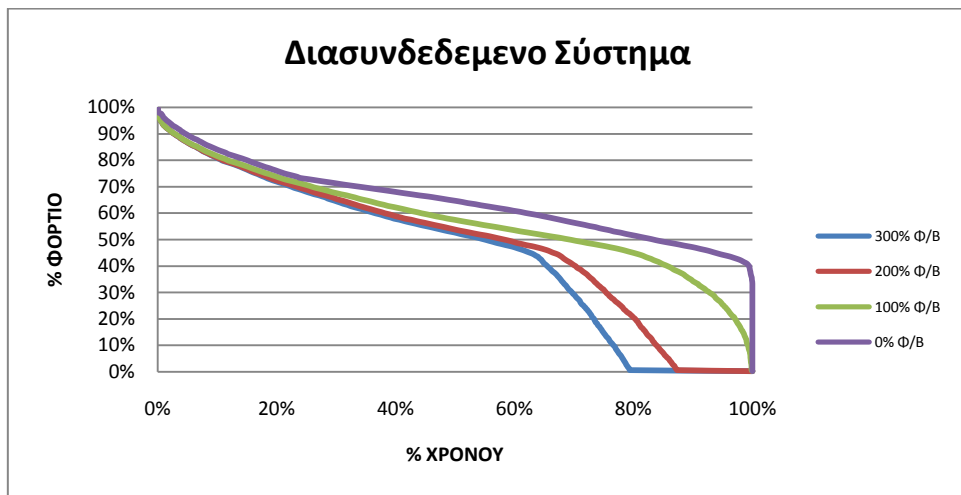
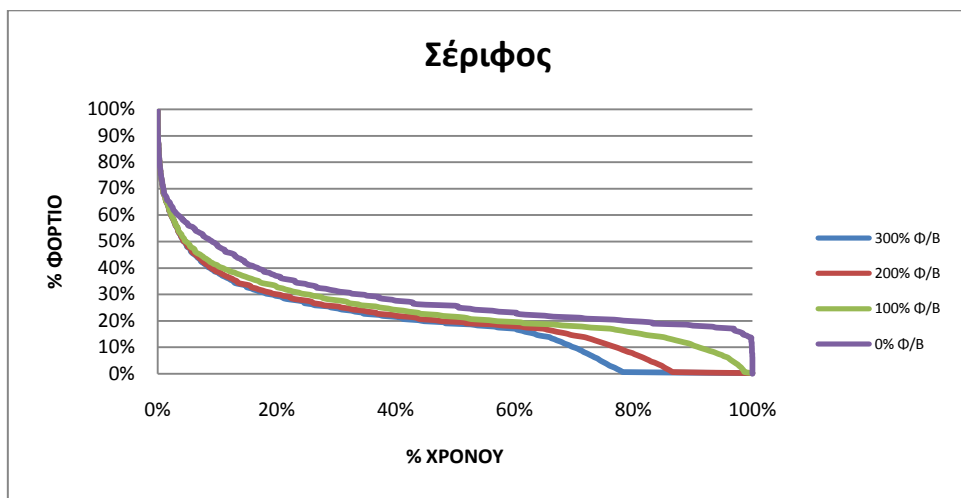
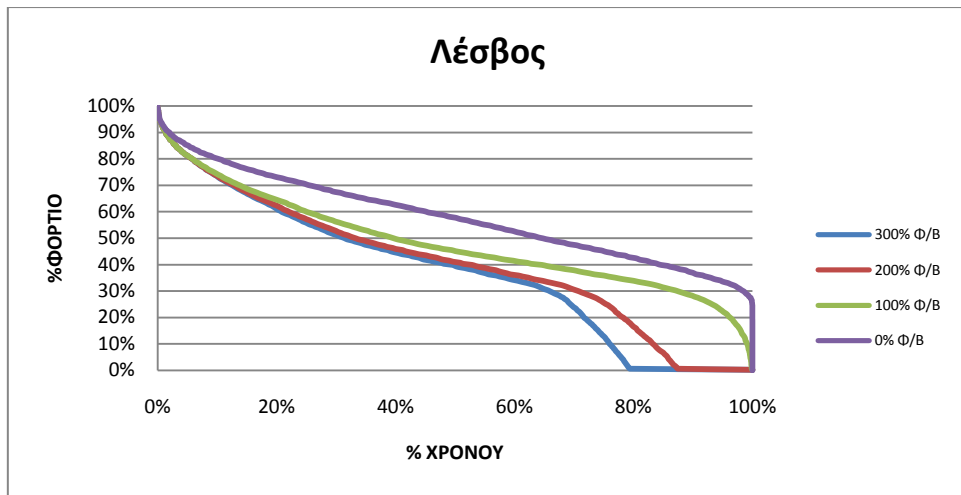


Σχήμα 5.16: Καμπύλη διαθέσιμης συμβατικής ισχύος ανηγμένη στη μέγιστη τιμή κάθε συστήματος

Με βάση τα διαγράμματα αυτά προκύπτει ότι τα ηλεκτρικά συστήματα της Κρήτης, της Λέσβου και το ΕΔΣ παρουσιάζουν αρκετά όμοια συμπεριφορά ως προς την χρονική μεταβολή του φορτίου. Αντίθετα το ηλεκτρικό σύστημα της Σερύφου παρουσιάζει έντονες διαφοροποιήσεις καθώς εμφανίζεται μια μικρή περίοδος έντονων αιχμών, κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, ενώ την υπόλοιπη περίοδο του χρόνου το σύστημα λειτουργεί σε αισθητά χαμηλότερα φορτία. Επιπρόσθετα, παρατηρείται και σημαντική απόκλιση στις καμπύλες διαθέσιμης συμβατικής ισχύος των τεσσάρων συστημάτων. Συγκεκριμένα τα ηλεκτρικά συστήματα της Κρήτης και του ΕΔΣ εμφανίζουν αυξημένη πιθανότητα να λειτουργούν κοντά στο μέγιστο της συμβατικής τους ισχύος, ενώ και το σύστημα της Λέσβου παρουσιάζει ευρωστία κατά το μεγαλύτερο μέρος του χρόνου. Στον αντίποδα το ηλεκτρικό σύστημα της Σερύφου παρουσιάζεται πιο αδύναμο, καθώς η πιθανότητα ορισμένες συμβατικές μονάδες να βρίσκονται εκτός λειτουργίας είναι αυξημένη.

Στα διαγράμματα του Σχήματος 5.17 φαίνονται οι καμπύλες διάρκειας του φορτίου για το κάθε σύστημα για διαφορετικές τιμές τις εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών ως ποσοστό του μέσου ετήσιου φορτίου.





Σχήμα 5.17: Καμπύλες διάρκειας φορτίου για διάφορες τιμές τις εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών ως ποσοστό του μέσου ετήσιου φορτίου

Η μορφή των διαγραμμάτων αυτών επιβεβαιώνει και την προηγούμενη παρατήρηση σχετικά με την ομοιότητα ως προς τα χαρακτηριστικά του φορτίου των ηλεκτρικών συστημάτων της Κρήτης, της Λέσβου και του ΕΔΣ και την διαφοροποίηση του συστήματος της Σερίφου. Είναι εμφανές και από την καμπύλη διάρκειας του φορτίου, ότι το ηλεκτρικό

σύστημα της Σερίφου παρουσιάζει αιχμές φορτίου με περιορισμένη χρονική διάρκεια, ενώ το μεγαλύτερο μέρος του χρόνου η ζήτηση βρίσκεται κάτω από 60% της αιχμής και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας φορτίου έχει πολύ μικρή κλίση στο μεγαλύτερο μέρος της. Άλλη μία επίσης σημαντική διαφορά εντοπίζεται και στα ελάχιστα της ζήτησης του κάθε συστήματος, μέγεθος το οποίο λαμβάνει τιμές περίπου στο 40% της αιχμής για το ΕΔΣ και 30% για την Κρήτη και την Λέσβο, ενώ μειώνεται σε 15% στη Σερίφο, αποδεικνύοντας την έντονη διακύμανση του φορτίου.

Συγκρίνοντας της αρχικές καμπύλες διάρκειας φορτίου των συστημάτων με τις αντίστοιχες καμπύλες μετά την προσθήκη των φωτοβολταϊκών για τις διάφορες τιμές τις εγκατεστημένης ισχύος εξάγονται ορισμένα σημαντικά συμπεράσματα. Πρώτον, παρατηρείται ότι η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, ισχύος ίσης με 100% του ΜΕΦ, έχει άμεση επίπτωση στην μορφή της καμπύλης διάρκειας του φορτίου περιορίζοντας τις αιχμές και αυξάνοντας αντίστοιχα την χρονική διάρκεια των περιόδων με ενδιάμεση και χαμηλή φόρτιση. Παρόλα αυτά η ένταξη περισσότερων φωτοβολταϊκών στο σύστημα, όπως φαίνεται στις αντίστοιχες καμπύλες για εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ 200% και 300% του ΜΕΦ, δεν παρουσιάζει τα ίδια αποτελέσματα αφού οι χρονική διάρκεια των περιόδων υψηλής φόρτισης του συστήματος παραμένει σχεδόν αμετάβλητη, ενώ διαφοροποίηση παρατηρείται πλέον μόνο στις περιόδους χαμηλής φόρτισης όπου πλέον έχουμε και την εμφάνιση σημαντικού ποσοστού του χρόνου όπου η ζήτηση εμφανίζεται μηδενική, δηλαδή η παραγωγή των φωτοβολταϊκών υπερκαλύπτει όλο το απαιτούμενο φορτίο. Η παρατήρηση αυτή δικαιολογεί και το γεγονός ότι στα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν, ο μέγιστος συντελεστής εγγυημένης ισχύος εμφανίζεται σε όλα τα συστήματα σε σημεία όπου η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών είναι υψηλότερη από την αντίστοιχη τιμή των φωτοβολταϊκών, καθώς τα τελευταία περιορίζουν την συμβολή τους στην κάλυψη του φορτίου, από κάποιο ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος και πάνω, στα χαμηλά επίπεδα της ζήτησης όπου το σύστημα εμφανίζει μικρή πιθανότητα απώλειας φορτίου.

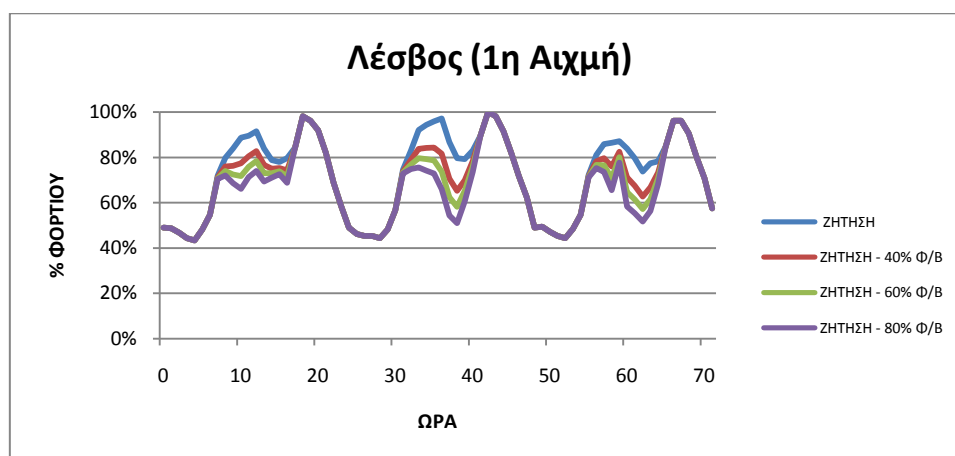
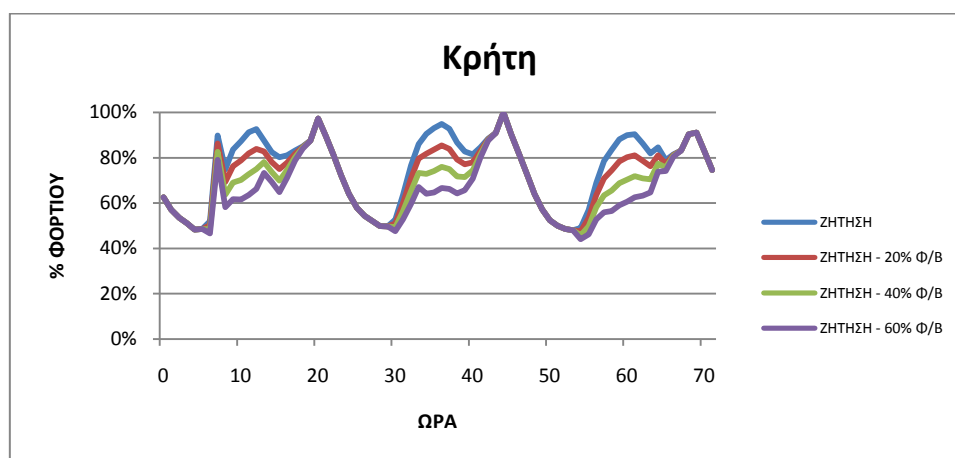
5.5.4 Η σημασία των αιχμών της ζήτησης στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων

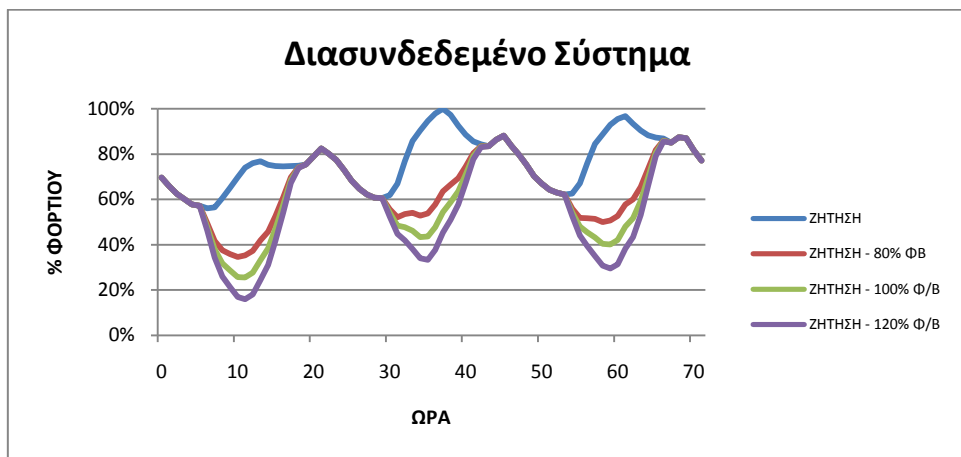
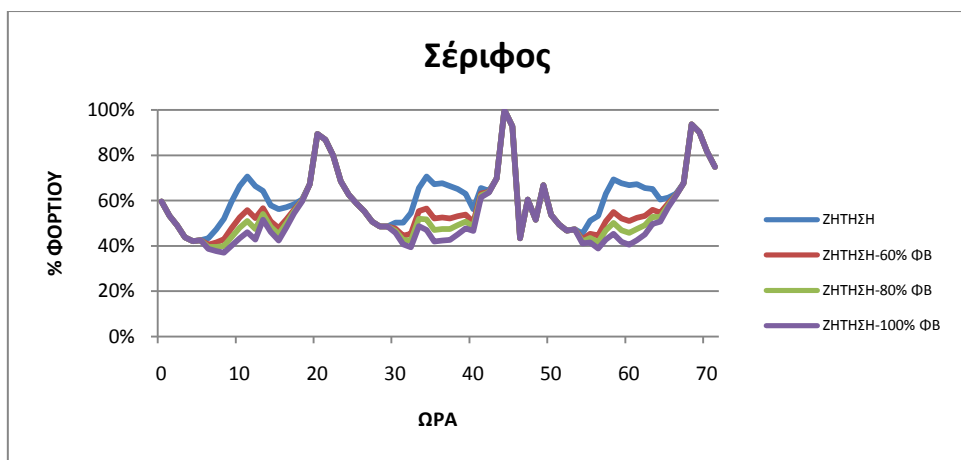
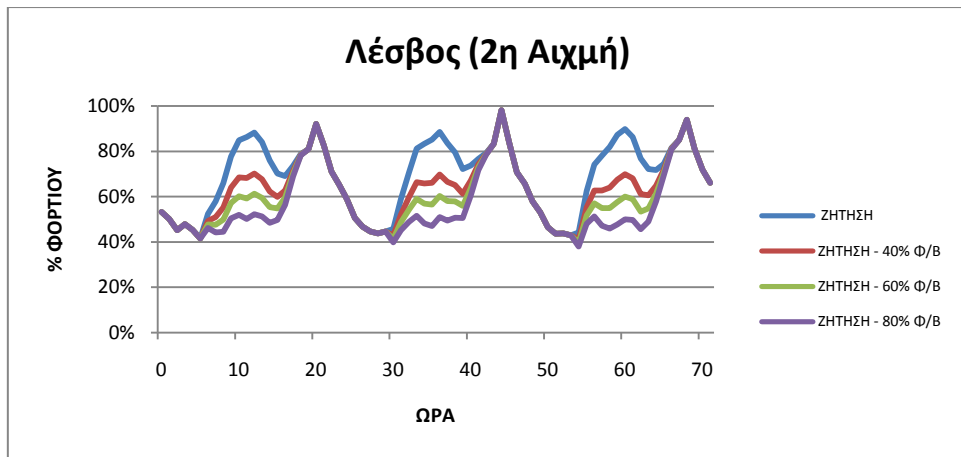
Σε μία προσπάθεια να διερευνηθεί η συμβολή των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στις περιόδους αιχμής των τεσσάρων συστημάτων παρουσιάζονται τα διαγράμματα του Σχήματος 5.18. Στα διαγράμματα αυτά φαίνεται το προφίλ της ζήτησης σε κάθε εξεταζόμενο σύστημα την περίοδο του τριημέρου της αιχμής του φορτίου και αντιπαραβάλλεται με τα αντίστοιχα προφίλ ζήτησης που προκύπτουν αφαιρώντας την παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά για τρεις διαφορετικές τιμές της εγκατεστημένης ισχύος. Οι τιμές της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών, ως ποσοστό του μέσου ετήσιου φορτίου που εμφανίζονται σε κάθε διάγραμμα επιλέγονται, ώστε να περιλαμβάνουν την τιμή για την οποία εμφανίζεται ο μέγιστος συντελεστής εγγυημένης ισχύος του κάθε συστήματος.

Από τα διαγράμματα αυτά προκύπτει άμεσα ότι η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων έχει ιδιαίτερη συμβολή στην κάλυψη των αιχμών του ΕΔΣ, δικαιολογώντας και το γεγονός ότι ο μέγιστος συντελεστής εγγυημένης ισχύος του συστήματος αυτού εμφανίζεται σε αναλογία 100% Φ/Β – 200% αιολικά, η οποία είναι η πλέον ευνοϊκή

αναλογία για τα φωτοβολταϊκά σε σχέση με τα υπόλοιπα συστήματα. Αντίστοιχα, στα συστήματα της Κρήτης και της Λέσβου, παρότι η ένταξη των φωτοβολταϊκών στο σύστημα περιορίζει σημαντικά ορισμένες αιχμές, κυρίως κατά τις πρωινές ώρες, είναι εμφανές ότι τα συστήματα αυτά εμφανίζουν υψηλά φορτία και κατά τις βραδινές ώρες κατά τις οποίες τα φωτοβολταϊκά προφανώς δεν μπορούν να συνεισφέρουν, με αποτέλεσμα το μέγιστο του συντελεστή εγγυημένης ισχύος να εμφανίζεται σε χαμηλότερες τιμές εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος 40% και 60% του ΜΕΦ αντίστοιχα. Τέλος, στο ηλεκτρικό σύστημα της Σερίφου η εγκατάσταση φωτοβολταϊκής ισχύος φαίνεται να μην έχει άμεσα αποτελέσματα στην μείωση των αιχμών, τουλάχιστον στο χρονικό «παράθυρο» των τριών ημερών του μέγιστου φορτίου, στο οποίο αναφέρονται τα διαγράμματα αυτά. Παρόλα αυτά ο μέγιστος συντελεστής εγγυημένης ισχύος εμφανίζεται σε αναλογία φωτοβολταϊκών προς αιολικά 80%-220%. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη περαιτέρω διερεύνησης των χαρακτηριστικών του συστήματος αυτού, το οποίο όπως έχει ήδη επισημανθεί παρουσιάζει σημαντικές διαφοροποιήσεις σε σχέση με τα υπόλοιπα τρία.

Παράλληλα, τα επόμενα διαγράμματα απαντούν και στην περιορισμένη συνεισφορά των φωτοβολταϊκών σε σχέση με τα αιολικά, στην περιοχή μεγιστοποίησης του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, αφού είναι προφανές ότι από ένα ποσό εγκατεστημένης ισχύος και πάνω δεν μειώνουν ορισμένες αιχμές του συστήματος, οι οποίες εμφανίζονται κατά τις νυκτερινές ώρες. Αντίθετα η αιολική ενέργεια μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά και κατά τις νυκτερινές περιόδους συμβάλλοντας σημαντικά στην ευστάθεια και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος.

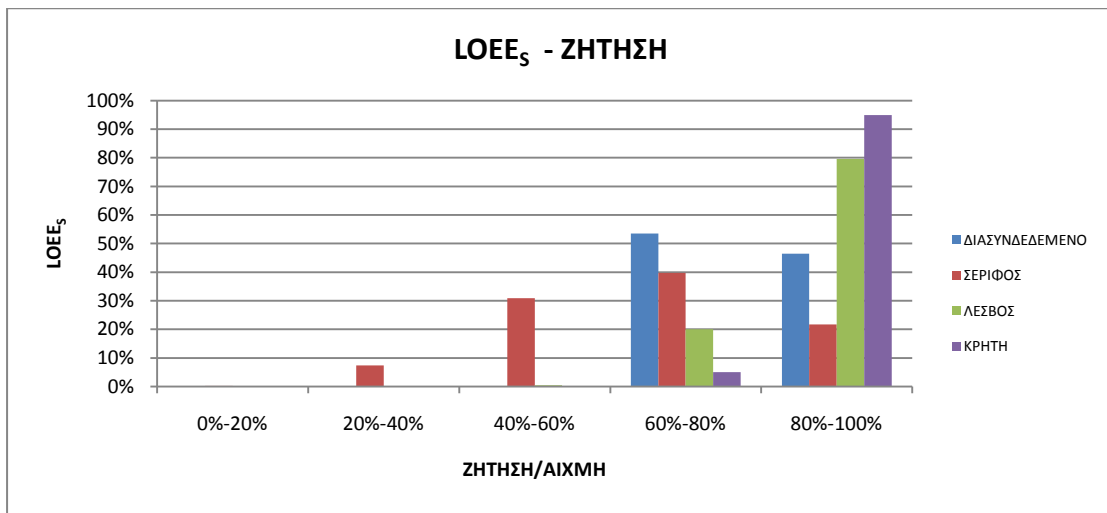




Σχήμα 5.18: Προφίλ ζήτησης στο τριήμερο των αιχμών του φορτίου για τις τιμές εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών, στην περιοχή εμφάνισης του μέγιστου συντελεστή εγγυημένης ισχύος

5.5.5 Η σημασία της κατανομής του ενεργειακού ελλείμματος στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων

Σημαντικό δεδομένο που βοηθά στην καλύτερη κατανόηση των αποτελεσμάτων και των διαφορών που παρουσιάζονται μεταξύ των τεσσάρων μελετώμενων περιπτώσεων είναι η ανάλυση του συνολικού ελλείμματος ενέργειας του αρχικού συστήματος $LOEE_s$ (*Loss of Energy Expectation*) και ο επιμερισμός αυτού στα διάφορα επίπεδα της ζήτησης. Στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζεται το ποσοστό του ενεργειακού ελλείμματος που αντιστοιχεί σε κάθε εύρος ζήτησης. Τα μεγέθη αυτά είναι ανηγμένα στο συνολικό ενεργειακό έλλειμμα του κάθε συστήματος και στην αιχμή του φορτίου αντίστοιχα.

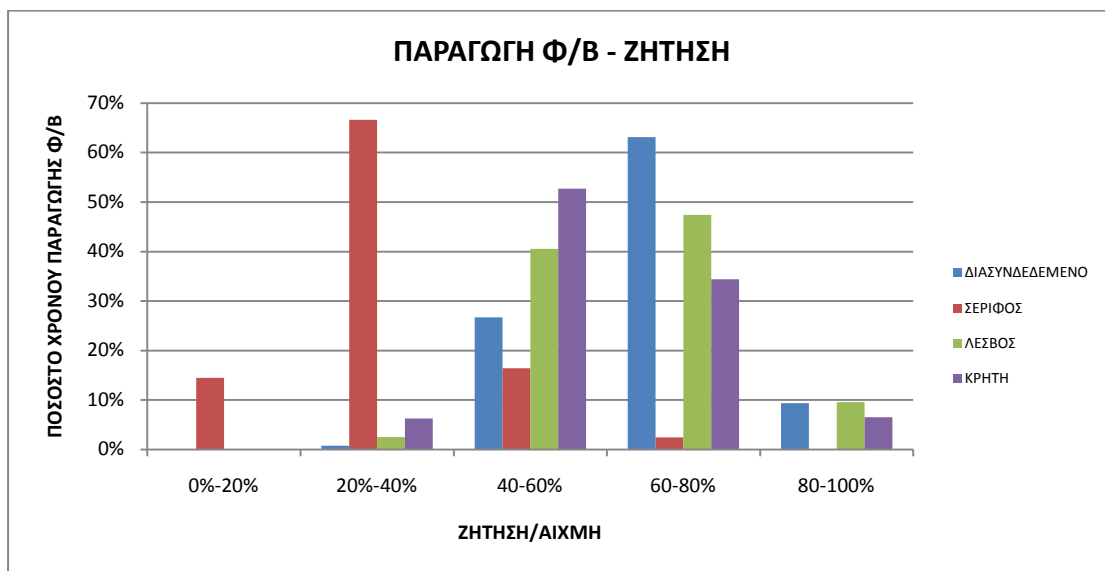


Σχήμα 5.19: Κατανομή του συνολικού ενεργειακού ελλείμματος των συστημάτων σε συνάρτηση με το εύρος της ζήτησης

Από το διάγραμμα αυτό παρατηρούμε ότι το ενεργειακό έλλειμμα στο σύστημα της Κρήτης διαμορφώνεται σε ποσοστό πλέον του 90% από στις περιόδους αιχμών του συστήματος, όταν δηλαδή η ζήτηση βρίσκεται σε επίπεδα άνω του 80% της αιχμής. Παρόμοια συμπεριφορά παρουσιάζει και το σύστημα της Λέσβου, όπου όμως ένα μικρό σχετικά ποσοστό του συνολικού ενεργειακού ελλείμματος, 20 %, προκύπτει από φορτία της τάξης του 60%-80% της αιχμής. Στο ΕΔΣ παρατηρείται ότι συνολικό ενεργειακό έλλειμμα διαμορφώνεται σχεδόν ισόποσα από τις αιχμές του φορτίου και από ποσοστά της ζήτησης τα οποία βρίσκονται στο 60%-80% της αιχμής. Τέλος, το ηλεκτρικό σύστημα της Σεριφούς παρουσιάζει σημαντική διαφοροποίηση λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών του, όπως έχουν ήδη επισημανθεί. Είναι εμφανές ότι στο σύστημα αυτό, οι αιχμές του φορτίου διαμορφώνουν σε περιορισμένο βαθμό το συνολικό ενεργειακό έλλειμμα, το αντίστοιχο ποσοστό που αντιστοιχεί στο 80%-100% της αιχμιακής ζήτησης είναι μόλις 20%. Παράλληλα, σε όλο το υπόλοιπο εύρος ζήτησης, εκτός από το 0-20% όπου κανένα σύστημα δεν παρουσιάζει έλλειμμα ισχύος, το ηλεκτρικό σύστημα της Σεριφούς εμφανίζει αδυναμία κάλυψης του φορτίου. Το φαινόμενο αυτό οφείλεται, όπως έχει επισημανθεί και προηγούμενα στην παρουσίαση της καμπύλη διαθέσιμης ισχύος, στην αυξημένη πιθανότητα ορισμένες συμβατικές μονάδες του συστήματος να βρίσκονται εκτός λειτουργίας. Επίσης, το γεγονός ότι το ποσοστό του ενεργειακού ελλείμματος που διαμορφώνεται από τις αιχμές εμφανίζεται περιορισμένο, οφείλεται στην μικρή

πιθανότητα εμφάνισης αιχμών, σε ποσοστά άνω του 70%, όπως διαπιστώνεται και από την αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας του φορτίου.

Το επόμενο διάγραμμα παρουσιάζει το ποσοστό του χρόνου κατά τον οποίο προκύπτει παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά συστήματα σε συνάρτηση με το ποσοστό της ζήτησης, ανηγμένο στην αιχμή του συστήματος, που επικρατεί την αντίστοιχη χρονική στιγμή.

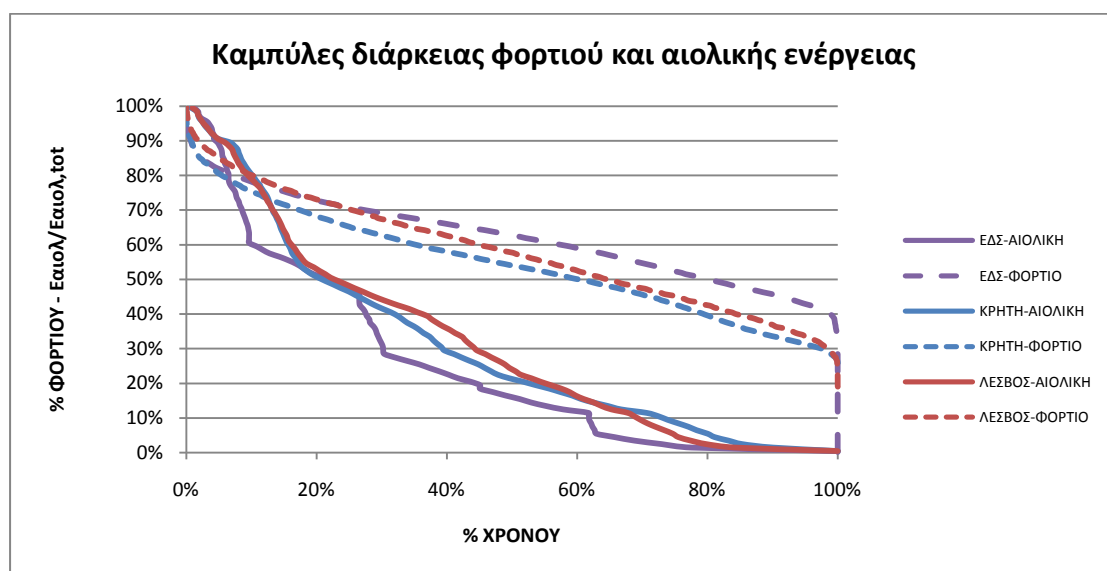


Σχήμα 5.20: Ποσοστό του χρόνου κατά το οποίο τα Φ/Β συνεισφέρουν ενεργειακά στο σύστημα σε συνάρτηση με το επίπεδο της ζήτησης

Η αντιπαραβολή του διαγράμματος αυτού με το προηγούμενο, στο οποίο παρουσιάστηκε η κατανομή του ελλείμματος ενέργειας σε συνάρτηση με το μέγεθος της ζήτησης, παράγει σημαντικά συμπεράσματα για τις διαφορές που εμφανίζονται στα αποτελέσματα του συντελεστή εγγυημένης ισχύος μεταξύ των τεσσάρων συστημάτων που μελετήθηκαν. Παρατηρείται ότι στα συστήματα της Κρήτης και της Λέσβου, στα οποία το ενεργειακό έλλειμμα προκύπτει κυρίως κατά τις ώρες των αιχμών, τα φωτοβολταϊκά συστήματα συνεισφέρουν σε πολύ χαμηλό ποσοστό κατά τις περιόδους αυτές. Αντίθετα στο ΕΔΣ, παρότι η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών είναι περιορισμένη την περίοδο των αιχμών του συστήματος, εμφανίζει σημαντικά υψηλότερο ποσοστό κατά την περίοδο που η ζήτηση κυμαίνεται σε ένα εύρος 60%-80% της αιχμής. Με τον τρόπο αυτό συμβάλλει καθοριστικά στον περιορισμό της πιθανότητας απώλειας ισχύος σε αυτό το εύρος ζήτησης, με αποτέλεσμα ο μέγιστος συντελεστής εγγυημένης ισχύος να προκύπτει με συμμετοχή των φωτοβολταϊκών στο σύστημα ίση με το 100% του ΜΕΦ. Τέλος, στο ηλεκτρικό σύστημα της Σεριφού η συμμετοχή των φωτοβολταϊκών ουσιαστικά μηδενίζει την πιθανότητα εμφάνισης ελλείμματος ισχύος στο εύρος ζήτησης 20%-40%, ενώ περιορίζει σημαντικά την πιθανότητα αυτή σε περιόδους που η ζήτηση κυμαίνεται από 60% έως 80% της αιχμής. Την ίδια στιγμή, όπως επισημάνθηκε και στην αντίστοιχη κατανομή του ωριαίου φορτίου του τριήμερου αιχμής, τα φωτοβολταϊκά δεν συμβάλλουν στον περιορισμό των αιχμών, οι οποίες όμως δεν αντιστοιχούν σε μεγάλη περίοδο του χρόνου.

5.5.6 Η σημασία των χαρακτηριστικών της αιολικής παραγωγής στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων

Πέρα όμως από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της ζήτησης του κάθε συστήματος και την συσχέτισή της με την παραγωγή των φωτοβολταϊκών, σημαντική επίδραση έχουν και τα χαρακτηριστικά της αιολικής παραγωγής τα οποία εισάγονται μέσω των χρονοσειρών ανέμου που επικρατεί σε κάθε περιοχή. Η ωριαία αντιπαράβολή της ζήτησης και της αιολικής παραγωγής δεν παρουσιάζει πρακτικό ενδιαφέρον για την παρούσα ανάλυση, διότι σε αντίθεση με την παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά που αφαιρείται απευθείας από το αντίστοιχο φορτίο, η αιολική παραγωγή εισάγεται στην μεθοδολογία μέσω καμπύλης διάρκειας. Παρά ταύτα συμπεράσματα μπορούν να εξαχθούν συγκρίνοντας τις καμπύλες διάρκειας φορτίου με τις αντίστοιχες της αιολικής παραγωγής για τα συστήματα της Κρήτης, της Λέσβου και το ΕΔΣ, τα οποία παρουσιάζουν όμοια συμπεριφορά. Οι καμπύλες αυτές παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.21, όπου στον κατακόρυφο άξονα βρίσκονται οι τιμές του φορτίου ως ποσοστό της αιχμής του κάθε συστήματος καθώς και η παραγόμενη αιολική ενέργεια ανηγμένη στην συνολική ετήσια τιμή της.



Σχήμα 5.21: Καμπύλες διάρκειας φορτίου και αιολικής παραγωγής

Από το διάγραμμα αυτό παρατηρείται ότι όσο η καμπύλη διάρκειας της αιολικής ενέργειας είναι μετατοπισμένη δεξιότερα για τις τιμές κοντά στην ονομαστική παραγωγή, ενώ ταυτόχρονα τέμνει την καμπύλη διάρκειας του φορτίου σε υψηλότερο ποσοστό του χρόνου, τόσο εντείνεται η συμβολή της αιολικής στην μεγιστοποίηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, αφού αυξάνεται η συνεισφορά της σε περιόδους αιχμών. Το συμπέρασμα αυτό επιβεβαιώνεται και για τρία συστήματα που παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.21.

Η ανάλυση που προηγήθηκε αιτιολογεί και τις διαφορές που επισημάνθηκαν μεταξύ των διαγραμμάτων για τα τέσσερα ηλεκτρικά συστήματα που μελετήθηκαν, σε σχέση με την απόδοση των φωτοβολταϊκών πλαισίων που εξετάστηκε, στο εύρος ετήσιας παραγωγής ενέργειας από 1100 KWh/KWp έως 1700 KWh/KWp. Είναι εμφανές ότι σημαντικές διαφοροποιήσεις στον συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε συνάρτηση με την απόδοση των

φωτοβολταϊκών πλαισίων, εντοπίζονται στα συστήματα στα οποία η προσθήκη αυτής της τεχνολογίας ΑΠΕ μειώνει αρκετά την πιθανότητα εμφάνισης ελλείμματος ενέργειας, όπως το ΕΔΣ και η Σέριφος. Αντίθετα, σε συστήματα όπως της Λέσβου και της Κρήτης, όπου η προσθήκη των φωτοβολταϊκών δεν αντιμετωπίζει τόσο αποτελεσματικά τις αδυναμίες του συστήματος που προκαλούν έλλειμμα ενέργειας, οι διαφορές στα τελικά αποτελέσματα του συντελεστή εγγυημένης ισχύος είναι μικρές. Αυτό ενισχύεται και από το γεγονός ότι τα συστήματα που εμφανίζουν μέγιστο συντελεστή εγγυημένης ισχύος με μεγαλύτερο ποσοστό φωτοβολταϊκών, όπως το ΕΔΣ, παρουσιάζουν εντονότερες διαφοροποιήσεις σε συνάρτηση με την απόδοση των πλαισίων.

5.6 Συμπεράσματα

Η εγκατάσταση μονάδων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στην ευστάθεια και την αξιοπιστία ενός ηλεκτρικού συστήματος, αποδίδοντας παράλληλα αξιολογικά περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη που προκύπτουν από την αντικατάσταση μέρους των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Χαρακτηριστικό είναι ότι σε όλα τα ηλεκτρικά συστήματα που μελετήθηκαν, ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος ξεπερνά το 15%, φτάνοντας έως και 25% σε ορισμένες περιπτώσεις, για τις πρώτες εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών, ενώ ακόμη και για το ακραίο σενάριο εγκατεστημένης ισχύος ίσης με 300% του μέσου ετήσιου φορτίου προκύπτει βελτίωση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος σε ποσοστό 3-5%.

Παράλληλα, η ανάλυση του κεφαλαίου αυτού επισημαίνει την ανάγκη λεπτομερούς μελέτης του κάθε ηλεκτρικού συστήματος, ώστε να λαμβάνονται υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του φορτίου και της παραγόμενης ενέργειας από τις διάφορες μορφές ΑΠΕ, των οποίων εξετάζεται η εγκατάσταση. Ταυτόχρονα, αναδεικνύεται η αναγκαιότητα τέτοιων μελετών ώστε να προσδιορίζεται, με κατά το δυνατό μεγαλύτερη ακρίβεια, η βέλτιστη αναλογία των διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ οι οποίες θα συμμετέχουν στο μελλοντικό σύστημα εξασφαλίζοντας την υψηλή αποδοτικότητα του.

Επίσης, είναι σαφές ότι η δυνατότητα του ηλεκτρικού συστήματος να ανταποκριθεί με επάρκεια στις ανάγκες της κατανάλωσης, διασφαλίζεται με την συμμετοχή σε αυτό περισσότερων από μια τεχνολογία ΑΠΕ. Η ένταξη στο ενεργειακό μίγμα ενός συστήματος περισσότερων μορφών ενέργειας εξασφαλίζει την αδιάλειπτη παροχή της απαιτούμενης ισχύος, ως αποτέλεσμα της διαφοροποίησης των μέσων παραγωγής ενέργειας και περιορισμού της στοχαστικότητας που εμφανίζουν από την φύση τους οι περισσότερες μορφές ΑΠΕ. Η παρατήρηση αυτή ενισχύεται σημαντικά και από τα αποτελέσματα της ανάλυσης που προηγήθηκε, τα οποία εμφανίζουν σαφή βελτίωση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος όταν προτείνεται ταυτόχρονη εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών.

Παρόλα αυτά η σύγκριση των δύο τεχνολογιών ΑΠΕ που έγινε στο κεφάλαιο αυτό αναδεικνύει την προτεραιότητα που πρέπει να δοθεί στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, καθώς μπορεί να συνεισφέρει ενεργειακά στο σύστημα σε όλη την διάρκεια της ημέρας και όχι μόνο σε συγκεκριμένες περιόδους, παράλληλα βεβαίως με την ανάπτυξη και των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων. Η διαπίστωση αυτή προκύπτει από το γεγονός ότι σε

όλες τις περιπτώσεις ηλεκτρικών συστημάτων που εξετάστηκαν, η μεγιστοποίηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος εμφανίζεται σε σενάρια όπου η αιολική εγκατεστημένη ισχύς είναι μεγαλύτερης αυτής των φωτοβολταϊκών. Με βάση την μεθοδολογία που ακολουθήθηκε, η βέλτιστη σύνθεση μεταξύ των δύο τεχνολογιών (φωτοβολταϊκά – αιολικά) προέκυψε 40% - 260% για την Κρήτη, 60% - 240% για την Λέσβο, 80% - 220% για την Σέριφο και 100% - 200% για το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Κεφάλαιο 6

**Προσομοίωση λειτουργίας του Εθνικού
Διασυνδεδεμένου Συστήματος με μεγάλη
διείσδυση αιολικής ενέργειας**

Κεφάλαιο 6. Προσομοίωση λειτουργίας του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος με μεγάλη διείσδυση αιολικής ενέργειας

6.1 Εισαγωγή

Η ραγδαία ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας τα τελευταία χρόνια την κατατάσσει ως την πλέον διαδεδομένη μορφή ΑΠΕ, σε επίπεδο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, επιβεβαιώνοντας τα ανταγωνιστικά πλεονεκτήματά της, σε σύγκριση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες του κλάδου αυτού. Η αιολική ενέργεια παρότι κατά τεκμήριο θεωρείται ως η πλέον ώριμη, τεχνολογικά και οικονομικά, μορφή ΑΠΕ, χαρακτηρίζεται από εγγενή στοχαστικότητα, η οποία επιβάλλει την ειδική διαχείριση της. Φυσικό επακόλουθο είναι ότι πολλά εθνικά ηλεκτρικά δίκτυα καλούνται ήδη να ανταποκριθούν στις προκλήσεις που θέτει η μεγάλη διείσδυση της αιολικής ενέργειας, αναπτύσσοντας στρατηγικές και εργαλεία διαχείρισης κατάλληλα να αντιμετωπίσουν αυτή την νέα κατάσταση. Χαρακτηριστικά παραδείγματα χωρών που απολαμβάνουν υψηλή διείσδυση αιολικής ενέργειας είναι η Δανία και η Πορτογαλία, στις οποίες το ποσοστό συμμετοχής αυτής της τεχνολογίας στο συνολικό ενεργειακό μίγμα διαμορφώνεται σε 20% και 13% αντίστοιχα. Στην περίπτωση της Δανίας σημαντικός παράγοντας που εγγυάται την απρόσκοπτη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος είναι οι ισχυρές διασυνδέσεις με τα γειτονικά δίκτυα, ενώ στη Πορτογαλία η υψηλή δυναμικότητα των «ευέλικτων» υδροηλεκτρικών μονάδων εξασφαλίζει την αποτελεσματική διαχείριση των μεταβολών του φορτίου και της αιολικής παραγωγής [Γ. Κάραλης και άλλοι, 2007].

Αντίστοιχα, χώρες οι οποίες σήμερα εμφανίζουν περιορισμένη συμμετοχή της αιολικής ενέργειας στα ηλεκτρικά τους συστήματα, θα κληθούν στο άμεσο μέλλον να αυξήσουν το ποσοστό αυτό και να διαχειριστούν αποτελεσματικά αυτή την νέα κατάσταση. Σ' αυτό το νέο τοπίο που δημιουργείται στην παγκόσμια ενεργειακή αγορά, η Ελλάδα καλείται να ανταπεξέλθει με δυναμικό τρόπο, ώστε να επιτύχει τους στόχους για την διείσδυση των ΑΠΕ στο συνολικό ενεργειακό ισοζύγιο, οι οποίοι με βάση το πρόσφατο νομοσχέδιο του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, ορίζουν κατ' ελάχιστον το 40% της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2020 να προέρχεται από ΑΠΕ.

Είναι σαφές ότι ο στόχος αυτός ξεπερνάει σημαντικά την υπάρχουσα διεθνή εμπειρία και απαιτεί καινοτόμες διαχειριστικές και τεχνικές λύσεις. Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που παρουσιάζει το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, όπως η μεγάλη συνεισφορά των λιγνιτικών μονάδων, οι περιορισμένες διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες καθώς και η περιορισμένη δυναμικότητα μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, όπως τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά, καθιστούν αυτήν την πρόκληση ακόμη μεγαλύτερη.

Συνεπώς, η προοπτική της μεγάλης διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα απαιτεί έναν μακροπρόθεσμο εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό. Σ' αυτόν θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι μελλοντικοί στόχοι που πρέπει να επιτευχθούν καθώς και βασικά χαρακτηριστικά του υπάρχοντος συστήματος, όπως η ζήτηση, τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων παραγωγής, η μεταφορική ικανότητα, η διαθεσιμότητα και η δυναμικότητα των διασυνδέσεων με γειτονικά συστήματα και η

ετήσια κατανομή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Απώτερος στόχος του ενεργειακού σχεδιασμού είναι ο προσδιορισμός του μελλοντικού μίγματος ηλεκτροπαραγωγής, καθώς και η θέσπιση των κανόνων διαχείρισης, τα οποία θα εξασφαλίζουν την μέγιστη δυνατή διείσδυση της αιολικής ενέργειας, και όλων των μορφών ΑΠΕ γενικότερα, ενώ ταυτόχρονα θα εγγυώνται την αδιάλειπτη και απροβλημάτιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές.

Για την διερεύνηση των επιπτώσεων και τον προσδιορισμό των απαιτούμενων αλλαγών στο μελλοντικό ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, το οποίο θα κληθεί να ανταποκριθεί στις νέες ανάγκες που θα προκύψουν από την μεγάλη διείσδυση των αιολικών, αναπτύσσεται ένα μοντέλο προσομοίωσης, το οποίο ενσωματώνει τα κυριότερα χαρακτηριστικά του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΕΔΣ). Στο παρόν κεφάλαιο περιγράφονται οι βασικές αρχές της μεθοδολογίας προσομοίωσης και παρουσιάζονται οι παραδοχές που λαμβάνονται κατά την εκτέλεση των υπολογισμών. Στη συνέχεια, αφού καθοριστούν τα απαραίτητα δεδομένα, εξετάζονται και αξιολογούνται ενδεικτικά σενάρια μεγάλης διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο σύστημα. Τέλος, διατυπώνονται συμπεράσματα και προτάσεις, αναδεικνύοντας ενδεχόμενους κινδύνους και προτείνοντας πιθανές τεχνικές λύσεις.

6.2 Μεθοδολογία προσομοίωσης λειτουργίας του ΕΔΣ

Οι βασικές αρχές και τα κύρια χαρακτηριστικά της μεθοδολογίας προσομοίωσης λειτουργίας του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος παρουσιάζονται στα ακόλουθα. Η μεθοδολογία εξετάζει τη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της ζήτησης, τη σύνθεση και τη λειτουργία των συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας καθώς και τους τεχνικούς περιορισμούς που επιβάλλονται για την απρόσκοπτη εξυπηρέτηση της κατανάλωσης φορτίου.

Στόχος της μεθοδολογίας είναι να εξεταστεί η συμπεριφορά του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος σε καταστάσεις μεγάλης διείσδυσης της αιολικής ενέργειας. Για τον λόγο αυτό εξετάζονται διακριτά σενάρια συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 3000 MW, 5000 MW και 8000 MW, ενώ ταυτόχρονα μελετάται και η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων εύρους 500 – 2000 MWp.

6.2.1 Βασικές αρχές

Προϋπόθεση για την εφαρμογή της μεθοδολογίας είναι η θεώρηση κανόνων διαχείρισης του συστήματος. Οι βασικές αρχές που ακολουθούνται είναι οι εξής:

- Βασική αρχή της μεθοδολογίας είναι η εξασφάλιση της ορθής λειτουργίας του συστήματος και η παροχή ικανοποιητικής ποιότητας ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, με ταυτόχρονη επιδίωξη τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο.
- Η μεθοδολογία εξετάζει το θέμα μόνο από τεχνικής πλευράς και δεν λαμβάνει υπόψη τα οικονομικά στοιχεία της λειτουργίας του συστήματος.
- Λαμβάνονται υπόψη τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων καθώς και τα χαρακτηριστικά του φορτίου μέσω της ετήσιας καμπύλης διάρκειας.
- Θεωρείται ότι η συνολικά παραγόμενη αιολική ισχύς μπορεί να ελέγχεται, έτσι ώστε να μπορεί να μειωθεί αν αυτό απαιτηθεί από το σύστημα, ενώ η ηλεκτρική ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά θεωρείται ότι απορροφάται κατά προτεραιότητα,

δεδομένου ότι δεν είναι εφικτή η περικοπή της ειδικά σε πολλές μικρές διεσπαρμένες μονάδες.

- Τίθεται όριο για την στιγμιαία διείσδυση της αιολικής ισχύος ώστε να περιοριστούν φαινόμενα αστάθειας του συστήματος, τα οποία πιθανόν να προέκυπταν από την έντονη διακύμανση της αιολικής παραγωγής (βασική τιμή $\delta=50\%$). Σε συστήματα ανάλογου μεγέθους θα μπορούσε να θεωρηθεί ρεαλιστικό ακόμη και ένα εύρος διείσδυσης 80-100%, υπό την προϋπόθεση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών εγκαταστάσεων που μειώνει σημαντικά τα σφάλματα πρόβλεψης και τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής¹².
- Οι ανεμολογικές συνθήκες εισάγονται μέσω χρονοσειρών ταχυτήτων ανέμου που έχουν παραχθεί με χρήση μεσοκλιματικού μοντέλου πρόβλεψης ανέμου σε όλη την επικράτεια. Έτσι, δεδομένης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε κάθε περιοχή και των αντιπροσωπευτικών καμπύλων ισχύος, υπολογίζεται η παραγόμενη αιολική ισχύς. Αθροίζοντας την παραγόμενη αιολική ισχύ στις διάφορες περιοχές προκύπτει η συνολική διαθέσιμη αιολική ισχύς για κάθε χρονικό «παράθυρο» (π.χ. μια ώρα), συνεπώς προκύπτει και η ετήσια κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος για κάθε σενάριο χωροθέτησης.
- Χρησιμοποιούνται βέλτιστα σενάρια χωροθέτησης για κάθε τιμή της συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, τα οποία διασφαλίζουν την γεωγραφική διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων και την μεγιστοποίηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος του συστήματος.
- Οι συμβατικές μονάδες του συστήματος δεν φορτίζονται κάτω από τα τεχνικά ελάχιστα όρια φόρτισης. Για τις λιγνιτικές μονάδες το τεχνικό ελάχιστο λαμβάνεται ίσο με το 70% του ονομαστικού φορτίου ενώ το αντίστοιχο όριο για τις μονάδες αιχμής¹³ λαμβάνεται στο 45% του ονομαστικού φορτίου.
- Ο αριθμός των ενταγμένων λιγνιτικών μονάδων¹⁴ στο σύστημα, για κάθε χρονική στιγμή, υπολογίζεται έτσι ώστε να καλύπτεται το 70% της ελάχιστης ζήτησης των επόμενων 15 ημερών. Αντίστοιχα, ο αριθμός των ενταγμένων μονάδων αιχμής καθορίζεται από την μεταβλητότητα της ζήτησης και της αιολικής παραγωγής, ώστε να εξασφαλίζονται οι απαιτούμενες θερμές εφεδρείες του συστήματος και η αδιάλειπτη παροχή ισχύος στους καταναλωτές. Η μεταβλητότητα της ζήτησης και της παραγόμενης αιολικής ενέργειας εισάγεται στο μοντέλο προσομοίωσης μέσω της σχέσης $3\sqrt{\sigma_{LOAD}^2 + \sigma_{W_PRD}^2}$ ¹⁵, όπου σ_{LOAD} και σ_{W_PRD} η τυπική απόκλιση του φορτίου και της αιολικής παραγωγής των επόμενων τριών ωρών αντίστοιχα¹⁶.

¹² Στο ηλεκτρικό σύστημα της Δανίας έχει καταγραφεί στιγμιαία διείσδυση της αιολικής ενέργειας σε ποσοστό 100% [H. Holttinen (2004)].

¹³ Ως μονάδες αιχμής θεωρούνται οι πετρελαϊκές, οι μονάδες φυσικού αερίου και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

¹⁴ Η διαχείριση των μεγάλων θερμοηλεκτρικών μονάδων αποτελεί σημαντικό εμπόδιο για την μεγάλη διείσδυση και απορρόφηση της αιολικής ισχύος. Ιδιαίτερα οι λιγνιτικές ατμοστροβιλικές μονάδες, που λειτουργούν ως βάση του σημερινού συστήματος, προβάλλουν σημαντικούς οικονομικούς και τεχνικούς περιορισμούς στην έντονη μεταβολή του φορτίου τους σε μικρή ή και μεσαία χρονική κλίμακα.

¹⁵ Ο σχεδιασμός και λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων βασίζεται σε ανάλυση των πιθανοτήτων και του ρίσκου. Οι θερμές εφεδρείες ενός συστήματος, ανεξάρτητα από το εάν υπάρχει ή όχι αιολική παραγωγή, καθορίζονται έτσι ώστε η μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής να καλύπτονται σε ένα όριο εμπιστοσύνης 99%. Για μια κανονική πιθανοτική κατανομή, το εύρος $\pm 3\sigma$ καλύπτει το όριο εμπιστοσύνης 99% της μεταβλητότητας. Η μεταβλητότητα του φορτίου και της αιολικής παραγωγής εμφανίζουν κάποια συσχέτιση σε ορισμένες περιοχές και δεν ακολουθούν πάντα ακριβώς την κανονική κατανομή. Παρόλα αυτά η σχέση που χρησιμοποιείται στην παρούσα

- Θεωρείται ότι γίνεται εκτεταμένη χρήση επιχειρησιακών μοντέλων πρόβλεψης¹⁷ της ζήτησης και της αιολικής παραγωγής από τον διαχειριστή του συστήματος ενώ η ταυτόχρονη, χρονικά απότομη και απρόβλεπτη ολική απώλεια των αιολικών, θεωρείται απίθανο να συμβεί, ειδικά όσο η γεωγραφική διασπορά αυξάνεται¹⁸.
- Για τις ανάγκες της μεθοδολογίας η διαχείριση των υδροηλεκτρικών, δεδομένης της προγραμματισμένης και ελεγχόμενης λειτουργίας τους, γίνεται έτσι ώστε να καλύπτονται οι αιχμές του συστήματος. Έτσι, ο προγραμματισμός της λειτουργίας τους προσαρμόζεται κατάλληλα τις ώρες με διαθεσιμότητα ηλιακής και αιολικής ενέργειας, ώστε να μην περιορίζεται η απορρόφηση της αιολικής ισχύος¹⁹.
- Η διασύνδεση της χώρας με τις γειτονικές είναι μικρής ικανότητας²⁰ ενώ η προτεραιότητα της χρήσης αυτών των διασυνδέσεων δεν είναι προανατολισμένη στη διασυνοριακή μεταφορά αιολικής ενέργειας. Συνεπώς, το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα θεωρείται ως απομονωμένο σύστημα, περιορισμένης μεταφορικής ικανότητας και στην παρούσα ανάλυση δεν λαμβάνεται υπόψη οποιαδήποτε επίπτωση των διασυνδέσεων.
- Η μεθοδολογία καθορίζει την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το σύστημα σε ετήσια βάση, με ωριαία ανάλυση. Η ενέργεια αυτή κατανέμεται σε όλους τους αιολικούς σταθμούς ανάλογα με τις ανάγκες του ηλεκτρικού συστήματος και την παραγωγή τους. Συνεπώς, μπορεί να προκύπτει μεγαλύτερη περικοπή αιολικής ενέργειας σε περιοχές με υψηλή συγκέντρωση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και καθόλου περικοπή σε περιοχές μικρής συγκέντρωσης ή σε περιοχές που παρουσιάζουν αρνητική συσχέτιση του ανέμου ως προς τις υπόλοιπες.
- Για την εφαρμογή της μεθοδολογίας απαιτούνται να είναι γνωστά τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής ενέργειας του υπό μελέτη ηλεκτρικού συστήματος (αριθμός μονάδων, ονομαστική ισχύς και τεχνικά ελάχιστα). Στο σημείο αυτό γίνεται η παραδοχή, για λόγους υπολογιστικού κόστους, ότι το ηλεκτρικό σύστημα αποτελείται από δύο τύπους μονάδων, τις λιγνιτικές ατμοστροβιλικές μονάδες και τις αιχμιακές μονάδες.

ανάλυση έχει δοκιμαστεί σε αρκετά διαφορετικά συστήματα και παράγει ασφαλή αποτελέσματα [H. Holttinen, 2005 & UKERC, 2006]

¹⁶ Ο χρονικός ορίζοντας των τριών ωρών θεωρείται επαρκής για τον προγραμματισμό ένταξης των μονάδων αιχμής ώστε να καλύπτονται οι μεταβολές του φορτίου και της αιολικής παραγωγής

¹⁷ Τα μεσοκλιματικά μοντέλα πρόβλεψης εμφανίζουν αυξημένη αξιοπιστία σε περιόδους με έντονο άνεμο, ενώ το σφάλμα τους αυξάνεται σε περιόδους κατά τις οποίες ο άνεμος είναι περιορισμένος σε ένταση. Όμως στην περίπτωση αυτή, η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας είναι περιορισμένη, με αποτέλεσμα να μην δημιουργούνται προβλήματα διαχείρισης και ευστάθειας του συστήματος ακόμη και εάν υπάρξει αστοχία πρόβλεψης [Κ. Ράδος, 2007] (βλ. Παράρτημα Α).

¹⁸ Η ολική απώλεια των αιολικών είτε λόγω απότομης μείωσης της ταχύτητας του ανέμου είτε λόγω της ταυτόχρονης έλευσης μιας θύελλας από όλα τα αιολικά πάρκα και υπέρβαση της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας θεωρείται απίθανο να συμβεί [Soder,1992]. Επιπρόσθετα σε σύνθετη τοπογραφία, όπως η ελληνική, τα μετεωρολογικά μέτωπα εμφανίζουν έντονες ασυνέχειες, με αποτέλεσμα έντονη ριπή ανέμου να είναι πρακτικά αδύνατο να πλήξει ταυτόχρονα όλες τις ανεμογεννήτριες. Αντίστοιχα, η γεωγραφική διασπορά αναπόφευκτα οδηγεί σε σύνδεση των αιολικών πάρκων σε διαφορετικές γραμμές μεταφοράς, συνεπώς και η ολική απώλεια των αιολικών λόγω διαταραχής στο σύστημα θεωρείται απίθανο να συμβεί.

¹⁹ Επιπρόσθετα, τα αιολικά συνεισφέρουν στην εξοικονόμηση πολύτιμου νερού στους ταμειυτήρες των υδροηλεκτρικών. Πράγματι, πιθανή ανάγκη περικοπής αιολικής ισχύος συμβαίνει είτε τις ώρες χαμηλής ζήτησης, είτε τις ώρες με μεγάλη αιολική παραγωγή. Κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης, οι υδροηλεκτρικές μονάδες δεν χρησιμοποιούνται, ενώ τις ώρες με μεγάλη αιολική παραγωγή, ακόμα και αν η ζήτηση είναι υψηλή, οι υδροηλεκτρικές μονάδες μπορούν να αποσυνδέονται ή να περιορίζουν τη λειτουργία τους, εξοικονομώντας νερό για ώρες με μεγαλύτερη ανάγκη.

²⁰ βλ. Κεφάλαια 3&4

6.2.2 Αλγόριθμος μεθοδολογίας προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος

Για την προσομοίωση της λειτουργίας του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος εκτελείται ένας αλγόριθμος ο οποίος ακολουθεί τις βασικές αρχές της μεθοδολογίας, όπως παρουσιάστηκαν παραπάνω. Ο αλγόριθμος αυτός συνίσταται στα εξής βήματα:

1. Λαμβάνονται οι τιμές του φορτίου $L_s(t)$ και της παραγωγής των φωτοβολταϊκών $P_{PV}(t)$, με ωριαία ανάλυση, και υπολογίζεται η χρονοσειρά του υπολειπόμενου φορτίου $L_{res}(t)$ ως η διαφορά της αρχικής ζήτησης μείον την παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά.
2. Αποφασίζεται για κάθε ώρα ο αριθμός των ενταγμένων λιγνιτικών μονάδων, $N_{ST}(t)$, ώστε η λειτουργία τους στο ονομαστικό φορτίο να επαρκεί για την κάλυψη του 70% της ελάχιστης ζήτησης των επόμενων 15 ημερών.
3. Αποφασίζεται ο αριθμός των ενταγμένων αιχμιακών μονάδων, $N_{GT}(t)$, ώστε η λειτουργία τους στο ονομαστικό φορτίο να επαρκεί για την κάλυψη της μεταβλητότητας του φορτίου και της αιολικής παραγωγής σύμφωνα με τη σχέση $3\sqrt{\sigma^2_{L_{RES}} + \sigma^2_{W_PRD}}$, λαμβάνοντας υπόψη τις προβλέψεις των επόμενων τριών ωρών.
4. Υπολογίζεται η μέγιστη τιμή αιολικής ισχύος που μπορεί να απορροφηθεί με ασφάλεια από το σύστημα $P_{W_ABS,uplim}(t)$. Η τιμή αυτή προσδιορίζεται ως το ελάχιστο της στιγμιαίας επιτρεπόμενης αιολικής ισχύος και της ζήτησης που παραμένει μετά την αφαίρεση των τεχνικών ελαχίστων (TE) των ενταγμένων μονάδων από την υπολειπόμενη ζήτηση του βήματος 1. Η στιγμιαία επιτρεπόμενη αιολική ισχύς ορίζεται ως το γινόμενο της στιγμιαίας ζήτησης επί το ανώτατο όριο της στιγμιαίας διεύθυνσης (βασική τιμή $\delta=50\%$).
5. Υπολογίζεται η απορροφούμενη $P_{W_ABS}(t)$ και η απορριπτόμενη αιολική ενέργεια $P_{W_REJECTED}(t)$.
6. Αποφασίζεται η ένταξη των υδροηλεκτρικών μονάδων στο σύστημα καθώς και το φορτίο, P_{HYDRO} , που αναλαμβάνουν, με βάση το πρόγραμμα λειτουργίας που έχει συνταχθεί. Σε περίπτωση κατά την οποία η υπάρχουσα προγραμματισμένη παραγωγή επαρκεί για την κάλυψη του φορτίου τα υδροηλεκτρικά δεν εντάσσονται στο σύστημα.
7. Αποφασίζεται η επιπλέον ανάθεση φορτίου στις ενταγμένες λιγνιτικές μονάδες, $P_{ST}(t)$, πλέον των τεχνικών τους ελαχίστων, μέχρι το όριο της ονομαστικής τους ισχύος.
8. Αποφασίζεται η επιπλέον ανάθεση φορτίου στις αιχμιακές μονάδες, $P_{GT}(t)$. Στο σημείο αυτό θεωρείται ότι οι αιχμιακές μονάδες μπορούν να ενταχθούν άμεσα στο σύστημα όταν αυτό απαιτηθεί, επομένως το φορτίο που τους ανατίθεται μπορεί να υπερβαίνει και το ονομαστικό φορτίο των αιχμιακών μονάδων που προσδιορίστηκαν στο βήμα 3.

Όπου $t=1, 8760$ οι ώρες του έτους.

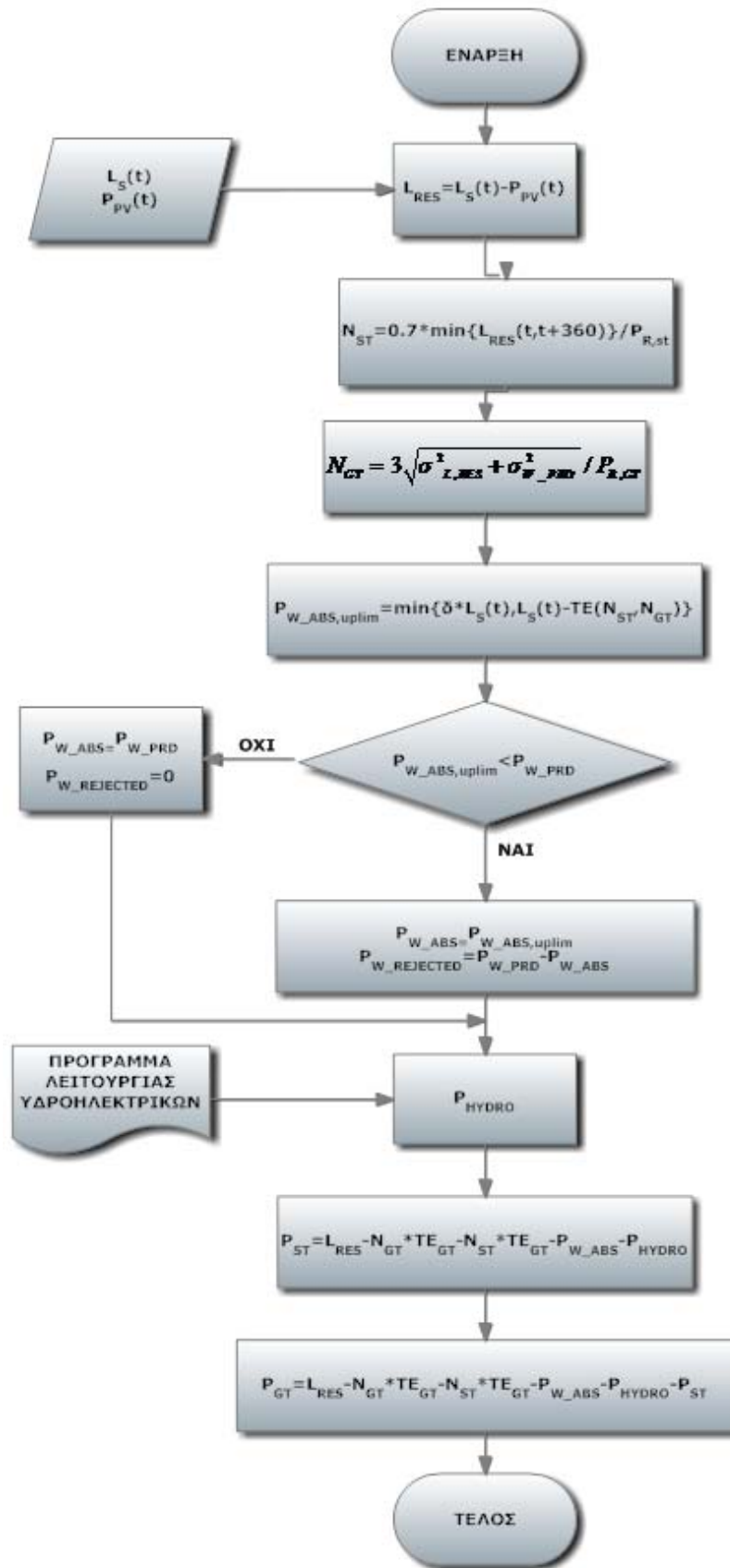
Το πρόγραμμα λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων, που χρησιμοποιείται στο βήμα 6 του αλγορίθμου, προκύπτει με βάση την παραδοχή ότι οι υδροηλεκτρικές μονάδες λειτουργούν μόνο στις αιχμές του συστήματος, ενώ λαμβάνονται υπόψη και οι περιορισμοί της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των υδροηλεκτρικών καθώς και τα αποθέματα νερού στους ταμιευτήρες. Με βάση τα δεδομένα των τελευταίων ετών από τον διαχειριστή του συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ), για την παραγωγή των υδροηλεκτρικών, το καλό υδραυλικό έτος προσδιορίζεται σε συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια ίση με 5 TWh, ενώ σε ένα κακό υδραυλικό έτος τα υδροηλεκτρικά αποδίδουν περίπου 3 TWh. Οι αναλύσεις του παρόντος κεφαλαίου αναφέρονται σε καλό υδραυλικό έτος.

Είναι προφανές ότι η συνολική παραγόμενη ενέργεια των συμβατικών μονάδων, για κάθε ώρα, υπολογίζεται ως το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των ενταγμένων, λιγνιτικών και αιχμιακών μονάδων κάθε τύπου, και του φορτίου που τυχόν ανατίθεται στις μονάδες αιχμής πλέον αυτού του ορίου.

Έτος αναφοράς				αρχικά στοιχεία ζήτησης (2006)	
Συντελεστής αύξησης	13%	ετήσια κατανάλωση	60012031 Twh	ετήσια κατανάλωση	52897339 Twh
ετήσια κατανάλωση	60012031 Twh	αιχμή ζήτησης	11073.85 MW	αιχμή ζήτησης	9761 MW
αιχμή ζήτησης	11073.85 MW	μέσο ετήσιο φορτίο	6850.689 MW	μέσο ετήσιο φορτίο	6038.509 MW
μέσο ετήσιο φορτίο	6850.689 MW	ελάχιστη ζήτηση	3584.167 MW	ελάχιστη ζήτηση	3159.248 MW
ελάχιστη ζήτηση	3584.167 MW				
Σενάριο					
αιολική ισχύς	3000 MW				
φωτοβολταϊκά	500 MW				
solve hydro					
Εγκατεστημένη Ισχύς Υδροηλεκτρικών (MW):	3060				
Ισχύς πάνω από την οποία δουλεύουν τα υδροηλεκτρικά:	2866.873				
Παραγόμενη Ενέργεια από Υδροηλεκτρικά (GWh):	5000				
Ποσοστό Απορρόφησης (δ)	50%				
Παραγωγή αιολικής ενέργειας	7791482 Twh				
Αιολική ενέργεια που απορροφάται	7732950 Twh				
Αιολική ενέργεια που περικόπτεται	-58532.2 Twh				
Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής	0.8%				
ποσοστα					
Λιγνιτικά	48.23%				
Υδροηλεκτρικά	8.33%				
ΦΑ + Πετρέλαιο	29.22%				
Αιολικά	12.89%				
ΦΒ	1.33%				
	100.00%				
Αριθμός Ενταγμένων Μονάδων					
	1				
Ποσοστό της ελάχιστης ζήτησης που είναι επιθυμητό να καλύπτουν τα λιγνιτικά	70%				
		Τυπικές Μονάδες		Ονομ. Φορτίο	Τεχνικό Ελαχ.
		Λιγνιτική	215	70%	
		ΦΑ+Πετρέλαιο	240	45.00%	
		Max			
		ΦΑ+πετρελαίου	17	4080	
		Max Λιγνιτικές	19	4085	

Περιβάλλον εργασίας μοντέλου προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος (Ανάπτυξη σε MS Excel 2007)

Στο Σχήμα 6.1 παρουσιάζεται το λογικό διάγραμμα της μεθοδολογίας προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος όπως ορίστηκε στον παραπάνω αλγόριθμο.



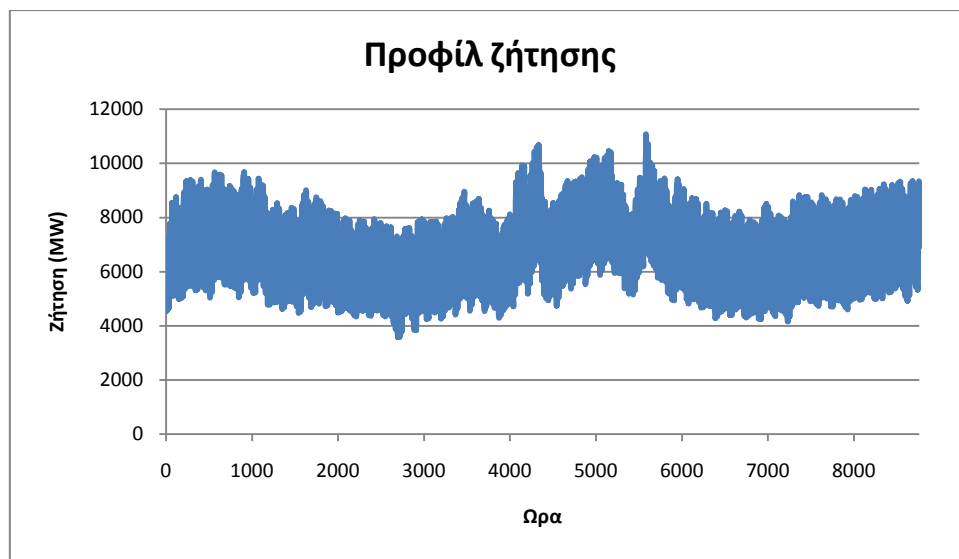
Σχήμα 6.1: Λογικό διάγραμμα μεθοδολογίας προσομοίωσης λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος.

6.2.3 Απαιτούμενα στοιχεία

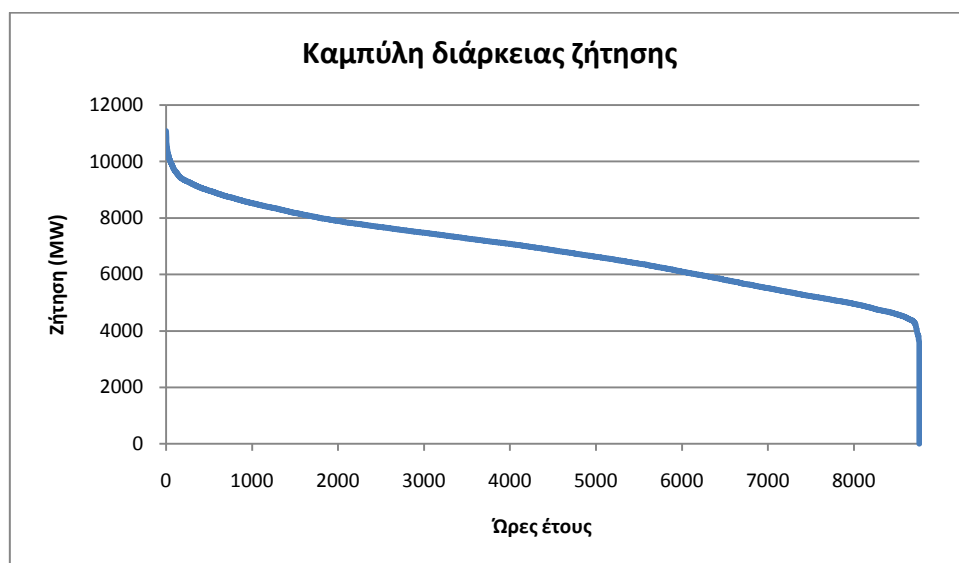
- Χρονοσειρά ζήτησης

Η χρονοσειρά ζήτησης που χρησιμοποιείται για την εξαγωγή των τελικών αποτελεσμάτων, αντιστοιχεί σε ένα έτος αναφοράς με συνολική ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 60 TWh, και αιχμή ζήτησης 11.000 MW. Η χρονοσειρά αυτή προκύπτει με κατάλληλη επεξεργασία των στοιχείων ζήτησης του 2006, ώστε να είναι ταυτοχρονισμένη με τις διαθέσιμες χρονοσειρές ανέμου που προέκυψαν από το μετεωρολογικό πρότυπο COAMPS.

Στα σχήματα 6.2 και 6.3 παρουσιάζονται το προφίλ της ζήτησης και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας για το έτος αναφοράς που μελετάται.



Σχήμα 6.2: Ωριαία κατανομή της ζήτησης στο ΕΔΣ κατά το έτος αναφοράς



Σχήμα 6.3: Καμπύλη διάρκειας ζήτησης στο ΕΔΣ κατά το έτος αναφοράς

- Στοιχεία συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας

Στους επόμενους πίνακες παρουσιάζονται οι υφιστάμενοι θερμικοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του ΕΔΣ , όπως προκύπτουν από τα επικαιροποιημένα στοιχεία του διαχειριστή του συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ).

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Λιγνιτικές μονάδες				
ΔΕΗ	Άγ. Δημήτριος	Άγ. Δημήτριος I, II	2x300	2x274
		Άγ. Δημήτριος III, IV	2x310	2x283
		Άγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	Αμύνταιο	Αμύνταιο I, II	2x300	2x273
ΔΕΗ	Καρδιά	Καρδιά I-II	2x300	2x275
		Καρδιά III-V	2x306	2x280
ΔΕΗ	Λιπτόλ (Πτολεμαΐδα)	Λιπτόλ I	10	8
		Λιπτόλ II	33	30
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη I	Μεγαλόπολη I, II	2x125	2x113
		Μεγαλόπολη III	300	255
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη II	Μεγαλόπολη IV	300	256
ΔΕΗ	Μελίτη	Μελίτη	330	289
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδα	Πτολεμαΐδα I	70	64
		Πτολεμαΐδα II, III	2x125	2x116
		Πτολεμαΐδα IV	300	274
Σύνολο ισχύος λιγνιτικών μονάδων			5250	4746
Πετρελαϊκές μονάδες				
ΔΕΗ	Αλιβέρι	Αλιβέρι III, IV	2x150	2x144
ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο I	130	123
		Λαύριο II	300	287
Σύνολο ισχύος πετρελαϊκών μονάδων			730	698
Μονάδες συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	Κομοτηνή	Κομοτηνή	484,6	476,3
ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο III (μικρή ΜΣΚ)	176,5	173,4
		Λαύριο IV (μεγάλη ΜΣΚ)	560	550,2
		Λαύριο V (νέα ΜΣΚ)	385,3	377,7
Ενεργειακή Θεσ.	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΕΝΘΕΣ	390	384,5
Σύνολο ισχύος μονάδων συνδυασμένου κύκλου			1996,4	1962,1
Μονάδες φυσικού αερίου ανοικτού κύκλου				
ΔΕΗ	Άγ. Γεώργιος	Άγ. Γεώργιος VIII	160	151
		Άγ. Γεώργιος IX	200	188

ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	Αεριοστροβιλικές μονάδες ανοικτού κύκλου	147,8	147,8
Σύνολο ισχύος μονάδων φυσικού αερίου			507,8	486,8
Μονάδες συμπαραγωγής σε σταθμούς συνολικής ισχύος τουλάχιστον 50 MW				
ΕΛΠΕ	ΕΛΠΕ/Εγκαταστάσεις Ασπροπύργου		50	50
ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ	ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ/Αγ. Θεόδωροι		66,1	66,1
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ Α.Ε.	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ Α.Ε.		334	334
Σύνολο ισχύος λοιπών Θερμοηλεκτρικών Σταθμών			450,1	450,1
ΣΥΝΟΛΟ ΙΣΧΥΟΣ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ			8934,3	8343

Πίνακας 6.1: Υφιστάμενοι θερμικοί σταθμοί παραγωγής συνδεδεμένοι στο ΕΔΣ

[Πηγή: ΜΑΣΜ 2010-14]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΔΕΗ	Άγρας	Άγρας I, II	2x25	2x25
ΔΕΗ	Ασώματα	Ασώματα I, II	2x54	2x54
ΔΕΗ	Εδεσσαίος	Εδεσσαίος	19	19
ΔΕΗ	Θησαυρός	Θησαυρός I-III	3x128	3x128
ΔΕΗ	Καστράκι	Καστράκι I-IV	4x80	4x80
ΔΕΗ	Κρεμαστά	Κρεμαστά I-IV	4x109,3	4x109,3
ΔΕΗ	Λάδωνας	Λάδωνας I, II	2x35	2x35
ΔΕΗ	Πηγές Αώου	Πηγές Αώου I, II	2x105	2x105
ΔΕΗ	Πλαστήρας	Πλαστήρας I-III	3x43,3	3x43,3
ΔΕΗ	Πλατανόβρυση	Πλατανόβρυση I, II	2x58	2x58
ΔΕΗ	Πολύφυτο	Πολύφυτο I-III	3x125	3x125
ΔΕΗ	Πουρνάρι I	Πουρνάρι I, I-III	3x100	3x100
ΔΕΗ	Πουρνάρι II	Πουρνάρι II, I-II	2x16	2x16
		Πουρνάρι II, III	1,6	1,6
ΔΕΗ	Στράτος	Στράτος I, II	2x75	2x75
ΔΕΗ	Σφηκιά	Σφηκιά I-III	3x105	3x105
ΣΥΝΟΛΟ ΙΣΧΥΟΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ			3017,7	3017,7

Πίνακας 6.2: Υφιστάμενοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής συνδεδεμένοι στο ΕΔΣ

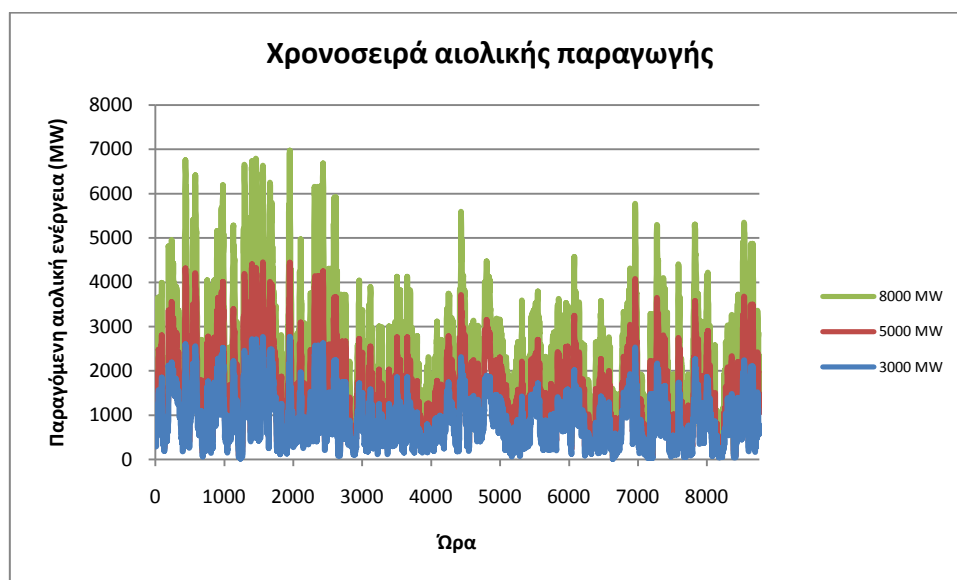
[Πηγή: ΜΑΣΜ 2010-14]

Σύμφωνα με τους ανωτέρω πίνακες προκύπτει ότι στο υπάρχον ηλεκτρικό σύστημα λειτουργούν 22 λιγνιτικές μονάδες, των οποίων η συνολική καθαρή ισχύς ανέρχεται σε 4746 MW. Επομένως, προκύπτει ότι η τυπική μονάδα αυτού του είδους έχει ονομαστική ισχύ ίση με 215 MW. Αντίστοιχα, στο σημερινό ηλεκτρικό σύστημα βρίσκονται ενταγμένες 15 αιχμιακές μονάδες που αποδίδουν συνολική καθαρή ισχύ ίση με 3597 MW. Συνεπώς, η τυπική αιχμιακή μονάδα που λαμβάνει μέρος στην παρούσα ανάλυση έχει ονομαστική ισχύ ίση με 240 MW.

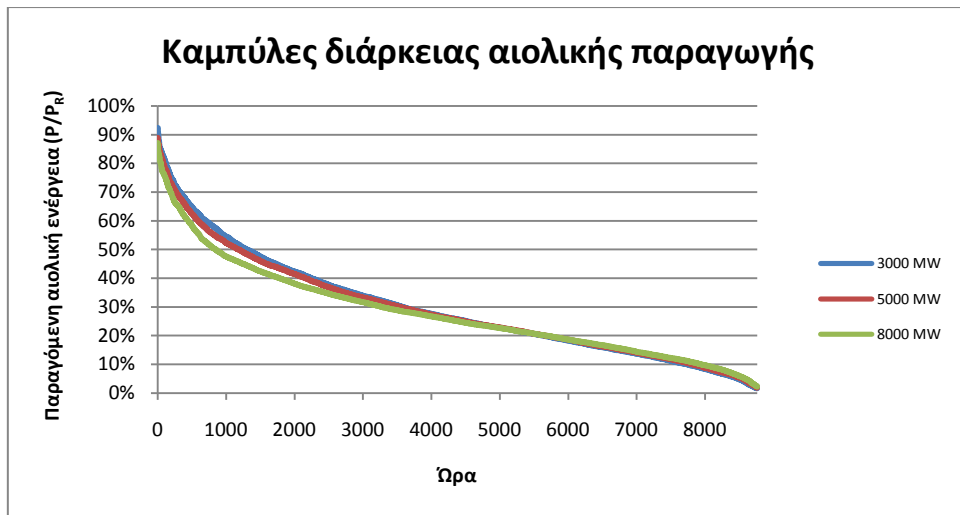
- **Δεδομένα παραγωγής ενέργειας αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων**

Οι χρονοσειρές της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, για τις διάφορες τιμές της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, προκύπτουν με βάση την βέλτιστη χωροθέτηση των αιολικών εγκαταστάσεων, όπως παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4, σε συνδυασμό με τις διαθέσιμες χρονοσειρές ανέμου όπως προέκυψαν από την εφαρμογή μεσοκλιματικού μοντέλου πρόβλεψης. Αντίστοιχα, η χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα προέρχεται από φωτοβολταϊκό σύστημα εγκατεστημένο στην κεντρική Ελλάδα.

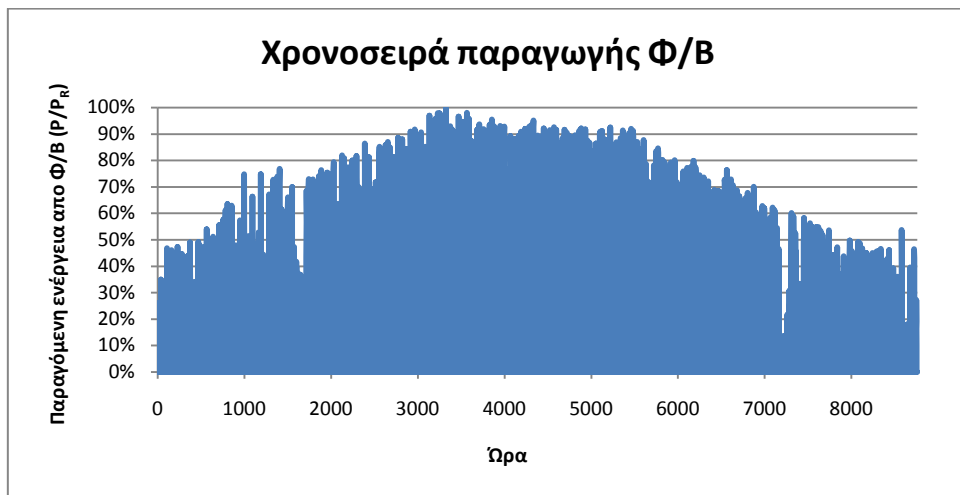
Στα σχήματα 6.4 έως 6.7 παρουσιάζονται οι ετήσιες χρονοσειρές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά και φωτοβολταϊκά, καθώς και οι αντίστοιχες καμπύλες διάρκειας. Οι καμπύλες διάρκειας της αιολικής ενέργειας έχουν προκύψει με αναγωγή των τιμών στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ της κάθε εξεταζόμενης περίπτωσης. Αντίστοιχα, η χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά καθώς και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας αναφέρονται σε ποσοστά επί τοις εκατό τις ονομαστικής ισχύος των φωτοβολταϊκών πλαισίων.



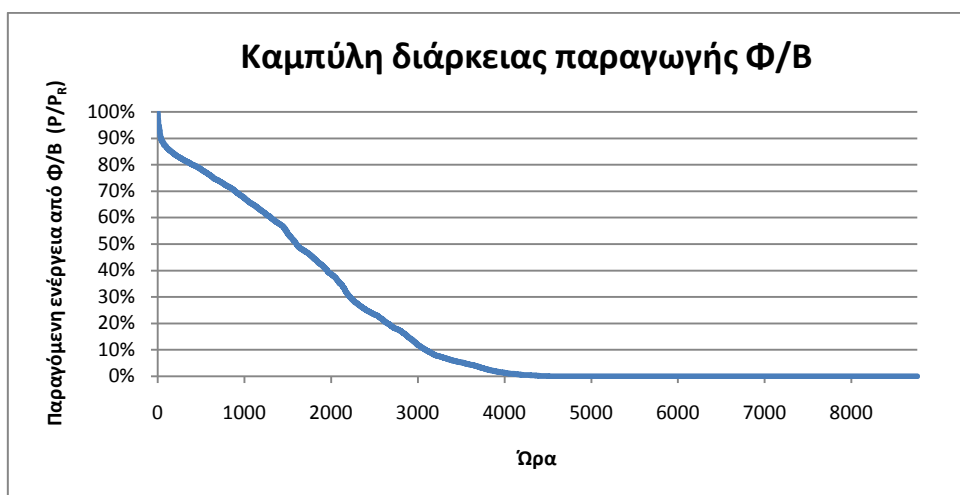
Σχήμα 6.4: Χρονοσειρά αιολικής παραγωγής για τιμές συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 3000 MW, 5000 MW και 8000 MW



Σχήμα 6.5: Καμπύλες διάρκειας αιολικής παραγωγής για τιμές συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 3000MW, 5000 MW και 8000 MW



Σχήμα 6.6: Χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα



Σχήμα 6.7: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρική ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα

Παρατηρείται ότι η παραγωγή της αιολικής ενέργειας παρουσιάζει ορισμένες διακυμάνσεις κατά την περίοδο του έτους, με τα χαμηλά επίπεδα της αιολικής παραγωγής να εντοπίζονται κυρίως κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Επίσης, οι καμπύλες διάρκειας της αιολικής παραγωγής δεν εμφανίζουν μεγάλες αποκλίσεις, για τις διαφορετικές τιμές της συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, γεγονός που επιβεβαιώνει και την αξία της βελτιστοποιημένης χωροθέτησης που προηγήθηκε.

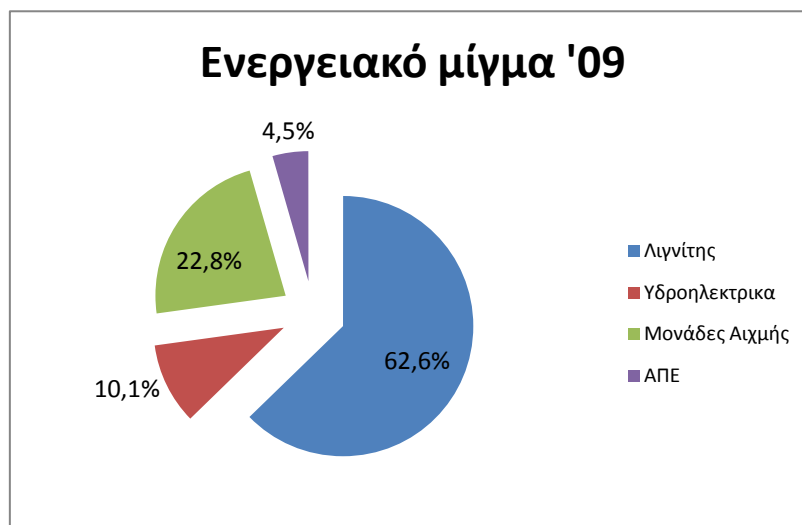
Ταυτόχρονα, διακύμανση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά την περίοδο του έτους παρατηρείται και στην αντίστοιχη χρονοσειρά των φωτοβολταϊκών συστημάτων, όπου η μέγιστη παραγωγή εμφανίζεται κατά την καλοκαιρινή περίοδο, επιβεβαιώνοντας όπως έχει ήδη επισημανθεί και την σημασία της εγκατάστασης διαφορετικών μορφών ΑΠΕ σε ένα ηλεκτρικό σύστημα, ώστε να αυξάνεται η αξιοπιστία του. Η καμπύλη διάρκειας της παραγωγής των φωτοβολταϊκών ακολουθεί μια αναμενόμενη μορφή, καθώς εμφανίζει ένα μεγάλο ποσοστό του χρόνου με μηδενική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κάτι που προφανώς αποδίδεται στην αδυναμία της τεχνολογίας αυτής να λειτουργεί και κατά τις νυχτερινές ώρες.

6.3 Παρουσίαση και αξιολόγηση αποτελεσμάτων

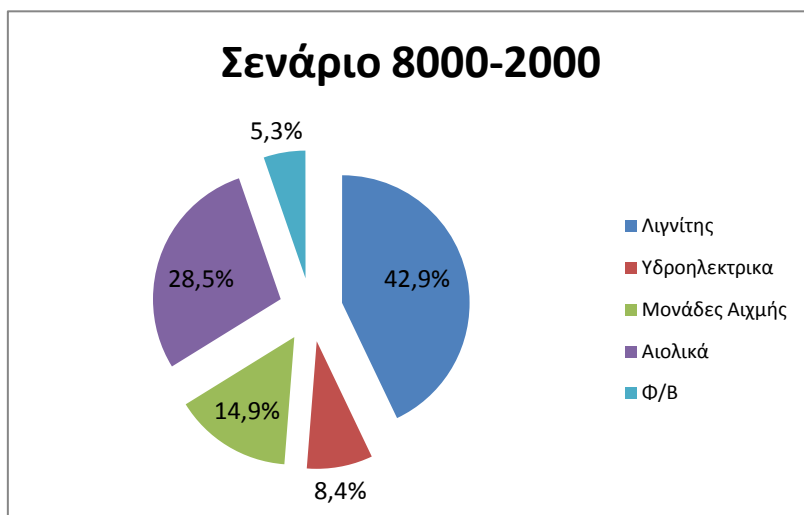
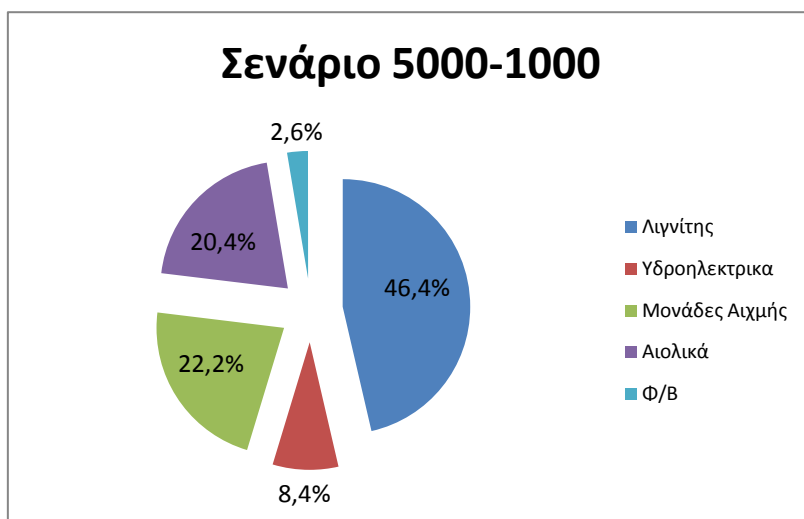
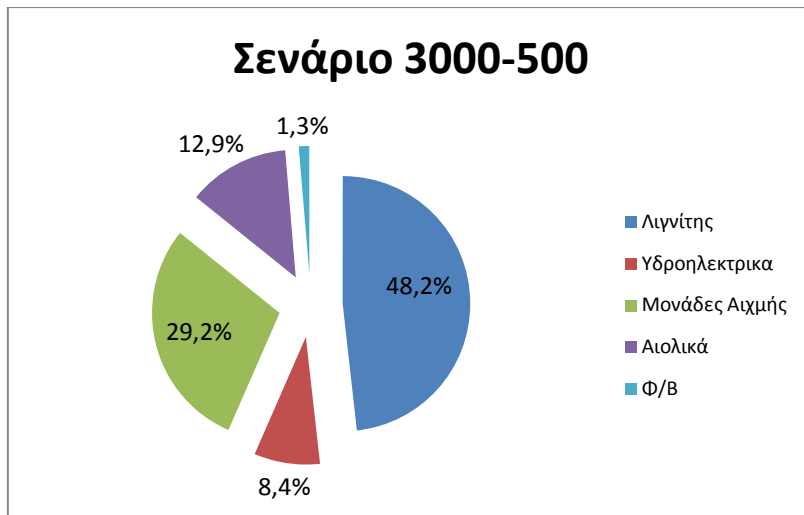
6.3.1 Ενεργειακό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής

Το μοντέλο προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος, υπό τις παραδοχές και τα δεδομένα που παρουσιάστηκαν, εκτελείται για τρία βασικά σενάρια μελλοντικής διείσδυσης της αιολικής ενέργειας και των φωτοβολταϊκών συστημάτων (3000 MW – 500 MW, 5000 MW – 1000 MW, 8000 MW- 2000 MW).

Το ενεργειακό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής που προκύπτει σε καθένα από τα εξεταζόμενα σενάρια παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.9. Επίσης στο Σχήμα 6.8 παρουσιάζεται το πραγματικό ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του ΕΔΣ για το έτος 2009, όπως προκύπτει από τα στοιχεία του διαχειριστή του συστήματος.



Σχήμα 6.8: Ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής για το έτος 2009 (πραγματικά στοιχεία – ΔΕΣΜΗΕ)



Σχήμα 6.9: Ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής για το έτος αναφοράς για τα σενάρια διεύθυνσης αιολικής ενέργειας και φωτοβολταϊκών συστημάτων α) 3000 MW–500 MW, β) 5000 MW–1000 MW, γ) 8000 MW- 2000 MW

Σύμφωνα με τα παραπάνω διαγράμματα, προκύπτει ότι η σταδιακή αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής, γίνεται σε βάρος των λιγνιτικών και των αιχμιακών μονάδων που συμμετέχουν στο σύστημα. Παρατηρείται ότι το ποσοστό συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων μειώνεται σημαντικά από 63% σήμερα, σε 42,9% για το σενάριο των 8000-2000 MW. Αυτό το ποσοστό μείωσης καλούνται να αναλάβουν σε πρώτο στάδιο οι αιχμιακές μονάδες του συστήματος, των οποίων η συμμετοχή αυξάνεται κατά περίπου 7 ποσοστιαίες μονάδες στο σενάριο των 3000 – 500 MW. Όμως, με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ το μερίδιό τους μειώνεται σε 14,9% από το 22,8% όπου βρίσκεται με τα σημερινά δεδομένα.

Συνεπώς, παρατηρείται ότι στο μελλοντικό ηλεκτρικό σύστημα, με υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ, οι λιγνιτικές μονάδες παραμένουν η βάση του συστήματος, καλύπτοντας το μεγαλύτερο ποσοστό της ζήτησης, συγκριτικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες. Ταυτόχρονα, η ομαλή μετάβαση του παρόντος συστήματος σε μία κατάσταση με υψηλή συμμετοχή των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής, απαιτεί την αυξημένη συμμετοχή των αιχμιακών μονάδων, στα πρώτα στάδια αυτού του μετασχηματισμού. Επισημαίνεται ότι ο ρόλος των αιχμιακών μονάδων, παρά την σταδιακή μείωση του μεριδίου τους, παραμένει εξαιρετικά σημαντικός για την διασφάλιση της αξιόπιστης και ευσταθούς λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος, καθώς οι μονάδες αυτές καλούνται να ανταποκριθούν στις μεταβολές της ζήτησης και της παραγωγής των ΑΠΕ.

6.3.2 Περικοπή αιολικής ενέργειας

Στον επόμενο πίνακα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι ετήσιες τιμές, της παραγόμενης, της απορροφούμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, καθώς και το αντίστοιχο ποσοστό απόρριψης και τα τρία σενάρια που εξετάστηκαν.

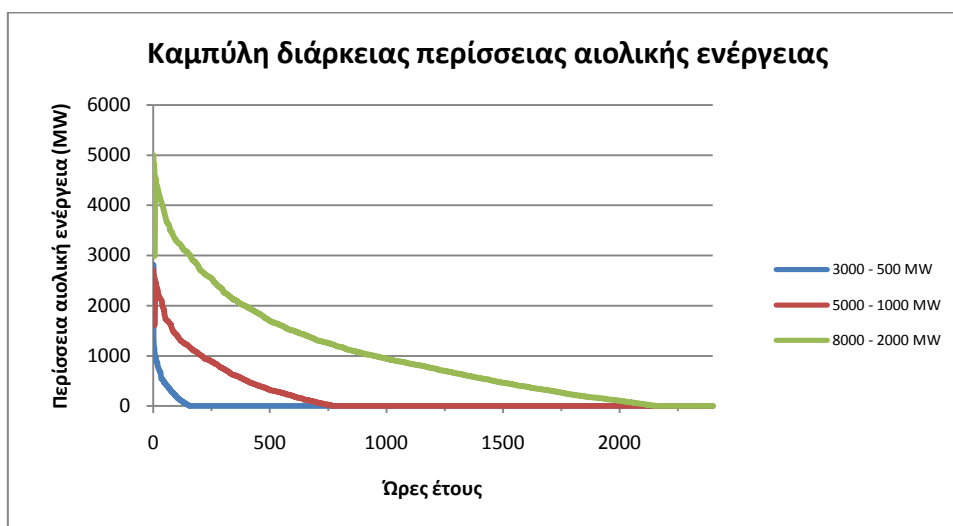
Σενάριο	3000 -500 MW	5000 -1000 MW	8000 - 2000 MW
Παραγωγή αιολικής ενέργειας (MWh)	7791482	12801598	19621803
Αιολική ενέργεια που απορροφάται (MWh)	7732950	12254567	17116129
Αιολική ενέργεια που περικόπτεται (MWh)	58532.2	547031	2505674
Ποσοστό περίσσειας αιολικής ενέργειας	0.8%	4.3%	12.8%

Πίνακας 6.3: Αποτελέσματα μοντέλου προσομοίωσης για την αιολική ενέργεια

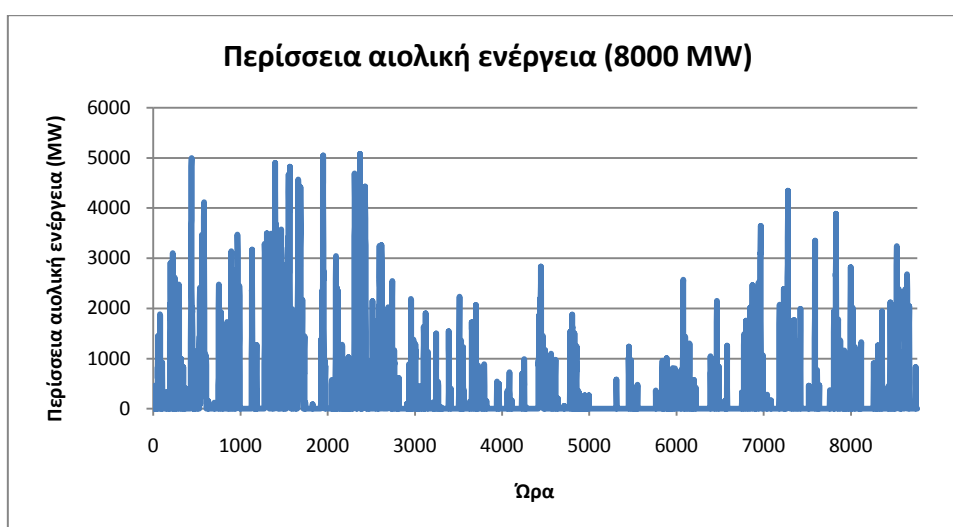
Με βάση τα στοιχεία του πίνακα αυτού, προκύπτει ότι στο σενάριο των 3000 – 500 MW το ποσοστό της απόρριψης της αιολικής ενέργειας είναι ουσιαστικά μηδενικό, καθώς το σύστημα μπορεί να ανταποκριθεί με επάρκεια σε αυτό το ποσοστό διείσδυσης, χωρίς να απαιτείται η περικοπή αιολικής ενέργειας. Αντίθετα, το ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, αυξάνεται στα δύο σενάρια των 5000 – 1000 MW και 8000 – 2000 MW, σε 4.3% και 12.8% αντίστοιχα. Η αύξηση αυτή επισημαίνει την ανάγκη για αλλαγές που πρέπει να γίνουν σταδιακά στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής, παράλληλα με ανάπτυξη των ΑΠΕ, ώστε να επιτευχθεί μεγιστοποίηση της διείσδυσης των μορφών αυτών.

Στο Σχήμα 6.10 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας της περίσσειας αιολικής ενέργειας, για τα τρία εξεταζόμενα σενάρια, ενώ στο Σχήμα 6.11 φαίνεται η κατανομή της περίσσειας αιολικής ενέργειας για το σενάριο των 8000 – 2000 MW, στο οποίο προκύπτει και η μεγαλύτερη απόρριψη.

Ως ένα πιθανό μέτρο αξιοποίησης της απορριπτόμενης από το σύστημα αιολικής ενέργειας θα μπορούσε να προταθεί η ανάπτυξη μονάδων αντλησιοταμίευσης, λαμβάνοντας υπόψη και το γεγονός ότι το έντονο ανάγλυφο και η ύπαρξη μεγάλων ταμιευτήρων στην ηπειρωτική Ελλάδα, επιτρέπει τον σχεδιασμό αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων ή την μετατροπή υφιστάμενων σε αναστρέψιμα. Μετρώντας τις διαδοχικές καταστάσεις στις οποίες εμφανίζεται περίσσεια αιολικής ενέργειας, διαπιστώνεται ότι προκύπτουν σε ετήσια βάση περίπου 50 τέτοιες καταστάσεις, δίνοντας μια πρώτη ένδειξη για τον απαιτούμενο κύκλο λειτουργίας πιθανών μονάδων αντλησιοταμίευσης, ο οποίος θα πρέπει να είναι εβδομαδιαίος. Επίσης, παρατηρείται ότι η καμπύλη διάρκειας της περίσσειας ενέργειας έχει μεγάλη κλίση ενώ επί μεγάλα χρονικά διαστήματα η προς αποθήκευση ενέργεια είναι μηδενική, επισημαίνοντας τα ειδικά χαρακτηριστικά που πρέπει να ληφθούν υπόψη για τη διαστασιολόγηση και τον τρόπο λειτουργίας των έργων αντλησιοταμίευσης. Επισημαίνεται ότι η περίσσεια αιολική ενέργεια εμφανίζεται κυρίως κατά τους μη καλοκαιρινούς μήνες.



Σχήμα 6.10: Καμπύλη διάρκειας περίσσειας αιολικής ενέργειας για τα σενάρια διείσδυσης αιολικής ισχύος 3000, 5000 και 8000 MW

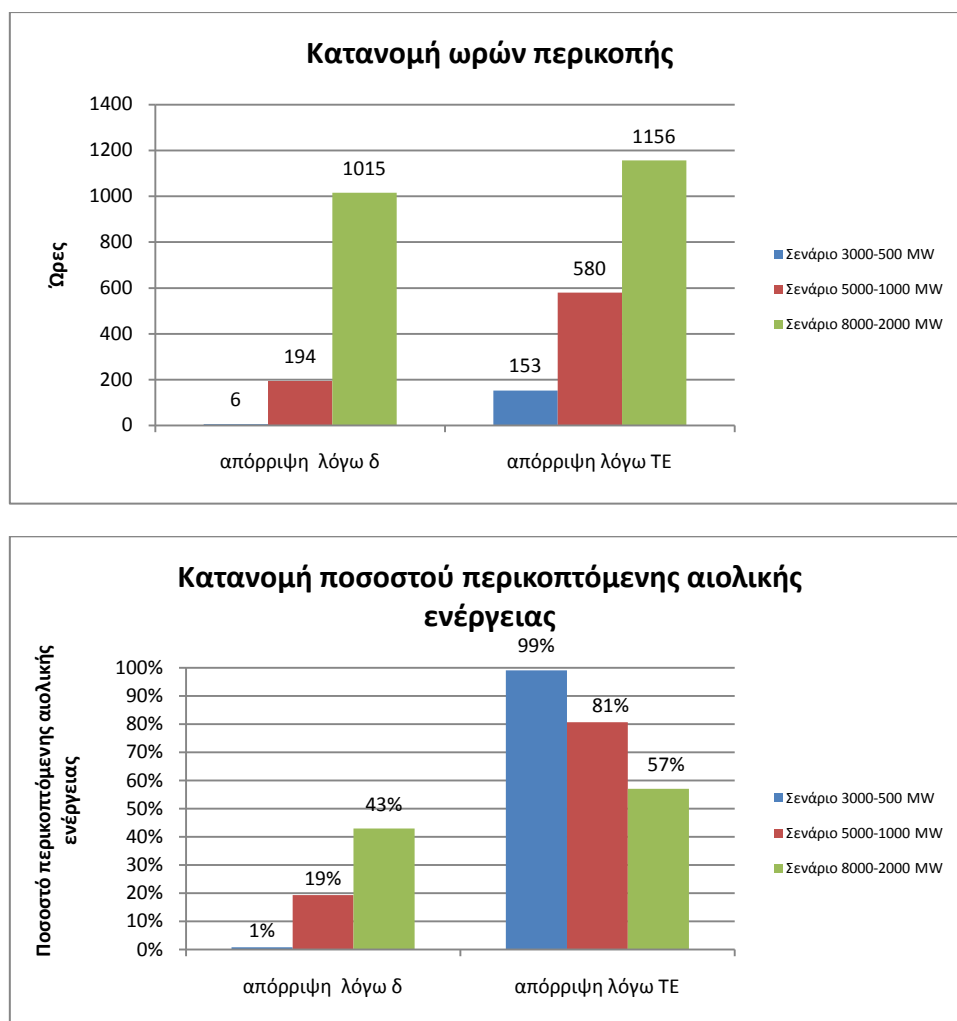


Σχήμα 6.11: Κατανομή περίσσειας αιολικής ενέργειας στο σενάριο διείσδυσης αιολικής ισχύος 8000MW

6.3.3 Επίδραση των κανόνων διαχείρισης του συστήματος και των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων στην περικοπή αιολικής ενέργειας

Για την καλύτερη κατανόηση και στην εξαγωγή γενικότερων συμπερασμάτων, σχετικά με τους κανόνες διαχείρισης του συστήματος και την επίδραση της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων στην συνολική απορρόφηση ή περικοπή της αιολικής ενέργειας, σημαντική είναι η εξέταση των αιτιών που προκαλούν το φαινόμενο αυτό. Με βάση την μεθοδολογία που ακολουθείται η μέγιστη τιμή αιολικής ισχύος που μπορεί να απορροφηθεί με ασφάλεια από το σύστημα, $P_{W_ABS,uplim}$, προσδιορίζεται ως το ελάχιστο της στιγμιαίας επιτρεπόμενης αιολικής ισχύος και της ζήτησης που παραμένει μετά την αφαίρεση των τεχνικών ελαχίστων (TE) των ενταγμένων συμβατικών μονάδων από την υπολειπόμενη ζήτηση. Η στιγμιαία επιτρεπόμενη αιολική ισχύς ορίζεται ως το γινόμενο της στιγμιαίας ζήτησης επί το ανώτατο όριο της στιγμιαίας διείσδυσης (βασική τιμή $\delta=50\%$).

Στα διαγράμματα του σχήματος 6.12 παρουσιάζεται η ωριαία κατανομή καθώς και το ποσοστό της περικοπτόμενης αιολικής ενέργειας, για κάθε εξεταζόμενο σενάριο, σε συνάρτηση με τους δύο παράγοντες που την προκαλούν.

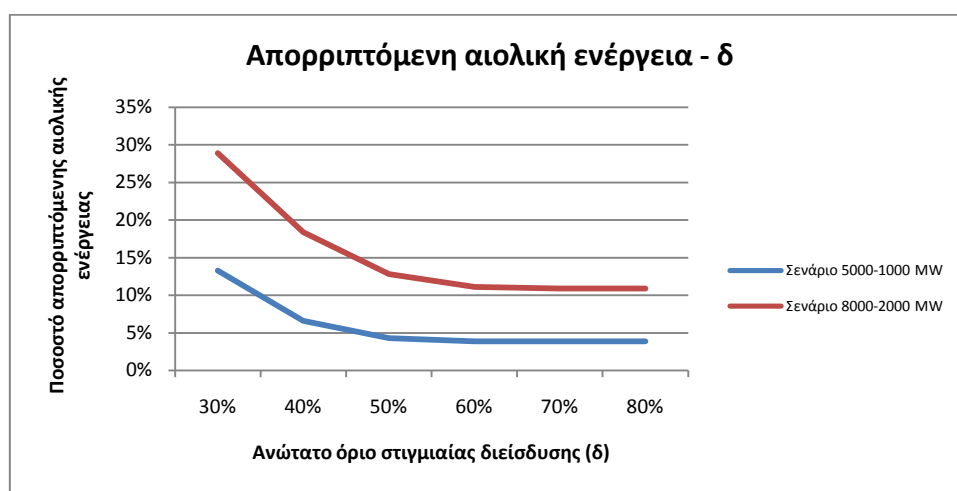


Σχήμα 6.12: Κατανομή των ωρών και των ποσοστών που εμφανίζεται περικοπή της αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με τους παράγοντες (δ , TE) που την προκαλούν, για τα σενάρια των 3000 MW – 500 MW, 5000 MW – 1000 MW και 8000 MW- 2000 MW.

Είναι φανερό από την σύγκριση των τιμών των παραπάνω διαγραμμάτων, ότι η περικοπή της αιολικής παραγωγής οφείλεται κυρίως στα τεχνικά ελάχιστα που επιβάλλουν οι λιγνιτικές και οι αιχμιακές μονάδες που είναι ενταγμένες στο σύστημα κάθε χρονική στιγμή. Όμως η τάση αυτή μετριάζεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών, καθώς παρατηρείται ταυτόχρονη αύξηση του ποσοστού απόρριψης που οφείλεται στο περιορισμό του ανώτατου ορίου διείσδυσης, με ακόλουθη μείωση των περικοπών λόγω των τεχνικών ελαχίστων. Συγκεκριμένα, στο σενάριο των 3000- 500 MW η περικοπή αιολικής ενέργειας οφείλεται σχεδόν ολοκληρωτικά στον περιορισμό των τεχνικών ελαχίστων, ενώ αντίστοιχα στο σενάριο των 5000 – 1000 MW, το ποσοστό της περικοπής λόγω του ανώτατου ορίου διείσδυσης αυξάνεται σε 25% του χρόνου και 19% της συνολικής περικοπτόμενης ενέργειας. Τέλος, το σενάριο των 8000 – 2000 MW, παρουσιάζει μια περισσότερο ισορροπημένη σχέση μεταξύ των δύο περιορισμών, με τα ποσοστά περικοπής της αιολικής ενέργειας λόγω των τεχνικών ελαχίστων και του ανωτάτου ορίου στιγμιαίας αιολικής διείσδυσης να διαμορφώνονται σε 54% και 46% του χρόνου αντίστοιχα. Τα αντίστοιχα ποσοστά επί του συνόλου της ενέργειας που απορρίπτεται από το σύστημα, για το ίδιο σενάριο, προκύπτουν 43% και 57% για τους δύο περιορισμούς.

Οι παρατηρήσεις αυτές οδηγούν στο συμπέρασμα ότι επιτυχής υψηλή διείσδυση των αιολικών και των άλλων μορφών ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα απαιτεί την περαιτέρω προσθήκη «ευέλικτων» μονάδων, με την ταυτόχρονη απόσυρση ορισμένων παλαιών λιγνιτικών μονάδων, οι οποίες εμφανίζουν υψηλά τεχνικά ελάχιστα όρια φόρτισης και αδυναμία παρακολούθησης των μεταβολών της ζήτησης και της αιολικής παραγωγής. Παράλληλα, καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών, είναι επιτακτική η ανάγκη θέσπισης κανόνων διαχείρισης και η ανάπτυξη τεχνικών προδιαγραφών, ώστε να επιτευχθεί μελλοντικά διεύρυνση του ανώτατου ορίου διείσδυσης της αιολικής ενέργειας.

Για να διερευνηθεί περαιτέρω η σημασία του ανώτατου ορίου στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας ως προς την παράμετρο αυτή, στο εύρος $\delta = 30\%$ έως 80% , για τα σενάρια των 5000 MW – 1000 MW και 8000 MW- 2000 MW όπου και προκύπτουν αξιολογικά ποσοστά απόρριψης. Τα αποτελέσματα φαίνονται στο ακόλουθο διάγραμμα.

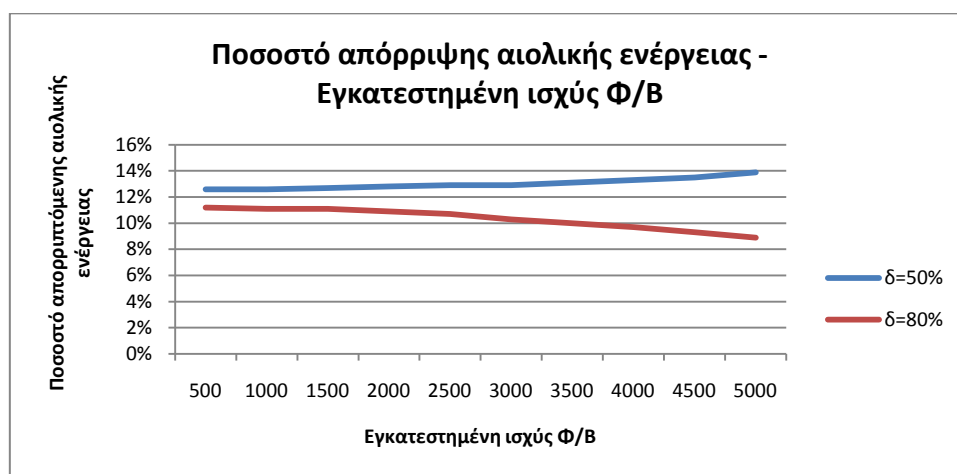


Σχήμα 6.13: Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την τιμή του ανώτατου ορίου στιγμιαίας αιολικής διείσδυσης.

Από την μορφή των καμπυλών του σχήματος 6.13 είναι εμφανές ότι η επίδραση της παραμέτρου του ανώτατου ορίου στιγμιαίας διεύθυνσης της αιολικής ενέργειας γίνεται εντονότερη καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Η παρατήρηση αυτή προκύπτει από το γεγονός ότι η κλίση της καμπύλης του σεναρίου των 8000 – 2000 MW εμφανίζει μεγαλύτερη κλίση σε σχέση με την αντίστοιχη καμπύλη για το σενάριο των 5000 – 1000 MW. Επίσης, η έντονη επίδραση της παραμέτρου αυτής στο σενάριο των 8000 – 2000 MW, επισημαίνεται και από το ότι η τιμή του ποσοστού απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας σταθεροποιείται πρακτικά για τιμές του δ μεγαλύτερες από 70%. Αντίθετα στην καμπύλη του σεναρίου των 5000 – 1000 MW, η ουσιαστική επίδραση της εξεταζόμενης παραμέτρου περιορίζεται σε τιμές ίσες ή μικρότερες του 50%. Η μορφή των διαγραμμάτων θεωρείται αναμενόμενη, αφού όπως φάνηκε και στην ανάλυση που προηγήθηκε, το ποσοστό των καταστάσεων περικοπής αιολικής ενέργειας λόγω του περιορισμού του ορίου στιγμιαίας διεύθυνσης, εμφανίζεται σημαντικά μεγαλύτερο στο σενάριο των 8000 – 2000 MW. Οι καμπύλες, προφανώς αποκτούν σταθερή τιμή όταν η παράμετρος δ λαμβάνει τιμές οι οποίες δεν προκαλούν αξιόλογες περικοπές αιολικής ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή, το όποιο ποσοστό απόρριψης αιολικής ενέργειας προέρχεται από τους περιορισμούς που θέτουν τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων που βρίσκονται ενταγμένες στο σύστημα κάθε χρονική στιγμή.

6.3.4 Επίδραση των φωτοβολταϊκών στην περικοπή αιολικής ενέργειας

Μία σημαντική παράμετρος που προσφέρει σημαντική πληροφορία για την συμπεριφορά του συστήματος σε καταστάσεις υψηλής διεύθυνσης ΑΠΕ, και έχει ιδιαίτερη αξία για τους υπεύθυνους διαχείρισης και λειτουργίας, καθώς και τους φορείς διαμόρφωσης της ευρύτερης ενεργειακής πολιτικής, είναι η αλληλεπίδραση των αιολικών και των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων. Για τον λόγο αυτό γίνεται μια δεύτερη ανάλυση ευαισθησίας, με παραμέτρους το ανώτατο όριο στιγμιαίας διεύθυνσης της αιολικής ενέργειας, και την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων. Η εγκατεστημένη αιολική ισχύς για την συγκεκριμένη ανάλυση είναι 8000 MW, όπου άλλωστε εμφανίζονται και τα σημαντικότερα ποσοστά απόρριψης, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών λαμβάνει τιμές στο εύρος 500 – 5000 MW. Η τιμή της παραμέτρου δ ορίζεται σε 50% και 80%. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο σχήμα 6.14.



Σχήμα 6.14: Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών, για $\delta=50\%$ και $\delta=80\%$

Από τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας συμπεραίνεται ότι η ταυτόχρονη εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων μεγάλης ισχύος μπορεί, υπό προϋποθέσεις, να έχει ευεργετικά αποτελέσματα ως προς την μείωση του ποσοστού απόρριψης της αιολικής ενέργειας από το ηλεκτρικό σύστημα. Διαπιστώνεται ότι στην περίπτωση που το όριο στιγμιαίας διείσδυσης λαμβάνει υψηλή τιμή $\delta=80\%$, το ποσοστό απόρριψης μειώνεται από το 11,2% σε 8,9%, καθώς η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών αυξάνεται από τα 500 MW στα 5000 MW. Αυτή η μείωση του ποσοστού απόρριψης κατά 2,3% αντιστοιχεί σε περίπου 450.000 MWh επιπλέον εκμεταλλεύσιμης αιολικής ενέργειας. Αντίθετα, παρατηρείται ότι στην περίπτωση που εξετάζεται η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών, με την τιμή του ορίου στιγμιαίας διείσδυσης ίση με $\delta=50\%$, η τάση αυτή αντιστρέφεται, καθώς υπάρχει μείωση της απορροφούμενης από το σύστημα αιολικής ενέργειας με την αύξηση των φωτοβολταϊκών. Πιο συγκεκριμένα, το ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας αυξάνεται από 12,6% σε 13,9%, καθώς η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών αυξάνεται από τα 500 MW στα 5000 MW. Η μεταβολή αυτή αντιστοιχεί σε απώλεια περίπου 250.000 MWh αιολικής ενέργειας.

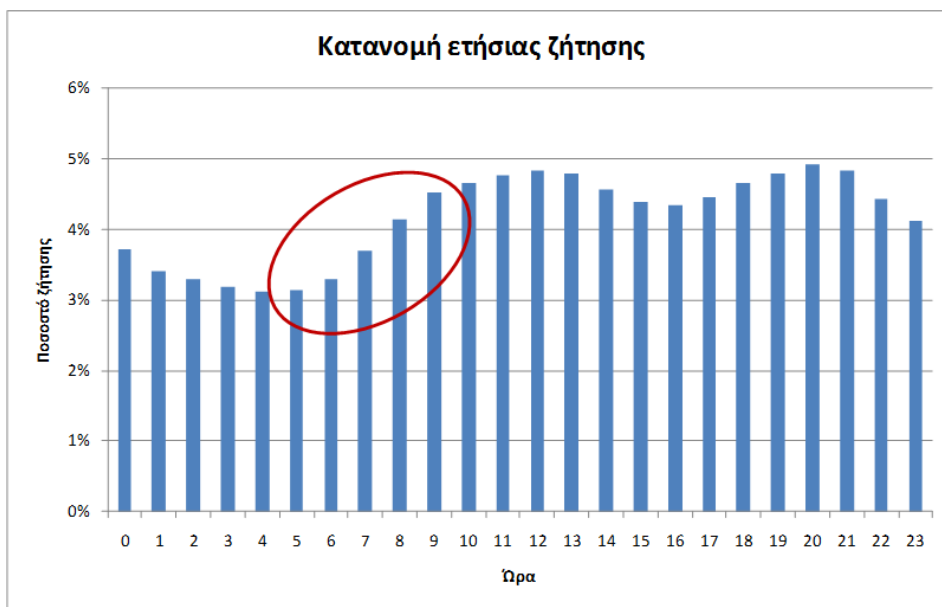
Επειδή τα αίτια της επίδρασης που έχει η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στην περικοπή της αιολικής ενέργειας δεν είναι απολύτως προφανή, αξίζει στο σημείο αυτό να γίνει μια λεπτομερέστερη μελέτη στις αλλαγές που προκαλούνται στην λειτουργία του συστήματος καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η ανάλυση επικεντρώνεται στις μεταβολές που συντελούνται στην μέγιστη τιμή αιολικής ισχύος που μπορεί να απορροφηθεί κάθε στιγμή με ασφάλεια από το ηλεκτρικό σύστημα.

Με βάση την μεθοδολογία προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος που περιγράφηκε και χρησιμοποιείται στην παρούσα ανάλυση, το όριο στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής ενέργειας υπολογίζεται σε ωριαία βάση σύμφωνα με τη σχέση:

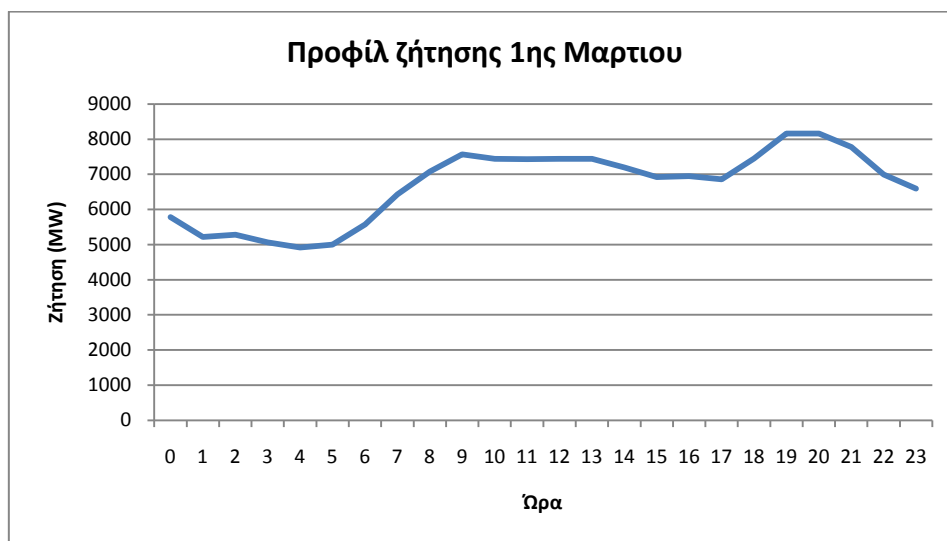
$$P_{W_ABS,uplim} = \min \{ \delta \cdot L_{RES}, L_{RES} - TE(N_{ST}, N_{GT}) \}$$

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών επιδρά και στους δύο όρους που διαμορφώνουν την τιμή του ορίου στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, με αντικρουόμενες όμως αποτελέσματα. Αφενός, η αύξηση της συμμετοχής των φωτοβολταϊκών στο σύστημα, μειώνει την υπολειπόμενη ισχύ κατά τις ώρες που αυτά παράγουν, με συνέπεια την μείωση του όρου $\delta \cdot L_{RES}$, που τείνει να προκαλέσει και ελάττωση του ορίου στιγμιαίας διείσδυσης. Αφετέρου, η μείωση της υπολειπόμενης ζήτησης, οδηγεί και σε χαμηλότερες τιμές των συνολικών τεχνικών ελαχίστων που πρέπει να τηρούνται, άρα και σε πιθανή αύξηση του όρου $L_{RES} - TE(N_{ST}, N_{GT})$, η οποία βέβαια εξαρτάται από την σχετική μεταβολή των δύο τιμών, L_{RES} και $TE(N_{ST}, N_{GT})$. Υπενθυμίζεται ότι τα τεχνικά ελάχιστα του συστήματος προκύπτουν από τον αριθμό των ενταγμένων μονάδων για κάθε ώρα, με βάση την προβλεπόμενη μεταβολή του φορτίου και της αιολικής παραγωγής των επόμενων τριών ωρών, για τις αιχμακές μονάδες, και το ύψος της ελάχιστης ζήτησης των επόμενων 15 ημερών για τις λιγνιτικές μονάδες.

Στο Σχήμα 6.15 εμφανίζεται η ωριαία κατανομή της ζήτησης (ως ποσοστό της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας) για το έτος αναφοράς που μελετάται. Είναι εμφανές, όπως επισημαίνεται και στο διάγραμμα, ότι η περίοδος των ωρών 5:00 πμ έως 9:00 πμ, εμφανίζει τον μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης της ζήτησης, καθώς μέσα σε αυτό χρονικό διάστημα ξεκινούν οι περισσότερες παραγωγικές δραστηριότητες. Η τάση αυτή παρουσιάζεται ενδεικτικά και στο Σχήμα 6.16 όπου φαίνεται το ημερήσιο προφίλ ζήτησης της 1^{ης} Μαρτίου, για το έτος αναφοράς.



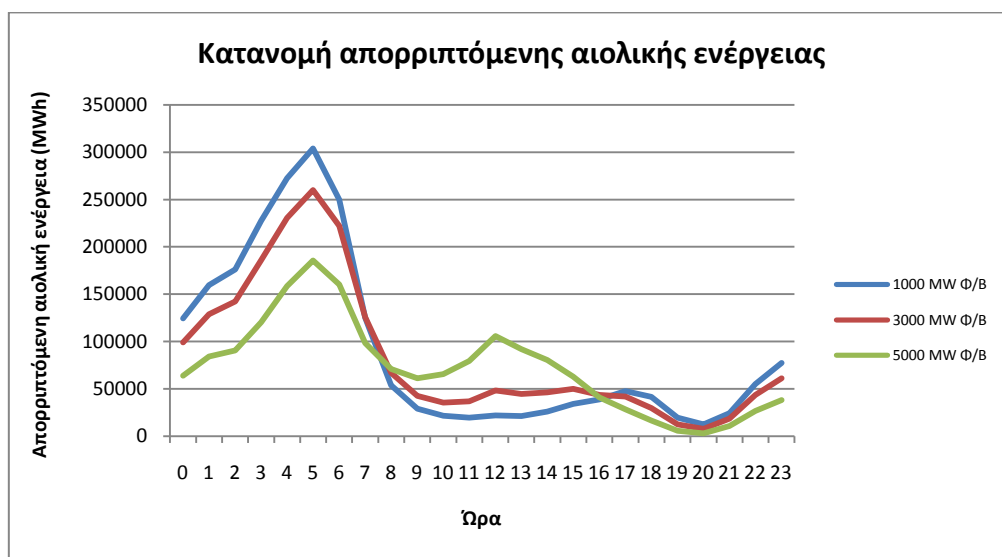
Σχήμα 6.15: Ωριαία κατανομή της ζήτησης για το έτος αναφοράς.



Σχήμα 6.16: Προφίλ ζήτησης κατά την 1^η Μαρτίου στο έτος αναφοράς

Η επισήμανση αυτή οδηγεί στο συμπέρασμα ότι λόγω της έντονης αύξησης της ζήτησης, στην περίοδο των ωρών 5:00 έως 9:00, υπό κανονικές συνθήκες ο διαχειριστής του συστήματος αποφασίζει την ένταξη μεγάλου αριθμού αιχμιακών μονάδων, ώστε να εξασφαλίσει την ευστάθεια του συστήματος. Όμως, με την προσθήκη υψηλής εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών, τα οποία αρχίζουν να συνεισφέρουν ενέργεια στο

σύστημα από τις 7:00 κατά το μεγαλύτερο μέρος του έτους και κατά την καλοκαιρινή περίοδο από τις 6:00, το υπολειπόμενο φορτίο που συστήματος τις ώρες αυτές μειώνεται και επομένως μειώνονται οι ενταγμένες αιχμακές μονάδες. Η μείωση των τεχνικών ελαχίστων του συστήματος λόγω του μειωμένου αριθμού των αιχμακών μονάδων που εντάσσονται κατά την περίοδο της έντονης αύξησης του φορτίου, σε συνδυασμό με την συνολικότερη μείωση των τεχνικών ελαχίστων των λιγνιτικών μονάδων, οδηγεί τελικά στην αύξηση της δυνατότητας απορρόφησης της αιολικής παραγωγής από το σύστημα σε ετήσια βάση. Προφανώς ο δεύτερος όρος, $L_{RES} - TE(N_{ST}, N_{GT})$, του κριτηρίου από το οποίο προκύπτει το επιτρεπόμενο όριο αιολικής διείσδυσης υπερσχύει συνολικά του όρου $\delta \cdot L_{RES}$, ιδιαίτερα στην περίπτωση που τίθεται υψηλή τιμή του ορίου δ . Το συμπέρασμα αυτό επιβεβαιώνεται και στο Σχήμα 6.17, όπου παρουσιάζεται η ημερήσια κατανομή της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας για το έτος αναφοράς, σε συνάρτηση με την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών και με $\delta=80\%$.

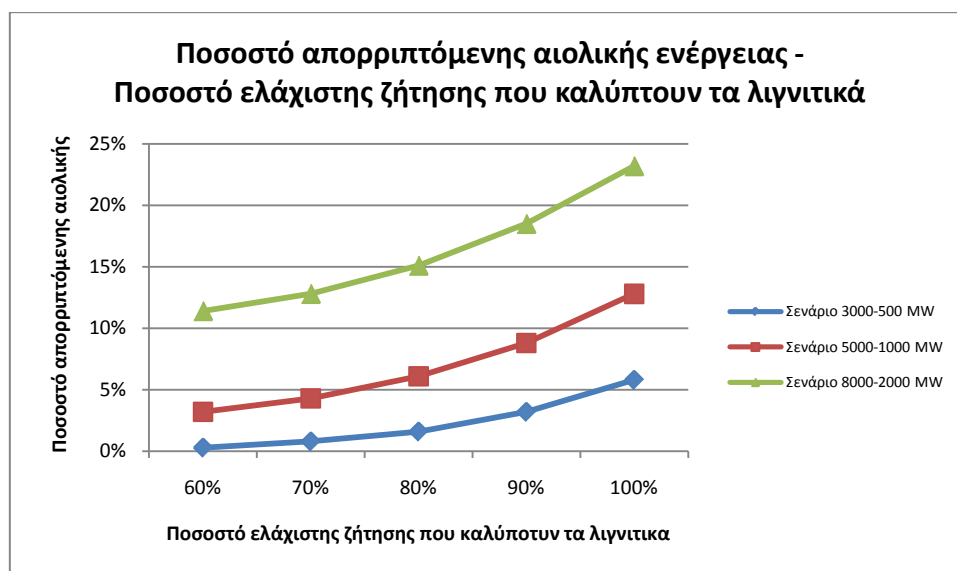


Σχήμα 6.17: Ημερήσια κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών για το έτος αναφοράς ($\delta=80\%$).

Με βάση το παραπάνω διάγραμμα παρατηρείται επίσης ότι παρά την μείωση της απόρριψης αιολικής ενέργειας κατά τις περιόδους 0:00 έως 7:00 και 17:00 έως 23:00, παρουσιάζεται αύξηση της περικοπτόμενης αιολικής κατά την ενδιάμεση περίοδο από τις 8:00 έως 14:00. Το φαινόμενο αυτό εξηγείται από την σημαντική μείωση του υπολειπόμενου φορτίου, καθώς την περίοδο αυτή η παραγωγή των φωτοβολταϊκών βρίσκεται στην αιχμή της, το οποίο μεταφράζεται σε μείωση του όρου $\delta \cdot L_{RES}$. Ταυτόχρονα, η διατήρηση του φορτίου σε υψηλά επίπεδα, παρόλη την συνεισφορά των φωτοβολταϊκών θέτει κατώτατα όρια στον ελάχιστο αριθμό των μονάδων που πρέπει να ενταχθούν στο σύστημα.

6.3.5 Επίδραση του ποσοστού της ελάχιστης ζήτησης που καλύπτουν οι λιγνιτικές μονάδες στην περικοπή αιολικής ενέργειας

Τέλος, εξετάζεται η επίδραση του ποσοστού της ελάχιστης ζήτησης που καλούνται να καλύψουν οι λιγνιτικές μονάδες, στην απόρριψη της αιολικής ενέργειας που προκύπτει για το κάθε εξεταζόμενο σενάριο. Στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζεται η μεταβολή του ποσοστού απόρριψης αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με το ποσοστό της ελάχιστης ζήτησης (των επόμενων 15 ημερών) που καλύπτουν οι λιγνιτικές μονάδες.



Σχήμα 6.18: Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με το ποσοστό της ελάχιστης ζήτησης των επόμενων 15 ημερών που είναι επιθυμητό να καλύπτουν οι λιγνιτικές μονάδες.

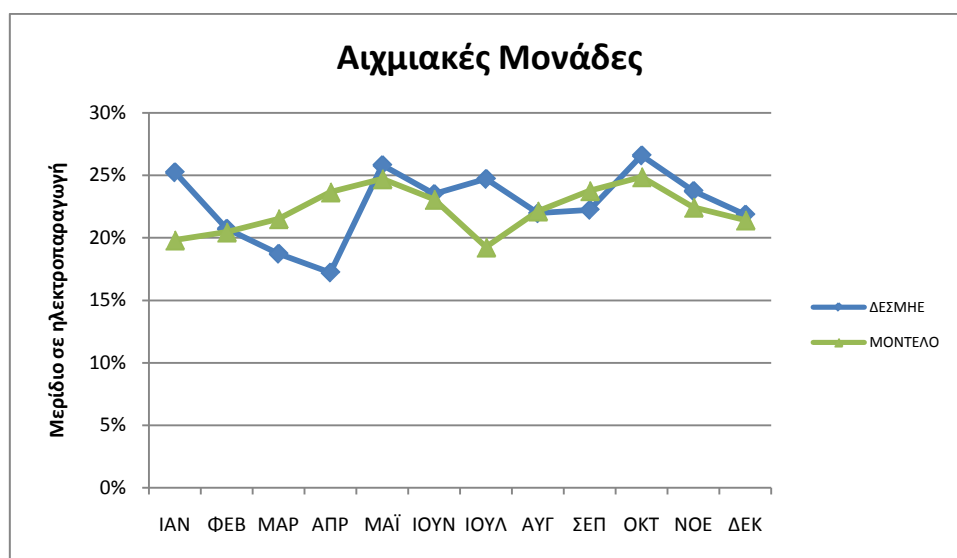
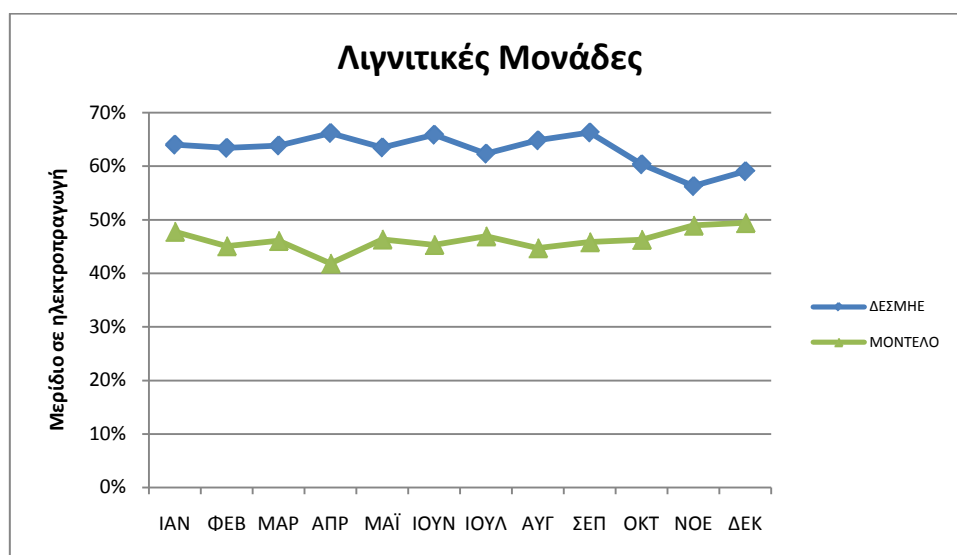
Είναι εμφανές ότι η αύξηση του ποσοστού της ελάχιστης ζήτησης που καλύπτεται υποχρεωτικά από τις λιγνιτικές μονάδες έχει σημαντική επίδραση στην απορρόφηση της αιολικής ενέργειας. Παρατηρείται ότι ο ρυθμός αύξησης του ποσοστού απόρριψης της αιολικής είναι μεγαλύτερος για τα σενάρια μικρότερης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, καθώς μεταβάλλεται από 0,3% σε 5,8% για το σενάριο 3000 MW – 500 MW, από 3,2% σε 12,8% για το σενάριο 5000 MW – 1000 MW και από 11,4% σε 23,2% στο σενάριο των 8000 MW- 2000 MW. Παρά το γεγονός αυτό, η αύξηση του ποσοστού απόρριψης στα σενάρια υψηλής διεύδυσης αποκτά βαρύνουσα σημασία καθώς προκύπτουν μεγαλύτερα ποσά αιολικής ενέργειας που παραμένουν αναξιοποίητα. Αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι στο σενάριο των 3000 MW – 500 MW προκύπτει επιπλέον απορριπτόμενη αιολική ενέργεια ίση με 427 GWh, ενώ στο σενάριο των 8000 MW- 2000 MW το αντίστοιχο ποσό είναι ίσο με 2291 GWh, καθώς το ποσοστό της ελάχιστης ζήτησης που καλύπτεται από τις λιγνιτικές μονάδες αυξάνεται από 60% σε 100%.

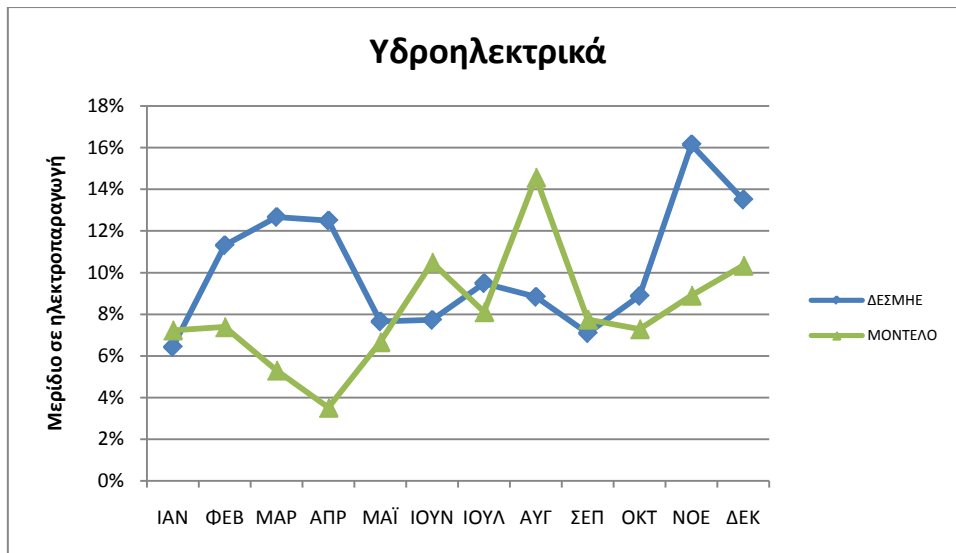
Η επισήμανση αυτή υπογραμμίζει την ανάγκη για περαιτέρω μείωση του μεριδίου των λιγνιτικών μονάδων στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής, με παράλληλη ενίσχυση της συμμετοχής των αιχμιακών μονάδων, των οποίων τα χαμηλά τεχνικά ελάχιστα όρια φόρτισης και η δυνατότητά τους να ακολουθούν τις μεταβολές του φορτίου και της αιολικής παραγωγής, περιορίζουν σημαντικά το ποσοστό της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας.

6.4 Αξιολόγηση του μοντέλου προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος

Στην παράγραφο αυτή αξιολογείται η απόκλιση του μοντέλου προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος σε σχέση με τα πραγματικά στοιχεία λειτουργίας όπως παρέχονται από τον διαχειριστή του συστήματος.

Στα επόμενα τρία διαγράμματα του Σχήματος 6.19 παρουσιάζεται το μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή, σε μηνιαία ανάλυση, για τις λιγνιτικές και τις αιχμιακές μονάδες καθώς επίσης και για τα υδροηλεκτρικά. Στο κάθε διάγραμμα εμφανίζονται δύο καμπύλες. Η πρώτη καμπύλη προκύπτει από τα πραγματικά στοιχεία του ηλεκτρικού συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ), ενώ η δεύτερη είναι το αποτέλεσμα του μοντέλου προσομοίωσης για το σενάριο των 5000- 1000 MW. Οι καμπύλες των δύο άλλων βασικών σεναρίων που εξετάστηκαν δεν κρίνεται σκόπιμο να παρουσιαστούν, αφού δεν συμβάλλουν στην εξαγωγή πρόσθετων συμπερασμάτων, αναφορικά με την συμπεριφορά του μοντέλου σε σχέση με την πραγματική λειτουργία του συστήματος.





Σχήμα 6.19: Μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή με βάση τα πραγματικά στοιχεία του συστήματος σε αντιπαραβολή με τα αποτελέσματα του μοντέλου προσομοίωσης για το σενάριο 5000 – 1000 MW.

Σύμφωνα με διαγράμματα που παρουσιάστηκαν, η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τον υπολογισμό των λιγνιτικών μονάδων που εντάσσονται στο σύστημα καθώς και των φορτίων που αυτές αναλαμβάνουν, αποδίδει αρκετά ικανοποιητικά αποτελέσματα. Στην περίπτωση των λιγνιτικών, η καμπύλη που αναφέρεται στα πραγματικά δεδομένα του συστήματος παρουσιάζει μικρές διακυμάνσεις γύρω από μία μέση τιμή, γεγονός που επισημαίνει ότι και στην πραγματικότητα οι μονάδες αυτές λειτουργούν ως βάση του φορτίου αναλαμβάνοντας την κάλυψη ενός σχετικά σταθερού μέρους της ζήτησης.

Αντίθετα, οι καμπύλες που παρουσιάζουν το μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή των υδροηλεκτρικών και των αιχμιακών μονάδων εμφανίζουν ορισμένες αποκλίσεις κατά την σύγκριση των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης και των πραγματικών στοιχείων. Συγκεκριμένα η καμπύλες που αντικατοπτρίζουν το μερίδιο των αιχμιακών μονάδων παρουσιάζουν ταύτιση κατά το μεγαλύτερο μέρος του χρόνου, επιβεβαιώνοντας την ορθότητα της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε. Εντονότερη απόκλιση εντοπίζεται μόνο κατά τους μήνες Ιανουάριο, Μάρτιο, Απρίλιο και Ιούλιο. Αντίστοιχα, αποκλίσεις εμφανίζονται στις αντίστοιχες καμπύλες των υδροηλεκτρικών, κατά τις περιόδους Φεβρουαρίου – Απριλίου, Αυγούστου και Νοεμβρίου-Δεκεμβρίου.

Η ταυτόχρονη όμως εξέταση των αντίστοιχων διαγραμμάτων των δύο τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής απαντά σε ορισμένες από τις διαφορές αυτές, καθώς παρατηρείται ότι οι καμπύλες που αναφέρονται στις ίδιες τεχνολογίες εμφανίζονται να είναι αντεστραμμένες η μία ως προς την άλλη σε ορισμένες περιόδους του έτους. Συγκεκριμένα κατά την περίοδο Φεβρουαρίου – Απριλίου η περιορισμένη παραγωγή των υδροηλεκτρικών στο σενάριο της προσομοίωσης, συγκριτικά με την πραγματική, οδηγεί σε αύξηση του φορτίου που καλούνται να παραλάβουν οι μονάδες αιχμής.

Οι έντονες αποκλίσεις μεταξύ των αποτελεσμάτων της μοντελοποίησης και των και των πραγματικών στοιχείων της παραγωγής στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών, οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην ειδική μεταχείριση των μονάδων αυτών στο μοντέλο του συστήματος

σχετικά με τις περιόδους ένταξής τους και το φορτίο που αναλαμβάνουν. Βασική αρχή της μεθοδολογίας προσομοίωσης, η οποία συμφωνεί απόλυτα με τους τεχνικούς περιορισμούς των υδροηλεκτρικών μονάδων, είναι ότι λόγω της προγραμματιζόμενης και ελεγχόμενης λειτουργίας τους, χρησιμοποιούνται κυρίως για την κάλυψη των φορτίων αιχμής κατά τις περιόδους που η παραγωγή των αιολικών και των φωτοβολταϊκών είναι περιορισμένη. Με βάση την θεώρηση αυτή και για τις ανάγκες της μεθόδου, το ετήσιο πρόγραμμα παραγωγής των υδροηλεκτρικών προκύπτει με δεδομένες τις τιμές της ζήτησης, και της παραγωγής των αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, σεβόμενο την ονομαστική ισχύ και την συνολική ετήσια παραγωγική ικανότητα των μονάδων. Προφανώς η προσέγγιση αυτή εισάγει ένα σφάλμα στο μοντέλο, καθώς θεωρεί τέλεια πρόβλεψη του φορτίου και της παραγωγής των δύο μορφών ΑΠΕ, για χρονικό ορίζοντα έτους, που ξεπερνά κατά πολύ την ακρίβεια των επιχειρησιακών μοντέλων πρόβλεψης, καθώς επίσης λαμβάνει ως δεδομένα και τα χαρακτηριστικά του ετήσιου υδρολογικού κύκλου που διαμορφώνουν το ύψος της συνολικής παραγωγής. Επίσης με τον τρόπο αυτό δεν λαμβάνονται υπόψη και δύο άλλες κρίσιμες παράμετροι που στην πραγματικότητα επιδρούν σημαντικά την υδροηλεκτρική παραγωγή. Ως πρώτη παράμετρος αναφέρεται η χωρητικότητα των ταμιευτήρων, η οποία σε ορισμένες περιπτώσεις καθιστά επιτακτική την ανάγκη χρήσης μέρους των αποθεμάτων νερού, ακόμη και σε περιόδους που δεν κρίνεται αναγκαίο από ενεργειακής σκοπιάς, ώστε να αποφευχθεί η υπερχειλίση. Η δεύτερη παράμετρος που καθορίζει μερικώς την λειτουργία των υδροηλεκτρικών και δεν συνυπολογίζεται στο παρόν μοντέλο, είναι οι επικουρικές υπηρεσίες που προσφέρουν οι μονάδες αυτές στο σύστημα, συμβάλλοντας στην διατήρηση της συχνότητας και της τάσης.

Αυτές οι αποκλίσεις στην προσέγγιση λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων σε σχέση με την πραγματικότητα, αιτιολογούν επιπρόσθετα και ορισμένες διαφορές που επισημαίνονται στις καμπύλες που συγκρίνουν τα πραγματικά μηνιαία μερίδια ηλεκτροπαραγωγής με τα αντίστοιχα αποτελέσματα του μοντέλου λειτουργίας του συστήματος. Παρατηρείται ότι στην περίπτωση του μοντέλου εμφανίζεται αυξημένη παραγωγή των υδροηλεκτρικών κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου και παρουσιάζονται οι αιχμές του φορτίου, με αποτέλεσμα η εναπομένουσα υδροηλεκτρική ενέργεια μέχρι το τέλος του έτους να είναι μειωμένη. Αντίθετα, με βάση τα πραγματικά στοιχεία λειτουργίας του συστήματος, η παραγωγή των υδροηλεκτρικών κατά την περίοδο Ιουνίου-Αυγούστου εμφανίζεται περιορισμένη και συνεπώς η υπολειπόμενη ενέργεια που μένει να καταναλωθεί μέχρι το τέλος του έτους είναι αυξημένη, δικαιολογώντας έτσι και τα υψηλά ποσοστά της συμμετοχής των υδροηλεκτρικών την περίοδο μετά το καλοκαίρι.

Τέλος, όπως επισημάνθηκε και στην περιγραφή των βασικών αρχών της μεθοδολογίας προσομοίωσης, η παρούσα ανάλυση εξετάζει μόνο τις τεχνικές παραμέτρους λειτουργίας του συστήματος και δεν λαμβάνει υπόψη τα οικονομικά στοιχεία και τις επιδράσεις που μπορεί να επιφέρουν στην συνολική λειτουργία του. Πρωταρχικός στόχος της προσέγγισης μοντελοποίησης που επιχειρείται, είναι η εξασφάλιση της ορθής λειτουργίας του συστήματος, με τεχνικούς όρους, και η ταυτόχρονη μεγιστοποίηση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας. Επομένως, σε ορισμένες περιόδους του έτους είναι πιθανό το προτεινόμενο ενεργειακό μίγμα να παρουσιάζει αποκλίσεις σε σχέση με εκείνο που θα επιλέγονταν από τον διαχειριστή στην πραγματικότητα, ώστε να εξασφαλίζεται παράλληλα και η οικονομικότητα του συστήματος, ακόμη και με πρόσθετη περικοπή αιολικής ενέργειας.

6.5 Συμπεράσματα

Το μοντέλο προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος, το οποίο περιγράφηκε και χρησιμοποιήθηκε για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων του παρόντος κεφαλαίου, παρέχει με ικανοποιητική ακρίβεια την εικόνα του συστήματος σε καταστάσεις υψηλής διείσδυσης της αιολικής ενέργειας. Οι λύσεις που παρέχονται από την εκτέλεση της μεθοδολογίας θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν ως ιδανικές, αφού κύρια επιδίωξη αποτελεί η μεγιστοποίηση της αιολικής διείσδυσης, ενώ ταυτόχρονα ορισμένες παραδοχές που λαμβάνονται αναπόφευκτα για τις ανάγκες των υπολογισμών εισάγουν αποκλίσεις από την πραγματικότητα, οι οποίες ενδεχομένως να οδηγούσαν σε μείωση της απορρόφησης της αιολικής παραγωγής σε κάποιες περιόδους.

Με βάση τα αποτελέσματα του μοντέλου λειτουργίας του συστήματος, επισημαίνεται ότι η σταδιακή αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής, γίνεται σε βάρος των λιγνιτικών και των αιχμιακών μονάδων. Ο ρόλος τους όμως κρίνεται καθοριστικός, καθώς οι πρώτες συνεχίζουν να παρέχουν το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης, ενώ οι δεύτερες εγγυώνται την αξιοπιστία και την ευστάθεια του συστήματος καλύπτοντας τις μεταβολές του φορτίου και της αιολικής παραγωγής.

Αναδεικνύεται η ικανότητα του συστήματος να λειτουργήσει απροβλημάτιστα, με μηδενική περικοπή αιολικής ενέργειας, μέχρι το επίπεδο εγκατεστημένης αιολικής ισχύος των 3000 MW. Όμως κρίνεται επιβεβλημένη η αναθεώρηση των κανόνων λειτουργίας και διαχείρισης καθώς και η μεταβολή του ενεργειακού μίγματος καθώς αυξάνεται η αιολική ισχύς, αφού στο επίπεδο των 5000 MW και 8000 MW προκύπτει αιολική περικοπή σε ποσοστό 4,3% και 12,8% αντίστοιχα.

Παράλληλα, επισημαίνεται και η ανάγκη των έργων αντλησιοταμίευσης, ιδιαίτερα στο σενάριο υψηλής αιολικής διείσδυσης των 8000 MW, όπου προκύπτει σημαντικό ποσό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. Η ένταξη τέτοιων μονάδων στο σύστημα μπορεί να αυξήσει σημαντικά το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας καθώς και να βελτιώσει την αξιοπιστία του συστήματος, παρέχοντας μεγαλύτερη δυνατότητα κάλυψης των αιχμών του φορτίου. Όπως διαπιστώθηκε, σε πρώτη προσέγγιση ο κύκλος λειτουργίας των μονάδων αντλησιοταμίευσης θα πρέπει να είναι εβδομαδιαίος, ενώ στον σχεδιασμό θα πρέπει να ληφθούν υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της καμπύλης διάρκειας καθώς και η χρονική κατανομή της περίσσειας αιολικής ενέργειας.

Συγχρόνως, διαπιστώνεται η επίδραση των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων του συστήματος στην περικοπή αιολικής ενέργειας, καθώς σε όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν το ποσοστό της περικοπής που οφείλεται σε αυτόν τον παράγοντα είναι κυρίαρχο. Παρόλα αυτά η επίδραση του ανώτατου ορίου στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, δ, αποκτά μεγαλύτερη σημασία καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών που συμμετέχουν στο σύστημα. Στο σενάριο των 3000 - 500 MW η περικοπή αιολικής ενέργειας οφείλεται αποκλειστικά στον περιορισμό των τεχνικών ελαχίστων, ενώ το ποσοστό αυτό μειώνεται σε 75% και 54% του χρόνου για τα σενάρια των 5000 - 1000 MW και 8000 - 2000 MW αντίστοιχα.

Ταυτόχρονα, σημαντικός παράγοντας για την μείωση της απόρριψης αιολικής ενέργειας από το σύστημα είναι η ελάττωση του ποσοστού της ελάχιστης ζήτησης που καλούνται υποχρεωτικά να καλύψουν οι λιγνιτικές μονάδες. Αυξημένη ανάθεση φορτίου στις λιγνιτικές μονάδες θα μπορούσε να γίνεται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου η ζήτηση είναι σε υψηλά επίπεδα και όπως επισημάνθηκε και στην κατανομή της περίσσειας αιολικής ενέργειας, η απόρριψη κατά την περίοδο αυτή είναι περιορισμένη.

Οι παρατηρήσεις αυτές μεταφράζονται σε ανάγκη για διευρυμένη συμμετοχή των «ευέλικτων» αιχμιακών μονάδων στο μελλοντικό σύστημα, ώστε να μειωθούν οι περιορισμοί των τεχνικών ελαχίστων, καθώς και την θέσπιση κανόνων διαχείρισης και η ανάπτυξη τεχνικών προδιαγραφών, ώστε να επιτευχθεί μελλοντικά διεύρυνση του ανώτατου ορίου διείσδυσης της αιολικής ενέργειας.

Τέλος, ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δοθεί κατά τον σχεδιασμό και την ανάπτυξη του ηλεκτρικού συστήματος με διευρυμένη συμμετοχή πολλών μορφών ΑΠΕ σε αυτό. Η ανάλυση ευαισθησίας που έγινε για σενάρια υψηλής διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, με παραμέτρους την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών και το όριο στιγμιαίας διείσδυσης, καταδεικνύει την σημαντική συνεισφορά που μπορεί να έχει υπό προϋποθέσεις η παράλληλη ένταξη αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων υψηλής εγκατεστημένης ισχύος στην μείωση των περικοπών της αιολικής παραγωγής και κατ'επέκταση στην αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Διαπιστώθηκε ότι η προσθήκη φωτοβολταϊκών στο σύστημα μπορεί να έχει ευεργετικές επιπτώσεις στις περιόδους έντονων μεταβολών της ζήτησης, υπό την προϋπόθεση να υιοθετηθούν τεχνικές που να επιτρέπουν την διεύρυνση του ορίου στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής ενέργειας.

Κεφάλαιο 7

**Συνολικά συμπεράσματα και προτάσεις για
μελλοντική έρευνα**

Κεφάλαιο 7. Συνολικά συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική έρευνα

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται μια σύνοψη των κυριότερων συμπερασμάτων που προέκυψαν από κατά την ανάλυση των θεμάτων που εξετάστηκαν στα επιμέρους κεφάλαια της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Επίσης, προτείνονται ορισμένα θέματα για μελλοντική έρευνα στον τομέα της μεγάλης διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα, τα οποία, χρησιμοποιώντας ως βάση εκκίνησης τις μεθόδους και τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στην εργασία αυτή, θα μπορούσαν να προχωρήσουν σε μια βαθύτερη ανάλυση των ζητημάτων αυτών.

7.1 Συνολικά Συμπεράσματα

Σημαντικό στοιχείο που ανέκυψε από την εργασία αυτή είναι η σημασία της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών εγκαταστάσεων, η οποία αποδεικνύεται ότι επηρεάζει την αποδοτική ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Η χρήση βέλτιστων σεναρίων χωροθέτησης οδηγεί στην αύξηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος των αιολικών πάρκων και επομένως σε ταυτόχρονη μείωση του μεριδίου συμμετοχής των συμβατικών μονάδων στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, με πολλαπλά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Παράλληλα, συμβάλλει στην αύξηση της απορρόφησης της αιολικής παραγωγής.

Η ανάλυση των ανεμολογικών δεδομένων για τον ελληνικό γεωγραφικό χώρο, κατέδειξε ότι οι περιοχές με σημαντικό αιολικό δυναμικό εντοπίζονται κυρίως στην περιοχή του Αιγαίου και στις ανατολικές περιοχές της ηπειρωτικής χώρας. Επίσης, εμφανίζονται τρεις κύριες περιοχές υψηλής συσχέτισης του ανέμου, η περιοχή του Αιγαίου στο μεγαλύτερο εύρος της και οι περιοχές της δυτικής και κεντρικής Ελλάδας.

Η εξέταση σεναρίων με υψηλές τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος οδήγησε σε βέλτιστες λύσεις χωροθέτησης, οι οποίες χαρακτηρίζονταν από ευρεία γεωγραφική διασπορά, λόγω της μορφής της κατανομής του ανέμου και της ικανότητας απορρόφησης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από το σύστημα. Σημαντικό συμπέρασμα που προκύπτει από την μελέτη των βέλτιστων λύσεων είναι ότι η αύξηση του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας απαιτεί συχνά και την αξιοποίηση περιοχών με χαμηλότερο αιολικό δυναμικό. Συνεπώς, η υπερσυγκέντρωση αιολικών εγκαταστάσεων σε περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού δεν αποτελεί πάντοτε την βέλτιστη λύση.

Επιπρόσθετα, η μελέτη διαφόρων τύπων ηλεκτρικών συστημάτων σε καταστάσεις συμμετοχής περισσότερων από μια τεχνολογία ΑΠΕ επισημαίνει την σημασία της διαφοροποίησης του μίγματος ηλεκτροπαραγωγής ανάμεσα σε διαφορετικές τεχνολογίες. Αποδεικνύεται ότι η ευστάθεια και η αξιοπιστία ενός ηλεκτρικού συστήματος βελτιώνεται σημαντικά με την εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ, οι οποίες μπορούν να αντικαταστήσουν με επάρκεια μεγάλο ποσοστό των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Ταυτόχρονα, η συμμετοχή πολλών διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή διασφαλίζει την αδιάλειπτη παροχή ισχύος, περιορίζοντας τα φαινόμενα αστάθειας που μπορεί να προκύψουν λόγω της εγγενούς στοχαστικότητας αυτών των μορφών ενέργειας.

Παράλληλα, επισημαίνεται η ανάγκη λεπτομερούς μελέτης του εκάστοτε ηλεκτρικού συστήματος, ώστε να προσδιορίζεται με σαφήνεια η βέλτιστη αναλογία των διαφορετικών τεχνολογιών που θα συμμετέχουν στο μελλοντικό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του εκάστοτε συστήματος.

Παρά την αδιαμφισβήτητη σημασία διαφοροποίησης των μέσων παραγωγής ενέργειας, η σύγκριση των τεχνολογιών της αιολικής ενέργειας και των φωτοβολταϊκών συστημάτων αναδεικνύει την προτεραιότητα που πρέπει να δοθεί στην ανάπτυξη της πρώτης, καθώς η συνεισφορά της, παρότι εμπεριέχει χαρακτηριστικά στοχαστικότητας, δεν περιορίζεται χρονικά σε συγκεκριμένες περιόδους του 24ώρου.

Η χρήση του μοντέλου προσομοίωσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος παρέχει λύσεις με ικανοποιητική ακρίβεια, οι οποίες χαρακτηρίζονται ως ιδανικές ως προς το μέγεθος της αιολικής απορρόφησης, λόγω της κύριας φιλοσοφίας της μεθοδολογίας, που αποσκοπούσε στην μεγιστοποίηση διείσδυσης της αιολικής ενέργειας και ορισμένων επιβεβλημένων παραδοχών που εισάγονται για τις ανάγκες των υπολογισμών.

Με βάση τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, προκύπτει σταδιακή αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής σε βάρος των λιγνιτικών και αιχμιακών μονάδων του συστήματος. Παρά ταύτα, επισημαίνεται η χρησιμότητα των μονάδων αυτών για την κάλυψη της «βάσης» του φορτίου και την διασφάλιση της ευστάθειας και της αξιοπιστίας του συστήματος σε περιόδους έντονων μεταβολών της ζήτησης και της αιολικής παραγωγής.

Συγχρόνως, τα υψηλά ποσοστά περικοπής αιολικής ενέργειας στα σενάρια μεγάλης αιολικής διείσδυσης υπογραμμίζουν την ανάγκη για έργα αντλησιοταμίευσης, τα οποία μπορούν να αυξήσουν το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας και να βελτιώσουν την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος, ειδικά σε περιόδους αιχμών. Διαπιστώθηκε επίσης, ότι ο κύκλος λειτουργίας των μονάδων αυτών θα πρέπει να είναι εβδομαδιαίος, ενώ στον σχεδιασμό θα πρέπει να ληφθούν υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της καμπύλης διάρκειας καθώς και η χρονική κατανομή της περίσσειας αιολικής ενέργειας.

Από την ανάλυση των αιτιών που οδηγούν σε περικοπή αιολικής ισχύος, διαπιστώνεται ο καθοριστικός ρόλος των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων του συστήματος, αλλά και η αυξημένη επίδραση του ορίου ανώτατης στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, δ, σε συνάρτηση με την αυξανόμενη εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών. Ταυτόχρονα, ιδιαίτερη προσοχή θα πρέπει να δοθεί κατά τον σχεδιασμό του μελλοντικού ηλεκτρικού συστήματος στην εφαρμογή τεχνικών που θα επιτρέπουν την μείωση του ποσοστού της ελάχιστης ζήτησης που καλούνται υποχρεωτικά να καλύψουν οι λιγνιτικές μονάδες. Η εξασθένηση του περιορισμού αυτού μπορεί να προκύψει με διευρυμένη συμμετοχή «ευέλικτων» αιχμιακών μονάδων στο σύστημα και με χρήση των λιγνιτικών μονάδων σε περιόδους υψηλών αιχμών, όπως οι καλοκαιρινοί μήνες, όπου η ζήτηση είναι σε υψηλά επίπεδα και η περίσσεια αιολική ισχύς είναι ήδη περιορισμένη.

Τέλος, μέσω της μεθοδολογίας προσομοίωσης που ακολουθήθηκε, επιβεβαιώνεται για μία ακόμη φορά, η σημασία της διευρυμένης συμμετοχής πολλών μορφών ΑΠΕ στο ηλεκτρικό

σύστημα. Η ανάλυση ευαισθησίας που έγινε για τα σενάρια υψηλής αιολικής διείδυσης, με παραμέτρους την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών και το όριο στιγμιαίας διείδυσης, κατέδειξε την σημαντική συνεισφορά που μπορεί να έχει υπό προϋποθέσεις η ταυτόχρονη συμμετοχή των δύο αυτών τεχνολογιών στην ηλεκτροπαραγωγή, σε σχέση με την μείωση του μεγέθους της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. Διαπιστώθηκε ότι η προσθήκη φωτοβολταϊκών στο σύστημα μπορεί να βελτιώσει την ικανότητα του για απορρόφηση μεγάλης αιολικής παραγωγής, αρκεί να χρησιμοποιηθούν παράλληλα τεχνικές διαχείρισης που θα επιτρέπουν την αύξηση του ορίου στιγμιαίας διείδυσης.

7.2 Προτάσεις για μελλοντική έρευνα

Οι μεθοδολογίες που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία απέδωσαν αξιόπιστα και σημαντικά συμπεράσματα για τον σχεδιασμό της μεγάλης διείδυσης αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Παρόλα αυτά μπορεί να υπάρξει συνεχής βελτίωση και εμπλουτισμός των μεθόδων αυτών, ώστε να λαμβάνονται υπόψη περισσότεροι παράγοντες που επηρεάζουν την λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος. Επίσης, μπορεί να γίνει χρήση των μεθόδων αυτών και για την εξέταση σεναρίων με διαφορετικά δεδομένα εισόδου, ώστε να εξαχθούν αποτελέσματα για την επίδραση της προσθήκης και άλλων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής, ΑΠΕ ή συμβατικών, στο ενεργειακό μίγμα της χώρας.

Η μέθοδος βελτιστοποίησης με χρήση των εξελικτικών αλγορίθμων για τον προσδιορισμό της βέλτιστης χωροθέτησης των αιολικών εγκαταστάσεων, θα μπορούσε να αποδώσει χρήσιμα αποτελέσματα και στην περίπτωση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, με την προσθήκη του βάθους των θαλάσσιων περιοχών, ως μια ακόμη παράμετρο σχεδιασμού.

Επίσης, η ανάλυση που έγινε ως προς τον συντελεστή εγγυημένης ισχύος σε διαφορετικά ηλεκτρικά συστήματα, ώστε να διαπιστωθεί η σημασία της συμμετοχής πολλών μορφών ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, μπορεί να επαναληφθεί με μεγαλύτερο εύρος εξεταζόμενων τεχνολογιών ΑΠΕ (π.χ. ηλιακά θερμικά, κυματική ενέργεια, βιομάζα κ.α.) σε διάφορα συστήματα. Η διεξαγωγή μίας τέτοιας διευρυμένης ανάλυσης θα ήταν ιδιαίτερα χρήσιμη για τον προσδιορισμό του βέλτιστου μίγματος τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και ανάδειξης των συγκριτικών πλεονεκτημάτων της κάθε τεχνολογίας σε συνάρτηση με τα χαρακτηριστικά του εκάστοτε συστήματος. Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στην παρούσα εργασία, μπορεί να συνδυαστεί και με μεθόδους βελτιστοποίησης ώστε να εξαχθούν ασφαλέστερα συμπεράσματα.

Τέλος, σε ότι αφορά το σκέλος της μοντελοποίησης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος εξαιρετικά ενδιαφέρουσα θα ήταν η ενσωμάτωση στο υπάρχον μοντέλο προσομοίωσης, υπολογιστικών εργαλείων τα οποία θα εισήγαγαν και οικονομικές παραμέτρους της λειτουργίας του συστήματος, ώστε να αποδίδεται μια πληρέστερη εικόνα της συμπεριφοράς του σε μελλοντικές καταστάσεις. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί παράλληλα με το υπάρχον μοντέλο και μια μέθοδος βέλτιστης ανάθεσης φορτίου σε συμβατικές μονάδες, ώστε να εξασφαλίζεται, εκτός από την τεχνική λειτουργικότητα, και η οικονομικότητα του συστήματος στα τελικά αποτελέσματα.

Παράρτημα Α

Επιχειρησιακά μοντέλα πρόβλεψης αιολικής ενέργειας

Παράρτημα Α. Επιχειρησιακά μοντέλα πρόβλεψης αιολικής ενέργειας

A1. Γενικά στοιχεία

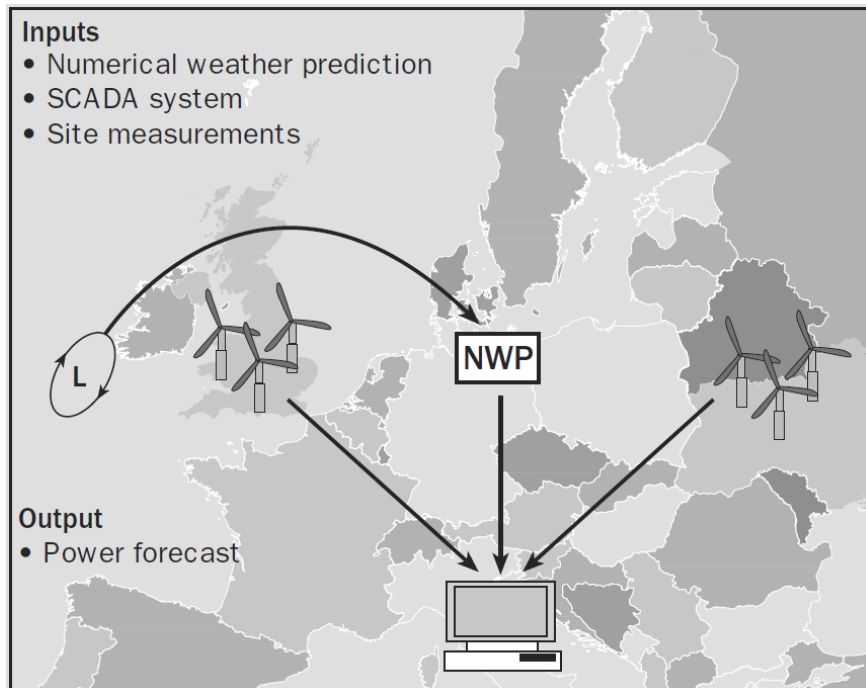
Μέχρι σήμερα η αξία των επιχειρησιακών μοντέλων πρόβλεψης της αιολικής ενέργειας περιοριζόνταν στον προσδιορισμό της συνολικής ενεργειακής παραγωγής των αιολικών εγκαταστάσεων, και κατ' επέκταση των εισροών του επενδυτή, αφού ο διαχειριστής του συστήματος υποχρεούνταν να αγοράζει όλη την παραγόμενη ενέργεια. Όμως, καθώς αυξάνεται σταδιακά η διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο συνολικό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής, οι μεταβολές της αιολικής παραγωγής θα γίνονται ολοένα πιο ορατές στην λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος. Επομένως, η διατήρηση της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης, απαιτεί την πρόβλεψη και την αποτελεσματική διαχείριση των μεταβολών αυτών από τον διαχειριστή του συστήματος. Το ποσοστό διείσδυσης της αιολικής ενέργειας που επιβάλλει την χρήση μοντέλων πρόβλεψης δεν είναι ίδιο για όλα τα ηλεκτρικά συστήματα, όμως η διεθνή εμπειρία καταγράφει ως γενικό όριο της τιμής αυτής το 5-10% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος [EWEA, 2009].

Καθώς αυξάνεται η συμμετοχή της αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα, καθίστανται αναγκαίο η λειτουργία των αιολικών εγκαταστάσεων να προσομοιάζει εκείνη των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας. Για τον λόγο αυτό κρίνεται επιβεβλημένη η αξιόπιστη πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής σε βραχυπρόθεσμο και μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα (μία ώρα έως επτά ημέρες). Ήδη σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες, οι οποίες απολαμβάνουν υψηλή αιολική διείσδυση, όπως η Ισπανία, η Γερμανία και η Δανία, οι διαχειριστές του συστήματος καθώς και οι επενδυτές κάνουν εκτεταμένη χρήση μοντέλων πρόβλεψης. Τα αποτελέσματα των μοντέλων αυτών χρησιμοποιούνται για τον βέλτιστο προγραμματισμό των συμβατικών μονάδων στο σύστημα, ώστε να περιορίζεται η απόρριψη αιολικής ενέργειας, για την πρόβλεψη των τιμών πώλησης της παραγόμενης ενέργειας (σε πλήρως απελευθερωμένες αγορές ενέργειας π.χ. Ηνωμένο Βασίλειο) καθώς και για τον προγραμματισμό των εργασιών συντήρησης σε περιόδους άπνοιας.

Ως αποτέλεσμα της στρατηγικής σημασίας της πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής για την ευσταθή και αξιόπιστη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, σημαντικό μέρος της έρευνας έχει εστιαστεί στον τομέα αυτό τα τελευταία χρόνια. Παρότι υπάρχει πλήθος διαφορετικών τεχνικών και προσεγγίσεων που χρησιμοποιούνται στον τομέα αυτό, υπάρχουν ορισμένα βασικά χαρακτηριστικά που είναι κοινά σε όλες τις μεθόδους. Είναι λοιπόν δυνατό να γίνει μια γενική περιγραφή των βασικότερων τεχνικών που χρησιμοποιούνται σήμερα. Οι τεχνικές αυτές συνδυάζουν δεδομένα μετεωρολογικών προβλέψεων με πραγματικά στοιχεία της αιολικής παραγωγής που προκύπτουν από αντίστοιχες εγκαταστάσεις. Αποτέλεσμα της κατάλληλης επεξεργασίας των δεδομένων αυτών είναι η πρόβλεψη της μελλοντικής αιολικής παραγωγής. Η σχηματική αναπαράσταση του μηχανισμού αυτού παρουσιάζεται στο Σχήμα Α.1.

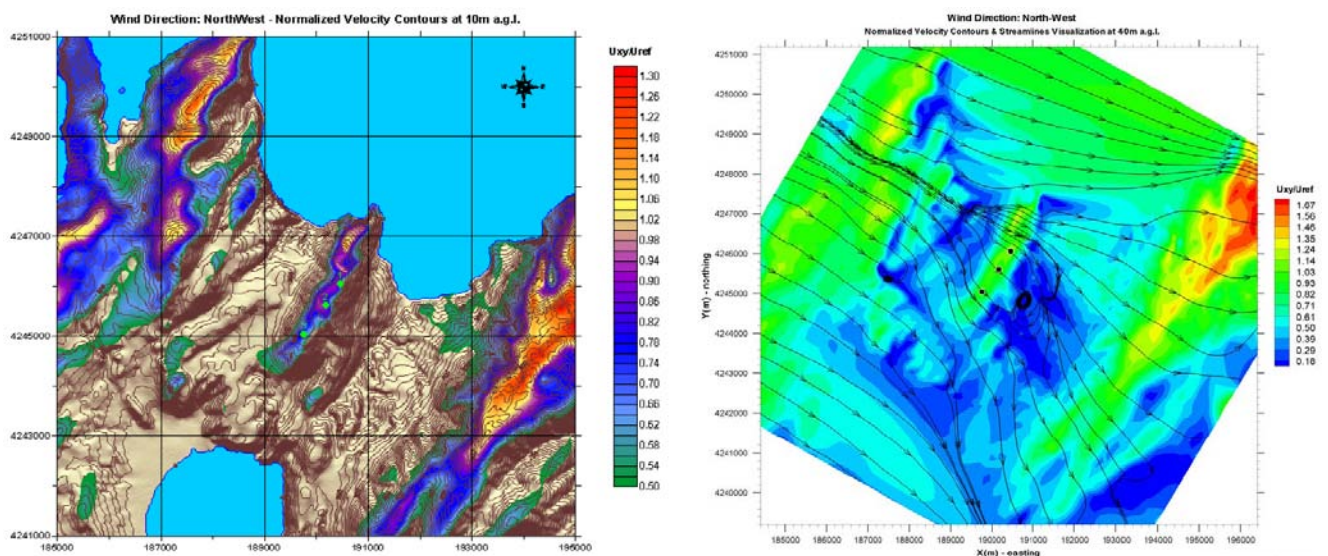
Τα μετεωρολογικά πρότυπα (*NWP – numerical weather prediction*) που χρησιμοποιούνται από τα ινστιτούτα διάφορων χωρών λειτουργούν συνήθως σε παγκόσμια κλίμακα, με

αποτέλεσμα η ανάλυση τους να είναι εξαιρετικά χαμηλή για τις ανάγκες πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής.



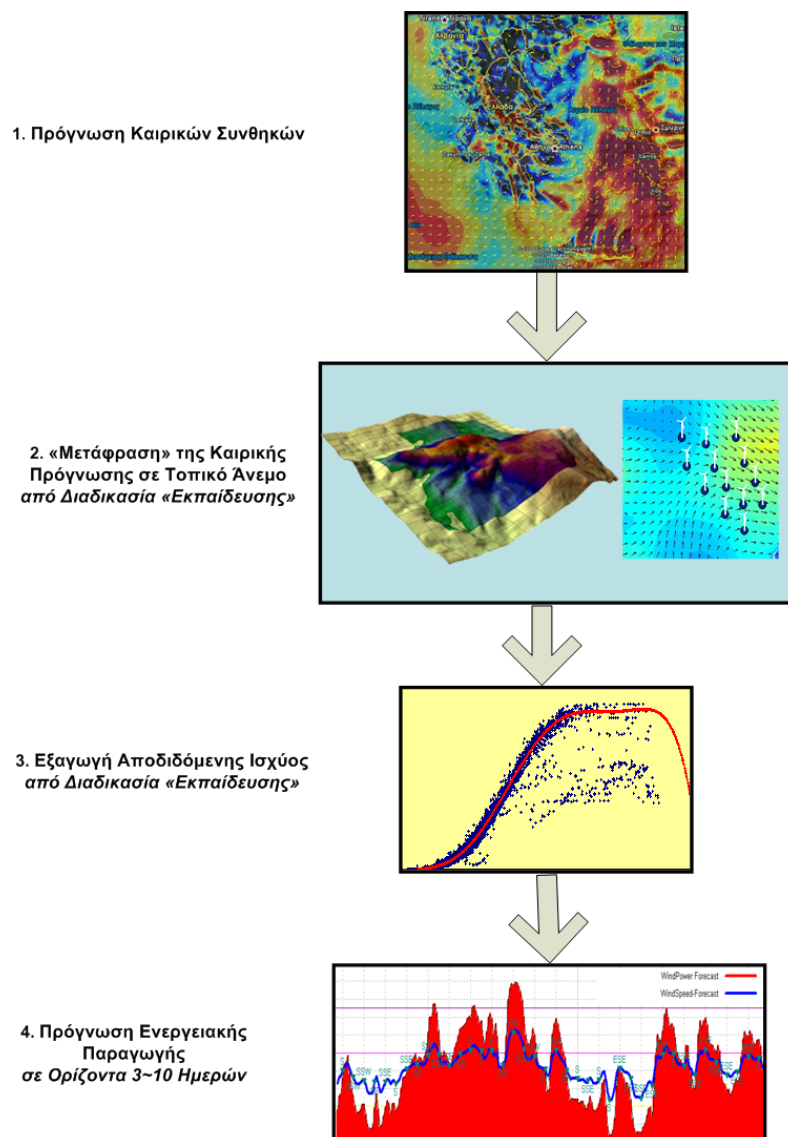
Σχήμα Α.1: Σχηματική αναπαράσταση λειτουργίας μοντέλων πρόβλεψης αιολικής παραγωγής [Πηγή: Garrad Hassan]

Για την βελτίωση της ακρίβειας των δεδομένων που προκύπτουν από τα μοντέλα NWP, ώστε να παρέχουν αξιόπιστη πληροφορία για τις συγκεκριμένες θέσεις των αιολικών εγκαταστάσεων χρησιμοποιούνται εξειδικευμένες μέθοδοι. Οι τεχνικές αυτές εισάγουν στο αρχικό μοντέλο πληροφορίες σχετικές με την τοπογραφία της θέσης εγκατάστασης καθώς επίσης προσπαθούν να αναπαραστήσουν με ακρίβεια τα τοπικά θερμικά που επηρεάζουν τα χαρακτηριστικά του ανέμου κυρίως κατά τις βραδινές ώρες.



Σχήμα Α.2: Αναπαράσταση γραμμών ροής και μεταβολή της διεύθυνσης του ανέμου σε σύνθετη τοπογραφία [Πηγή: InFlow,2010]

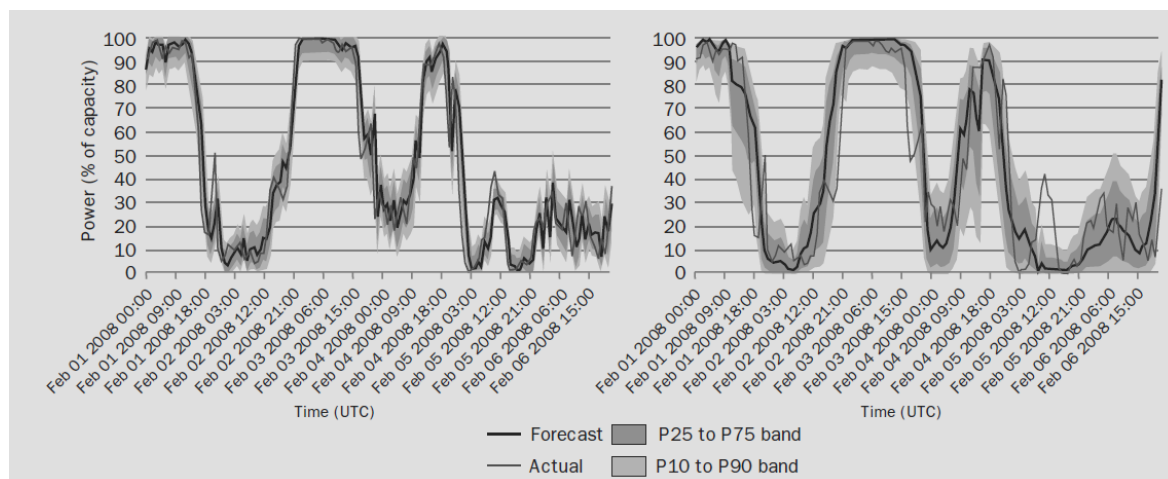
Η εξαγωγή προβλέψεων αιολικής παραγωγής είναι μια διαδικασία που αποτελείται από δύο κυρίως βήματα. Αρχικά, γίνεται πρόβλεψη των καιρικών συνθηκών στην ευρύτερη περιοχή ενδιαφέροντος. Στην συνέχεια οι πληροφορίες αυτές «μεταφράζονται» σε τοπικό άνεμο και τροφοδοτούν ένα μοντέλο πρόβλεψης παραγωγής, το οποίο βασίζεται στην καμπύλη ισχύος του κατασκευαστή αλλά και σε στατιστικά στοιχεία τα οποία προκύπτουν από την λειτουργία της ίδιας της εγκατάστασης (διαδικασία εκπαίδευσης), ώστε να διασφαλίζεται η μεγαλύτερη δυνατή αξιοπιστία των τελικών αποτελεσμάτων. Η γενική μεθοδολογία των επιχειρησιακών μοντέλων πρόβλεψης αιολικής ενέργειας παρουσιάζεται στο Σχήμα Α.3.



Σχήμα Α.3: Γενική μεθοδολογία επιχειρησιακών μοντέλων πρόβλεψης αιολικής ενέργειας [Πηγή: InFlow,2010]

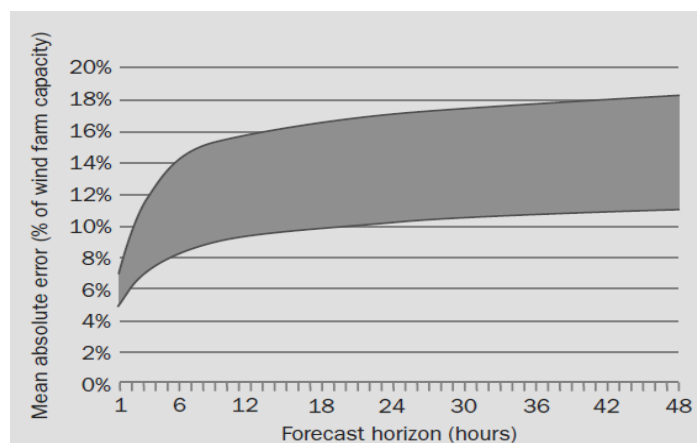
A2. Παράδειγμα πρόβλεψης χρονοσειρών αιολικής παραγωγής

Ένα παράδειγμα χρονοσειρών αιολικής παραγωγής που προκύπτουν από ένα μοντέλο πρόβλεψης, για δύο διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες, φαίνεται στο Σχήμα A.3. Παρατηρείται ότι η πρόβλεψη παρουσιάζει μικρή απόκλιση από την πραγματική αιολική παραγωγή και στις δύο περιπτώσεις (T+1, χρονικός ορίζοντας 1 ώρας, T+12, χρονικός ορίζοντας 12 ωρών). Στο Σχήμα A.3. παρουσιάζονται επίσης και οι κατανομές σφάλματος 'P10', 'P25', 'P75' και 'P90', όπου ο κάθε αριθμός αντιστοιχεί στο διάστημα εμπιστοσύνης.



Σχήμα A.3: Χρονοσειρές παραγωγής αιολικής ενεργείας που προκύπτουν από μοντέλο πρόβλεψης και οι αντίστοιχες καμπύλες σφάλματος [Πηγή: Garrad Hassan]

Από την τεχνικής πλευράς τα αποτελέσματα της πρόβλεψης εμφανίζονται πολύ ικανοποιητικά, αφού είναι σαφές ότι ακολουθούν με την μορφή των πραγματικών δεδομένων με αρκετά υψηλή ακρίβεια. Όμως, από την πλευρά της αγοράς το αποτέλεσμα αυτό δεν κρίνεται αντίστοιχα επιτυχές. Για παράδειγμα, κατά την 1^η Φεβρουαρίου η μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής ήταν πολύ μεγαλύτερη από ότι στις αντίστοιχες προβλέψεις. Έτσι για την εξυπηρέτηση των αναγκών ενός επενδυτή που συμμετέχει σε μια αγορά ενέργειας όπου οι τιμές καθορίζονται σε ωριαία ανάλυση, τα αποτελέσματα αυτά είναι περιορισμένης αξίας. Τέλος στο Σχήμα A.4 παρουσιάζεται το τυπικό διάστημα εμπιστοσύνης των μοντέλων πρόβλεψης που χρησιμοποιούνται σήμερα.

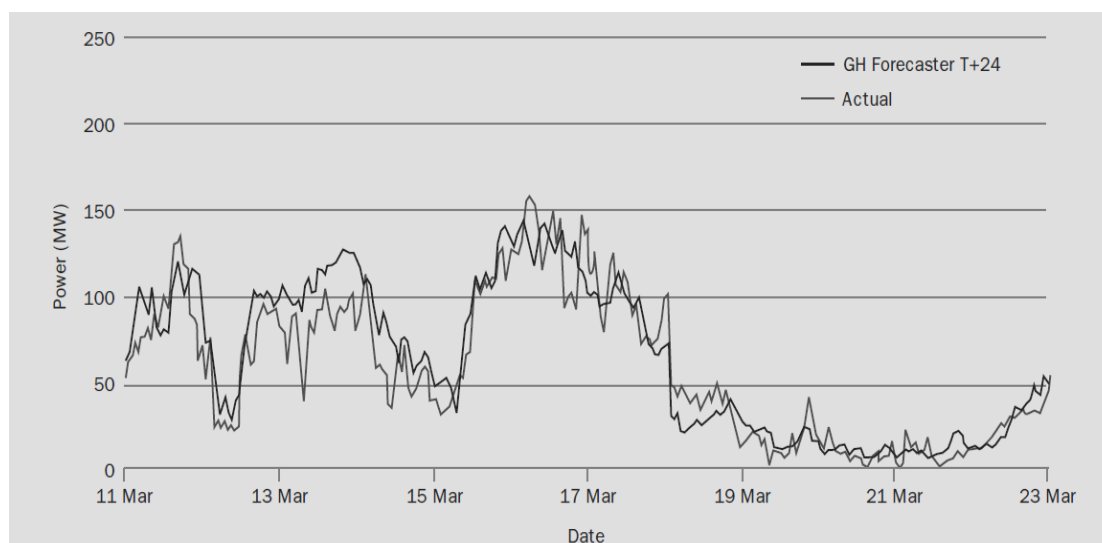


Σχήμα A.4: Τυπικό διάστημα εμπιστοσύνης μοντέλων πρόβλεψης [Πηγή: Garrad Hassan]

A3. Επίδραση της διασποράς των αιολικών εγκαταστάσεων στην πρόβλεψη αιολικής παραγωγής

Όσο αυξάνεται η γεωγραφική διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων που είναι ενταγμένες σε ένα ηλεκτρικό σύστημα, τόσο μειώνεται η συσχέτιση του ανέμου που πνέει στις περιοχές αυτές. Η ομαδοποίηση διαφορετικών αιολικών πάρκων και επίδραση αυτού στον συντελεστή εγγυημένης ισχύος του συστήματος καθώς και στα αποτελέσματα της πρόβλεψης, έχει μελετηθεί από πολλούς ερευνητές και φαίνεται ότι αποδίδει αξιόλογα αποτελέσματα.

Στο Σχήμα A.5 παρουσιάζονται δύο χρονοσειρές αιολικής παραγωγής (πρόβλεψη και πραγματικά στοιχεία), που προκύπτουν από την ομαδοποίηση επτά αιολικών πάρκων με μεγάλη γεωγραφική διασπορά. Είναι εμφανές ότι η απόκλιση των δύο χρονοσειρών είναι μικρότερη από εκείνη που παρουσιάστηκε στο Σχήμα A.3 για ένα αιολικό πάρκο, παρότι στην περίπτωση αυτή η πρόβλεψη αναφέρεται σε περίοδο 24ώρου. Υπολογίζεται ότι το σφάλμα της πρόβλεψης για το ένα αιολικό πάρκο είναι μεγαλύτερο κατά 3-5%, από το αντίστοιχο που προκύπτει στην περίπτωση που γίνεται ομαδοποίηση των αιολικών εγκαταστάσεων. Εάν η γεωγραφική διασπορά αυξηθεί περαιτέρω, π.χ. να περιλαμβάνει αιολικά πάρκα σε γειτονικές χώρες, τότε το μέσο σφάλμα της πρόβλεψης είναι περίπου 5-7% για το χρονικό «παράθυρο» των επόμενων 24 έως 48 ωρών.



Σχήμα A.5: Χρονοσειρές πρόβλεψης (T+24) και πραγματικής παραγωγής για επτά αιολικά πάρκα με ευρεία γεωγραφική διασπορά [Πηγή: Garrad Hassan]

Βιβλιογραφία

1. Μπεργελές Γ. : «Ανεμοκινητήρες», Νέα Βελτιωμένη Έκδοση, Εκδόσεις Συμειών, 2005
2. Ζερβός Αρθούρος : «Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας», Εκδόσεις ΕΜΠ, 2009
3. Ζερβός Αρθούρος : «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εκδόσεις ΕΜΠ, 2008
4. Κάραλης Γ., Δεληκαράογλου Σ., Ράδος Κ., Ζερβός Α., (2010) “Αποδοτική ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στο ελληνικό σύστημα με χρήση γενετικών αλγορίθμων”, 4^ο Εθνικό Συνέδριο, Η εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας προς ένα φιλόδοξο και αξιόπιστο πρόγραμμα δράσης
5. Caralis G., Delikaraoglou S., Rados K., Zervos A., (2010) “Towards optimum macro-sitting of wind farms in the Greek power supply system using Generalized Evolutionary Algorithms”, EWEC 2010, Marseille
6. Ομιλία Ζερβού Α. (2010), 4^ο Εθνικό Συνέδριο, Η εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας προς ένα φιλόδοξο και αξιόπιστο πρόγραμμα δράσης
7. EWEA, “Large scale integration of wind energy in the European power supply: Analysis, issues and recommendations”, December 2005.
8. EWEA, “Wind Energy – The Facts”, March 2009
9. EWEA, “Pure Power”, December 2009
10. EWEA, “Wind Energy Factsheets”, April 2010
11. EWEA, “Wind Energy and electricity prices”, April 2010
12. GWEC, “Tables and Statistics”, 2009
13. UKERC, “The Costs and Impacts of intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network”, March 2006
14. LSE, “Stern Review on the Economics of Climate Change”, October 2006
15. Ackermann T., “Wind Power in Power Systems”, 2005.
16. Κάραλης Γ., Περιβολάρης Γ., Ράδος Κ., Ζερβός Α. (2007) «Η Επίδραση της Γεωγραφικής Διασποράς στην Παροχή Εγγυημένης Αιολικής Ισχύος στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής» Περιοδικό Ανεμολόγια, Τεύχος 44 & 45, ΕΛΕΤΑΕΝ, 2007.
17. Κοτσώνης Θοδωρής, «Η εγγυημένη ισχύς των αιολικών πάρκων», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Διπλωματική Εργασία, Φεβρουάριος 2008
18. Κάραλης Γ., Ράδος Κ., Ζερβός Α. (2008) «Η Επίδραση της γεωγραφικής διασποράς στην απορρόφηση της αιολικής ισχύος στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής» Περιοδικό Ανεμολόγια, Τεύχος 50 & 51, ΕΛΕΤΑΕΝ, 2008.
19. Κάραλης Γ., «Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειυτήρων», Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ, Μάρτιος 2008
20. G.Caralis, Y.Perivolaris, K.Rados, A.Zervos, (2008) “On the Effect of Spatial Dispersion of Wind Power Plants on the Wind Energy Capacity Credit in Greece”, Environmental Research Letters, Volume 3, 015003 (13pp), January-March 2008.
21. H.Holttinen (2005), “Optimal electricity market for wind power”, Energy Policy, Vol.33, No.16. November 2005, pp. 2052-2063.

22. H. Holttinen, M. Milligan (2008), "Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power", *Wind Engineering*, Vol. 32,
23. Περιβολάρης Ι. Ράδος Κ. «Επιχειρησιακή πρόγνωση αιολικής παραγωγής αιολικών πάρκων», (2010), 4^ο Εθνικό Συνέδριο, Η εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας προς ένα φιλόδοξο και αξιόπιστο πρόγραμμα δράσης
24. Βουμβουλάκης Μ., Ασημακοπούλου Γ., «Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ: Η περίπτωση της Ελλάδας», (2010), 4^ο Εθνικό Συνέδριο, Η εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας προς ένα φιλόδοξο και αξιόπιστο πρόγραμμα δράσης
25. Söder L. (1992), "Reserve Margin Planning in a Wind-Hydro-Thermal Power System", 92WM 168-5 PWRS, presented at IEEE/PES Winter Meeting, New York, 26-30 January 1992; published in *IEEE Transactions on Power Systems* 8(2) 564-571.
26. Rosas P. (2003), "Dynamic influences of wind power on the power system", PhD thesis, Ørsted Institute and Technical University of Denmark, March 2003.
27. Hannele Holttinen (2004), "The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system", VTT Technical Research Centre of Finland.
28. "Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας", Σχέδιο ΚΥΑ, Φεβρουάριος 2007.
29. "Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια", ΥΠΕΚΑ.
30. "ΜΑΣΜ 2006-2010: Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς, Περίοδος 2006-2010", ΔΕΣΜΗΕ, Ιαν 2006.
31. "ΜΑΣΜ 2010-2014: Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς, Περίοδος 2010-2014"(Draft), ΔΕΣΜΗΕ, 2010.
32. "Συνοπτικά Πληροφοριακά Δελτία για τις ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ", ΔΕΜΣΗΕ, Ιαν 2006-Δεκ 2009.
33. "Μηνιαία Δελτία Ισοζυγίου Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα", ΔΕΣΜΗΕ, Ιαν 2006-Δεκ 2009
34. "Χάρτες Αιολικού Δυναμικού", ΚΑΠΕ
35. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>
36. "Energize renewable", Garrad Hassan, January 2008