



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΑΤΡΩΝ

ΣΧΟΛΗ ΘΕΤΙΚΩΝ ΕΠΙΣΤΗΜΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΦΥΣΙΚΗΣ

ΤΟΜΕΑΣ ΕΦΑΡΜΟΣΜΕΝΗΣ ΦΥΣΙΚΗΣ



ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΦΥΣΙΚΗΣ ΤΗΣ ΑΤΜΟΣΦΑΙΡΑΣ

**Πρόγνωση Παραγωγής Αιολικής Ενέργειας - Επίδραση της
Τοπογραφίας και των Ακραίων Καιρικών Φαινομένων**

Διδακτορική Διατριβή του

Κολοκυθά Κωνσταντίνου

Τριμελής Συμβουλευτική Επιτροπή

Αθανάσιος Α. Αργυρίου, Καθηγητής Πανεπιστημίου Πατρών (Επιβλέπων)

Ανδρέας Καζαντζίδης, Καθηγητής Πανεπιστημίου Πατρών

Ιωάννης Κιουτσιούκης, Αναπληρωτής Καθηγητής Πανεπιστημίου Πατρών

ΠΑΤΡΑ, 2021

Στις δύο καρδιές της ζωής μου

Κατερίνα και Βασίλη

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα εργασία κλείνει έναν κύκλο ακαδημαϊκής εκπαίδευσης που ξεκίνησε την περίοδο 1991-92 με τη φοίτησή μου στη Σχολή Ικάρων, στο τμήμα Μετεωρολόγων, συνεχίστηκε τη διετία 2008-2010 με την παρακολούθηση και περάτωση του διατμηματικού Προγράμματος Μεταπτυχιακών Σπουδών στις «Περιβαλλοντικές Επιστήμες», της Σχολής Θετικών Επιστημών, του Πανεπιστημίου Πατρών και ολοκληρώθηκε με την εκπόνηση της διδακτορικής διατριβής μετά από πάροδο επτά και πλέον ετών, έχοντας ως βασικό αντικείμενο την αιολική ενέργεια.

Ωστόσο η τελευταία αυτή περίοδος, που ήταν ιδιαίτερως σημαντική και απαιτητική, δεν θα είχε την επιθυμητή έκβαση χωρίς την παρουσία και συμβολή του επιβλέποντος της εργασίας και καθηγητή του τμήματος Φυσικής του Πανεπιστημίου Πατρών, κ. Αθανασίου Αργυρίου. Στα χρόνια που τον γνωρίζω, αποτελεί για μένα έναν φάρο που φώτισε το μακρύ αυτό δρόμο, καθώς με ενέπνευσε σε μεγάλο βαθμό στο ξεκίνημα, με ενθάρρυνε κατά τη διάρκεια και μου έδωσε στο τέλος την απαραίτητη ώθηση για την ολοκλήρωση της διδακτορικής αυτής διατριβής, μέσα από την κατάλληλη καθοδήγηση, τις συμβουλές, την επιμονή και τη μεγάλη υπομονή, την αξιοθαύμαστη ηρεμία και την αμέριστη συμπαράστασή του. Τον ευχαριστώ θερμά για καθετί ξεχωριστά και όλα μαζί που μου πρόσφερε απλόχερα, ευχόμενος να είναι γερός και δυνατός και να συνεχίζει να εμπνέει και να καθοδηγεί με τις γνώσεις, το ήθος και φυσικά το παράδειγμά του.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τον καθηγητή και διευθυντή του εργαστηρίου Φυσικής της Ατμόσφαιρας, του τμήματος Φυσικής του Πανεπιστημίου Πατρών, κ. Ανδρέα Καζαντζίδη για τη άψογη συνεργασία, τις παραινήσεις και τα εποικοδομητικά του σχόλια κατά τη διάρκεια της διατριβής. Ευχαριστώ επίσης τον αναπληρωτή καθηγητή του τμήματος Φυσική του Πανεπιστημίου Πατρών, κ. Ιωάννη Κιουτσούκη καθώς και τον κ. Βασίλη Σαλαμαλίκη, μεταδιδακτορικό ερευνητή του εργαστηρίου Φυσικής της ατμόσφαιρας του τμήματος Φυσικής του Πανεπιστημίου Πατρών, για τη βοήθεια που μου παρείχαν αλλά και τις χρήσιμες συμβουλές τους.

Θα ήταν παράλειψή μου αν δεν ευχαριστούσα την εταιρεία TERNA ENERGY S.A. για την συνεργασία σε όλα τα στάδια εκπόνησης της παρούσας διατριβής, με την υποστήριξη και παροχή των απαραίτητων δεδομένων από τα εν λειτουργία αιολικά πάρκα, χωρίς τα οποία δεν θα ήταν εφικτή η ολοκλήρωσή της. Ομοίως ευχαριστώ τον κ. Κωνσταντίνο Λαγουβάρδο και κ. Βασιλική Κοτρώνη, του Ινστιτούτου Ερευνών Περιβάλλοντος και Βιώσιμης Ανάπτυξης του Εθνικού

Αστεροσκοπείου Αθηνών, για την παροχή των δεδομένων ηλεκτρικών εκκενώσεων και τις επισημάνσεις τους σε επιμέρους κομμάτια της εργασίας.

Η παρούσα εργασία είναι το αποτέλεσμα μιας συνεχούς προσπάθειας με αρκετές ωστόσο θυσίες, βασικό πυλώνα της οποίας αποτέλεσε η οικογένειά μου, η σύζυγός μου Κατερίνα και ο γιος μου Βασίλης. Η υποστήριξη, η υπομονή και η προτροπή, αλλά πάνω απ' όλα η ατελείωτη αγάπη τους είναι τα στοιχεία εκείνα που μου έδωσαν το κουράγιο ώστε να καταφέρω να πραγματοποιήσω κάτι που, στην αρχή τουλάχιστον, φάνταζε ακατόρθωτο. Για το λόγο αυτό (και πολλούς ακόμα) τους ευχαριστώ πολύ που υπάρχουν στη ζωή μου και τους αφιερώνω την διδακτορική μου διατριβή με όλη μου την καρδιά.

Πάτρα, 16 Ιουνίου 2021

Κωνσταντίνος Κολοκυθάς

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η σύνθεση του δικτύου παραγωγής ενέργειας σε Ευρωπαϊκό επίπεδο βρίσκεται τα τελευταία χρόνια υπό την επίδραση διαρκών αλλαγών, καθώς οι καινούργιες τεχνολογίες παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούν πλέον το μεγαλύτερο μερίδιο των νέων μονάδων παραγωγής. Στον τομέα αυτό των ανανεώσιμων πηγών, η αιολική ενέργεια, η ενέργεια δηλαδή που πηγάζει από τη ροή του αέρα, είναι κατά πολύ η πιο δυναμικά αναπτυσσόμενη, ακολουθούμενη από την ηλιακή. Αυτή η τάση, μεταξύ άλλων, γίνεται πιο έντονη από την δυνατότητα που παρέχει η χρήση του ανέμου για παραγωγή ενέργειας, προς την κατεύθυνση της επίτευξης των στόχων μείωσης των εκπομπών αερίων ρύπων, από τα υψηλά επίπεδα τεχνογνωσίας και τεχνολογίας στον τομέα αυτό, από την μεγαλύτερη κατανομή πηγών αιολικού δυναμικού καθώς και το μειωμένο κόστος παραγωγής ενέργειας.

Η αιολική ενέργεια από τη φύση της είναι ασυνεχής, καθώς η πρωταρχική πηγή ενέργειας δεν μπορεί να ελεγχθεί και καθοριστεί σύμφωνα με τις απαιτήσεις μας. Αντιθέτως, το προφίλ της ακολουθεί μία στοχαστική κατανομή, εξαρτώμενο από την πηγή του ανέμου καθώς και την τεχνολογία κατασκευής της κάθε ανεμογεννήτριας. Επιπλέον, οι ανεμογεννήτριες δεν εγκαθίστανται εκεί όπου υπάρχει η ζήτηση για ηλεκτρικό ρεύμα, αλλά εκεί όπου απαντώνται οι καλύτερες δυνατές συνθήκες για την παραγωγή αυτού του είδους ενέργειας. Τα χαρακτηριστικά αυτά της αιολικής ενέργειας κάνουν την ενσωμάτωσή της στο υπάρχον δίκτυο παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αρκετά δύσκολη, ιδιαίτερα όταν εξετάζονται τα θέματα της ισορροπίας παραγωγής της, της σταθερότητας της τάσης του ηλεκτρικού ρεύματος όπως επίσης και των περιορισμών του δικτύου διανομής αυτής. Έτσι η αιολική ενέργεια συνθέτει μια ιδιαίτερη πρόκληση όχι μόνο για το περίπλοκο Ευρωπαϊκό δίκτυο διασύνδεσης αλλά και για το, πολύ μικρότερης κλίμακας, Ελληνικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο οι μονάδες εκμετάλλευσης αιολικής ενέργειας βρίσκονται σε πλήρη ανάπτυξη.

Μεγάλο μέρος των προσπαθειών της επιστημονικής κοινότητας έχει αφιερωθεί στην πρόγνωση της αιολικής ενέργειας, είτε απευθείας είτε μέσω της πρόγνωσης του ανέμου, με βασικό στόχο την αύξηση της αξιοπιστίας τους διαμέσου της βελτίωσης απόδοσης των προτεινόμενων μεθόδων. Επιπρόσθετα, αν και συχνά το εύρος τιμών ή τα όρια των μεταβλητών του ανέμου (ταχύτητα ή διεύθυνση) αποτελούν το βασικό ενδιαφέρον, υπάρχουν περιπτώσεις όπου η γνώση της πιθανότητας εμφάνιση ακραίων τιμών αυτών είναι περισσότερο σημαντική. Σε τέτοιου είδους καταστάσεις

που συνδυάζονται και με την ανάλυση κόστους (όπως στην περίπτωση των αιολικών πάρκων), η πρόγνωση εμφάνισης τέτοιων τιμών είναι πολύτιμη.

Ο σκοπός της παρούσας διατριβής είναι η συνεισφορά στην βελτίωση εκτίμησης των παραμέτρων που επηρεάζουν την παραγωγή της αιολικής ενέργειας, μέσω της ανάπτυξης συγκεκριμένων μεθοδολογιών μελέτης και ανάλυσης πραγματικών δεδομένων, προερχόμενα από εν λειτουργία συστήματα παραγωγής αιολικής ενέργειας. Βασική ιδέα αποτελεί η διαχείριση και επεξεργασία των διαθέσιμων δεδομένων με τέτοιο τρόπο ώστε, η πληροφορία που εμπεριέχεται σε αυτά να χρησιμοποιηθεί με τον καλύτερο δυνατό τρόπο. Στόχος αρχικά είναι η κατανόηση της συμπεριφοράς του ανέμου σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία με τη βοήθεια διαθέσιμων δεδομένων ανέμου από την ίδια θέση και από γειτονικές περιοχές, καθώς και η συμπλήρωση των υπό εξέταση χρονοσειρών ανέμου. Η πρόγνωση της ταχύτητας ανέμου στο ύψος της ανεμογεννήτριας, καθώς και της παραγόμενης αιολικής ενέργειας αποτελεί το επόμενο θέμα που εξετάζεται. Τέλος μελετάται η σχέση μεταξύ έντονων καιρικών φαινομένων, όπως είναι οι καταιγίδες συνοδευόμενες από ηλεκτρική δραστηριότητα, και των απότομων αυξομειώσεων-ριπών στην ταχύτητα του ανέμου, στο ύψος των ανεμογεννητριών, καθώς και η δυνατότητα πρόγνωσης εκδήλωσής τους για το επόμενο χρονικό διάστημα.

Η ανάλυση των αποτελεσμάτων αποκάλυψε ότι η χρήση των τεχνικών νευρωνικών δικτύων (ΤΝΔ) εμφανίζει την καλύτερη συμπεριφορά τόσο κατά την προσομοίωση της ταχύτητας του ανέμου και της εκτίμησής της σε ένα επιλεγμένο σημείο-στόχο, με τη χρήση χρονοσειρών αναφοράς από γειτονικές θέσεις, όσο και την πρόγνωση νέων τιμών. Σημαντικό στοιχείο στην ανάπτυξη των συγκεκριμένων προτύπων αποτελεί η κατάλληλη επιλογή του διανύσματος εισόδου, με την εφαρμογή της μεθόδου K-fold cross-validation σε συνδυασμό με τις συναρτήσεις αλληλο-συσχέτισης (Auto-Correlation Function, ACF) και μερικής αλληλο-συσχέτισης (Partial Auto-Correlation Function, PACF) των υπό εξέταση χρονοσειρών να οδηγούν σε σημαντική μείωση του αριθμού των δεδομένων καθώς και του αντίστοιχου χρόνου επεξεργασίας τους. Επιπλέον, οι προγνωστικές τιμές της ταχύτητας ανέμου εμφανίζουν περαιτέρω βελτίωση όταν χρησιμοποιούνται όχι μόνο δεκάλεπτες χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου αλλά και της διεύθυνσής του, γεγονός που αξιολογείται με την εφαρμογή της μεθόδου σε τρεις διαφορετικές τοποθεσίες του ελλαδικού χώρου.

Αναφορικά με τη πρόγνωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, κρίσιμη παράμετρος αποδεικνύεται η χρησιμοποίηση της καμπύλης ιδανικής ισχύος της

ανεμογεννήτριας η οποία σε συνδυασμό με τις προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου οδηγεί σε εκτιμήσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ακόμα μεγαλύτερης ακρίβειας. Τέλος, η ανάλυση της κατανομής των περιπτώσεων ριπών ανέμου σε σχέση με τις ηλεκτρικές εκκενώσεις που παρατηρήθηκαν στην περιοχή μελέτης κατά το ίδιο χρονικό διάστημα παρουσιάζει παρόμοια εποχιακή αλλά και ημερήσια διακύμανση, με το 65% των παρατηρούμενων ριπών να σχετίζεται έμμεσα ή άμεσα με την ύπαρξη καταιγιδόφων νεφών συνοδευόμενα από ηλεκτρική δραστηριότητα. Από την άλλη, η πρόγνωση εμφάνισης των συγκεκριμένων συμβάντων για την επόμενη ώρα προσέγγισε ικανοποιητικά την πραγματική εικόνα, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα σχετικά έγκαιρης προειδοποίησης εκδήλωσης τέτοιου είδους φαινομένων στους λειτουργούς εγκαταστάσεων αιολικών πάρκων παρέχοντας τους μια πληροφορία ζωτικής σημασίας.

ABSTRACT

During the recent years the composition of the European network of energy production is facing rapid changes, since upgraded and advanced renewable energy technologies consist the major part of the newly added production units. Among others, wind energy is, by far, the most developed and promising, followed by the solar energy. This trend is due to the current high level of expertise and technology in the wind energy field, the bigger expansion of its resources, the decrease in the energy production costs and also because of their contribution towards the reduction of greenhouse gas emissions.

Wind energy is discontinuous since its primary source, the wind, is intermittent, and generally does not match any energy consumption profile. On the contrary, its profile follows a stochastic distribution that depends on the causes creating the wind as well as the type and make of wind turbines. Wind turbines are usually installed in locations with high wind speed potential favouring power production, usually in remote areas, rather than where the demand for electric power is required. It is obvious that those characteristics of wind energy impedes its integration in the already existing electric power distribution grid, especially due to issues related to energy production balance, voltage stability and other limitations related to the network design. Therefore wind energy is a challenge not only for the complex European energy distribution network but also for a smaller regional network, that of Greece, where wind power plants increase constantly.

Research on wind energy focuses, among others, to the forecast of wind energy production, either indirectly by forecasting the wind and its components or by directly forecasting the wind power production, aiming at improving forecasts performance and eventually increasing their credibility. Furthermore, in many cases it is the knowledge of the probability of appearance of extreme wind speed values that matters more. Accurate forecasts of such events, which can be combined with cost effect analyses, are of great value.

The purpose of the present dissertation is to contribute to the improvement of estimation of the parameters, mainly affecting the wind energy production, through the development of methods using real data coming from operating wind energy conversion systems (WECS). The basic idea is the management and processing of the available data in such a way so that the information included in those data would be used in the most appropriate and interpretable way. Our primary focus is on the

wind speed forecast in a specific location, through the understanding of its behaviour, using the available wind data either from the same site (target) or from neighbouring sites (reference), as well as the filling of missing values or even gaps of the examined time series. The wind speed forecasting at the wind turbine nacelle height and the corresponding wind energy production consist the next subject this study deals with. Finally, the relationship between severe weather phenomena, such as thunderstorms accompanied by lightning activity, and the abrupt changes-gusts of wind speed at the nacelle height, is considered, while the capability of forecasting of their occurrence, for a short temporal horizon, is also addressed.

It was found that forecasts using Artificial Neural Network (ANN) models present the best overall performance either for the wind speed simulations and estimations at a pre-selected target-point, by using reference wind speed time series from neighboring sites, or during the wind speed forecasting. The key point for the development of such models is the selection of the appropriate input vector. It was found that the application of the K-fold cross-validation method combined with the Auto-Correlation Function (ACF) and Partial Auto-Correlation Function (PACF) of the examined time series, decrease substantially the required input data and, consequently, the corresponding processing time. The wind speed forecasts are further improved when, in addition to the 10-min wind speed values, wind direction are also used as inputs. The performance of the proposed method has been applied and tested in three different geographical locations of Greece.

The use of the power curve of the wind turbines was found to be an essential input parameter of the models developed to forecast the produced electric energy, which combined with forecasted wind speed data leads to energy production estimations of high accuracy. The analysis of the distribution of wind gust events and the concurrent lightning discharges observed in the study area during the same period, revealed that both present a similar seasonal and daily variation; 65% of recorded gusts were found to be directly or indirectly related to the presence of cumulonimbus clouds accompanied by lightning activity. The forecast of such events for the next hour showed satisfactory results, providing thus the possibility of early warning of occurrence of such phenomena, which may be a vital tool especially for the wind farm operators.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	i
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	iii
ABSTRACT	vii
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	ix
ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ	xiii
ΛΙΣΤΑ ΣΧΗΜΑΤΩΝ	xv
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Αιολική Ενέργεια.....	1
1.2 Ανεμογεννήτριες.....	4
1.3 Το πρόβλημα της ασυνεχούς παραγωγής.....	6
1.4 Εκτίμηση αιολικού δυναμικού.....	9
1.4.1 Προγνωστικές μέθοδοι.....	9
1.4.2 Χρονικοί ορίζοντες πρόγνωσης.....	11
1.4.3 Αβεβαιότητα παραγόμενων προγνώσεων.....	12
1.5 Ανασκόπηση ερευνητικών προσπαθειών και μεθόδων.....	14
1.5.1 Τεχνικές Χωρική ανάλυση.....	14
1.5.2 Τεχνικές πρόγνωση ανέμου και παραγόμενης ενέργειας.....	16
1.6 Σκοπός Διατριβής.....	18
1.7 Περιοχή μελέτης.....	20
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	
ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΑΙ ΣΥΜΠΛΗΡΩΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ	25
2.1 Υπολογισμός ταχύτητας ανέμου σε ένα σημείο-στόχο.....	25
2.1.1 Δεδομένα και μεθοδολογία.....	26
2.1.2 Ανάπτυξη προτύπων.....	29
2.1.2.1 Τεχνητά νευρωνικά δίκτυα.....	29
2.1.2.2 Πρότυπο ARIMA.....	32
2.1.3 Αποτελέσματα– Συμπεράσματα.....	34
2.2 Συμπλήρωση χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου σε ένα σημείο-στόχο.....	38
2.2.1 Δεδομένα.....	38
2.2.2 Μεθοδολογία.....	39

2.2.2.1 Νευρωνικό δίκτυο.....	39
2.2.2.2 Data Interpolating Empirical Orthogonal Function.....	40
2.2.3 Αποτελέσματα– Συμπεράσματα.....	41
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	
ΠΡΟΓΝΩΣΗ ΑΝΕΜΟΥ ΣΤΟ ΥΨΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ.....	45
3.1 Περιοχή μελέτης και δεδομένα.....	45
3.2 Μεθοδολογία.....	46
3.2.1 Επιλεγμένο πρότυπο.....	46
3.2.2 Επιλογή δεδομένων εισόδου.....	47
3.2.3 Διαδικασία πρόγνωσης.....	50
3.3 Αξιολόγηση των προτύπων.....	52
3.4 Αποτελέσματα.....	53
3.5 Συμπεράσματα.....	63
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4	
ΠΡΟΓΝΩΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΔΑΝΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ.....	67
4.1 Δεδομένα.....	67
4.2 Περιγραφή μεθόδου.....	68
4.2.1 Επιλογή προτύπου.....	68
4.2.2 Επιλογή δεδομένων εισόδου.....	69
4.2.3 Εκπαίδευση ανεπτυγμένου προτύπου.....	70
4.3 Διαδικασία πρόγνωσης.....	70
4.4 Αποτελέσματα.....	72
4.5 Συμπεράσματα.....	77
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΣΧΕΣΗΣ ΕΝΤΟΝΩΝ ΡΙΠΩΝ ΑΝΕΜΟΥ – ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΚΚΕΝΩΣΕΩΝ ΣΕ ΕΝΑ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΚΑΙ ΠΡΟΓΝΩΣΗ ΕΜΦΑΝΙΣΗΣ ΤΟΥΣ ΓΙΑ ΟΡΙΖΟΝΤΑ 24 ΩΡΩΝ.....	81
5.1 Εισαγωγή.....	81
5.2 Περιοχή μελέτης και διαθέσιμα δεδομένα.....	84
5.2.1 Ορισμός ριπαίου ανέμου.....	85
5.3 Δεδομένα ηλεκτρικών εκκενώσεων.....	86
5.4 Στατιστική ανάλυση ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων.....	87
5.5 Πρόγνωση.....	93
5.5.1 Convective Available Potential Energy – CAPE.....	94
5.5.2 Total Totals Index – TTI.....	95

5.5.3 Ταχύτητα Ανέμου στα 500 hPa.....	95
5.5.4 Κατακόρυφος διατμητικός άνεμος 1000-500 hPa.....	95
5.5.5 Ανάπτυξη προτύπου ΤΝΔ.....	97
5.6 Αποτελέσματα.....	99
5.6.1 Φάση εκπαίδευσης.....	99
5.6.2 Αξιολόγηση προγνώσεων.....	99
5.7 Συμπεράσματα – Συζήτηση.....	107
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΕΠΙΛΟΓΟΣ.....	111
ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ.....	115
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	117

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1.1	Στατιστικά χαρακτηριστικά χρονοσειρών ανέμου των 12 ανεμογεννητριών. Οι ταχύτητες δίνονται σε $m.s^{-1}$ και οι διευθύνσεις σε μοίρες ($^{\circ}$).....	21
Πίνακας 2.1	Συσχετίσεις μεταξύ των χρονοσειρών ανέμου στις διάφορες θέσεις.....	27
Πίνακας 2.2	Διαμόρφωση των επιλεγμένων προτύπων.....	34
Πίνακας 2.3	Αποτελέσματα των προτύπων κατά τη φάση της εκπαίδευσης.....	35
Πίνακας 2.4	Αποτελέσματα των προτύπων κατά τη φάση της αξιολόγησης.....	35
Πίνακας 2.5	Χαρακτηριστικά της ταχύτητας ανέμου των χρονοσειρών-στόχων στις υπό εξέταση χρονικές περιόδους.....	38
Πίνακας 2.6	Ανεμολογικά χαρακτηριστικά των χρονοσειρών-στόχων και οι αντίστοιχες χρονοσειρές αναφοράς.....	38
Πίνακας 2.7	Στατιστικά αποτελέσματα εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στη χρονοσειρά-στόχο #4.....	41
Πίνακας 2.8	Στατιστικά αποτελέσματα εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στη χρονοσειρά-στόχο #7.....	41
Πίνακας 3.1	Ανεμολογικά χαρακτηριστικά εξεταζόμενων χρονοσειρών.....	46
Πίνακας 3.2	Κριτήρια απόδοσης για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου στη θέση #1. Δεδομένα εισόδου: χρονοσειρές μεγέθους 1 μήνα, δεκαλέπτων και ωριαίων δεδομένων.....	53
Πίνακας 3.3	Όμοια με τον Πίνακα 3.3 για τη θέση #2.....	54
Πίνακας 3.4	Όμοια με τον Πίνακα 3.3 για τη θέση #3.....	54
Πίνακας 3.5	Κριτήρια απόδοσης για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου στη θέση #1 με χρήση όλων των διαθέσιμων δεδομένων. Σε παρένθεση η % βελτίωση έναντι της αντίστοιχης πρόγνωσης με τη χρήση χρονοσειρές μεγέθους 1 μήνα.....	56
Πίνακας 3.6	Όμοια με τον Πίνακα 3.5 για τη θέση #2.....	57
Πίνακας 3.7	Όμοια με τον Πίνακα 3.5 για τη θέση #3.....	57
Πίνακας 3.8	Βελτίωση RMSE και MAPE έναντι απλοϊκής μεθόδου (%) κατά την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου. με την χρήση όλων των διαθέσιμων δεκαλέπτων σειρών ταχύτητας και διεύθυνσης,	

	και για τις τρεις τοποθεσίες.....	58
Πίνακας 3.9	Επιλεγμένα δεδομένα προηγούμενων χρονικών βημάτων (lags) των δεκαλέπτων σειρών ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου. στη είσοδο του προτύπου. για την θέση #1. Ο δείκτης t-k συμβολίζει τον αριθμό των παρελθόντων χρονικών βημάτων.....	62
Πίνακας 3.10	Όμοια με τον Πίνακα 3.9 για τη θέση #2.....	63
Πίνακας 3.11	Όμοια με τον Πίνακα 3.9 για τη θέση #3.....	63
Πίνακας 4.1	Στατιστικά χαρακτηριστικά διαθέσιμων δεδομένων.....	67
Πίνακας 4.2	Διανύσματα εισόδου των προτύπων με τις βέλτιστες τοπολογίες. Τα πρότυπα παρέχουν πρόγνωση παραγόμενης ενέργειας σε χρόνο t.....	72
Πίνακας 4.3	Αποτελέσματα των στατιστικών κριτηρίων κατά τη φάση εκπαίδευσης των προτύπων (kWh).....	74
Πίνακας 4.4	Αποτελέσματα των στατιστικών κριτηρίων κατά τη φάση πρόγνωσης της ωριαίας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (kWh) και για τις δύο επιλεγμένες περιόδους.....	75
Πίνακας 4.5	Βελτίωση της απόδοσης όλων των ανεπτυγμένων σε σχέση με τη απλοϊκή μέθοδο, και για τις δύο προγνωστικές περιόδους. Η βελτίωση δίνεται σε ποσοστό επί τις 100%.....	76
Πίνακας 5.1	Συνολικός αριθμός ηλεκτρικών εκκενώσεων και ριπών ανέμου με ένταση μεγαλύτερη των 10 m.s^{-1} σε περίοδο 1h.....	89
Πίνακας 5.2	Ριπές ανέμου άμεσα συνδεδεμένες με ηλεκτρικές εκκενώσεις για τους διάφορους τύπους καιρού.....	92
Πίνακας 5.3	Ανεπτυγμένα πρότυπα με τις αντίστοιχες διαμορφώσεις.....	98
Πίνακας 5.4	Στατιστικά αποτελέσματα των προτεινόμενων προτύπων κατά την φάση εκπαίδευσής τους.....	99
Πίνακας 5.5	Χρονικές περίοδοι αξιολόγησης των παραγόμενων προγνώσεων.....	100
Πίνακας 5.6	Αποτελέσματα πρόγνωσης εκδήλωσης ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων.....	101

ΛΙΣΤΑ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

Σχήμα 1.1	Ποσοστό κατανάλωσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για τα κράτη μέλη της Ε.Ε. [2019, σε % της μεικτής ακαθάριστης καταναλωμένης ενέργειας (Eurostat 8 Απριλίου 2021).....	3
Σχήμα 1.2	Παράδειγμα καμπύλης ισχύος μιας ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 2000 kW.....	4
Σχήμα 1.3	Η εξέλιξη των συστημάτων ανεμογεννητριών τα τελευταία σαράντα χρόνια.....	6
Σχήμα 1.4	Παραγωγή αιολικής ενέργειας στη διάρκεια 96 ωρών.....	7
Σχήμα 1.5	Παραγωγή αιολικής ενέργειας στη διάρκεια ενός μήνα. Πάνω γράφημα Δεκέμβριος 2012, μεσαίο γράφημα Ιούλιος 2012 και κάτω γράφημα Δεκέμβριος 2013. Η κόκκινη γραμμή συμβολίζει τη μέση παραγωγή κάθε μήνα.....	8
Σχήμα 1.6	Περιοχή μελέτης.....	22
Σχήμα 1.7	Ροδογράμματα συχνοτήτων εμφάνισης ανέμων στις 12 ανεμογεννήτριες του αιολικού πάρκου. Η κλίμακα απεικονίζει την ταχύτητα του ανέμου και δίνεται σε $m.s^{-1}$	23
Σχήμα 2.1	Διαγράμματα αυτό-συσχέτισης (Auto-Correlation Function – ACF) και μερικής αυτό-συσχέτισης (Partial Auto-Correlation Function – PACF) της μέσης ωριαίας ταχύτητας της χρονοσειράς-στόχου.....	28
Σχήμα 2.2	Διαγράμματα συσχέτισης μεταξύ της σειράς-στόχου και των αντίστοιχων ωριαίων χρονοσειρών αναφοράς ταχύτητας ανέμου.....	29
Σχήμα 2.3	Παράδειγμα ενός τεχνητού νευρωνικού δικτύου.....	30
Σχήμα 2.4	Γράφημα των προσομοιώσεων της χρονοσειράς μέσης ωριαίας ταχύτητας του σημείου-στόχου, για την περίοδο 22-3-2013 έως 31-3-2013 (240 ωριαίες τιμές) από την εφαρμογή του νευρωνικού δικτύου MLP με δεδομένα από τα σημεία-αναφοράς, καθώς και του ίδιου δικτύου και του ARIMA προτύπου με δεδομένα παρελθούσες τιμές της ίδιας χρονοσειράς-στόχου.....	36
Σχήμα 2.5	Απεικόνιση της γραμμικής σχέσης πραγματικής-εκτιμώμενης ταχύτητας ανέμου στο σημείο-στόχο (αριστερά) και παραγόμενο	

	σφάλμα κατά την προσομοίωση της από τα πρότυπα: α. MLP με δεδομένα από τις σειρές αναφοράς (πάνω), β. MLP με δεδομένα παρελθούσες τιμές της χρονοσειράς-στόχου (μέση) και γ. ARIMA με δεδομένα παρελθούσες τιμές της χρονοσειράς-στόχου (κάτω).....	37
Σχήμα 2.6	Κατανομή σφάλματος εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στο σημείο-στόχο #4. Πάνω γράφημα περίοδος 1-15 Μαρτίου. Κάτω γράφημα περίοδος 1-15 Ιουλίου. Με αστερίσκο συμβολίζονται τα πρότυπα που χρησιμοποιούν ως δεδομένα αναφοράς όλες τις διαθέσιμες σειρές.....	42
Σχήμα 2.7	Κατανομή σφάλματος εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στο σημείο-στόχο #7. Πάνω γράφημα περίοδος 1-15 Μαρτίου. Κάτω γράφημα περίοδος 1-15 Ιουλίου. Με αστερίσκο συμβολίζονται τα πρότυπα που χρησιμοποιούν ως δεδομένα αναφοράς όλες τις διαθέσιμες σειρές.....	43
Σχήμα 2.8	Πραγματική (μαύρα τετράγωνα) και εκτιμώμενη ταχύτητα ανέμου για την περίοδο 1-15 Μαρτίου. Χρονοσειρά-στόχος #4 πάνω και #7 κάτω γράφημα.....	44
Σχήμα 2.9	Πραγματική (μαύρα τετράγωνα) και εκτιμώμενη ταχύτητα ανέμου για την περίοδο 1-15 Ιουλίου. Χρονοσειρά-στόχος #4 πάνω και #7 κάτω γράφημα.....	44
Σχήμα 3.1	Θέσεις ανεμογεννητριών μελέτης.....	46
Σχήμα 3.2	Διαγράμματα ACF και PACF των τριών υπό εξέταση χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου.....	48
Σχήμα 3.3	Διάγραμμα ροής του ανεπτυγμένου προτύπου πρόγνωσης.....	52
Σχήμα 3.4	Σύγκριση διασποράς ταχυτήτων ανέμου στη θέση #1, μεταξύ των τιμών πρόγνωσης με τη χρήση δεδομένων ενός μήνα, όλων των διαθέσιμων δεδομένων καθώς και των πραγματικών. Ο άξονας y αναφέρεται σε ταχύτητα ανέμου ($m.s^{-1}$).....	59
Σχήμα 3.5	Πραγματικές (μαύρη συμπαγής γραμμή) έναντι προγνωστικών τιμών ταχύτητας ανέμου με τη χρήση δεκαλέπτων δεδομένων ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου στη θέση #1 για τους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο, Οκτώβριο και Δεκέμβριο. Κόκκινη διακεκομμένη γραμμή: προγνώσεις με τη χρήση χρονοσειρών μήκος 1 μήνα. Πράσινη γραμμή: προγνώσεις με τη χρήση όλων των	

	διαθέσιμων χρονοσειρών.....	60
Σχήμα 3.6	Όμοια με το σχήμα 3.5 για τη θέση #2 και για τους μήνες Φεβρουάριο, Μάρτιο, Ιούνιο και Αύγουστο.....	61
Σχήμα 3.7	Όμοια με το σχήμα 3.5 για τη θέση #3 και για τους μήνες Μάρτιο, Ιούνιο, Οκτώβριο και Νοέμβριο.....	61
Σχήμα 4.1	ACF και PACF των διαθέσιμων χρονοσειρών.....	69
Σχήμα 4.2	Συχνότητα εμφάνισης σφαλμάτων κατά την εκπαίδευση των προτύπων, μαζί με την αντίστοιχη μέση τιμή και τυπική απόκλισή τους.....	73
Σχήμα 4.3	Κατανομή των σφαλμάτων πρόγνωσης. Πάνω γράφημα: 1 ^η προγνωστική περίοδος· Κάτω γράφημα: 1 ^η προγνωστική περίοδος.....	74
Σχήμα 4.4	Προγνωστικές και πραγματικές ωριαίες τιμές παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Πάνω γράφημα: 1 ^η προγνωστική περίοδος· Κάτω γράφημα: 1 ^η προγνωστική περίοδος.....	76
Σχήμα 4.5	Πάνω: Πραγματική (μαύρη συμπαγής γραμμή) και προγνωστική (κόκκινη διακεκομμένη γραμμή) ωριαία παραγωγή ενέργειας, από την εφαρμογή του προτύπου 7, και για τις δύο προγνωστικές περιόδους. Κάτω: Διαφορά πραγματικών-προγνωστικών τιμών και για τις δύο περιόδους.....	77
Σχήμα 5.1	Περιοχή μελέτης (κίτρινο πλαίσιο: $10 \times 10 \text{ km}^2$, αχνό πράσινο πλαίσιο: $20 \times 20 \text{ km}^2$).....	84
Σχήμα 5.2	Συχνότητα εμφάνισης διευθύνσεων ανέμου στο ύψος της ανεμογεννήτριας σε σχέση με: α) τον συνολικό αριθμό παρατηρούμενων ριπών ανέμου (αριστερά), β) ριπών ανέμου παρουσία ηλεκτρικών εκκενώσεων (κέντρο) και γ) ριπών ανέμου απουσία ηλεκτρικών εκκενώσεων.....	88
Σχήμα 5.3	Ημερήσια (πάνω), μηνιαία (μέση) και εποχιακή (κάτω) κατανομή των συνολικών ριπών ανέμου (μαύρες μπάρες), εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων (γκρι μπάρες), ριπών ανέμου που σχετίζονται (άσπρες μπάρες) ή δεν σχετίζονται (σκούρο γκρι μπάρες) με ηλεκτρικές εκκενώσεις.....	90
Σχήμα 5.4	Αιτίες ριπών ανέμου (y-άξονας) σχετιζόμενες με ηλεκτρικές εκκενώσεις όταν οι επικρατούσες καιρικές συνθήκες οφείλονται: α. σε συνοπτικής κλίμακας φαινόμενα και β. σε συνθήκες ατμοσφαιρικής αστάθειας.....	91

Σχήμα 5.5	Διαγράμματα συχνοτήτων εμφάνισης του συνολικού αριθμού ηλεκτρικών εκκενώσεων, ριπών ανέμου σχετιζόμενες ή μη σχετιζόμενες με τις εκκενώσεις για: a. ταχύτητα ανέμου στα 500 hPa b. CAPE, c. Total Totals Index, και d. κατακόρυφος διατμητικός άνεμος μεταξύ 1000 hPa και 500 hPa.....	96
Σχήμα 5.6	Εκτίμηση (διακεκομμένη γραμμή) και παρατηρούμενη (συμπαγής γραμμή) εκδήλωση ριπών ανέμου (y-άξονας), για τις υπό εξέταση περιόδους 1 έως 3.....	102
Σχήμα 5.7	Όμοια με το Σχήμα 5.6 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 4 έως 6.....	103
Σχήμα 5.8	Όμοια με το Σχήμα 5.6 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 7 και 8.....	104
Σχήμα 5.9	Εκτίμηση (διακεκομμένη γραμμή) και παρατηρούμενη (συμπαγής γραμμή) εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων (y-άξονας), για τις υπό εξέταση περιόδους 1 έως 3.....	105
Σχήμα 5.10	Όμοια με το Σχήμα 5.9 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 4 έως 6.....	106
Σχήμα 5.11	Όμοια με το Σχήμα 5.9 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 7 και 8.....	107

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Αιολική Ενέργεια

Λόγω της αύξησης του παγκόσμιου πληθυσμού (ξεπέρασε τα 7 δις. το 2011) και της παράλληλης οικονομικής ανάπτυξης των τελευταίων ετών, η απαίτηση για επιπλέον ενέργεια αυξάνει με ταχείς ρυθμούς παγκοσμίως (IEA 2011). Οι συμβατικές πηγές ενέργειας, που καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος των παγκοσμίων αναγκών (περίπου το 75% το 2019 σύμφωνα με την Statistical Review of World Energy 2020), βασιζόμενες στην εξόρυξη και καύση υδρογονανθράκων χρησιμοποιούνται ήδη αρκετά χρόνια με αποτέλεσμα τη σταδιακή μείωση των αποθεμάτων τους. Αυτό έχει οδηγήσει πολλές κυβερνήσεις να ξοδεύουν σημαντικά ποσά για την προστασία των πηγών αυτών με στόχο την ενεργειακή τους εξασφάλιση ή και αυτοτέλεια. Η τάση αυτή έχει ως αποτέλεσμα την άμβλυνση των αντιθέσεων μεταξύ πλούσιων και φτωχών χωρών, με τις δεύτερες να είναι κατά βάση εισαγωγείς ενέργειας. Επιπρόσθετα, η συνεχώς αυξανόμενη παραγωγή ενέργειας από συμβατικές μορφές έχει επιφέρει σημαντική επιβάρυνση στο περιβάλλον (REN21 2005), επηρεάζοντας το ισοζύγιο των εκπεμπόμενων αερίων του θερμοκηπίου.

Με απαρχή το πρωτόκολλο του Κιότο ο κόσμος εισήλθε σε ένα καινούργιο μοντέλο ανάπτυξης, βασιζόμενο περισσότερο στη αειφόρο διαβίωση και στη στροφή προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Σημαντική ώθηση στη στροφή αυτή έπαιξε η κλιματική αλλαγή, γεγονός που αυτή τη στιγμή θεωρείται ως η μεγαλύτερη πρόκληση για το μέλλον της ανθρωπότητας. Έτσι οι παγκόσμιες κοινότητες, ομοσπονδίες, ενώσεις κρατών αλλά και μεμονωμένα κράτη ξεκίνησαν προσπάθειες εύρεσης και εφαρμογής νέων, έως τότε, διαφορετικών, εναλλακτικών ενεργειακών πηγών (IPCC 2011).

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια συνεχώς αυξητική τάση παραγωγής και διάθεσης ενέργειας προερχόμενης από ανανεώσιμες πηγές, εξαιτίας της μείωσης των αποθεμάτων των συμβατικών πηγών (λιγνίτης, πετρέλαιο) καθώς επίσης και κάποιων κινήτρων που δόθηκαν παγκοσμίως προκειμένου να μειωθούν οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα (Sperati et al. 2015). Υπό αυτό το πρίσμα, η ανάπτυξη και εξέλιξη της αιολικής ενέργειας αποτελεί σημαντικό μέρος των προσπαθειών προς την κατεύθυνση τόσο της ενεργειακής εξασφάλισης ή ακόμα και αυτονομίας, όσο και της προστασίας του περιβάλλοντος και της αποτελεσματικότερης αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής (REN21 2005; IPCC 2011).

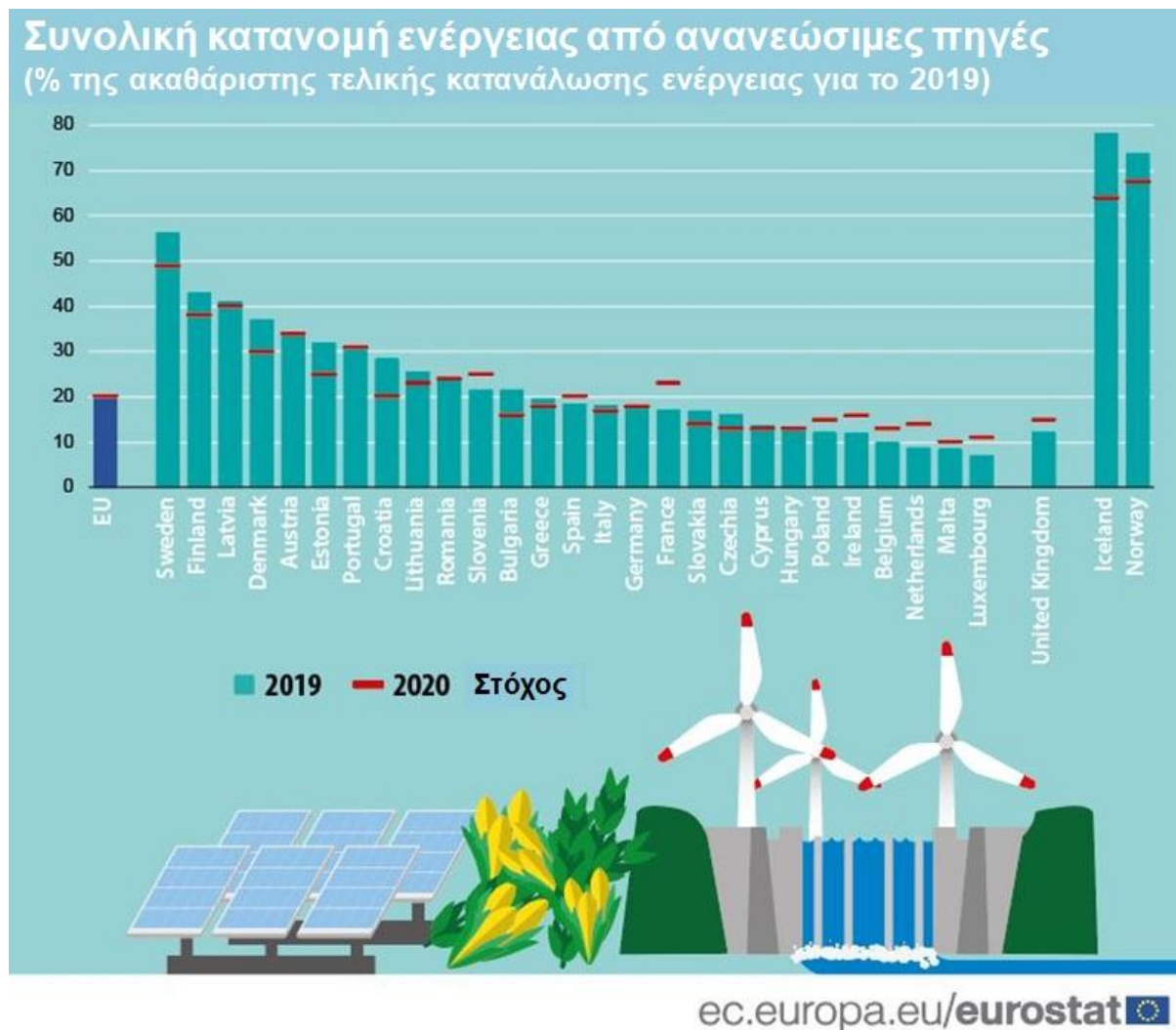
Η αιολική ενέργεια προβάλλει ως μία από τις περισσότερο ελκυστικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, γεγονός που έχει οδηγήσει στην εγκατάσταση συνεχώς αυξανόμενου αριθμού ανεμογεννητριών σε ολόκληρο τον κόσμο (Chen et al. 2009; Ioakimidis et al. 2015). Η σημαντική αύξηση στην κατασκευή και λειτουργία αιολικών πάρκων οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στη «απαίτηση» των ημερών για καθαρή ενέργεια και στα περιβαλλοντικά οφέλη, οδηγώντας σε μια πραγματικά αξιοσημείωτη παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύ. Έτσι από τα 240 GW το 2011 και 2,5% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (IEA 2011), φτάσαμε το 2020 στα 744 GW και σε ποσοστό περίπου 17% (WWEA 2021). Αν και στο ξεκίνημα αυτής της φάσης ανάπτυξης ήταν λίγες οι χώρες που διέπρεψαν, όπως οι ΗΠΑ, η Κίνα, η Γερμανία και η Ινδία, την τελευταία δεκαετία μεγάλος αριθμός χωρών έκανε σημαντικά βήματα προόδου προς αυτή την κατεύθυνση (IEA 2011).

Στην Ευρωπαϊκή ήπειρο, η ετήσια παραγόμενη αιολική ενέργεια έφτασε τα 205 GW το 2019, ενώ στην Ευρωπαϊκή ένωση (EU-28) από το 19,7% που ήταν το ποσοστό της καταναλωμένης ηλεκτρικής ενέργειας που προήλθε από ανανεώσιμες πηγές, το 15% προήλθε από τον άνεμο. Η Ελλάδα ως μέλος της Ευρωπαϊκής ένωσης ακολουθεί ένα αρκετά φιλόδοξο σχέδιο για την προαγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, από το ξεκίνημα της νέας χιλιετίας και ιδιαιτέρως την τελευταία δεκαετία. Αυτό την έχει οδηγήσει στην πρώτη δεκάδα των χωρών της Ένωσης με κριτήριο την αναλογία συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων προς την κατανάλωση ενέργειας. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από αιολικά πάρκα κάλυψε πέρυσι συνολικά το 7,4% των αναγκών της (βρίσκεται στην όγδοη θέση) σε ηλεκτρική ενέργεια, με πρωταθλήτρια στη σχετική κατάταξη τη Δανία όπου το αντίστοιχο ποσοστό ήταν 36,8 % (Iefimerida.gr 6 Φεβρουαρίου 2021).

Εκτός από την οικονομική ανάκαμψη, τέτοιου είδους σχεδιασμοί και επενδύσεις είναι δυνατόν να επιταχύνουν την απαραίτητη μείωση εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου διαμέσου της κατάλληλης και αποτελεσματικότερης αύξησης εισαγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στο γενικότερο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Κλειδί σε αυτή τη διαδικασία αποτελεί ένα ισχυρό εθνικό πλαίσιο δράσεων που φτάνει και μετά το έτος 2030 με την ενσωμάτωση κλιματικών αντικειμενικών σκοπών στον ενεργειακό σχεδιασμό. Στη χώρα μας παρατηρείται μία εντυπωσιακή αύξηση στο ποσοστό αυτό της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές επιτυγχάνοντας το στόχο του 20% που είχε τεθεί από την EU για το έτος 2020 (Σχήμα 1.1) (Eurostat 8 Απριλίου 2021). Επιπλέον, η καλύτερη αξιοποίηση των δυνατοτήτων των ανανεώσιμων πηγών ενέργειάς της συνδυαζόμενη με το νέο στόχο 35% για το έτος 2030, θα μπορούσε να οδηγήσει σε ένα ακόμα περισσότερο ισορροπημένο μίγμα ενέργειας συνεισφέροντας παράλληλα στην ασφάλεια της χώρας.

Βασικό εργαλείο στην επίτευξη των στόχων αυτών, αποτελεί η εγκατάσταση και λειτουργία αιολικών πάρκων.



Σχήμα 1.1. Ποσοστό κατανάλωσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για τα κράτη μέλη της Ε.Ε. [2019, σε % της μεικτής ακαθάριστης καταναλωμένης ενέργειας (Eurostat 8 Απριλίου 2021).

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ωστόσο από αιολικά πάρκα διαφέρει κατά πολύ από την αντίστοιχη που προέρχεται από τις παραδοσιακές-συμβατικές πηγές ενέργειας. Βασικός λόγος είναι η εξάρτηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από την ύπαρξη ή όχι ανέμου, πηγή που δεν είναι δυνατόν να ελεγχθεί (Liu 2010). Ενώ η ηλεκτρική ενέργεια τόσο από ορυκτά καύσιμα όσο και πυρηνικά εργοστάσια να είναι σχεδόν πλήρως ελεγχόμενη, η αιολική λόγω της ασυνεχούς πηγής προέλευσής της, παρουσιάζει σημαντικές αυξομειώσεις κάτι το οποίο την καθιστά πρακτικά μη ελεγχόμενη. Όταν ένα σύστημα παραγωγής ενέργειας βρίσκεται σε λειτουργία, η παραγωγή προσεγγίζει πρακτικά τη ζήτηση κάθε στιγμή. Έτσι, όταν η παραγωγή αιολικής ενέργειας είναι μικρότερη ή μεγαλύτερη από την απαιτούμενη,

κρίνεται επιτακτική η ύπαρξη ενός πλάνου διαχείρισης του ελλείμματος ή πλεονάσματος αντιστοίχως, που θα λαμβάνει υπόψη τις μεταβολές του ανέμου και, κατ' επέκταση, της παραγόμενης αιολικής ενέργειας (Sibei 2014).

1.2 Ανεμογεννήτριες

Για τη βελτιστοποίηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, προκειμένου αυτή να αποτελέσει μια αξιόπιστη πηγή, κρίνεται απαραίτητη η κατανόηση της συνολικής διαδικασίας παραγωγής από τα συστήματα μετατροπής αιολικής ενέργειας (WECS), τα αιολικά πάρκα. Βασικό ρόλο σε αυτά παίζουν οι ανεμογεννήτριες, διατάξεις που χρησιμοποιούνται για τη μετατροπή μέρους της κινητικής ενέργειας μιας κινούμενης αέριας μάζας, σε ηλεκτρική. Ωστόσο, για την παραγωγή της ενέργειας αυτής, απαραίτητη προϋπόθεση είναι η ταχύτητα του πνέοντος ανέμου να ξεπερνά μια ελάχιστη τιμή για την έναρξη λειτουργίας της γεννήτριας. Η ελάχιστη αυτή τιμή ταχύτητας ανέμου ονομάζεται «ταχύτητα εκκίνησης» (cut-in wind speed) (Σχήμα 1.2).



Σχήμα 1.2. Παράδειγμα καμπύλης ισχύος μιας ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 2000 kW (<https://images.app.goo.gl/D3gqcfnPJRhNqty16>)

Όπως απεικονίζεται στο σχήμα, η αύξηση της ταχύτητας του ανέμου έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Εντούτοις, η περαιτέρω αύξηση της ταχύτητας του ανέμου δεν έχει την ανάλογη επίδραση στην παραγωγή της ενέργειας, καθώς αυτή φτάνει σταδιακά σε ένα μέγιστο οπότε και στη συνέχεια παραμένει

σταθερή. Η τιμή της ισχύος που αντιστοιχεί στην περίπτωση αυτή η παραγόμενη ισχύ ονομάζεται «ονομαστική ισχύς» (nominal power) της ανεμογεννήτριας και η τιμή της ταχύτητας του ανέμου που αντιστοιχεί σε αυτή λέγεται ονομαστική ταχύτητα ανέμου (rated wind speed). Τέλος, όταν η ταχύτητα του ανέμου ξεπερνά το όριο λειτουργίας της ανεμογεννήτριας η παραγωγή ενέργειας αυτομάτως σταματά. Η τιμή αυτή της ταχύτητας ονομάζεται ταχύτητα αποκοπής (cut-out wind speed).

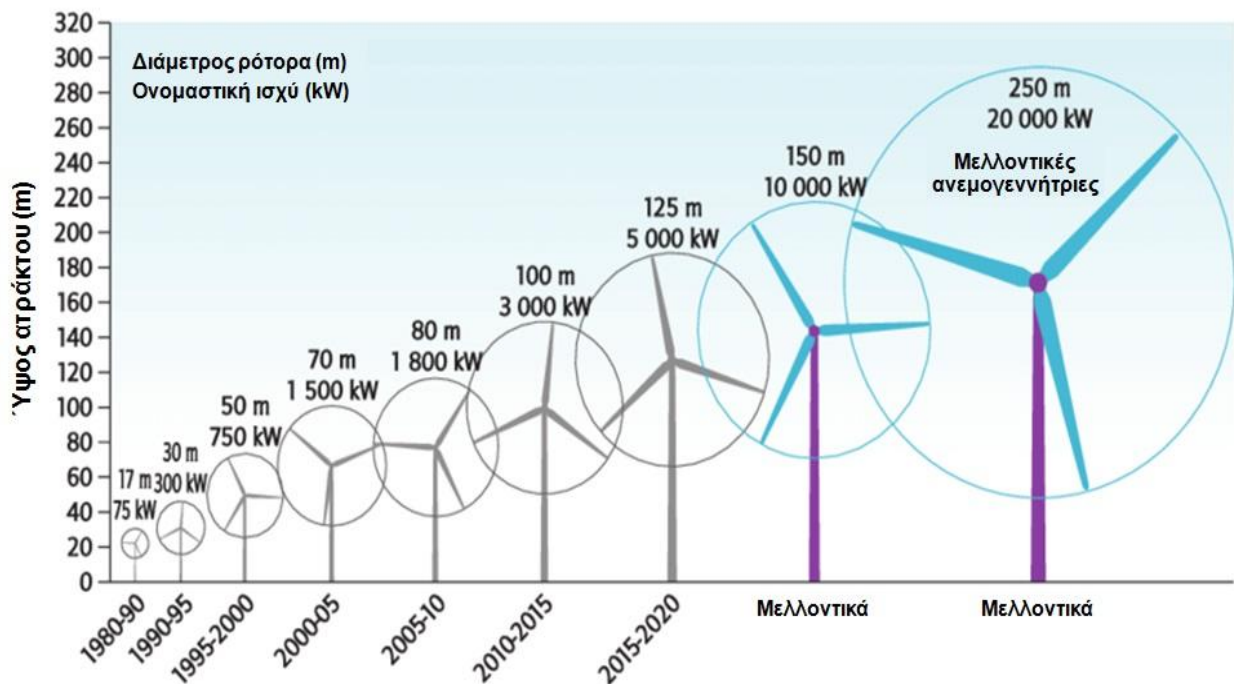
Η στιγμιαία αιολική ισχύς $P(t)$ (ενέργεια στη μονάδα του χρόνου) σε δεδομένη χρονική στιγμή t , δίνεται από τη σχέση:

$$P(t) = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V(t)^3 \quad (1.1)$$

όπου ρ η πυκνότητα υποθετικού τμήματος αέρα εμβαδού A με στιγμιαία ταχύτητα $V(t)$. Είναι φανερό ότι η παραγόμενη αιολική ισχύς είναι ανάλογη του κύβου της ταχύτητας του ανέμου με αποτέλεσμα τη λογαριθμική της αύξηση σε σχέση με την αύξηση του ανέμου. Εξαιτίας όμως των έντονων, πολλές φορές, διακυμάνσεων του ανέμου γύρω από μια τιμή ταχύτητας ανέμου (μέση τιμή), η παραγόμενη ισχύ θα παρουσιάζει αρκετά μεγάλες αυξομειώσεις μέσα σε χρονικό διάστημα της τάξης των δευτερολέπτων. Ωστόσο, στην περίπτωση που ένας αριθμός ανεμογεννητριών συνδέονται μεταξύ τους, δημιουργώντας έναν αυτόνομο σταθμό παραγωγής αιολικής ενέργειας (αιολικό πάρκο), η παραγόμενη ενέργεια είναι πλέον το σύνολο παραγωγής από όλες της γεννήτριες, με αποτέλεσμα το μέγεθος των μεταβολών να μετριάζεται (Marinelli 2011). Αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς η συνολική παραγόμενη ενέργεια αποτελεί ένα είδος μέσου όρου ισχύος. Έτσι, όταν για παράδειγμα μια ριπή ανέμου (έντονη αυξομείωση της ταχύτητας του ανέμου πολύ μικρής διάρκειας γύρω από τη μέση τιμή) επηρεάζει μια ανεμογεννήτρια, οι υπόλοιπες μπορεί να δέχονται την επίδραση ανέμου διαφορετικής, και πιθανώς μικρότερης, ταχύτητας με αποτέλεσμα η διακύμανση της παραγόμενης από αυτές ισχύος να είναι πολύ μικρότερη έτσι ώστε η συνολικά παραγόμενη ενέργεια από το σύνολο των ανεμογεννητριών σε ένα δεδομένο χρονικό διάστημα να παρουσιάζει πολύ μικρότερη αυξομείωση.

Σημαντικό ρόλο τόσο στο ποσό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας όσο και στο εύρος διακύμανσής, της παίζει η θέση εγκατάστασης του αιολικού πάρκου και το είδος των μηχανών που χρησιμοποιούνται. Η έκταση που καλύπτει καθώς και η μορφολογία του ανάγλυφου είναι βασικοί παράγοντες επίδρασης στην ταχύτητα του ανέμου στη συχνότητα αλλά και στο μέγεθος των διακυμάνσεων που παρουσιάζει γύρω από τη μέση τιμή του. Ο συνδυασμός τους δε με τις επικρατούσες καιρικές συνθήκες στην περιοχή του αιολικού πάρκου, αποτελούν τα ουσιώδη στοιχεία ανάλυσης και μελέτης προκειμένου για την επιλογή του σωστού τύπου ανεμογεννήτριας καθώς και των προβλέψεων για το ύψος της ετήσιας

παραγωγής ενέργειας. Αυτό έχει οδηγήσει στην επίτευξη σημαντικών βημάτων προς την κατεύθυνση της ανάπτυξης καινούργιων ανεμογεννητριών βελτιωμένης τεχνολογίας, οι οποίες μπορούν να καλύπτουν ολοένα και μεγαλύτερο μέρος των απαιτήσεων παραγωγής καθαρής ενέργειας. Η εξέλιξη είναι πράγματι εντυπωσιακή, ιδιαίτερα τα τελευταία είκοσι χρόνια όπου, από γεννήτριες με ύψος 30-50 m και ονομαστικής ισχύος περίπου 750 W, έχουμε φτάσει στην κατασκευή και λειτουργία συστημάτων ανεμογεννητριών που ξεπερνούν τα 120 m με αντίστοιχη ονομαστική ισχύ 5 MW (Σχήμα 1.3).

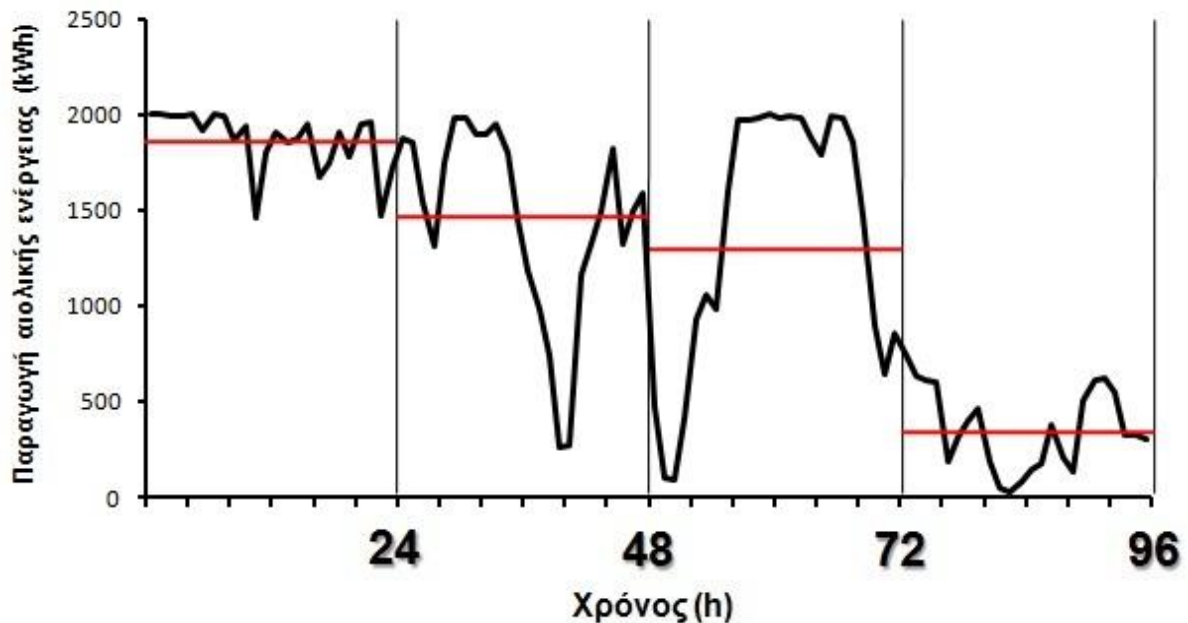


Σχήμα 1.3. Η εξέλιξη των συστημάτων ανεμογεννητριών τα τελευταία σαράντα χρόνια (<https://images.app.goo.gl/Fp4poQ8afjQ6Rtxq6>).

1.3 Το πρόβλημα της ασυνεχούς παραγωγής

Η μεγαλύτερη πρόκληση που αντιμετωπίζει η παραγωγή αιολικής ενέργειας είναι η ενσωμάτωση-διασύνδεση της παραγόμενης αιολικής ισχύος στο υπάρχον δίκτυο μεταφοράς - διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Η πρόκληση αυτή εδράζεται κατά βάση στην έντονη διακύμανση που παρουσιάζει η πηγή της αιολικής αυτής ενέργειας, ο άνεμος (Santos-Alamillos et al. 2012) που οφείλονται στις διαφορετικές καιρικές συνθήκες και στις εναλλαγές τους, καθώς επηρεάζεται ιδιαίτερα από την μεγάλης κλίμακας κυκλοφορία της ατμόσφαιρας, αλλά και το μεγάλο αριθμό τοπικών χαρακτηριστικών όπως η τραχύτητα του εδάφους, η ορογραφία και οι διαφορές θέρμανσης που παρατηρούνται από τόπο σε τόπο (Petersen et al. 1998). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την διαφοροποίηση των χαρακτηριστικών του, τόσο χωρικά όσο και χρονικά.

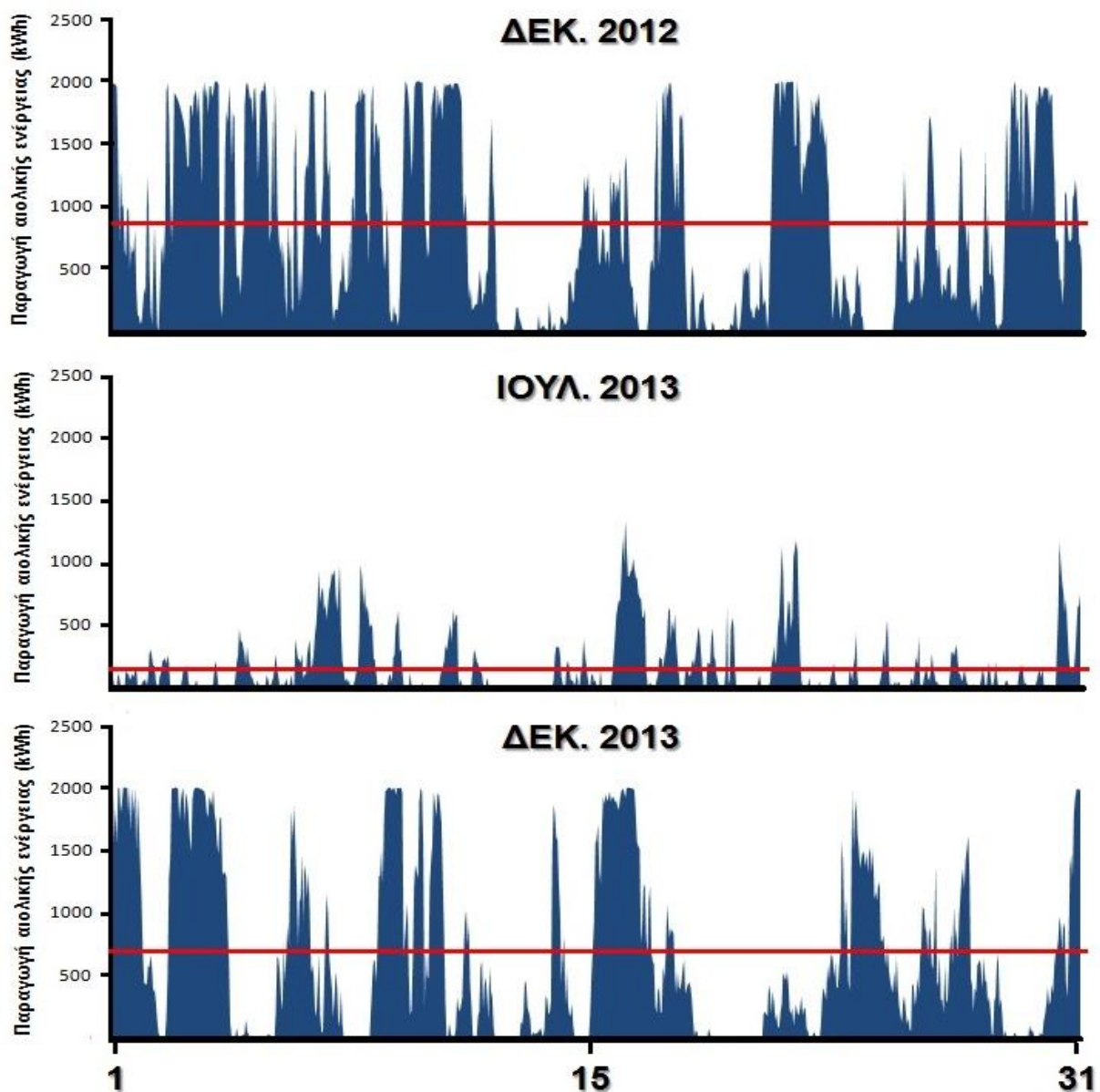
Ανάλογα με την εποχή, τις επικρατούσες καιρικές συνθήκες και τη θέση του αιολικού πάρκου, ο άνεμος και κατ' επέκταση η παραγόμενη αιολική ενέργεια, μπορούν να διαφέρουν σημαντικά παρουσιάζοντας μεγάλες διακυμάνσεις, όπως χαρακτηριστικά συμβαίνει στις ημι-ορεινές και ορεινές εγκαταστάσεις, σε αντίθεση με τα υπεράκτια αιολικά πάρκα όπου και ο άνεμος είναι περισσότερο σταθερός (Marinelli 2011). Καθίσταται έτσι σαφές ότι ο άνεμος μπορεί να θεωρηθεί μια βασική πηγή (ανανεώσιμης) αλλά όχι σταθερής πηγής ενέργειας, εξαιτίας της έντονης χρονικής αλλά και χωρικής μεταβλητότητάς του.



Σχήμα 1.4. Παραγωγή αιολικής ενέργειας στη διάρκεια 96 ωρών.

Επιπλέον αν και η εκτίμηση της συνολικά παραγόμενης αιολικής ενέργειας για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, π.χ. μίας ημέρας ή ενός μήνα μπορεί να έχει μεγάλη ακρίβεια, η σύγκρισή εντούτοις με το προηγούμενο ή επόμενο αντίστοιχο χρονικό διάστημα να παρουσιάζει μεγάλες διαφορές (Σχήμα 1.4 και 1.5). Στο παράδειγμα του Σχήματος 1.4 απεικονίζεται η παραγωγή αιολικής ενέργειας για διάστημα 96 διαδοχικών ωρών. Είναι φανερό η παραγωγή διαφέρει σημαντικά από τη μια μέρα στην άλλη ιδιαίτερα μεταξύ του πρώτου και του τελευταίου 24ώρου, ενώ και τα δύο ενδιάμεσα 24ωρα, στα οποία η συνολικά παραγόμενη ενέργεια είναι περίπου ίδια, η ενδο-ημερήσια διακύμανση είναι εμφανώς διαφορετική. Ομοίως, στο Σχήμα 1.5 όπου απεικονίζεται η συνολικά παραγόμενη αιολική ενέργεια από μια ανεμογεννήτρια στη διάρκεια ενός μήνα και για τρεις διαφορετικούς μήνες (Δεκέμβριος 2012, Ιούλιος 2013, Δεκέμβριος 2013) οι διαφοροποιήσεις είναι σημαντικές. Πράγματι, είτε κάνοντας τη σύγκριση ανάμεσα σε Δεκέμβριο και Ιούλιο με διαφορά έξι μηνών, είτε εξετάζοντας τον ίδιο μήνα με διαφορά ενός έτους, τόσο οι μέσες τιμές όσο και η συνολική παραγωγή διαφέρουν σημαντικά.

Καθίσταται έτσι σαφές ότι η μεγάλη μεταβλητότητα και οι ασυνέχειες που χαρακτηρίζουν τον άνεμο κάνουν δύσκολο τον έλεγχο και την μέγιστη δυνατή αξιοποίησή του (Eurostat 8 Απριλίου 2021; Du et al. 2018; Wang et al. 2019). Αυτό είναι δυνατόν να προκαλέσει σημαντικά προβλήματα στη διοχέτευση της παραγόμενης ενέργειας στο κεντρικό σύστημα διανομής. Ταυτόχρονα όμως αποτελεί και μια πρόκληση για τους διαχειριστές των αιολικών πάρκων, προκειμένου να βελτιστοποιηθεί η παραγόμενη ισχύς, έτσι ώστε ο άνεμος να μπορεί να θεωρηθεί ως μια αξιόπιστη πηγή ενέργειας σε σύγκριση με τις σχετικά σταθερές και προβλεπόμενες συμβατικές πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 1.5. Παραγωγή αιολικής ενέργειας στη διάρκεια ενός μήνα. Πάνω γράφημα Δεκέμβριος 2012, μεσαίο γράφημα Ιούλιος 2013 και κάτω γράφημα Δεκέμβριος 2013. Η κόκκινη γραμμή συμβολίζει τη μέση παραγωγή κάθε μήνα.

Εξαιτίας της ακαθόριστης, όπως αναλύθηκε, ευαισθησίας που παρουσιάζει η πηγή της αιολικής ενέργειας, ο άνεμος, το κόστος παραγωγής της είναι λιγότερο ελκυστικό, σε σχέση με τα συμβατικά συστήματα ενέργειας, καθώς οι διαλείψεις στην παροχή της αιολικής ισχύος δημιουργούσαν αρνητικά ισοζύγια ενέργειας, τα οποία μεταφράζονταν τελικά σε χρηματικό κόστος του συνολικού δικτύου παρεχόμενης ενέργειας (Saintcross et al. 2005; Kariniotakis et al. 2006). Ωστόσο η σταδιακή αύξηση του ποσοστού αιολικής ισχύος στο συνολικό ποσό ηλεκτρικής ενέργειας που φτάνει στους τελικούς χρήστες-καταναλωτές, οδήγησε στην έρευνα για τον περιορισμό των μεταβολών αυτών προκειμένου η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας να καταστεί ελκυστική και αρκετά πιο αξιόπιστη, προσεγγίζοντας την ενέργεια προερχόμενη από τα συμβατικά συστήματα παραγωγής.

Σημαντικό εργαλείο προς την κατεύθυνση του σχεδιασμού της βέλτιστης διαχείρισης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας αποτελεί η πρόγνωση των παραμέτρων που την επηρεάζουν. Ενώ στην περίπτωση των συμβατικών πηγών ενέργειας, εκείνο που είναι απαραίτητο να γνωρίζουμε όσο το δυνατόν νωρίτερα είναι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, κατά την παραγωγή αιολικής ενέργειας από τα αντίστοιχα συστήματα (Wind Energy Conversion Systems – WECS) η πρόγνωση των παραμέτρων όπως η ταχύτητα του ανέμου και αιολικής ισχύς, αποτελεί ζωτικό κομμάτι και σημαντική πρόκληση (Sibei 2014) προκειμένου για την αποτελεσματικότερη ενσωμάτωσή της στο ενιαίο δίκτυο καθώς και την όσο το δυνατόν μεγαλύτερη μείωση του κόστους από τις όποιες μεταβολές και αυξομειώσεις στην παραγωγή της (π.χ. Saintcross et al. 2005; Kariniotakis et al. 2006; Lorenz et al. 2011; Santos-Alamillos et al. 2012). Έτσι οι βασικοί άξονες της έρευνας στον τομέα της παραγωγής αιολικής ενέργειας, ιδιαίτερα τα τελευταία 20 χρόνια, περιλαμβάνουν την επιλογή της καταλληλότερης γεωγραφικής θέση εγκατάστασης αιολικών πάρκων μέσω της ανάλυσης και αξιολόγησης των ανεμολογικών συνθηκών υποψήφιων περιοχών όπως επίσης και την ανάπτυξη, βελτίωση και εφαρμογή μεθόδων πρόβλεψης του ανέμου και του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού (Flores et al. 2005; Thor and Weis-Taylor 2002; Du et al. 2019).

1.4 Εκτίμηση αιολικού δυναμικού

1.4.1 Προγνωστικές μέθοδοι

Η αναγκαιότητα και τα πλεονεκτήματα των προγνώσεων είναι κοινώς αποδεκτά στο πεδίο εκμετάλλευσης του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής. Η σημασία και ο αντίκτυπος μιας καλής πρόγνωσης έχει αναφερθεί εκτενώς από τη μεγαλύτερη μερίδα παραγωγών αιολικής ισχύος και, όπως δήλωσε ο διευθυντής επιχειρήσεων της Eltra Carl Hilger (2005) «εάν μπορούσαμε να βελτιώσουμε την ποιότητα της πρόγνωσης κατά 1% θα είχαμε επωφεληθεί μέχρι και 2 εκ. κορόνες Δανίας». Παρόμοιες δηλώσεις έχουν γίνει και από

άλλους παραγωγούς-χρήστες. Χαρακτηριστικό είναι και το παράδειγμα του προγράμματος Xcel Energy για την παραγωγή προγνώσεων, σύμφωνα με το οποίο ο Parks (2011) ανέφερε μια εξοικονόμηση της τάξης των 6 εκ. δολαρίων ΗΠΑ κατά τη διάρκεια ενός έτους και για τρεις διαφορετικές περιοχές.

Οι πρώτες αναφορές στην πρόγνωση αιολικής ενέργειας έγιναν στις αρχές της δεκαετίας το 1980 (Brown et al. 1984). Ωστόσο λόγω της ραγδαίας ανάπτυξης στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο, τις δεκαετίες που ακολούθησαν δημοσιεύθηκε μεγάλος αριθμός εργασιών με βασικό αντικείμενο την πρόγνωση των πηγών αυτών, με τον άνεμο και την αιολική ενέργεια να καταλαμβάνουν το μεγαλύτερο μέρος. Οι πιο εκτενείς αναφορές για το θέμα παρατίθενται στις αναφορές (Monteiro 2009; Giebel 2011; Wang et al. 2011; Cassola and Burlando 2012; Kuo et al. 2013).

Η πρόγνωση του ανέμου και της αιολικής ενέργειας μπορεί να διακριθεί σε αιτιοκρατική και σε στοχαστική (Alessandrini et al. 2014). Η αιτιοκρατική προσέγγιση αφορά στην εκτίμηση μιας μοναδικής τιμής της υπό εξέταση μεταβλητή, σε συγκεκριμένο χρονικό σημείο στο μέλλον (βήμα πρόγνωσης). Στον αντίποδα, η στοχαστική προσέγγιση εστιάζει στην πληροφόρησή μας για την έκταση των τιμών που πιθανώς να λάβουν οι μεταβλητές αυτές, όπως για παράδειγμα μέσω ενός συνόλου εναλλακτικών σεναρίων ή και εξαρτημένων εξισώσεων πυκνότητας-πιθανότητας (Probability Distribution Functions – PDF) παρέχοντας τις πιθανότητες εμφάνισης ενός γεγονότος (π.χ. ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερης ή μικρότερης από ένα προκαθορισμένο όριο) καθώς και στοιχεία σχετικά με την αβεβαιότητα της συγκεκριμένης εκτίμησης, κάτι που επηρεάζει τις προγνωστικές τιμές (Sperati et al. 2015).

Η βιβλιογραφία αποκαλύπτει έντονο ερευνητικό ενδιαφέρον για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου καθώς και την παραγόμενη από αυτό ενέργεια (Lei et al. 2009; Zhu et al. 2012; Colak et al. 2012), καθώς οι παράμετροι αυτοί θεωρούνται ιδιαίτερα πολύπλοκες εξαιτίας της έντονης αβεβαιότητας, διακύμανσης (Yao et al. 2012) και της χρονικής και χωρικής εξάρτησης που εμφανίζουν. Οι περισσότερες από τις μεθόδους που έχουν αναπτυχθεί, με στόχο την πρόγνωση του ανέμου ή της αιολικής ενέργειας, διακρίνονται σε τέσσερις κατηγορίες: α. φυσικά πρότυπα, β. πρότυπα χωρικής ανάλυσης, γ. συμβατικά στατιστικά πρότυπα και δ. τεχνητά νευρωνικά δίκτυα (ΤΝΔ) καθώς και υβριδικά πρότυπα (Wang et al. 2017; Jiang et al. 2019) τα οποία συνδυάζουν δύο ή περισσότερες μεθόδους.

Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν τα πρότυπα που χρησιμοποιούν ως δεδομένα φυσικές μεταβλητές, όπως η θερμοκρασία και η πίεση μαζί με πληροφορίες για την τοπογραφία μιας περιοχής για την παραγωγή προγνωστικών τιμών ανέμου (Alexiadis et al. 1998; Landberg 1999; Negnevitsky and Potter 2006). Τα πρότυπα αυτά έχουν αναπτυχθεί από τους μετεωρολόγους προκειμένου για την πρόγνωση του καιρού σε μεγάλης έκτασης περιοχές, με

αποτέλεσμα η χωρική ανάλυση του πλέγματος (grid) πάνω στο οποίο επιλύονται οι εξισώσεις να είναι αρκετά μεγάλο. Ο βασικός αυτός περιορισμός δυσχεραίνει την παραγωγή προγνώσεων για τα σημεία εντός του πλέγματος οι οποίες πολλές φορές προκύπτουν με τη εφαρμογή τεχνικών ένδο- ή έξω-παλινδρόμησης (inter-/extra-polation). Για το λόγο αυτό στις περιπτώσεις πρόγνωσης του ανέμου, ιδιαίτερα σε περιοχές με έντονο ανάγλυφο, όπου τα μορφολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής που περιβάλλει το σημείο ενδιαφέροντος (αιολικό πάρκο) τροποποιούν σημαντικά την ροή του ανέμου, γεγονός που δεν μπορεί να αναλυθεί με την επιθυμητή ακρίβεια από τα αριθμητικά πρότυπα πρόγνωσης (Marti et al. 2004).

Τα πρότυπα της δεύτερης κατηγορίας λαμβάνουν υπόψη την χωρική σχέση της ταχύτητας του ανέμου με τις υπό εξέταση περιοχές, Στην περίπτωση αυτή οι χρονοσειρές αυτές των ταχυτήτων ανέμου συγκεκριμένων σημείων συνδυάζονται με τις αντίστοιχες γειτονικές χρονοσειρές για την πρόγνωση της ταχύτητας σε ένα νέο τόπο. Στις (Focken et al. 2009; Barbounis and Theocharis 2007a, 2007b) αναφέρονται παραδείγματα εφαρμογής τέτοιων προτύπων. Από την άλλη, τα συμβατικά στατιστικά πρότυπα περιέχουν μια μεγάλη γκάμα γνωστών προτύπων όπως π.χ. ARMA (Auto Regressive Moving Average) και ARIMA (Auto Regressive Integrated Moving Average), πρότυπα τα οποία χρησιμοποιούν τις ίδιες ή και συσχετιζόμενες χρονοσειρές, προκειμένου να εκτιμηθούν οι μελλοντικές τιμές ταχύτητας ανέμου. Τέλος, τα νευρωνικά δίκτυα έχουν μια σημαντική και ευρεία εφαρμογή τα τελευταία χρόνια εξαιτίας της δυνατότητας τους να διαχειρίζονται πολύπλοκα, μη-γραμμικά προβλήματα με μεγάλο όγκο δεδομένων. Στον Kalogirou (2001) αναφέρεται το πεδίο εφαρμογής των δικτύων αυτών, σημαντικό μέρος των οποίων αφορά στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Cadenas et al. 2010). Στο Κεφάλαιο 2 γίνεται εκτενής αναφορά στη χρήση των δικτύων αυτών, καθώς αποτελούν και το βασικό εργαλείο στα πλαίσια της παρούσας διατριβής.

1.4.2 Χρονικοί ορίζοντες πρόγνωσης

Η μέθοδος πρόγνωσης που χρησιμοποιείται εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα διαθέσιμα δεδομένα καθώς και τη χρονική κλίμακα την οποία απαιτείται να καλύψει. Οι προγνώσεις, ανάλογα με το χρονικό ορίζοντα στον οποίο αναφέρονται, χωρίζονται σε:

- α. πολύ μικρής διάρκειας, από μερικά δευτερόλεπτα έως 30 λεπτά,
- β. μικρής διάρκειας από 30 λεπτά έως έξι ώρες,
- γ. μέσης διάρκειας, μεταξύ έξι και εικοσιτεσσάρων ωρών και
- δ. μεγάλης διάρκειας, από μία ημέρα και πάνω.

Προγνώσεις της τάξης των μερικών δευτερολέπτων είναι απαραίτητες για τον έλεγχο των ανεμογεννητριών, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις επικίνδυνων καταστάσεων (εντόνων

καιρικών φαινομένων, καταιγίδων με ηλεκτρική δραστηριότητα, ανέμων μεγάλης ταχύτητας και μεταβλητότητας) (Bossanyi 1985; Tande and Landberg 1993), καθώς και για τον καθορισμό του ποσού εκκαθάρισης στη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Προγνώσεις της τάξης λίγων λεπτών έως και μερικών ωρών χρησιμοποιούνται για την λήψη αποφάσεων σχετικά με την αύξηση ή μείωση του φορτίου στο δίκτυο, στοιχείων που αφορούν στον οικονομικό σχεδιασμό της εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου, καθώς και για τη διακοπή ή επανεκκίνηση των ανεμογεννητριών προκειμένου να γίνουν προγραμματισμένες εργασίες (Contaxis and Kabouris 2006; [Barbounis](#) et al. 2006; Costa et al. 2008; Ignacio et al. 2009). Από την άλλη, όταν πρόκειται να λάβουν χώρα πιο εκτεταμένες και χρονοβόρες εργασίες (π.χ. αποκατάσταση τμήματος των ανεμογεννητριών, διακοπή ή σύνδεση του στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας κ.α.) υπάρχει απαίτηση πρόγνωσης για μεγαλύτερους χρονικούς ορίζοντες (3 ημέρες ή περισσότερο). Στις περιπτώσεις αυτές οι στατιστικές ιδιότητες των χρονοσειρών του ανέμου δεν είναι χρήσιμες, οπότε και η πρόγνωση στηρίζεται σε πιο γενικές εκτιμήσεις που παρέχονται από τα αριθμητικά πρότυπα με τη χρήση των φυσικών παραμέτρων.

1.4.3 Αβεβαιότητα παραγόμενων προγνώσεων

Οι σημειακές προγνώσεις παραγωγής αιολικής ενέργειας για έναν ορίζοντα 48 ωρών σε ένα αιολικό πάρκο ή σε ευρύτερη περιοχή, είναι πρώτιστης σημασίας για τους τελικούς χρήστες. Όμως, για την καλύτερη δυνατή διαχείριση μιας εγκατάστασης παραγωγής αιολικής ενέργειας είναι απαραίτητη η παροχή στους χρήστες αυτούς κατάλληλων «εργαλείων» για την εκτίμηση του ενδεχόμενου ρίσκου των παραγόμενων προγνώσεων. Με άλλα λόγια, καθώς τα προγνωστικά προϊόντα εμπεριέχουν σφάλματα και αποκλίσεις από την πραγματικότητα, η κατανόησή και συμπερίληψή τους από τους χρήστες των προϊόντων αυτών, θα βοηθήσει στην καλύτερη χρησιμοποίησή τους και τελικά θα λειτουργήσει προς όφελος των αποδεκτών. Οι αποκλίσεις αυτές, που είναι γνωστές με τον όρο αβεβαιότητες, εξετάζονται μέσω δύο προσεγγίσεων: των στατιστικών μεθόδων και των ensembles προγνώσεων (Monteiro et al. 2009; Giebel et al. 2011).

Το βασικό μετρήσιμο μέγεθος, που ουσιαστικά είναι και το ζητούμενο σε μια διαδικασία εκτίμησης μιας παραμέτρου για το επόμενο χρονικό διάστημα, είναι το σφάλμα πρόγνωσης. Εάν για παράδειγμα η υπό εξέταση παράμετρος είναι η παραγόμενη ενέργεια, το σφάλμα πρόγνωσης σε ένα μελλοντικό χρονικό σημείο $t+k$ δίνεται από τη σχέση:

$$e_{(t+k|t)} = P_{(t+k)} - \hat{P}_{(t+k|t)} \quad (1.2)$$

όπου $P(t + k)$ η πραγματική ενέργεια στο χρόνο αυτό και $\hat{P}(t + k | t)$ η εκτιμώμενη. Έτσι, προκειμένου για την εκτίμηση της αβεβαιότητας των ανεπτυγμένων μεθόδων πρόγνωσης

των παραμέτρων αιολικής ενέργειας, σημαντικό βοήθημα αποτελούν οι στατιστικοί δείκτες-κριτήρια. Στους σημαντικότερους και ευρέως εφαρμόσιμους αυτούς δείκτες περιλαμβάνονται:

α. Το μέσο απόλυτο σφάλμα (Mean Absolute Error – MAE):

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (e_{t+k|t}) \quad (1.3)$$

β. Το επί τοις εκατό μέσο απόλυτο σφάλμα (Mean Absolute Percentage Error – MAPE):

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N abs(e_{t+k|t}) \times 100 \quad (1.4)$$

γ. Η τετραγωνική ρίζα του τετραγώνου του σφάλματος (Root Mean Squared Error – RMSE):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (e_{t+k|t})^2} \quad (1.5)$$

Οι δείκτες αυτοί μπορούν να υπολογιστούν με βάση το προκύπτον σφάλμα ή με το κανονικοποιημένο, προκειμένου τα αποτελέσματα των ελέγχων να είναι ανεξάρτητα από το μέγεθος των αιολικών πάρκων στα οποία γίνεται η εκτίμηση των μεταβλητών. Στις περιπτώσεις αυτές οι αντίστοιχοι δείκτες συμβολίζονται ως NMAE, NMAPE, NRMSE (από το Normalized – κανονικοποιημένο) (Madsen et al. 2005).

Η ικανότητα των ανεπτυγμένων μεθόδων να προσεγγίζουν με ακρίβεια την συμπεριφορά των υπό επεξεργασία μεταβλητών εκτιμάται επίσης με τη χρήση του συντελεστή προσδιορισμού, R^2 , μεταξύ πραγματικών και εκτιμώμενων τιμών. Ωστόσο ο συντελεστής αυτός λειτουργεί συμπληρωματικά, καθώς παρέχει εικόνα σχετικά με το αν οι χρησιμοποιούμενες μέθοδοι καταφέρνουν να συλλάβουν τη διακύμανση των εξεταζόμενων δεδομένων, χωρίς να λαμβάνουν υπόψη την απόκλιση (σφάλμα) κατά την παραγωγή των εκτιμήσεων-προγνώσεων.

Μια επιπλέον μέθοδος ελέγχου των παραγόμενων προγνώσεων, είναι και η σύγκριση των αποτελεσμάτων των προτεινόμενων προτύπων με τα αντίστοιχα από την εφαρμογή της απλοϊκής μεθόδου, naive predictor ή persistence method. Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή η τιμή μιας μεταβλητής σε χρόνο $t+k$ στο μέλλον ισούται με την τιμή σε χρόνο t :

$$\hat{U}(t+k|t) = U(t) \quad (1.6)$$

Αν και ιδιαίτερα απλή, η μέθοδος αυτή παρουσιάζει αποτελέσματα μεγάλης ακρίβειας για πολύ μικρής διάρκειας προγνώσεις και για το λόγο αυτό χρησιμοποιείται ευρέως ως βάση αξιολόγησης της απόδοσης κάθε προτεινόμενης προγνωστικής διαδικασίας (Madsen et al. 2005; Soman et al. 2010).

1.5 Ανασκόπηση ερευνητικών προσπαθειών και μεθόδων

Όπως αποτυπώνεται στα παραπάνω αναφερόμενα, η αναγκαιότητα γνώσης του άνεμου και της παραγόμενης από αυτόν ενέργειας σε ένα τόπο είναι κρίσιμη ούτως ώστε το προϊόν να θεωρηθεί αξιόπιστο προς χρήση. Οι ερευνητικές προσπάθειες μπορεί να διακριθούν σε αυτές που έχουν ως στόχο την εκτίμηση των τιμών των παραμέτρων αυτών σε μια περιοχή ή και σημείο με τη βοήθεια τεχνικών χωρικής ανάλυσης και χρήση δεδομένων γειτονικών περιοχών, καθώς και σε αυτές που έχουν ως τελικό αποτέλεσμα την παραγωγή νέων-μελλοντικών τιμών.

1.5.1 Τεχνικές Χωρική ανάλυση

Η στροφή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική, οδήγησε σε μια έντονα ανοδική τάση εγκατάστασης νέων μονάδων παραγωγής. Οι απαιτήσεις εύρεσης κατάλληλων τοποθεσιών που θα κάλυπταν τις ανάγκες σε αιολικό δυναμικό, οδήγησαν επιστημονικές έρευνες για την καλύτερη αποτύπωση του πεδίου ανέμου, ακόμα και σε θέσεις όπου οι ανεμολογικές μετρήσεις ήταν ελλιπείς ή και μηδαμινές. Στο πλαίσιο αυτό σημαντικός αριθμός εργασιών επικεντρώθηκε στην εκτίμηση αρχικά του ανέμου και στη συνέχεια της δυνητικά παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε ένα τόπο, με τη χρήση φυσικών και στατιστικών εργαλείων χωρικής εκτίμησης, σε συνδυασμό με χωρικά πλεγματικά δεδομένα (grid points) είτε με παρατηρήσεις από γειτονικές περιοχές. Οι Bechrakis και Sparis (2004) ανέπτυξαν ένα νευρωνικό δίκτυο για την εκτίμηση της ταχύτητας και της αντίστοιχης παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε δύο νησιωτικές περιοχές του Αιγαίου χρησιμοποιώντας ως δεδομένα τις χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου από γειτονικές τοποθεσίες. Για την επιλογή των κατάλληλων δεδομένων εισόδου στο πρότυπο χρησιμοποιήθηκε η συνάρτηση δια-συσχέτισης μεταξύ των διαθέσιμων χρονοσειρών ανέμου (Sample Cross Correlation Function – SCCF), ενώ από τα αποτελέσματα προέκυψε πως η χρήση χρονοσειρών με υψηλές τιμές SCCF οδήγησε σε καλύτερη προσομοίωση των υπό εξέταση μεταβλητών στη θέση ενδιαφέροντος. Ο Oztopal (2006) παρουσιάζει μια μέθοδο εκτίμησης του ανέμου σε τρεις διαφορετικές περιοχές στον κόλπο του Μαρμαρά στην Τουρκία, με ανεμολογικά δεδομένα από δέκα διαφορετικούς ιστούς στην ίδια περιοχή. Για το σκοπό αυτό ανέπτυξε ένα νευρωνικό δίκτυο που ως δεδομένα εισόδου λάμβανε τις διαθέσιμες γειτονικές χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου οι οποίες είχαν προσαρμοστεί στο κάθε σημείο-στόχο (target-point) με τους κατάλληλους συντελεστές

βαρών. Τα αποτελέσματα έδειξαν πως η διαδικασία αυτή οδήγησε στην εξισορρόπηση των προβλημάτων που οφείλονταν στη διακύμανση του ανέμου μεταξύ χαμηλών και υψηλών ταχυτήτων στην περιοχή του σημείου-στόχου. Παρόμοια αποτελέσματα παρουσίασαν και οι Bilgili et al. (2007) οι οποίοι ανέπτυξαν ένα νευρωνικό δίκτυο για την εκτίμηση μηνιαίων τιμών ταχύτητας ανέμου σε σημεία-στόχους με τη βοήθεια χρονοσειρών αναφοράς από γειτονικές περιοχές.

Οι Philiporopoulos και Deligiorgi (2012) εφάρμοσαν δύο πρότυπα ΤΝΔ προκειμένου για την χωρική εκτίμηση της ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή των Χανίων της Κρήτης, μιας περιοχής με πολύπλοκα τοπογραφικά χαρακτηριστικά. Οι μέσες ωριαίες τιμές της ταχύτητας του ανέμου από έξι διαφορετικούς σταθμούς χρησιμοποιήθηκαν για την διαμόρφωση του ενός προτύπου, ενώ για το δεύτερο χρησιμοποιήθηκαν οι αντίστοιχες συνιστώσες u και v . Τα αποτελέσματα συγκρίθηκαν με αυτά από την εφαρμογή παραδοσιακών μεθοδολογιών παρουσιάζοντας μεγαλύτερη ακρίβεια, ενώ τονίστηκε και η βελτίωση των παραγόμενων τιμών από τη χρήση της διεύθυνσης του ανέμου υπό τη μορφή των διανυσμάτων του ανέμου. Οι Mogensen et al. (2012) προκειμένου να προσομοιώσουν την ταχύτητα του ανέμου σε περιοχές με έντονο ανάγλυφο, ανέπτυξαν μια μέθοδο όπου συνδυάζει την Computational Fluid Dynamic (CFD) με τις συναρτήσεις στροβιλισμού k - ϵ , χρησιμοποιώντας ως δεδομένα χρονοσειρές ανέμου από διαφορετικού ύψους ανεμολογικούς ιστούς. Στόχος ήταν η εκτίμηση της μέσης ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ένα αιολικό πάρκο (Annual Energy Production – AEP), ενώ τα αποτελέσματα απέδειξαν ότι η μέθοδος μπορεί να προσφέρει πολύτιμες πληροφορίες για τις συνθήκες ροής σε υπό διερεύνηση, για εγκατάσταση ανεμογεννητριών, περιοχές. Οι Badger et al. (2014) παρουσίασαν μια στατιστική-δυναμική μέθοδο κατά την οποία τα αποτελέσματα της εφαρμογής ενός μέσης-κλίμακας μη-υδροστατικού προτύπου (Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model – KAMM) για την εκτίμηση κλιματικού ανεμολογικού άτλαντα σε μια ευρεία περιοχή, χρησιμοποιούνται για τη δημιουργία πλεγματικών δεδομένων μικρότερης κλίμακας, για την εφαρμογή τους στον τομέα παραγωγής αιολικής ενέργειας. Οι Santos-Allamillos et al. (2014) ανέπτυξαν μια μεθοδολογία για τον υπολογισμό της χωρικής μεταβλητότητας της παραγόμενης αιολικής ενέργειας προκειμένου για την εξισορρόπηση της συνεισφορά σε ένα ενοποιημένο σύστημα. Βασικό εργαλείο αποτέλεσε η στατιστική μέθοδος ανάλυσης σε κύριες συνιστώσες (Principal Components Analysis – PCA) για τη χωρο-χρονική ανάλυση του αιολικού δυναμικού και εν συνεχεία την εκτίμηση της βέλτιστης θέσης εγκατάστασης αιολικού πάρκου με σκοπό τη μείωση της διακύμανσης της διοχετευόμενης αιολικής ενέργειας στο κεντρικό δίκτυο διανομής.

Τέλος, οι Bloomfield et al. (2020) μέσω ενός καινούργιου ευρωπαϊκού προγράμματος κλιματολογικών μελετών για την ενέργεια (S2S4E), χρησιμοποίησαν πλεγματικά δεδομένα επαν-ανάλυσης (reanalysis), διαθέσιμα από τη βάση δεδομένων ERA5 προερχόμενα από το Copernicus Climate Change Service information (C3S) (Hersbach et al. 2020), τα οποία επεξεργάστηκαν με τη βοήθεια των προγνωστικών προτύπων του European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) και National Centers for Environmental Prediction (NCEP). Σκοπός της εργασίας ήταν η παραγωγή εποχικών, αλλά και μικρότερης διάρκειας προγνώσεων που αφορούν στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σε εθνικό επίπεδο, καθώς και την παραγόμενη ηλιακή και αιολική ενέργεια για την ίδια χρονική περίοδο. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα οι προγνώσεις μπορούν να παρέχουν σημαντική πληροφορία στους εν δυνάμει χρήστες, ανάλογα με την εφαρμογή και την επιθυμητή διάρκεια πρόγνωσης σε συνάρτηση με το είδος των αποφάσεων που θα πρέπει να λάβουν.

1.5.2 Τεχνικές πρόγνωση ανέμου και παραγόμενης ενέργειας

Η αιολική ενέργεια, αν και ιδιαίτερα ελκυστική απέναντι στις συμβατικές μορφές, προκειμένου να μπορεί να ενσωματωθεί στο ενιαίο δίκτυο και χρησιμοποιηθεί, απαιτεί σχετικά μεγάλης ακρίβειας προγνώσεις ταχύτητας ανέμου ή/και παραγόμενης ισχύος/ενέργειας στους τόπους όπου παράγεται. Για το λόγο αυτό έχει δημοσιευθεί μεγάλο πλήθος ερευνητικών προσπαθειών έχοντας βασικό αντικείμενο την πρόβλεψη του ανέμου και της παραγόμενης από αυτόν ενέργειας για χρονικούς ορίζοντες από μερικά λεπτά έως αρκετές ώρες. Μια από τις πρώτες στοχευμένες προσπάθειες ήταν αυτή των Landberg και Watson (1994), οι οποίοι συνδύασαν αριθμητικά πρότυπα καιρού με πρότυπα, είτε φυσικά είτε στατιστικά, λαμβάνοντας υπόψη τα τοπικά χαρακτηριστικά του υπό εξέταση σημείου. Η μεγάλης κλίμακας ατμοσφαιρική κυκλοφορία μετατράπηκε σε αυτή της επιφάνειας του εδάφους μέσω της συνάρτησης του γεωστροφικού ανέμου και του λογαριθμικού προφίλ του. Τα αποτελέσματα προσέγγιζαν πολύ καλύτερα τις πραγματικές τιμές στις περιπτώσεις που υπήρχαν διαθέσιμα δεδομένα ανέμου από τη θέση, όπως επίσης για υψηλές μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου. Στους Kariniotakis et al. (1996), Mohandes et al. (1998), Alexiadis et al. (1998), Sfetsos (2000, 2002), More και Deo (2003), Flores (2005), Barbounis et al. (2006), Ranganayaki και Deepa (2016), Masoumi et al. (2017), Huang και Kuo (2018), Zucatelli et al. (2019), παρουσιάζονται μέθοδοι πρόγνωσης ταχύτητας ανέμου και παραγόμενης αιολικής ισχύος με τη εφαρμογή νευρωνικών δικτύων διαφορετικών δεδομένων εισόδου και διαμορφώσεων. Τα αποτελέσματα των εργασιών αυτών εμφανίζονται σημαντικά βελτιωμένα σε σύγκριση με τα αντίστοιχα από την εφαρμογή συμβατικών στατιστικών μεθόδων και της persistence method.

Οι Beyer et al. (1999) χρησιμοποίησαν τις προγνωστικές τιμές του πεδίου ανέμου από το επιχειρησιακό αριθμητικό πρότυπο μεγάλης κλίμακας της Γερμανικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας, με σκοπό την εκτίμηση της παραγόμενης αιολικής ισχύος σε συγκεκριμένες τοποθεσίες, για χρονικό ορίζοντα 6-48 ωρών, λαμβάνοντας υπόψη τους παράγοντες τραχύτητας και ορογραφίας των περιοχών αυτών. Οι Focken et al. (2002) χρησιμοποιώντας το ίδιο πρότυπο, ανέλυσαν το σφάλμα της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από αιολικά πάρκα στην Γερμανία, εφαρμόζοντας στατιστικές τεχνικές χωρικής εξομάλυνσης. Η προτεινόμενη διαδικασία οδήγησε σε σημαντική μείωση του σχετικού σφάλματος πρόγνωσης, ενώ επιπλέον κατάληξαν στο συμπέρασμα ότι το μέγεθός του οφείλεται πρωτίστως στο μέγεθος της υπό εξέταση περιοχής και σε μικρότερο βαθμό στον αριθμό των εγκατεστημένων, σε αυτήν, αιολικών πάρκων.

Μεγάλος αριθμός εργασιών πραγματεύεται την ανάπτυξη συνδυαστικών μεθόδων για την πρόγνωση του ανέμου και της παραγόμενης ενέργειας. Οι Marti et al. (2004) τροφοδότησαν το αριθμητικό πρότυπο MM5 με δεδομένα συνοπτικής κλίμακας από παγκόσμια ή περιοχικά πρότυπο, συνδυάζοντάς το με το πρότυπο CFD προκειμένου να μετατρέψουν τις προγνωστικές πλεγματικές τιμές σε σημειακές προγνώσεις. Τις τιμές αυτές επεξεργάστηκαν στατιστικά έτσι ώστε να αφαιρέσουν πιθανά συστηματικά σφάλματα. Οι Sideratos και Hatziaργyρίου (2007) ανέπτυξαν ένα συνδυαστικό πρότυπο στο οποίο τα αποτελέσματα από ένα αριθμητικό πρότυπο πρόγνωσης αναλύονται ως προς την αξιοπιστία τους με χρήση ενός προτύπου ασαφούς λογικής (fuzzy logic), ενώ τρία τεχνητά νευρωνικά δίκτυα ακτινικής βάσης (Radial Basis Function – RBF) χρησιμοποιούνται για την παραγωγή της τελικής πρόγνωσης. Οι Ramirez-Rosado et al. (2009) ανέπτυξαν δύο πρότυπα συνδυάζοντας προγνωστικά δεδομένα ανέμου από το αριθμητικό πρότυπο MM5 με πολυεπίπεδα (MLP) ΤΝΔ και δεδομένα παραγόμενης ισχύος από το σύστημα καταγραφής ενός αιολικού πάρκου. Σκοπός ήταν η πρόγνωση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας με τη μεγαλύτερη δυνατή ακρίβεια για χρονικό διάστημα 72 ωρών, για χρήση στις διαδικασίες αγοράς ενέργειας. Οι Cadenas και Rivera (2010) ανέπτυξαν ένα πρότυπο ARIMA για την πρόγνωση του ανέμου σε τρεις διαφορετικές τοποθεσίες του Μεξικό συνδυάζοντας την με ΤΝΔ το οποίο χρησιμοποίησαν για την μείωση του προγνωστικού σφάλματος. Όμοια οι Camelo et al. (2018) ανέπτυξαν δύο διαφορετικά υβριδικά πρότυπα συνδυάζοντας συμβατικές στατιστικές μεθόδους μέσω γραμμικών συναρτήσεων (όπως πρότυπα ARIMA) και νευρωνικά δίκτυα προκειμένου να «συλλάβει» το μη-γραμμικό μέρος των χρονοσειρών του ανέμου για την καλύτερη προσέγγιση των πραγματικών τιμών.

Οι Ranganayaki και Deepa (2016) συνδύασαν τέσσερα είδη ΤΝΔ, multilayer perceptron (MLP), multilayer adaptive linear neuron (Madaline), back-propagation neural network (BPN),

και probabilistic neural network (PNN) για την πρόγνωση ταχύτητας ανέμου σε ένα σημείο, με μεγαλύτερη ακρίβεια, χρησιμοποιώντας ως είσοδο των προτύπων δεδομένα ανέμου από γειτονικές περιοχές. Άλλοι ερευνητές όπως οι Turbelin et al. (2009), Liu et al. (2013), Abhinav et al. (2017), Li et al. (2019) ανέπτυξαν διαφορετικά υβριδικά πρότυπα, συνδυάζοντας πρότυπα μετασχηματισμού χρονοσειρών κυματιδίων (wavelets) με ΤΝΔ, βελτιώνοντας σημαντικά τα προγνωστικά αποτελέσματα σε σύγκριση με αυτά από την εφαρμογή μεμονωμένων προτύπων.

Στη βιβλιογραφία υπάρχουν επίσης αναφορές για την ανάπτυξη και εφαρμογή στατιστικών προτύπων για την εκτίμηση των παραμέτρων του ανέμου και της αιολικής ενέργειας, τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν είτε για το σχεδιασμό εγκατάστασης νέων συστημάτων παραγωγής αιολικής ενέργειας ή και κατά τη φάση λειτουργίας τους. Τέτοια είδη προγνώσεων παρουσιάζονται στους Klockl et al. (2008), Slougher et al. (2010), Yahyai et al. (2012), Zhang et al. (2014), Pan et al. (2015), Xydas et al. (2016), Cui et al. (2017), Wu et al. (2018), Yang et al. (2019), Sun et al. (2020) κ.α.

Σημαντική συνεισφορά στην ανάπτυξη και εξέλιξη των ερευνητικών προσπαθειών πρόγνωσης ανέμου και της παραγόμενης, από αυτόν, ενέργειας αποτέλεσε το Ευρωπαϊκό πρόγραμμα ANEMOS. Σκοπός του προγράμματος ήταν, μέσα από τη σύγκριση μεγάλου αριθμού προγνωστικών μεθόδων, η ανάπτυξη πιο εξελιγμένων και ακριβέστερων προτύπων πρόγνωσης τα οποία θα υπερτερούσαν σε απόδοση των ήδη υφισταμένων, τόσο για εφαρμογές σε παράκτια όσο και υπεράκτια συστήματα παραγωγής αιολικής ενέργειας. Το πρόγραμμα διήρκεσε τέσσερα χρόνια (2002-2006), ενώ η διαδικασία ελέγχων των μεθόδων, τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματά του δημοσιεύτηκαν στις εργασίες των Marti et al. (2006) και Kariniotakis et al. (2006). Παρόμοια στόχευση είχε και το ευρωπαϊκό πρόγραμμα COST WIRE (Weather Intelligence for Renewable Energies). Σκοπός του προγράμματος ήταν η βελτίωση των παρεχόμενων προγνώσεων στον τομέα παραγωγής αιολικής και ηλιακής ενέργειας, στα πλαίσια του οποίου αξιολογήθηκαν οι αποδόσεις διαφορετικών προτύπων για την πρόγνωση της παραγόμενης ισχύος από συγκεκριμένες εγκαταστάσεις αιολικών και ηλιακών πάρκων. Οι Sperati et al. (2015) παρουσίασαν τα αποτελέσματα από την σύγκριση των διαφορετικών μεθόδων, παρέχοντας σημαντικές πληροφορίες για τις προοπτικές στο συγκεκριμένο πεδίο έρευνας καθώς και τα σημεία που επιδέχονται βελτίωση.

1.6 Σκοπός Διατριβής

Σκοπός της παρούσας διατριβής είναι η βελτίωση της εκτίμησης των παραμέτρων εκείνων που επιτρέπουν την απρόσκοπτη χρήση της αιολικής ενέργειας στο μέγιστο δυνατό βαθμό, ούτως ώστε να θεωρείται εξίσου αξιόπιστη σε σύγκριση με τις υπάρχουσες

συμβατικές μορφές ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό προτείνεται μια ολοκληρωμένη διαδικασία ανάλυσης και επεξεργασίας δεδομένων ανέμου και παραγόμενης αιολικής ενέργειας, από εν λειτουργία συστήματα παραγωγής αιολικής ενέργειας, σε περιοχές του ελλαδικού χώρου με ποικιλόμορφη μορφολογία, με στόχο:

α. την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με τις δυνατότητες και τους περιορισμούς κατανόησης της συμπεριφοράς του ανέμου προκειμένου για την προσομοίωσή του σε επιλεγμένο σημείο-στόχο,

β. τη συμπλήρωση χρονοσειρών ανέμου για την χρησιμοποίησή τους σε ανεμολογικές μελέτες,

γ. την πρόγνωση ταχύτητας ανέμου στο ύψος της ανεμογεννήτριας καθώς και της παραγόμενης αιολικής ενέργειας και

δ. την ανίχνευση πιθανής σχέσης μεταξύ εκδήλωσης καταιγίδων συνοδευόμενες από ηλεκτρική δραστηριότητα και των απότομων μεταβολών στην ταχύτητα του ανέμου, στο ύψος των ανεμογεννητριών, καθώς και την δυνατότητα πρόγνωσης αυτών για το επόμενο χρονικό διάστημα.

Ακολουθώντας το πλάνο αυτό η εργασία χωρίζεται σε πέντε κεφάλαια. Το Κεφάλαιο 1 περιλαμβάνει την παρούσα εισαγωγή. Το Κεφάλαιο 2 πραγματεύεται την ανάλυση και επεξεργασία των διαθέσιμων ανεμολογικών δεδομένων προκειμένου για την προσομοίωση της ταχύτητας ανέμου σε ένα συγκεκριμένο σημείο-στόχο. Για το λόγο αυτό αναπτύσσονται διαφορετικά στατιστικά πρότυπα περιλαμβανομένων των ΤΝΔ και προτύπων αυτό-παλινδρόμησης με ενσωματωμένο κινητό μέσο όρο ARIMA. Χρονοσειρές δεδομένων ανέμου από γειτονικά σημεία καθώς και παρελθούσες τιμές της ίδιας χρονοσειράς-στόχου χρησιμοποιούνται για την ολοκλήρωση της διαδικασίας, με στόχο την επιλογή του προτύπου που θα καταφέρει να προσομοιώσει με μεγαλύτερη ακρίβεια τη συμπεριφορά της ταχύτητας της υπό εξέταση χρονοσειράς. Με βάση τα αποτελέσματα αναπτύσσεται ένας μηχανισμός συμπλήρωσης των κενών στις χρονοσειρές ταχύτητας, έτσι ώστε τα ανεμολογικά αυτά δεδομένα να μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ολοκληρωμένη εξαγωγή συμπερασμάτων αναφορικά με το αιολικό δυναμικό της περιοχής μελέτης. Τα αποτελέσματα της διαδικασίας συγκρίνονται με τα αντίστοιχα από την εφαρμογή της εμπειρικής ορθογώνιας συνάρτησης ενδο-παλινδρόμησης δεδομένων (DINEOF – Data Interpolating Empirical Orthogonal Function), μιας τεχνικής που χρησιμοποιείται στο γεωφυσικό πεδίο για τη συμπλήρωση τιμών που λείπουν σε σύνολα δεδομένων, κατά προτίμηση δορυφορικής προέλευσης.

Στο Κεφάλαιο 3 αναλύεται η ανάπτυξη ενός νευρωνικού δικτύου καθώς και ο τρόπος επιλογής του βέλτιστου διανύσματος δεδομένων εισόδου σε αυτό που οδηγεί στην πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου, στο ύψος της ανεμογεννήτριας. Το βήμα πρόγνωσης είναι 1 ώρα και ο χρονικός ορίζοντας 24 ωρών, ενώ τα παραγόμενα αποτελέσματα συγκρίνονται με αυτά που προκύπτουν από την εφαρμογή της απλοϊκής μεθόδου. Αντίστοιχα στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζεται η ανάπτυξη νευρωνικών δικτύων με διαφορετικούς αλγορίθμους και διαμορφώσεις δεδομένων εισόδου, προκειμένου για την πρόγνωση της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από μια ανεμογεννήτρια, σε διάστημα 1 ώρας. Η συμβολή από τη χρήση της καμπύλης ιδανικής ισχύος της ανεμογεννήτριας κατά τη διαδικασία πρόγνωσης επίσης εξετάζεται. Η σύγκριση των αποτελεσμάτων λαμβάνει χώρα μεταξύ των ανεπτυγμένων προτύπων και της εφαρμογής της απλοϊκής μεθόδου. Τέλος στο Κεφάλαιο 5 εξετάζεται η σχέση έντονων ριπών ταχύτητας ανέμου με τις παρατηρούμενες ηλεκτρικές εκκενώσεις σε ένα αιολικό πάρκο, ενώ στη συνέχεια αναλύεται η εμφάνιση των φαινομένων αυτών σε σχέση με τέσσερις μετεωρολογικές παραμέτρους, ήτοι του CAPE (Convective Available Potential Energy), του TTI (Total Totals Index), της ταχύτητας ανέμου στο ισοβαρικό επίπεδο των 500 hPa και του κατακόρυφου διατμητικού ανέμου (Vertical Wind Shear) μεταξύ των ισοβαρικών επιπέδων 1000 hPa και 500 hPa. Επιπρόσθετα, εξετάζεται η δυνατότητα πρόγνωσης μικρής διάρκειας της εμφάνισης των φαινομένων αυτών. Για το σκοπό αυτό παρουσιάζεται η ανάπτυξη ενός νευρωνικού δικτύου, το οποίο με τη βοήθεια των παραμέτρων αυτών καθώς και δεδομένων ανέμου (μέση-μέγιστη ταχύτητα και διεύθυνση) στο ύψος της ανεμογεννήτριας, εφαρμόζεται για την εκτίμηση εμφάνισης ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων στην περιοχή μελέτης, για την επόμενη ώρα.

Η εργασία ολοκληρώνεται με τον Επίλογο όπου γίνεται συνολική αποτίμηση της εργασίας καθώς και παρουσίαση των κυριότερων συμπερασμάτων της, ενώ παρατίθενται και θέματα για μελλοντικές εργασίες.

1.7 Περιοχή μελέτης

Βασικό εργαλείο για την επίτευξη των στόχων που τέθηκαν είναι η διαθεσιμότητα δεδομένων τα οποία θα χρησιμοποιηθούν τόσο στο στάδιο της ανάπτυξης των προτεινόμενων μεθόδων όσο και στην αξιολόγηση της απόδοσής τους. Για το σκοπό αυτό ως περιοχή μελέτης επιλέχθηκε ένα αιολικό πάρκο το οποίο βρίσκεται στη δυτική Ελλάδα, σε μια ημι-ορεινή περιοχή της Ναυπάκτου, του νομού Αιτωλοακαρνανίας, με μέσο υψόμετρο περίπου 1300 m (Σχήμα 1.6). Το πάρκο ανήκει στην εταιρία TERNΑ ENERGYS.A., έχει ονομαστική παραγόμενη ισχύ 24000 kW και αποτελείται από 12 ανεμογεννήτριες των 2000 kW η καθεμία. Κάθε ανεμογεννήτρια είναι εφοδιασμένη με ένα σύστημα που καταγράφει και ελέγχει την κατάστασή της ανά πάσα στιγμή, το σύστημα Supervisory Control and Data

Acquisition (SCADA), όπου σημαντικός αριθμός ζωτικών, για την ανεμογεννήτρια, παραμέτρων καταγράφονται και αποθηκεύονται. Από το σύστημα αυτό προέρχονται και τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διατριβή. Αυτά αποτελούνται από τις δεκάλεπτες χρονοσειρές ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου, καταγεγραμμένες στο ύψος της ατράκτου, καθώς και τα αντίστοιχα δεδομένα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η περίοδος που καλύπτουν είναι από 1-1-2012 έως 31-12-2014.

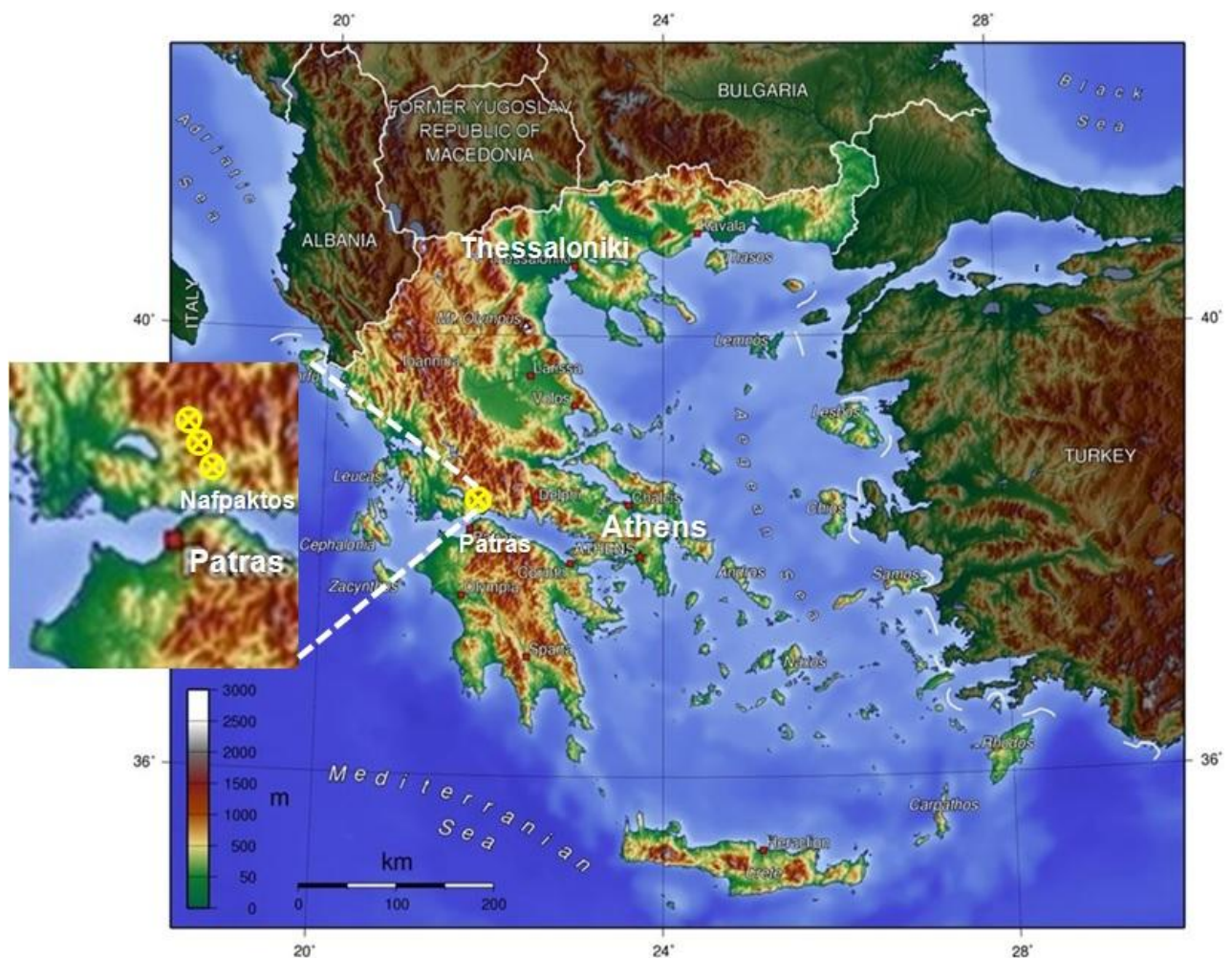
Στο Σχήμα 1.7 απεικονίζονται με τη μορφή ροδογραμμάτων οι συχνότητες εμφάνισης των ταχυτήτων του ανέμου κάθε ανεμογεννήτριας συναρτήσει των αντίστοιχων διευθύνσεων, ενώ στον Πίνακα 1.1 παρατίθενται τα βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά των χρονοσειρών αυτών. Σε γενικές γραμμές, άνεμοι μεγαλύτερης έντασης πνέουν από νοτιοδυτικές ή νοτιοανατολικές διευθύνσεις κατά τη διάρκεια της ψυχρής περιόδου του έτους (από Νοέμβριο έως Μάρτιο), ως επακόλουθο συνοπτικών συστημάτων που επηρεάζουν τα δυτικά τμήματα της Ελλάδας. Την θερμή περίοδο (Απρίλιος-Οκτώβριος) αντίθετα, οι ταχύτητες των ανέμων είναι μικρότερες αλλά μεγαλύτερης διακύμανσης συνέπεια τόσο της απουσίας συνοπτικών συστημάτων όσο και των εποχιακών ή και τοπικών, μικρής κλίμακας, μηχανισμών δημιουργίας ανέμου όπως η θαλάσσια και απόγειος αύρα καθώς και οι Ετησίες.

Πίνακας 1.1. Στατιστικά χαρακτηριστικά χρονοσειρών ανέμου των 12 ανεμογεννητριών. Οι ταχύτητες δίνονται σε $m.s^{-1}$ και οι διευθύνσεις σε μοίρες ($^{\circ}$).

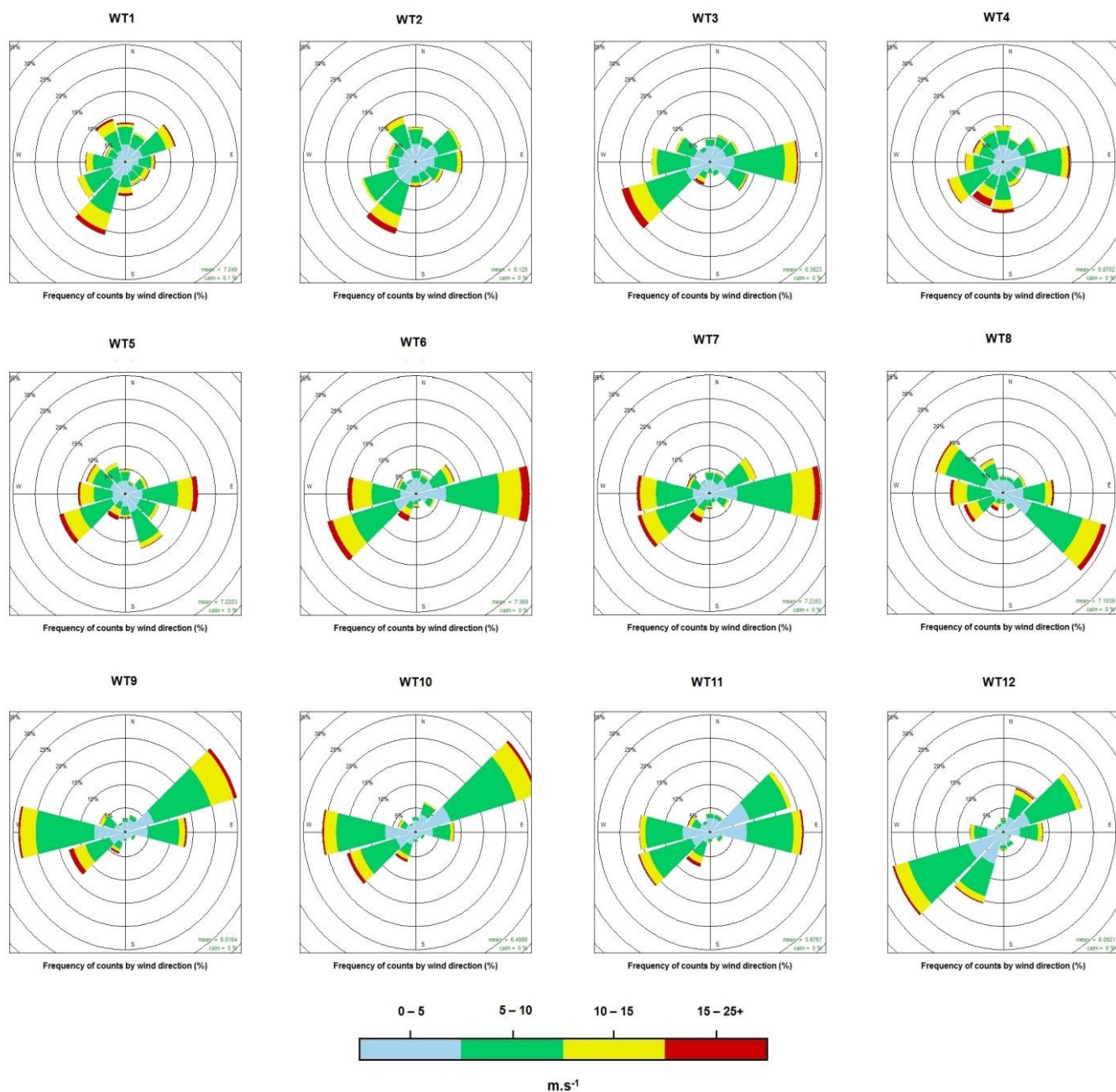
No	Μέση ταχύτητα ($m.s^{-1}$)	Μέση μέγιστη ταχύτητα ($m.s^{-1}$)	Τυπική απόκλιση μέσης ταχ. ($m.s^{-1}$)	Μέση διεύθυνση ($^{\circ}$)	Μέση ωριαία παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)
#1	7,0	22,8	3,8	188	438,1
#2	6,1	22,4	3,4	188	397,3
#3	6,4	22,4	3,5	179	409,9
#4	6,9	22,8	3,7	183	488,1
#5	7,2	23,2	3,9	183	540,7
#6	7,4	24,6	4,3	175	545,9
#7	7,2	24,5	3,9	172	533,0
#8	7,1	23,5	3,9	190	534,8
#9	6,8	24,0	3,7	170	510,5
#10	6,5	23,1	3,5	164	435,5
#11	6,0	21,2	3,2	167	361,3
#12	6,1	20,1	3,2	164	375,9

Όπως προκύπτει από την ανάλυση των δεδομένων, η ανεμογεννήτρια #6 παρουσιάζει τη μεγαλύτερη μέση ταχύτητα, έστω και αν δεν βρίσκεται στο υψηλότερο σημείο του αιολικού πάρκου. Ο λόγος είναι η θέση της, οποία εντοπίζεται στη μέση περίπου του πάρκου και στον αυχένα του ορεινού όγκου που καλύπτει η εγκατάσταση. Το σημείο όπου δεν παρουσιάζει εμπόδια, ιδιαίτερα στις διευθύνσεις των επικρατούντων ανέμων με αποτέλεσμα οι ταχύτητες να παρουσιάζονται πιο ενισχυμένες. Στον αντίποδα, η ανεμογεννήτρια #11, που εντοπίζεται στο χαμηλότερο σχεδόν επίπεδο του πάρκου, παρουσιάζει τις μικρότερες ταχύτητες ανέμων γεγονός που οφείλεται στο ότι η περιοχή είναι περισσότερο πολύπλοκη μορφολογικά, ενώ η αλληλεπίδραση μεταξύ ξηράς και θάλασσας είναι εντονότερη οδηγώντας σε ασθενέστερους ανέμους μεγαλύτερης μεταβλητότητας.

Ανάλογα είναι και τα αποτελέσματα από την επεξεργασία των δεδομένων παραγωγής ενέργειας.



Σχήμα 1.6. Περιοχή μελέτης.



Σχήμα 1.7. Ροδογράμματα συχνοτήτων εμφάνισης ανέμων στις 12 ανεμογεννήτριες του αιολικού πάρκου. Η κλίμακα απεικονίζει την ταχύτητα του ανέμου και δίνεται σε m.s^{-1} .

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΑΙ ΣΥΜΠΛΗΡΩΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο άνεμος είναι το αποτέλεσμα πολύπλοκων, αλληλένδετων μηχανισμών που λαμβάνουν χώρα σε μικρή ή μεγάλη κλίμακα. Το γεγονός αυτό κάνει την κατανόηση της συμπεριφοράς του ιδιαίτερος κρίσιμη παράμετρο για τις εφαρμογές στο πεδίο της παραγωγής αιολικής ενέργειας. Ένα σημαντικό βήμα προκειμένου για την αποτύπωση της μεταβλητότητας και διακύμανσης του ανέμου (ταχύτητα αλλά και διεύθυνση) σε μια περιοχή που σχεδιάζεται η εγκατάσταση και λειτουργία πάρκου παραγωγής αιολικής ενέργειας αποτελεί και η διαδικασία εκτίμησης της ταχύτητας αυτής.

Πράγματι, δεδομένης της συνεχώς αυξανόμενης απαίτησης για καθορισμό νέων θέσεων προς υλοποίηση τέτοιου είδους επενδύσεων, κρίνεται απαραίτητη η μελέτη και καταγραφή του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού μιας περιοχής στην οποία, ωστόσο, είτε δεν υπάρχουν διαθέσιμες ανεμολογικές μετρήσεις, είτε δεν επαρκούν (λίγες στον αριθμό ή με αρκετά κενά). Στις περιπτώσεις αυτές, μια χρήσιμη όσο και ουσιαστική προσέγγιση είναι αυτή της εκτίμησης των παραμέτρων του ανέμου με την βοήθεια δεδομένων από γειτονικές τοποθεσίες, όπου υπάρχουν διαθέσιμες μετρήσεις. Στο πλαίσιο αυτό, στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η ανάπτυξη διαφορετικών στατιστικών μεθόδων με σκοπό αρχικά την εκτίμηση της ταχύτητας του ανέμου σε ένα σημείο-στόχο (target-point), και στην συνέχεια, την εφαρμογή των προτεινόμενων μεθόδων σε χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου για τη συμπλήρωση κενών που υπάρχουν στα δεδομένα τους ή και τη επέκτασή τους με τη παραγωγή νέων τιμών.

Η ενότητα χωρίζεται σε δύο μέρη. Στο πρώτο αναλύεται η ανάπτυξη νευρωνικών δικτύων με διαφορετικές διαμορφώσεις καθώς και προτύπων ARIMA τα οποία και αξιολογούνται ως προς την ικανότητά τους να υπολογίζουν την ταχύτητα του ανέμου σε ένα προ-επιλεγμένο σημείο-στόχο (target-point) με τη χρήση δεδομένων καταγεγραμμένα είτε στο ίδιο σημείο είτε σε γειτονικά σημεία (σημεία-αναφοράς). Στο δεύτερο μέρος, με βάση τα αποτελέσματα, το πρότυπο με την καλύτερη απόδοση εφαρμόζεται για την κάλυψη δεδομένων σε δύο χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου από διαφορετικά σημεία και τα αποτελέσματά του συγκρίνονται με αυτά από την εφαρμογή της συνάρτησης εμπειρικής ορθογωνίας ενδο-παλινδρόμησης των δεδομένων (Data Interpolating Empirical Orthogonal Function – DINEOF), μιας μεθόδου κάλυψης κενών δεδομένων στο γεωφυσικό πεδίο.

2.1 Υπολογισμός ταχύτητας ανέμου σε ένα σημείο-στόχο

2.1.1 Δεδομένα και μεθοδολογία

Τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται για την επίτευξη του στόχου του υπολογισμού της ταχύτητας του ανέμου προέρχονται από την περιοχή μελέτης που αναλύθηκε στην ενότητα 1.7. Σε αυτά περιλαμβάνονται οι χρονοσειρές ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου, με βήμα 10 λεπτών, από τις δώδεκα ανεμογεννήτριες του αιολικού πάρκου προκειμένου να μετατραπούν σε ωριαίες μέσες τιμές ταχύτητας για κάθε ανεμογεννήτρια. Πρόκειται για διανυσματικούς μέσους όρους, που υπολογίζονται σύμφωνα με τις σχέσεις (Stull 2011):

$$u_x = U \sin \theta \quad (2.1)$$

$$u_y = U \cos \theta \quad (2.2)$$

όπου u_x και u_y η ζωνική και η μεσημβρινή συνιστώσα της οριζόντιας ταχύτητας U του ανέμου και θ η διεύθυνση (από 0° - 360°) του . Από τις (2.1) και (2.2) υπολογίζεται η μέση ωριαία τιμή κάθε συνιστώσας:

$$U_x = \frac{\sum_{i=1}^N u_x}{N} \quad (2.3)$$

$$U_y = \frac{\sum_{i=1}^N u_y}{N} \quad (2.4)$$

Τέλος με την βοήθεια των (2.3) και (2.4) υπολογίζεται το μέτρο της μέσης ωριαίας τιμής της ταχύτητας του ανέμου:

$$V_h = \sqrt{U_x^2 + U_y^2} \quad (2.5)$$

Από τα διαθέσιμα δεδομένα χρησιμοποιούνται αυτά που καλύπτουν την περίοδο 1-1-2013 έως 31-3-2013, ενώ ως σημείο-στόχος επιλέχθηκε η ανεμογεννήτρια #6 η οποία βρίσκεται περίπου στο κέντρο του αιολικού πάρκου σε υψόμετρο περίπου 1300 m και χαρακτηρίζεται από την μεγαλύτερη μέση ταχύτητα για το αντίστοιχο χρονικό διάστημα.

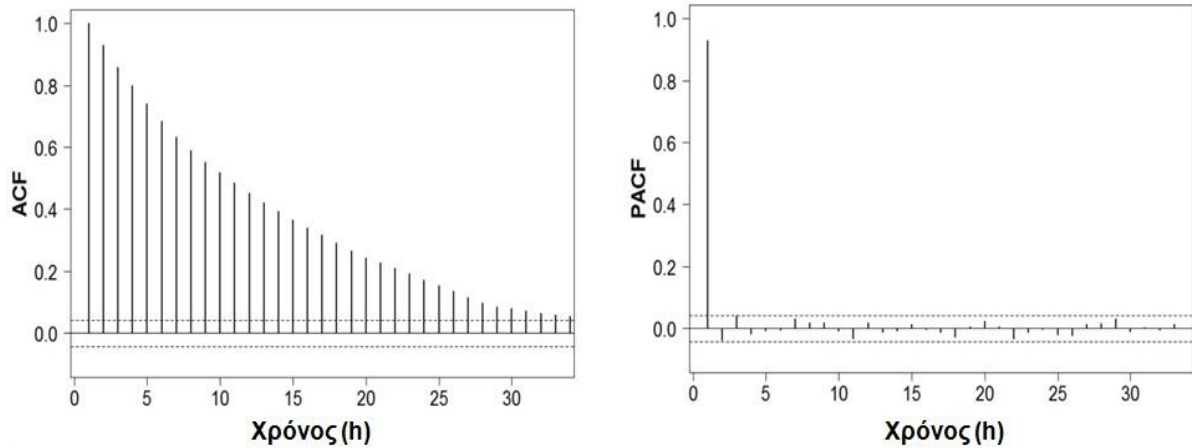
Επόμενο βήμα αποτελεί η επιλογή των γειτονικών σημείων αναφοράς, από όπου θα προέλθουν τα δεδομένα για την προσομοίωση της ταχύτητας του ανέμου στο επιλεγμένο σημείο. Για το σκοπό αυτό υπολογίζονται οι συναρτήσεις συσχέτισης (cross-correlation) μεταξύ των διαθέσιμων ωριαίων χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου οι οποίες παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.1. Είναι φανερό πως οι χρονοσειρές εμφανίζουν ισχυρή συσχέτιση μεταξύ τους, ενώ παρατηρείται και μια διαφοροποίηση μεταξύ των ανεμογεννητριών που αντιστοιχούν στις θέσεις από 1 έως 3 και 9 έως 12. Κυριότερος παράγοντας θεωρείται η θέση των συγκεκριμένων ανεμογεννητριών, καθώς οι τρεις πρώτες εντοπίζονται στο υψηλότερο τμήμα του πάρκου, ενώ οι τρεις επόμενες στο χαμηλότερο τμήμα αυτού. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα η ταχύτητα και η διεύθυνση του ανέμου να διαφέρει στις

δύο περιοχές (Σχήμα 1.7), οπότε και εμφανίζουν μικρότερη συσχέτιση μεταξύ τους. Από την ανάλυση των συναρτήσεων συσχέτισης, παρατηρούμε επίσης τον υψηλό βαθμό συσχέτισης μεταξύ των χρονοσειρών που αντιστοιχούν στις θέσεις 4 έως και 8. Οι ανεμογεννήτριες αυτές βρίσκονται στο κέντρο του αιολικού πάρκου, στην κορυφή του διάσελου με αποτέλεσμα να επηρεάζονται από ανέμους που δεν διαφέρουν σημαντικά. Έτσι, λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα αυτά ως χρονοσειρές αναφοράς επιλέχθηκαν αυτές που αντιστοιχούν στις θέσεις #4, #5, #7 και #8.

Πίνακας 2.1. Συσχετίσεις μεταξύ των χρονοσειρών ανέμου στις διάφορες θέσεις.

Θέσεις Ανεμ/τριών	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12
#1	1	0,94	0,93	0,94	0,93	0,92	0,88	0,91	0,83	0,82	0,82	0,81
#2	0,94	1	0,97	0,95	0,91	0,89	0,86	0,88	0,82	0,82	0,82	0,81
#3	0,93	0,97	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,9	0,85	0,85	0,85	0,84
#4	0,94	0,95	0,97	1	0,98	0,96	0,93	0,96	0,89	0,88	0,89	0,88
#5	0,93	0,91	0,94	0,98	1	0,99	0,95	0,98	0,91	0,9	0,9	0,89
#6	0,92	0,89	0,91	0,96	0,99	1	0,97	0,99	0,92	0,91	0,91	0,9
#7	0,88	0,86	0,88	0,93	0,95	0,97	1	0,97	0,9	0,89	0,9	0,89
#8	0,91	0,88	0,9	0,96	0,98	0,99	0,97	1	0,94	0,93	0,93	0,92
#9	0,83	0,82	0,85	0,89	0,91	0,92	0,9	0,94	1	0,99	0,95	0,96
#10	0,82	0,82	0,85	0,88	0,9	0,91	0,89	0,93	0,99	1	0,96	0,97
#11	0,82	0,82	0,85	0,89	0,9	0,91	0,9	0,93	0,95	0,96	1	0,99
#12	0,81	0,81	0,84	0,88	0,89	0,9	0,89	0,92	0,96	0,97	0,99	1

Το επόμενο βήμα στην επιλογής των κατάλληλων δεδομένων αναφοράς είναι ο υπολογισμός των συναρτήσεων συσχέτισης των ζευγών μεταξύ της χρονοσειράς-στόχου τόσο με τις παρελθούσες τιμές της ίδιας της χρονοσειράς, όσο και με κάθε μια από τις σειρές αναφοράς στα διαφορετικά χρονικά βήματα (lags), μια διαδικασία που σκοπεύει στην αποκάλυψη των τιμών με τη μεγαλύτερη συσχέτιση (Bechrakis and Sparis 2004) με αυτή της παρούσας τιμής της χρονοσειράς-στόχου. Στην πρώτη περίπτωση υπολογίζονται οι συναρτήσεις αυτοσυσχέτισης (Auto-Correlation Function – ACF) και μερικής αυτοσυσχέτισης (Partial Auto-Correlation Function – PACF). Οι συναρτήσεις αυτές παρέχουν πληροφορίες αναφορικά με το βαθμό συσχέτισης της χρονοσειράς-στόχου με τις παρελθούσες τιμές της. Πιο συγκεκριμένα, η πρώτη συνάρτηση αποκαλύπτει την σχέση ανάμεσα στην παρούσα τιμή της χρονοσειρά με τις προηγούμενές της, η δεύτερη δίνει το βαθμό συσχέτισης μεταξύ της παρούσας τιμής y_t και της y_{t-k} έχοντας αφαιρεθεί οι τιμές που παρεμβάλλονταν ανάμεσά τους ($y_{t-1}, y_{t-2}, \dots, y_{t-k+1}$). Στην περίπτωση της επιλεγμένης σειράς-στόχου τα αποτελέσματά τους εμφανίζονται στο Σχήμα 2.1.



Σχήμα 2.1. Διαγράμματα αυτό-συσχέτισης (Auto-Correlation Function – ACF) και μερικής αυτό-συσχέτισης (Partial Auto-Correlation Function – PACF) της μέσης ωριαίας ταχύτητας της χρονοσειράς-στόχου.

Ακολουθώντας ανάλογη διαδικασία υπολογίζονται και οι αλληλοσυσχετίσεις μεταξύ της σειράς-στόχου και των αντίστοιχων σειρών-αναφοράς σύμφωνα με τη:

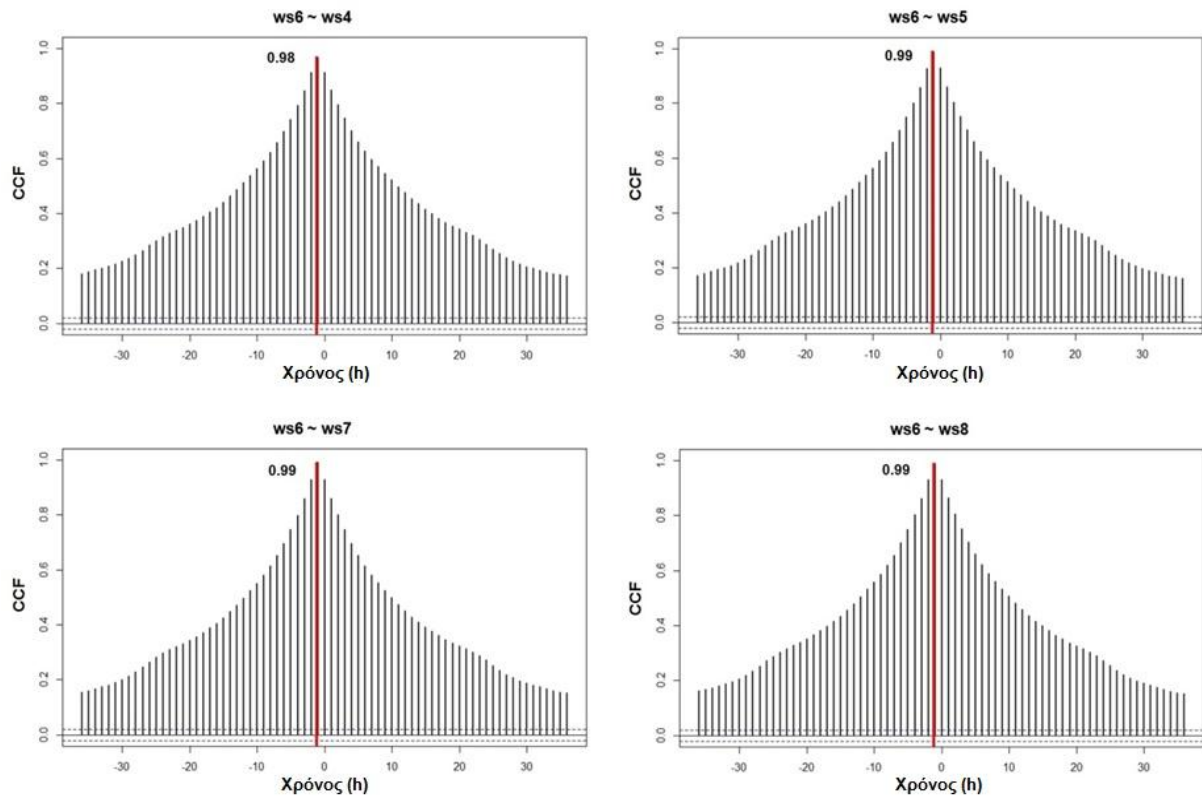
$$r_{xy}(k) = \frac{c_{xy}(k)}{\sqrt{c_{xx}(0)c_{yy}(0)}} \quad (2.6)$$

όπου c_{xx} και c_{yy} οι διασπορές των δεδομένων των σειρών x και y αντίστοιχα και c_{xy} η μεταξύ των δύο σειρών διασπορά (cross-covariance):

$$c_{xy}(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{N-k} (x_t - \bar{x})(y_{t+k} - \bar{y}) \quad (2.7)$$

όπου N το μήκος της χρονοσειράς, $\bar{x}$ και $\bar{y}$ οι μέσες τιμές των χρονοσειρών x_t και y_t αντίστοιχα. Στην περίπτωση που $k=0$, τότε $x=y$ και $y=x$ οπότε και οι $c_{xx}(0)$ και $c_{yy}(0)$ είναι οι τιμές της $c_{xy}(k)$.

Με τη βοήθεια της συνάρτησης (2.6) δημιουργούνται τα γραφήματα του Σχήματος 2.2 τα οποία δείχνουν την σχέση μεταξύ των δεδομένων διαφορετικών χρονικών βημάτων των χρονοσειρών που εξετάζονται. Είναι προφανές πως η ταχύτητα του ανέμου στο σημείο-στόχο τη χρονική στιγμή t παρουσιάζει τη μεγαλύτερη συσχέτιση με την πρώτη παρελθούσα τιμή των αντίστοιχων ταχυτήτων των σημείων αναφοράς, δηλαδή την μέση ωριαία ταχύτητα σε χρόνο $t-1$. Ομοίως μέγιστη είναι και η συσχέτιση της παρούσας τιμής της χρονοσειράς-στόχου με την αμέσως προηγούμενη τιμή της ίδιας σειράς, γεγονός που προκύπτει από την αντίστοιχη ανάλυση των ACF και PACF συναρτήσεων. Συνεπώς οι τιμές αυτές χρησιμοποιούνται και ως δεδομένα αναφοράς προκειμένου για τη προσομοίωση της σειράς-στόχου.



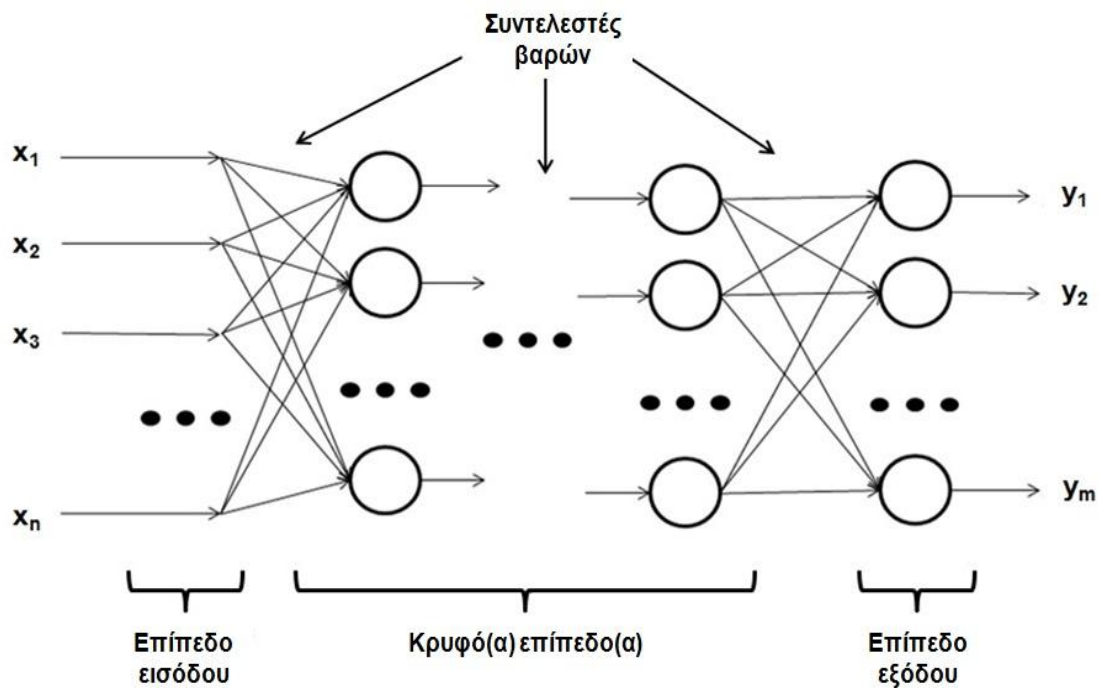
Σχήμα 2.2. Διαγράμματα συσχέτισης μεταξύ της σειράς-στόχου και των αντίστοιχων ωριαίων χρονοσειρών αναφοράς ταχύτητας ανέμου.

2.1.2 Ανάπτυξη προτύπων

Όπως παρουσιάστηκε στη ενότητα 1.5, στη βιβλιογραφία υπάρχει πλήθος ερευνητικών εργασιών με αντικείμενο την προσομοίωση και εκτίμηση της ταχύτητας του ανέμου, εφαρμόζοντας φυσικές ή στατιστικές μεθόδους. Προκειμένου για την επίτευξη του σκοπού που έχει τεθεί παραπάνω, επιλέχθηκε η ανάπτυξη και εφαρμογή τεχνητών νευρωνικών δικτύων καθώς και προτύπων ARIMA.

2.1.2.1 Τεχνητά νευρωνικά δίκτυα

Τα τεχνητά νευρωνικά δίκτυα (ΤΝΔ) ή Artificial Neural Networks ANNs, που αριθμούν σήμερα ένα μεγάλο μέρος εφαρμογών (Kalogirou 2001), αναπτύχθηκαν προκειμένου να περιγράψουν το τρόπο λειτουργίας των νευρώνων του ανθρώπου και πρωτοπαρουσιάστηκαν στις αρχές του 1940, σε μια από κοινού εργασία του νευροψυχολόγου W. McCulloch και του μαθηματικού W. Pitts (Rojas 2013). Βασικό του πλεονέκτημα είναι η ικανότητά τους να περιγράφουν πολύπλοκα συστήματα μεγάλου όγκου δεδομένων με πολλές αλληλοσχετιζόμενες μεταβλητές, αγνοώντας δεδομένα που δεν παρέχουν κάποια πληροφορία ενώ, αντιθέτως, επικεντρώνονται στα πιο σημαντικά.



Σχήμα 2.3. Παράδειγμα ενός τεχνητού νευρωνικού δικτύου.

Θεμελιώδη στοιχεία των ΤΝΔ θεωρούνται οι νευρώνες, οι οποίοι συνδέονται μεταξύ τους μέσω συνάψεων. Οι νευρώνες συνιστούντα επίπεδα του δικτύου, τα οποία διακρίνονται στο επίπεδο εισόδου και εξόδου καθώς και στα ενδιάμεσα ή «κρυφά» επίπεδα. Η ροή των «σημάτων»-πληροφοριών του υπό εξέταση προβλήματος από την είσοδο στην έξοδο του δικτύου πραγματοποιείται μέσω των νευρώνων, λαμβάνοντας ένα συντελεστή βάρους ο οποίος καθορίζει τη σημαντικότητά τους. Σε κάθε σύναψη εφαρμόζεται ο αλγόριθμος εκπαίδευσης του δικτύου, μια εξίσωση μεταφοράς, η οποία και βοηθά την διαδικασία εκμάθησης της σχέσης μεταξύ των δεδομένων εισόδου-εξόδου. Ο αριθμός των επιπέδων και των νευρώνων σε αυτά, ο αλγόριθμος εκμάθησης, η εξίσωση ενεργοποίησης-μεταφοράς και η εξίσωση εξόδου καθορίζουν την τοπολογία ενός ΤΝΔ, η οποία και διαφέρει ανάλογα με την χρήση του. Στο Σχήμα 2.3 αναπαρίσταται γραφικά παράδειγμα ενός ΤΝΔ ενώ το αποτέλεσμα στην έξοδο του μπορεί να περιγραφεί μαθηματικά με την συνάρτηση (2.8):

$$y_k = f_o(b_k + \sum_{h=1}^l w_{hk} f_a(b_h + \sum_{i=1}^m w_{ih} x_i)) \quad (2.8)$$

όπου y_k το αποτέλεσμα του δικτύου, f_a και f_o οι συναρτήσεις ενεργοποίησης και εξόδου και w_{hk} και w_{ih} οι συντελεστές στάθμισης στους νευρώνες του δικτύου αντίστοιχα.

Η ανάπτυξη των νευρωνικών δικτύων απαιτεί να ακολουθήσουμε συγκεκριμένα βήματα ώστε να καταλήξουμε στην βέλτιστη διαμόρφωσή τους. Αυτά είναι:

- Η συλλογή και επεξεργασία των διαθέσιμων δεδομένων

- Ο διαχωρισμός δεδομένων σε υποσύνολα. Ένα σύνολο χρησιμοποιείται για την εκπαίδευση και τον καθορισμό των παραμέτρων του δικτύου (training set). Ένα δεύτερο σύνολο χρησιμοποιείται για την πιστοποίηση της απόδοσής του (validation set), ενώ ένας αριθμός δεδομένων χρησιμοποιείται για τον τελικό έλεγχο της βέλτιστης απόδοσης του δικτύου, (testing set).

- Η επιλογή τύπου δικτύου. Γνωστές κατηγορίες ΤΝΔ είναι τα εμπρόσθιας διάδοσης, (Feed-Forward-FFNN), τα ανατροφοδοτούμενα (recurrent, RNN), τα κυκλικά (Radial Basis-RBF), συνδυασμός εμπρόσθιας με οπισθοδρομικής διάδοσης (Feed-Forward Back-Propagation-FFBP), τα γενικευμένα νευρωνικά δίκτυα (Generalized Feed-Forward Neural Network-GFNN) κ.α.

- Η επιλογή του αριθμού των νευρώνων στο επίπεδο εισόδου και εξόδου, του αριθμού των ενδιάμεσων (κρυφών-hidden) επιπέδων καθώς και του αριθμού των νευρώνων σε καθένα από αυτά.

- Η επιλογή του κατάλληλου αλγόριθμου εκπαίδευσης μερικοί από τους οποίους είναι οι οπισθοδρομής διάδοσης (back-propagation), οι μέθοδοι βελτιστοποίησης Levenberg-Marquardt και BFGS, η Conjugate Gradient μέθοδος κ.α.

- Η επιλογή συνάρτησης ενεργοποίησης (activation function) του δικτύου και της αντίστοιχης στο επίπεδο εξόδου (output function).

- Ο καθορισμός των παραμέτρων εκπαίδευσης του προτύπου.

Με την ολοκλήρωση της παραπάνω διαδικασίας το δίκτυο είναι έτοιμο προς χρήση, όποτε η εισαγωγή κάθε νέου παραδείγματος οδηγεί στην παραγωγή μιας λύσης στο πρόβλημα που έχει τεθεί, με την καλύτερη δυνατή ακρίβεια.

Για την προσομοίωση της ταχύτητας του ανέμου στο επιλεγμένο σημείο-στόχο αναπτύχθηκαν τρία διαφορετικά νευρωνικά δίκτυα. Αναλυτικότερα:

α. Το πρώτο πρότυπο είναι ένα πολυεπίπεδο (Multilayer Perceptron – MLP), πλήρως διασυνδεδεμένο εμπρόσθιας τροφοδοσίας δίκτυο, πιθανότατα το πιο κοινό στη χρήση. Ως αλγόριθμος εκπαίδευσης του μοντέλου επιλέχθηκε ο Error Back-propagation, ο οποίος κάθε φορά που ολοκληρώνεται ένας κύκλος στην εκπαίδευση του μοντέλου, το προκύπτον σφάλμα στο επίπεδο εξόδου (η διαφορά του ζευγαριού πραγματική τιμή-εκτιμώμενης τιμή) επιστρέφει στο πρώτο επίπεδο (επίπεδο εισόδου) προκειμένου για την επανεκκίνηση της διαδικασίας με σκοπό την βελτιστοποίηση του αποτελέσματος (ελαχιστοποίηση του παραγόμενου σφάλματος). Ως συνάρτηση ενεργοποίησης επιλέχθηκε η σιγμοειδής συνάρτηση:

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (2.9)$$

ενώ η γραμμική εξίσωση επιλέχθηκε ως η συνάρτηση στο επίπεδο εξόδου του δικτύου.

β. Το μερικώς επαναλαμβανόμενο νευρωνικό δίκτυο Jordan-Elman, ένα δίκτυο ιδιαίτερα χρήσιμο για την διαχείριση και επεξεργασία χρονοσειρών με μεγάλο αριθμό δεδομένων, είναι το δεύτερο που επιλέχθηκε. Το δίκτυο αυτό μπορεί να θεωρηθεί επίσης σαν ένα εμπρόσθιας τροφοδοσίας με επιπρόσθετες επεξηγηματικές μονάδες στο επίπεδο εισόδου των δεδομένων. Οι μονάδες αυτές τροφοδοτούνται τόσο απευθείας από τα δεδομένα εισόδου, όσο και από αυτά της εξόδου. Ο αλγόριθμος Jordan-Elman – Back-propagation εφαρμόζεται για την εκπαίδευση του προτύπου. Η σιγμοειδής συνάρτηση (2.9) εφαρμόζεται και στην περίπτωση αυτή για την ενεργοποίηση των δεδομένων όπως επίσης και η γραμμική συνάρτηση στο επίπεδο εξόδου του.

γ. Το τρίτο δίκτυο που επιλέχθηκε είναι το αυτό της συνάρτησης ακτινικής βάσης (RBF) που προσομοιάζει με το πολυεπίπεδο (MLP), πλήρως διασυνδεδεμένο εμπρόσθιας τροφοδοσίας δίκτυο. Το δίκτυο αυτό συνδυάζει γραμμικά ένα αριθμό n βασικών συναρτήσεων οι οποίες είναι ακτινικά συμμετρικές γύρω από ένα κέντρο. Το δίκτυο αυτό έχει μόνο ένα κρυφό επίπεδο και ο αλγόριθμος εκπαίδευσης είναι ο ομώνυμος Radial Basis Learning. Η ενεργοποίησή του πραγματοποιείται όχι με τη σιγμοειδή αλλά με μια ακτινικά συμμετρική συνάρτηση, συνήθως την γκαουσιανή σύμφωνα με τη σχέση:

$$f(x) = a \cdot \exp\left(-\frac{(x - b)^2}{2c^2}\right) \quad (2.10)$$

Το δίκτυο αυτό είναι πιο κατανοητό και ερμηνεύσιμο σε σχέση με το πολυεπίπεδο εμπρόσθιας τροφοδοσίας δίκτυο (MLP), ενώ η διαδικασία εκπαίδευσης είναι ευκολότερη και πιο γρήγορη, παράγοντες που αποτελούν και τα βασικά του πλεονεκτήματα. Τέλος, όμοια με τα προηγούμενα δύο επιλεγμένα δίκτυα, ως συνάρτηση εξόδου επιλέχθηκε η γραμμική.

2.1.2.2 Πρότυπο ARIMA

Στα τέλη της δεκαετίας του 1960 οι Box και Jenkins ανέπτυξαν μια μεθοδολογία για την προσέγγιση χρονοσειρών η οποία λαμβάνει ως δεδομένα παρελθούσες τιμές της ίδιας χρονοσειράς (Venables and Ripley 2002). Τα πρότυπα αυτά, που είναι αρκετά δημοφιλή και ευρέως χρησιμοποιούμενα για την εκτίμηση των χρονοσειρών, έχουν σχεδιαστεί για εφαρμογή σε στάσιμες σειρές (ή σε σειρές που μπορούν να μετατραπούν σε στάσιμες), δηλαδή σε σειρές όπου οι στατιστικές τους ιδιότητες δεν αλλάζουν με το χρόνο. Η ονομασία προέρχεται από τους όρους Auto Regressive (αυτό-παλινδρόμηση), Integrated

(ενσωματωμένος), Moving Average (κινούμενος μέσος όρος). Ουσιαστικά τα πρότυπα αυτά συνθέτονται από τρία στοιχεία:

α. την παράμετρο αυτό-παλινδρόμησης η οποία χρησιμοποιεί την εξαρτώμενη σχέση μεταξύ μιας δεδομένης τιμής της σειράς με ένα αριθμό παρελθουσών τιμών αυτής,

β. την παράμετρο του κινούμενου μέσου όρου που κάνει χρήση της σχέσης ανάμεσα σε μια τιμή της υπό εξέταση χρονοσειράς με το υπολειπόμενο σφάλμα από την εφαρμογή ενός κινητού μέσου όρου στις παρελθούσες τιμές της σειράς και

γ. την διαδικασία μετατροπής της χρονοσειράς (εάν απαιτείται) σε στάσιμη π.χ. αφαιρώντας μια τιμή από αυτή του προηγούμενου χρονικού βήματος.

Καθένας από τους τρεις αυτούς παράγοντες καθορίζονται ρητώς κατά την ανάπτυξη του προτύπου, το οποίο και συμβολίζεται με μορφή τη $ARIMA(p,d,q)$, όπου οι παράμετροι αυτοί αντιστοιχούν σε ακέραιες τιμές: p ο αριθμός των παρελθουσών τιμών που περιλαμβάνονται στο πρότυπο, d ο αριθμός που αντιστοιχεί στις φορές που πρέπει να αφαιρεθούν τα δεδομένα προκειμένου να η χρονοσειρά να γίνει στάσιμη και q το μέγεθος του κινητού μέσου όρου. Η γενική μαθηματική έκφραση ενός προτύπου $ARIMA$ δίνεται από την εξίσωση (2.11):

$$y_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i y_{t-i} + \sum_{j=1}^q \theta_j e_{t-j} + \varepsilon_t \quad (2.11)$$

όπου φ_i ο παράγοντας αυτό-παλινδρόμησης, θ_j ο αντίστοιχος του κινητού μέσου όρου και ε τα παραγόμενο σφάλμα του προτύπου.

Προκειμένου για την επιλογή των κατάλληλων παραμέτρων και την τελική διαμόρφωση ενός προτύπου $ARIMA$, χρησιμοποιούνται οι συναρτήσεις ACF και PACF, όπως αναλύθηκαν και στην ενότητα 2.1. Η διαδικασία συμπληρώνεται με τη χρήση του στατιστικού κριτηρίου Akaike (AIC – Akaike Information Criterion). Το κριτήριο αυτό επιβαρύνει την διαφοροποίηση από το ζητούμενο αποτέλεσμα (ακριβή εκτίμηση των υπό εξέταση δεδομένων) διπλασιάζοντας τον αριθμό των παραμέτρων σύμφωνα με τη (2.12):

$$AIC = -2\log(L) + 2(p+q+k+1) \quad (2.12)$$

όπου L η πιθανότητα εκτίμησης των δεδομένων, $k=1$ εάν $c \neq 0$ και $k=0$ εάν $c=0$. Στην περίπτωση ωστόσο των προτύπων $ARIMA$, προτιμάται η διορθωμένη έκφραση του κριτηρίου ως ακολούθως:

$$AICc = AIC + \frac{2(p+q+k+1)(p+q+k+2)}{T-p-q-k-2} \quad (2.13)$$

καθώς και Μπαεσιανού πληροφορικού κριτηρίου (Bayesian Information Criterion – BIC) το οποίο εκφράζεται από την (2.14):

$$BIC = AIC + [2\log(T) - 2]/(p+q+k+1) \quad (2.14)$$

Έτσι το πρότυπο που καταφέρνει να ελαχιστοποιήσει τις τιμές των AIC, AIC_c και BIC είναι αυτό που συνήθως ταιριάζει καλύτερα στα δεδομένα που εξετάζονται.

Η διαμόρφωση του προτύπου ολοκληρώνεται με καθορισμό των επιμέρους παραμέτρων του $c, \phi_1, \dots, \phi_p, \theta_1, \dots, \theta_q$. Η συγκεκριμένη διαδικασία επιτυγχάνεται με χρήση της εκτίμησης της μέγιστης πιθανοφάνειας (Maximum Likelihood Estimation- MLE). Η τεχνική αυτή βοηθά στον εντοπισμό των τιμών των παραμέτρων που μεγιστοποιούν την πιθανότητα οι εκτιμώμενες τιμές του προτύπου να είναι ίδιες με τις πραγματικές, ή διαφορετικά να ελαχιστοποιήσει το παραγόμενο σφάλμα από την εφαρμογή του προτύπου:

$$e_t = \sum_{t=1}^T \varepsilon_t^2 \quad (2.15)$$

2.1.3 Αποτελέσματα– Συμπεράσματα

Τα διαθέσιμα δεδομένα χωρίζονται σε δύο υποσύνολα. Το πρώτο καλύπτει την περίοδο 1-1-2013 έως και 21-3-2013 και χρησιμοποιείται για την εκπαίδευση των προτύπων και την επιλογή των κατάλληλων παραμέτρων τους προκειμένου για την βέλτιστη απόδοσή τους. Το δεύτερο υποσύνολο δεδομένων, από 22-3-2013 έως και 31-3-2013 (240 ωριαίες τιμές), αποτελεί την περίοδο προσομοίωσης της ταχύτητας ανέμου στο σημείο-στόχο όπου λαμβάνει χώρα και η αξιολόγηση των ανεπτυγμένων προτύπων.

Πίνακας 2.2. Διαμόρφωση των επιλεγμένων προτύπων.

Πρότυπο	Δεδομένα εισόδου	Τοπολογία
Multilayer Perceptron	ws #4, #5, #7, #8	4-3-1
Elman-Jordan	ws #4, #5, #7, #9	4-3-1
Radial Basis Function	ws #4, #5, #7, #10	4-10-1
Multilayre Perceptron	ws #6 t-1	1-20-1
Elman-Jordan	ws #6 t-1	1-15-1
Radial Basis Function	ws #6 t-1	1-15-1
ARIMA(p,d,q)	ws #6 t-1	p=1, d=0, q=2

ws: windseries

t-1: η πρώτη παρελθούσα τιμή της μεταβλητής

Στον Πίνακα 2.2 παρουσιάζονται συνολικά οι τελικές διαμορφώσεις τους οι οποίες προέκυψαν από τη διαδικασία εκπαίδευσής τους. Τα ανεπτυγμένα νευρωνικά δίκτυα εκπαιδεύονται με δύο διαφορετικά σύνολα δεδομένων. Το ένα περιλαμβάνει τις χρονοσειρές μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου από τα επιλεγμένα σημεία αναφοράς, οπότε το επίπεδο εισόδου των προτύπων στην περίπτωση αυτή, περιέχει τέσσερις νευρώνες (το πρώτο ψηφίο στην στήλη της τοπολογίας). Το δεύτερο σύνολο δεδομένων αποτελείται από την αμέσως προηγούμενη, χρονικά, τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας της ίδιας χρονοσειράς-στόχου οπότε και το επίπεδο εισόδου των προτύπων περιέχει έναν νευρώνα. Όπως προκύπτει επίσης από το Πίνακα 2.2, οι διαμορφώσεις των νευρωνικών δικτύων αποτελούνται από ένα μόνο κρυφό (ενδιάμεσο) επίπεδο, στο οποίο ο αριθμός των νευρώνων διαφέρει ενώ η έξοδός τους περιέχει μόνο ένα νευρώνα απ' όπου και λαμβάνεται η εκτιμώμενη τιμή της ωριαίας ταχύτητας στο σημείο-στόχο.

Πίνακας 2.3. Αποτελέσματα των προτύπων κατά τη φάση της εκπαίδευσης.

Πρότυπο	RMSE	MAE	MAPE	Adjusted R ²
mlp (4-3-1)	0,43	0,26	3,19	0,99
elman (4-3-1)	0,57	0,41	6,45	0,99
RBF (4-10-1)	0,88	0,72	10,06	0,98
mlp-lag (1-20-1)	1,71	1,26	15,66	0,86
elman-lag (1-15-1)	1,70	1,3	19,78	0,87
RBF-lag (1-15-1)	1,92	1,48	25,71	0,86
ARIMA (1,0,2)	1,69	1,24	16,95	0,86

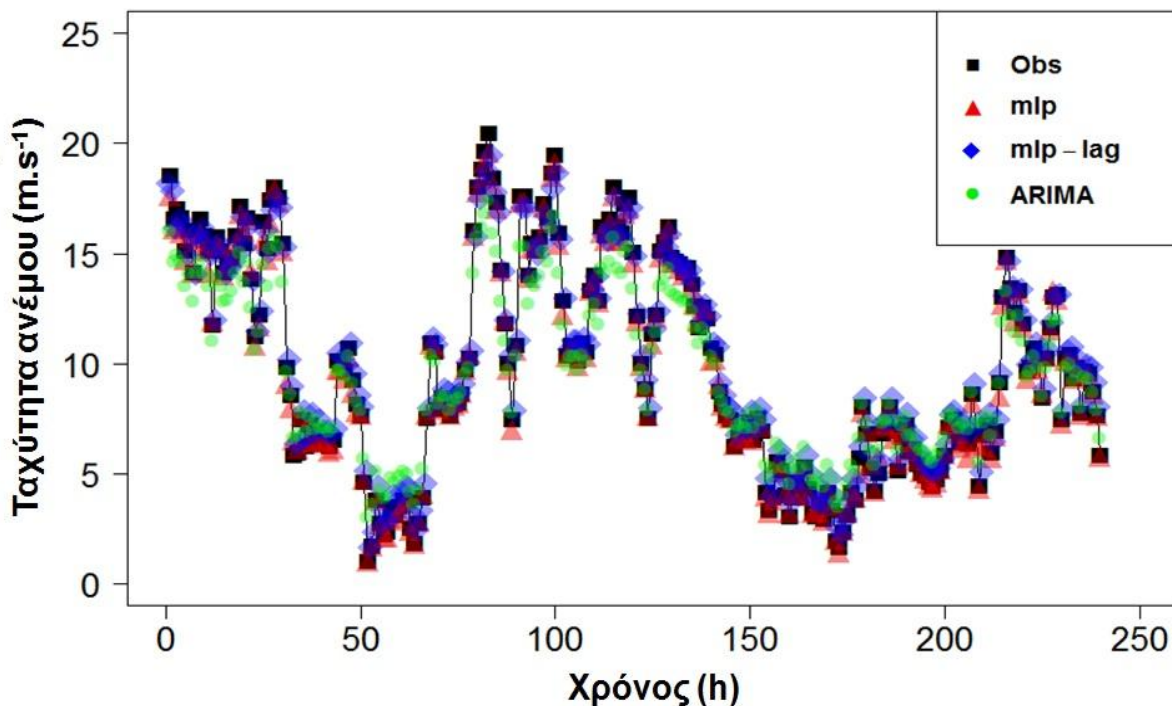
Πίνακας 2.4. Αποτελέσματα των προτύπων κατά τη φάση της αξιολόγησης.

Πρότυπο	RMSE	MAE	MAPE	Adjusted R ²
mlp (4-3-1)	0,30	0,22	2,62	0,99
elman (4-3-1)	0,41	0,34	4,93	0,99
RBF (4-10-1)	0,92	0,74	8,98	0,99
mlp-lag (1-20-1)	1,67	1,27	14,68	0,88
elman-lag (1-15-1)	1,68	1,29	18,02	0,88
RBF-lag (1-15-1)	1,82	1,39	21,45	0,88
ARIMA (1,0,2)	1,25	1,06	15,40	0,99

Από την άλλη το πρότυπο ARIMA λαμβάνει ως δεδομένα παρελθούσες, χρονικά, τιμές της μέσης ωριαίας ταχύτητας της σειράς-στόχου. Η βέλτιστη διαμόρφωση που προκύπτει από την διαδικασία που αναλύθηκε στην ενότητα 2.2.2 φαίνεται στην τελευταία στήλη του Πίνακα 2.2. Όπως είναι φανερό η υπό εξέταση χρονοσειρά πληρεί το κριτήριο της

στασιμότητας ($d=0$), το πρότυπο χρησιμοποιεί μόνο την πρώτη παρελθούσα τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας ($p=1$), ενώ ο κινητός μέσος όρος που προσαρμόστηκε στα δεδομένα είναι της τάξης του 2. Έτσι το τελικό πρότυπο είναι της μορφής ARIMA(1,0,2).

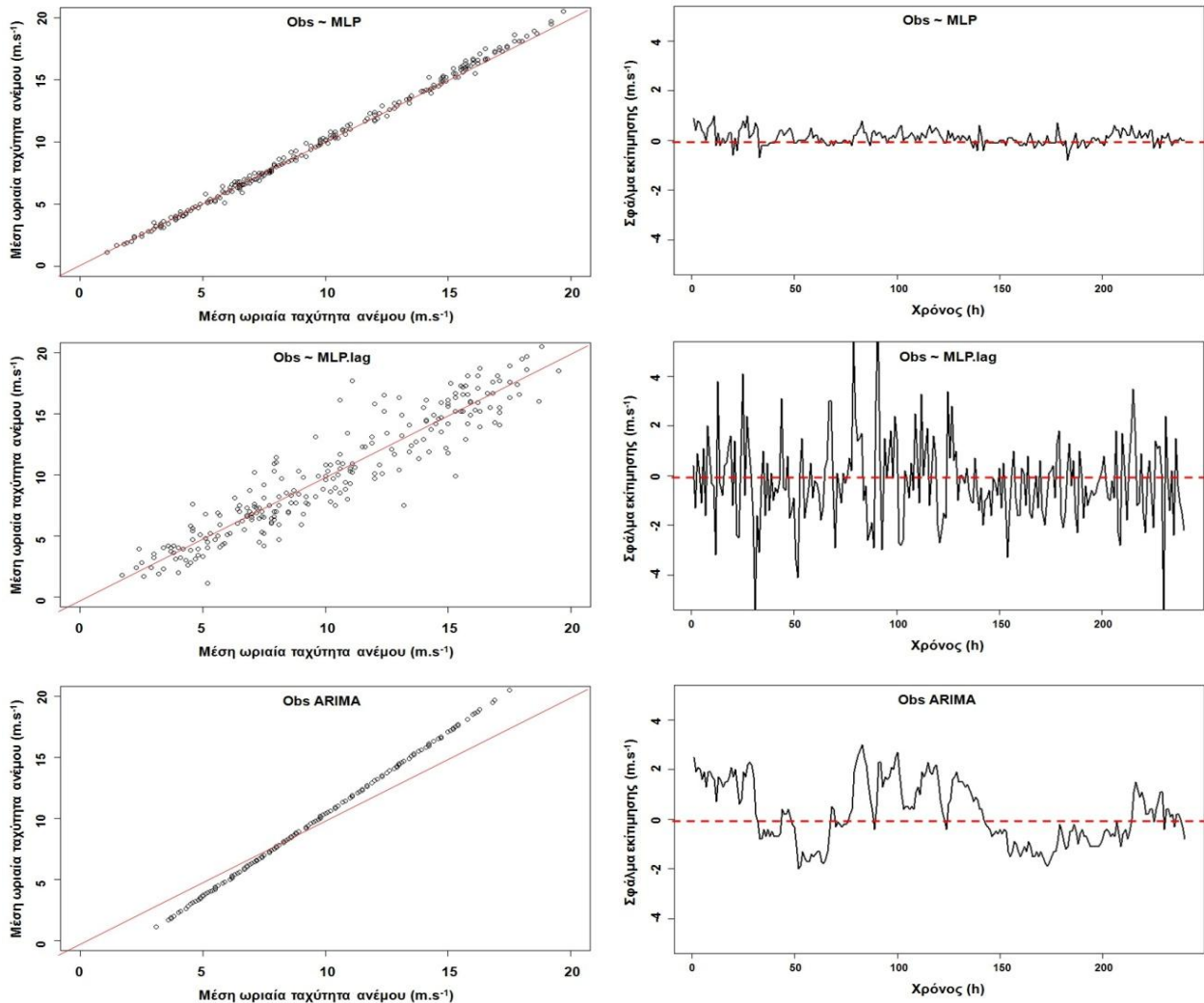
Στον Πίνακα 2.3 παρατίθενται τα αποτελέσματα των προτύπων κατά την φάση της εκπαίδευσης, ενώ στο Πίνακα 2.4 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα της φάσης εκτίμησης της μέσης ωριαίας ταχύτητας της χρονοσειράς-στόχου.



Σχήμα 2.4. Γράφημα των προσομοιώσεων της χρονοσειράς μέσης ωριαίας ταχύτητας του σημείου-στόχου, για την περίοδο 22-3-2013 έως 31-3-2013 (240 ωριαίες τιμές) από την εφαρμογή του νευρωνικού δικτύου MLP με δεδομένα από τα σημεία-αναφοράς, καθώς και του ίδιου δικτύου και του ARIMA προτύπου με δεδομένα παρελθούσες τιμές της ίδιας χρονοσειράς-στόχου.

Στο Σχήμα 2.4 παρουσιάζονται γραφικά τα αποτελέσματα προσομοίωσης από την εφαρμογή των προτύπων με την καλύτερη απόδοση, για τα διαφορετικά σύνολα δεδομένων εισόδου που χρησιμοποιούνται. Στο Σχήμα 2.5 απεικονίζονται αντίστοιχα τα σφάλματα των συγκεκριμένων προτύπων. Από τα ανεπτυγμένα νευρωνικά δίκτυα, τα πρότυπα που χρησιμοποιούν δεδομένα από γειτονικά σημεία-αναφοράς εμφανίζουν καλύτερη συμπεριφορά για την προσομοίωση της ταχύτητας στο σημείο-στόχο σε σύγκριση με το επιλεγμένο πρότυπο ARIMA. Πράγματι η χρήση χρονοσειρών αναφοράς από γειτονικά σημεία οδηγεί στη βελτίωση της ικανότητας των ανεπτυγμένων νευρωνικών δικτύων να «μάθουν» την διακύμανση της ταχύτητας στο σημείο-στόχο με αποτέλεσμα την καλύτερη απόδοση κατά τη διαδικασία προσομοίωσής της. Επιπρόσθετα, μεταξύ των χρησιμοποιούμενων νευρωνικών δικτύων, το πλήρως διασυνδεδεμένο πρότυπο

πολυεπίπεδης εμπρόσθιας τροφοδοσίας (MLP) με αλγόριθμο εκπαίδευσης αυτόν της Error Back-propagation παρουσιάζει τα πιο ακριβή αποτελέσματα προσομοίωσης, έχοντας τα μικρότερα σφάλματα σύμφωνα με τα στατιστικά κριτήρια που ελήφθησαν υπόψη, RMSE, MAE και MAPE κατά τη περίοδο αξιολόγησης (22-31/3/2013).



Σχήμα 2.5. Απεικόνιση της γραμμικής σχέσης πραγματικής-εκτιμώμενης ταχύτητας ανέμου στο σημείο-στόχο (αριστερά) και παραγόμενο σφάλμα κατά την προσομοίωση της από τα πρότυπα: α. MLP με δεδομένα από τις σειρές αναφοράς (πάνω), β. MLP με δεδομένα παρελθούσες τιμές της χρονοσειράς-στόχου (μέση) και γ. ARIMA με δεδομένα παρελθούσες τιμές της χρονοσειράς-στόχου (κάτω).

Στην περίπτωση ωστόσο που ως δεδομένα χρησιμοποιούνται παρελθούσες τιμές ταχύτητας από το ίδιο σημείο-στόχο, το πρότυπο ARIMA υπερέχει των αντιστοίχων νευρωνικών. Αυτό πιθανότατα οφείλεται στην ισχυρή συσχέτιση που παρουσιάζει η παρούσα τιμή της ταχύτητας στο συγκεκριμένο σημείο με την αμέσως προηγούμενη, γεγονός που προσομοιάζει με τη γραμμική σχέση μεταξύ δύο μεταβλητών. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα το

πρότυπο ARIMA να «μαθαίνει»-αποτυπώνει καλύτερα τη σχέση μεταξύ δεδομένων εισόδου-εξόδου, οδηγώντας τελικά σε ακριβέστερες εκτιμήσεις.

2.2 Συμπλήρωση χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου σε ένα σημείο-στόχο

2.2.1 Δεδομένα

Από τα διαθέσιμα δεδομένα χρησιμοποιούνται οι ωριαίες μέσες τιμές της ταχύτητας του ανέμου που καλύπτουν την περίοδο 1-1-2013 έως 31-8-2013. Για την εκπαίδευση και αξιολόγηση των προτεινόμενων προτύπων, οι χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου από δύο σημεία του αιολικού πάρκου επιλέχθηκαν ως σημεία-στόχος. Πιο συγκεκριμένα η πρώτη είναι η ανεμογεννήτρια #4 που βρίσκεται σε υψόμετρο περίπου 1400 m και η δεύτερη η ανεμογεννήτρια #7 που εντοπίζεται σε χαμηλότερο υψόμετρο, περίπου στα 1200 m. Η επιλογή των συγκεκριμένων σημείων στηρίζεται στο γεγονός πως οι αντίστοιχες χρονοσειρές παρουσιάζουν αρκετά κενά, έτσι ώστε η συμπλήρωσή τους να κρίνεται και πρακτικά, ιδιαίτερα χρήσιμη. Για την αξιολόγηση της ικανότητας των ανεπτυγμένων μεθόδων χρησιμοποιούνται τα δεδομένα των δύο χρονικών περιόδων, 1-15 Μαρτίου και 1-15 Ιουλίου 2013 (στις συγκεκριμένες περιόδους οι σειρές δεν παρουσιάζουν κενά), ενώ τα αντίστοιχα χαρακτηριστικά τους παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.5.

Πίνακας 2.5. Χαρακτηριστικά της ταχύτητας ανέμου των χρονοσειρών-στόχων στις υπό εξέταση χρονικές περιόδους.

	Ανεμογεννήτρια #4		Ανεμογεννήτρια #7	
	1-15 ΜΑΡΤΙΟΥ	1-15 ΙΟΥΛΙΟΥ	1-15 ΜΑΡΤΙΟΥ	1-15 ΙΟΥΛΙΟΥ
Ελάχιστη (m.s^{-1})	0,7	0,5	0,9	0,8
Μέση (m.s^{-1})	9,3	4,2	9,6	4,5
Μέγιστη (m.s^{-1})	21,9	9,6	22,5	10,4

Πρέπει να τονιστεί πως τα χρονικά αυτά διαστήματα επιλέχθηκαν επειδή τότε παρατηρούνται οι μέγιστες και ελάχιστες μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου και για τα δύο σημεία, ούτως ώστε να αξιολογηθεί η ικανότητα της προτεινόμενης μεθόδου, όχι μόνο σε διαφορετικά σημεία, αλλά και σε περιπτώσεις διαφορετικού εύρους ταχυτήτων.

Πίνακας 2.6. Ανεμολογικά χαρακτηριστικά των χρονοσειρών-στόχων και οι αντίστοιχες χρονοσειρές αναφοράς.

	Μέση ωριαία ταχύτητα (ms^{-1})	Μέγιστη ταχύτητα (ms^{-1})	Τυπική απόκλιση (ms^{-1})	Μέση διεύθυνση Dir. ($^{\circ}$)	Σειρές αναφοράς (t-1)
ws4	6,9	22,8	3,7	183	ws2, ws3, ws5
ws7	7,2	24,5	3,9	172	ws3, ws6, ws8, ws10

ws: χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου

t-1: η πρώτη παρελθούσα τιμή της μεταβλητής

Αναφορικά με την επιλογή των χρονοσειρών που χρησιμοποιούνται για την ανάπτυξη των μεθόδων και τελικά για την πλήρωση των κενών στις σειρές-στόχους, ακολουθείται η διαδικασία που περιγράφεται στην ενότητα 2.1.1. Στον Πίνακα 2.6 παρουσιάζονται οι χρονοσειρές αναφοράς και για τα δύο σημεία. Όπως παρατηρούμε, και στις δύο περιπτώσεις η πρώτη παρελθούσα τιμή των αντίστοιχων σειρών αναφοράς είναι αυτή με τη μεγαλύτερη συσχέτιση που τελικά επιλέγεται. Επιπροσθέτως, υπάρχει και εδώ διαχωρισμός των θέσεων απ' όπου λαμβάνονται τα δεδομένα αναφοράς. Η σειρά που προέρχεται από την ανεμογεννήτρια #4 λαμβάνει δεδομένα αναφοράς από τις υψηλότερες θέσεις, ενώ το αντίθετο συμβαίνει με την αντίστοιχη από την ανεμογεννήτρια #7. Ωστόσο υπάρχει και στις δύο περιπτώσεις η χρονοσειρά της ανεμογεννήτριας #3 η οποία αποτελεί κοινή σειρά αναφοράς.

2.2.2 Μεθοδολογία

2.2.2.1 Νευρωνικό δίκτυο

Το πολυεπίπεδο (πλήρως διασυνδεδεμένο εμπρόσθιας τροφοδοσίας νευρωνικό δίκτυο είναι το πρότυπο που εφαρμόζεται αρχικά για την κάλυψη των επιλεγμένων χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου. Ωστόσο στην συγκεκριμένη περίπτωση χρησιμοποιείται μια τροποποιημένη εκδοχή του, κατά την οποία το δίκτυο αποτελείται μόνο από ένα κρυφό επίπεδο και στο οποίο “επιτρέπεται” η παράλειψη διασυνδέσεων μεταξύ των νευρώνων προκειμένου να αντιμετωπιστεί καλύτερα το πρόβλημα της υπερ-προσαρμογής (over-fitting) (Ripley 1996; Venables and Ripley 2002). Επιπλέον για τη βελτιστοποίηση των συντελεστών στάθμισης κατά την φάση εκπαίδευσης του προτύπου χρησιμοποιείται μια γενική quasi-Newton μέθοδος, γνωστή και ως αλγόριθμος BFGS, η οποία προτάθηκε ταυτόχρονα από τους Broyden, Fletcher, Goldfarb και Shanno το 1970. Η μέθοδος αποτελεί μια επαναληπτική διαδικασία που σκοπό έχει την επίλυση απεριόριστων μη-γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης. Ο συγκεκριμένος αλγόριθμος χρησιμοποιεί τιμές και βαθμίδες της συνάρτησης του δικτύου προκειμένου να “κατασκευάσει” μια εικόνα της επιφάνειας την οποία πρόκειται να βελτιστοποιήσει (Fletcher 1987). Η επιλογή της μεθόδου έγινε λόγω των καλύτερων αποτελεσμάτων που παρουσιάζει στο ταίριασμα των προτύπων στα διαθέσιμα δεδομένα, ενώ έχει εφαρμοστεί ήδη σε παρόμοιες ερευνητικές προσπάθειες (Liu et al. 2013; Liu et al. 2018) οδηγώντας σε βελτιωμένες και ακριβέστερες εκτιμήσεις. Επιπρόσθετα, κατά τη φάση εκπαίδευσης του δικτύου εισάγεται η παράμετρος μείωσης των συντελεστών στάθμισης ο οποίος χρησιμοποιεί ως “ποινή” το άθροισμα των τετραγώνων τους. Η παράμετρος αυτή φαίνεται να συνεισφέρει επιπλέον στο πρόβλημα της υπερ-προσαρμογής

του προτύπου, οδηγώντας έτσι στην περαιτέρω βελτίωση της απόδοσής του κατά τη φάση παραγωγής νέων τιμών.

2.2.2.2 Data Interpolating Empirical Orthogonal Function

Προκειμένου να ελεγχθεί αξιοπιστίας των αποτελεσμάτων από την εφαρμογή του ανεπτυγμένου νευρωνικού δικτύου, εφαρμόζεται μια δεύτερη μέθοδος που ονομάζεται Data Interpolating Empirical Orthogonal Function ή εν συντομία DINEOF (Beckers and Rixen 2003, Rixen et al. 2003, Nikolaidis et al. 2014). Η τεχνική αυτή που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο GHER (Geo-Hydrodynamics and Environmental Research) του πανεπιστημίου της Λειψίας, αποτελεί μια τεχνική χωρικής ανάλυσης που χρησιμοποιείται στο γεωφυσικό πεδίο για την ανασύσταση χρονοσειρών καθώς και την κάλυψη κενών σε αυτές.

Η εφαρμογή της συγκεκριμένης μεθόδου περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα:

α. Υπολογισμό του χωρικού και χρονικού μέσου όρου των υπό εξέταση χρονοσειρών. ο οποίος στη συνέχεια αφαιρείται από τα δεδομένα τους.

β. Τα δεδομένα που λείπουν θεωρούνται ίσα με το μηδέν.

γ. Εφαρμογή της μεθόδου Singular Value Decomposition (SVD) (Lawson and Hanson 1974) στο σύνολο των διαμορφωμένων δεδομένων (πραγματικές τιμές και 0). Σκοπός της διαδικασίας είναι η αρχική εκτίμηση της χωρικής U και χρονικής V αντίστοιχα συνιστώσας της EOF συνάρτησης καθώς και το εύρος αυτών. Οι τιμές που προκύπτουν αντικαθιστούν τις τιμές των κενών δεδομένων και η διαδικασία επαναλαμβάνεται στο νέο πλέον σύνολο δεδομένων, μέχρι να επιτευχθεί η απαιτούμενη σύγκλιση των δεδομένων σύμφωνα με ένα προκαθορισμένο κριτήριο. Η παραπάνω διαδικασία περιγράφεται μαθηματικά με την (2.16):

$$X_{i,j} = \sum_{c=1}^p S_c(U_c)(V_c) \quad (2.16)$$

όπου $X_{i,j}$ οι εκτιμώμενες τιμές, U και V οι συνιστώσες της συνάρτησης EOF και S μοναδιαίος πίνακας. Ο δείκτης c αναπαριστά την c -th στήλη του πίνακα των δεδομένων οπότε οι U_c και V_c αποτελούν τη χωρική και χρονική συνιστώσα EOF της c -th στήλης και S_c την αντίστοιχη του μοναδιαίου πίνακα.

Ο συνολικός αριθμός των EOF που υπολογίζονται καθορίζεται μέσω της cross-validation μεθόδου. Ένα ποσοστό των δεδομένων (συνήθως 1% του συνόλου) χρησιμοποιείται στο αρχικό στάδιο. Τα δεδομένα αυτά θεωρούνται ότι λείπουν. Κάθε φορά που υπολογίζεται η συνάρτηση, τα δεδομένα αντικαθίστανται και η νέα χρονοσειρά συγκρίνεται με τις πραγματικές τιμές. Ως βέλτιστος αριθμός υπολογισμού της συνάρτησης

EOF είναι εκείνος που ελαχιστοποιεί τη διαφορά μεταξύ εκτιμώμενου και πραγματικού συνόλου δεδομένων.

Η μέθοδος DINEOF μπορεί να εφαρμοστεί σε οποιαδήποτε μεταβλητή και τοποθεσία. Ένα πλεονέκτημά της σε σχέση με τις κλασικές μεθόδους ενδο-παλινδρόμησης είναι πως δεν απαιτείται η εκ των προτέρων γνώση της συσχέτισης των χρονοσειρών των δεδομένων που χρησιμοποιούνται. Πράγματι, καθώς η τεχνική βασίζεται αποκλειστικά στα υπάρχοντα δεδομένα, οι όποιες ανομοιογένειες στην συμπεριφορά τους λαμβάνονται αυτόματα υπόψη στη φάση εκπαίδευσης-βελτιστοποίησης πριν την τελική εφαρμογή.

2.2.3 Αποτελέσματα– Συμπεράσματα

Η απόδοση των δύο μεθόδων αξιολογείται με την βοήθεια των στατιστικών δεικτών RMSE, MAE και MAPE τα αποτελέσματα των οποίων παρατίθενται στους Πίνακες 2.7 και 2.8. Στα Σχήματα 2.6 και 2.7 που ακολουθούν παρουσιάζονται τα σφάλματα εκτίμησης της μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου στα σημεία-στόχους από την εφαρμογή των ανεπτυγμένων μεθόδων, και για τις δύο επιλεγμένες χρονικές περιόδους. Επιπρόσθετα, στα Σχήματα 2.8 και 2.9 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα εφαρμογής αποκλειστικά του νευρωνικού δικτύου σε σχέση με τις πραγματικές τιμές ταχύτητας στα δύο σημεία καθώς και για τις δύο περιόδους.

Πίνακας 2.7. Στατιστικά αποτελέσματα εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στη χρονοσειρά-στόχο #4.

Μέθοδος	1-15 Μαρτίου			1-15 Ιουλίου		
	RMSE	MAE	MAPE	RMSE	MAE	MAPE
DINEOF	0,34	0,24	3,18	0,22	0,16	4,40
DINEOF*	0,33	0,24	3,10	0,22	0,17	4,58
ANN	0,25	0,19	2,80	0,19	0,12	4,32
ANN*	0,30	0,23	2,93	0,22	0,17	4,63

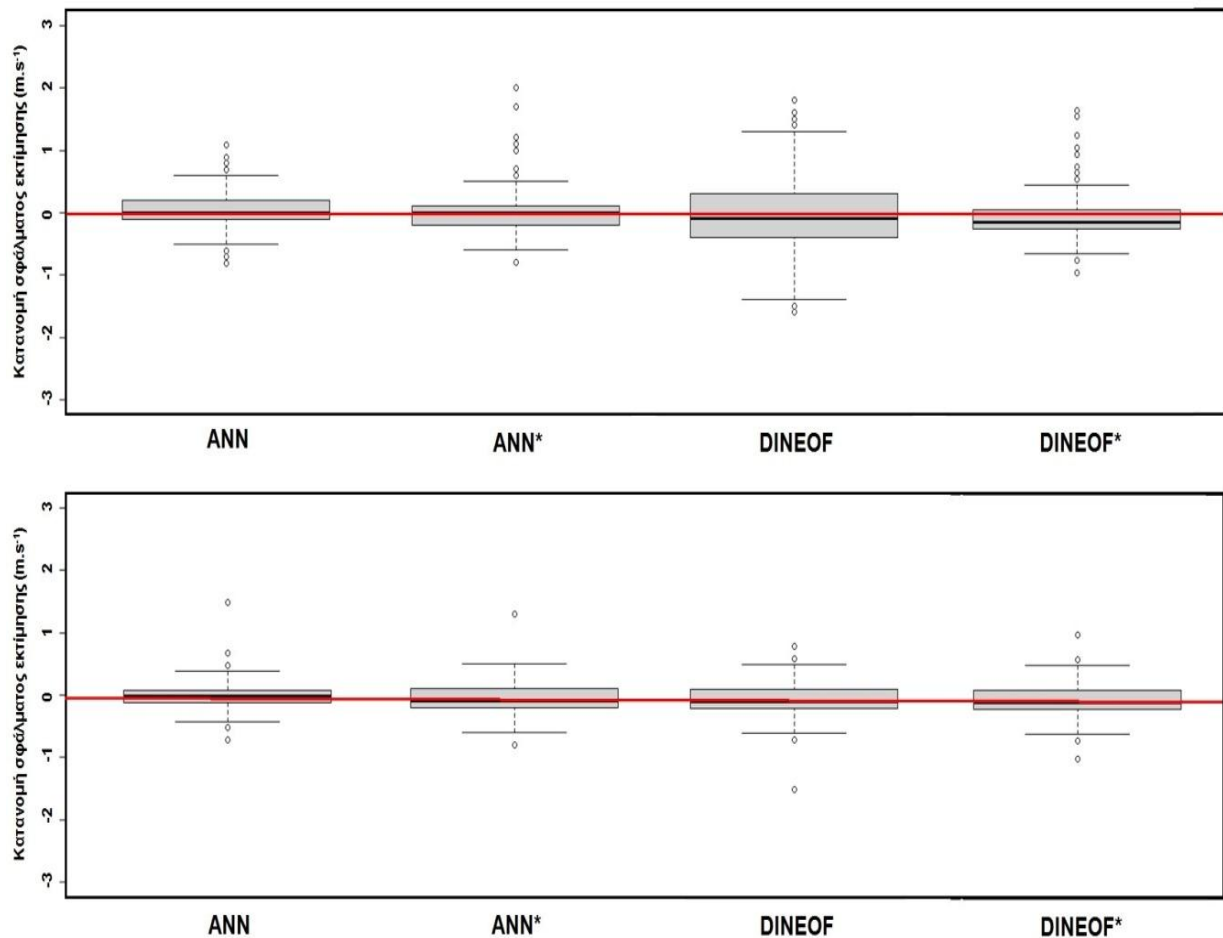
¹ Με αστερίσκο συμβολίζεται η χρήση όλων των διαθέσιμων δεδομένων.

Πίνακας 2.8. Στατιστικά αποτελέσματα εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στη χρονοσειρά-στόχο #7.

Μέθοδος	1-15 Μαρτίου			1-15 Ιουλίου		
	RMSE	MAE	MAPE	RMSE	MAE	MAPE
DINEOF	0,53	0,42	5,45	0,31	0,22	5,89
DINEOF*	0,27	0,20	2,91	0,22	0,17	4,32
ANN	0,25	0,17	2,11	0,19	0,13	3,67
ANN*	0,28	0,21	2,80	0,23	0,18	5,26

¹ Με αστερίσκο συμβολίζεται η χρήση όλων των διαθέσιμων δεδομένων.

Όπως προκύπτει από την ανάλυση των αποτελεσμάτων, και οι δύο μέθοδοι οδηγούν στην εκτίμηση της ταχύτητας του ανέμου με αρκετά μεγάλη ακρίβεια. Ωστόσο, οι παραγόμενες τιμές από την εφαρμογή του νευρωνικού δικτύου με την χρήση του αλγορίθμου BFGS προκειμένου για τη βέλτιστη εκπαίδευσή του, παρουσιάζουν τη καλύτερη προσαρμογή στα δεδομένα και για τις δύο σειρές-στόχους. Εμφανίζει επίσης μικρότερα σφάλματα ενώ υπερέχει σε όλες τις κατηγορίες των στατιστικών ελέγχων που πραγματοποιήθηκαν, σύμφωνα με τα αποτελέσματα των Πινάκων 2.7 και 2.8.

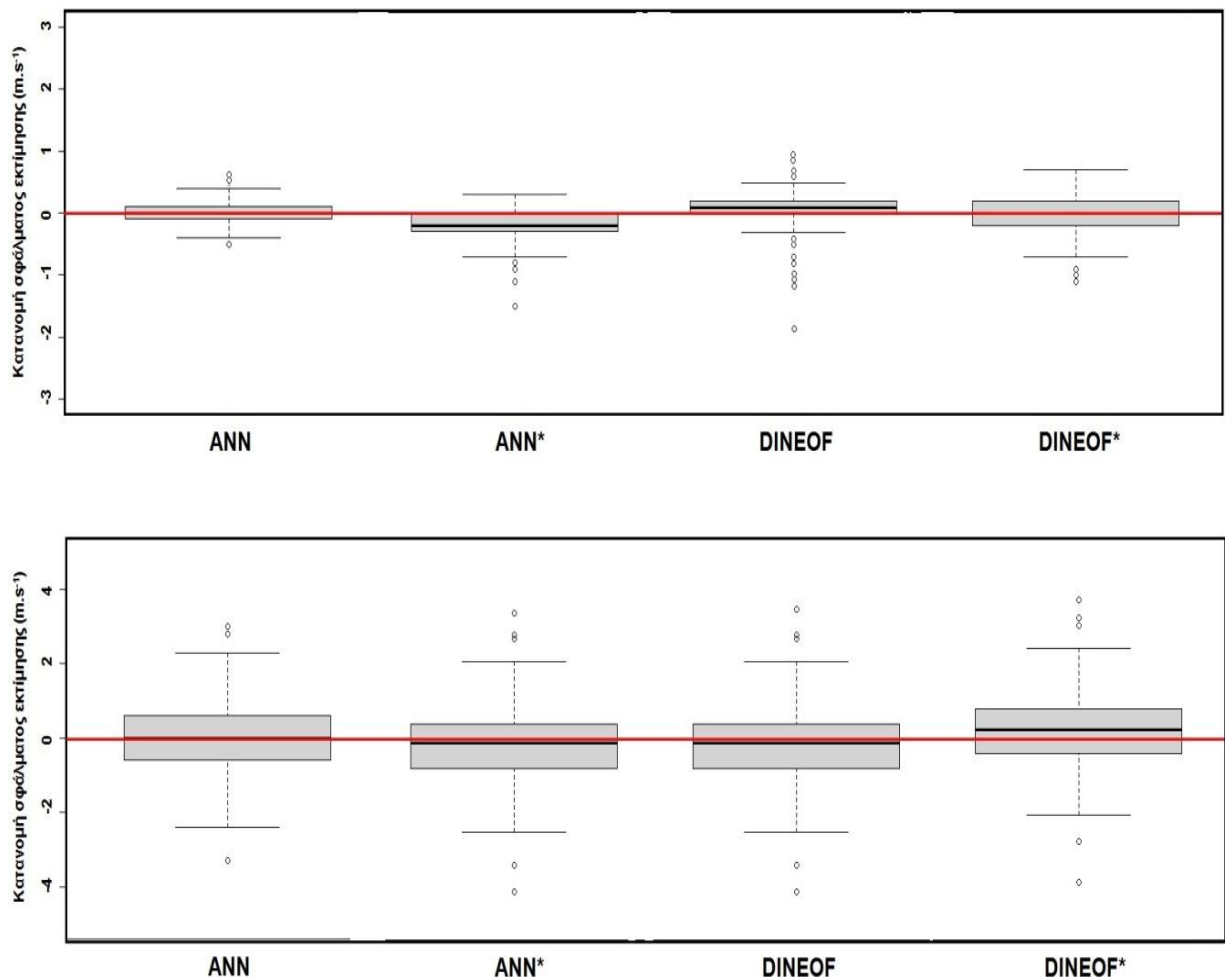


Σχήμα 2.6. Κατανομή σφάλματος εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στο σημείο-στόχο #4. Πάνω γράφημα περίοδος 1-15 Μαρτίου. Κάτω γράφημα περίοδος 1-15 Ιουλίου. Με αστερίσκο συμβολίζονται τα πρότυπα που χρησιμοποιούν ως δεδομένα αναφοράς όλες τις διαθέσιμες σειρές.

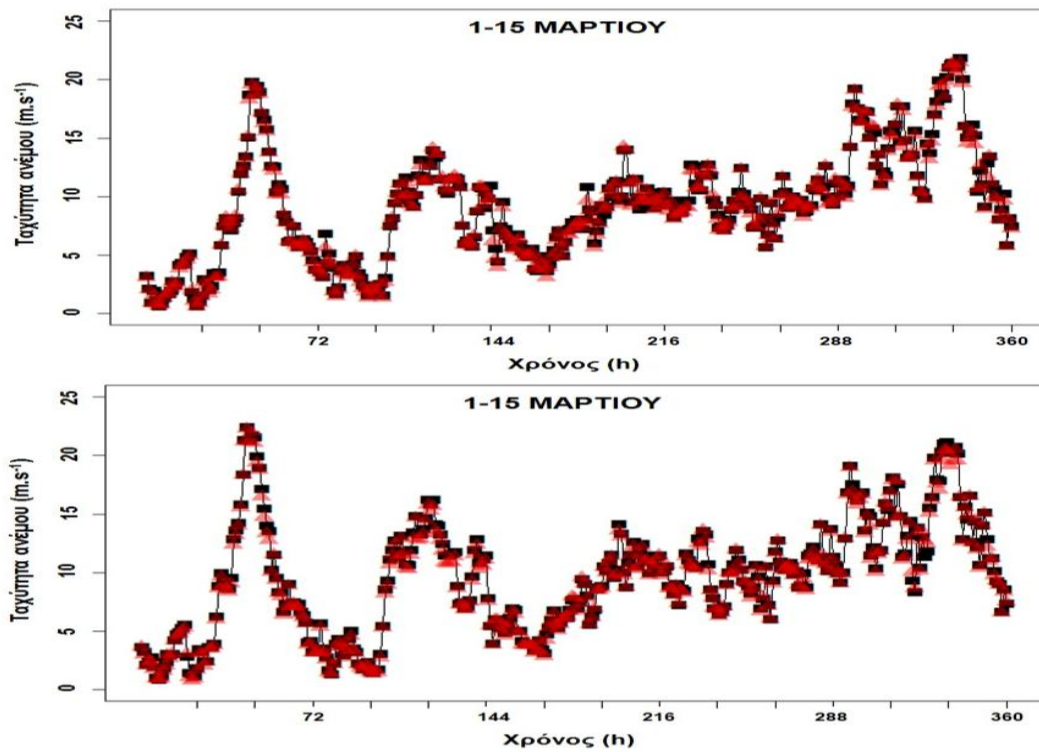
Ένα στοιχείο που μπορούμε να παρατηρήσουμε είναι η διαφορά συμπεριφοράς των δύο μεθόδων σε σχέση με τα δεδομένα που χρησιμοποιούν, προκειμένου για την βέλτιστη διαμόρφωσή τους και την εκτίμηση της ταχύτητας του ανέμου στο σημείο-στόχο. Ενώ το νευρωνικό δίκτυο που χρησιμοποιεί ως δεδομένα επιλεγμένες σειρές αναφοράς παρουσιάζει την καλύτερη συμπεριφορά, στην περίπτωση της τεχνικής DINEOF συμβαίνει το αντίθετο (έστω και με μικρή διαφορά). Αυτό όμως είναι αναμενόμενο καθώς, όπως αναφέρθηκε και

στην ενότητα 2.2.2.2., κατά την εφαρμογή της μεθόδου αυτής δεν απαιτείται γνώση της συσχέτισης των δεδομένων που χρησιμοποιούνται εκ των προτέρων. Ωστόσο η κατάλληλη επιλογή του αριθμού δεδομένων στην ανάπτυξη του νευρωνικού δικτύου κρίνεται ιδιαίτερα χρήσιμη, καθώς έχει ως αποτέλεσμα τη χρήση μικρότερου όγκου μεταβλητών, γεγονός που οδηγεί στην αποφυγή της υπερ-προσαρμογής (over-fitting) του προτύπου και τελικά στην παραγωγή ακριβέστερων εκτιμήσεων.

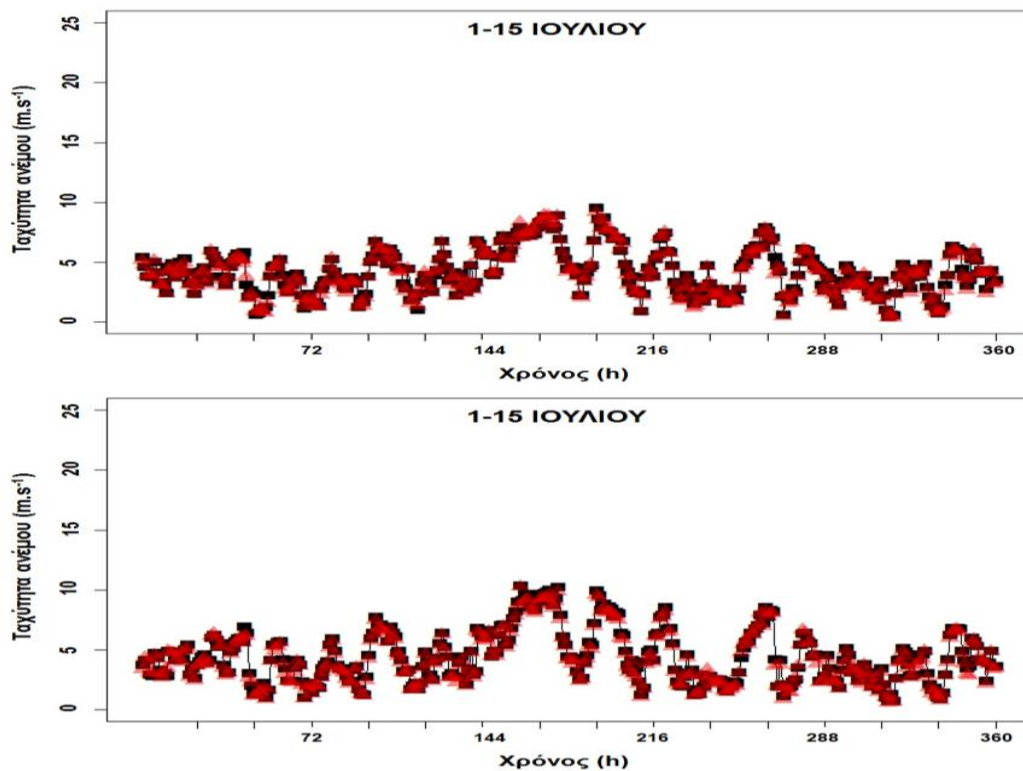
Σημαντικότερο συμπέρασμα πάραυτα αποτελεί η δυνατότητα εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου σε ένα σημείο-στόχο, ακόμα και στην περίπτωση που δεν υπάρχουν επαρκή δεδομένα στο σημείο αυτό, με τη χρήση χρονοσειρών αναφοράς από γειτονικές θέσεις. Κατά συνέπεια είναι εφικτή η εκτίμηση μεμονωμένων τιμών που έχουν χαθεί ή λείπουν, καθώς και η συμπλήρωση εκτεταμένων κενών στις αντίστοιχες χρονοσειρές ανέμου.



Σχήμα 2.7. Κατανομή σφάλματος εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου στο σημείο-στόχο #7. Πάνω γράφημα περίοδος 1-15 Μαρτίου. Κάτω γράφημα περίοδος 1-15 Ιουλίου. Με αστερίσκο συμβολίζονται τα πρότυπα που χρησιμοποιούν ως δεδομένα αναφοράς όλες τις διαθέσιμες σειρές.



Σχήμα 2.8. Πραγματική (μαύρα τετράγωνα) και εκτιμώμενη ταχύτητα ανέμου για την περίοδο 1-15 Μαρτίου. Χρονοσειρά-στόχος #4 πάνω και #7 κάτω γράφημα.



Σχήμα 2.9. Πραγματική (μαύρα τετράγωνα) και εκτιμώμενη ταχύτητα ανέμου για την περίοδο 1-15 Ιουλίου. Χρονοσειρά-στόχος #4 πάνω και #7 κάτω γράφημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΠΡΟΓΝΩΣΗ ΑΝΕΜΟΥ ΣΤΟ ΥΨΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Καθώς η πηγή της αιολικής ενέργειας είναι αρκετά μεταβαλλόμενη τόσο σε σχέση με το χρόνο όσο και με τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν σε έναν τόπο, είναι προφανές ότι ένα από τα σημαντικότερα ζητήματα στη διαχείριση και χρήση της αιολικής ενέργειας αφορά στην μη προβλεψιμότητα του αντίστοιχου αιολικού δυναμικού. Υπό αυτό το πρίσμα, ακριβείς και εξειδικευμένες προγνώσεις μπορούν να βοηθήσουν στο περιορισμό των σημαντικών διακυμάνσεων που πιθανότατα να εμφανίζονται στην παροχή αυτού του είδους ενέργειας, με την γνώση της ταχύτητας του ανέμου στο άμεσο μέλλον να κρίνεται ιδιαίτερα χρήσιμη προκειμένου για την εξισορρόπηση και τελική ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στο ενιαίο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται η ανάπτυξη μιας διαδικασίας-μεθόδου πρόγνωσης της ταχύτητας του ανέμου για τις ανάγκες αιολικών πάρκων. Σκοπός της είναι ο καθορισμός ενός συστηματικού και αποτελεσματικού τρόπου επεξεργασίας των κατάλληλων μεταβλητών για παραγωγή εκτιμήσεων σε ένα συγκεκριμένο σημείο (ανεμογεννήτρια), με χρονικό βήμα 1 ώρας και ορίζοντα 24 ωρών, κάνοντας χρήση παρελθουσών τιμών ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου από την ίδια θέση. Η διαχείριση των διαθέσιμων ανεμολογικών δεδομένων, καταγεγραμμένων απευθείας στο ύψος της ανεμογεννήτριας, αποτελεί βασικό εργαλείο το οποίο μέσω της βέλτιστης χρησιμοποίησής τους, οδηγεί σε μεγαλύτερη ακρίβεια των παραγόμενων προγνώσεων. Η χρησιμότητα της προτεινόμενης διαδικασίας εξετάζεται επιπρόσθετα με την εφαρμογή της σε διαφορετικές περιοχές.

3.1 Περιοχή μελέτης και δεδομένα

Τα δεδομένα είναι από χρονοσειρές ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου, χρονικού βήματος 10 λεπτών της ώρας, μετρημένες σε τρεις ανεμογεννήτριες στο ύψος της ατράκτου. Οι ανεμογεννήτριες αυτές βρίσκονται σε τρεις διαφορετικές τοποθεσίες στην Ελλάδα, αποτελώντας μέρος εγκατεστημένων αιολικών πάρκων στις αντίστοιχες θέσεις. Η πρώτη ανήκει στο αιολικό πάρκο το οποίο έχει αναλυθεί στην ενότητα 1.7. Η δεύτερη βρίσκεται σε μια ημι-ορεινή περιοχή της ανατολικής Στερεάς Ελλάδας, στην περιοχή της Βοιωτίας και σε υψόμετρο περίπου 900m, ενώ η τρίτη σε ορεινή περιοχή της βόρειας Ελλάδας, του νομού Έβρου, σε υψόμετρο περίπου 1600m. Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζονται οι τοποθεσίες και των τριών αιολικών πάρκων, τα οποία αποτελούν μέρος του εκτεταμένου δικτύου της εταιρίας TERNA ENERGY S.A., ενώ όπως είναι εμφανές η χωρική κατανομή τους είναι τέτοια ώστε να καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος του ηπειρωτικού χώρου της χώρας. Στο Πίνακα 3.1

παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά των χρονοσειρών που χρησιμοποιούνται, καθώς και οι αντίστοιχες περίοδοι που καλύπτουν.

Πίνακας 3.1. Ανεμολογικά χαρακτηριστικά εξεταζόμενων χρονοσειρών.

	Μέση ταχύτητα ανέμου (m.s ⁻¹)	Μέση μέγιστη ταχύτητα ανέμου (m.s ⁻¹)	Τυπική απόκλιση (m.s ⁻¹)	Μέση διεύθυνση ανέμου (°)	Τυπική απόκλιση (°)	Περίοδος κάλυψης
#1	7,37	26,2	4,35	175	96	1/01/2013 – 31/12/2013
#2	7,21	23,0	3,71	228	109	1/01/2012 – 30/09/2012
#3	7,65	24,2	4,12	132	116	1/01/2018 – 31/12/2018



Σχήμα 3.1. Θέσεις ανεμογεννητριών μελέτης.

3.2 Μεθοδολογία

3.2.1 Επιλεγμένο πρότυπο

Ως βασικό εργαλείο για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου στις προτεινόμενες τοποθεσίες, επιλέχθηκε το εμπρόσθιας τροφοδοσίας νευρωνικό δίκτυο (FF-ANN), σε συνδυασμό με τον αλγόριθμο BFGS προκειμένου για τη βελτιστοποίηση των συντελεστών

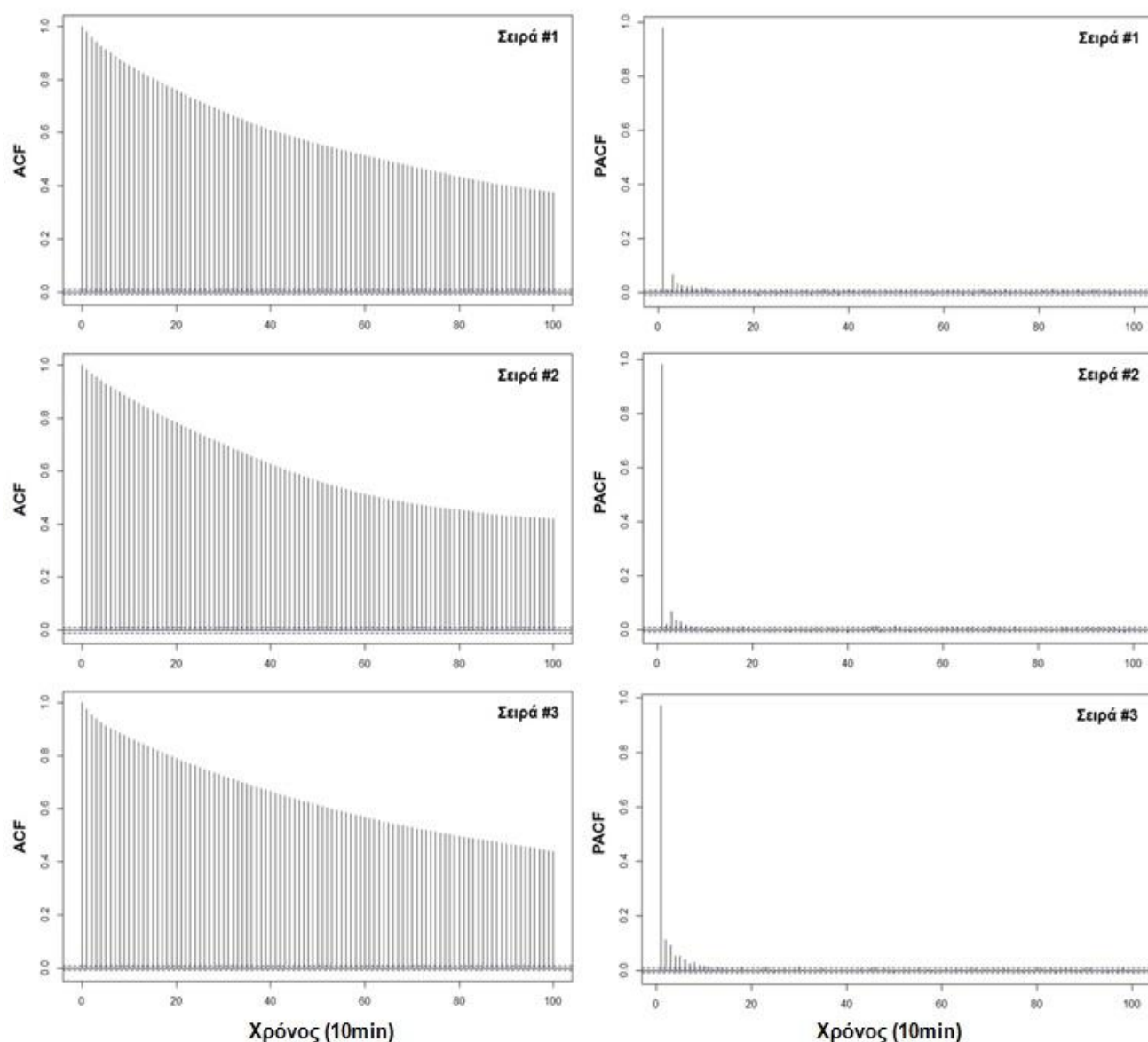
βαρών κατά την φάση εκπαίδευσής του. Το πρότυπο έχει αναλυθεί εκτενώς στις ενότητες 2.1.2.1 και 2.2.2.1. Η σιγμοειδής εξίσωση αποτελεί και στην περίπτωση αυτή τη συνάρτηση ενεργοποίησης του δικτύου, αφού: α) μπορεί να λειτουργήσει με ασθενή σήματα (πολύ χαμηλές τιμές), β) είναι παραγωγίσιμη και γ) η κλίση της παρομοιάζει αυτή της παραγωγής αιολικής ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια (Flores et al. 2005).

3.2.2 Επιλογή δεδομένων εισόδου

Ένα από τα σημαντικότερα βήματα κατά τη διαδικασία ανάπτυξης των ΤΝΔ αποτελεί ο προσδιορισμός των απαραίτητων μεταβλητών εισόδου (Bowden et al. 2006). Συνήθως από το σύνολο των μεταβλητών που είναι διαθέσιμα για χρήση στο διάνυσμα εισόδου ενός τέτοιου προτύπου, ένα μέρος μπορεί να παρέχει τις απαραίτητες πληροφορίες για την καλύτερη δυνατή προσαρμογή του στα δεδομένα του προβλήματος (Wilks 2006). Ιδιαίτερα δε για την ανάπτυξη ενός προγνωστικού προτύπου το οποίο χρησιμοποιεί ως δεδομένα εισόδου παρελθούσες τιμές, θα πρέπει να χρησιμοποιείται ο ελάχιστος αριθμός των μεταβλητών έτσι ώστε να αυξάνεται η υπολογιστική ικανότητα του προτύπου, να ελαχιστοποιούνται οι περιττές πληροφορίες, να μειώνεται ο θόρυβος των παραγόμενων τιμών και να αυξάνεται η ικανότητα του προτύπου να εκπαιδεύεται στη συμπεριφορά του προβλήματος (May et al. 2008). Επομένως η ανάλυση και επεξεργασία των διαθέσιμων δεδομένων πριν τη χρησιμοποίησή τους, είναι διαδικασία ιδιαίτερως χρήσιμη, καθώς μπορεί να αυξήσει την υπολογιστική ικανότητα των προτύπων, στοιχείο ιδιαίτερα σημαντικό όταν πρόκειται για μεγάλο όγκο δεδομένων (Panagoulia et al. 2012; Bowden et al. 2006).

Έχει αποδειχθεί ότι η επιλογή των κατάλληλων δεδομένων των ΤΝΔ αν και κρίσιμη, είναι αρκετά δύσκολη (Alexiadis et al. 1998; Zhang et al. 1998). Η τελική τους διαμόρφωση λαμβάνεται συνήθως μέσω επαναλήψεων του προτύπου με διαφορετικές διαμορφώσεις και διαφορετικά δεδομένα εισόδου, με σκοπό την καλύτερη απόδοση. Εφαρμόζεται δηλαδή μια διαδικασία προσπάθειας-και-σφάλματος (trial-and-error), η οποία άλλοτε είναι χειροκίνητη και άλλοτε αυτόματη. Οι συνηθέστερες μέθοδοι επιλογής των χαρακτηριστικών αυτών είναι τα γνωστά κριτήρια ελαχιστοποίησης των παραγόμενων σφαλμάτων, όπως τα AIC, BIC ή ο συνδυασμός των δύο (Flores et al. 2012).

Στην συγκεκριμένη περίπτωση, η πρόγνωση των τιμών της ταχύτητας γίνεται χρησιμοποιώντας παρελθούσες τιμές των ίδιων των χρονοσειρών. Έτσι, καθώς δεν υπάρχει καθορισμένη προσέγγιση, η επιλογή του κατάλληλου συνδυασμού των δεδομένων εισόδου στο δίκτυο, ακολουθεί μια διαδικασία δύο βημάτων. Αρχικά εξετάζεται η σχέση τιμών των χρονοσειρών με τις τιμές των προηγούμενων χρονικών βημάτων, μέσω του υπολογισμού των αντίστοιχων συναρτήσεων ACF και PACF.



Σχήμα 3.2. Διαγράμματα ACF και PACF των τριών υπό εξέταση χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου.

Παρότι οι συναρτήσεις αυτές είναι γραμμικές, τα αποτελέσματά τους δίνουν μια πρώτη εικόνα για την σχέση ανάμεσα στις τιμές ταχύτητας των εξεταζόμενων χρονοσειρών. Επιπροσθέτως, αν και στη βιβλιογραφία δεν είναι ευρέως αποδεκτή η χρήση αυτή των συγκεκριμένων μεθόδων για την επιλογή των καταλληλότερων διανυσμάτων εισόδου στα πρότυπα ΤΝΔ, σύμφωνα με τους (Flores et al. 2012) μπορούν να χρησιμοποιηθούν και στις περιπτώσεις των προτύπων ΤΝΔ, έχοντας τουλάχιστον ίδια αν όχι και καλύτερα αποτελέσματα. Στο Σχήμα 3.2 παρουσιάζονται τα διαγράμματα που προκύπτουν από την υπολογισμό των συναρτήσεων αυτών, για τις υπό εξέταση χρονοσειρές και τα αντίστοιχα χρονικά διαστήματα. Μια ισχυρή συσχέτιση της παρούσας τιμής ταχύτητας με τις προηγούμενες εμφανίζεται ξεκάθαρα στα συγκεκριμένα διαγράμματα.

Το δεύτερο βήμα στη διαδικασία επιλογής του διανύσματος εισόδου είναι ο καθορισμός των παρελθουσών εκείνων τιμών των χρονοσειρών οι οποίες οδηγούν στην βέλτιστη εκπαίδευση του ανεπτυγμένου προτύπου και στην παραγωγή προγνώσεων με τη μεγαλύτερη δυνατή ακρίβεια. Ανάμεσα στις τεχνικές που προτείνονται στη βιβλιογραφία, επιλέχθηκε η μέθοδος K-fold cross-validation (CV) (Hastie et al. 2009). Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται προκειμένου να περιοριστεί ο αριθμός των πιθανών επεξηγηματικών μεταβλητών από το σύνολο αυτών που μπορούν, εν δυνάμει, να χρησιμοποιηθούν. Αυτό είναι ιδιαίτερα χρήσιμο όταν ο αριθμός των πιθανών δεδομένων εισόδου είναι αρκετά μεγάλος.

Η μέθοδος αυτή έχει χρησιμοποιηθεί ευρέως στο παρελθόν για τον εντοπισμό του κατάλληλου αριθμού μεταβλητών για γενικευμένα γραμμικά μοντέλα (Generalized Linear Model–GLM). Ωστόσο στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε για τον εντοπισμό του κατάλληλου συνδυασμού των διαθέσιμων δεκαλέπτων παρελθοντικών (lagged) δεδομένων, με στόχο την καλύτερη απόδοση του ανεπτυγμένου προτύπου ΤΝΔ. Κατά τη μέθοδο αυτή εφαρμόζεται η διαδικασία της εκ περιτροπής παράλειψης δεδομένων (leave-one-out-cross-validation – LOOCV), σε συνδυασμό με την μέθοδο K-fold CV (Mcleod 2010).

Κατά τους Hastie et al. (2009) που αναλύουν τη μέθοδο K-fold, τα διαθέσιμα δεδομένα χωρίζονται τυχαία σε K σύνολα περίπου ίδιου μεγέθους. Ένα από αυτά επιλέγεται ως σύνολο επαλήθευσης (validation) του οποίου η απόδοση αξιολογείται, ενώ τα υπόλοιπα ορίζονται ως δείγματα προς εκπαίδευση (training samples). Όταν το k -οστό δείγμα-σύνολο επαλήθευσης αφαιρείται από τα συνολικά δεδομένα, υπολογίζεται το σύνολο των τετραγώνων:

$$S_k = \sum \lim_{i \in \Pi_K} (\hat{e}^{(-k)}_i)^2 \quad (3.1)$$

όπου $\hat{e}^{(-k)}_i$ τι σφάλμα πρόβλεψης του προτύπου κατά την προσαρμογή του στα υπόλοιπα δεδομένα, το οποίο στη συνέχεια χρησιμοποιείται για την εκτίμηση των παρατηρήσεων $i \in \Pi_K$ που ανήκουν στο k -οστό δείγμα. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται έτσι ώστε να αξιολογηθεί η απόδοση του κάθε υποσυνόλου. Με την ολοκλήρωση της διαδικασίας, η μέση απόδοση όλων των k υποσυνόλων υπολογίζεται με τη βοήθεια της σχέσης (3.2):

$$CV = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^k S_k \quad (3.2)$$

όπου n ο αριθμός των παρατηρήσεων. Το μέσο τετραγωνικό σφάλμα του CV καθενός δείγματος είναι:

$$CV_k = \frac{S_k}{N_k} \quad (3.3)$$

όπου N_k ο αριθμός των παρατηρήσεων του n^{th} δείγματος επαλήθευσης. Επιπλέον προτείνεται ο κανόνας της μιας τυπικής απόκλισης (one standard-deviation) σε συνδυασμό με τη μέθοδο K-fold CV. Έτσι, εάν s^2 η απόκλιση του συνόλου των $CV_1, CV_2, \dots, CV_K$, η αντίστοιχη απόκλιση του CV θα είναι s^2/K και το διάστημα εκτίμησής του, χρησιμοποιώντας τον κανόνα της μίας τυπικής απόκλισης, είναι $CV \pm \sqrt{K}$. Το πρότυπο με το καλύτερο αποτέλεσμα CV εντός του παραπάνω διαστήματος, είναι αυτό με την βέλτιστη απόδοση και αυτό που τελικά θα χρησιμοποιηθεί. Η εφαρμογή του συγκεκριμένου κανόνα βελτιώνει την σταθερότητα της μεθόδου K-fold CV, γεγονός που ενισχύει την επιλογή του καλύτερου δυνατού προτύπου.

3.2.3 Διαδικασία πρόγνωσης

Για την διαμόρφωση του προτύπου ΤΝΔ που έχει επιλεγεί πρέπει να καθοριστούν: α) ο αριθμός των νευρώνων στο επίπεδο εισόδου (διάνυσμα εισόδου), β) ο αριθμός των νευρώνων στο ενδιάμεσο επίπεδο, αφού το συγκεκριμένο δίκτυο αποτελείται μόνο από ένα κρυφό επίπεδο και γ) ο αντίστοιχος αριθμό νευρώνων στην έξοδο του δικτύου. Επιπλέον και πριν την χρησιμοποίηση φάση εκπαίδευσης του προτύπου, τα δεδομένα ανέμου (ταχύτητα-διεύθυνση) κανονικοποιούνται στο διάστημα [0.001,0.999] σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$X_{norm,i} = \frac{X_{obs,i} - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \quad (3.4)$$

όπου $X_{norm,i}$ η *i-οστή* κανονικοποιημένη τιμή της *i-οστής* παρατήρησης $X_{obs,i}$, X_{min} και X_{max} οι ελάχιστες και μέγιστες τιμές της χρονοσειράς των δεδομένων. Επί της ουσίας, ο μετασχηματισμός αυτός βοηθά στους αριθμητικούς υπολογισμούς τόσο κατά την διαμόρφωση του προτύπου όσο και την φάση πρόγνωσης νέων τιμών, βελτιώνοντας την ακρίβεια των αποτελεσμάτων.

Τα βήματα που ακολουθούνται περιλαμβάνουν:

α. Οι 24 τελευταίες ώρες καθενός από τους διαθέσιμους μήνες δεδομένων (του έτους 2013) χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση της ταχύτητας του ανέμου στις επιλεγμένες θέσεις και την αξιολόγηση της απόδοσης της προτεινόμενης μεθόδου.

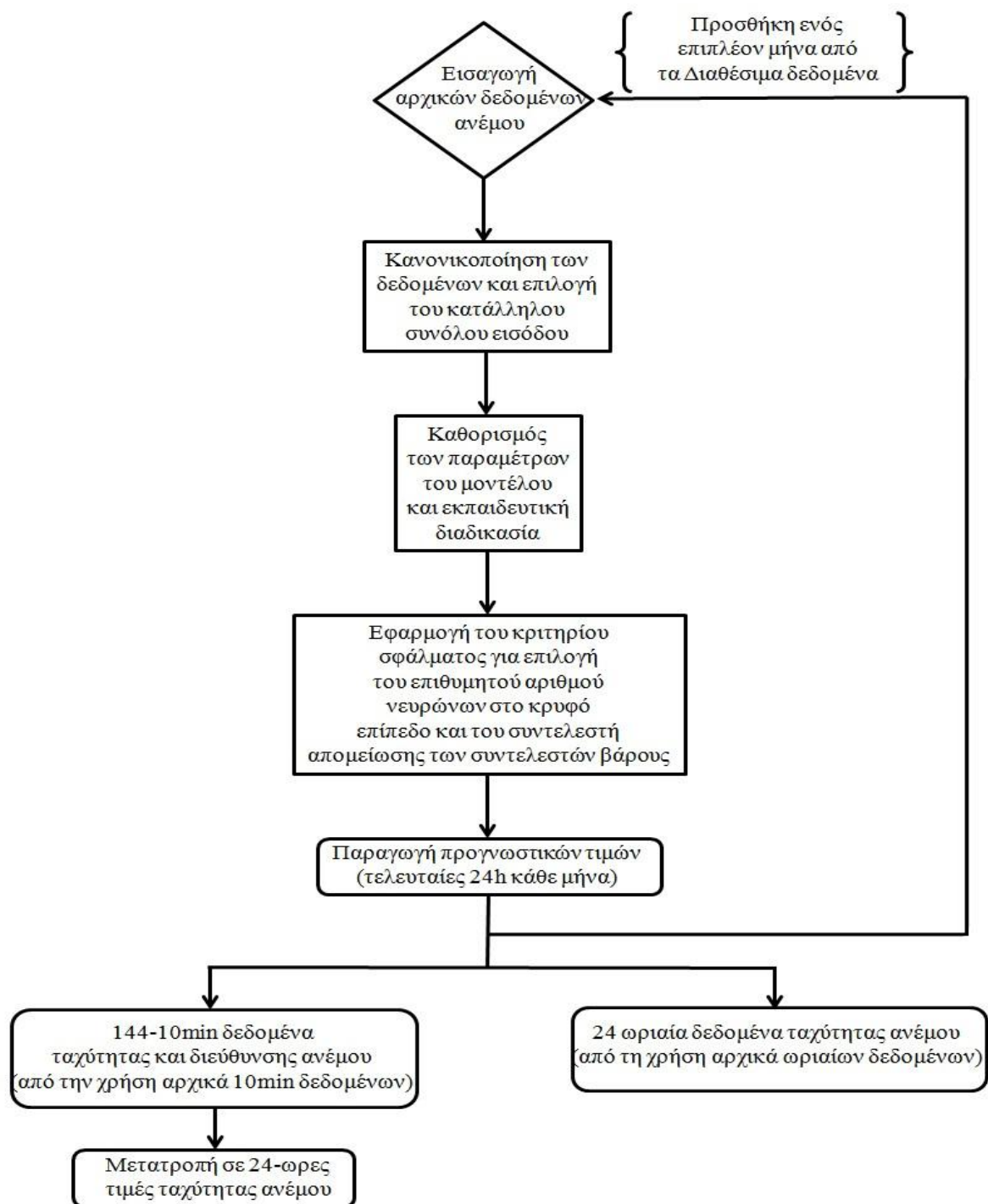
β. Για την εκτέλεση των απαραίτητων υπολογισμών χρησιμοποιούνται είτε δεκάλεπτες είτε μέσες ωριαίες χρονοσειρές ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου.

γ. Για κάθε μήνα του χρόνου υπολογίζεται ο καλύτερος δυνατός συνδυασμός των δεδομένων εισόδου (παρελθούσες τιμές της ίδιας χρονοσειράς) όπως περιγράφηκε στην

παράγραφο 3.2.2. Το σύνολο των δεδομένων εισόδου υπολογίζεται αλλάζοντας το μέγεθος του κάθε φορά, π.χ. στην αρχή τα δεδομένα από ένα μήνα χρησιμοποιούνται για την εκπαίδευση του ανεπτυγμένου προτύπου. Εν συνεχεία ένας επιπλέον μήνας δεδομένων προστίθεται και ακολουθεί η ίδια διαδικασία. Για παράδειγμα υποθέτοντας ότι θέλουμε να εκτιμήσουμε την ταχύτητα του ανέμου τις τελευταίες 24 ώρες του Ιουλίου (δηλ. την 31^η Ιουλίου) διαμορφώνουμε το πρότυπο χρησιμοποιώντας την χρονοσειρά της ταχύτητας του ανέμου από την 1^η έως την 30^η Ιουλίου ως δεδομένα εισόδου. Ακολούθως το πρότυπο εκπαιδεύεται προσθέτοντας τα αντίστοιχα δεδομένα του Ιουνίου, έτσι ώστε να εκπαιδευτεί με μια χρονοσειρά δύο πλέον μηνών. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται έως ότου χρησιμοποιηθούν ως δεδομένα εισόδου εκείνα όλων των διαθεσίμων μηνών (δηλαδή από τον Ιούλιο και προς τα πίσω έως τον Ιανουάριο της ίδιας χρονιάς) να χρησιμοποιηθούν ως δεδομένα εισόδου στο πρότυπο. Κάθε φορά που στο σύνολο δεδομένων εισόδου προστίθενται δεδομένα, επαναλαμβάνουμε τη φάση εκπαίδευσης με σκοπό τον καθορισμό του καινούριου πλέον, βέλτιστου αριθμού νευρώνων στο ενδιάμεσο επίπεδο καθώς και των τιμών των συντελεστών βαρών. Αυτή είναι μια επαναλαμβανόμενη διαδικασία που οδηγεί σε μια καλύτερη προσαρμογή του προτύπου στα δεδομένα με τα μικρότερα σφάλματα κατά την εκπαίδευση.

δ. Ακολούθως υπολογίζονται οι προγνωστικές τιμές κατά τις 24 τελευταίες ώρες κάθε μήνα, αλλάζοντας κάθε φορά το μήκος και τον αριθμό (εάν απαιτείται) των χρονοσειρών εισόδου. Όταν ως δεδομένα εισόδου χρησιμοποιούνται οι δεκάλεπτες χρονοσειρές, τα πρότυπα που έχουν αναπτυχθεί τρέχουν δύο φορές, μία για την ταχύτητα του ανέμου και μια δεύτερη για τη διεύθυνσή του. Οι προκύπτουσες προγνωστικές τιμές (αποτελέσματα) είναι ένα διάνυσμα αποτελούμενο από 144 προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου καθώς και ένα δεύτερο διάνυσμα ίδιου μεγέθους με τις αντίστοιχες της διεύθυνσης του ανέμου. Αυτά τα δύο διανύσματα χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των μέσων ωριαίων τιμών (24 τιμές). Έτσι προκύπτουν δύο διανύσματα προγνωστικών ωριαίων αποτελεσμάτων της ταχύτητας και της διεύθυνσης του ανέμου, το καθένα εκ των οποίων έχει είκοσι τέσσερις τιμές.

Από την άλλη, όταν χρησιμοποιούνται ως δεδομένα μόνο οι ωριαίες τιμές ταχύτητας ανέμου, τα προτεινόμενα πρότυπα τρέχουν μόνο μια φορά και παρέχουν τις προγνωστικές τιμές του ανέμου απευθείας για τις επόμενες 24 ώρες. Τα παραπάνω βήματα της μεθόδου παρουσιάζονται γραφικά και στο διάγραμμα ροής του Σχήματος 3.3.



Σχήμα 3.3. Διάγραμμα ροής του ανεπτυγμένου προτύπου πρόγνωσης.

3.3 Αξιολόγηση των προτύπων

Προκειμένου να ελέγξουμε την αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης διαδικασίας, η ακρίβεια των προγνώσεων συγκρίνεται με την ακρίβεια των αντίστοιχων προγνωστικών τιμών που λαμβάνονται από την εφαρμογή της απλοϊκής μεθόδου (persistence method). Για το λόγο αυτό εφαρμόζεται το ακόλουθο κριτήριο ικανότητας:

$$SS_{ref} = \frac{E_{ref} - E}{E_{ref}} \times 100\% \quad (3.5)$$

όπου E και E_{ref} το σφάλμα του προτεινόμενου προτύπου και της μεθόδου αναφοράς αντιστοίχως.

Επιπρόσθετα τα στατιστικά κριτήρια RMSE και MAPE χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση των παραγόμενων προγνώσεων. Καθώς τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση των προτύπων δεν χρησιμοποιούνται για την διαμόρφωσή τους οι προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου θεωρούνται ως πρωτογενείς (γνήσιες) προγνώσεις (Makridakis 1998).

3.4 Αποτελέσματα

Οι Πίνακες 3.2, 3.3 και 3.4 παρέχουν τους επιλεγμένους δείκτες απόδοσης για τις προγνώσεις της ταχύτητας του ανέμου τις επόμενες 24 ώρες στις τρεις επιλεγμένες τοποθεσίες #1, #2 και #3. Το μέγεθος των δεδομένων εισόδου που χρησιμοποιούνται στις περιπτώσεις αυτές είναι ένας μήνας.

Πίνακας 3.2. Κριτήρια απόδοσης για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου στη θέση #1. Δεδομένα εισόδου: χρονοσειρές μεγέθους 1 μήνα, δεκαλέπτων και ωριαίων δεδομένων.

#1	RMSE			MAPE		
	10λεπτες σειρές	Ωριαίες σειρές	Απλοϊκή μέθοδος	10min σειρές	Ωριαίες σειρές	Απλοϊκή μέθοδος
ΙΑΝ	1,89	3,32	1,94	25,18	24,05	25,06
ΦΕΒ	0,48	1,39	0,35	12,80	32,04	5,65
ΜΑΡ	0,42	1,75	0,40	3,00	13,94	3,23
ΑΠΡ	0,65	1,24	0,29	8,22	12,80	3,87
ΜΑΙΟΣ	1,19	1,77	0,40	9,62	11,99	3,32
ΙΟΥΝ	4,79	5,6	0,31	35,02	35,39	4,79
ΙΟΥΛ	7,86	6,78	0,29	52,09	44,95	6,32
ΑΥΓ	2,41	2,37	0,28	34,04	35,73	6,54
ΣΕΠ	1,18	2,68	0,41	10,97	15,14	3,89
ΟΚΤ	0,68	1,82	0,28	8,94	21,16	6,04
ΝΟΕ	0,99	5,81	0,36	5,88	45,27	4,75
ΔΕΚ	0,50	1,19	0,31	3,80	10,27	2,95
Μ.Ο.	1,92	2,98	0,49	17,54	25,23	6,62

Πίνακας 3.3. Όμοια με τον Πίνακα 3.3 για τη θέση #2.

#2	RMSE			MAPE		
	10λεπτες σειρές	Ωριαίες σειρές	Απλοϊκή μέθοδος	10min ειρές	Ωριαίες σειρές	Απλοϊκή μέθοδος
ΙΑΝ	0,27	0,96	0,34	1,69	6,20	2,73
ΦΕΒ	1,06	2,29	0,56	10,78	15,15	5,90
ΜΑΡ	1,79	1,95	0,75	25,00	19,41	14,82
ΑΠΡ	1,23	1,22	0,36	11,84	10,80	2,58
ΜΑΙΟΣ	1,69	2,10	0,89	26,35	30,05	13,69
ΙΟΥΝ	1,80	3,00	1,45	13,94	32,35	10,73
ΙΟΥΛ	2,54	3,56	1,42	22,03	99,46	19,00
ΑΥΓ	3,29	3,93	1,22	30,94	28,36	10,57
ΣΕΠ	1,65	1,75	0,42	14,36	17,10	2,64
ΟΚΤ	-	-	-	-	-	-
ΝΟΕ	-	-	-	-	-	-
ΔΕΚ	-	-	-	-	-	-
Μ.Ο.	1,70	2,31	0,82	17,44	28,76	9,18

Πίνακας 3.4. Όμοια με τον Πίνακα 3.3 για τη θέση #3.

#3	RMSE			MAPE		
	10λεπτες σειρές	Ωριαίες σειρές	Απλοϊκή μέθοδος	10min σειρές	Ωριαίες σειρές	Απλοϊκή μέθοδος
ΙΑΝ	0,43	1,90	0,42	11,94	29,54	11,64
ΦΕΒ	1,18	0,87	0,95	23,73	16,21	17,53
ΜΑΡ	0,77	1,92	0,69	4,10	10,69	5,86
ΑΠΡ	0,26	0,84	0,29	6,60	16,86	9,22
ΜΑΙΟΣ	3,13	4,45	1,53	16,23	31,80	14,02
ΙΟΥΝ	1,31	4,46	0,87	28,85	60,71	25,30
ΙΟΥΛ	1,75	3,60	0,93	21,22	30,21	14,12
ΑΥΓ	2,94	4,69	2,09	66,37	31,25	14,30
ΣΕΠ	1,41	1,76	1,13	18,54	18,89	12,72
ΟΚΤ	0,36	1,74	0,45	6,90	37,43	6,91
ΝΟΕ	0,42	0,85	0,43	12,49	18,37	10,22
ΔΕΚ	0,21	0,92	0,22	4,14	16,37	4,45
Μ.Ο.	1,18	2,33	0,83	18,43	26,53	12,19

Σχεδόν για όλους τους μήνες οι προγνώσεις που έχουν προέλθει από την μετατροπή των προγνωστικών δεκαλέπτων τιμών ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου είναι καλύτερες σε σύγκριση με τις αντίστοιχες που έχουν παραχθεί με τη χρήση ως δεδομένων των εξαρχής ωριαίων τιμών της ταχύτητας του ανέμου. Η απόδοση είναι παρόμοια για όλες τις τοποθεσίες των αιολικών πάρκων. Ωστόσο τα αποτελέσματα για τη θέση #3 εμφανίζονται ελαφρώς καλύτερα σε σχέση με τις άλλες δύο τοποθεσίες, όπως προκύπτει από το μέσο όρο των στατιστικών αποτελεσμάτων. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός πως οι χειρότερες προγνώσεις παράγονται κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού για όλες τις θέσεις καθώς επίσης κατά το Δεκέμβριο στη θέση #1 και το Μάιο στη θέση #3 όπου και οι αντίστοιχες τιμές των στατιστικών κριτηρίων είναι υψηλές, τόσο για τα δεκάλεπτα όσο και για τα ωριαία δεδομένα εισόδου. Αξίζει να σημειωθεί ότι η απλοϊκή μέθοδος εμφανίζει καλύτερα αποτελέσματα σε σχέση με αυτά που παράγονται από το προτεινόμενου πρότυπο και την χρήση δεκαλέπτων χρονοσειρών στο επίπεδο εισόδου, ενώ υπερέχουν κατά πολύ από τις αντίστοιχες που παράγονται από τις ωριαίες χρονοσειρές. Πάραυτα, όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 1.4.3 αυτό είναι αναμενόμενο εξαιτίας του τρόπου με τον οποίο ορίζεται η απλοϊκή μέθοδος, ιδιαιτέρως όταν εφαρμόζεται για προγνώσεις πολύ μικρού ορίζοντα.

Οι Πίνακες 3.5., 3.6 και 3.7 παρουσιάζουν τους δείκτες απόδοσης για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου για το επόμενο εικοσιτετράωρο, για τις τρεις τοποθεσίες στην περίπτωση που χρησιμοποιούνται όλα τα διαθέσιμα δεδομένα. Σε γενικές γραμμές τα αποτελέσματα εμφανίζουν παρόμοια συμπεριφορά για όλες τις θέσεις όπως και στην προηγούμενη περίπτωση. Εκείνο που παρατηρείται είναι πως τα σφάλματα πρόγνωσης μειώνονται σημαντικά, καθώς το πλήθος του συνόλου των δεδομένων εισόδου αυξάνει (εκτός του Ιανουαρίου καθώς δεν μπορεί να επεκταθεί προς τα πίσω) περιλαμβάνοντας έτσι ολοένα και περισσότερα δεδομένα. Μια ουσιαστική βελτίωση των στατιστικών αποτελεσμάτων είναι επίσης εμφανής καθώς οι προγνώσεις που προέρχονται από την χρήση των δεκαλέπτων δεδομένων υπερτερούν σημαντικά αυτών που βασίζονται στα ωριαία δεδομένα. Ειδικότερα για την θέση #1, οι παραγόμενες προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου είναι πολύ κοντά στις πραγματικές όπως άλλωστε φαίνεται και στον Πίνακα 3.5. Αξιοσημείωτες είναι οι βελτιώσεις από το Μάιο μέχρι το Δεκέμβριο, με τη μέγιστη βελτίωση να παρατηρείται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες όπου οι αρχικές προγνώσεις ήταν κακές. Στην περίπτωση που χρησιμοποιούνται ωριαίες χρονοσειρές οι βελτιώσεις παρατηρούνται επίσης κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού και τον μήνα Νοέμβριο, με μικρότερο ωστόσο εύρος, ενώ αντίθετα το Φεβρουάριο και τον Μάιο η απόδοση του προτύπου μειώνεται ελαφρώς.

Πίνακας 3.5. Κριτήρια απόδοσης για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου στη θέση #1 με χρήση όλων των διαθέσιμων δεδομένων. Σε παρένθεση η % βελτίωση έναντι της αντίστοιχης πρόγνωσης με τη χρήση χρονοσειρές μεγέθους 1 μήνα.

#1	24h πρόγνωση από 10λεπτες σειρές		24h πρόγνωση από ωριαίες σειρές	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
IAN	-	-	-	-
ΦΕΒ	0,32 (+33%)	5,52 (+60%)	1,49 (-7%)	19,01 (+41%)
ΜΑΡ	0,39 (+7%)	2,90 (+3%)	1,69 (+3%)	913,80 (+1%)
ΑΠΡ	0,27 (+58%)	3,48 (+52%)	1,08 (+13%)	12,31 (+4%)
ΜΑΙΟΣ	0,38 (+68%)	3,14 (+67%)	1,66 (-6%)	12,59 (-5%)
ΙΟΥΝ	0,28 (+94%)	2,65 (+92%)	1,45 (+74%)	13,05 (+63%)
ΙΟΥΛ	0,26 (+97%)	4,77 (+91%)	1,17 (+83%)	17,17 (+63%)
ΑΥΓ	0,23 (+90%)	5,82 (+83%)	0,94 (+60%)	20,29 (+43%)
ΣΕΠ	0,39 (+67%)	2,78 (+69%)	2,10 (+22%)	12,68 (+16%)
ΟΚΤ	0,25 (+63%)	4,41 (+51%)	1,23 (32%)	19,20 (+9%)
ΝΟΕ	0,34 (+66%)	3,76 (+36%)	1,96 (+66%)	17,57 (+61%)
ΔΕΚ	0,25 (+50%)	2,11 (+44%)	1,14 (+4%)	9,97 (+3%)
Μ.Ο.	0,31 (+63%)	3,76 (+59%)	1,45 (+32%)	15,24 (+27%)

Στη θέση #2 (Πίνακας 3.6) τα αποτελέσματα της πρόγνωσης παρουσιάζουν σημαντική βελτίωση κατά τους μήνες Μάρτιο, Απρίλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβριο όταν χρησιμοποιούνται είτε δεκάλεπτα, είτε ωριαία δεδομένα. Πάραυτα στην πρώτη περίπτωση οι βελτιώσεις είναι και πάλι μεγαλύτερου μεγέθους απ' ότι στην σε αυτή των ωριαίων χρονοσειρών, όπου ειδικά για το μήνα Ιούνιο τα αποτελέσματα εμφανίζονται χειρότερα. Τέλος, τα αποτελέσματα για τη θέση #3 (Πίνακας 3.7) είναι παρόμοια με αυτά των προηγούμενων δύο τοποθεσιών με τη διαφορά ότι οι αντίστοιχες βελτιώσεις δεν είναι τόσο σημαντικές όσο πριν. Οι περισσότερες αξιοσημείωτες αλλαγές παρατηρούνται τους μήνες Απρίλιο, Ιούνιο, Σεπτέμβριο, Οκτώβριο και Νοέμβριο με τη χρήση δεκαλέπτων δεδομένων ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου. Από την άλλη όταν οι ωριαίες χρονοσειρές ανέμου χρησιμοποιούνται οι αντίστοιχες βελτιώσεις είναι πολύ μικρότερες ή και μηδενικές όπως το Φεβρουάριο.

Πίνακας 3.6. Όμοια με τον Πίνακα 3.5 για τη θέση #2.

#2	24h πρόγνωση από 10λεπτες σειρές		24h πρόγνωση από ωριαίες σειρές	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ΙΑΝ	-	-	-	-
ΦΕΒ	0,42 (+60%)	3,24 (+63%)	1,97 (+14%)	14,96 (+1%)
ΜΑΡ	0,63 (+65%)	11,62 (+54%)	1,15 (+41%)	18,84 (+3%)
ΑΠΡ	0,34 (+80%)	2,37 (+80%)	0,65 (+47%)	5,56 (+49%)
ΜΑΙΟΣ	0,83 (+51%)	12,94 (+51%)	1,58 (+25%)	23,87 (+21%)
ΙΟΥΝ	1,21 (+33%)	10,33 (+26%)	3,07 (-2%)	30,74 (+5%)
ΙΟΥΛ	1,35 (+47%)	17,38 (+21%)	2,56 (+28%)	31,45 (+68%)
ΑΥΓ	1,17 (+64%)	10,32 (+67%)	2,18 (+45%)	20,87 (+26%)
ΣΕΠ	0,34 (+79%)	2,22 (+85%)	0,58 (+67%)	5,94 (+59%)
ΟΚΤ	-	-	-	-
ΝΟΕ	-	-	-	-
ΔΕΚ	-	-	-	-
Μ.Ο.	0,79 (+60%)	8,81 (+56%)	1,72 (+33%)	19,03 (+29%)

Πίνακας 3.7. Όμοια με τον Πίνακα 3.5 για τη θέση #3.

#3	24h πρόγνωση από 10λεπτες σειρές		24h πρόγνωση από ωριαίες σειρές	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ΙΑΝ	-	-	-	-
ΦΕΒ	1,01 (+14%)	18,71 (+21%)	0,87 (0%)	14,73 (+9%)
ΜΑΡ	0,58 (+25%)	3,44 (+16%)	1,70 (+11%)	9,31 (+13%)
ΑΠΡ	0,13 (+50%)	3,29 (+50%)	0,57 (+32%)	11,76 (+30%)
ΜΑΙΟΣ	2,09 (+33%)	15,53 (+4%)	3,02 (+32%)	30,29 (+5%)
ΙΟΥΝ	0,47 (+64%)	14,72 (+49%)	3,41 (+24%)	58,84 (+3%)
ΙΟΥΛ	1,21 (+31%)	16,10 (+24%)	2,10 (+42%)	27,54 (+9%)
ΑΥΓ	1,98 (+33%)	12,10 (+61%)	2,79 (+41%)	25,79 (+17%)
ΣΕΠ	0,86 (+39%)	10,45 (+63%)	0,93 (+47%)	17,90 (+5%)
ΟΚΤ	0,21 (+42%)	5,87 (+15%)	1,65 (+5%)	27,69 (+26%)
ΝΟΕ	0,20 (+52%)	5,60 (+55%)	0,71 (+16%)	18,29 (0%)
ΔΕΚ	0,13 (+38%)	3,92 (+5%)	0,89 (+3%)	16,18 (+1%)
Μ.Ο.	0,81 (+38%)	9,98 (+33%)	1,69 (+23%)	23,48 (+11%)

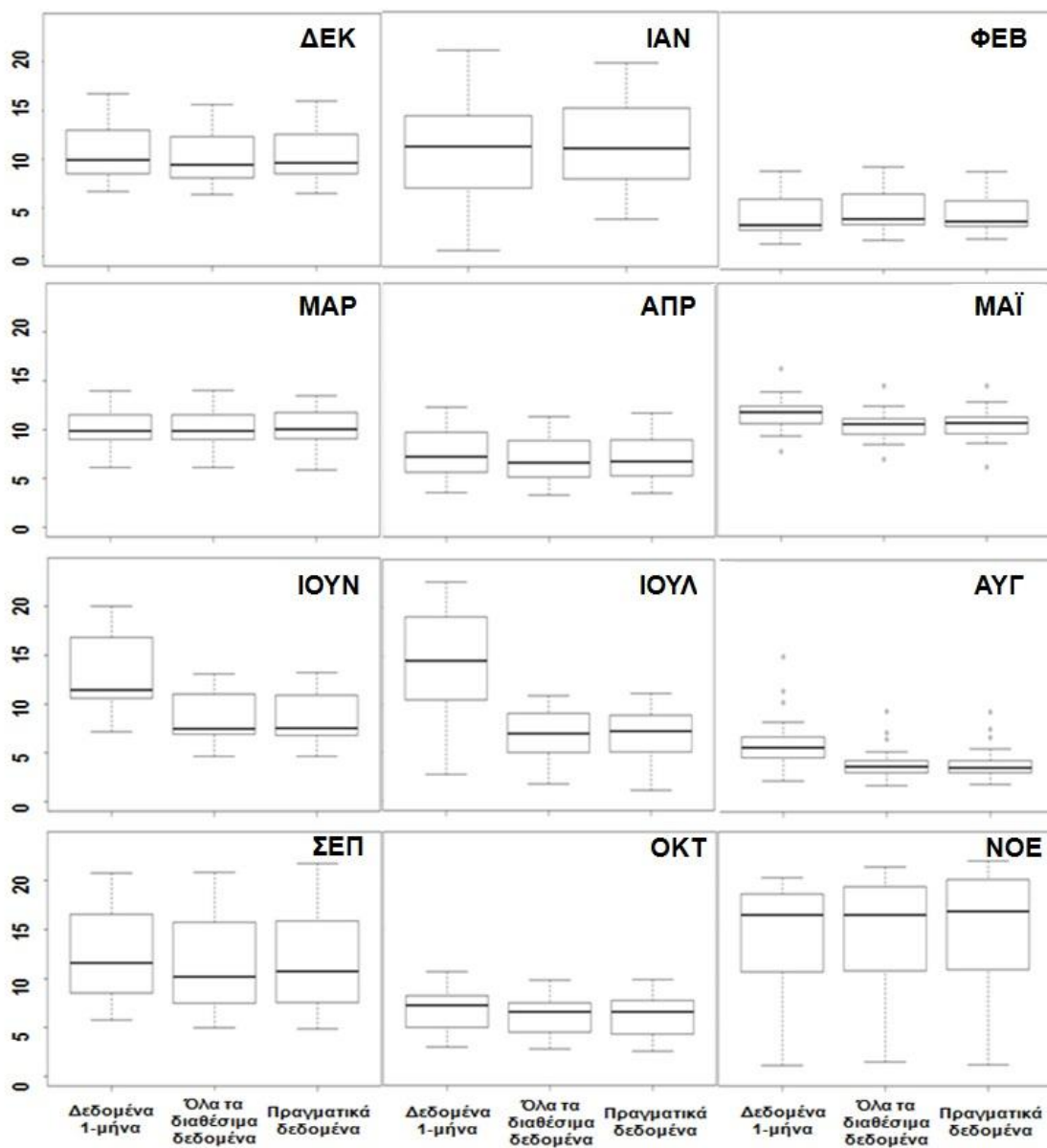
Όπως παρατηρείται οι προγνώσεις που παράγονται από τις δεκάλεπτες σειρές ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου, για κάθε περίοδο και για τις τρεις επιλεγμένες τοποθεσίες, είναι πολύ πιο κοντά στις πραγματικές παρατηρήσεις σε σχέση με αυτές που παράγονται από τα αντίστοιχα ωριαία δεδομένα. Η αύξηση επίσης του μεγέθους του διανύσματος εισόδου βελτιώνει τις προγνώσεις και στις δύο περιπτώσεις. Όμως μόνο οι παραγόμενες τιμές με τη χρήση των 10λεπτων χρονοσειρών παρουσιάζουν βελτίωση έναντι αυτών της απλοϊκής μεθόδου, με τα ποσοστά βελτίωσης των κριτηρίων RMSE και MAPE, για όλες τις τοποθεσίες να δίνονται στον Πίνακα 3.8. Γενικώς η χρήση όλων των διαθέσιμων δεδομένων ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου οδηγεί σε προγνωστικές τιμές που υπερέχουν σημαντικά συγκρινόμενες με αυτές της απλοϊκής μεθόδου, για όλες τις εικοσιτετράωρες περιόδους και για τις τρεις τοποθεσίες. Η επί τοις εκατό βελτίωση του RMSE φτάνει το 9,87, 13,2 και 18,2 για τις θέσεις #1, #2 και #3 αντιστοίχως, ενώ τα αντίστοιχα ποσοστά του ενδείκτη MAPE είναι 41,0, 18,4 και 18,2.

Πίνακας 3.8. Βελτίωση RMSE και MAPE έναντι απλοϊκής μεθόδου (%) κατά την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου, με την χρήση όλων των διαθέσιμων δεκαλέπτων σειρών ταχύτητας και διεύθυνσης, και για τις τρεις τοποθεσίες.

	Βελτίωση RMSE έναντι απλοϊκής μεθόδου (%)			Βελτίωση MAPE έναντι απλοϊκής μεθόδου (%)		
	#1	#2	#3	#1	#2	#3
ΙΑΝ	+12,0	+20,2	-2,4	0,0	+38,1	-2,6
ΦΕΒ	+9,3	+25,0	-6,3	+2,3	+45,1	-6,7
ΜΑΡ	+3,2	+16,0	+15,9	+10,2	+21,6	+41,3
ΑΠΡ	+7,1	+20,9	+55,2	+10,1	+8,1	+64,3
ΜΑΙΟΣ	+5,6	+6,7	-36,6	+5,4	+5,5	-10,8
ΙΟΥΝ	+10,3	+16,6	+46,0	+44,7	+3,7	+41,8
ΙΟΥΛ	+10,8	+4,9	-30,1	+24,5	+8,5	-14,0
ΑΥΓ	+18,2	+4,1	+5,3	+11,0	+2,4	+15,4
ΣΕΠ	+5,5	+19,0	+23,9	+28,5	+13,6	+17,8
ΟΚΤ	+11,1	-	+53,3	+27,0	-	+15,1
ΝΟΕ	+6,3	-	+53,5	+20,8	-	+45,2
ΔΕΚ	+19,0	-	+40,9	+28,5	-	+11,9
Μ.Ο.	+9,9	+13,2	+18,2	+41,0	+16,3	+18,2

Το προτεινόμενο πρότυπό μας βρέθηκε να αποδίδει καλύτερα για τις περισσότερες περιόδους πρόγνωσης, επιδεικνύοντας τη μέγιστη βελτίωση σε εκείνες τις περιπτώσεις όπου οι αρχικές προγνώσεις ήταν χαμηλής ποιότητας, δηλαδή τον Ιούνιο, τον Ιούλιο και

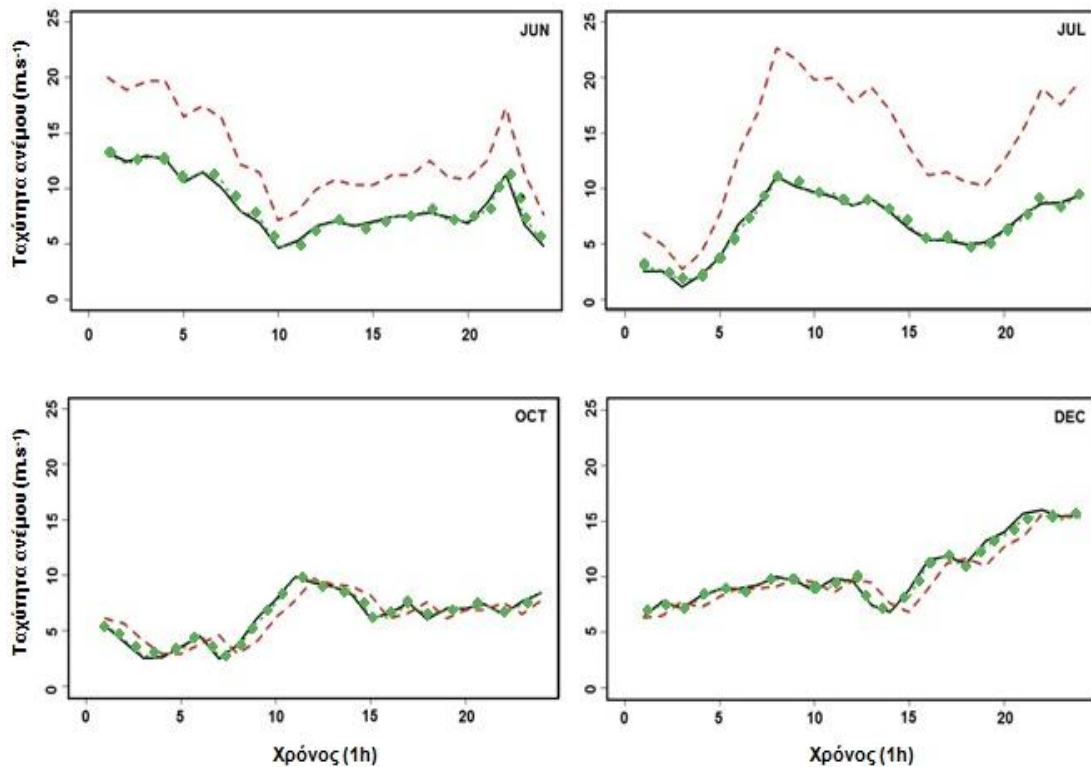
Αύγουστο για τη θέση #1, το Μάρτιο, τον Απρίλιο, τον Ιούνιο και το Σεπτέμβριο για τη θέση #2, όπως επίσης τον Ιούνιο και το Σεπτέμβριο για τη θέση #3. Υπάρχουν πάραυτα και μεμονωμένες περιπτώσεις, αυτές των Ιανουαρίου, Φεβρουάριου, Μαΐου και Ιουλίου για την θέση #3 όπου οι προγνώσεις του προτεινόμενου προτύπου υστερούν ως προς αυτές της απλοϊκής μεθόδου. Ωστόσο, η προτεινόμενη μέθοδος με την χρήση δεκαλέπτων δεδομένων ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου στην είσοδο υπερτερεί σε γενικές γραμμές, της απλοϊκής μεθόδου, δίνοντας τιμές ταχύτητας πολύ κοντά στις πραγματικές.



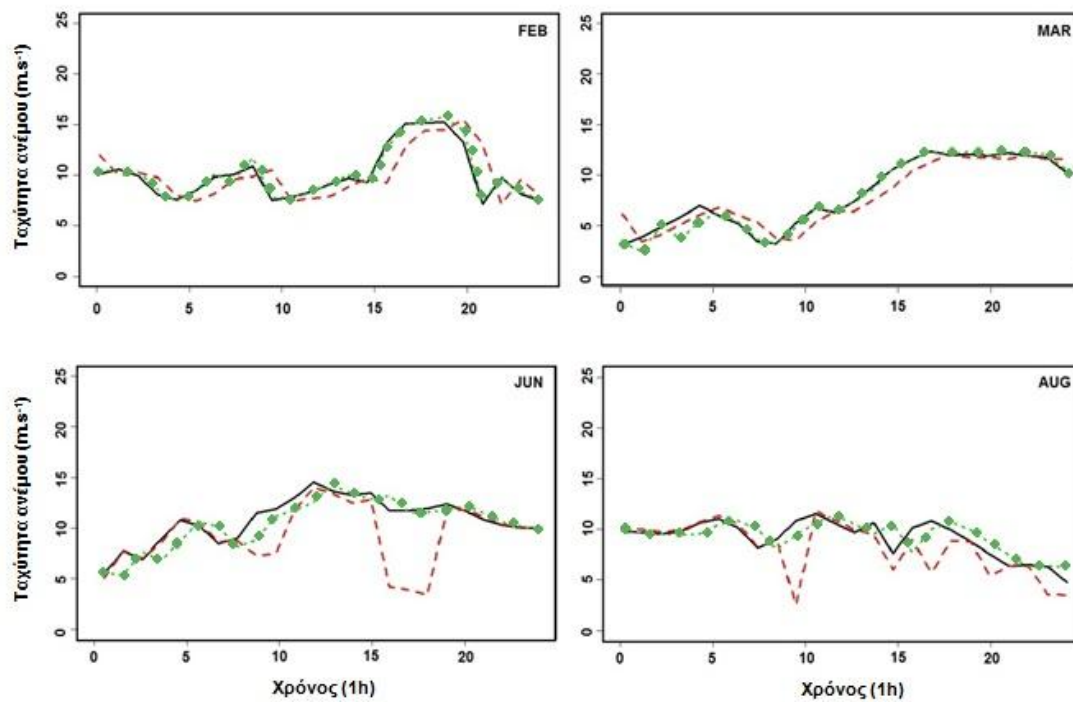
Σχήμα 3.4. Σύγκριση διασποράς ταχυτήτων ανέμου στη θέση #1, μεταξύ των τιμών πρόγνωσης με τη χρήση δεδομένων ενός μήνα, όλων των διαθέσιμων δεδομένων καθώς και των πραγματικών. Ο άξονας y αναφέρεται σε ταχύτητα ανέμου ($m.s^{-1}$).

Τα θηκογράμματα των προγνωστικών και πραγματικών τιμών ταχύτητας ανέμου του Σχήματος 3.4 δείχνουν τη βελτίωση των προγνώσεων στη θέση #1. Η αξιοσημείωτη

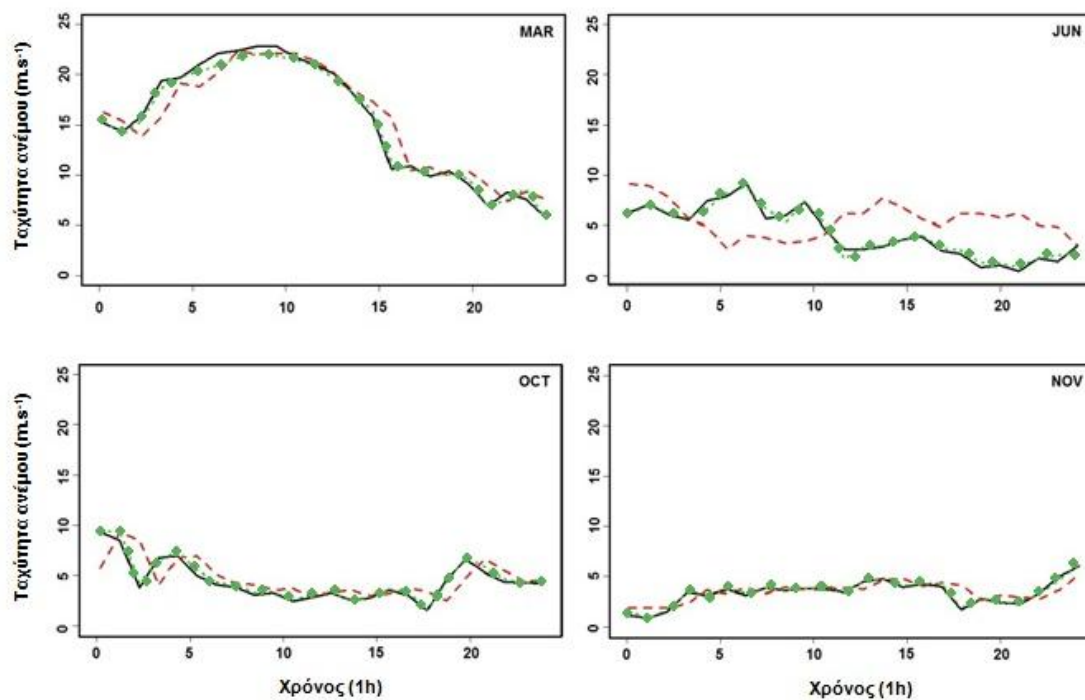
βελτίωση των αποτελεσμάτων κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού αποτυπώνεται σαφώς. Τα Σχήματα 3.5, 3.6 και 3.7 επίσης παρέχουν τις συγκρίσεις των πραγματικών έναντι των προγνωστικών τιμών με τα διανύσματα εισόδου να περιλαμβάνουν είτε δεδομένα ενός μηνός ή όλα τα διαθέσιμα δεδομένα των δεκαλέπτων χρονοσειρών, για επιλεγμένους μήνες.



Σχήμα 3.5. Πραγματικές (μαύρη συμπαγής γραμμή) έναντι προγνωστικών τιμών ταχύτητας ανέμου με τη χρήση δεκαλέπτων δεδομένων ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου στη θέση #1 για τους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο, Οκτώβριο και Δεκέμβριο. Κόκκινη διακεκομμένη γραμμή: προγνώσεις με τη χρήση χρονοσειρών μήκος 1 μήνα. Πράσινη γραμμή: προγνώσεις με τη χρήση όλων των διαθέσιμων χρονοσειρών.



Σχήμα 3.6. Όμοια με το σχήμα 3.5 για τη θέση #2 και για τους μήνες Φεβρουάριο, Μάρτιο, Ιούνιο και Αύγουστο.



Σχήμα 3.7. Όμοια με το σχήμα 3.5 για τη θέση #3 και για τους μήνες Μάρτιο, Ιούνιο, Οκτώβριο και Νοέμβριο.

Άλλο ένα γεγονός που προκύπτει από την ανάλυση των αποτελεσμάτων είναι η αλλαγή του διανύσματος εισόδου κάθε φορά που το μέγεθος των διαθέσιμων χρονοσειρών

αλλάζει. Οι Πίνακες 3.9, 3.10 και 3.11 παρουσιάζουν τις επιλεγμένες παρελθούσες δεκάλεπτες τιμές της ταχύτητας και της διεύθυνσης του ανέμου που χρησιμοποιήθηκαν ως δεδομένα για όλες τις τοποθεσίες. Δύο υποθέσεις εξετάζονται. Κατά την πρώτη, χρησιμοποιούνται τα δεδομένα ενός μόνο μήνα, αυτού πριν από την περίοδο πρόγνωσης, προκειμένου για την εκπαίδευση του προτύπου, ενώ στη δεύτερη όλα τα διαθέσιμα δεδομένα πριν την περίοδο αυτή. Στην πρώτη περίπτωση η πρώτη παρελθούσα τιμή και των δύο χρονοσειρών (ταχύτητας και διεύθυνσης) αποτελούν το διάνυσμα εισόδου στη φάση αυτή της ανάπτυξης των μοντέλων. Από την άλλη, όταν όλα τα διαθέσιμα δεδομένα χρησιμοποιούνται ο αριθμός των παρελθουσών τιμών, των ίδιων χρονοσειρών αυξάνει, ιδιαιτέρως δε κατά τη διάρκεια εκείνων των μηνών όπου αρχικά τα αποτελέσματα πρόγνωσης της ταχύτητας του ανέμου δεν είναι τα επιθυμητά. Το γεγονός αυτό θεωρείται ως ένδειξη ότι η χρονοσειρά της διεύθυνσης του ανέμου μπορεί να συμβάλλει σημαντικά στην παραγωγή καλύτερων προγνώσεων. Επιπλέον εκτιμάται ότι η χρήση αυτών των δεδομένων κατά τη φάση εκπαίδευσης αποτελεί ένα επιπρόσθετο εργαλείο στη διαδικασία της προσομοίωσης του ανέμου, αρχικά, και της καλύτερης αποτύπωσης της διακύμανσής του. Το στοιχείο αυτό σταδιακά εκτιμάται ότι οδηγεί στην καλύτερη απόδοση του προτύπου κατά τη φάση της πρόγνωσης, επιτυγχάνοντας ακριβέστερα αποτελέσματα με μικρότερα σφάλματα.

Πίνακας 3.9. Επιλεγμένα δεδομένα προηγούμενων χρονικών βημάτων (lags) των δεκαλέπτων σειρών ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου. στη είσοδο του προτύπου για την θέση #1. Ο δείκτης t-k συμβολίζει τον αριθμό των παρελθόντων χρονικών βημάτων.

#1	Δεδομένα χρονοσειρών ταχύτητας V και διεύθυνσης D ανέμου	
	1 μήνας δεδομένα	Όλα τα διαθέσιμα δεδομένα
ΙΑΝ	V_{t-1}, D_{t-1}	V_{t-1}, D_{t-1}
ΦΕΒ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΜΑΡ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΑΠΡ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΜΑΙΟΣ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-3}, V_{t-4}, V_{t-5}, D_{t-1}, D_{t-3}$
ΙΟΥΝ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-3}, V_{t-4}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-4}$
ΙΟΥΛ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}, D_{t-2}$	$V_{t-1}, V_{t-3}, V_{t-4}, V_{t-6}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-5}$
ΑΥΓ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-3}, V_{t-4}, V_{t-5}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-4}, D_{t-5}$
ΣΕΠ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-5}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-3}, D_{t-4}$
ΟΚΤ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-4}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΝΟΕ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-5}, D_{t-1}, D_{t-3}$
ΔΕΚ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-3}$

Πίνακας 3.10. Όμοια με τον Πίνακα 3.9 για τη θέση #2.

#2	Δεδομένα χρονοσειρών ταχύτητας V και διεύθυνσης D ανέμου	
	1 μήνας δεδομένα	Όλα τα διαθέσιμα δεδομένα
ΙΑΝ	V_{t-1}, D_{t-1}	V_{t-1}, D_{t-1}
ΦΕΒ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΜΑΡ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}, D_{t-3}$
ΑΠΡ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-3}$
ΜΑΙΟΣ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΙΟΥΝ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-4}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΙΟΥΛ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-5}$
ΑΥΓ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-4}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-3}$
ΣΕΠ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-5}, D_{t-1}, D_{t-3}$
ΟΚΤ	-	-
ΝΟΕ	-	-
ΔΕΚ	-	-

Πίνακας 3.11. Όμοια με τον Πίνακα 3.9 για τη θέση #3.

#3	Δεδομένα χρονοσειρών ταχύτητας V και διεύθυνσης D ανέμου	
	1 μήνας δεδομένα	Όλα τα διαθέσιμα δεδομένα
ΙΑΝ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$
ΦΕΒ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΜΑΡ	V_{t-1}, D_{t-2}	$V_{t-1}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-3}$
ΑΠΡ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-4}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-4}$
ΜΑΙΟΣ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-4}, V_{t-5}, D_{t-1}, D_{t-3}, D_{t-4}$
ΙΟΥΝ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-3}$
ΙΟΥΛ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-3}, V_{t-4}, D_{t-1}, D_{t-4}$
ΑΥΓ	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}, D_{t-2}$	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-5}, V_{t-6}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-4}$
ΣΕΠ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}, D_{t-3}$
ΟΚΤ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-4}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-3}$
ΝΟΕ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, D_{t-1}, D_{t-2}$
ΔΕΚ	V_{t-1}, D_{t-1}	$V_{t-1}, V_{t-2}, V_{t-3}, D_{t-1}, D_{t-2}, D_{t-3}, D_{t-5}$

3.5 Συμπεράσματα

Όπως αναλύθηκε στην Ενότητα 3.4 σχεδόν σε όλες τις περιπτώσεις και για όλες τις χρονοσειρές η χρήση μεγαλύτερων διανυσμάτων εισόδου στα πρότυπα βελτιώνει τις παραγόμενες προγνώσεις. Για κάθε μήνα επιπλέον δεδομένων, τα σφάλματα πρόγνωσης

μειώνονται. Όταν δε χρησιμοποιηθούν όλα τα διαθέσιμα δεδομένα τότε ελαχιστοποιούνται, τόσο για τις δεκάλεπτες όσο και για τις μέσες ωριαίες ταχύτητες και διευθύνσεις ανέμου. Ωστόσο οι προγνώσεις που προκύπτουν από τα δεκάλεπτα δεδομένα είναι πλησιέστερα στις πραγματικές τιμές και βελτιώνονται ακόμα περισσότερο όταν το διάνυσμα των δεδομένων εισόδου αυξάνεται. Ακόμα αυτές οι προγνωστικές τιμές είναι και οι μόνες που υπερέχουν των αντιστοίχων από την εφαρμογή της απλοϊκής μεθόδου, με το ποσοστό βελτίωσης της ακρίβειας να κυμαίνεται μεταξύ 9,87% και 41%.

Η ανάλυση των αποτελεσμάτων αποκαλύπτει τρία πλεονεκτήματα – κλειδιά της προτεινόμενης διαδικασίας:

α. Η χρήση των δεκαλέπτων αντί των ωριαίων δεδομένων βελτιώνει τις προγνώσεις.

β. Η χρήση ως δεδομένων εισόδου όχι μόνο της ταχύτητας του ανέμου αλλά και της διεύθυνσής, του οδηγεί σε πιο ακριβείς προγνώσεις. Ενσωματώνοντας τη γνώση της κατανομής και της διακύμανσης της διεύθυνσης του ανέμου μέσω της αντίστοιχης χρονοσειράς της, ως δεδομένο εισόδου, βελτιώνεται η εκπαίδευση του προτύπου, το οποίο εκπαιδεύεται καλύτερα στη σχέση δεδομένων εισόδου – εξόδου οδηγώντας σε καλύτερες και ακριβέστερες προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου.

γ. Η εφαρμογή της μεθόδου K-fold CV στις παρελθούσες τιμές, μειώνει τον αριθμό των απαιτούμενων παραμέτρων εισόδου του προτύπου. Όπως παρουσιάστηκε στους Πίνακες 3.9, 3.10 και 3.11, στις περισσότερες περιόδους πρόγνωσης η πρώτη παρελθούσα τιμή της ταχύτητας του ανέμου ήταν αρκετή για την εκπαίδευση του προτύπου όταν χρησιμοποιούνται τα δεδομένα ενός μήνα. Στην περίπτωση όλων των διαθέσιμων δεδομένων, τα αντίστοιχα διανύσματα των μεταβλητών εισόδου ήταν σημαντικά μεγαλύτερα. Σε αυτές τις περιπτώσεις η μέθοδος επεξεργασίας K-fold CV, κάθε φορά που προστίθετο ένας επιπλέον μήνας δεδομένων, είχε ως αποτέλεσμα τη μείωση των διαθέσιμων παρελθουσών τιμών, αποκλείοντας περιττές πληροφορίες, οδηγώντας τελικά στην επιλογή του καταλληλότερου συνδυασμού δεδομένων εισόδου. Καθίσταται έτσι προφανές πως η διαδικασία βελτίωσε την εκπαίδευση του προτεινόμενου προτύπου, όπως επίσης και κατά τη φάση παραγωγής νέων τιμών, αποκαλύπτοντας έτσι την σημαντικότητα της ορθής επιλογής του διανύσματος εισόδου αναφορικά με την βελτίωση της απόδοσής του.

Ένα τελευταίο στοιχείο που εξετάζεται είναι η εφαρμοσιμότητα της συγκεκριμένης μεθόδου σε άλλες θέσεις – περιοχές. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα από ανεμογεννήτριες τριών αιολικών πάρκων από διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές. Όπως προέκυψε από τα αποτελέσματα η ακρίβεια πρόγνωσης του προτύπου είναι παρεμφερής σε όλες τις θέσεις επιτρέποντας έτσι την εφαρμογή της σε διαφορετικά μέρη. Ωστόσο απαιτείται

περαιτέρω διερεύνηση προκειμένου να γενικευθούν τα παραπάνω συμπεράσματα αναφορικά με την επίδραση του μεγέθους των χρονοσειρών εισόδου, της χρήσης της διεύθυνσης ανέμου ή οποιασδήποτε άλλης παραμέτρου σχετικής με την ταχύτητα του ανέμου, σε σχέση με την συμπεριφορά του ανεπτυγμένου προτύπου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΠΡΟΓΝΩΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΔΑΝΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Οι προγνώσεις του ανέμου και της ενέργειας που παράγει, αποτελούν ένα σημαντικό εργαλείο στους λειτουργούς των αντίστοιχων συστημάτων παραγωγής. Πράγματι, οι προγνώσεις αυτές είναι ζωτικής σημασίας, καθώς συμβάλουν στη διαχείριση των ενεργειακών μονάδων, την επίλυση προβλημάτων κατανομής και αποθήκευσης της ενέργειας και τον γενικότερο οικονομικό σχεδιασμό, γεγονός το οποίο μπορεί να βοηθήσει στην ολοένα αυξανόμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο ενοποιημένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η ανάπτυξη μιας αξιόπιστης διαδικασίας ως τμήμα διαχείρισης ενός συστήματος ενέργειας, με σκοπό την εφαρμογή της για την βραχυπρόθεσμη-μεσοπρόθεσμη πρόγνωση της παραγόμενης αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας, με βήμα μιας ώρας και για ένα χρονικό ορίζοντα είκοσι τεσσάρων ωρών, χρησιμοποιώντας τις διαθέσιμες πληροφορίες επιλεγμένων παραμέτρων. Το βασικό εργαλείο για την επίτευξη του στόχου αυτού είναι τα τεχνητά νευρωνικά δίκτυα (ΤΝΔ), ενώ τα δεδομένα εισόδου προέρχονται από καταγραφές απ' ευθείας στο ύψος της ατράκτου μιας εκ των ανεμογεννητριών, όπως και της αντίστοιχης καμπύλη (ιδανικής) ισχύος της.

4.1 Δεδομένα

Τα απαραίτητα δεδομένα προέρχονται από το αιολικό πάρκο της εταιρίας TERNA ENERGYS.A., το οποίο έχει παρουσιαστεί στην ενότητα 1.7. Αποτελούνται από δεκάλεπτες τιμές ταχύτητας και διεύθυνσης του ανέμου από μια ανεμογεννήτρια, καταγεγραμμένες στο ύψος της ατράκτου, καθώς και τα αντίστοιχα δεδομένα παραγωγής αιολικής ισχύος από τις καταγραφές του συστήματος SCADA απ' ευθείας από το διαχειριστή του αιολικού πάρκου.

Πίνακας 4.1. Στατιστικά χαρακτηριστικά διαθέσιμων δεδομένων.

Δεδομένα	Ελάχιστη τιμή	Μέση τιμή	Μέγιστη τιμή	Τυπική απόκλιση
Μέση ταχύτητα ανέμου ($m.s^{-1}$)	0	7,4	26,0	4,4
Μέγιστη ταχύτητα ανέμου ($m.s^{-1}$)	0,3	11,0	42,1	5,5
Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	0	565,6	2006,0	622,7

Για τις ανάγκες των υπολογισμών, τα δεδομένα ισχύος έχουν μετατραπεί αρχικά σε ηλεκτρική ενέργεια στο αντίστοιχο διάστημα καταγραφής (δηλαδή στα δέκα λεπτά) και στη

συνέχεια, αθροίζοντας τις έξι δεκάλεπτες τιμές, σε ωριαίες τιμές παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα δεδομένα καλύπτουν περίοδο ενός έτους, από 1/1/2013 έως 31/12/2013 και τα αντίστοιχα στατιστικά χαρακτηριστικά τους παρατίθενται στον Πίνακα 4.1.

4.2 Περιγραφή μεθόδου

4.2.1 Επιλογή προτύπου

Το προτεινόμενο πρότυπο αποτελεί ένα βραχέος ορίζοντα σύστημα πρόγνωσης, το οποίο στην είσοδό του χρησιμοποιεί δεδομένα από τις πιο πρόσφατες μετρήσεις ανέμου και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Πάραυτα, δεδομένης της άμεσης συσχέτισης της παραγόμενης ενέργειας μιας ανεμογεννήτριας από την ταχύτητα του ανέμου, μια πιθανή προσέγγιση κατά την διαδικασία πρόγνωσης μπορεί να αποτελέσει και αποτελεί το «ταίριασμα» των προγνωστικών τιμών ανέμου, με αυτό της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας (Xu et al. 2012). Για το λόγο αυτό, το προτεινόμενο πρότυπο συνδυάζει επιπλέον την καμπύλη ισχύος της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας, ως ένα επιπλέον εργαλείο.

Η μέθοδος που χρησιμοποιείται για τη μαθηματική περιγραφή της σχέσης μεταξύ των επιλεγμένων δεδομένων εισόδου με τις αντίστοιχες τιμές παραγόμενης ενέργειας σε μια συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια, είναι ένα πολυεπίπεδο νευρωνικό δίκτυο (MLP), πλήρως διασυνδεδεμένο εμπρόσθιας τροφοδοσίας, το οποίο προσδιορίζεται γενικότερα με την εξίσωση 4.1:

$$y = f\left(\sum_{i=1}^n w_i x_i + b\right) \quad (4.1)$$

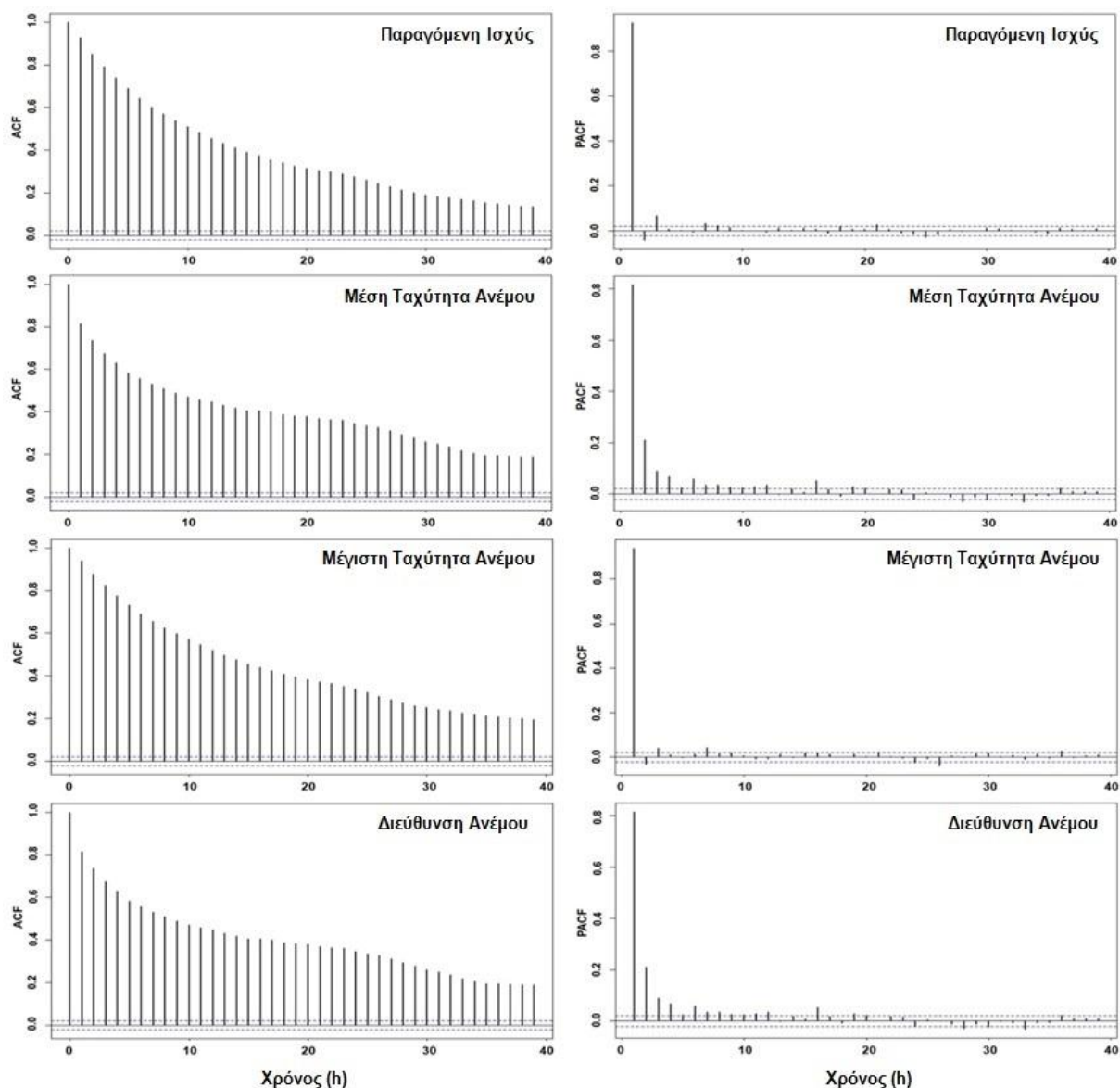
όπου y η έξοδος του προτύπου, w_i οι συντελεστές στάθμης, x_i τα δεδομένα εισόδου, b η τάση και f η συνάρτηση ενεργοποίησης του ΤΝΔ. Για την εκπαίδευση του προτύπου χρησιμοποιούνται οι αλγόριθμοι Error Back-propagation και Levenberg–Marquardt (LM), οι οποίοι και συγκρίνονται ως προς την αποδοτικότητά τους. Οι σιγμοειδής - λογιστική και η γραμμική έχουν επιλεγεί ως εξισώσεις ενεργοποίησης και εξόδου του προτύπου αντιστοίχως, ενώ η τοπολογία του καθορίζεται στη βάση της δοκιμής και σφάλματος (trial-and-error).

Εκτός όμως από το πρότυπο που περιγράφηκε παραπάνω, αναπτύσσεται ένα επιπλέον εμπρόσθιας μετάδοσης νευρωνικό δίκτυο, αποτελούμενο από ένα κρυφό επίπεδο, ενώ η εκπαίδευσή του πραγματοποιείται με τον αλγόριθμο BFGS. Το πρότυπο χρησιμοποιεί ως δεδομένα εισόδου δεκάλεπτες χρονοσειρές ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου, με σκοπό την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου για τις επόμενες 24 ώρες, όπως περιγράφεται από

τους Kolokeythas και Argiriou (2021), προκειμένου αυτές οι τιμές να χρησιμοποιηθούν για την εξαγωγή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

4.2.2 Επιλογή δεδομένων εισόδου

Για την κατάλληλη διαμόρφωση του προτύπου, η επιλογή των παρελθουσών τιμών (lags) των επιλεγμένων μεταβλητών βασίζεται στα αποτελέσματα εφαρμογής των συναρτήσεων ACF και PACF (Flores et al. 2012), οι οποίες παρέχουν τις απαραίτητες πληροφορίες για τη σχέση μεταξύ της παρούσας και των προηγούμενων τιμών των χρονοσειρών.



Σχήμα 4.1. ACF και PACF των διαθέσιμων χρονοσειρών.

Στα γραφήματα του Σχήματος 4.1 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της διαδικασίας αυτής. Όπως ήταν αναμενόμενο, η ανάλυσή τους αποκαλύπτει μια ισχυρή σχέση μεταξύ της

τωρινής τιμής και των αμέσως προηγούμενων lags σχεδόν για το σύνολο των μεταβλητών. Πράγματι, ενώ στις περιπτώσεις της παραγόμενης ενέργειας και της μέγιστης ταχύτητας του ανέμου, το πρώτο lag είναι αρκετό για να δώσει την απαραίτητη πληροφορία, στις περιπτώσεις της μέσης ταχύτητας και διεύθυνσης του ανέμου η παρούσα τιμή των χρονοσειρών συσχετίζεται με τις προηγούμενες 6 ($t-1, \dots, t-6$).

4.2.3 Εκπαίδευση ανεπτυγμένου προτύπου

Τα δεδομένα έξι μηνών, αυτά από 1-1-2013 έως 30-6-2013, χρησιμοποιήθηκαν για την εκπαίδευση και την τελική διαμόρφωση του προτύπου. Τα δεδομένα αυτά χωρίστηκαν σε δύο ομάδες. Η πρώτη περιλαμβάνει το 60% των δεδομένων και χρησιμοποιείται για την προσαρμογή των βαρών σύνδεσης μεταξύ κόμβων-συνάψεων του κάθε προτύπου. Το δεύτερο με τα υπόλοιπα δεδομένα, χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της λειτουργίας των προτύπων όσον αφορά στην εκτίμηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Η μέθοδος trial-and-error εφαρμόστηκε για τον προσδιορισμό όλων των επιμέρους παραμέτρων των, ενώ προκειμένου να αποφευχθεί η υπερ-προσαρμογή του προτύπου στα δεδομένα, υιοθετήθηκε μια προσέγγιση cross-validation που παρακολουθεί την όλη διαδικασία κατά τη φάση της εκπαίδευσης. Τέλος, για τον αξιολόγηση της πρόγνωσης της ωριαίας παραγόμενης ενέργειας, χρησιμοποιήθηκαν δύο εικοσιτετράωρες χρονικές περίοδοι, αυτές της 1^{ης} Ιουλίου και 10^{ης} Δεκεμβρίου .

4.3 Διαδικασία πρόγνωσης

Για τον καθορισμό της βέλτιστης τοπολογίας, αναπτύχθηκαν και αξιολογήθηκαν οκτώ παραλλαγές του επιλεγμένου δικτύου. Αναλυτικά:

α. Πρότυπο_1 - δεδομένα εισόδου: η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα.

β. Πρότυπο_2 - δεδομένα εισόδου: η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα και η μέση ωριαία ταχύτητα του ανέμου που προκύπτει από τις τελευταίες έξι δεκάλεπτες τιμές ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου ακολουθώντας τη διαδικασία που αναλύθηκε στην ενότητα 2.1.1.

γ. Πρότυπο_3 - δεδομένα εισόδου: η μέση ωριαία ταχύτητα ανέμου της επόμενης ώρας, που έχει προκύψει από την χρήση των δεκαλέπτων δεδομένων ταχύτητας-διεύθυνσης (τα τελευταία έξι δεκάλεπτα δεδομένα χρησιμοποιούνται για την πρόγνωση των επόμενων έξι δεκαλέπτων τιμών. Η μέση ωριαία τιμή ταχύτητας της επόμενης ώρας υπολογίζεται ως ο διανυσματικός μέσος όρος τους).

δ. Πρότυπο_4 - δεδομένα εισόδου: η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα και η τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου της επόμενης ώρας του προτύπου Πρότυπο_3.

ε. Πρότυπο_5 - δεδομένα εισόδου: η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα, η τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου της επόμενης ώρας του προτύπου Πρότυπο_3 και η μέση μέγιστη ωριαία ταχύτητα ανέμου της επόμενης ώρας που έχει προκύψει από την ίδια διαδικασία όπως και της πρόγνωσης της μέσης ωριαίας ταχύτητας.

στ. Πρότυπο_6 - δεδομένα εισόδου: η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα, η τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου της επόμενης ώρας του προτύπου Πρότυπο_3 και η τιμή της ιδανικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη ώρα που είναι το αποτέλεσμα της εφαρμογής της καμπύλης **ισχύος** στις προγνωστικές τιμές ανέμου.

ζ. Πρότυπο_7 - δεδομένα εισόδου: η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα, η τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου της επόμενης ώρας του προτύπου Πρότυπο_3, η τιμή της ιδανικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη ώρα (από το πρότυπο_6) καθώς και η διαφορά ιδανικής-πραγματικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα.

η. Πρότυπο_8 - δεδομένα εισόδου: η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα, η τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου της επόμενης ώρας του προτύπου Πρότυπο_3, η ιδανική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα βάσει των 6 τελευταίων δεκαλέπτων πραγματικών τιμών ανέμου, καθώς και η διαφορά ιδανικής-πραγματικής παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία ώρα.

Μια περίληψη αυτών των δεδομένων μαζί με την αντίστοιχη βέλτιστη διαμόρφωση του κάθε προτύπου που εφαρμόζεται, δίνεται στον Πίνακα 4.2. Πρέπει να αναφερθεί επίσης ότι κάθε φορά που το διάνυσμα εισόδου αλλάζει, επαναλαμβάνεται και η διαδικασία παραμετροποίησης του προτύπου, προκειμένου να επανακαθοριστεί η βέλτιστη τοπολογία του. Ένα σημείο πρέπει που πρέπει επιπλέον να επισημανθεί, είναι ότι τα πραγματικά δεδομένα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνουν αρνητικές τιμές. Το γεγονός αυτό υποδεικνύει κατανάλωση ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες, ειδικά σε περιπτώσεις ανέμων χαμηλής έντασης που κατά προσέγγιση δεν υπερβαίνουν τα $3,5 \text{ m.s}^{-1}$. Οι αρνητικές αυτές τιμές είναι επίσης πιθανό να καταγραφούν όταν η ταχύτητα του ανέμου ξεπεράσει το όριο για τη λειτουργία των ανεμογεννητριών (cut-off), ή όταν ακόμα έχει σχηματιστεί πάγος

στα περυσία τους. Ωστόσο, στην παρούσα εργασία και για λόγους απλοποίησης των υπολογισμών οι αρνητικές αυτές τιμές θεωρήθηκαν ίσες με μηδέν.

Πίνακας 4.2. Διανύσματα εισόδου των προτύπων με τις βέλτιστες τοπολογίες. Τα πρότυπα παρέχουν πρόγνωση παραγόμενης ενέργειας σε χρόνο t .

	Διάνυσμα εισόδου	Πρότυπο	Τοπολογία (Νευρώνες στα επίπεδα εισόδου- κρυφό-εξόδου)	Αλγόριθμος εκπαίδευσης	Επαναλήψεις
Persistence	$P(t-1)$	-	-	-	-
Πρότυπο_1	$P(t-1)$	MLP	1_2_1	BP	500
Πρότυπο_2	$P(t-1), \bar{U}(t-1)$	MLP	2_4_1	BP	1000
Πρότυπο_3	$\hat{U}(t)$	FFNN	1_3_1	BFGS	1000
Πρότυπο_4	$P(t-1), \hat{U}(t)$	FFNN, MLP	2_5_1	BFGS-BP	1200
Πρότυπο_5	$P(t-1), \hat{U}(t), \hat{U}_{max}(t)$	FFNN, MLP	3_6_1	BFGS-BP	1500
Πρότυπο_6	$P(t-1), \hat{U}(t), \hat{P}_{optim}(t)$	FFNN, MLP	3_6_1	BFGS-BP	1500
Πρότυπο_7	$P(t-1), \hat{U}(t), \hat{P}_{optim}(t),$ $P_{optim}^{diff}(t-1)$	FFNN, MLP	4_7_1	BFGS-BP	1800
Πρότυπο_8	$P(t-1), \hat{U}(t), P_{optim}(t-1),$ $P_{optim}^{diff}(t-1)$	FFNN, MLP	4_7_1	BFGS-BP	1800

$\bar{U}$: Μέση ωριαία ταχύτητα ανέμου
 $\hat{U}$: Μέση εκτιμώμενη ωριαία ταχύτητα ανέμου
 $\hat{U}_{max}$: Μέση μέγιστη εκτιμώμενη ωριαία ταχύτητα ανέμου

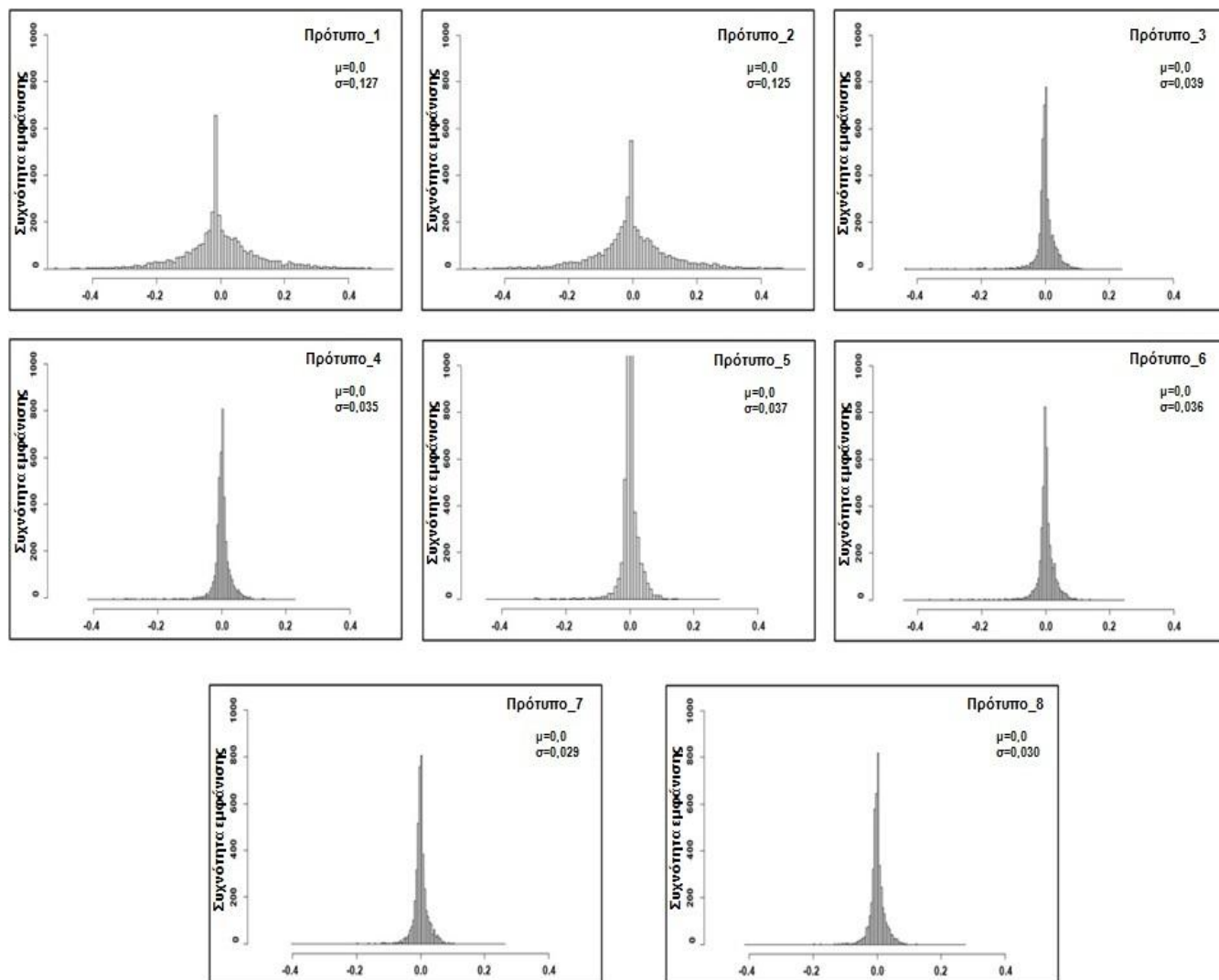
P_{optim} : Ιδανική παραγόμενη ωριαία ενέργεια
 $\hat{P}_{optim}$: Ιδανική εκτιμώμενη παραγόμενη ωριαία ενέργεια
 P_{optim}^{diff} : Ωριαία διαφορά ιδανικής-πραγματικής ενέργειας

4.4 Αποτελέσματα

Για την αξιολόγηση της απόδοσης των παραγόμενων προγνώσεων χρησιμοποιούνται τα κριτήρια α) ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (RMSE, εξ. 1.5) και β) η επί της εκατό ποσοστό του μέσου απόλυτου σφάλματος (MAPE, εξ. 1.4). Επιπρόσθετα, τα αποτελέσματα κάθε προτύπου συγκρίνονται με τα αντίστοιχα από την εφαρμογή της απλοϊκής μεθόδου, η οποία όπως έχει ήδη αναφερθεί, αποτελεί τη βάση ελέγχου αξιοπιστίας των μεθόδων πρόγνωσης μικρού χρονικού ορίζοντα.

Στο Σχήμα 4.2 παρουσιάζεται η συχνότητα εμφάνισης των κανονικοποιημένων σφαλμάτων κατά τη φάση εκπαίδευσης των προτύπων με τις διαφορετικές διαμορφώσεις, ενώ στον Πίνακα 4.3 παρατίθενται τα στατιστικά αποτελέσματα κατά τη φάση αυτή. Όπως

είναι φανερό, κατά την εκπαιδευτική διαδικασία τα πρότυπα 7 και 8 εμφανίζουν την καλύτερη προσαρμογή στα δεδομένα εισόδου, έχοντας τα μικρότερα σφάλματα και αποκλίσεις σε σχέση με τα υπόλοιπα έξι πρότυπα.

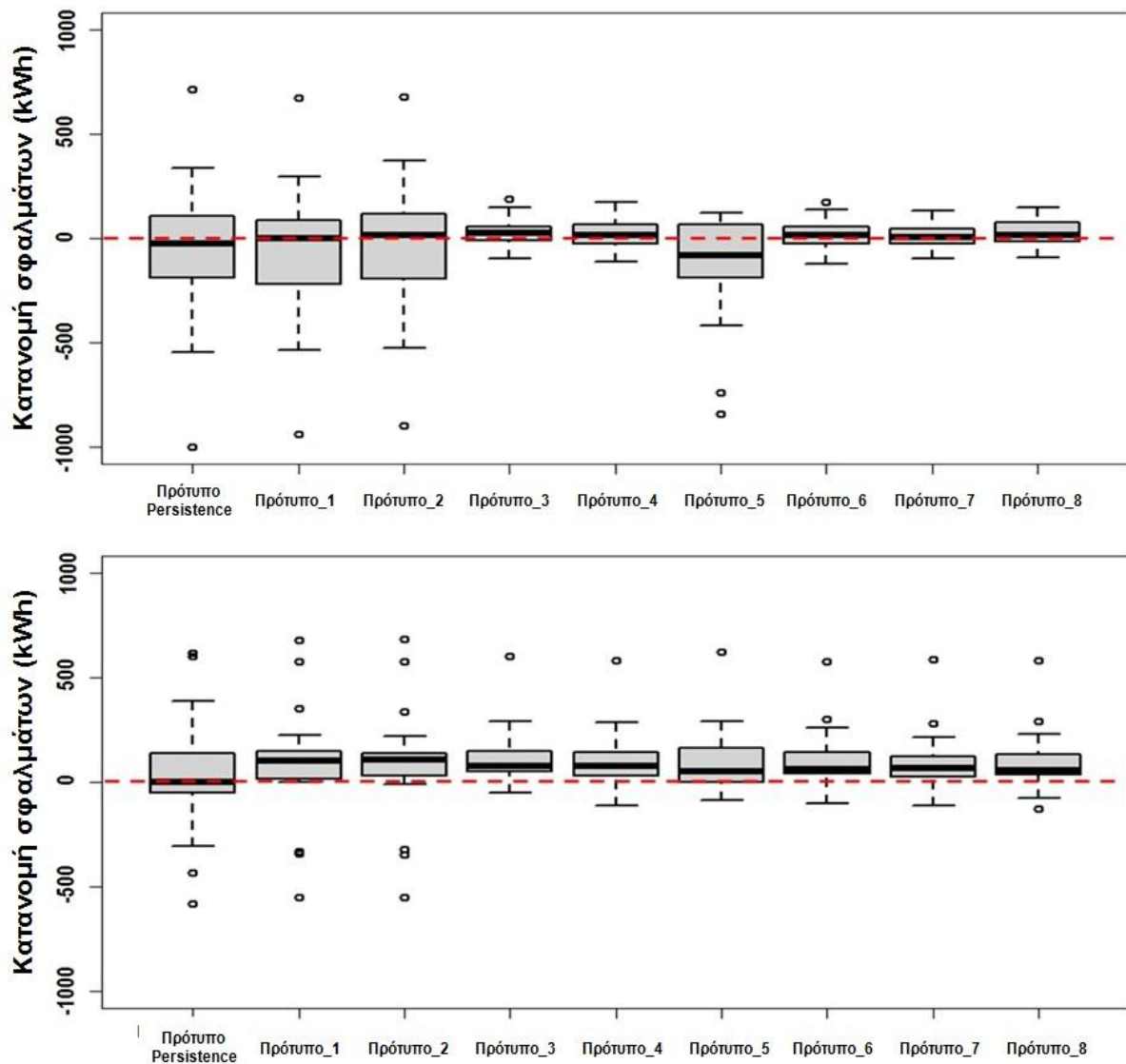


Σχήμα 4.2. Συχνότητα εμφάνισης σφαλμάτων κατά την εκπαίδευση των προτύπων, μαζί με την αντίστοιχη μέση τιμή και τυπική απόκλισή τους.

Το Σχήμα 4.3 παρουσιάζει τα διαγράμματα κατανομής των σφαλμάτων πρόγνωσης και για τις δύο περιόδους. Παρατηρούμε ότι οι διαμορφώσεις των προτύπων που χρησιμοποιούν στα δεδομένα εισόδου δεκάλεπτες χρονοσειρές ταχύτητας και διεύθυνσης του ανέμου, υπερέχουν σε απόδοση των υπολοίπων. Επιπλέον, το πρότυπο 7 εμφανίζει την καλύτερη συμπεριφορά σε σχέση με τα υπόλοιπα πρότυπα, δίνοντας προγνωστικές τιμές πολύ κοντά στις πραγματικές.

Πίνακας 4.3. Αποτελέσματα των στατιστικών κριτηρίων κατά τη φάση εκπαίδευσης των προτύπων (kWh).

Μοντέλο	1	2	3	4	5	6	7	8
RMSE	255,37	251,79	77,52	74,57	70,99	71,73	57,66	58,78
MAPE	54,35	56,65	44,99	38,46	25,88	45,16	30,04	30,92



Σχήμα 4.3. Κατανομή των σφαλμάτων πρόγνωσης. Πάνω γράφημα: 1^η προγνωστική περίοδος· Κάτω γράφημα: 2^η προγνωστική περίοδος.

Στον Πίνακα 4.4 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της πρόγνωσης της ενέργειας για την επόμενη ώρα, εφαρμόζοντας τα επιλεγμένα πρότυπα. Σύμφωνα με τα στατιστικά κριτήρια, η απλοϊκή μέθοδος παρουσιάζει τα μεγαλύτερα σφάλματα, ενώ όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η χρήση των δεκαλέπτων χρονοσειρών ταχύτητας και

διεύθυνσης του ανέμου βελτιώνει σημαντικά τις προγνώσεις, εμφανίζοντας τα μικρότερα προγνωστικά σφάλματα. Αξίζει να τονιστεί πως οι τιμές αυτές βελτιώνονται ακόμα περισσότερο με την χρήση της καμπύλης ιδανικής παραγωγής ισχύος των ανεμογεννητριών του αιολικού πάρκου στα πρότυπα 6, 7 και 8, όπως εμφανίζουν τα αντίστοιχα αποτελέσματα.

Πίνακας 4.4. Αποτελέσματα των στατιστικών κριτηρίων κατά τη φάση πρόγνωσης της ωριαίας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (kWh) και για τις δύο επιλεγμένες περιόδους.

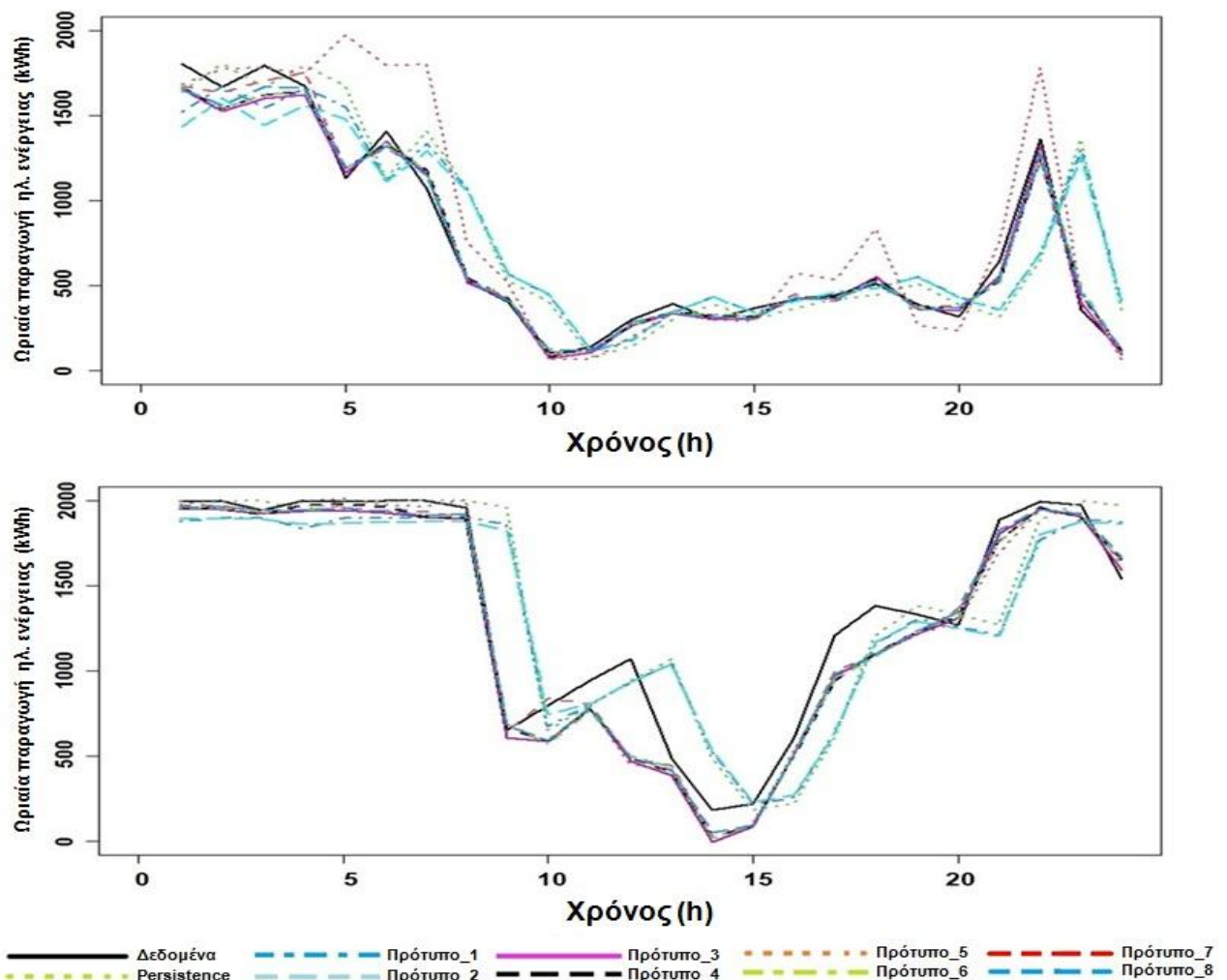
Πρότυπο	30 ^η Ιουνίου 2013		10 ^η Δεκεμβρίου 2013	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
Persistence	337,9	40,4	373,8	241,8
1	323,5	33,9	362,1	228,8
2	319,1	34,4	356,4	235,9
3	73,7	9,4	171,9	53,6
4	72,47	9,3	169,1	58,4
5	280,5	29,8	173,7	183,9
6	69,27	9,3	169,3	56,6
7	63,8	8,7	159,3	51,7
8	68,6	10,2	164,2	54,3

Ένας σημαντικός δείκτης της απόδοσης ενός προτύπου αποτελεί και η επί τοις εκατό βελτίωση των αποτελεσμάτων του, σε σχέση με την απλοϊκή μέθοδο και η οποία υπολογίζεται μέσω της εξίσωσης 3.5 (ενότητα 3.3). Σύμφωνα με τη σχέση αυτή λαμβάνονται τα αποτελέσματα του Πίνακα 4.5., απ' όπου προκύπτει πως σχεδόν όλες οι διαμορφώσεις βελτιώνουν τις προγνώσεις της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Το μέσο ποσοστό βελτίωσης και για τις δύο υπό εξέταση περιόδους είναι 53% και 42% για τον δείκτη RMSE και 55% και 52% για τον MAPE αντίστοιχα. Τα καλύτερα αποτελέσματα παρουσιάζει και σε αυτή την περίπτωση το πρότυπο 7, με το ποσοστό βελτίωσης να φτάνει το 81% για το RMSE και 75% για το MAPE στην πρώτη περίοδο πρόγνωσης, και 57% και 79% αντίστοιχα τη δεύτερη.

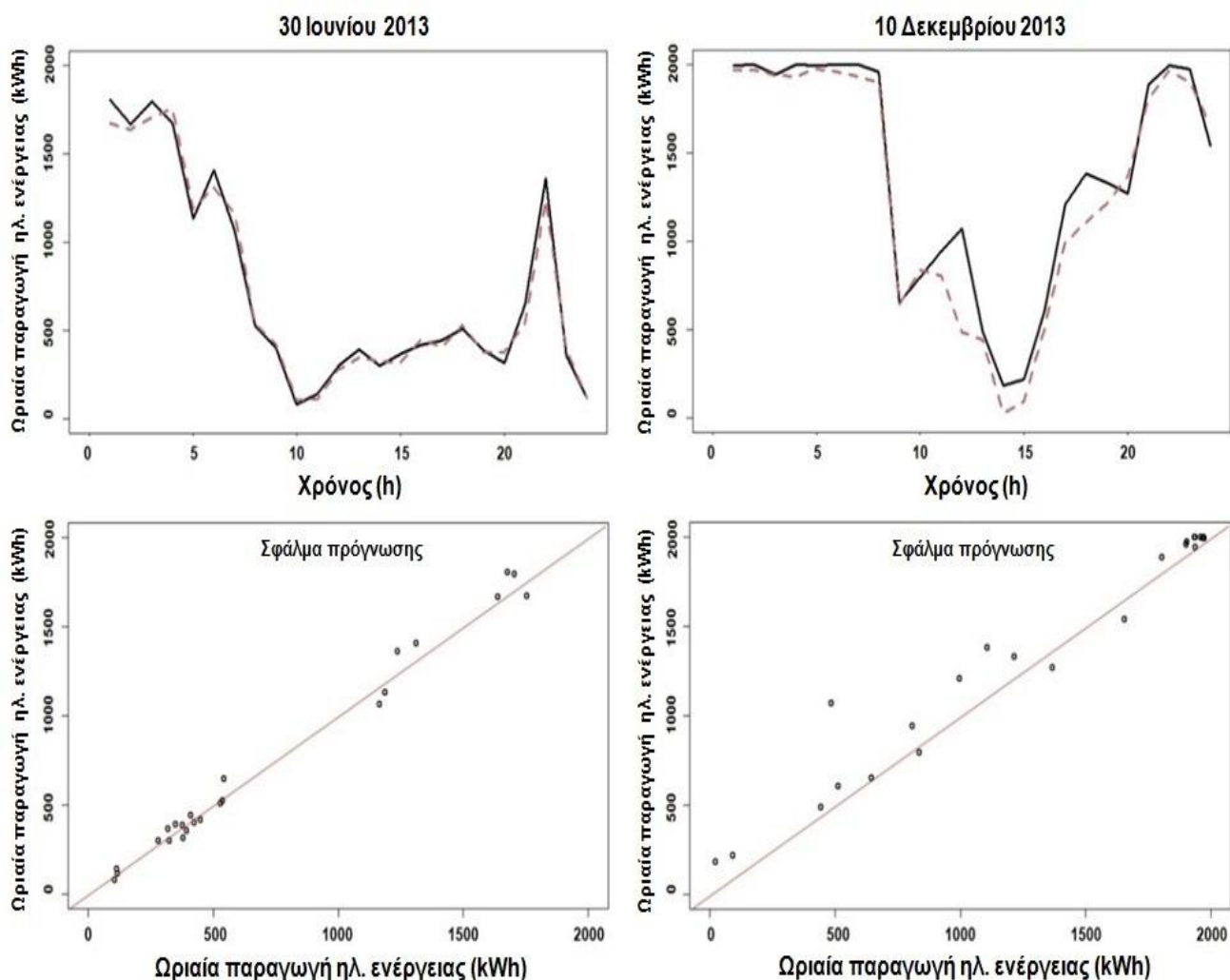
Στο Σχήμα 4.4 παρουσιάζεται η εκτιμώμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την απλοϊκή μέθοδο και τα οκτώ προτεινόμενα πρότυπα. Με εξαίρεση τις παραγόμενες τιμές από την απλοϊκή μέθοδο και τα πρότυπα 1, 2 και 5, την πρώτη κατά κύριο λόγο προγνωστική περίοδο, τα υπόλοιπα πρότυπα παρέχουν ικανοποιητικά αποτελέσματα καθώς οι τιμές τους είναι πολύ κοντά στις πραγματικές. Επιπροσθέτως, στο Σχήμα 4.5 απεικονίζονται οι παραγόμενες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας από το καλύτερο σε απόδοση πρότυπο 7 και για τις δύο προγνωστικές περιόδους. Στο ίδιο σχήμα εμφανίζονται επίσης οι διαφορές των τιμών αυτών από τις αντίστοιχες πραγματικές.

Πίνακας 4.5. Βελτίωση της απόδοσης όλων των ανεπτυγμένων σε σχέση με τη απλοϊκή μέθοδο, και για τις δύο προγνωστικές περιόδους. Η βελτίωση δίνεται σε ποσοστό επί τις 100%.

Πρότυπο	30 ^η Ιουνίου 2013		10 ^η Δεκεμβρίου 2013	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
Persistence	-	-	-	-
1	4	16	3	5
2	6	15	5	2
3	78	77	54	78
4	79	77	55	76
5	17	26	54	24
6	79	77	55	77
7	81	78	57	79
8	80	75	56	78



Σχήμα 4.4. Προγνωστικές και πραγματικές ωριαίες τιμές παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Πάνω γράφημα: 1^η προγνωστική περίοδος; Κάτω γράφημα: 1^η προγνωστική περίοδος.



Σχήμα 4.5. Πάνω: Πραγματική (μαύρη συμπαγής γραμμή) και προγνωστική (κόκκινη διακεκομμένη γραμμή) ωριαία παραγωγή ενέργειας, από την εφαρμογή του προτύπου 7, και για τις δύο προγνωστικές περιόδους. Κάτω: Διαφορά πραγματικών-προγνωστικών τιμών και για τις δύο περιόδους.

4.5 Συμπεράσματα

Σχεδόν όλα τα πρότυπα οδηγούν σε βελτιωμένες σε σχέση με την απλοϊκή μέθοδο, η οποία χρησιμοποιείται ως αναφορά, προγνωστικές τιμές παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι βελτιώσεις είναι εμφανέστερες όταν στα διανύσματα εισόδου περιλαμβάνονται, εκτός των δεδομένων πραγματικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, και δεδομένα ανέμου από το ίδιο σημείο. Ιδιαίτερα δε όταν οι δεκάλεπτες χρονοσειρές ανέμου (ταχύτητα-διεύθυνση) τροφοδοτούνται σε ένα ΤΝΔ FF που χρησιμοποιεί τον αλγόριθμο BFGS, προκειμένου να προκύψουν προγνωστικές τιμές ανέμου για την περίοδο πρόγνωσης, και στη συνέχεια χρησιμοποιούνται για την εκπαίδευση των προτύπων, η ακρίβεια των παραγόμενων τιμών είναι μεγαλύτερη και πλησιάζουν αρκετά τις πραγματικές.

Ένα επιπλέον σημείο που αξίζει να σημειωθεί είναι η χρήση της καμπύλης ισχύος των ανεμογεννητριών στα πρότυπα 6, 7 και 8. Πιο συγκεκριμένα, στα πρότυπα 6 και 7 η καμπύλη ισχύος εφαρμόστηκε στις προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου, προκειμένου να υπολογιστούν οι τιμές ιδανικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη ώρα. Στο πρότυπο 8 οι παρελθούσες τιμές παραγόμενης ενέργειας από τη καμπύλη ισχύος, από την εφαρμογή των πραγματικών τιμών ταχύτητας ανέμου, χρησιμοποιήθηκαν για την πρόγνωση της αντίστοιχης πραγματικής. Τέλος, η διαφορά μεταξύ ιδανικής και πραγματικής παραγωγής αποτέλεσε μία ακόμα μεταβλητή εισόδου για τα πρότυπα 7 και 8.

Όπως προέκυψε από την ανάλυση των αποτελεσμάτων, το πρότυπο 7 ήταν αυτό με τα καλύτερα αποτελέσματα, παρουσιάζοντας τη μεγαλύτερη βελτίωση σε σχέση με την απλοϊκή μέθοδο, ενώ είχε την καλύτερη συμπεριφορά από τα υπόλοιπα πρότυπα καταφέροντας να αποτυπώσει τη διακύμανση της πραγματικής ενέργειας για την επόμενη ώρα με τη μεγαλύτερη ακρίβεια, έχοντας ταυτόχρονα τα μικρότερα σφάλματα τόσο κατά τη φάση εκπαίδευσης όσο και της πρόγνωσης νέων τιμών.

Εκ του αποτελέσματος κρίνεται ιδιαίτερα σημαντική στη βελτίωση των αποτελεσμάτων η χρησιμοποίηση ως δεδομένων α) των προγνωστικών δεκάλεπτων τιμών ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου και β) της καμπύλης ισχύος των ανεμογεννητριών. Το γεγονός αυτό οφείλεται στη χρήση των τιμών ταχύτητας και ιδανικής ισχύος ίδιας ώρας και όχι παρελθούσας, κατά την εκπαίδευση του προτύπου. Επιπλέον, οι προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου, όπως περιγράφεται στους Kolokythas και Argiriou, 2021, προσεγγίζουν με μεγάλη ακρίβεια αυτές του πραγματικού ανέμου οδηγώντας με τη σειρά τους σε περισσότερο ακριβείς τιμές ιδανικής παραγωγής. Οι παρελθούσες τιμές της διαφοράς μεταξύ πραγματικής και ιδανικής παραγωγής, αποτελούν μία επιπλέον μεταβλητή, η χρήση της οποίας επιφέρει μια πρόσθετη βελτίωση του προγνωστικού αποτελέσματος.

Ένα ακόμα σημείο που αξίζει να τονιστεί είναι πως η χρήση της χρονοσειράς της μέγιστης ταχύτητας ανέμου δεν επιφέρει βελτίωση κατά τη διαδικασία της πρόγνωσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Αντιθέτως, τα αποτελέσματα εμφανίζουν μεγαλύτερα σφάλματα, όπως είναι φανερό και στο Σχήμα 4.4 (πρότυπο 5, άνω γράφημα). Μπορούμε να συμπεράνουμε έτσι ότι η χρήση της παραμέτρου αυτής οδηγεί σε υπερεκτίμηση των παραγόμενων, από το πρότυπο, τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που πιθανώς να οφείλεται στο ότι η μέγιστη ταχύτητα ανέμου παρατηρείται σε μια στιγμή μέσα στην υπό εξέταση χρονική περίοδο (μιας ώρας) και δεν είναι αντιπροσωπευτική της ταχύτητας του ανέμου βάσει της οποίας παράγεται η ενέργεια στη μονάδα του χρόνου. Συμπληρωματικά, πρέπει να αναφερθεί ότι σε περιπτώσεις έντονων αυξομειώσεων της ταχύτητας του ανέμου, οι ανεμογεννήτριες είτε δεν ανταποκρίνονται άμεσα, είτε είναι πιθανό να σταματήσουν για

κάποιο χρονικό διάστημα την παραγωγή τους, εφόσον η ταχύτητα ξεπεράσει τα ανώτατα όρια λειτουργίας τους (cut-off). Αυτό πιθανότατα δημιουργεί ασυνέχειες στη ροή παραγωγής, γεγονός που κατά την εκτίμηση μελλοντικών τιμών με τη βοήθεια της παραμέτρου της μέγιστης ταχύτητας δεν λαμβάνεται υπόψη.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΣΧΕΣΗΣ ΕΝΤΟΝΩΝ ΡΙΠΩΝ ΑΝΕΜΟΥ – ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΚΚΕΝΩΣΕΩΝ ΣΕ ΕΝΑ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΚΑΙ ΠΡΟΓΝΩΣΗ ΕΜΦΑΝΙΣΗΣ ΤΟΥΣ ΓΙΑ ΟΡΙΖΟΝΤΑ 24 ΩΡΩΝ

5.1 Εισαγωγή

Έντονος καιρός θεωρείται η καιρική κατάσταση κατά την οποία μπορεί να απειληθεί η ανθρώπινη ζωή σε κάθε επίπεδο. Αντίστοιχα, στην βιομηχανία παραγωγής ενέργειας ως έντονος καιρός λαμβάνεται η καιρική κατάσταση η οποία μπορεί να προκαλέσει εκτεταμένες διακοπές στο σύστημα διανομής, και στην χειρότερη περίπτωση, μεγάλες ζημιές στην παραγωγή και μεταφορά ενέργειας (Zerka et al. 2008). Τέτοιου είδους δυσμενείς καταστάσεις εν δυνάμει μπορούν να προκαλέσουν τόσο οι ηλεκτρικές εκκενώσεις όσο και οι ισχυροί άνεμοι που συνοδεύουν τις διερχόμενες, από έναν τόπο, καταιγίδες.

Οι καταιγίδες είναι φαινόμενα που συνδέονται με τα νέφη σωρειτομελανίες (cumulonimbus) και δημιουργούνται εξαιτίας της ατμοσφαιρικής αστάθειας σε μικρή ή και μέση κλίμακα. Είναι το αποτέλεσμα έντονης κατακόρυφης μεταφοράς, ενώ αποτελεί ένα από τα πιο θεαματικά και ταυτόχρονα επικίνδυνα φαινόμενα στην ατμόσφαιρα. Οι καταιγίδες λαμβάνουν χώρα σε παγκόσμια κλίμακα και οποιαδήποτε στιγμή. Αν και σε γενικές γραμμές διαρκούν λίγο – ως μεμονωμένα γεγονότα – εν τούτοις περικλείουν μια τεράστια δυναμική ικανή να προκαλέσει ιδιαίτερα δυσμενείς καταστάσεις για την ανθρώπινη ζωή με την εκδήλωση έντονων, επικίνδυνων και πολλές φορές ακραίων καιρικών φαινομένων όπως ηλεκτρικές εκκενώσεις, ισχυρές ριπές ανέμου, μεγάλα ποσά βροχόπτωσης και χαλάζι, προκαλώντας πολλές φορές σημαντικές υλικές ζημιές, τραυματισμούς ή και απώλειες ανθρώπινων ζωών και επιφέροντας ταυτόχρονα σημαντικά κοινωνικό-οικονομικά προβλήματα σε μεγάλο μέρος του πληθυσμού (Litta et al. 2013). Για τους λόγους αυτούς η έρευνα στη Μετεωρολογία εστιάζει στις καταιγίδες προσπαθώντας να ερμηνεύσει τους μηχανισμούς ανάπτυξής και εξέλιξής τους για την όσο το δυνατόν ακριβέστερη και έγκαιρη πρόβλεψή τους.

Τα «συστατικά» που ευνοούν τη δημιουργία και την ανάπτυξη ισχυρών υφέσεων είναι η αστάθεια στην ατμόσφαιρα, η υγρασία και η ύπαρξη κατάλληλου ανυψωτικού αιτίου (π.χ. Johns and Doswell 1992; Doswell et al. 1996). Ειδικά για έντονες, καταστροφικές και καλά οργανωμένες τοπικές καταιγίδες, η συνύπαρξη μίας σημαντικής ποσότητας δυνητικά διαθέσιμης συγκεντρωμένης-ενέργειας (Convective Available Potential Energy – CAPE) καθώς και ενός κατακόρυφου διατμητικού ανέμου (wind shear) είναι απαραίτητοι

παράγοντες. Οι Brooks (2009) και Brooks et al. (2007) συγκρίνουν τέτοιες περιπτώσεις από την Ευρώπη και τις ΗΠΑ για μια περίοδο μεταξύ 1958-1999. Τα αποτελέσματα δείχνουν πως για δεδομένους τύπους έντονου καιρού, η πιθανότητα εμφάνισης έντονων καιρικών φαινομένων είναι μεγαλύτερη στην Ευρωπαϊκή ήπειρο από ότι στις ΗΠΑ, αλλά οι συνθήκες δημιουργίας τους είναι σπανιότερες. Στην Ευρώπη οι συνοπτικές καιρικές καταστάσεις μαζί με τους τοπικούς παράγοντες (π.χ. τοπογραφία) παίζουν πρωτεύοντα ρόλο στα πρώτα στάδια δημιουργίας των καταιγίδων, κάτι που παρουσιάζεται σε μία σειρά από μελετών συγκεκριμένων συμβάντων (π.χ. Schmid et al. 2000; Kaltenböck 2000a, b, 2004, 2005; Kaltenböck et al. 2004; Dotzek et al. 2001, 2007; Hannesen et al. 1998, 2000; Mazarakis et al, 2008; Galanaki et al. 2015). Σε αυτές εξετάζεται ιδιαίτερα η σημαντικότητα του τοπικού παράγοντα και των φαινομένων μέσης κλίμακας (ορογραφία, απόσταση από την ακτή, περιοχές σύγκλισης).

Πολλές μελέτες εστιάζουν στην κατανόηση της κλιματολογικής συχνότητας των καταστροφικών περιπτώσεων ανέμων, καθώς και των σχετιζόμενων με αυτές, συνοπτικές και μέσης κλίμακας συνθήκες που επικρατούν (π.χ.; Wakimoto 1985; Johns and Hirt 1987). Αν και οι μελέτες αυτές δεν εξετάζουν αποκλειστικά στις παρατηρούμενες καταστροφικές ριπές ανέμου που προέρχονται από συστήματα καταιγίδων, παρέχουν ωστόσο σημαντικές πληροφορίες σχετικά με την συχνότητα και τα διαφορετικά περιβάλλοντα καταιγίδων, υπεύθυνα για την δημιουργία τέτοιων καταστάσεων (Smith et al. 2013). Επιπλέον, έχει εκτενώς ερευνηθεί στην βιβλιογραφία η ύπαρξη καταστροφικών ανέμων και συνοδευουσών ριπών, ως επακόλουθο της διέλευσης μετωπικής δραστηριότητας ή και καιρικών καταστάσεων ατμοσφαιρικής αστάθειας, σε μία περιοχή με την χρήση συνοπτικών καιρικών παρατηρήσεων καθώς και δεδομένων μετεωρολογικών radar (Bartha 1994). Παρόλα αυτά, η γνώση σχετικά με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά, τη κλιματολογία και τη συχνότητα εμφάνισης τέτοιων ριπαίων ανέμων κατακόρυφης μεταφοράς καθώς και ο διαχωρισμός τους από τις ριπές που προκαλούνται από μηχανισμούς σχετιζόμενους με την τυρβώδη ροή του αέρα, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις μικτών τύπων καιρού, είναι περιορισμένη.

Στο πλαίσιο αυτό, η πρόγνωση των καταιγίδων με μεγάλη πιθανότητα εκδήλωσης ηλεκτρικής δραστηριότητας που να συνοδεύεται από έντονες ριπές ανέμου, για έναν χρονικό ορίζοντα μερικών ωρών, θα μείωνε σε μεγάλο βαθμό το κόστος των προβλημάτων αυτών, τόσο όσον αφορά στην παραγωγή και διανομή ενέργειας, αλλά και γενικότερα. Ωστόσο η πρόγνωση των καταιγίδων έχει αποδειχτεί ιδιαίτερος δύσκολη, εξαιτίας της μικρής χρονικής και χωρικής τους έκτασης, σε συνδυασμό με την εγγενή μη γραμμικότητα των παραμέτρων (δυναμικών και φυσικών) από τις οποίες η πρόγνωση εξαρτάται.

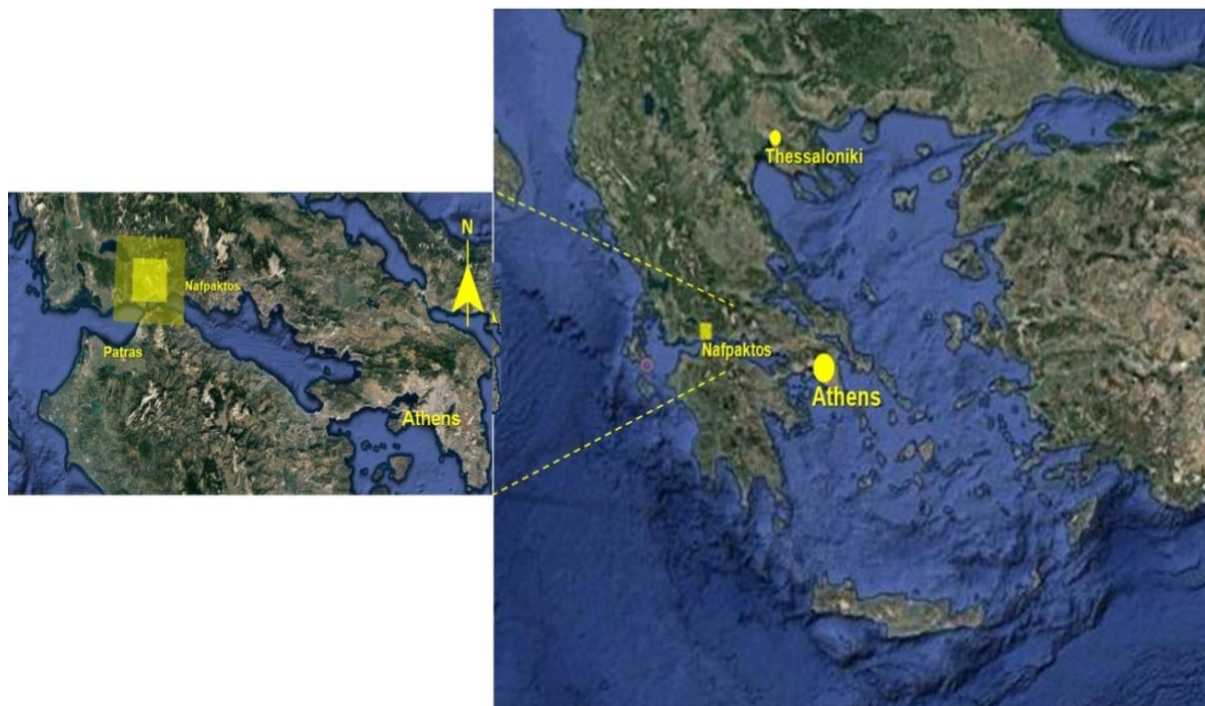
Κατά τις τελευταίες δεκαετίες, αρκετές μελέτες ασχολήθηκαν με την κατανόηση των μηχανισμών που επικρατούν στις περιπτώσεις εκδήλωσης καταιγίδων και του τρόπου που αυτές εξελίσσονται. Κάποιες από τις μελέτες αυτές ασχολούνται με την παρακολούθηση τέτοιων φαινομένων (π.χ. Schultz et al. 2011; Chaudhuri and Middey 2013), ενώ άλλες και/ή με την βραχεία πρόγνωση (π.χ. Rasmussen and Blanchard 1998; Yair et al. 2010; Kohn et al. 2011; Giannaros et al. 2015; Das 2017; Dafis et al. 2018). Περισσότερα από τα αναπτυγμένα μοντέλα είναι εμπειρικά, άλλα είναι δυναμικά και άλλα περιλαμβάνουν συνδυασμούς των δύο. Πιο πρόσφατα μελέτες με τη χρήση ΤΝΔ, έχουν συνεισφέρει στη βελτίωση τέτοιων προσπαθειών.

Οι Feng and Kitzmiller (2004) συζητούν την δημιουργία και εφαρμογή ενός πειραματικού αλγορίθμου άμεσης πρόγνωσης (nowcast) επικίνδυνων καιρικών φαινομένων βασισμένου σε ένα ΤΝΔ Back-Propagation, με τα αποτελέσματά του να συγκρίνονται με αυτά της πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης. Το πρότυπο αυτό χρησιμοποιεί ως δεδομένα εισόδου δεδομένα μετεωρολογικών ραντάρ και ανώτερης ατμόσφαιρας από αριθμητικά μοντέλα. Αν και καμία από τις δύο προσεγγίσεις δεν παρουσιάζει αποτελέσματα μεγάλης ακρίβειας, παρ' όλα ταύτα παρέχουν σημαντική βελτίωση στο σύστημα AWIPS (Advanced Weather Interactive Processing System), το οποίο έχει αναπτυχθεί με τη χρήση δείγματος καταγεγραμμένων δεδομένων για επιχειρησιακή χρήση. Ωστόσο από τις δύο συγκρινόμενες μεθόδους αυτή του νευρωνικού δικτύου εμφανίζει καλύτερη απόδοση σύμφωνα με τα προγνωστικά αποτελέσματα. Στους Zepka et al. (2008) προτείνεται ένα σύστημα πρόγνωσης ηλεκτρικών εκκενώσεων μεταξύ νέφους – εδάφους με τη χρήση ενός ΤΝΔ Back-Propagation MLP εμπρόσθιας διάδοσης, με δεδομένα παρατηρήσεις ηλεκτρικών εκκενώσεων καθώς και ενός αριθμού μετεωρολογικών (θερμοδυναμικών) παραμέτρων. Τα δεδομένα αυτά λαμβάνονται από το επιχειρησιακό πρότυπο αριθμητικής πρόγνωσης καιρού του National Center for Environmental Protection (NCEP) NCEP Eta, γνωστό και ως North American Mesoscale model (NAM). Το πρότυπο αυτό επιδεικνύει πολύ καλά αποτελέσματα, η ακρίβεια των οποίων εξαρτάται από τα δεδομένα του προτύπου μέσης κλίμακας καθώς επίσης και τα αντίστοιχα του δικτύου ανίχνευσης ηλεκτρικών εκκενώσεων που χρησιμοποιούνται στο διάνυσμα εισόδου.

Στην ενότητα αυτή εξετάζεται η εκδήλωση έντονων ριπών ανέμου στην περιοχή της δυτικής Ελλάδας σε συνδυασμό με την ύπαρξη καταιγιδοφόρων νεφών συνοδευόμενα από την εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων. Επιπροσθέτως, αναλύεται η διαδικασία ανάπτυξης και εφαρμογής ενός συστήματος πρόγνωσης της εκδήλωσης ηλεκτρικής εκκένωσης καθώς και εμφάνισης ριπών ανέμου για την επόμενη ώρα ώρες με τη χρήση νευρωνικών δικτύων. Η περίοδος μελέτης είναι από 1-1-2012 έως 31-12-2014.

5.2 Περιοχή μελέτης και διαθέσιμα δεδομένα

Η περιοχή μελέτης αντιστοιχεί σε τετράγωνο διαστάσεων $20 \times 20 \text{ km}^2$ που παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.1. και καλύπτει την περιοχή που είναι εγκατεστημένο το αιολικό πάρκο της εταιρίας TERNΑ ENERGY S.A. (ενότητα 1.7).



Σχήμα 5.1. Περιοχή μελέτης (κίτρινο πλαίσιο: $10 \times 10 \text{ km}^2$, αχνό πράσινο πλαίσιο: $20 \times 20 \text{ km}^2$).

Τα ανεμολογικά δεδομένα προέρχονται από την ανεμογεννήτρια (#6) που βρίσκεται στο κέντρο περίπου του αιολικού πάρκου, στο ύψος της ατράκτου και σε υψόμετρο 1300 m. Καλύπτουν δε μία περίοδο τριών ετών, από 1-1-2012 έως 31-12-2014, και εξετάζεται τόσο η ψυχρή (από Δεκέμβριο έως Φεβρουάριο) και η θερμή (από Ιούνιο έως Αύγουστο) περίοδος του έτους όσο και οι ενδιάμεσες μεταβατικές περιόδους από Μάρτιο έως Μάιο και από Σεπτέμβριο έως Νοέμβριο. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την εξέταση περιπτώσεων προκαλούμενων από την διέλευση συνοπτικών, καλά οργανωμένων, συστημάτων μέσης και μεγάλης κλίμακας, αλλά ταυτόχρονα και περιπτώσεων που σχετίζονται με τοπικού χαρακτήρα φαινόμενα. Τα ανεμολογικά δεδομένα περιλαμβάνουν μέσες τιμές δεκαλέπτου της μέσης ταχύτητας και διεύθυνσης του ανέμου, καθώς και την μέγιστη παρατηρούμενη ριπή του ανέμου στο ίδιο χρονικό διάστημα. Για τους υπολογισμούς που λαμβάνουν χώρα στα πλαίσια της εργασίας, τα δεδομένα μετατρέπονται σε ωριαίες τιμές, δηλαδή μέση ωριαία ταχύτητα και διεύθυνση ανέμου, μέση μέγιστη ωριαία ταχύτητα ανέμου καθώς και απόλυτη μέγιστη ταχύτητα ανέμου για το αντίστοιχο διάστημα της μιας ώρας.

5.2.1 Ορισμός ριπαίου ανέμου

Αναφορικά με τον ορισμό των ριπών ανέμου, η πιο συνήθης προσέγγιση είναι αυτή του Παγκόσμιου Μετεωρολογικού Οργανισμού (WMO) σύμφωνα με τον οποίο οι κώδικες METAR (METeorological Aerodrome Report) και SPECI (aviation SPECIal weather report), κωδικοποιούν τη ριπή ανέμου ως τη μέγιστη οριζόντια ταχύτητά του με διάρκεια τουλάχιστον 3 s, εάν και μόνο εάν υπερβαίνει τη μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου στο αντίστοιχο διάστημα δειγματοληψίας κατά 10 kts ($\approx 5,0 \text{ m.s}^{-1}$) ή και περισσότερο (WMO 2011a; WMO 2014).

Υπάρχουν ωστόσο κι άλλες προσεγγίσεις οι οποίες συναντώνται είτε σε περιοχικό είτε σε εθνικό επίπεδο. Ο NOAA (1998) ορίζει την ριπή ανέμου ως τη μέγιστη ταχύτητα ανέμου που διαρκεί 2 s και είναι 10 kts ($\approx 5,0 \text{ m.s}^{-1}$) ή μεγαλύτερη από τη μέση ταχύτητα που καταγράφεται σε διάστημα 2 λεπτών. Σε άλλο ορισμό, ως ριπή θεωρείται η τιμή της ταχύτητας του ανέμου διάρκειας τουλάχιστον 5 s σε διάστημα καταγραφής μιας ώρας (Lombardo et al. 2009; Harris and Kahl 2017; Letson et al. 2018). Επίσης και σύμφωνα με τον WMO (2011b) στην Αργεντινή ως ριπή ανέμου ορίζεται η μέση μέγιστη ωριαία τιμή της ταχύτητας του ανέμου η οποία υπερβαίνει τους 30 kts ($\approx 15,0 \text{ m.s}^{-1}$). Πέρα όμως από τις διαφορές στον τρόπο υπολογισμού και ορισμού μιας ριπής ανέμου, αξίζει να σημειωθεί ότι υπάρχουν αρκετές προσεγγίσεις όσον αφορά στη διάκριση μεταξύ ριπών προερχόμενων από καταιγιδόφορα συστήματα και αυτών που είναι αποτέλεσμα βαθμίδων πίεσης ή τοπικών παραγόντων (όπως η τοπογραφία). Ο De Gaetano et al. (2014) παρέχει μια εκτενή λίστα τέτοιων μεθόδων.

Στην περίπτωση της συγκεκριμένης εργασίας, έχει γίνει η παραδοχή ότι ως ριπή ανέμου θεωρείται η μεγαλύτερη καταγεγραμμένη ταχύτητα ανέμου εφόσον αυτή είναι ίση ή μεγαλύτερη κατά $10,0 \text{ m.s}^{-1}$ (20 kts) από τη μέση ταχύτητα της χρησιμοποιούμενης περιόδου καταγραφής. Ο λόγος της διαφοροποίησης από τον ορισμό του WMO βασίζεται στο γεγονός ότι εξαιτίας της τοποθεσίας των ανεμολογικών δεδομένων (υψόμετρο περίπου 1300 m), οι διαφορές μεταξύ στιγμιαίων ριπών και μέσης έντασης ανέμου ξεπερνούν τα $5,1 \text{ m.s}^{-1}$ με μεγάλη συχνότητα. Πράγματι ο μέσος όρος της διαφοράς μεταξύ μέσης ωριαίας και μέσης μέγιστης ταχύτητας ανέμου είναι $5,0 \pm 2,0 \text{ m.s}^{-1}$, με μέγιστο τα $19,3 \text{ m.s}^{-1}$, ενώ ο αντίστοιχος μέσος όρος της διαφορά ανάμεσα στη μέση ωριαίας και την απόλυτη μέγιστη ταχύτητα ανέμου είναι $6,4 \pm 2,6 \text{ m.s}^{-1}$ με μέγιστο τα $33,0 \text{ m.s}^{-1}$. Αντιθέτως, το όριο των $10,0 \text{ m.s}^{-1}$ που προτείνεται για τον χαρακτηρισμό ριπαίου ανέμου στα πλαίσια της εργασίας αυτής, όπως προκύπτει από την ανάλυση που ακολουθεί παρατηρείται σε περιπτώσεις όπου στην υπό εξέταση περιοχή αναμένεται ή συμβαίνει κάποια καιρική μεταβολή.

Για την επίτευξη του σκοπού που έχει τεθεί στην παρούσα ενότητα, εάν καταγράφονται στην περιοχή μελέτης μία ή περισσότερες ριπές ανέμου, για τον υπολογισμό των ωριαίων τιμών τους τα δεδομένα φιλτράρονται ως προς την απόλυτη μέγιστη ωριαία τιμή και την μέση ωριαία τιμή της ταχύτητας του ανέμου αντιστοίχως. Ταυτόχρονα εφαρμόζεται ένας εκτεταμένος έλεγχος ποιότητας, προκειμένου να διαπιστωθεί εάν αυτές οι ριπές είναι αποτέλεσμα εκδήλωσης καταιγίδων ακολουθούμενων από ηλεκτρική δραστηριότητα ή αν οφείλονται σε άλλες αιτίες, π.χ. διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου λόγω τοπικών παραγόντων όπως η μορφολογία του εδάφους ή ακόμα αποτέλεσμα πιθανής δυσλειτουργίας του αισθητήρα ή και του καταγραφέα των δεδομένων. Η ανάλυση των δεδομένων αποκάλυψε ότι οι παρατηρούμενες καταιγίδες με ηλεκτρική δραστηριότητα στην περιοχή μελέτης δεν συνοδεύονταν πάντα από εκδήλωση ριπών ανέμου.

5.3 Δεδομένα ηλεκτρικών εκκενώσεων

Τα δεδομένα ηλεκτρικών εκκενώσεων από καταιγίδες για το ίδιο χρονικό διάστημα, προκειμένου για τη συσχέτισή τους με τις παρατηρούμενες ριπές ανέμου συλλέχθηκαν από το Ευρωπαϊκό δίκτυο αποκάλυψης ηλεκτρικών εκκενώσεων ZEUS. Το δίκτυο αυτό έχει μια αρκετά καλή κάλυψη στην περιοχή της κεντρικής και ανατολικής Μεσογείου (Kotroni and Lagouvardos 2008; Lagouvardos et al. 2009), ενώ η χωρική του ανάλυση είναι της τάξης των 4–5 km. Οι δέκτες του καταγράφουν τον ραδιοθόρυβο (sferics) που εκπέμπεται, κατά κύριο λόγο, από τις ηλεκτρικές εκκενώσεις από το νέφος προς το έδαφος (cloud-to-ground, CG) στις πολύ υψηλές (VHF) συχνότητες μεταξύ 7 και 15 kHz. Κάθε δέκτης-αισθητήρας λαμβάνει έως και 70 sferics ανά δευτερόλεπτο. Με την λήψη ενός τέτοιου σήματος, σε κάθε μία από τις θέσεις των αισθητήρων εκτελείται ένας αλγόριθμος αποκάλυψης, ο οποίος έχει σκοπό την ανίχνευση του πιθανού υποψήφιου sferic, απαλείφοντας τα ασθενή σήματα και τον θόρυβό τους. Ακολούθως η θέση εντοπισμού της ηλεκτρικής εκκένωσης ανακτάται με την χρήση της τριγωνομετρικής τεχνικής διαφοράς χρόνου άφιξης.

Πρέπει να τονισθεί ότι κατά την χρήση των δεδομένων του ZEUS, τα σημεία όπου εμφανίζονται οι εκκενώσεις αντιπροσωπεύουν ένα μεγάλο τμήμα της συνολικής ηλεκτρικής δραστηριότητας περιλαμβάνοντας τις εκκενώσεις μεταξύ νεφών (intra-cloud, IC) και μεταξύ νέφους – εδάφους. Σύμφωνα και με τους Maier και Krider (1986), Williams et al. (1989), κατά τα πρώτα στάδια εκδήλωσης των καταιγίδων η δραστηριότητα IC αποτελεί το μεγαλύτερο ποσοστό της συνολικής ηλεκτρικής δραστηριότητας, ενώ η CG κάνει την εμφάνισή της στη μετέπειτα πορεία αυτών.

Καθώς ο διαχωρισμός σε εκκενώσεις IC και CG είναι αρκετά δύσκολος, τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην εργασία αυτή έχουν υποστεί την ανάλογη επεξεργασία και έχουν

ομαδοποιηθεί σε συμβάντα. Στη παρούσα εργασία ακολουθείται εν μέρει η προσέγγιση των Drüe et al. (2007) και χρησιμοποιούνται συγκεκριμένα κριτήρια χρόνου και απόστασης. Σύμφωνα με αυτή, όταν μια παρατηρούμενη εκκένωση διαφέρει χρονικά από μια άλλη κατά τουλάχιστον 1 s και χωρικά τουλάχιστον κατά 25 km, αυτή θεωρείται ως μεμονωμένο συμβάν. Ωστόσο, προκειμένου να δημιουργηθούν τα ωριαία δεδομένα, εάν μια ηλεκτρική εκκένωση πληροί τις προϋποθέσεις, σημειώνεται ο χρόνος ανίχνευσής της και η εκκένωση θεωρείται ξεχωριστό δεδομένο στο αέριο της ώρας, ανεξαρτήτως του συνολικού αριθμού εκκενώσεων που μπορεί να παρατηρηθούν στο διάστημα ολόκληρης της ώρας αυτής. Στην αντίθετη περίπτωση, στην ώρα αυτή θεωρείται ότι δεν καταγράφεται κάποιο τέτοιο συμβάν.

Άλλες εργασίες προτείνουν διαφορετικές προσεγγίσεις. Έτσι κατά τους Cummins et al. (1998) και Diendorfer (2008) η θέση και ο χρόνος του πρώτου καταγεγραμμένου συμβάντος αποτελεί ένα ξεχωριστό δεδομένο ηλεκτρικής εκκένωσης, ενώ για τους Piper και Kunz (2017), μια «ημέρα καταιγίδας» θεωρείται αυτή κατά την οποία τουλάχιστον πέντε ηλεκτρικές εκκενώσεις ανιχνευθούν σε ένα γεωγραφικό πλέγμα διαστάσεων $10 \times 10 \text{ km}^2$.

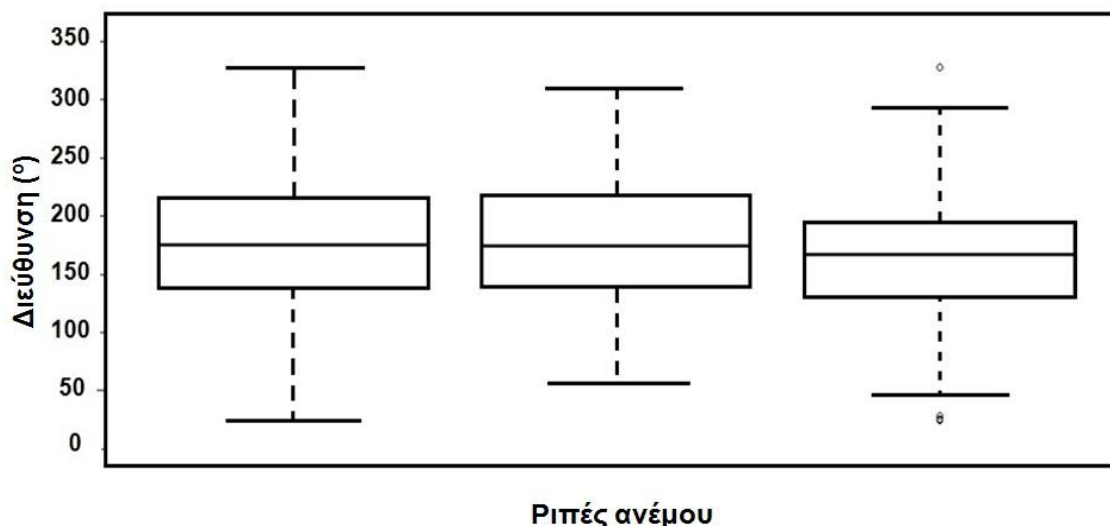
5.4 Στατιστική ανάλυση ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων

Όπως προκύπτει από σχετικές μελέτες, η συχνότητα εμφάνισης ηλεκτρικών εκκενώσεων στην ανατολική λεκάνη της Μεσογείου, φτάνει σε ένα μέγιστο περίπου κατά τον μήνα Νοέμβριο, με την πλειονότητα αυτών να κάνουν την εμφάνισή τους κατά κύριο λόγο πάνω από θαλάσσιες-παράκτιες από ότι ηπειρωτικές περιοχές. Τα νέφη απ' όπου προέρχονται είναι καλά οργανωμένα καταιγιδοφόρα νέφη, αποτέλεσμα συνοπτικών καταστάσεων μέσης κλίμακας (π.χ. ψυχρά μέτωπα) ή τοπικού χαρακτήρα (π.χ. καιρός ψυχρής λίμνης ή αυλώνας χαμηλών υψών) (Yair et al. 2010; Kotroniand and Lagouvardos, 2016).

Στην εργασία των Graeme και Klugmann (2014) παρουσιάζεται μια ξεκάθαρη προτίμηση εκδήλωσης καταιγίδων πάνω από την ξηρά κατά τη θερμή περίοδο του έτους, συγκρινόμενες με την μετατόπιση αυτών στις θαλάσσιες, κατά κύριο λόγο, περιοχές κατά την αντίστοιχη ψυχρή περίοδο. Ο μέσος αριθμός των ηλεκτρικών εκκενώσεων ανά km^2 και ανά έτος στην Ευρώπη κυμαίνεται μεταξύ 0,1 έως 4. Οι Galanaki et al. (2015) μελέτησαν επίσης τη δραστηριότητα των παρατηρούμενων ηλεκτρικών εκκενώσεων μεταξύ νέφους – εδάφους για περίοδο δέκα ετών (2005-2014) στην περιοχή της ανατολικής Μεσογείου, με παρόμοια αποτελέσματα. Η ανάλυσή τους αποκάλυψε ότι ο μέσος όρος των εκκενώσεων αυτών κυμαίνεται μεταξύ 0,1 και 6, με τις μεγαλύτερες συχνότητες εμφάνισης να παρατηρούνται πάνω από τις ηπειρωτικές περιοχές, ενώ οι πλειονότητα των αντίστοιχων συμβάντων πάνω

από θαλάσσιες περιοχές να εντοπίζεται στο Ιόνιο πέλαγος και τις δυτικές ακτές της Βαλκανικής χερσονήσου.

Η γενική καιρική κατάσταση στην υπό μελέτη περιοχή και για το διάστημα 2012-2014, όπως προέκυψε από την ανάλυση των συνοπτικών χαρτών και θερμοδυναμικών διαγραμμάτων, χαρακτηρίστηκε από τη διαδοχή θερμών και ψυχρών περιόδων με την συνακόλουθη αλληλουχία των καιρικών φαινομένων. Πιο συγκεκριμένα, κατά τους χειμερινούς μήνες η εκδήλωση ηλεκτρικών φαινομένων συνδεόταν με την δημιουργία και διέλευση χαμηλών συστημάτων ακολουθούμενων από καλά οργανωμένη μετωπική δραστηριότητα. Οι καιρικές αυτές συνθήκες είχαν ως αποτέλεσμα η περιοχή ενδιαφέροντος να επηρεάζεται για μεγάλο χρονικό διάστημα (πολλές φορές μεγαλύτερο των δύο ημερών) από την δράση αυτών των μετωπικών συστημάτων, ευνοώντας τη εμφάνιση μεγάλου αριθμού έντονων ριπών ανέμου που δεν σχετίζονταν άμεσα με ηλεκτρικές εκκενώσεις αλλά με τη δομή των καιρικών συστημάτων, καθώς αυτά αποτελούν ένα μίγμα διαδικασιών σύγκλισης και βαθμίδας πίεσης. Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.2, το μεγαλύτερο μέρος των περιπτώσεων εμφάνισης έντονων ριπών ανέμου, είτε εξαιτίας καταιγίδων είτε όχι, όπως και η εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων, συνδέονται με ανέμους νοτίων διευθύνσεων. Αυτό είναι το αποτέλεσμα της συχνής διέλευσης μετωπικών επιφανειών, οι οποίες σαρώνουν την περιοχή ενδιαφέροντος από δυτικά προς ανατολικά.



Σχήμα 5.2. Συχνότητα εμφάνισης διευθύνσεων ανέμου στο ύψος της ανεμογεννήτριας σε σχέση με: α) τον συνολικό αριθμό παρατηρούμενων ριπών ανέμου (αριστερά), β) ριπών ανέμου παρουσία ηλεκτρικών εκκενώσεων (κέντρο) και γ) ριπών ανέμου απουσία ηλεκτρικών εκκενώσεων.

Ο συνολικός αριθμός των παρατηρούμενων ηλεκτρικών εκκενώσεων και των ριπών ανέμου στην υπό εξέταση περιοχή παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1. Κατά την ανάλυση των δεδομένων της περιόδου 1-1-2012 και 31-12-2014, ανιχνεύθηκαν συνολικά 268 ηλεκτρικές

εκκενώσεις με ένα μέσο όρο 89,3 συμβάντων ανά έτος. Ο αντίστοιχος αριθμός των ριπών ανέμου στο ίδιο χρονικό διάστημα ήταν 937 ωριαίες τιμές, με ένα μέσο όρο 312,3 ριπών ανά έτος.

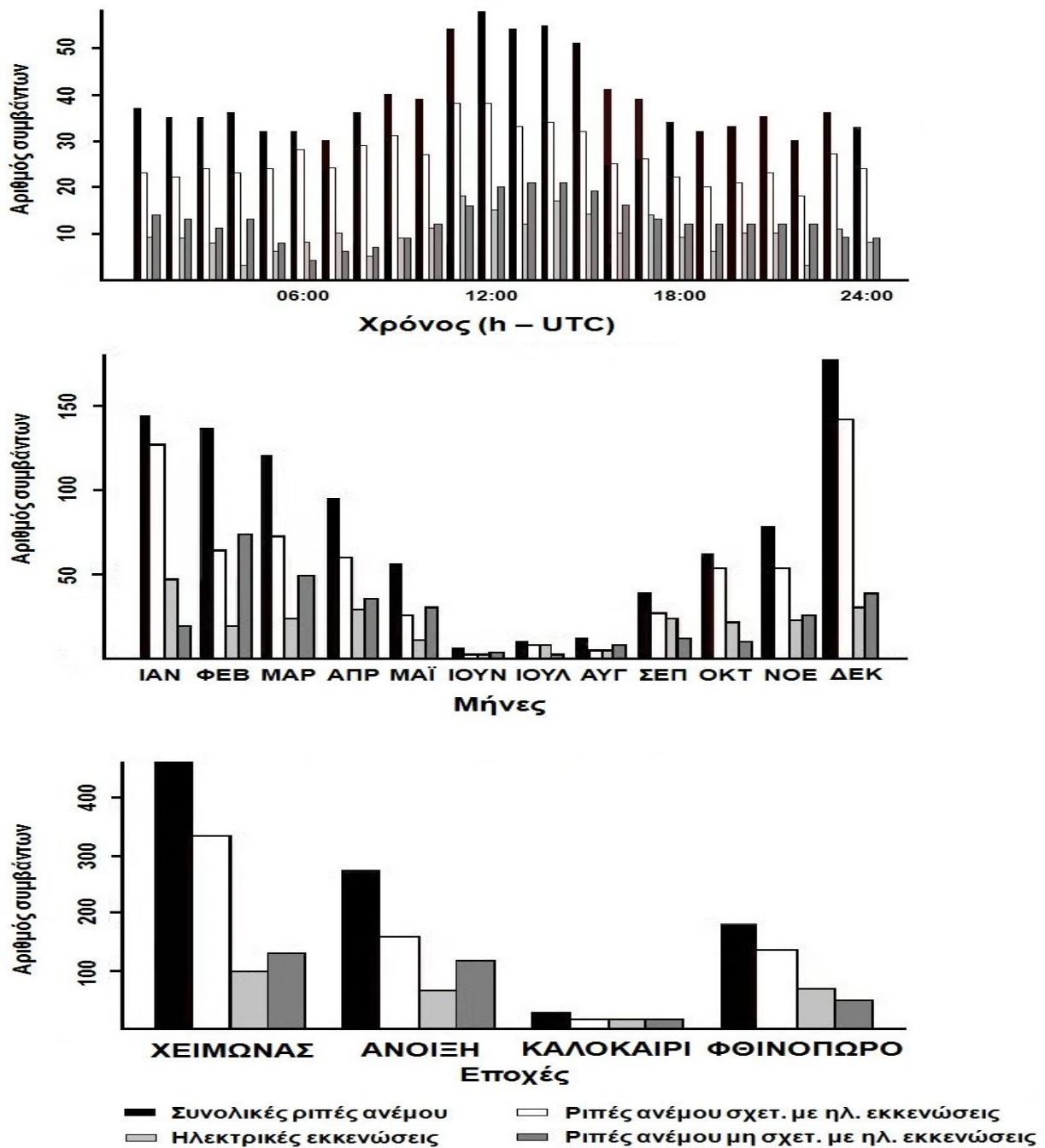
Πίνακας 5.1. Συνολικός αριθμός ηλεκτρικών εκκενώσεων και ριπών ανέμου με ένταση μεγαλύτερη των 10 m.s^{-1} σε περίοδο 1 ώρας.

Σύνολο ριπών	Ριπές με Ηλεκτρικές εκκενώσεις	Ηλεκτρικές εκκενώσεις	Ριπές χωρίς Ηλεκτρικές εκκενώσεις
937	636	268	301

Από το σύνολο των καταγεγραμμένων αυτών ριπών του ανέμου, 301 περιπτώσεις (ποσοστό 32%) δεν σχετίζεται άμεσα ή έμμεσα με την παρουσία ηλεκτρικών εκκενώσεων άλλα ούτε και κάποιου διερχόμενου ισοβαρικού καιρικού συστήματος. Το γεγονός αυτό θεωρείται ότι οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στο έντονο ανάγλυφο της περιοχής, το οποίο, σε συνδυασμό με συγκεκριμένες συνοπτικές καταστάσεις (π.χ. συνδυασμός υψηλών πιέσεων στα βορειοανατολικά με χαμηλές στα νότια-περίπτωση ενισχυμένου βορείου ρεύματος ή ενισχυμένο νοτιοδυτικό ρεύμα έμπροσθεν βραδέως κινούμενου βαρομετρικού χαμηλού) παράγουν ενισχυμένους ανέμους, που πολλές φορές συνοδεύονται από ριπές. Επιπλέον, υπάρχει και ένα μικρό ποσοστό τέτοιων ριπών ανέμου που προέρχονται από λανθασμένες παρατηρήσεις (π.χ. βλάβη οργάνου). Στις περιπτώσεις αυτές, ο διαχωρισμός των ριπών αυτών από τις αντίστοιχες ριπές που προέρχονται από τις καταιγίδες λόγω ηλεκτρικών εκκενώσεων είναι δύσκολος.

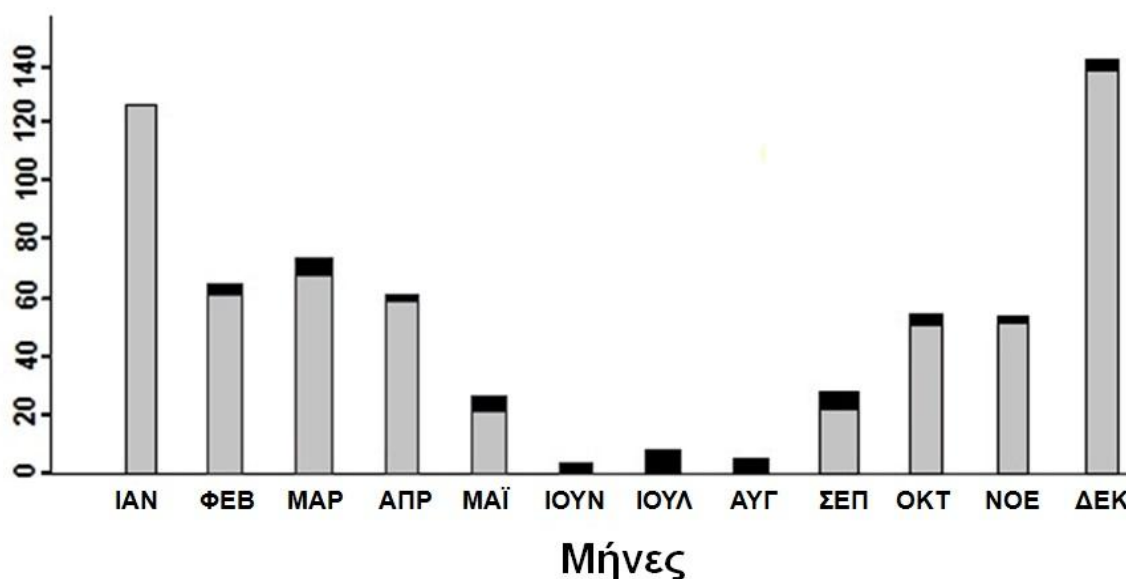
Αναφορικά με τις υπόλοιπες περιπτώσεις ριπών ανέμου (636 – ποσοστό 68%) στη περιοχή και σε σχέση με τις καταγεγραμμένες ηλεκτρικές εκκενώσεις, παρατηρείται ότι 33 εκκενώσεις (12%) δεν συνοδεύονται από ενίσχυση ή αξιοσημείωτη αυξομείωση της ταχύτητας του ανέμου. Το αντίθετο συμβαίνει με τις υπόλοιπες εξ' αυτών, δηλαδή τις 235 (88%), οι οποίες έχουν ως αποτέλεσμα την δημιουργία έντονων ριπών ανέμου. Από το τελευταίο προκύπτει πως το 37% των περιπτώσεων ριπών ανέμων σχετίζεται άμεσα με την εκδήλωση ηλεκτρικής εκκένωσης στην περιοχή. Οι υπόλοιπες 401 περιπτώσεις (63%) είναι το αποτέλεσμα της γενικότερης δραστηριότητας του έντονου καιρού που επηρεάζει την περιοχή ενδιαφέροντος, δίνοντας έντονες ριπές ανέμου πριν ή μετά την παρατηρούμενη ηλεκτρική εκκένωση. Στο Σχήμα 5.3 απεικονίζεται η ημερήσια, μηνιαία και εποχική κατανομή των παρατηρούμενων ριπών ανέμου και των καταγεγραμμένων ηλεκτρικών εκκενώσεων για το υπό εξέταση διάστημα 2012 – 2014. Το ποσοστό των ριπών ανέμου που σχετίζονται άμεσα ή έμμεσα με ηλεκτρικές εκκενώσεις καθώς και αυτών που δεν σχετίζονται μαζί τους, εμφανίζονται επίσης στο συγκεκριμένο σχήμα. Όπως προκύπτει, τόσο οι ριπές ανέμου όσο

και οι παρατηρούμενες εκκενώσεις καταγράφουν μέγιστο κατά τις θερμές ώρες της ημέρας, ακολουθούμενο από ένα δεύτερο μέγιστο περί τα μεσάνυχτα. Επιπρόσθετα, παρατηρείται μια έντονη δραστηριότητα και των δύο αυτών εξεταζόμενων παραμέτρων κατά τη διάρκεια του χειμώνα, η οποία ωστόσο μειώνεται σημαντικά την θερμή περίοδο του χρόνου.



Σχήμα 5.3. Ημερήσια (πάνω), μηνιαία (μέση) και εποχιακή (κάτω) κατανομή των συνολικών ριπών ανέμου (μαύρες μπάρες), εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων (γκρι μπάρες), ριπών ανέμου που σχετίζονται (άσπρες μπάρες) ή δεν σχετίζονται (σκούρο γκρι μπάρες) με ηλεκτρικές εκκενώσεις.

Το γεγονός αυτό απεικονίζεται χαρακτηριστικά και στην αντίστοιχη κατανομή ανά εποχή, όπου μια ιδιαίτερη προτίμηση τόσο των καταγεγραμμένων ριπών όσο και των ηλεκτρικών εκκενώσεων είναι εμφανής τον χειμώνα, με ποσοστά 49% για το σύνολο των ριπών ανέμων, 52% αυτών που σχετίζονται άμεσα ή έμμεσα με τις ηλεκτρικές εκκενώσεις και 41% για τις ηλεκτρικές εκκενώσεις. Τα αποτελέσματα αυτά έρχονται σε μερική συμφωνία με μελέτες σχετικά με τη συχνότητα και κατανομή των ηλεκτρικών, κατά βάση, εκκενώσεων στην περιοχή μελέτης (Yair et al. 2010; Graeme and Klugmann 2014). Ο βασικός λόγος αυτής της κατανομής είναι το αποτέλεσμα της έντονης μετωπικής δραστηριότητας που παρατηρείται κατά τη περίοδο αυτή του έτους στη συγκεκριμένη περιοχή, η οποία παρουσιάζει μέγιστο τους μήνες Δεκ.-Ιαν.-Φεβ. Αυτό έχει σαν συνέπεια τόσο την δημιουργία έντονου καιρού, ο οποίος πολύ συχνά συνδυάζεται με την εκδήλωση καταιγίδων με ηλεκτρική δραστηριότητα, όσο και τη δημιουργία συνθηκών ενισχυμένων ανέμων (Houze 2014), ιδιαιτέρως στο ύψος του αιολικού πάρκου, που μπορούν να διατηρηθούν για μεγάλο χρονικό διάστημα (μεγαλύτερο και των δύο ημερών) (Galanaki et al. 2018).



Σχήμα 5.4. Αιτίες ριπών ανέμου (y-άξονας) σχετιζόμενες με ηλεκτρικές εκκενώσεις όταν οι επικρατούσες καιρικές συνθήκες οφείλονται: α. σε συνοπτικής κλίμακας φαινόμενα και β. σε συνθήκες ατμοσφαιρικής αστάθειας.

Στο Σχήμα 5.4 παρουσιάζεται η κατανομή των συνολικών ριπών ανέμου που παρατηρήθηκαν την υπό εξέταση περίοδο και έχουν άμεσα σχέση με ηλεκτρικές εκκενώσεις, συναρτήσει του είδους των καιρικών καταστάσεων. Εδώ ο διαχωρισμός γίνεται μεταξύ φαινομένων που προέρχονται από συνοπτικής προέλευσης καταστάσεις (είτε αυτό είναι οργανωμένο χαμηλό με μετωπική δραστηριότητα μέτωπο, είτε διαταραχή στην ανώτερη ατμόσφαιρα, π.χ. αυλώνας ύφεσης (trough), διερχόμενη από την ευρύτερη περιοχή), καθώς

και σε καταστάσεις ατμοσφαιρικής αστάθειας. Όπως παρατηρούμε οι ριπές ανέμου που οφείλονται σε συνοπτικές καιρικές καταστάσεις καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος του συνόλου των παρατηρούμενων περιπτώσεων. Επιπλέον, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, οι συνοπτικές αυτές καταστάσεις παρατηρούνται σε μεγάλο ποσοστό κατά την ψυχρή περίοδο του έτους (για τα Ελληνικά δεδομένα), δηλαδή μεταξύ Νοεμβρίου και Απριλίου.

Όπως διακρίνεται χαρακτηριστικά και στον Πίνακα 5.2, το σύνολο των ριπών που σχετίζεται άμεσα με ηλεκτρικές εκκενώσεις προέρχεται αποκλειστικά από συνοπτικές καιρικές καταστάσεις σχεδόν για τους περισσότερους μήνες του έτους. Συνολικά το 80% των περιπτώσεων μετωπικών ριπών ανέμου, άμεσα προερχόμενων από ηλεκτρικές εκκενώσεις, παρατηρείται την περίοδο αυτή.

Πίνακας 5.2. Ριπές ανέμου άμεσα συνδεδεμένες με ηλεκτρικές εκκενώσεις για τους διάφορους τύπους καιρού.

Μήνας	Ριπές σχετιζόμενες με ηλεκτρικές εκκενώσεις	Συνολικές ηλεκτρικές εκκενώσεις	Ηλεκτρικές εκκενώσεις λόγω καιρού ατμοσφαιρικής αστάθειας	Ηλεκτρικές εκκενώσεις λόγω καιρού συνοπτικής κλίμακας
ΙΑΝ	127	47	0	47
ΦΕΒ	64	19	3	16
ΜΑΡ	72	23	2	21
ΑΠΡ	59	28	1	27
ΜΑΙ	25	10	4	6
ΙΟΥΝ	2	2	2	0
ΙΟΥΛ	7	7	7	0
ΑΥΓ	4	4	4	0
ΣΕΠ	27	22	6	16
ΟΚΤ	54	21	3	18
ΝΟΕ	53	22	3	20
ΔΕΚ	142	30	2	28
ΣΥΝΟΛΟ	636	235	36	199

Αντιθέτως στις περιπτώσεις όπου στην περιοχή μελέτης επικρατούν συνθήκες ατμοσφαιρικής αστάθειας (κυρίως θερμικής) δραστηριότητας, οι καιρικές συνθήκες χαρακτηρίζονται από τη δημιουργία μεμονωμένων καταιγιδοφόρων νεφών. Τα νέφη αυτά δημιουργούνται πάνω ή κοντά σε ορεινές ή και ημιορεινές περιοχές κατά τη διάρκεια των θερμών ωρών της ημέρας με αποτέλεσμα τοπικούς όμβρους ή καταιγίδες, μερικές φορές ακολουθούμενες από εκδήλωση ηλεκτρικής δραστηριότητας, προκαλώντας έντονες αυξομειώσεις στην ταχύτητα και διεύθυνση του ανέμου. Οι απότομες αυτές αλλαγές στο προφίλ του ανέμου οδηγούν στο σχηματισμό ριπών, οι οποίες όμως σε αντίθεση με αυτές που προέρχονται από τις συνοπτικές καταστάσεις, έχουν μικρότερη διάρκεια και

περιορίζονται τόσο χρονικά όσο και χωρικά την ώρα της καταιγίδας. Όταν οι καταιγίδες διαλυθούν οι ριπές αυτές σταματούν. Οι περιπτώσεις αυτές είναι πολύ λιγότερες και εμφανίζονται κατά κύριο λόγο την θερμή περίοδο του έτους, μεταξύ Μαΐου και Σεπτεμβρίου. Το ποσοστό τους την περίοδο αυτή φτάνει το 65% των συνολικών μεμονωμένων ριπών. Άξιο προσοχής είναι το γεγονός ότι κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού οι παρατηρούμενες ριπές ανέμου προήλθαν μόνο από ηλεκτρική δραστηριότητα τέτοιων μεμονωμένων καταιγίδων που εκδηλώθηκαν στην περιοχή μελέτης ή κοντά σε αυτήν .

Από το Πίνακα 5.2 φαίνεται επιπλέον ότι, στις περιπτώσεις των εκκενώσεων που προέρχονται από συνοπτικές καιρικές καταστάσεις, ο αριθμός των παρατηρούμενων ριπών ανέμου που σχετίζεται άμεσα με αυτές είναι το 32% του συνόλου των παρατηρούμενων έντονων ριπών ανέμου, ενώ στην περίπτωση των μεμονωμένων παρατηρούμενων ηλεκτρικών εκκενώσεων, ο αντίστοιχος αυτός αριθμός είναι πολύ μικρότερος και ίσος με 5%. Αυτό κατά βάση οφείλεται είτε στο γεγονός ότι οι συνοπτικής κλίμακας καιρικές καταστάσεις μπορούν να επηρεάζουν το κατακόρυφο προφίλ του ανέμου αρκετά χιλιόμετρα μπροστά από τη μετωπική επιφάνεια, είτε ότι οι ζώνες έντονων ανέμων (gust fronts) των καταιγίδων μπορούν να εμφανιστούν αρκετές δεκάδες χιλιόμετρα μπροστά από το κέντρο της ηλεκτρικής δραστηριότητας (π.χ. Houze 2014). Στις περιπτώσεις αυτές παρατηρείται συχνά αυξομείωση στην ένταση του ανέμου και κατ' επέκταση τη δημιουργία ριπαίων ανέμων, ακόμα και εάν οι ηλεκτρικές εκκενώσεις παρατηρούνται πολύ αργότερα. Από την άλλη, όταν στην περιοχή μελέτης επικρατούν συνθήκες αστάθειας (ιδιαίτερα θερμικής), ο καιρός χαρακτηρίζεται από μεμονωμένα καταιγιδοφόρα νέφη, τα οποία αναπτύσσονται τις θερμές ώρες (12:00 με 18:00 τοπική ώρα) της ημέρας και δίνουν τοπικού χαρακτήρα φαινόμενα (βροχές, όμβρους, καταιγίδες), που πολλές φορές συνοδεύονται από ηλεκτρικά φαινόμενα, προκαλώντας έντονη αυξομείωση της έντασης αλλά και της διεύθυνσης του ανέμου. Οι προκαλούμενες αυτές διαφορές τις περισσότερες φορές δημιουργούν ριπαίους ανέμους, αλλά σε αντίθεση με τις περιπτώσεις των συνοπτικών καταστάσεων καιρού, είναι μικρής διάρκειας και περιορίζονται χρονικά την στιγμή της καταιγίδας.

5.5 Πρόγνωση

Η δημιουργία και εκδήλωση καταιγιδοφόρων νεφών, όπως αναφέρθηκε, είναι το αποτέλεσμα συνύπαρξης ενός σημαντικού αριθμού παραγόντων όπως η ατμοσφαιρική αστάθεια, η αυξημένη υγρασία του αέρα, η παρουσία κατακόρυφου shear καθώς και μια επαρκής ποσότητα δυνητικά διαθέσιμης ενέργειας [π.χ. Johns and Doswell 1992; Doswell et al. 1996; Rudolf et al. 2009].

Η ανάλυση των καιρικών συστημάτων που επηρέασαν την περιοχή ενδιαφέροντος σε σχέση με την εμφάνιση έντονων ριπών ανέμου, καθώς και ο συσχετισμός αυτών με τις καταγεγραμμένες ηλεκτρικές εκκενώσεις την κατά την περίοδο 2012-2014, αναλύεται με τη βοήθεια τεσσάρων μετεωρολογικών παραμέτρων: τους θερμοδυναμικούς δείκτες Convective Available Potential Energy (CAPE) και Total Totals Index (TTI), την ταχύτητα του ανέμου στα 500 hPa καθώς και τον κατακόρυφο διατμητικό άνεμο (wind shear) μεταξύ 1000 hPa και 500 hPa. Οι παράμετροι αυτές που χρησιμοποιούνται για την διάγνωση της πιθανότητας εκδήλωσης καταιγίδων και των επακόλουθων ηλεκτρικών εκκενώσεων μπορούν είτε να καταγραφούν με την βοήθεια ραδιοβολίδων, να ληφθούν από τα αριθμητικά μοντέλα πρόγνωσης (Davis 2001) ή ακόμα και από μετεωρολογικούς δορυφόρους. Στην συγκεκριμένη περίπτωση τα δεδομένα είναι προϊόντα Reanalysis που προέρχονται από τη βάση ERA5 του Copernicus Climate Change Service information (C3S, ημερομηνία πρόσβασης 25 Σεπτεμβρίου 2020) (Hersbach et al. 2020) για την αντίστοιχη χρονική περίοδο. Η χωρική τους ανάλυση είναι $0,25^\circ \times 0,25^\circ$ ενώ η αντίστοιχη χρονική 1 ώρα.

5.5.1 Convective Available Potential Energy – CAPE

Ο δείκτης CAPE αποτελεί ένα πολύ γνωστό και ιδιαίτερα χρησιμοποιούμενο εργαλείο προκειμένου να ανιχνευθεί η πιθανότητα εκδήλωσης καταιγίδων σε μία περιοχή. Η τιμή του δείκτη 250 J.kg^{-1} αποτελεί το βασικό όριο διαχωρισμού μεταξύ ημερών με αυξημένη πιθανότητα εκδήλωσης καταιγίδας ή όχι (Kaltenböck et al. 2009). Επιπλέον είναι δυνατόν να ανιχνευθούν και πιθανές περιπτώσεις εμφάνισης έντονων καιρικών φαινομένων, όπως οι έντονες ριπές ανέμου και το χαλάζι. Στο σχήμα 5.5a παρουσιάζεται η κατανομή των συνολικών παρατηρούμενων ριπών ανέμου, των ηλεκτρικών εκκενώσεων, καθώς και των περιπτώσεων ριπών ανέμου που δεν είναι αποτέλεσμα καταιγίδων, συναρτήσει του CAPE. Στη συγκεκριμένη περίπτωση ο δείκτης αυτός μπορεί να χρησιμοποιηθεί κατά βάση για το διαχωρισμό μεταξύ παρατηρούμενων ηλεκτρικών εκκενώσεων και έντονων-καταστροφικών ριπών ανέμου, καθώς η εμφάνιση τους δεν είναι το αποτέλεσμα αποκλειστικά και μόνο εκδήλωσης ηλεκτρικών εκκενώσεων αλλά του συνόλου των συνθηκών. Θα πρέπει εδώ να τονιστεί το γεγονός ότι ο συγκεκριμένος δείκτης συνδέεται περισσότερο με περιπτώσεις ατμοσφαιρικής αστάθειας προερχόμενες όχι από την ανάπτυξη και διέλευση οργανωμένων καιρικών συστημάτων, αλλά από τοπικού χαρακτήρα αίτια (π.χ. καλοκαιρινή-θερμική αστάθεια, ύπαρξη ψυχρής «λίμνης» στην ανώτερη ατμόσφαιρα). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να μην αποτελεί αντιπροσωπευτικό παράγοντα για την εκτίμηση ύπαρξης ή μη ηλεκτρικής δραστηριότητας στην περιοχή ενδιαφέροντος, καθώς, όπως αναλύθηκε και προηγουμένως (ενότητα 5.4), οι ηλεκτρικές εκκενώσεις προέρχονται, σε μεγάλο βαθμό, από τη διέλευση

οργανωμένων καιρικών συστημάτων και πολύ λιγότερο από μεμονωμένες περιπτώσεις ατμοσφαιρικής αστάθειας.

5.5.2 Total Totals Index – TTI

Ο TTI είναι ένας δείκτης αστάθειας που χρησιμοποιείται ευρέως για την αρχική εκτίμηση της περιοχής εκδήλωσης καταιγίδων που συνοδεύονται από έντονα καιρικά φαινόμενα ιδιαίτερα στη Β. Αμερική (Peppier 1988). Ειδικότερα τιμές του δείκτη περίπου ίσες με 50 K ή και μεγαλύτερες αποτελούν ενισχυμένη ένδειξη για την δημιουργία έντονων Mesoscale Convective Systems, (π.χ. Maddox 1983; Velasco and Fritsch 1987). Στο σχήμα 5.5b παρουσιάζεται η κατανομή των συνολικά παρατηρούμενων ριπών ανέμου, των ηλεκτρικών εκκενώσεων, καθώς και των περιπτώσεων ριπών ανέμου που δεν είναι αποτέλεσμα καταιγίδων συναρτήσει του TTI. Στο σχήμα φαίνεται η προτίμηση των έντονων ριπών ανέμου όπως επίσης και των παρατηρούμενων ηλεκτρικών εκκενώσεων για τιμές του συγκεκριμένου δείκτη γύρω στους 50 K. Ακόμα, είναι φανερό πως οι περιπτώσεις ριπών ανέμου που δεν είναι το αποτέλεσμα παρουσίας καταιγίδων στην περιοχή, αντιστοιχούν σε τιμές του δείκτη κάτω των 50 K και κοντά στους 40 K, φανερώνοντας την ύπαρξη κάποιου άλλου αιτίου στο οποίο και οφείλονται οι ριπές αυτές.

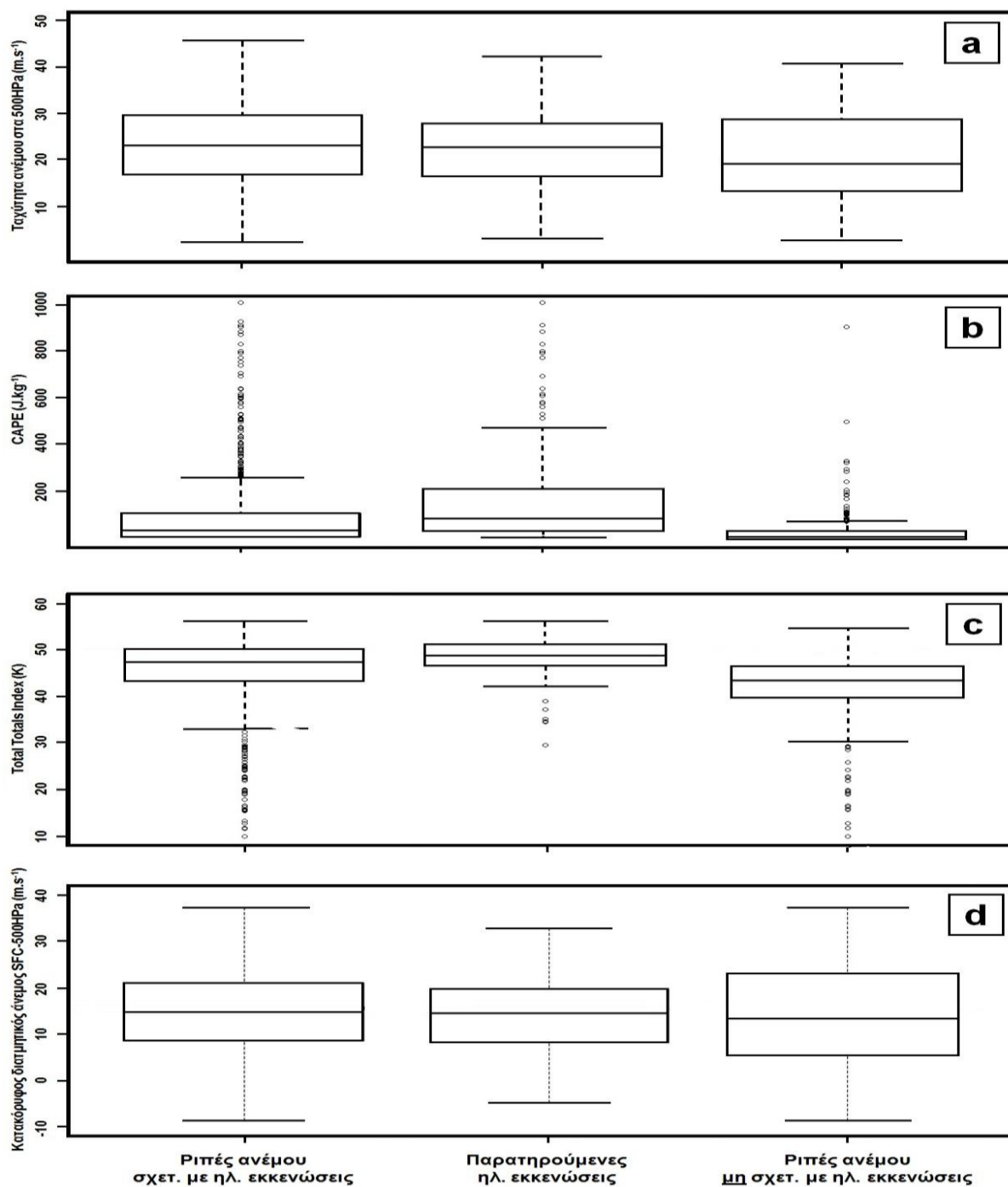
5.5.3 Ταχύτητα Ανέμου στα 500 hPa

Τα 500 hPa είναι ένα ιδιαίτερος σημαντικό ισοβαρικό επίπεδο για την αποτύπωση και ανάλυση της κατάστασης της ατμόσφαιρας, οπότε και η ταχύτητα του ανέμου στη στάθμη αυτή αποτελεί αντιπροσωπευτική παράμετρο της μέσης τροπόσφαιρας. Μεγάλες ταχύτητες στο επίπεδο αυτό συνδέονται με την εμφάνιση έντονων καιρικών καταστάσεων (Dotzek et al., 2009). Ιδιαίτερα δε σε οργανωμένες τοπικές καταιγίδες, η τα καθοδικά ρεύματα στο πίσω μέρος τους (rear-flank downdraft – RDF) ή η εισροή ξηρού αέρα (dry rear inflow) εμφανίζεται ευκολότερα όταν οι ταχύτητες του ανέμου στα 500 hPa είναι μεγάλες (Kaltenböck 2004). Από την ανάλυση του ανέμου στην συγκεκριμένη ισοβαρική στάθμη, προκύπτει πως ταχύτητες ανέμου της τάξης των 20 m.s^{-1} (Σχήμα 5.5c) αποτελούν το όριο τόσο εκδήλωσης ηλεκτρικών εκκενώσεων όσο και εκδήλωσης έντονων ριπών ανέμου που σχετίζονται έμμεσα ή άμεσα με τις εκκενώσεις αυτές. Από την άλλη, οι περιπτώσεις ριπών ανέμου που δεν συνοδεύουν τα καταιγιδοφόρα νέφη αντιστοιχούν σε μικρότερες τιμές.

5.5.4 Κατακόρυφος διατμητικός άνεμος 1000-500 hPa

Το εύρος της διαφοράς μεταξύ των ανέμων του χαμηλού επιπέδου (1000 hPa) και της μέσης και ανώτερης ατμόσφαιρας (500 hPa) –κατακόρυφος διατμητικός άνεμος– εξετάζεται ως

ένας επιπλέον δείκτης εκδήλωσης ατμοσφαιρικής αστάθειας για την περίοδο και περιοχή



Σχήμα 5.5. Διαγράμματα συχνοτήτων εμφάνισης του συνολικού αριθμού ηλεκτρικών εκκενώσεων, ριπών ανέμου σχετιζόμενες ή μη σχετιζόμενες με τις εκκενώσεις για: a. ταχύτητα ανέμου στα 500 hPa b. CAPE, c. Total Totals Index, και d. κατακόρυφος διατμητικός άνεμος μεταξύ 1000 hPa και 500 hPa.

ενδιαφέροντος. Όπως προκύπτει από την ανάλυση των δεδομένων, μεγαλύτερες τιμές συνδέονται με την παρουσία καταιγίδων με εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων, ενώ και η εμφάνιση έντονων ριπών ανέμου που συνοδεύουν τις καιρικές αυτές καταστάσεις σχετίζονται με παρόμοιες τιμές. Τιμές του κατακόρυφου shear της τάξης των 15 m.s⁻¹ περίπου (Σχήμα

5.5d) αποτελούν το όριο διάκρισης μεταξύ των έντονων ριπών ανέμου που προέρχονται από την παρουσία καταιγίδων και αυτών που έχουν άλλη προέλευση. Επιπροσθέτως, το 50% περίπου των περιπτώσεων τόσο των παρατηρούμενων εκκενώσεων όσο και των ριπών οι οποίες τις συνοδεύουν βρίσκεται στην περιοχή γύρω από το όριο των 15 m.s^{-1} , μεταξύ της περιοχής 25^{th} και 75^{th} του εύρους διακύμανσής τους. Αντιθέτως, στην περίπτωση των ριπών ανέμου που δεν προέρχονται από την εκδήλωση τέτοιου φαινομένου, το αντίστοιχο εύρος τιμών είναι πολύ μεγαλύτερο και ως μέση τιμή έχει περίπου τα 10 m.s^{-1} . Παρόμοια είναι τα αποτελέσματα εργασιών που μελετούν τις περιπτώσεις εκδήλωσης έντονων φαινομένων που σχετίζονται με καταιγιδοφόρα συστήματα [π.χ. Rasmussen and Blanchard (1998); Schmid et al. (2000); Kaltenböck et al. (2009)].

5.5.5 Ανάπτυξη προτύπου ΤΝΔ

Το πρότυπο που χρησιμοποιείται για την εκτίμηση εκδήλωσης ηλεκτρικών εκκενώσεων και έντονων ριπών ανέμου, για την επόμενη ώρα βασίζεται στο εμπρόσθιας τροφοδοσίας νευρωνικό δίκτυο (ΤΝΔ FF), ενός κρυφού επιπέδου, με την προσθήκη του αλγόριθμου BFGS προκειμένου για τη βελτιστοποίηση του προτύπου στη φάση εκπαίδευσής του (αναλυτική περιγραφή στις ενότητες 2.1.2.1 και 2.2.2.1). Τα συγκεκριμένα δίκτυα, όπως έχει ήδη αναφερθεί, έχουν χρησιμοποιηθεί σε ένα μεγάλο αριθμό εφαρμογών, εξαιτίας της ικανότητάς τους να αποκρυπτογραφούν εύκολα τη σχέση δεδομένων εισόδου-εξόδου (Zhang et al. 1995; Wei et al. 2000). Η σιγμοειδής συνάρτηση χρησιμοποιείται για την ενεργοποίηση του μοντέλου, ενώ η αντίστοιχη γραμμική στην έξοδό του. Η γενική μορφή του αναπαρίσταται από την εξίσωση 5.1:

$$y_k = f_o \left(a_k + \sum_h w_{hk} f_h \left(a_h + \sum_i w_{ih} x_i \right) \right) \quad (5.1)$$

όπου x_i τα δεδομένα εισόδου στο δίκτυο, a_k και a_h οι συντελεστές κλίσης μεταξύ των επιπέδων (bias) και w_{hk} και w_{ih} οι αντίστοιχοι συντελεστές στάθμισης. Οι συγκεκριμένες παράμετροι καθορίζονται κατά τη φάση εκπαίδευσης του προτύπου στη βάση της διαδικασίας δοκιμής-και-σφάλματος.

Οι ωριαίες τιμές του προηγούμενου χρονικού βήματος (οι τιμές της προηγούμενης ώρας) των θερμοδυναμικών παραμέτρων CAPE και TTI, καθώς και αυτών των ταχυτήτων ανέμου στα 500 hPa και του κατακόρυφου διαμητικού ανέμου μεταξύ 1000-500 hPa, αποτελούν τις βασικές μεταβλητές εισόδου του προτύπου. Επιπρόσθετα, η πρώτη παρελθούσα τιμή της διαφοράς της ωριαίας μέσης μέγιστης ταχύτητας ανέμου από την αντίστοιχη μέση ταχύτητα, καθώς και της απόλυτης μέγιστης ταχύτητας του ανέμου,

συμπληρώνουν το σετ των πιθανών δεδομένων εισόδου. Ως έξοδοι του προτύπου θεωρούνται η εμφάνιση ή μη έντονης ριπής ανέμου καθώς και η εκδήλωση ή όχι ηλεκτρικής εκκένωσης στο επόμενο χρονικό βήμα. Πρέπει επίσης να τονιστεί πως, οι δύο τελευταίες μεταβλητές παραμετροποιούνται ως εξής:

α. η μη εκδήλωση του αντίστοιχου φαινομένου σε διάστημα μιας ώρας αντιστοιχεί στην τιμή 0,

β. η εκδήλωση του φαινομένου εντός μίας ώρας λαμβάνει την τιμή 1.

Από τα διαθέσιμα δεδομένα, αυτά ενός έτους, από 1-1-2012 έως και 31-12-2012, χρησιμοποιήθηκαν για την εκπαίδευση του προτεινόμενου προτύπου και τον καθορισμό της τοπολογίας του. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται κάθε φορά που το διάνυσμα εισόδου αλλάζει. Τέλος στον Πίνακα 5.3 παρουσιάζονται τα πρότυπα με τις διαφορετικές διαμορφώσεις που εξετάζονται.

Πίνακας 5.3. Ανεπτυγμένα πρότυπα με τις αντίστοιχες διαμορφώσεις.

Πρότυπο	Διάνυσμα δεδομένων εισόδου	Τοπολογία δικτύου	
		Ριπές ανέμου	Ηλεκτρικές εκκενώσεις
1	lag-1 Απόλυτη μέγιστη ταχ. ανέμου	1-2-1	1-2-1
2	lag-1 Απόλυτη μέγιστη ταχ. ανέμου, TTI	2-4-1	2-2-1
3	lag-1 Απόλυτη μέγιστη ταχ. ανέμου, TTI, CAPE	3-5-1	3-4-1
4	lag-1 Απόλυτη μέγιστη ταχ. ανέμου, TTI, CAPE, ταχ. ανέμου στα 500hPa	4-7-1	4-6-1
5	lag-1 Απόλυτη μέγιστη ταχ. ανέμου, TTI, CAPE, ταχ. ανέμου στα 500hPa, Κατακόρυφος διατμητικός άνεμος 0-6km	5-10-1	5-7-1
6	lag-1 Απόλυτη μέγιστη ταχ. ανέμου, TTI, CAPE, ταχ. ανέμου στα 500hPa, Κατακόρυφος διατμητικός άνεμος 0-6km, Διαφορά Μέσης μέγιστης-Μέσης ωριαίας ταχύτητας ανέμου	7-14-1	7-12-1
7	lag-1 TTI, CAPE, ταχ. ανέμου στα 500hPa, Κατακόρυφος διατμητικός άνεμος 0-6km	4-8-1	4-6-1

lag-1: η πρώτη παρελθούσα τιμή της μεταβλητής

5.6 Αποτελέσματα

5.6.1 Φάση εκπαίδευσης

Στον Πίνακα 5.4 παρουσιάζονται τα στατιστικά αποτελέσματα κατά τη φάση εκπαίδευσης των προτεινόμενων προτύπων. Μπορούμε να παρατηρήσουμε ότι την καλύτερη απόδοση κατά την εκτίμηση των περιπτώσεων εμφάνισης ριπών ανέμου παρουσιάζει το πρότυπο #6, ενώ των αντίστοιχων ηλεκτρικών εκκενώσεων το πρότυπο #5. Επιπλέον, όπως προκύπτει από την ανάλυση των αποτελεσμάτων, τα σφάλματα μειώνονται κάθε φορά που προστίθεται μια νέα παράμετρος στο διάνυσμα εισόδου. Το γεγονός αυτό είναι πιο εμφανές στην περίπτωση των ριπών ανέμου, όπου οι τιμές των RMSE και MAPE βελτιώνονται τελικά κατά 52% και 74% αντιστοίχως. Η βελτίωση που σημειώνεται στην περίπτωση των ηλεκτρικών εκκενώσεων είναι μικρότερη και φτάνει τελικά το 22% και 29% αντίστοιχα. Θα πρέπει να τονιστεί ότι το πρότυπο #7 που χρησιμοποιεί ως δεδομένα εισόδου τους δύο θερμοδυναμικούς δείκτες (CAPE, TTI), όπως επίσης και την ταχύτητα στη στάθμη των 500 hPa και τον διατμητικό άνεμο μεταξύ 1000-500 hPa, παρουσιάζει τα υψηλότερα σφάλματα. Αυτό εκτιμάται πως οφείλεται είτε στην αβεβαιότητα που συνοδεύει τις παραμέτρους αυτές (καθώς αποτελούν προϊόν reanalysis), είτε στο ότι παρέχουν μια γενικότερη εκτίμηση των μελλοντικών καιρικών συνθηκών, όπως είναι η πιθανότητα καταιγίδων και η έντασή τους.

Πίνακας 5.4. Στατιστικά αποτελέσματα των προτεινόμενων προτύπων κατά την φάση εκπαίδευσής τους.

Παράμετρος		Πρότυπα						
		1	2	3	4	5	6	7
Ριπές ανέμου	RMSE	0,13	0,11	0,12	0,11	0,10	0,063	0,14
	MAE	0,034	0,027	0,029	0,026	0,026	0,009	0,044
	R ²	0,35	0,46	0,45	0,53	0,55	0,84	0,24
Ηλεκτρικές εκκενώσεις	RMSE	0,092	0,09	0,088	0,087	0,072	0,081	0,087
	MAE	0,017	0,017	0,016	0,017	0,012	0,014	0,016
	R ²	0,06	0,11	0,13	0,15	0,43	0,28	0,16

5.6.2 Αξιολόγηση προγνώσεων

Προκειμένου να αξιολογηθεί η ικανότητα των προτεινόμενων προτύπων στην πρόγνωση έντονων ριπών ανέμου και εκδήλωσης ηλεκτρικών εκκενώσεων, χρησιμοποιήθηκαν οκτώ χρονικές περίοδοι από τα δεδομένα που δεν χρησιμοποιούνται για την εκπαίδευση των προτύπων, και για το λόγο αυτό θεωρούνται άγνωστα σε αυτά. Οι

περίοδοι αυτοί αποτελούνται από διαστήματα 24 έως και 72 ωρών, παρουσιάζονται αναλυτικά στο Πίνακα 5.5 και αντιπροσωπεύουν διαφορετικές καιρικές καταστάσεις κατά την εξεταζόμενη περίοδο. Πιο συγκεκριμένα, οι τρεις πρώτοι περίοδοι αντιστοιχούν σε διελεύσεις οργανωμένων χαμηλών συστημάτων με μετωπική δραστηριότητα. Οι επόμενες τρεις είναι αντιπροσωπευτικές περιπτώσεις συνθηκών ατμοσφαιρικής (ή και θερμικής) αστάθειας, ενώ οι δύο τελευταίες αντιστοιχούν σε περιπτώσεις διέλευσης αυλώνων ύφεσης στην ανώτερη ατμόσφαιρα (trough στα 500 hPa).

Πίνακας 5.5. Χρονικές περίοδοι αξιολόγησης των παραγόμενων προγνώσεων.

Περίπτωση	Ημερομηνία	Καιρική κατάσταση
1	18/1/2013	Μετωπική δραστηριότητα
2	24/1/2013	Μετωπική δραστηριότητα
3	28-29/12/2014	Μετωπική δραστηριότητα
4	13/5/2013	Θερμική αστάθεια
5	5/6/2013	Θερμική αστάθεια
6	8-10/7/2013	Θερμική αστάθεια
7	27-28/3/2014	Trough
8	23-24/10/2014	Trough

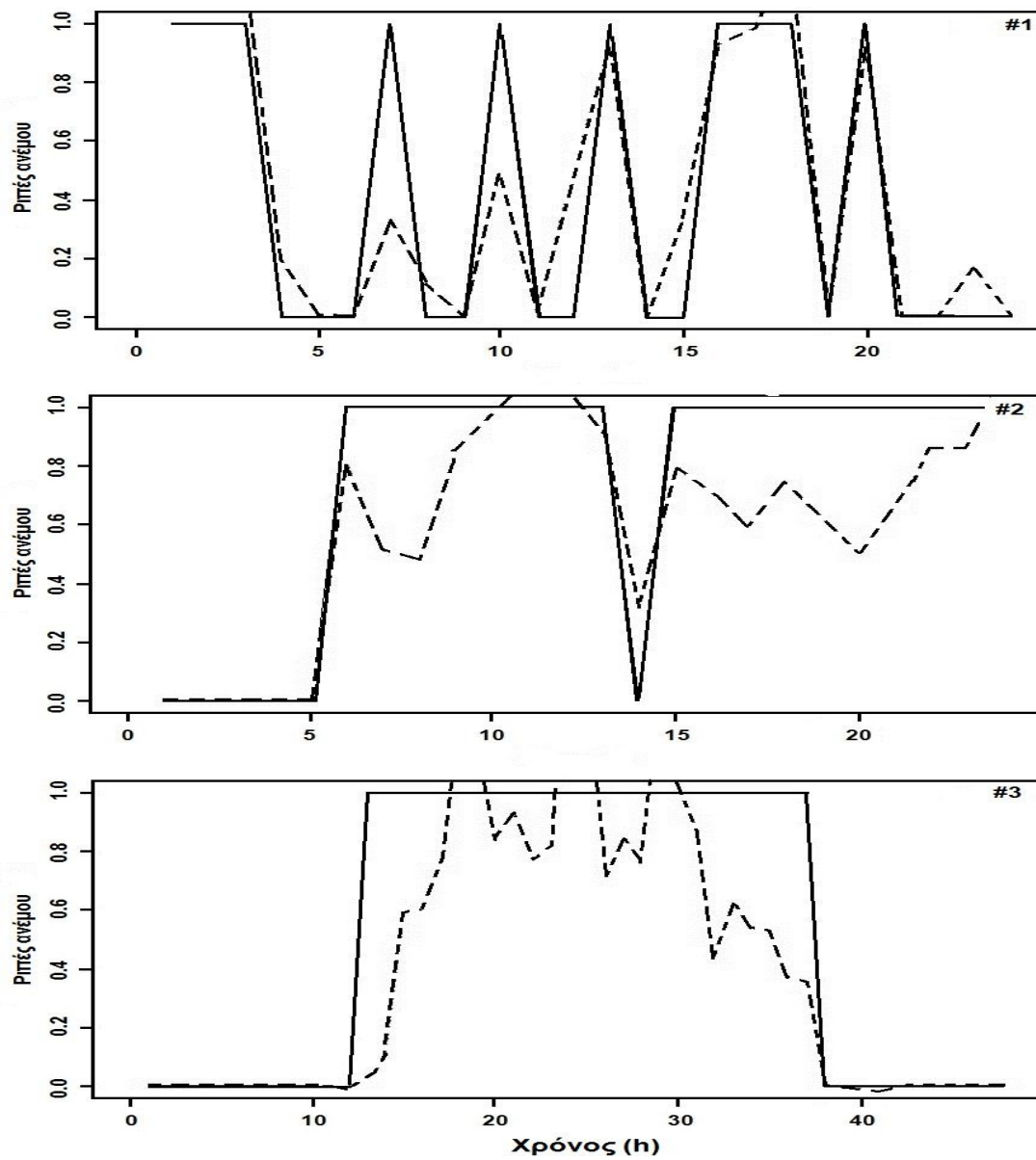
Στο Πίνακα 5.6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα πρόγνωσης εκδήλωσης ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων στην περιοχή μελέτης και για τις οκτώ επιλεγμένες χρονικές περιόδους. Είναι προφανές πως η πρόγνωση των ριπών έχει πολύ καλύτερα αποτελέσματα σε σχέση με τα αντίστοιχα της πρόγνωσης των ηλεκτρικών εκκενώσεων. Επιπρόσθετα, στις περιπτώσεις μεμονωμένων καταιγίδων λόγω ατμοσφαιρικής αστάθειας (περίοδοι 4 έως 6), η πρόγνωση παρουσιάζει μικρότερα σφάλματα οδηγώντας σε αποτελέσματα που προσεγγίζουν περισσότερο την πραγματική εικόνα.

Στα Σχήματα 5.6 έως 5.11 που ακολουθούν παρουσιάζονται γραφικά τα αποτελέσματα της πρόγνωσης των υπό εξέταση παραμέτρων για τις 8 αντίστοιχες χρονικές περιόδους. Όπως ήδη αναφέρθηκε, τα αποτελέσματα πρόγνωσης των ριπών ανέμου ακολουθούν σε μεγάλο ποσοστό τη διακύμανση της πραγματικής εικόνας, με βασική διαφοροποίηση το γεγονός πως στις περισσότερες περιπτώσεις τα αποτελέσματα υποεκτιμούν την πραγματικότητα. Αυτό πιθανώς να οφείλεται στην αρχική φάση της διαδικασίας, και ειδικότερα κατά τη φάση επεξεργασίας των δεδομένων εισόδου στο πρότυπο ΤΝΔ. Από την άλλη, τα παραγόμενα αποτελέσματα των ηλεκτρικών εκκενώσεων παρουσιάζουν σημαντικές αποκλίσεις σε σχέση με την πραγματική εικόνα. Και στην περίπτωση αυτή τα αποτελέσματα είναι υποεκτιμημένα σε σχέση με τις πραγματικές τιμές, και μάλιστα σε μεγαλύτερο βαθμό.

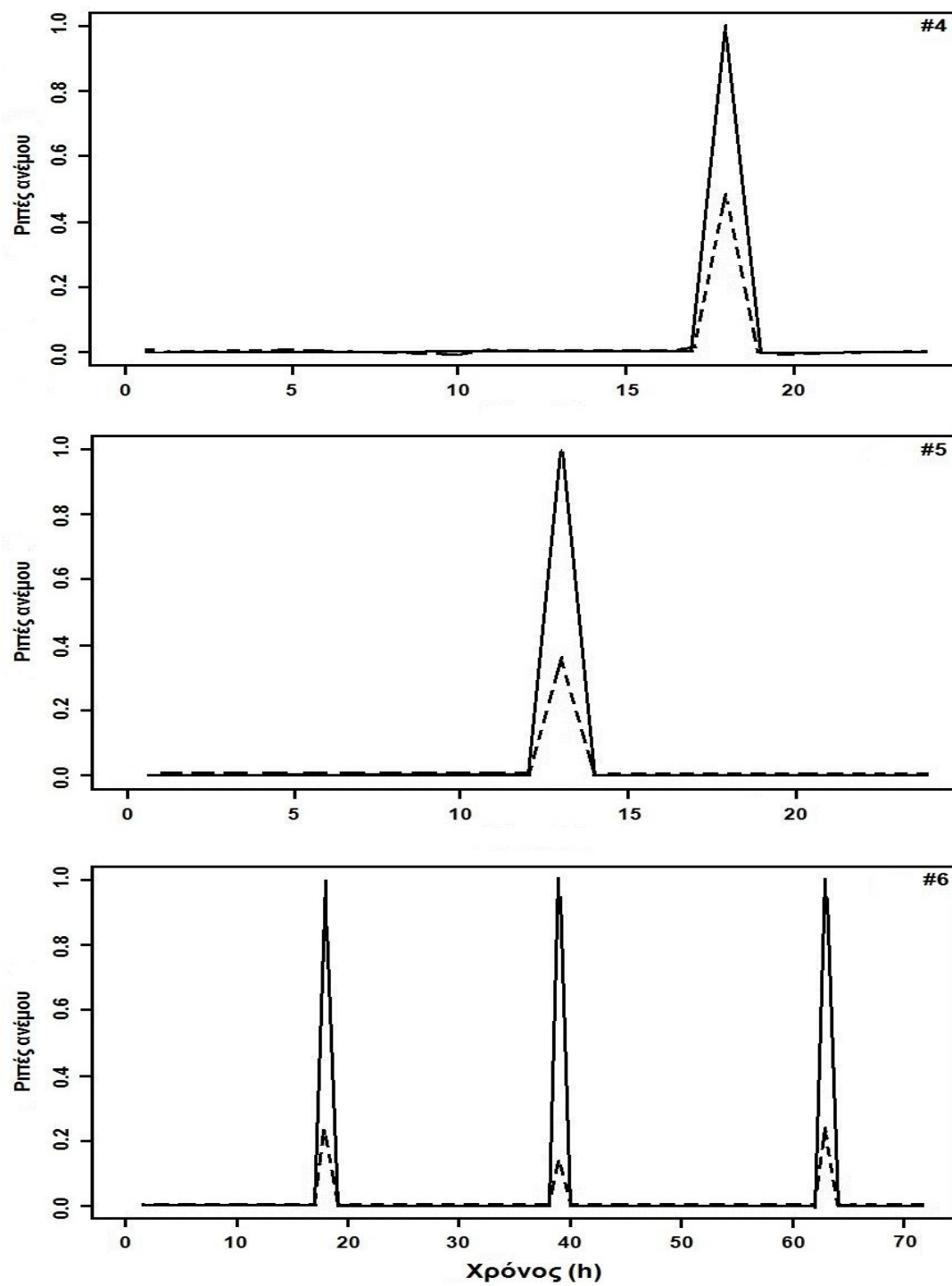
Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη μειωμένη αποτύπωση της εκτιμώμενης ύπαρξης ή όχι ηλεκτρικής δραστηριότητας το επόμενο χρονικό διάστημα, οδηγώντας σε αποτελέσματα με μεγαλύτερα σφάλματα και, ως εκ τούτου μικρότερης αξιοπιστίας και χρησιμότητας.

Πίνακας 5.6. Αποτελέσματα πρόγνωσης εκδήλωσης ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων.

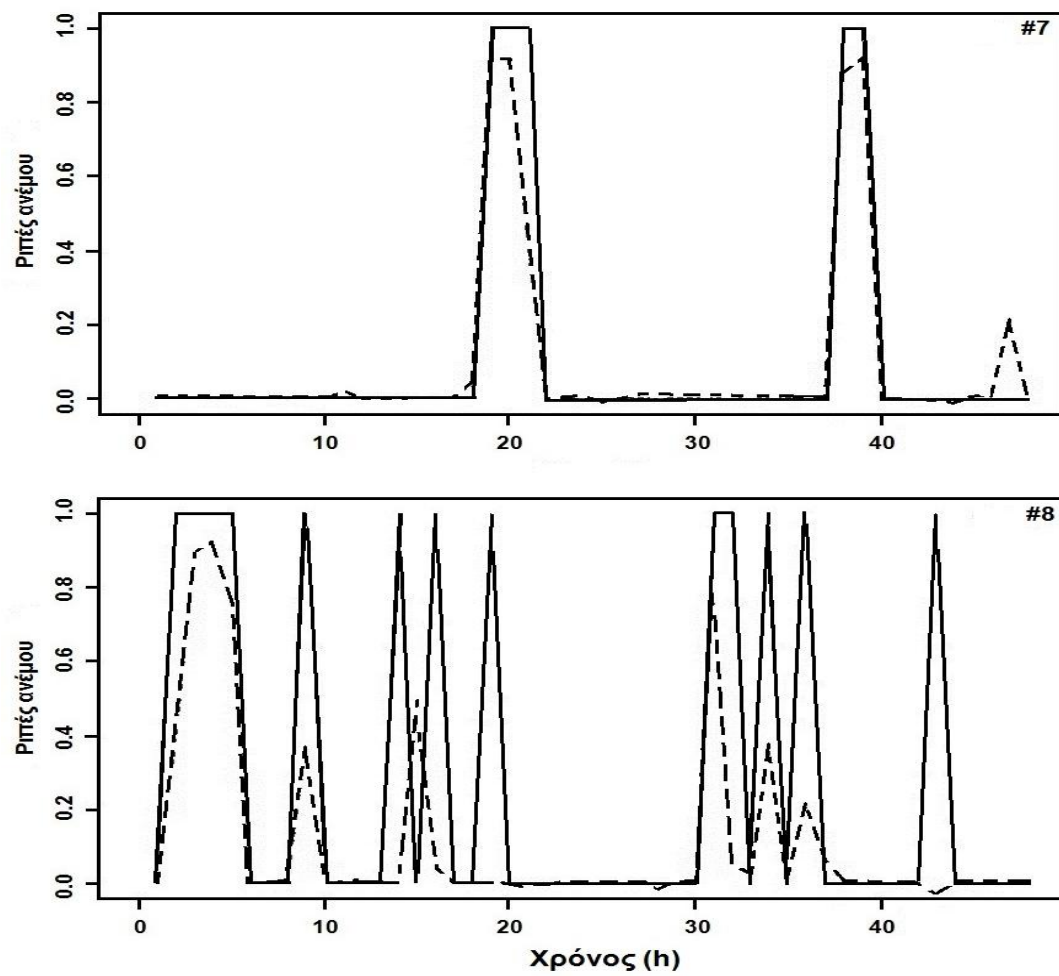
		Περιπτώσεις μελέτης								
		1	2	3	4	5	6	7	8	M.O.
Ριπές ανέμου	RMSE	0,23	0,26	0,31	0,11	0,13	0,16	0,10	0,38	0,21
	MAE	0,14	0,20	0,19	0,023	0,028	0,034	0,028	0,18	0,10
	R ²	0,78	0,75	0,68	0,99	0,99	0,94	0,91	0,39	0,80
Ηλεκτρικές εκκενώσεις	RMSE	0,50	0,53	0,34	0,20	0,21	0,20	0,24	0,36	0,32
	MAE	0,35	0,36	0,14	0,048	0,049	0,048	0,090	0,15	0,15
	R ²	0,0	0,0	0,29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,18	0,06



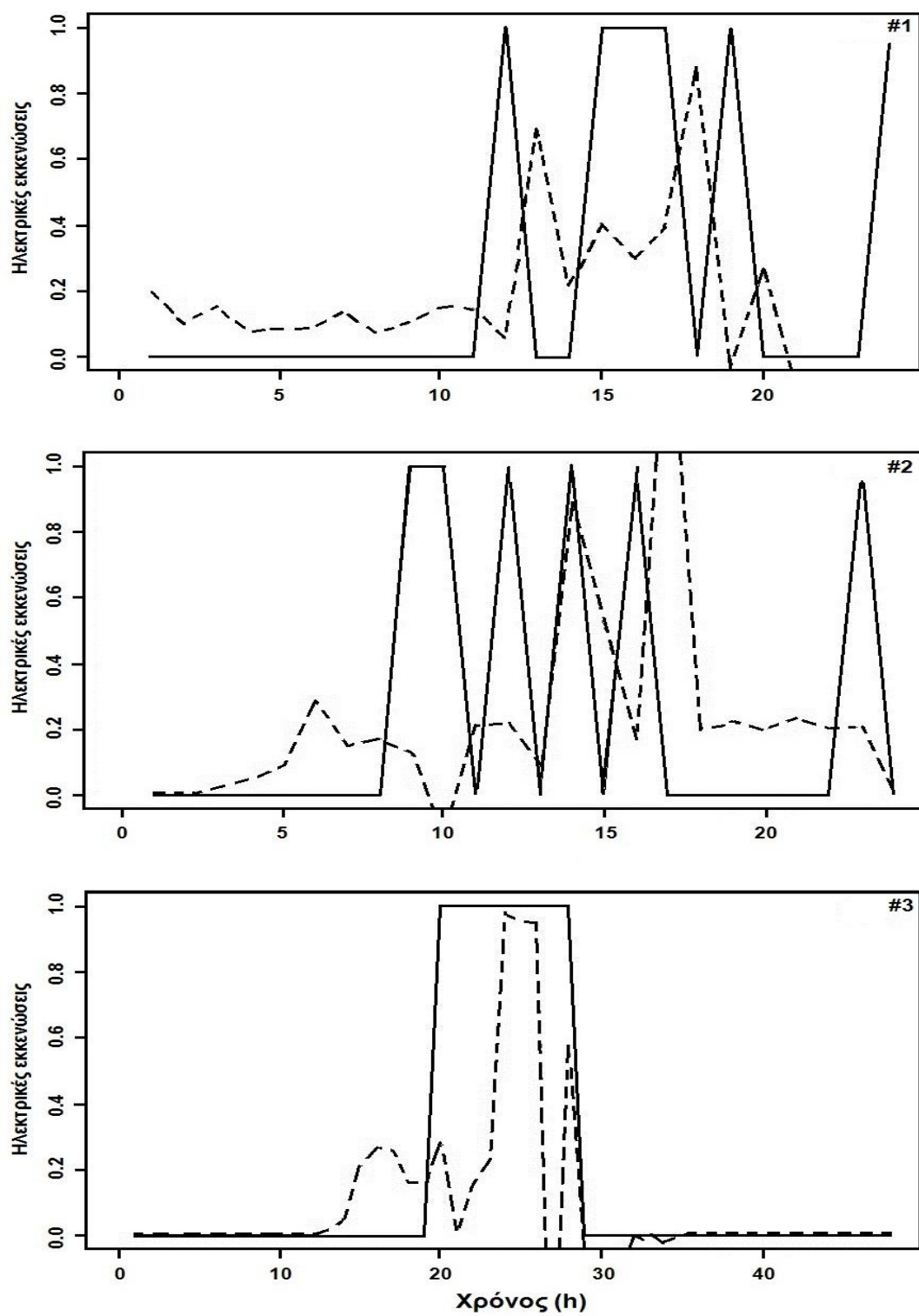
Σχήμα 5.6. Εκτίμηση (διακεκομμένη γραμμή) και παρατηρούμενη (συμπαγής γραμμή) εκδήλωση ριπών ανέμου (y-άξονας), για τις υπό εξέταση περιόδους 1 έως 3.



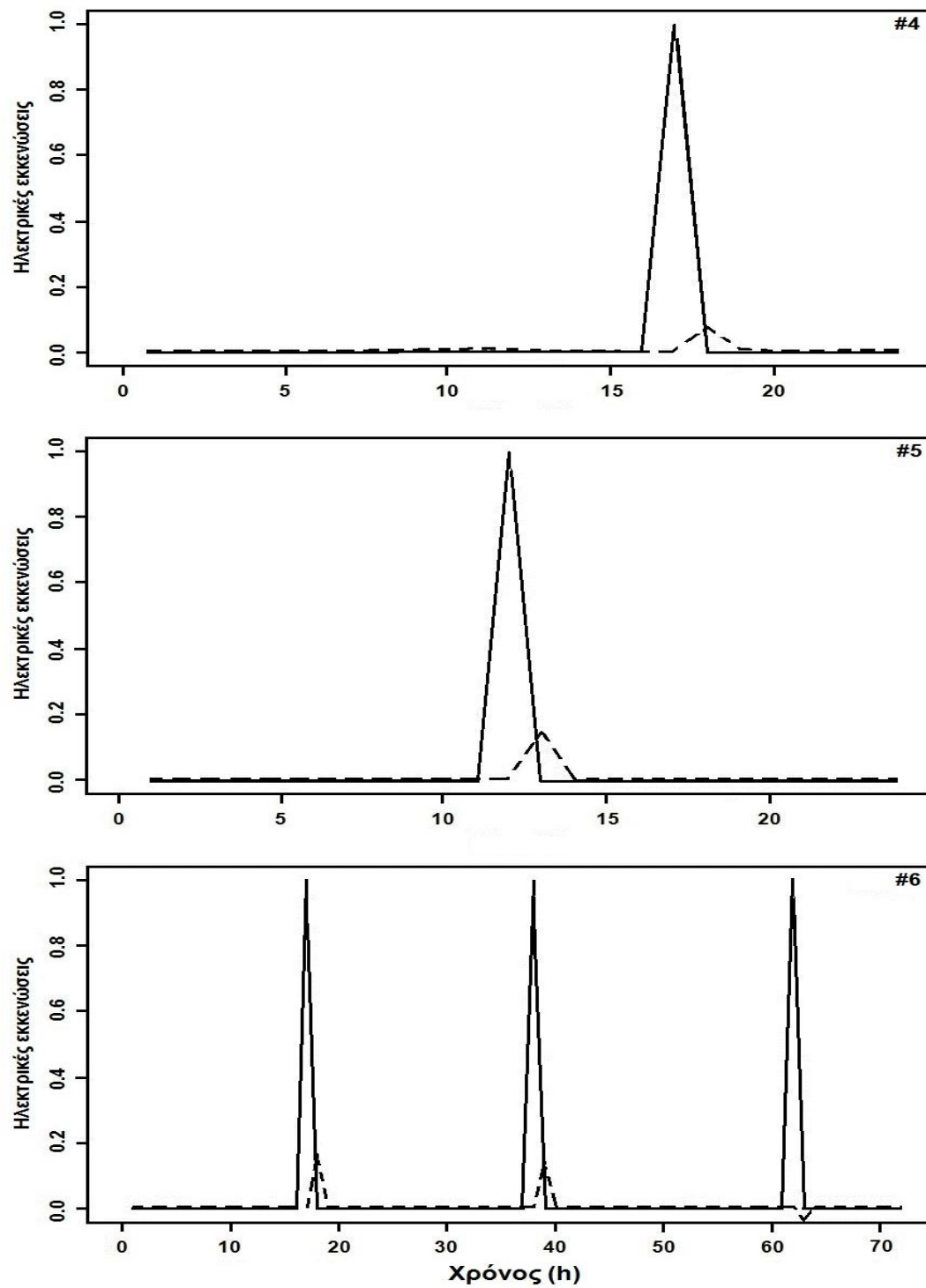
Σχήμα 5.7. Όμοια με το Σχήμα 5.6 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 4 έως 6.



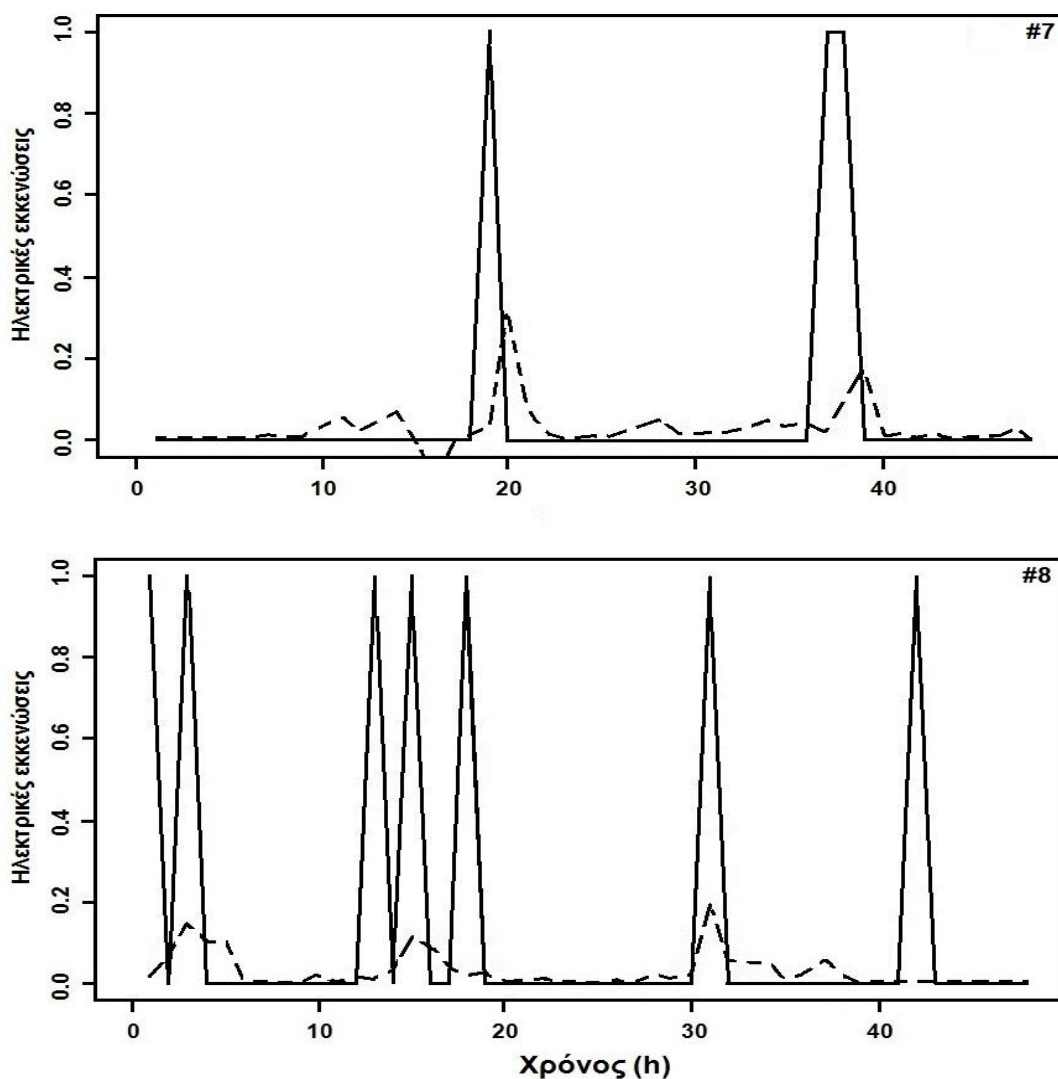
Σχήμα 5.8. Όμοια με το Σχήμα 5.6 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 7 και 8.



Σχήμα 5.9. Εκτίμηση (διακεκομμένη γραμμή) και παρατηρούμενη (συμπανής γραμμή) εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων (y-άξονας), για τις υπό εξέταση περιόδους 1 έως 3.



Σχήμα 5.10. Όμοια με το Σχήμα 5.9 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 4 έως 6.



Σχήμα 5.11. Όμοια με το Σχήμα 5.9 αλλά για τις υπό εξέταση περιόδους 7 και 8.

5.7 Συμπεράσματα – Συζήτηση

Από την ανάλυση των διατιθέμενων δεδομένων προκύπτει πως η κατανομή των ριπών ανέμου, όπως αυτές ορίστηκαν στην ενότητα 5.2.1, καθώς και αυτή των ηλεκτρικών εκκενώσεων, παρουσιάζουν παρόμοια εποχιακή αλλά και ημερήσια διακύμανση ($R^2=0,74$). Συγκεκριμένα, και οι δύο εξεταζόμενες παράμετροι παρουσιάζουν μέγιστο κατά τους χειμερινούς μήνες του έτους, ενώ αναφορικά με την ημερήσια εμφάνισή τους αυτή παρουσιάζει μέγιστο κατά τις θερμές ώρες της ημέρας, ακολουθούμενη από ένα δεύτερο περί τα μεσάνυχτα. Από την επεξεργασία των αποτελεσμάτων προκύπτει επίσης ότι ποσοστό άνω του 65% των παρατηρούμενων έντονων ριπών ανέμου σχετίζεται έμμεσα ή άμεσα με την ύπαρξη καταιγιδοφόρων νεφών με επακόλουθη ηλεκτρική δραστηριότητα στην περιοχή ενδιαφέροντος. Από την άλλη, το μεγαλύτερο ποσοστό (σχεδόν 90%) των παρατηρούμενων ηλεκτρικών εκκενώσεων στην περιοχή συνοδεύεται από έντονες ριπές

ανέμου, ενώ ένα μικρό ποσοστό αυτών (12%) δεν αντιστοιχεί σε εκδήλωση έντονης ριπής ανέμου.

Είναι φανερό πως, ένα μεγάλο μέρος των ενισχυμένων ανέμων με τις συνεπακόλουθες έντονες ριπές τους έχει ως βασική αιτία την ανάπτυξη καταιγιδοφόρων νεφικών συστημάτων, συνοδευόμενων από εκδήλωση ηλεκτρικών εκκενώσεων. Βέβαια, υπάρχει ένα ποσοστό των ριπών αυτών (30-35%) που οφείλεται σε άλλους παράγοντες, όπως σε ισχυρούς ανέμους λόγω ανάγλυφου, ενισχυμένης ροής λόγω τύρβης εξαιτίας ενισχυμένων ανώτερων ανέμων κατά την προσέγγιση ατμοσφαιρικής διαταραχής, ή ακόμα και διέλευσης τέτοιας διαταραχής στην ευρύτερη περιοχή που όμως δεν συνοδεύεται από καιρικά φαινόμενα. Παρόλα αυτά, εκείνο που μπορεί να συμπεράνουμε είναι πως η ύπαρξη καιρικών καταστάσεων που ευνοούν την εκδήλωση καταιγίδων και, κατ' επέκταση, ηλεκτρικών εκκενώσεων στην περιοχή έχουν ως συνέπεια την εμφάνιση ριπαίων ανέμων, συνθήκες που με τη σειρά τους μπορούν να δημιουργήσουν σημαντικά προβλήματα στη λειτουργία ενός αιολικού πάρκου. Τέτοια προβλήματα μπορεί να περιλαμβάνουν παύση εργασιών συντήρησης, καταπόνηση του εξοπλισμού και πιθανώς παύση παραγωγής ενέργειας εξαιτίας του σταματήματος των ανεμογεννητριών.

Στο δεύτερο μέρος της εργασίας αναλύθηκαν οι παρατηρούμενες ριπές ανέμου και ηλεκτρικές εκκενώσεις σε σχέση με τέσσερις παραμέτρους, τους θερμοδυναμικές δείκτες CAPE, TTI, καθώς και την ταχύτητα του ανέμου στη στάθμη των 500 hPa και τον κατακόρυφο διατμητικό άνεμο μεταξύ 0–6 km (ή 1000–500 hPa). Επιπρόσθετα, παρουσιάστηκε η ανάπτυξη και εφαρμογή ενός FF TND για την πρόγνωση εκδήλωσης ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων την επόμενη ώρα. Όπως προέκυψε από τα αποτελέσματα, το πρότυπο κατάφερε σε μεγάλο βαθμό να εκτιμήσει την ύπαρξη ή όχι συμβάντων από τις δύο υπό εξέταση παραμέτρους. Μεταξύ των δύο, η πρόγνωση ριπών ανέμου είχε τα μικρότερα σφάλματα, ενώ η διακύμανση των εκτιμώμενων τιμών ακολουθούσε την αντίστοιχη των πραγματικών συμβάντων. Από την άλλη η πρόγνωση ηλεκτρικών εκκενώσεων εμφάνισε μικρότερη ακρίβεια με μεγαλύτερα σφάλματα. Ωστόσο, ακόμα και αν οι εκτιμώμενες τιμές παρουσιάζονταν αρκετά υποεκτιμημένες σε σχέση με τις πραγματικές, η διακύμανσή τους έτεινε να είναι παρόμοια με των πραγματικών εκκενώσεων, με αποτέλεσμα να δίνουν μια καλή ένδειξη για την πιθανότητα εκδήλωσης τους.

Ένα σημείο που επίσης αξίζει να τονιστεί είναι η σχέση πρόγνωσης και επικρατουσών καιρικών συνθηκών. Πράγματι, όταν ο καιρός στην περιοχή μελέτης είναι αποτέλεσμα ατμοσφαιρικής αστάθειας, η εκτίμηση των συμβάντων και για τις δύο υπό εξέταση παραμέτρους, προσεγγίζει καλύτερα την πραγματικότητα δίνοντας μικρότερα σφάλματα. Στις άλλες δύο περιπτώσεις καιρικών καταστάσεων (διέλευση οργανωμένων χαμηλών με

μετωπική δραστηριότητα και διερχόμενων διαταραχών-trough) από την περιοχή μελέτης, τα εκτιμώμενα συμβάντα ακολουθούν κατά κανόνα τη πραγματική εικόνα με μεγαλύτερες όμως αποκλίσεις, ενώ η πρόγνωση των ριπών ανέμου παρουσιάζει μεγαλύτερη ακρίβεια σε σχέση με την αντίστοιχη των ηλεκτρικών εκκενώσεων. Μία πιθανή αιτία μπορεί να είναι ο διαφορετικός αριθμός συμβάντων ανάμεσα στα είδη του παρατηρούμενου καιρού. Ενώ στις περιπτώσεις των εκκενώσεων και των έντονων ριπών που προέρχονται από συνθήκες αστάθειας είναι πολύ λίγα και μεμονωμένα, τα αντίστοιχα συμβάντα που προέρχονται από πιο οργανωμένες καιρικές καταστάσεις είναι περισσότερα σε αριθμό, ενώ έχουν και μεγαλύτερη και πιο έντονη διακύμανση κατά την περίοδο που λαμβάνουν χώρα. Ωστόσο, σε όλες τις περιπτώσεις είναι φανερό πως η εκτιμώμενες τιμές υπολείπονται των πραγματικών, ιδιαίτερα στην περίπτωση των ηλεκτρικών εκκενώσεων.

Ανακεφαλαιώνοντας, μπορούμε να αναφέρουμε πως η ακολουθούμενη διαδικασία οδηγεί σε μια αρκετά καλή προσέγγιση εκτίμησης εκδήλωσης τόσο των ριπών ανέμου όσο και των ηλεκτρικών εκκενώσεων, για την επόμενη ώρα, παρέχοντας τη δυνατότητα σχετικά έγκαιρης προειδοποίησης σε περιπτώσεις καιρικών καταστάσεων συνοδευόμενες από τέτοιου είδους φαινόμενα. Κοινωνικές ομάδες που πιθανό να ενδιαφέρονταν για τέτοιου είδους πληροφορίες είναι οι πάροχοι ασφαλιστικών υπηρεσιών όπως επίσης και οι εταιρείες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες δυνητικά θα μπορούσαν, κάνοντας χρήση της γνώσης αυτής, να εκτιμήσουν καλύτερα τους κινδύνους που σχετίζονται με τη διέλευση καταιγίδων από μια περιοχή.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Στα πλαίσια της παρούσας διατριβής παρουσιάσθηκε η ανάλυση και επεξεργασία δεδομένων, προερχόμενα από εν λειτουργία αιολικά πάρκα, με σκοπό την αξιοποίησή τους, αρχικά για την κατανόηση της συμπεριφοράς του ανέμου σε επιλεγμένα σημεία-στόχους και την καλύτερη προσομοίωσή του, και εν συνεχεία την συμπλήρωση των αντίστοιχων χρονοσειρών ταχύτητας, για την κάλυψη δεδομένων που λείπουν ή ακόμα και την επέκτασή τους για χρήση τους σε ανάλογες ανεμολογικές μελέτες. Ακολούθως παρουσιάσθηκε η ανάπτυξη μεθοδολογιών για την πρόγνωση της ταχύτητας του ανέμου, στο ύψος της ατράκτου ανεμογεννητριών που βρίσκονται σε διαφορετικές τοποθεσίες της Ελλάδας, καθώς επίσης και της παραγόμενης αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας, για χρονικό ορίζοντα 1 ώρας και διάστημα 24 ωρών. Στην συνέχεια αναλύθηκε η σχέση μεταξύ εκδήλωσης καταιγίδων συνοδευόμενες από ηλεκτρική δραστηριότητα και των απότομων μεταβολών στην ταχύτητα του ανέμου, ενώ τέλος παρουσιάσθηκε η διαδικασία εκτίμησης των συμβάντων αυτών στην ίδια περιοχή.

Τα αποτελέσματα και συμπεράσματα από τους παραπάνω στόχους αναλύθηκαν στα κεφάλαια που αποτελούν την παρούσα διατριβή. Τα κυριότερα σημεία αυτών είναι τα ακόλουθα:

α. Η χρήση των νευρωνικών δικτύων εμφανίζει την καλύτερη συμπεριφορά κατά την προσομοίωση της ταχύτητας του ανέμου σε ένα επιλεγμένο σημείο-στόχο, με τη χρήση χρονοσειρών αναφοράς από γειτονικά σημεία. Αυτό οφείλεται στην ικανότητα των συγκεκριμένων μοντέλων να «μαθαίνουν» τη σχέση μεταξύ των δεδομένων εισόδου-εξόδου κατά τη φάση εκπαίδευσής τους, με αποτέλεσμα την καλύτερη αποτύπωση της διακύμανσης της ταχύτητας του ανέμου στο σημείο ενδιαφέροντος, γεγονός που οδηγεί τελικά σε ακριβέστερα αποτελέσματα κατά τη διαδικασία προσομοίωσής της.

β. Η εφαρμογή του αλγορίθμου BFGS κατά την φάση εκπαίδευσης των ανεπτυγμένων νευρωνικών δικτύων βελτιώνει την προσαρμογή τους στα δεδομένα των χρονοσειρών-στόχων, με αποτέλεσμα μικρότερα σφάλματα κατά την εκτίμηση νέων τιμών.

γ. Η κατάλληλη επιλογή του αριθμού δεδομένων στην ανάπτυξη των νευρωνικών δικτύων κρίνεται ιδιαίτερα χρήσιμη, καθώς έχει ως αποτέλεσμα τη χρήση μικρότερου όγκου μεταβλητών, γεγονός που οδηγεί στην αποφυγή της υπερ-προσαρμογής (over-fitting) του προτύπου και τελικά στην παραγωγή ακριβέστερων εκτιμήσεων.

δ. Η δυνατότητα εκτίμησης της ταχύτητας ανέμου σε ένα σημείο-στόχο, ακόμα και στην περίπτωση που δεν υπάρχουν επαρκή δεδομένα στο σημείο αυτό, με τη χρήση χρονοσειρών αναφοράς από γειτονικές θέσεις. Κατά συνέπεια είναι εφικτή η εκτίμηση μεμονωμένων τιμών

που έχουν χαθεί ή λείπουν, καθώς και η συμπλήρωση εκτεταμένων κενών στις αντίστοιχες χρονοσειρές.

ε. Οι προγνώσεις της ταχύτητας ανέμου που προκύπτουν από την χρήση δεδομένων δεκαλέπτου είναι πιο κοντά στις πραγματικές τιμές. Οι τιμές αυτές βελτιώνονται ακόμα περισσότερο όταν το διάνυσμα των δεδομένων εισόδου αυξάνει, περιλαμβάνοντας όλα τα διαθέσιμα, χρονικά, δεδομένα, ενώ επίσης υπερέχουν των αντιστοιχών από την εφαρμογή της απλοϊκής μεθόδου.

στ. Η χρήση ως δεδομένων εισόδου όχι μόνο της χρονοσειράς ταχύτητας του ανέμου αλλά και της διεύθυνσής οδηγεί στην καλύτερη απόδοση της προτεινόμενης μεθόδου κατά τη φάση της πρόγνωσης. Το γεγονός αυτό εκτιμάται ως το αποτέλεσμα ενσωμάτωσης της διακύμανσης της διεύθυνσης του ανέμου μέσω της αντίστοιχης χρονοσειράς της ως δεδομένο εισόδου, η οποία βελτιώνει την εκπαίδευση του ανεπτυγμένου μοντέλου.

ζ. Η εφαρμογή της μεθόδου K-fold cross-validation σε συνδυασμό με τις συναρτήσεις ACF και PACF των υπό εξέταση χρονοσειρών, μειώνει τον αριθμό των απαιτούμενων παραμέτρων εισόδου στο μοντέλο, διαδικασία που επιφέρει σημαντική μείωση στον απαιτούμενο χρόνο εκπαίδευσης του μοντέλου, όσο και βελτίωση στην τελική διαμόρφωσή του.

η. Η εφαρμοσιμότητα της προτεινόμενης μεθόδου πρόγνωσης της ταχύτητας του ανέμου, γεγονός που αξιολογήθηκε με χρήση της σε τρεις διαφορετικές τοποθεσίες του ελλαδικού χώρου, περιοχές που σε μεγάλο βαθμό είναι αντιπροσωπευτικές των θέσεων εγκατάστασης και λειτουργίας αιολικών πάρκων.

θ. Η πρόγνωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας βελτιώνεται ιδιαίτερα στις περιπτώσεις όπου στο διάνυσμα εισόδου του ανεπτυγμένου μοντέλου περιλαμβάνονται, εκτός των δεδομένων πραγματικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, και δεδομένα ανέμου.

ι. Η χρήση της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας, σε συνδυασμό με προγνωστικές τιμές ταχύτητας ανέμου οδηγεί σε προγνωστικές τιμές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ακόμα μεγαλύτερης ακρίβειας.

ια. Η χρησιμοποίηση της χρονοσειράς της μέγιστης ταχύτητας ανέμου οδηγεί σε χειρότερα αποτελέσματα κατά τη διαδικασία της πρόγνωσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που πιθανώς οφείλεται στο ότι οι τιμές αυτές παρατηρούνται σε μεμονωμένες στιγμές μέσα στην υπό εξέταση χρονική περίοδο (1 ώρα).

ιβ. Η κατανομή των ριπών ανέμου και των ηλεκτρικών εκκενώσεων που παρατηρήθηκαν στην περιοχή μελέτης παρουσιάζουν παρόμοια εποχιακή αλλά και ημερήσια διακύμανση ($R^2=0.74$), με μέγιστο κατά τους χειμερινούς μήνες του έτους. Το 65% των ριπών ανέμου σχετίζεται έμμεσα ή άμεσα με την ύπαρξη καταιγιδοφόρων νεφών συνοδευόμενα από ηλεκτρική δραστηριότητα, ενώ σχεδόν 90% των παρατηρούμενων ηλεκτρικών εκκενώσεων στην περιοχή συνοδεύεται από έντονες ριπές ανέμου.

ιγ. Το 30-35% των ριπών ανέμου οφείλεται σε παράγοντες που δεν σχετίζονται με ηλεκτρικές εκκενώσεις, όπως ενισχυμένη ροή λόγω τύρβης εξαιτίας του ανάγλυφου της περιοχής μελέτης, ενισχυμένων ανώτερων ανέμων καθώς και προσέγγισης ατμοσφαιρικής διαταραχής ή ακόμα και διέλευσης τέτοιας διαταραχής στην ευρύτερη περιοχή που όμως δεν συνοδεύεται από εκδήλωση τέτοιων φαινομένων.

ιδ. Η ανεπτυγμένη μεθοδολογία εκτίμησης εκδήλωσης ριπών ανέμου, όπως αυτές καθορίστηκαν στην Ενότητα 5.2.1, καθώς και των ηλεκτρικών εκκενώσεων για την επόμενη ώρα παρουσίασε ικανοποιητική ακρίβεια σε σχέση με τα πραγματικά γεγονότα. Από το δύο αυτά εξεταζόμενα ενδεχόμενα, η πρόγνωση ριπών ανέμου είχε τα μικρότερα σφάλματα, ενώ και στις δύο περιπτώσεις η διακύμανση των εκτιμώμενων συμβάντων ακολουθούσε την αντίστοιχη των πραγματικών.

ιε. Η πρόγνωση των ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων εμφάνισε διαφορετική συμπεριφορά αναφορικά με το είδος των καιρικών συνθηκών που επηρέασαν την περιοχή μελέτης. Μεγαλύτερη ακρίβεια παρατηρήθηκε στις περιπτώσεις ατμοσφαιρικής αστάθειας, ακολουθούμενη από αυτές όπου ο καιρός ήταν αποτέλεσμα είτε οργανωμένων συστημάτων ή διερχόμενων ατμοσφαιρικών διαταραχών.

ιστ. Η ακολουθούμενη διαδικασία πρόγνωσης ριπών ανέμου και ηλεκτρικών εκκενώσεων την επόμενη ώρα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη, σχετικά έγκαιρη, προειδοποίηση εκδήλωσης τέτοιου είδους φαινομένων. Το γεγονός αυτό παρέχει μια σημαντική πληροφορία στους λειτουργούς εγκαταστάσεων αιολικών πάρκων, βοηθώντας τους στην καλύτερη εκτίμηση του κινδύνου και την έγκαιρη λήψη των κατάλληλων μέτρων.

Όπως είναι φανερό, οι μέθοδοι που αναπτύχθηκαν στην παρούσα διατριβή παρουσιάζουν ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών που αφορά τον σχεδιασμό, την εγκατάσταση και τη λειτουργία μονάδων παραγωγής αιολικής ενέργειας. Ωστόσο, απαιτείται περαιτέρω διερεύνηση προκειμένου για την γενίκευση των παραπάνω συμπερασμάτων. Στο πλαίσιο αυτό κρίνεται ιδιαίτερα σημαντικός ο συνδυασμός των διαθέσιμων δεδομένων με προϊόντα που προέρχονται από περιοχικά ή και τοπικά μοντέλα αριθμητικής πρόγνωσης (NWP), πολύ μικρής χωρικής και χρονικής ανάλυσης προκειμένου να είναι πιο ακριβή και μικρότερης

αβεβαιότητας. Συμπληρωματικά, και εφόσον καλύπτουν μεγαλύτερο χρονικό διάστημα και μεγαλύτερη έκταση μπορούν να οδηγήσουν σε αποτελέσματα πιο ευρείας αποδοχής.

Ταυτόχρονα, η κατανόηση της σημαντικότητας του ρόλου των τοπικών και μέσης κλίμακας παραγόντων στους μηχανισμούς επίδρασης των καιρικών χαρακτηριστικών, και κατά προτεραιότητα του ανέμου, αποτελεί ένα επιπλέον στοιχείο. Υπό αυτό το πρίσμα, η εξέταση διαφορετικών περιοχών, η οποίες θα καθορίζονται επακριβώς (π.χ. παράκτιες περιοχές επηρεαζόμενες από θαλάσσιες αέριες μάζες ή ορεινές περιοχές μαζί με τα ανεμολογικά και θερμοκρασιακά προφίλ) (Rudolf et al. 2009), θα έδινε τη δυνατότητα περαιτέρω βελτίωσης των παραγόμενων προγνώσεων, ειδικά στις περιπτώσεις των επικίνδυνων φαινομένων. Ιδιαίτερως στα ελληνικά γεωγραφικά όρια με τις τόσες έντονες εναλλαγές στην μορφολογία, και σε περιοχές όπου δυνητικά μπορούν να εγκατασταθούν αιολικά πάρκα παραγωγής ενέργειας, η ύπαρξη αναλόγων αναλύσεων εκτιμάται ότι θα αποτελέσει ένα μεγάλο πλεονέκτημα προκειμένου για τη βέλτιστη λειτουργία τους.

ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ

Συνέδρια

- Comparison of artificial neural networks and ARIMA statistical models in simulations of target wind time series.
Kostantinos Kolokythas, Vasileios Salamalikis, Athanassios Argiriou and Andreas Kazantzidis, Geophysical Research Abstracts Vol. 17, EGU2015-11326, 2015 EGU Διεθνές Συνέδριο της EGU, Απρίλιος 2015.
- Filling missing data in target-point wind speed time series.
Kostantinos Kolokythas and Athanassios Argiriou, 13^ο Διεθνές Συνέδριο Κλιματολογίας, Μετεωρολογίας και Φυσικής της Ατμόσφαιρας, Θεσσαλονίκη, Σεπτέμβριος 2016.
- Investigating the impact of the length of the input datasets in wind speed time series forecasting.
Kostantinos Kolokythas and Athanassios Argiriou, 14^ο Διεθνές Συνέδριο Κλιματολογίας, Μετεωρολογίας και Φυσικής της Ατμόσφαιρας, Αλεξανδρούπολη, Οκτώβριος 2018.
- Investigating the relationship between wind gusts and lightning activity at a wind power plant in a hilly region of western Greece.
Kostantinos Kolokythas, Athanassios Argiriou and Vassiliki Kotroni, Αποδοχή από το 15^ο Διεθνές Συνέδριο Κλιματολογίας, Μετεωρολογίας και Φυσικής της Ατμόσφαιρας, Ιωάννινα, Σεπτέμβριος 2021.

Περιοδικά

- An Application of a Feed-Forward neural network model for wind speed predictions.
Kostantinos Kolokythas and Athanassios Argiriou, International Journal of Sustainable Energy, Απρίλιος 2021, DOI: 10.1080/14786451.2021.1915315.
- Analyzing and Forecasting Lightning Flashes and the Related Wind Gusts at a Wind Energy Power Plant in a Hilly Region of Western Greece.
Kostantinos Kolokythas, Athanassios Argiriou and Vassiliki Kotroni, Atmosfera, Αύγουστος 2021, <https://doi.org/10.20937/ATM.53043>.
- Optimizing the Input Vectors of Applied Artificial Neural Network Models for Wind Power Production Forecasting.
Kostantinos Kolokythas and Athanassios Argiriou, Wind Engineering, Σεπτέμβριος 2021, DOI: 10.1177/0309524X211046382.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Abhinav, R., Pindoriya, N.M., Wu, J., Long, C. 2017, "Short-term wind power forecasting using wavelet-based neural network", *Energy Procedia*, vol. 142, σ. 455-460, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.071>.
- Alessandrini, S., Davò, F., Sperati, S., Benini, M., Delle Monache, L. 2014, "Comparison of the economic impact of different wind power forecast systems for producers", *Adv. Sci. Res*, vol. 11, σ. 49–53.
- Alexiadis, M.C., Dokopoulos P.S., Sahsamanoglou, H.S., Manousaridis, I.M. 1998, "Short-term forecasting of wind speed and related electrical power", *Solar Energy*, vol. 63(1), σ. 61-8.
- Alvera-Azcarate, A., Barth, A., Rixen, M., Beckers, J.M. 2005, "Reconstruction of incomplete oceanographic data sets using Empirical Orthogonal Functions. Application to the Adriatic Sea surface temperature", *Ocean Modelling*, vol. 9, σ. 325-346.
- Badger, J., Frank, H., Hahmann, A.N., Giebel, G. 2014, "Wind-Climate Estimation Based on Mesoscale and Microscale Modeling: Statistical–Dynamical Downscaling for Wind Energy Applications", *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, Vol. 53, σ. 1901-1919, doi: 10.1175/JAMC-D-13-0147.1.
- Barbounis, T.G., Theocharis, J.B., Alexiadis, M., Dokopoulos, P. 2006, "Long-Term Wind Speed and Power Forecasting Using Local Recurrent Neural Network Models", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Απρίλιος, vol. 21(1), σ. 273 – 284, DOI:10.1109/TEC.2005.847954.
- Barbounis, T.G., Theocharis, J.B. 2007a, "A locally recurrent fuzzy neural network with application to the wind speed prediction using spatial correlation", *Neurocomputing*, vol. 70(7/9), σ. 1525-42.
- Barbounis, T.G., Theocharis, J.B. 2007b, "Locally recurrent neural networks for wind speed prediction using spatial correlation", *Information Sciences*, vol. 177(24), σ. 5775-97.
- Bartha, I. 1994, "Development of a decision procedure for forecasting maximum wind gusts associated with thunderstorms", *Meteorological Applications*, vol. 1, σ. 103–7.
- Bechrakis, D.A., Sparis, P.D. 2004, "Correlation of wind speed between neighboring measuring stations", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19(2), σ. 400-406, <https://doi.org/10.1109/TEC.2004.827040>.

- Beckers, J.M. and Rixen, M. 2003, "EOF Calculations and Data Filling from Incomplete Oceanographic Datasets", *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 20, σ. 1839-1856.
- Beyer, H.G., Heinemann, D., Mellinghoff, H., Monnich, K., Waldl, H.P. 1999, "Forecast of Regional Power Output of Wind Turbines", *Proceedings of EWEC, Nice, France*.
- Bilgili, M., Sahin, B., Yasar, A., 2007, "Application of artificial neural networks for the wind speed prediction of target station using reference stations data", *Renewable Energy*, vol. 32, σ. 2350–2360, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.12.001>.
- Bloomfield, H., Brayshaw, D.J., Gonzalez, P.L.M., Charlton-Perez, A. 2020, "Sub-seasonal forecasts of demand, wind power and solar power generation for 28 European Countries", *Earth System Science Data*, <https://doi.org/10.5194/essd-2020-312>.
- Bossanyi, E.A. 1985, "Short-term wind prediction using Kalman filters", *Renewable Energy*, vol. 9(1), σ. 1-8.
- Bowden, G.J., Nixon, J.B., Dandy, G.C., Maier, H.R., Holmes, M. 2006, "Forecasting Chlorine Residuals in a Water Distribution System Using a General Regression Neural Network", *Mathematical and Computer Modelling*, vol. 44, σ. 469-484.
- Brooks, H.E., Anderson, A.R., Riemann, K., Ebbers, I., Flachs, H. 2007, "Climatological aspects of convective parameters from the NCAR/NCEP reanalysis", *Atmospheric Research*, vol. 83, σ. 294–305.
- Brooks, H.E. 2009, "Proximity sounding for severe convection for Europe and the United States from reanalysis data", *Atmospheric Research*, vol. 93(1), σ. 546-553.
- Brown, B.G., Katz, R.W., Murphy, A.M., 1984 "Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power", *J. Clim. Appl. Meteorol.*, vol 23, σ. 1184–1195.
- Cadenas, E., Rivera, W. 2010, "Wind speed forecast in three different regions of Mexico, using a hybrid ARIMA-ANN model", *Renew. Energy*, vol 35, σ. 2737-2738.
- Camelo, H.N., Lucio, P.S., Leal, J.B.V., Glehn, D., Marques de Carvalho, P.C. 2018, "Innovative hybrid modeling of wind speed prediction involving time-series models and artificial neural networks", *Atmosphere* vol. 9(2), 77 σ. 1-18. doi:10.3390/atmos9020077.
- Cassola, F., Burlando, M. 2012, "Wind speed and wind energy forecast through Kalman filtering of Numerical Weather Prediction model output", *Appl. Energy*, vol. 99, σ.154–166.

- Chaudhuri, S., Middey, A. 2013, "Nowcasting lightning flash rate and peak wind gusts associated with severe thunderstorms using remotely sensed TRMM-LIS data", *International Journal of Remote Sensing*, vol. 34(5), σ. 1576-1590.
- Chen, Z., Guerrero, J.M., Blaabjerg, F. 2009, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines", *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, σ. 1859-1875, <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2017082>.
- Colak, I., Sagiroglu, S., Yesilbudak, M. 2012, "Data mining and wind power prediction: A literature review", *Renew. Energy*, vol. 46, σ. 241-247, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.02.015>.
- Contaxis, G.C. and Kabouris, J. 1991, "Short term scheduling in wind/diesel autonomous system", *IEEE Trns. Power System*, vol 6(3), σ. 1161-1167, August.
- Copernicus Climate Change Service (C3S), 2017, "ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate", Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS), <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>, (Ημερομηνία πρόσβασης: 2020, 25 Σεπτεμβρίου).
- Costa, A., Crespo, A., Navarro, J., Lizcano, G., Madsen, H., Feitosa, E. 2008, "A review on the young history of the wind power short-term prediction", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, σ. 1725–44.
- Cui, M., Feng, C., Wang, Z., Zhang, J. 2017, "Probabilistic Wind Power Ramp Forecasting Based on a Scenario Generation Method", Conference Paper, NREL/CP-5D00-67750, Chicago, Illinois, USA, Αύγουστος, σ 5.
- Cummins, K.L., Murphy, M.J., Bardo, E.A., Hiscox, W.L., Pyle, R.B., Pifer, A.E. 1998, "A combined TOA/MDF technology upgrade of the US National Lightning Detection Network", *J. Geophys. Res.*, vol. 103(D8), σ. 9035–9044.
- Dafis, S., Fierro, A., Giannaros, T.M., Lagouvardos, K., Kotroni, V., Mansell, E. 2018, "Exploring the skill of explicit lightning forecasting", *JGR*, <https://doi.org/10.1029/2017JD027930>
- Das, S. 2017, "Severe Thunderstorm observation and modeling – A Review", *Vayu Mandal*, vol. 43(2), σ. 1-29.
- Davis, R.S. 2001, "Flash flood forecast and detection methods, in Severe Convective Storms. Meteorol", *Monogr. Am. Meteorol. Soc.*, Boston, USA, vol. 50, σ. 481 – 525.

- De Gaetano, P., Repetto, M.P., Repetto, T., Solari, G. 2014, "Separation and classification of extreme wind events from anemometric records", *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 126, σ. 132–143.
- Diendorfer, G. 2008, "Some comments on the achievable accuracy of local ground flash density values", 29th International Conference on Lightning Protection, 23-26 Ιουνίου, Uppsala, Sweden, 281-286.
- Doswell III, C.A., Brooks, H.E., Maddox, R.A. 1996, "Flash flood forecasting: an ingredients-based methodology", *Weather Forecast*, vol. 11, σ. 560–580.
- Dotzek, N., Höller, H., Théry, C., Fehr, T. 2001, "Lightning evolution related to radar-derived microphysics in the 21st July 1998 EULINOX supercell storm", *Atmos. Res.*, vol. 56, σ. 335–354.
- Dotzek, N., Lang, P., Hagen, M., Fehr, T., Hellmiss, W. 2007, "Doppler radar observation, CG lightning activity, and aerial survey of a multiple downburst in southern Germany on 23rd March 2001", *Atmos Res.*, vol. 83, σ. 519–533.
- Dotzek, N., Groenemeijer, P., Feuerstein, B., Holzer, A.M. 2009, "Overview of ESSL's severe convective storms research using the European Severe Weather Database ESWD", *Atmos. Res.*, vol. 93, σ. 575–586.
- Drüe, C., Hauf, T., Finke, U., Keyn, S., Kreyer, O. 2007, "Comparison of a SAFIR lightning detection network in northern Germany to the operational BLIDS network". *J. Geophys. Res.*, vol. 112, D18114, σ. 1-10, doi: 10.1029/2006JD007680.
- Du, P., Wang, J., Yang, W., Niu, T. 2018, "Multi-step ahead forecasting in electrical power system using a hybrid forecasting system", *Renew. Energy*, vol. 122, σ. 533-550, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.113>.
- Du, P., Wang, J., Yang, W., Niu, T. 2019, "A novel hybrid model for short-term wind power forecasting", *Applied Soft Computing*, vol. 80, σ. 93–106, <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.03.035>.
- Eurostat, (15 Φεβρουαρίου 2021 – τελευταία ανανέωση), "Renewable Energy Statistic". Προσβάσιμο: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics#Wind_and_water_provide_most_renewable_electricity.3B_solar_is_the_fastest-growing_energy_source (Ημερομηνία επίσκεψης: 2021, 8 Απριλίου).
- Feng, Y. and Kitzmiller, D.H. 2004, "An experimental severe weather nowcast algorithm based on a back-propagation neural network and a comparison with an algorithm based

- on multiple linear regression”, 17th Conference on Probability and Statistics in the Atmospheric Sciences, 84th AMS Annual Meeting, Seattle, USA, 10-16 Ιανουαρίου, σ. 9.
- Fletcher, R. 1987, Practical methods of optimization, John Wiley & Sons, New York.
- Flores, P., Tapia, A., Tapia, G. 2005, “Application of a control algorithm for wind speed prediction and active power generation”, Renewable Energy, vol. 30, σ. 523-536.
- Flores, J.H., Engel, P.M., Pinto, R.C. 2012, “Autocorrelation and partial autocorrelation functions to improve neural networks models on univariate time series forecasting, WCCI 2012 IEEE World Congress on Computational Intelligence, Brisbane, Australia, 10-15 Ιουλίου, σ. 8.
- Focken, U., Lange, M., Monnich, K., Waldl, H.P., Georg Beyer, H., Luig, A. 2009, “Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms e a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects”, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 90(3), σ. 231-46.
- Galanaki, E., Kotroni, V., Lagouvardos, K., Argiriou, A. 2015, “A ten-year analysis of cloud-to-ground lightning activity over the Eastern Mediterranean region”, Atmospheric Research, vol. 166, σ. 213–222.
- Galanaki, E., Lagouvardos, K., Kotroni, V., Flaounas, E., Argiriou, A. 2018, “Thunderstorm climatology in the Mediterranean using cloud-to-ground lightning observations”, Atmospheric Research, vol. 207, σ. 136–144.
- Giannaros, T., Kotroni, V., Lagouvardos, K. 2015, “Predicting Lightning Activity in Greece with the Weather Research and Forecasting (WRF) Model”, Atmospheric Research, vol. 156, σ. 1-13.
- Giebel, G., Brownword, R., Kariniotakis, G., Denhars, M., Draxl, C. 2011, “The Stat-of-the-art in Short-term prediction of wind power a literature overview, 2nd Edition”, Project report for the Anemos.plus and Safe Wind projects, Riso, Roskilde, Denmark, σ. 110.
- Graeme, A. and Klugmann, D. 2014, “A European lightning density analysis using 6 years of ATDnet data”, 23rd International Lightning Detection Conference, Tucson, Arizona, USA, 18-19 Μαρτίου, σ. 9.
- Hannesen, R., Dotzek, N., Gysi, H., Beheng, K.D. 1998, “Case study of a tornado in the Upper Rhine valley”, Meteorologische Zeitschrift, vol. 7(4), σ. 163 - 170.
- Hannesen, R., Dotzek, N., Handwerker, J. 2000, “Radar analysis of a tornado over hilly terrain on 23rd July 1996”, Phys. Chem. Earth, vol. B25, σ. 1079–1084.

- Harris, A.R. and Kahl, J.D. 2017, “Gust factors: meteorologically stratified climatology, data artifacts and utility in forecasting peak gusts”, *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 56, σ. 3151–3166.
- Hastie, T., Tibshirani, R., Friedman, J. 2009, *The elements of statistical learning: Data mining, inference and prediction*, Springer-Verlag, New York.
- Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., et al. 2020, “The ERA5 global reanalysis”, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 146, σ. 1999–2049, doi: 10.1002/qj.3803.
- Hilger, C., 2005, Eltra, at the Fuel and Energy Technical Association Conference on “Challenges from the rapid expansion of wind power” on 3rd April. (Προφορική τοποθέτηση)
- Houze Jr, R. 2014, *Cloud Dynamics*, Volume 104, 2nd Edition, Academic Press, San Diego, USA.
- Huang, C., Kuo, P. 2018, “A short-term wind speed forecasting model by using artificial neural networks with stochastic optimization for renewable energy systems”, *Energies* vol. 11(10), 2777, σ. 1–20, <https://doi.org/10.3390/en1102777>.
- IEA 2011, *World Energy Outlook 2011*, Paris, OECD.
- Ignacio, J., Ramirez-Rosado, L., Fernandez-Jimenez, A., Monteiro, C., Sousa, J., Bessa, R. 2009, “Comparison of two new short-term wind-power forecasting systems”, *Renewable Energy*, vol. 34, σ. 1848–1854.
- Ioakimidis, C.S., Genikomsakis, K.N., Dallas, P.I., Lopez, S. 2015, “Short-term wind speed forecasting model based on ANN with statistical feature parameters”, *IECON*, 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Yokohama, Japan, <https://doi.org/10.1109/IECON.2015.7392225>.
- “Iefimerida”, (9 Φεβρουαρίου 2017) – Προσβάσιμο: <https://www.iefimerida.gr/news/318238/i-ellada-8i-metaxy-ton-horon-tis-ee-stin-aioliki-energeia> (Ημερομηνία επίσκεψης: 2021, 6, Φεβρουαρίου).
- IPCC 2011, *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*.
- Jiang, P., Yang, H., Heng, J. 2019, “A hybrid forecasting system based on fuzzy time series and multi-objective optimization for wind speed forecasting”, *Appl. Energy*, vol. 235, σ. 786–801. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.012>.

- Johns, R.H. and Hirt, W.D. 1987, "Derechos: Widespread convectively induced windstorms", *Weather Forecasting*, vol. 2, σ. 32-49.
- Johns, R.H. and Doswell III, C.A. 1992, "Severe local storms forecasting", *Weather Forecast*, vol. 8, σ. 559–569.
- Kalogirou, S.A. 2001, "Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 5, σ. 373–401.
- Kariniotakis, G., Stavrakakis, G.S., Nogaret, E.F. 1996, "Wind Power Forecasting Using Advanced Neural Network Models", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11(4), σ. 726-767.
- Kariniotakis, G., Halliday, J., Brownsword, R., Marti, I., Palomares, A., Cruz, I., Madsen, H., Nielsen, T.S., Nielsen, H.A., Focken, U., Lange, M., Kallos, G., Louka, P., Hatzigargyriou, N., Frayssinet, P., Waldl, H.P., Dierich, F., Giebel, G., Barthelmie, R., Badger, J., Usaola, J., Sanchez, I., Heinemann, D., Tambke, J., Moussafir, J., Descombes, G., Calleja, M., Jouhanique, T., Tøfting, J., O'Donnell, P., Ryan, M., Indorf, J., Barquero, C., Seguardo, P., Gigantidou, A., Thalassinakis, M., Gonzales, G., Bryans, L., Garrett, D. 2006, "Next generation short-term forecasting of wind power: Overview of the ANEMOS project", *Proc. EWEC 2006*, Athens, Greece, European Wind Energy Association, σ. 10 [Προσβάσιμο: http://www.ewec2006proceedings.info/allfiles2/965_Ewec2006fullpaper.pdf].
- Kaltenböck, R. 2000a, "Der einfluß der vertikalen windscherung auf die bildung von Gewittern", CD-Rom, Austro control, Vienna, Austria.
- Kaltenböck, R. 2000b, "Nowcasting of mesoscale phenomena in Austria: thunderstorm initiation—convergence lines north of the Alps, dry and wet cases", *International Training Workshop on Nowcasting in Sydney*, WMO. World Weather Research Program—Forecasting Demonstration Project, Sydney 2000, Bureau of Meteorology, Sydney, Australia.
- Kaltenböck, R. 2004, "The outbreak of severe storms along convergence lines northeast of the Alps. Case study of the 3rd August 2001 mesoscale convective system with a pronounced bow echo", *Atmos. Res.*, vol. 70, σ. 55–75.
- Kaltenböck, R., Kerschbaum, M., Pistotnik, G., Pötschacher, W., Ratheiser, M., Svabik, O. 2004, "Orographic influences on a tornadic supercell formation over Vienna–Austria", *3rd European Conference on Severe Storms*, Leon, Spain, 9-12 Νοεμβρίου.

- Kaltenböck, R. 2005, "Nowcasting of thunderstorms using mesoscale modified low level wind in Austria", WMO's World Weather Research Programme Symposium on Nowcasting and Very Short Range Forecasting, Meteo-France, Toulouse, France.
- Kaltenböck, R., Diendorfer, G., Dotzek, N. 2009, "Evaluation of thunderstorm indices from ECMWF analyses, lightning data and severe storm reports", *Atmospheric Research*, vol. 93, σ. 381–396.
- Kohn, M., Galanti, E., Price, C., Lagouvardos, K., Kotroni, V. 2011, "Now-Casting Thunderstorms in the Mediterranean Region using Lightning Data", *Atmospheric Research*, vol. 100, σ. 489-502.
- Kolokythas, K.V. and Argiriou, A.A. 2021, "An application of a feed-forward neural network model for wind speed predictions", *International Journal of Sustainable Energy*, doi: 10.1080/14786451.2021.1915315.
- Kotroni, V. and Lagouvardos, K. 2008, "Lightning occurrence in relation with elevation, terrain slope and vegetation cover over the Mediterranean", *J. Geophys. Res.*, vol. 113, D21118, doi:10.1029/2008JD010605.
- Kotroni, V. and Lagouvardos, K. 2016, "Lightning in the Mediterranean and its relation with sea-surface temperature", *Environmental Research Letters*, vol. 11, 034006.
- Kou, P., Gao, F., Guan, X. 2013, "Sparse online warped Gaussian process for wind power probabilistic forecasting", *Appl. Energy*, vol. 108, σ. 410–428.
- Lagouvardos, K., Kotroni, V., Betz, H.D., Schmidt, K. 2009, "A comparison of lightning data provided by ZEUS and LINET networks over Western Europe", *Natural Hazards and Earth System Sciences*, vol. 9, σ. 1713-1717.
- Landberg, L. and Watson, S.J. 1994, "Short-Term Prediction of Local Wind Conditions", *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 70, σ. 171-195.
- Landberg, L. 1999, "Short-term prediction of the power production from wind farms", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 80, σ. 207-20.
- Lawson, C. and Hanson, R. 1974, "Solving Least Square Problems", Prentice Hall, Englewood Cliffs NJ. σ. 340.
- Lei, M., Shiyan, L., Chuanwen, J., Hongling, L., Yan, Z. 2009, "A review on the forecasting of wind speed and generated power", *Renew. Sustain. Energy Rev*, vol. 13, σ. 915-920, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.02.002>.

- Letson, F., Pryor, S., Barthelmie, R., Hu, W. 2018, "Observed gust wind speeds in the coterminous United States and their relationship to local and regional drivers", *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 173, σ. 199–209.
- Li, Y., Shi, H., Han, F., Duan, Z., Liu, H. 2019, "Smart wind speed forecasting approach using various boosting algorithms, big multi-step forecasting strategy", *Renewable Energy*, vol. 135, σ. 540-553, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.035>.
- Litta, A.J., Idicula, S.M., Mohanty, U.C. 2013, "Artificial neural network model in prediction of meteorological parameters during pre-monsoon thunderstorms", *Int. Journal of Atmospheric Science*, vol. 2013, ID 525383, σ. 14. doi.org/10.1155/2013/525383.
- Liu, H. 2010, "Wind Speed Forecasting for Wind Energy Applications", York University, Toronto, PhD Thesis, σ. 1-10.
- Liu, H., Tian, H., Chen, C., Li, Y. 2013, "An experimental investigation of two wavelet-MLP hybrid frameworks for wind speed prediction using GA and PSO optimization", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 52, σ. 161-173. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.03.034>.
- Liu, H., Duan, Z., Han, F., Li, Y. 2018, "Big multi-step wind speed forecasting model based on secondary decomposition, ensemble method and error correction algorithm", *Energy Conversion and Management*, vol. 156, σ. 525-541, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.11.049>.
- Lombardo, F.T., Main, J.A., Simiu, E. 2009, "Automated extraction and classification of thunderstorm and non-thunderstorm wind data for extreme-value analysis", *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 97, σ. 120–131.
- Lorenz, E., Scheidsteger, T., Hurka, J., Heinemann, D., Kurz, C. 2011, "Regional PV power prediction for improved grid integration", *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 19, σ. 757–771, [doi:10.1002/pip.1033](https://doi.org/10.1002/pip.1033).
- Maddox, R.A. 1983, "Large-scale meteorological conditions associated with mid-latitude, mesoscale convective complexes", *Mon. Wea. Rev.*, vol. 111, σ. 1475-1493.
- Madsen, H., Pinson, P., Kariniotakis, G., Nielsen, H.A., Nielsen, T.S. 2005, "Standardizing the performance evaluation of short-term wind power prediction models". *Wind Engineering*, vol. 29(6), σ. 475-489. <https://doi.org/10.1260/2F030952405776234599>.
- Maier, L.M. and Krider, E.P. 1986, "The charges that are deposited by cloud-to-ground lightning in Florida", *J. Geophys. Res.*, vol. 91, σ. 275-289. [doi:10.1029/JD091iD12p13275](https://doi.org/10.1029/JD091iD12p13275).

- Makridakis, S., Wheelwright, S.C., Hyndman, R.J. 1998, "Forecasting methods and applications", Wiley, New York.
- Marinelli, M., Massucco, S., Silvestro, F. 2011, "Wind Turbine and Electrochemical Based Storage Modeling and Integrated Control Strategies to Improve Renewable Energy Integration in the Grid", University of Genova, PhD Thesis.
- Marti, I., San Isidro, M.J., Cabezón, D., Loureiro, Y., Villanueva, J., Cantero, E., Pérez, I. 2004, "Wind power prediction in complex terrain: from the synoptic scale to the local scale", CD-Rom Proceedings of the Conference: The Science of making Torque from Wind, Delft, The Netherlands, 19-21 Απριλίου.
- Marti, I., Kariniotakis, G., Pinson, P., Sanchez, I., Nielsen, T.S., Madsen, H., Giebel, G., Usaola, J., Palomares, A.M., Brownswoord, R., Tambke, J., Focken, U., Lange, M., Sideratos, G., Descombes, G. 2006, "Evolution of Advanced Wind Power Forecasting Models-Results of the Anemos Project", Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC, Φεβρουάριος.
- Masoumi, A., Jabari, F., Mohammadi-Ivatloo, B. 2017, "Wind speed forecasting using back propagation artificial neural networks in north of Iran", Journal of Energy Management and Technology, vol. 1(3), σ. 21-25. <https://doi.org/10.22109/JEMT.2017.91014.1026>.
- May, R.J., Maier, H.R., Dandy, G.C., Fernando, T.M.K.G. 2008, "Non-linear variable selection for artificial neural networks using partial mutual information", Environmental Modelling and Software, vol. 23(10–11), σ. 1312–1326.
- Mazarakis, N., Kotroni, V., Lagouvardos, K., Argiriou, A.A., 2008, "Storms and Lightning Activity in Greece during the Warm Periods of 2003-2006", Journal of Applied Meteorology and Climatology, vol. 47, σ. 3089–3098.
- McLeod, A.I. and Xu, C. 2010, "bestglm: Best Subset GLM", University of Western Ontario, Canada
- Mogensen, S.H., Hristov, Y.V., Knudsen, S.J., Oxley, G.S. 2012, Validation of CFD wind resource mapping in complex terrain based on WTG performance data, Conference: EWEA, Copenhagen, Denmark, Απρίλιος.
- Mohandes, M.A., Rehman, S., Halawani, T.O. 1998, "A Neural Networks Approach for Wind Seed Prediction", Renewable Energy, vol. 13(3), σ. 345-354.
- Monteiro, C., Bessa, R., Miranda, V., Botterud, A., Wang, J., Conzelmann, G. 2009, "Wind power forecasting: Stat-of-the-art 2009", Argonne National Laboratory ANL/DIS-10-1, November, doi:10.2172/968212.

- More, A., Deo, M.C. 2003, "Forecasting Wind with Neural Networks", *Marine Structures*, vol. 16, σ. 35-49.
- Negnevitsky, M. and Potter, C.W. 2006, "Innovative short-term wind generation prediction techniques", In: *Proceedings of the IEEE Power Systems Conference and Exposition*, σ. 60-65, PSCE.2006.296250.
- Nikolaidis, A., Georgiou, G.c., Hadjimitsis, D.G., Akylas, E. 2014, "Filling in missing sea-surface temperature satellite data over the Eastern Mediterranean Sea using the DINEOF algorithm", *Central European Journal of Geosciences*, vol. 7, σ. 27-41.
- NOAA, 1998, "ASOS User's Guide", 61pp, [Προσβάσιμο: <http://www.nws.noaa.gov/asos/aum-toc.pdf>].
- Ove, B.K., Papaefthymiou, G., Pinson, P. 2008, "Probabilistic tools for planning and operating power systems with distributed energy storage", *Elektrotechnik & Informationstechnik*, vol. 125(12), σ. 460–465, doi 10.1007/s00502-008-0600-6.
- Oztopal, A. 2006, "Artificial neural network approach to spatial estimation of wind velocity data. *Energy Conversion and Management*", vol. 47, σ. 395–406, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.05.009>.
- Pan, K., Qian, Z., Chen, N. 2015, "Probabilistic Short-Term Wind Power Forecasting Using Sparse Bayesian Learning and NWP", *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2015, σ. 11, <https://doi.org/10.1155/2015/785215>.
- Panagoulia, D., Tsekouras, G.J., Kousiouris, G. 2017, "A Multi-stage Methodology for Selecting Input Variables in ANN Forecasting of River Flows", *Global NEST Journal*, vol. 19(1), σ. 49-57.
- Parks, K. 2011, "Xcel Energy/NCAR Wind Energy Forecasting System", Talk on the UWIG Forecasting Workshop, Albany, USA, 23-24 Φεβρουαρίου.
- Peppier, R.A. 1988, "Review of Static Stability Indices and Related Thermodynamic Parameters; Illinois State Water Survey Division", *Climate & Meteorology Section SWS Miscellaneous Publication 104*, σ. 94.
- Petersen, E.L., Mortensen, N.G., Landberg, L., Højstrup, J., Frank, H.P. 1998, "Wind Power Meteorology, Part II: Siting and Models", *Wind Energy*, vol. 1, σ. 55-73.
- Philippopoulos, K. and Deligiorgi, D. 2012, "Application of artificial neural networks for the spatial estimation of wind speed in a coastal region with complex topography", *Renewable Energy*, vol. 38, σ. 75-82.

- Piper, D., Kunz, M. 2017, "Spatio-temporal variability of lightning activity in Europe and the relation to the North Atlantic Oscillation teleconnection pattern", Nat. Hazards Earth Syst. Sci. Discuss. <https://doi.org/10.5194/nhess-2017-35>.
- Ramirez-Rosado, I.J., Fernandez-Jimenez, L.A., Monteiro, C. 2009, "Comparison of two new short-term wind-power forecasting systems", Renewable Energy, vol. 34, σ. 1848–1854, doi:10.1016/j.renene.2008.11.014.
- Ranganayaki, V. and Deepa, S.N. 2016, "An intelligent ensemble neural network model for wind speed prediction in renewable energy systems", The Scientific World Journal, <https://doi.org/10.1155/2016/9293529>.
- Rasmussen, E.N., Blanchard, D.O. 1998, "A baseline climatology of sounding-derived supercell and tornado forecast parameters", Weather Forecast. Vol. 13, σ. 1148–1164.
- REN21, 2005, Renewables 2005 Global Status Report, Renewable Energy Policy Network by Worldwatch Institute.
- Ripley, B.D. 1996, "Pattern recognition and neural networks", Cambridge University Press, 10.1017/CBO9780511812651.
- Rojas R. (2013), "Neural Networks: A Systematic Introduction", Springer Science & Business Media, Boston, MA, USA
- Rudolf, B., Becker, A., Schneider, U., Meyer-Christoffer, A., Ziese, M. 2009, "The new "GPCC Full Data Reanalysis Version 5" providing high quality gridded monthly precipitation data for the global land-surface is public available since December 2010", GPCC Status Report, Δεκέμβριος 2010, σ. 1– 7.
- Saintcross, J., Piwko, R., Bai, X., Clara, K., Jordan, G., Miller, N., Zimmerlin, J. 2005, "The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability, and operations", The New York State Energy Research and Development Authority, σ. 50.
- Schmid, W., Schiesser, H.H., Furger, M., Jenni, M. 2000, "The origin of severe winds in a tornadic bow-echo storm over northern Switzerland", Mon. Weather Rev., vol. 128, σ. 192–207.
- Schultz, C.J., Petersen, W.A., Carey, L.D. 2011, "Lightning and severe weather: a comparison between total and cloud-to-ground lightning trends", Weather and Forecasting, vol. 26, σ. 744-755.
- Sideratos, G. and Hatziaargyriou, D. 2007, "An Advanced Statistical Method for Wind Power Forecasting", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22(1), σ. 258-265.

- Smith, B.T., Castellanos, T.E., Winters, A.C., Mead, C.M., Dean, A.R., Thompson, R.L. 2013, "Measured severe convective wind climatology and associated convective modes of thunderstorms in the contiguous United States, 2003–09", *Weather and Forecasting*, vol. 28, σ. 229-236.
- Soman, S.S., Zareipour, H., Malik, O.P., Mandal, P. 2010, "A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons", *North American Power Symposium (NAPS)*, October, doi: 10.1109/NAPS.2010.5619586.
- Santos-Alamillos, F.J., Pozo-vazquez, D., Ruiz-arias, J.A., Lara-fanego, V., Tovar-pescador, J. 2012, "Analysis of Spatiotemporal Balancing between Wind and Solar Energy Resources in the Southern Iberian Peninsula", *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 51, σ. 20, doi: 10.1175/JAMC-D-11-0189.1.
- Santos-Alamillos, F.J., Pozo-Vázquez, D., Ruiz-Arias, J.A., Lara-Fanego, V., Tovar-Pescador, J. 2014, A methodology for evaluating the spatial variability of wind energy resources: Application to assess the potential contribution of wind energy to baseload power, *Renewable Energy*, vol. 69, σ. 147-156.
- Sfetsos, A. 2000, "A comparison of various forecasting techniques applied to mean hourly wind speed time series", *Renewable Energy*, vol. 21, σ. 23-35.
- Sfetsos, A. 2002, "A novel approach for the forecasting of mean hourly wind speed time series", *Renewable Energy*, vol. 27, σ. 163-174, [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00193-8](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00193-8).
- Sibei, M. 2014, "Short-Term Forecasting of Wind Speed and Wind Power Based on BP and Adaboost_BP", *Theses and Dissertations*, σ. 74.
- Sloughter, J.M., Gneiting, T., Raftery, A.E. 2010, "Probabilistic Wind Speed Forecasting Using Ensembles and Bayesian Model Averaging", *Journal of the American Statistical Association*, vol. 105(489), σ. 23-35, doi: 10.1198/jasa.2009.ap08615.
- Sperati, S., Alessandrini, S., Pinson, P., Kariniotakis, G. 2015, "The Weather Intelligence for Renewable Energies: Benchmarking Exercise on Short-Term Forecasting of Wind and Solar Power Generation, *Energies*, vol. 8, σ. 9594-9619, doi:10.3390/en8099594.
- BP, (Ιούλιος 2020), "Statistical Review of World Energy 2020". Προσβάσιμο: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Ημερομηνία επίσκεψης: 2021, 8, Απριλίου).

- Stull, R. 2011: "Meteorology for Scientists & Engineers, 3rd Edition." University of British Columbia, Canada.
- Sun, M., Feng, C., Zhang, J. 2020, "Multi-distribution ensemble probabilistic wind power forecasting", *Renewable Energy*, vol. 148, σ. 135-149.
- Tande, J. and Landberg, L. 1993, "A 10 sec forecast of wind turbine output with neural networks", in *Proc. 4th European Wind Energy Conference (EWEC 93)*, Lubeck-Travemunde, Germany, σ. 747-777.
- Thor, S.E. and Weis-Taylor, P. 2002, "Long-term research and development needs for wind energy for the time frame 2000–2020", *Wind Energy*, vol. 5, σ. 73–75, <https://doi.org/10.1002/we.65>.
- Turbelin, G., Ngae, P., Grignon, M. 2009, "Wavelet cross-correlation analysis of wind speed series generated by ANN based models, *Renewable Energy*, vol. 34, σ. 1024–1032.
- Velasco, I. and Fritsch, J.M. 1987, "Mesoscale convective complexes in the Americas", *J. Geophys. Res.*, vol. 92, σ. 9591-9613.
- Venables, W.N. and Ripley, B.D. 2002, "Modern applied statistics with S", Springer-Verlag, New York.
- Wakimoto, R.M. 1985, "Forecasting dry microburst activity over the High Plains", *Mon. Wea. Rev.*, vol. 113, σ. 1131-1143.
- Wang, J., Botterud, A., Bessa, R., Keko, H., Carvalho, L., Issicaba, D., Sumaili, J., Miranda, V. 2011, "Wind power forecasting uncertainty and unit commitment", *Appl. Energy*, vol. 88, σ. 4014–4023.
- Wang, D., Luo, H., Grunder, O., Lin, Y. 2017, "Multi-step ahead wind speed forecasting using an improved wavelet neural network combining variational mode decomposition and phase space reconstruction", *Renew. Energy*, vol. 113, σ. 1345-1358. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.095>.
- Wang, J., Niu, T., Lu, H., Yang, W., Du, P. 2019, "A novel framework of reservoir computing for deterministic and probabilistic wind power forecasting", *IEEE Trans., Sustainable Energy*, vol. 11, σ. 337-349, <http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2019.2890875>.
- Wei, F., Xu, Z.C., Qu, Z., Milbrandt, J., Zhuo, M. 2000, "Role of EGR1 in hippocampal synaptic enhancement induced by tetanic stimulation and amputation", *J Cell Biol.*, vol. 149, σ. 1325–34.

- Wilks, D.S. 2006, "Statistical methods in the atmospheric sciences", 2nd Edition, Academic Press, London.
- Williams, E.R., Weber, M.E., Orville, R.E. 1989, "The relationship between lightning type and convective state of thunderclouds", J. Geophys. Res., vol. 94, σ. 213–220. doi:10.1029/JD094iD11p13213.
- World Meteorological Organization 2011a, "WMO Publication No. 306-Manual on Codes, Volume I.1 (2017 Update), Part A-Alphanumeric Codes, Technical report", World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.
- World Meteorological Organization 2011b, "WMO Publication No. 306–Manual on Codes, Volume II (2017 Update), Regional Codes and National Coding Practices, Technical report", World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.
- World Meteorological Organization 2014, "Measurement of surface wind. In Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation (2017 Update)", World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.
- World Wind Energy Association, (24 Μαρτίου 2021). Προσβάσιμο: <https://wwindea.org/worldwide-wind-capacity-reaches-744-gigawatts/> (Ημερομηνία επίσκεψης: 2021, 8, Απριλίου).
- Wu, Y., Su, P., Wu, T., Hong J., Hassan, M.Y. 2018 , "Probabilistic wind power forecasting using weather ensemble models," IEEE/IAS 54th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Niagara Falls, ON, Canada, σ. 1-8, doi: 10.1109/ICPS.2018.8369963.
- Xu, Y., Dong, Z. Y., Xu, Z., Meng, K., Wong, K.P. 2012, "An intelligent dynamic security assessment framework for power systems with wind power," IEEE Trans. Ind. Informat., November, vol. 8(4), σ. 995-1003.
- Xydias, E., Qadrdan, M., Marmaras, C., Cipcigan, L., Jenkins, N., Ameli, H. 2017, "Probabilistic wind power forecasting and its application in the scheduling of gas-fired generators", Applied Energy, vol. 192, σ. 382-394, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.019>.
- Yahyai, S., Charabi, Y., Gastli, A. 2012, "Probabilistic wind speed forecast for wind power prediction using pseudo ensemble approach", Conference Paper, December, doi: 10.1109/PECon.2012.6450191.
- Yair, Y., Lynn, B., Price, C., Kotroni, V., Lagouvardos, K., Morin, E., Mugnai, A., Llasat, M. 2010, "Predicting the potential for lightning activity in Mediterranean storms based on the

- Weather Research and Forecasting (WRF) model dynamic and microphysical fields”, *Journal of Geophysical Research*, vol. 115, D04205, σ. 13, doi:10.1029/2008JD010868.
- Yang, X., Zhang, Y., Yang, Y., Lv, W. 2019, “Deterministic and Probabilistic Wind Power Forecasting Based on Bi-Level Convolutional Neural Network and Particle Swarm Optimization”, *Appl. Sci.*, vol. 9(9), σ. 1794, <https://doi.org/10.3390/app9091794>.
- Yao, F., Dong, Z.Y., Meng, K., Xu, Z., Lu, H.H.-C., Wong, K.P. 2012, “Quantum-inspired particle swarm optimization for power system operations considering wind power uncertainty and carbon tax in Australia”, *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 8, σ. 880-888.
- Zepka, G.S., Jr Pinto, O., Farias, W.R.G., Carretero, M.A. 2008, “A forecast cloud-to-ground lightning system based on a neural network – preliminary results”, 20th International Lightning Detection Conference, Tucson, Arizona, USA, 21-23 Απριλίου.
- Zhang, G., Patuwo, E.B., Hu, M.Y. 1995, “Wavelet neural networks for function learning”, *IEEE Transactions on Signal Processing*, 43(6), σ. 1485-1497.
- Zhang, P.G., Patuwo, E., Hu, M.Y. 1998, “Forecasting with artificial neural networks: The state of the art”, *International Journal of Forecasting*, vol. 14, σ. 35-62. [https://doi.org/10.1016/S0169-2070\(97\)00044-7](https://doi.org/10.1016/S0169-2070(97)00044-7).
- Zhang, Y., Wang, J., Wang, X. 2014, “Review on probabilistic forecasting of wind power generation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, σ. 255–270, DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.033.
- Zhu, X., Genton, M.G. 2012, “Short-Term Wind Speed Forecasting for Power System Operations”, *Int. Stat. Rev.*, vol. 80, σ. 2-23, <https://www.jstor.org/stable/23257164>.
- Zucatelli, P.J., Nascimento, E.G.S., Santos, A.A.B., Arce, A.M.G., Moreira, D.M. 2019, “Study of the wind speed forecasting applying computational intelligence”, *IntechOpen*. doi: 10.5772/intechopen.89758.