



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Πολυμενάκου Κυριάκου

Πιθανοτικός Προσδιορισμός Εφεδρειών λόγω Αιολικής
Παραγωγής

Επιβλέπων : Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2015



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

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Πολυμενάκου Κυριάκου

Πιθανοτικός Προσδιορισμός Εφεδρειών λόγω Αιολικής Παραγωγής

Επιβλέπων : Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 24/09/2015

(Υπογραφή)

.....
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....
Ευάγγελος Διαλυνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Αναπλ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....

Πολυμενάκος Κυριάκος

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

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η σύνοψη των σύγχρονων πρακτικών καθορισμού της εφεδρείας ισχύος καθώς και των καινοτόμων, προτεινόμενων στη βιβλιογραφία μεθοδολογιών, και η ενδεικτική εφαρμογή κάποιων από αυτές σε ένα διαθέσιμο σύνολο δεδομένων.

Οι εφεδρείες ισχύος εξυπηρετούσαν στο παρελθόν ανάγκες, που προέκυπταν είτε από σφάλματα στη πρόβλεψη του φορτίου, είτε από απρόβλεπτες βλάβες στοιχείων του συστήματος παραγωγής και διανομής της ενέργειας. Δεδομένης της γενικά αξιόπιστης και ακριβούς πρόβλεψης του φορτίου, το μέγεθος τους καθοριζόταν από τις πιθανές διαταραχές που θα καλούνταν να καλύψουν. Τα κριτήρια που χρησιμοποιούνταν λοιπόν ήταν συνήθως ντετερμινιστικά, με πιο δημοφιλές το κριτήριο προστασίας από τη *μέγιστη μοναδική διαταραχή* (N-1 reliability criterion), σύμφωνα με το οποίο η εφεδρεία πρέπει να είναι αρκετή για να καλύψει τη μεγαλύτερη μεμονωμένη διαταραχή που μπορεί να προκύψει στο σύστημα, αλλά δεν καλύπτει συνδυασμούς των ανεξάρτητων διαταραχών θεωρώντας τους (σχετικά) απίθανους.

Στα ενεργειακά συστήματα με σημαντική διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής οι απαιτήσεις για εφεδρεία ισχύος είναι αυξημένες. Αιολική ή φωτοβολταϊκή, η παραγωγή δεν μπορεί να προβλεφθεί ακριβώς και είναι μ' αυτήν την έννοια αβέβαιη. Για να εξασφαλιστεί η κάλυψη των εκάστοτε αναγκών, άλλες μονάδες παραγωγής πρέπει να είναι σε ετοιμότητα, ώστε να μεταβάλλουν έγκαιρα και κατάλληλα την παραγωγή τους για να αντισταθμίσουν τις μεταβολές που παρουσιάζονται στην παραγωγή από ΑΠΕ. Αυτή η εφεδρεία δεν παρέχεται χωρίς κόστος και κατά συνέπεια ο προσδιορισμός της βέλτιστης ή έστω κάποια προσέγγιση για την βέλτιστη τιμή της είναι απαραίτητη.

Στην παρούσα εργασία, αφού περιγραφεί το πλαίσιο στο οποίο λαμβάνονται οι αποφάσεις για τον προγραμματισμό της παραγωγής και τα διάφορα είδη εφεδρείας,

αναλύονται οι μεθοδολογίες που χρησιμοποιούνται από οργανισμούς και ερευνητές για τον καθορισμό του επιπέδου της εφεδρείας. Στη συνέχεια, χρησιμοποιώντας στοιχεία του παρόντος ελληνικού συστήματος, καθώς και εκτιμήσεις για την μελλοντική του κατάσταση μετά την ενσωμάτωση περισσότερων αιολικών πάρκων, εφαρμόζονται κάποιες από αυτές τις μεθοδολογίες και παρουσιάζονται αποτελέσματα και προσομοιώσεις, με τα αντίστοιχα συμπεράσματα και προτάσεις που προκύπτουν.

Λέξεις Κλειδιά: <<ΑΠΕ, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, αιολική παραγωγή, εφεδρεία ισχύος, πρωτεύουσα εφεδρεία, δευτερεύουσα εφεδρεία, πρόβλεψη αιολικής παραγωγής, πρόβλεψη φορτίου, καθαρό φορτίο, αβεβαιότητα, μεταβλητότητα, πιθανοτική μέθοδος, μοντέλο παραμένουσας τιμής, κανονική κατανομή, ανάλυση ακραίων τιμών >>

Abstract

The goal of this thesis is to summarize modern practices of quantifying power reserves as well as innovative and novel methodologies, proposed in the relevant literature, and applying some of them on data from the Greek system.

Power reserves used to cover needs arising from load prediction errors or from contingencies, failures of some part of the generation or transmission system. Given the relatively reliable and accurate load forecast, reserve needs were defined by the possible contingencies. The criteria used were usually deterministic, with the most popular being the protection from the biggest single contingency possible (N-1 reliability criterion), according to which, the reserve big enough to make up for the most severe contingency possible, but not for combinations of contingencies which were regarded as too improbable.

Power systems with significant penetration of Renewable Energy Sources (RES) in the generation mix, the needs for power reserves are increased. Wind or photovoltaic, the generation cannot be perfectly forecasted and is, subsequently, uncertain. In order to ensure the load, other units must be ready to compensate for the variation of renewable generation. This reserve does not come without cost, so quantifying the optimal level of reserve, or at least an approximate suboptimal level, is essential.

In the current thesis, after describing how and according to what regulations decisions about the scheduling of the generation and the different kinds of reserves are taken, we analyze the methodologies used by establishments and researchers to set the reserve's level. Moreover, using data of the Greek system, referring to the present situation but also using an estimation for its growth after the connection of extra wind power farms, we apply some of this methodologies and present the results and simulations, along with the corresponding conclusions and suggestions.

Keywords: <<Renewable Energy Sources, RES, wind generation, power reserve, primary reserve, secondary reserve, wind generation forecast, load forecast, net load, uncertainty, variability, probabilistic method, persistence model, normal distribution, extreme value analysis>>

Η σελίδα αυτή είναι σκόπιμα λευκή.

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κύριο Βουρνά, για την εμπιστοσύνη του, την εξαιρετική συνεργασία και τις συμβουλές που μου προσέφερε καθ' όλη τη διάρκεια της συγγραφής της εργασίας. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω για την υποστήριξή της όλα τα χρόνια της φοίτησης μου, την οικογένεια μου.

Πίνακας περιεχομένων

1	Εισαγωγή.....	9
1.1	ΣΗΕ και Ηλεκτροπαραγωγή.....	9
1.2	Διείσδυση ΑΠΕ	15
1.3	Προγραμματισμός Παραγωγής και Αγορά Ενέργειας.....	17
1.4	Βασικές Έννοιες Στατιστικής.....	19
1.5	Αντικείμενο και Δομή Εργασίας	23
2	Στοχαστικός Χαρακτήρας ΑΠΕ και Εφεδρεία	26
2.1	Στοχαστικά Χαρακτηριστικά Μεταβλητής Παραγωγής από ΑΠΕ, Μεταβλητότητα και Αβεβαιότητα.....	26
2.2	Εφεδρεία, Είδη και Κανονισμοί	29
2.2.1	Είδη Εφεδρείας.....	29
2.2.2	Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί για την Εφεδρεία Ισχύος.....	33
2.2.3	Κανονισμοί για τις εφεδρείες ισχύος στη Βόρειο Αμερική.....	35
2.3	Δείκτες ασφάλειας και επικινδυνότητας	37
3	Βιβλιογραφική Επισκόπηση Μεθόδων Προσδιορισμού Εφεδρειών.....	40
3.1	Αιτιοκρατικές Προσεγγίσεις Προσδιορισμού της Εφεδρείας	40
3.2	Πιθανοτικές Μέθοδοι Υπολογισμού της Εφεδρείας	43
3.2.1	Χρήση Κανονικών Κατανομών και Τυπικής Απόκλισης.....	43
3.2.2	Μέθοδοι ανάλυσης κόστους	50
3.2.3	Άλλες πιθανοτικές μέθοδοι.....	53
3.3	Μοντέλα Στοχαστικής Βελτιστοποίησης	55
4	Παραδείγματα Εφαρμογών.....	62
4.1	Πρόβλεψη και Δομή Δεδομένων.....	62
4.2	Βασική Στατιστική Ανάλυση	63
4.3	Μεταβολές και Μοντέλο Παραμένουσας Τιμής (Persistence Model)	70
4.3.1	Ενιαία πολιτική καθορισμού εφεδρείας σε όλα τα επίπεδα παραγωγής.....	70
4.3.2	Προσαρμογή Εφεδρείας στο Επίπεδο Παραγωγής.....	75
4.4	Εφεδρεία και Μεταβολές ανά 10λεπτο, Μεταβλητότητα.....	80

4.5	Αύξηση της Τυπικής Απόκλισης του Φορτίου Λόγω ΑΠΕ	83
4.6	Ανάλυση Ακραίων Τιμών (Extreme Value Analysis)	86
5	Συμπεράσματα, Προτάσεις για Περαιτέρω Έρευνα	91
5.1	Συμπεράσματα.....	91
5.2	Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα	93
6	Παράρτημα, Κώδικας Matlab	96
	Βιβλιογραφία.....	101

1

Εισαγωγή

1.1 ΣΗΕ και Ηλεκτροπαραγωγή

Ως Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων τα οποία χρησιμοποιούνται στην παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στις περιοχές κατανάλωσης. Παράλληλα, περιλαμβάνει όλα τα απαραίτητα συστήματα ελέγχου και επικοινωνίας που χρησιμοποιούνται για την ομαλή λειτουργία του.

Το ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα, οι πηγές ενέργειας δηλαδή που χρησιμοποιούνται στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρουν σημαντικά μεταξύ των χωρών. Διακρίνουμε τρεις βασικές κατηγορίες: τις συμβατικές, την πυρηνική και της ανανεώσιμες πηγές.

Στις συμβατικές πηγές ενέργειας εντάσσονται τα ορυκτά, υγρά και αέρια καύσιμα όπως πετρελαϊκά προϊόντα και φυσικό αέριο, αλλά και μορφές άνθρακα (πχ λιγνίτης ή λιθάνθρακας). Η ενέργεια προκύπτει από καύση και το κόστος είναι γενικά χαμηλό, αλλά υπάρχει σημαντική περιβαλλοντική επιβάρυνση λόγω εκπομπών (αν και φυσικά η επιβάρυνση αυτή διαφέρει μεταξύ των τύπων καυσίμου και των μονάδων).

Η πυρηνική ενέργεια προέρχεται από πυρηνικούς σταθμούς σχάσης φυσικού ή εμπλουτισμένου ουρανίου ή μίγματος ουρανίου και πλουτωνίου. Κατά τη λειτουργία δεν υπάρχει πρόβλημα εκπομπής ρύπων, καθώς τα απόβλητα της διαδικασίας συγκεντρώνονται και φυλάσσονται. Η ασφαλής αποθήκευση τους όμως αποτελεί σημαντικό πρόβλημα, δεδομένου του εξαιρετικά μεγάλου χρονικού διαστήματος που χρειάζεται για να καταστούν ακίνδυνα.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας περιλαμβάνουν πηγές ενέργειας ανεξάντλητων αποθεμάτων (ήλιος, άνεμος, ροή ποταμού) και μηδενικού κόστους καυσίμου. Έχουν πολλά ιδιαίτερα χαρακτηριστικά ανάλογα με τον τύπο τους και τη συγκεκριμένη εγκατάσταση. Στο δεύτερο κεφάλαιο θα εξεταστούν τα στατιστικά χαρακτηριστικά της αιολικής παραγωγής και η επίδρασή τους στη λειτουργία του συστήματος.

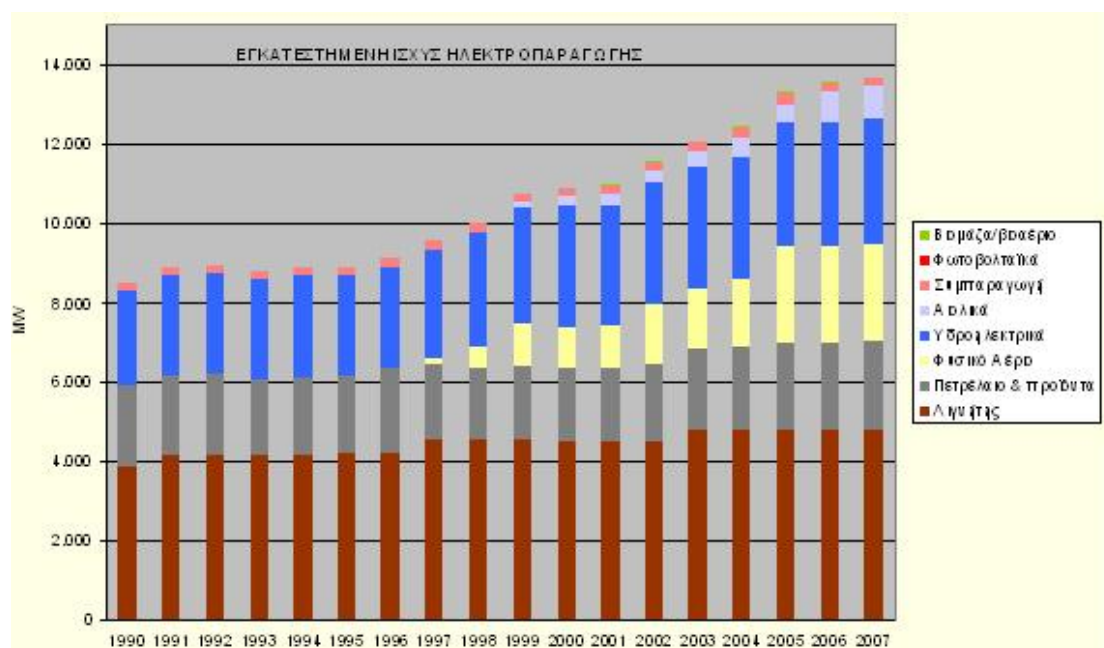
Κάθε χώρα έχει επιλέξει το δικό της μείγμα Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής. Το μείγμα αυτό διαφέρει από χώρα σε χώρα γιατί καθορίζεται από παράγοντες όπως:

- οι διαθέσιμοι εγχώριοι ενεργειακοί πόροι
- οι Διεθνείς Συγκυρίες και η Ενεργειακή Πολιτική
- οι γεωλογικές, γεωφυσικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες

Ενδεικτικά αναφέρουμε ότι χώρες με εκτεταμένη πετρελαιοπαραγωγή επιλέγουν τα πετρελαϊκά προϊόντα ως κύρια πηγή ενέργειας με τη συμμετοχή του στο μίγμα να πλησιάζει και το 100%. Σύμφωνα με στοιχεία του Λειτουργού Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας [1] άλλες χώρες βασίζονται στο φυσικό αέριο, όπως για παράδειγμα η Ολλανδία με ποσοστό 60% της ηλεκτροπαραγωγής να προέρχεται από σταθμούς φυσικού αερίου. Αντίστοιχα χώρες με αποθέματα και ορυχεία λιθάνθρακα καλύπτουν έτσι το μεγαλύτερο μέρος των αναγκών τους (Πολωνία 92%). Αλλού η πυρηνική ενέργεια έχει σημαντικότερη συνεισφορά ενίοτε και σε ποσοστά άνω του 50%, ενώ πολλά κράτη εκμεταλλευόμενα ιδιαίτερα γεωγραφικά χαρακτηριστικά χρησιμοποιούν κατά κύριο λόγο υδροηλεκτρικούς σταθμούς.

Στην Ελλάδα, το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος είναι βασισμένο στον λιγνίτη, διότι είναι εγχώριο προϊόν και βρίσκεται σε αφθονία σε πολλά κοιτάσματα στην ηπειρωτική Ελλάδα. Μεγάλο είναι και το ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος που βασίζεται στο πετρέλαιο και τα προϊόντα του, και αυτό κυρίως λόγω του μεγάλου πλήθους των ελληνικών νησιών και των δυσκολιών διασύνδεσής τους. Επίσης σημαντικό μέρος των ενεργειακών αναγκών της χώρας καλύπτεται από υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις οι οποίες δεν χρησιμοποιούν μεν ορυκτά καύσιμα για την παραγωγή ενέργειας, αλλά απαιτούν εκτεταμένες παρεμβάσεις στο περιβάλλον (πχ φράγματα). Το φυσικό αέριο εισήχθη αργότερα στη χώρα, μετά από διακρατικές συμφωνίες (1987) με την τότε ΕΣΣΔ και την Αλγερία [2], και αποτελεί μία πιο καθαρή, από πλευράς εκπομπών ρύπων, πηγή ενέργειας συγκριτικά με τα πετρελαϊκά προϊόντα και το λιγνίτη.

Ιστορικά δεδομένα για τον καταμερισμό της ηλεκτροπαραγωγής στις επιμέρους μορφές ενέργειας, για τα έτη 1990-2007, φαίνονται στο Σχήμα 1.1 [3].

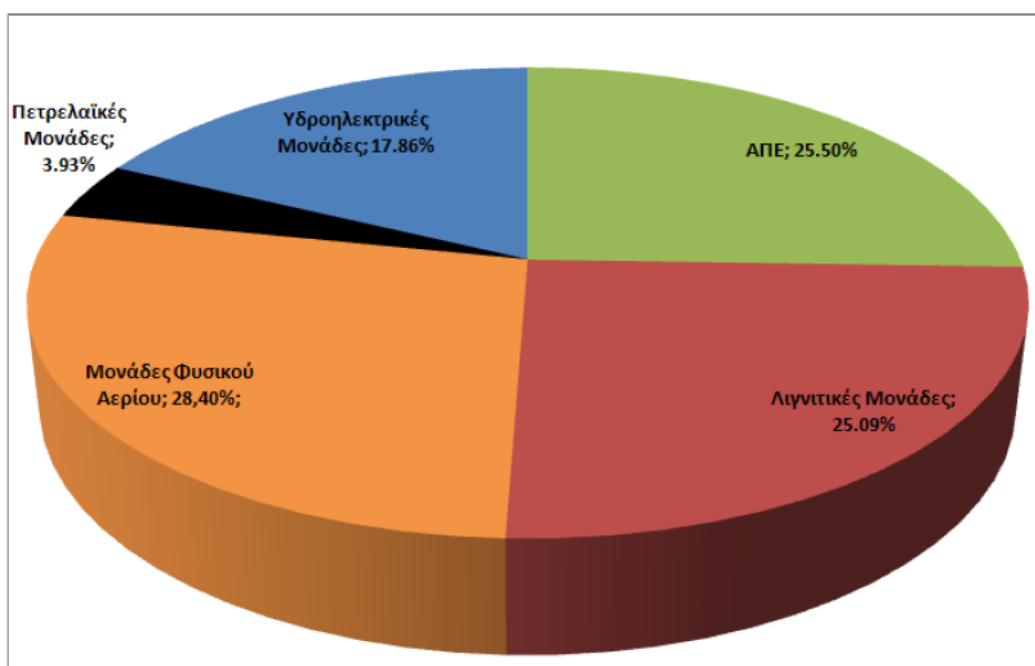


Σχήμα 1.1: Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτροπαραγωγής και Πηγές Ενέργειας 1990-2007.

Σύμφωνα με το μοντέλο της συγκεντρωμένης παραγωγής, η ενέργεια παράγεται στους σταθμούς ηλεκτρικής παραγωγής, αποστέλλεται μέσω του συστήματος μεταφοράς στα τοπικά δίκτυα διανομής και μέσω αυτών στους τελικούς καταναλωτές.

Από το μοντέλο αυτό παρεκκλίνει σημαντικά η διεσπαρμένη παραγωγή. Εδώ η παραγωγή παρέχεται από πολλές μικρότερες μονάδες παραγωγής, οι οποίες βρίσκονται κοντά στα φορτία και συνήθως συνδέονται απ' ευθείας στα τοπικά δίκτυα διανομής. Έτσι συνδέονται συνήθως μικρές εγκαταστάσεις ΑΠΕ (κυρίως φωτοβολταϊκές). Η διεσπαρμένη παραγωγή αποτελεί μία πρόκληση για τους Διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας καθώς η επαρκής και αποδοτική αξιοποίησή της μπορεί να ανοίξει νέες δυνατότητες για την ανάπτυξη του συστήματος αλλά ταυτόχρονα η εποπτεία, ο έλεγχος και η διαχείρισή της είναι δυσκολότερη.

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα είναι 17.76 GW (Απρίλιος 2015 [1]). Κατανέμεται σε θερμικές μονάδες, που περιλαμβάνουν μονάδες λιγνιτικές, πετρελαϊκές και φυσικού αερίου, υδροηλεκτρικές και ΑΠΕ. Σημειώνεται ότι εδώ αναφερόμαστε αποκλειστικά στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Η κατανομή τους φαίνεται στο σχήμα 1.2 [1].



Σχήμα 1.2: Πηγές Ενέργειας στο ελληνικό ΣΗΕ 2015

Οι κύριοι λιγνιτικοί σταθμοί βρίσκονται στην περιοχή της Πτολεμαΐδας στη βόρεια Ελλάδα και στην περιοχή της Μεγαλόπολης στην Πελοπόννησο. Οι πετρελαϊκοί σταθμοί όπως και οι μονάδες φυσικού αερίου βρίσκονται κατά πλειοψηφία στην Αττική, όπου συγκεντρώνεται και το 30% περίπου της συνολικής κατανάλωσης. Οι θερμικές μονάδες του ελληνικού συστήματος μπορούν να θεωρηθούν πεπαλαιωμένες καθώς οι περισσότερες βρίσκονται σε λειτουργία για τουλάχιστον 20 χρόνια. Εξαιρέσεις αποτελούν μεγάλο μέρος των μονάδων φυσικού αερίου, όπου 3700 MW περίπου προστέθηκαν στο σύστημα τη δεκαετία 2003-2013 [4]. Στους παρακάτω πίνακες (1.1 – 1.4) παρουσιάζονται οι θερμικές μονάδες σε λειτουργία στο ΕΔΣ

Πίνακας 1.1 Λιγνιτικές Μονάδες ΕΔΣ

Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	274
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	274
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	283
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	283
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	342
ΑΜΥΝΤΑΙΟ Ι	273
ΑΜΥΝΤΑΙΟ ΙΙ	273
ΜΕΛΙΤΗ	289
ΚΑΡΔΙΑ Ι	275
ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	275
ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	280
ΚΑΡΔΙΑ ΙV	280
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙ	116
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙΙ	116
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙV	274
ΛΙΠΤΟΛ	30
ΛΙΠΤΟΛ ΙΙ	8
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙΙ	255
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV	256

Πίνακας 1.2 Πετρελαικές Μονάδες ΕΔΣ

Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΑΛΙΒΕΡΙ ΙΙΙ	144
ΑΛΙΒΕΡΙ ΙV	144
ΛΑΥΡΙΟ Ι	123
ΛΑΥΡΙΟ ΙΙ	287

Πίνακας 1.3 Μονάδες Φυσικού Αερίου ΕΔΣ

Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΑΗΣ Αγ. Γεωργίου 8	151
ΑΗΣ Αγ. Γεωργίου 9	188
ΘΗΣ Κομοτηνής	476,3
ΑΗΣ Λαυρίου 3	173,4
ΑΗΣ Λαυρίου 4	550,2
ΑΗΣ Λαυρίου 5	377,7
ΑΛΙΒΕΡΙ V	420
ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	389,4
ELPEDISON ΘΙΣΒΗ	410
ΗΡΩΝ CC	422,1
PROTERGIA CC	432,7
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	433,5
ΣΗΘ Αλουμινίου	334
ΘΗΣ ΗΡΩΝ 1	49,3
ΘΗΣ ΗΡΩΝ 2	49,3
ΘΗΣ ΗΡΩΝ 3	49,3

Πίνακας 1.4 Υδροηλεκτρικές Μονάδες ΕΔΣ

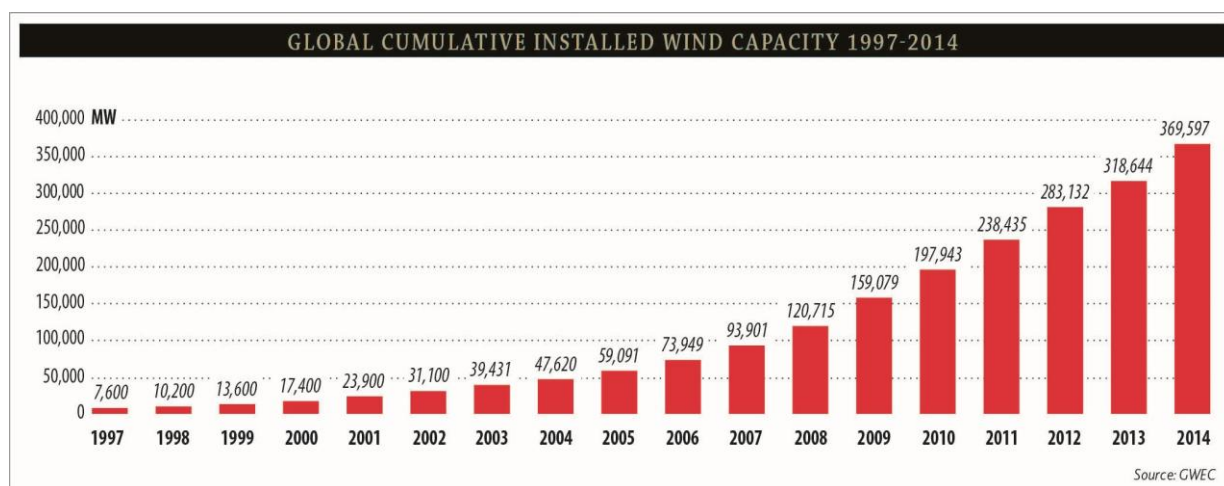
Μονάδες	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΑΓΡΑΣ	50
ΑΣΩΜΑΤΑ	108
ΑΩΟΣ	210
ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	19
ΘΗΣΑΥΡΟΣ	384
ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ	155
ΚΑΣΤΡΑΚΙ	320
ΚΡΕΜΑΣΤΑ	437.2
ΛΑΔΩΝΑΣ	70
ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	129.9
ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	116
ΠΟΛΥΦΥΤΟ	375
ΠΟΥΡΝΑΡΙ Ι	300
ΠΟΥΡΝΑΡΙ ΙΙ	33.6
ΣΤΡΑΤΟΣ	150
ΣΦΗΚΙΑ	315

1.2 Διεΐσδυση ΑΠΕ

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με κύρια πλεονεκτήματα το μηδενικό κόστος καυσίμου και την έλλειψη εκπομπών ρύπων, αποτελούν μια ιδιαίτερα ελκυστική λύση στο ενεργειακό πρόβλημα. Τα τελευταία χρόνια, σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό και ελληνικό επίπεδο η διεΐσδυση τους αυξάνεται με ιδιαίτερα υψηλούς ρυθμούς [5] και δεν προβλέπεται να ανακοπεί. Διεθνής συμφωνίες δεσμεύουν ήδη ένα μεγάλο αριθμό κρατών για μειώσεις ρύπων και αύξηση του ποσοστού της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ. Για παράδειγμα η γνωστή συμφωνία Europe 2020 [5] μεταξύ των κρατών της

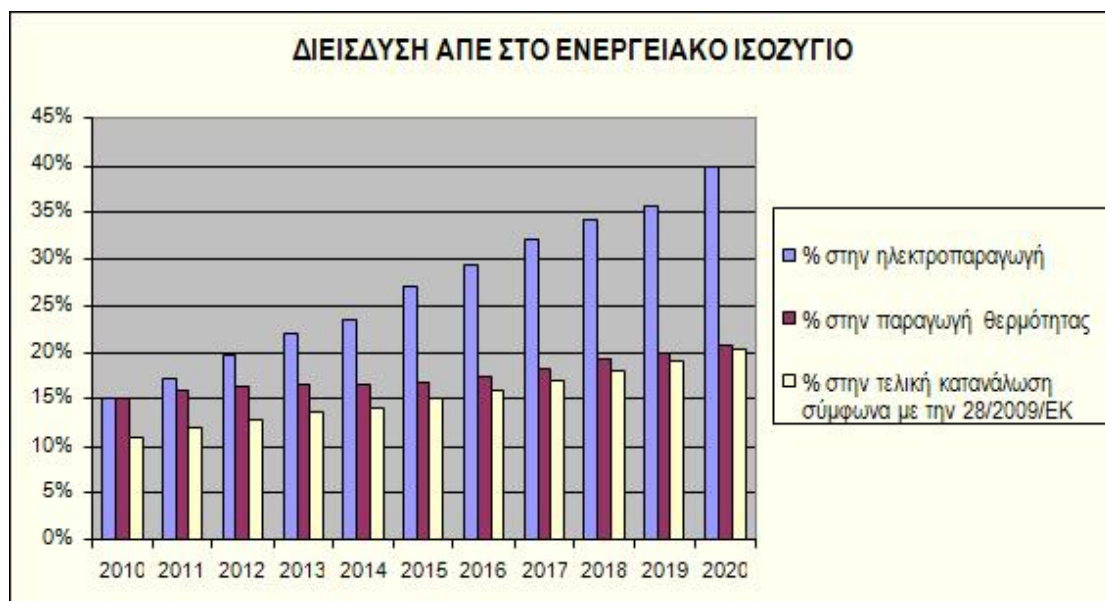
Ευρωπαϊκής Ένωσης δεσμεύει τα κράτη για μείωση των ρύπων κατά 20% σε σχέση με τις τιμές του 2010 και διείσδυση ΑΠΕ στο 20% της τελικής καταναλισκόμενης ενέργειας μέχρι το 2020. Υπάρχει μάλιστα επιπλέον συμφωνία ώστε 27% της τελικής καταναλισκόμενης ενέργειας να έχει παραχθεί από ΑΠΕ για το έτος 2030 [6].

Στο Σχήμα 1.3 [7] αποτυπώνεται η εξέλιξη της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος από πηγές αιολικής ενέργειας.



Σχήμα 1.3: Συνολική παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς 1997-2014 ([7])

Στην Ελλάδα σύμφωνα με τις υπογεγραμμένες συμφωνίες προβλέπεται η αύξηση της διείσδυσης από ΑΠΕ να συνεχιστεί όπως φαίνεται στο σχήμα 1.4 [3].



Σχήμα 1.4: Διείσδυση ΑΠΕ στο Ενεργειακό Ισοζύγιο

Η αυξητική αυτή τάση της διείσδυσης των ΑΠΕ θα θέσει νέες προκλήσεις στους Διαχειριστές των ΣΗΕ για την ομαλή ενσωμάτωση και την αποδοτική εκμετάλλευσή της.

1.3 Προγραμματισμός Παραγωγής και Αγορά Ενέργειας

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται το πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς εντός του οποίου λαμβάνονται οι σχετικές με την ηλεκτροπαραγωγή αποφάσεις. Η περιγραφή που γίνεται είναι ενική και επικεντρώνεται σε λειτουργίες οι οποίες είναι παρούσες υπό κάποια μορφή σε όλα τα συστήματα.

Το κύριο ζητούμενο από τον προγραμματισμό παραγωγής είναι δεδομένων όλων των παραμέτρων του συστήματος και κάποιας πρόβλεψης για το φορτίο να αποφασιστεί σε ποιες μονάδες και σε τι βαθμό θα καταμεριστούν οι απαιτήσεις ισχύος του φορτίου. Οι μονάδες παραγωγής, ανάλογα με τον τύπο τους και τα χαρακτηριστικά τους απαιτούν συγκεκριμένο χρόνο για να φτάσουν στην ονομαστική λειτουργία από την ανενεργή κατάσταση, ενώ και οι αυξομειώσεις της παραγωγής δεν μπορούν να πραγματοποιηθούν στιγμιαία. Για το λόγο αυτό ο Διαχειριστής του συστήματος, σε κάποια δεδομένη χρονική στιγμή οφείλει να προγραμματίσει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το επόμενο χρονικό διάστημα. Ο χρονικός ορίζοντας του προγραμματισμού ποικίλει και μάλιστα στο ίδιο σύστημα χρησιμοποιούνται διαφορετικοί χρονικοί ορίζοντες που λειτουργούν συμπληρωματικά μεταξύ τους. Κατά τη διαδικασία αυτή, η οποία είναι γενικά σύνθετη, ο Διαχειριστής λαμβάνει υπόψη του κριτήρια οικονομικής λειτουργίας, ασφάλειας, περιβαλλοντικά και άλλα.

Ένας συνηθισμένος τρόπος προσέγγισης του προβλήματος είναι ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) όπου ο χρονικός ορίζοντας του προγραμματισμού είναι 24 ώρες. Συνδυάζοντας προβλέψεις για το φορτίο και την παραγωγή από ΑΠΕ, ο Διαχειριστής αποφασίζει ποιες μονάδες θα λειτουργήσουν και σε ποιο επίπεδο παραγωγής η καθεμία για την επόμενη ημέρα επιλύοντας ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Αποφάσεις, επίσης, λαμβάνονται για τις εφεδρείες ισχύος, τις μονάδες που θα είναι σε ετοιμότητα για περίπτωση ανάγκης, καθορίζονται τα όρια για την μεταφορά ισχύος ανάμεσα στις διαφορετικές περιοχές του δικτύου και

άλλα. Πλέον, η αγορά σε πολλές χώρες έχει απελευθερωθεί και μέρος των αποφάσεων δεν λαμβάνεται κεντρικά, αλλά προκύπτει από δημοπρασίες (auctions). Συμπληρωματικά στον ΗΕΠ λειτουργούν άλλες διορθωτικές αγορές/αποφάσεις, σε συντομότερο χρονικό ορίζοντα, ώστε να καλυφθούν τυχόν σφάλματα των προβλέψεων ή άλλες ανάγκες που ίσως προκύψουν.

Στο ελληνικό σύστημα, ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) είναι επιφορτισμένος με τον προγραμματισμό των φορτίων των μονάδων και τον καθορισμό των εφεδρειών. Βέβαια όπως θα δούμε αναλυτικότερα στη συνέχεια, ο ΑΔΜΗΕ λειτουργεί σύμφωνα με ευρύτερες ευρωπαϊκές οδηγίες από το European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) Η λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας διεξάγεται σύμφωνα με τους κανόνες και τη σχετική νομοθεσία [8] υπό τον Λειτουργό Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ).

Στον ΗΕΠ περιλαμβάνονται τρεις αγορές:

- Η Αγορά Ενέργειας: Καλύπτονται οι ανάγκες του φορτίου, για την επόμενη μέρα. Οι εγχώριοι παραγωγοί και οι εισαγωγείς προσφέρουν ενέργεια σε κάποια τιμή και οι προμηθευτές, οι πελάτες με δυνατότητα επιλογής και οι εξαγωγείς αγοράζουν.
- Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών: Οι επικουρικές υπηρεσίες διασφαλίζουν την αξιοπιστία της παροχής ενέργειας προς τους καταναλωτές. Προσφέρονται από παραγωγούς με τις απαραίτητες δυνατότητες ρύθμισης της παραγωγής τους (άρα θερμικοί και υδροηλεκτρικοί παραγωγοί) και αγοράζονται από εκπροσώπους του φορτίου. Οι εφεδρείες ισχύος ανήκουν στις επικουρικές υπηρεσίες και εξασφαλίζουν την δυνατότητα του συστήματος να συνεχίσει να λειτουργεί ικανοποιητικά και σε συνθήκες διαφορετικές από τις προβλεπόμενες κατά τον προγραμματισμό. Περισσότερα για τα είδη τους και τα βασικά χαρακτηριστικά τους αναφέρονται στην ενότητα 2.2.
- Μηχανισμός Αγοράς Χωροθέτησης της Παραγωγής Κοντά στα Κέντρα Κατανάλωσης: Ο μηχανισμός αυτός παρέχει κίνητρα ώστε η παραγωγή να βρίσκεται κοντά στα κέντρα κατανάλωσης με σκοπό την αποφυγή περιττής συμφόρησης του συστήματος μεταφοράς.

Εάν υπάρξουν σημαντικές αποκλίσεις δεδομένων κατά τη λειτουργία του ΣΗΕ σε σύγκριση με εκείνα που έλαβε ο διαχειριστής υπόψη του κατά τον ΗΕΠ, υπάρχει

δυνατότητα για κατάρτιση νέου προγράμματος κατανομής για το υπόλοιπο της ημέρας κατανομής. Σημαντικές αποκλίσεις θεωρούνται περιστατικά όπως βλάβες σε στοιχεία του συστήματος παραγωγής και μεταφοράς, αδυναμία κάλυψης του φορτίου του ΣΗΕ που οδηγεί σε έκτακτες (μη προγραμματισμένες) εισαγωγές ενέργειας από γειτονικά ΣΗΕ, επικαιροποίηση των απαιτήσεων εφεδρειών ή των δοκιμαστικών μονάδων λειτουργίας και άλλα (λεπτομερής παρουσίαση στον Εγχειρίδιο Κατανομής [9]).

Παράλληλα με το πρόγραμμα κατανομής όπως προκύπτει από τον ΗΕΠ, ο διαχειριστής εκτελεί και το Πρόγραμμα Οικονομικής Φόρτισης Μονάδων σε Πραγματικό Χρόνο (Real Time Dispatch - RTD). Το πρόγραμμα εκτελείται αυτόματα, κάθε 5 λεπτά, και στόχο έχει τον καθορισμό των τιμών φόρτισης των κατανεμόμενων μονάδων. Οι τιμές αυτές επιλέγονται με βάση τις τεχνικο-οικονομικές προσφορές των Παραγωγών, όπως έχει ήδη αναφερθεί, αλλά και μετρήσεις και δεδομένα που λαμβάνονται από τους σταθμούς παραγωγής σε πραγματικό χρόνο. Η αγορά ενέργειας είναι απελευθερωμένη και πολλές από τις αποφάσεις λαμβάνονται με τη μορφή δημοπρασίας. Παρόλο που η το πρόβλημα οικονομικής κατανομής πραγματικού χρόνου επιλύεται πολύ συχνότερα από τον ΗΕΠ, οι τιμές ισχύος στις οποίες καταλήγει δεν είναι οι τελικές. Οι τιμές παραγόμενης ισχύος για κάθε μονάδα που επιλέγονται κατά την κατανομή πραγματικού χρόνου αποστέλλονται στους σταθμούς παραγωγής και αποτελούν τα σημεία βάσης (base points), γύρω από τα οποία η Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής καθορίζει την ακριβή παραγωγή των μονάδων που έχουν τέτοια δυνατότητα έως και σε χρονικά διαστήματα της τάξης των οκτώ δευτερολέπτων.

1.4 Βασικές Έννοιες Στατιστικής

Στην ενότητα θα παρατεθούν μερικές απαραίτητες έννοιες στατιστικής που θα χρησιμοποιηθούν στην πορεία της εργασίας με κύρια πηγή το σύγγραμμα [10].

Ως *τυχαίες μεταβλητές* ορίζονται μεταβλητές που παίρνουν τιμές κατά την εκτέλεση ενός πειράματος τύχης (που μπορεί να είναι η εξέλιξη ενός φαινομένου) ανάλογα με το ενδεχόμενο που επαληθεύεται. Με αυτήν την έννοια κάθε τυχαία μεταβλητή αποτελεί μία απεικόνιση από τον δειγματικό χώρο (το σύνολο των

πιθανών ενδεχομένων) στους πραγματικούς αριθμούς (την τιμή της τυχαίας μεταβλητής στο κάθε ενδεχόμενο).

Η μελέτη των πιθανοθεωρητικών προβλημάτων γίνεται ευκολότερη με τη χρήση των συναρτήσεων κατανομής πιθανότητας. Η *συνάρτηση κατανομής πιθανότητας* της τυχαίας μεταβλητής X ορίζεται ως:

$$F(x) = P(X \leq x), x \in R \quad (1.1)$$

Κάθε $F(x)$ δίνει λοιπόν την πιθανότητα η X να πάρει τιμή μικρότερη ή ίση του x .

Η συνάρτηση κατανομής πιθανότητας δεν διαφέρει ουσιαστικά για συνεχής και διακριτές μεταβλητές.

Στις διακριτές μεταβλητές μέσω της συνάρτησης κατανομής πιθανότητας ορίζεται η *συνάρτηση μάζας πιθανότητας* ως εξής:

$$p_k = F(x_k) - F(x_{k-}) \quad (1.2)$$

Για τις συνεχείς μεταβλητές αντίστοιχη της συνάρτησης μάζας πιθανότητας είναι η *συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας*, η οποία ορίζεται ως:

$$F(x) = P[X \leq x] = \int_{-\infty}^x f(y)dy \quad (1.3)$$

Η συνάρτηση μάζας πιθανότητας μας δίνει ένα μέτρο για το πόσο πιθανό είναι η τυχαία μεταβλητή να λάβει τη συγκεκριμένη τιμή.

Αντίστοιχα με τα μεγέθη αυτά, που είναι θεωρητικά και αναφέρονται σε τυχαίες μεταβλητές στη θεωρία πιθανοτήτων, στη στατιστική ορίζονται αντίστοιχα μεγέθη που προκύπτουν υπολογιστικά από κάποιο σύνολο δεδομένων. Η *εμπειρική συνάρτηση κατανομής* αντιστοιχεί στην συνάρτηση κατανομής, και οι *σχετικές συχνότητες* αντιστοιχούν στις τιμές της συνάρτησης μάζας πιθανότητας.

Χρήσιμα ακόμα μεγέθη της στατιστικής είναι η μέση τιμή, η διασπορά και η τυκική απόκλιση.

Μέση Τιμή: Για διακριτές μεταβλητές, η μέση τιμή ορίζεται ως

$$\mu = E(X) = \sum_{j=1}^{\infty} x_j p_j \quad (1.4)$$

Όπου p_i η πιθανότητα η τυχαία μεταβλητή X να πάρει την τιμή x_i

Για συνεχείς μεταβλητές ο ορισμός της μέσης (αναμενόμενης) τιμής (όταν πληρούνται κάποια κριτήρια και η μεταβλητή έχει μέση τιμή):

$$\mu = E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \quad (1.5)$$

Όπου $f(x)$ η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής X .

Διασπορά: Η διασπορά τυχαίας μεταβλητής X ορίζεται από τον τύπο

$$\sigma^2 = V(X) = E\{(X - \mu)^2\} \quad (1.6)$$

Τυπική Απόκλιση: Τυπική απόκλιση ορίζεται απλά ως η τετραγωνική ρίζα της διασποράς

$$\sigma = \sqrt{V(X)} \quad (1.7)$$

Η κανονική κατανομή ή κατανομή Γκάους είναι μία πολύ βασική κατανομή που εμφανίζεται σε πολλά πραγματικά φαινόμενα και εφαρμογές. Μια τυχαία μεταβλητή με μέση τιμή μ και τυπική απόκλιση σ , ακολουθεί κανονική κατανομή όταν η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας είναι (ή προσεγγίζεται ικανοποιητικά από τη):

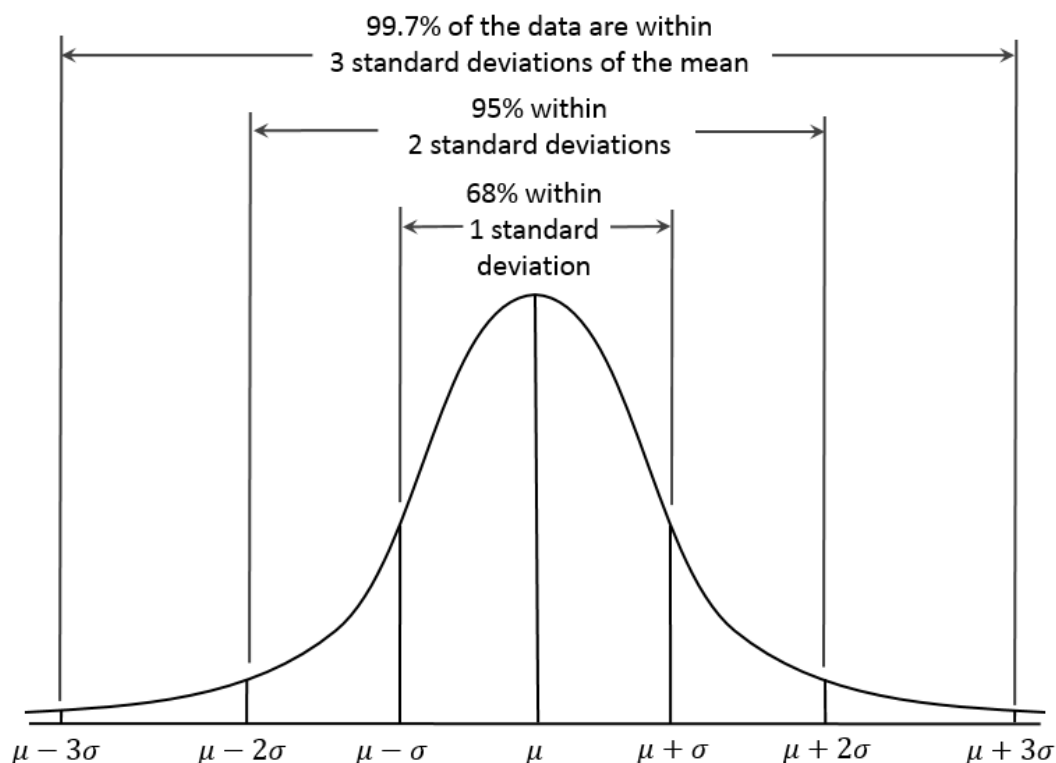
$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left\{-\frac{1}{2\sigma^2}(x - \mu)^2\right\} = N(x|\mu, \sigma^2) \quad (1.8)$$

Μεγάλη σημασία έχει ο γνωστός κανόνας για την τυπική απόκλιση των κανονικών κατανομών σύμφωνα με τον οποίο μεταξύ της κανονικής κατανομής, του άξονα των x , του $\mu - \sigma$ και $\mu + \sigma$ (εύρος μίας τυπικής απόκλισης γύρω από τη μέση τιμή) βρίσκεται εμβαδό 0.68, για 2σ γίνεται 0.95, για 3σ 0.997 και για 4σ 0.9999. Το εμβαδό αυτό δίνει τη πιθανότητα η τυχαία μεταβλητή να βρίσκεται μεταξύ των δύο ακραίων τιμών, δηλαδή σύμφωνα με τα παραπάνω:

$$P(\mu - \sigma \leq X \leq \mu + \sigma) = 0.68 \quad (1.9)$$

και ούτω καθεξής δεδομένου ότι η $X \sim N(\mu, \sigma)$.

Το σχήμα 1.5 διευκρινίζει τα παραπάνω [11].



Σχήμα 1.5: Κανόνας τυπικής απόκλισης κανονικής κατανομής

Στη συνέχεια της εργασίας θα προσεγγιστούν κατανομές πιθανότητας τυχαίων μεταβλητών από γνωστές κατανομές. Για τη σύγκριση της επίδοσης της προσέγγισης είναι απαραίτητος κάποιος κατάλληλα ορισμένος δείκτης. Θα χρησιμοποιηθεί ο γνωστός στην στατιστική *συντελεστής καθορισμού* (R-squared, coefficient of determination). Θεωρώντας σύνολο n τιμών y_1, y_2, \dots, y_n και εκτιμήσεις για τις τιμές αυτές f_1, f_2, \dots, f_n ο συντελεστής καθορισμού ορίζεται ως εξής:

Έστω μ η μέση τιμή των y_i .

Αν:

$$SST = \sum_i^n (y_i - \mu)^2 \quad (1.10)$$

Και:

$$SSR = \sum_i^n (y_i - f_i)^2 \quad (1.11)$$

Τότε:

$$R^2 = 1 - \frac{SSR}{SST} \quad (1.12)$$

Η *Ανάλυση Ακραίων Τιμών* (Extreme Value Analysis ή Extreme Value Theory) είναι η πιθανοτική μελέτη εξαιρετικά σπάνιων φαινομένων, που αποκλίνουν κατά πολύ από τις μέσες τιμές των αντίστοιχων τυχαίων μεταβλητών [12]. Τέτοια προβλήματα έχουν απασχολήσει τους μηχανικούς εδώ και δεκαετίες, για παράδειγμα, ένα κτίριο πρέπει να είναι θωρακισμένο στατικά απέναντι σε σεισμικές δονήσεις εξαιρετικής σπανιότητας (μία στα 50 έτη ή και μία στα 100 έτη). Για αυτού του τύπου τις αναλύσεις χρησιμοποιούνται πρακτικά δύο προσεγγίσεις οι οποίες βασίζονται στον διαχωρισμό κάποιων από τα ακραία δείγματα από το σύνολο και τη μελέτη τους ξεχωριστά με άλλες (όχι κανονικές) κατανομές. Στη μία, την ανάλυση Χρονοσειράς Ετήσιων Μεγίστων (Annual Maxima Series, AMS), επιλέγονται οι μέγιστες του κάθε έτους και αυτές μελετώνται ως μία χρονοσειρά (δείγματα μίας τυχαίας μεταβλητής). Στην ανάλυση Κορυφών Πάνω από Κατώφλι (Peaks Over Threshold, POT), επιλέγεται κατάλληλη τιμή κατωφλίου και τα δείγματα που την ξεπερνούν εξετάζονται ως νέα χρονοσειρά.

1.5 Αντικείμενο και Δομή Εργασίας

Στην παρούσα εργασία εξετάζεται το πρόβλημα του προσδιορισμού της εφεδρείας ισχύος, δεδομένης της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, ώστε να εξυπηρετούνται οι ανάγκες των καταναλωτών. Το πρόβλημα αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για πολλούς λόγους. Οι διαχειριστές των ΣΗΕ αντιμετωπίζουν σήμερα σημαντικές προκλήσεις, με σημαντικότερη την αποδοτική ενσωμάτωση όλο και μεγαλύτερων ποσοστών ηλεκτρικής παραγωγής από ΑΠΕ. Η ενσωμάτωση αυτή αποτελεί το κλειδί για οικονομικότερη και φιλικότερη προς το περιβάλλον λειτουργία των ΣΗΕ. Τα κυριότερα προβλήματα που προκύπτουν από την τάση αυτή είναι ο απρόβλεπτος χαρακτήρας της παραγωγής από κάποιες πηγές ενέργειας και ο περιορισμένος έλεγχος του διαχειριστή στην παραγόμενη ισχύ. Αυτό οδηγεί είτε στην αύξηση της πιθανότητας απορρίψεων φορτίου και παραγωγής με προφανή δυσμενή αποτελέσματα, ή σε αυξημένες εφεδρείες ισχύος. Οι αυξημένες εφεδρείες οδηγούν σε αύξηση του κόστους λειτουργίας του ΣΗΕ αλλά ενδεχομένως και σε περιβαλλοντικές επιπτώσεις λόγω των εκπομπών των μονάδων που βρίσκονται σε στρεφόμενη εφεδρεία. Ο ακριβής καθορισμός της απαιτούμενης εφεδρείας

επιτρέπει την όσο το δυνατόν ασφαλή και οικονομική λειτουργία του ΣΗΕ, και ταυτόχρονα την εκτίμηση του έμμεσου κόστους της διείσδυσης ΑΠΕ στην παραγωγή.

Στην παρούσα εργασία, παρουσιάζεται αρχικά η παρούσα κατάσταση των συστημάτων της Ευρώπης και της Βορείου Αμερικής, από πλευράς κανονισμών, τεχνικών ελέγχου και οργάνωσης των εφεδρειών. Παράλληλα ορίζονται δείκτες αξιολόγησης της λειτουργίας του ΣΗΕ που θα χρησιμοποιηθούν σε επόμενα κεφάλαια. Στη συνέχεια γίνεται μία αρκετά εκτενής επισκόπηση των μεθόδων που προτείνονται στη βιβλιογραφία για την καλύτερη αντιμετώπιση του προβλήματος της αποδοτικής ενσωμάτωσης της παραγωγής από ΑΠΕ με την ταυτόχρονη επίτευξη επαρκούς περιθωρίου ασφάλειας, αδιάλειπτης παροχής ενέργειας και χαμηλού κόστους λειτουργίας. Οι μελέτες αυτές οργανώνονται σε αιτιοκρατικές (ντετερμινιστικές), πιθανοτικές και μεθόδους στοχαστικής βελτιστοποίησης. Έμφαση δίνεται στις πιθανοτικές μεθόδους, καθώς στη συνέχεια της εργασίας κάποιες από αυτές θα εφαρμοστούν σε ένα σύνολο δεδομένων-εκτιμήσεων της παραγόμενης αιολικής ισχύος στον ελληνικό χώρο που έχει κατασκευαστεί συνδυάζοντας μετρήσεις ταχύτητας ανέμου και αδειοδοτήσεις για αιολικές εγκαταστάσεις. Οι εφαρμογές αυτές επιτρέπουν μία αρχική ποσοτική εκτίμηση των επιπέδων εφεδρείας που θα απαιτηθούν από το ελληνικό σύστημα από μια περαιτέρω αύξηση της αιολικής διείσδυσης, καθώς και μία σύγκριση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από τις διαφορετικές προτεινόμενες μεθόδους.

Πιο συγκεκριμένα, η δομή της εργασίας και η οργάνωση της σε κεφάλαια περιγράφεται παρακάτω.

Το *πρώτο κεφάλαιο* αποτελεί την εισαγωγή στο θέμα και την εργασία. Περιγράφονται τα ΣΗΕ και το πλαίσιο λειτουργίας τους με έμφαση στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα και τις ιδιαιτερότητες του και επισημαίνεται και επεξηγείται η τάση των τελευταίων δεκαετιών για αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα παρουσιάζονται κάποια απαραίτητα θεωρητικά στοιχεία.

Στο *δεύτερο κεφάλαιο* αναλύεται συνοπτικά η μοντελοποίηση των ΑΠΕ και της συμπεριφοράς τους με χρήση τυχαίων μεταβλητών, επισημαίνοντας τον στοχαστικό τους χαρακτήρα και πώς αυτός επηρεάζει τη λειτουργία των ΣΗΕ. Επίσης παρουσιάζεται η οργάνωση της εφεδρείας και τα διαφορετικά στάδια ελέγχου της

παραγωγής ισχύος, γενικά και στη συνέχεια ειδικότερα, σύμφωνα με τους ισχύοντες κανονισμούς σε Ευρωπαϊκή Ένωση και Βόρειο Αμερική.

Στο *τρίτο κεφάλαιο* βρίσκεται η προαναφερθείσα βιβλιογραφική επισκόπηση, με την οργάνωση των εργασιών να ακολουθεί τη διάκριση όπως αυτή περιγράφηκε παραπάνω.

Στο *τέταρτο κεφάλαιο* χρησιμοποιείται ένα σύνολο δεδομένων παραγόμενης ισχύος για την ενδεικτική εφαρμογή μερικών από τις μεθόδους της βιβλιογραφίας. Τα δεδομένα έχουν παραχθεί βάσει της ταχύτητας του ανέμου σε διάφορες περιοχές και των αδειών για την εγκατάσταση αιολικών εγκαταστάσεων που έχουν εκδοθεί. Η εφαρμογή των επιλεγμένων μεθόδων επιτρέπει την εκτίμηση της απαραίτητης για το ελληνικό σύστημα εφεδρείας και τη σύγκριση των μεθόδων που εφαρμόζονται μεταξύ τους.

Στο *πέμπτο κεφάλαιο*, συνοψίζονται τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα της εργασίας, όπως αυτά προκύπτουν από την παρούσα κατάσταση, τις υπάρχουσες μεθόδους και τα αποτελέσματα της εφαρμογής τους. Επίσης προτείνονται κατευθύνσεις για επέκταση της έρευνας και τη συμπλήρωση της.

Τέλος στο *παράρτημα* επισυνάπτεται ο κώδικας που χρησιμοποιήθηκε για τις εφαρμογές στο υπολογιστικό σύστημα MatLab.

2

Στοχαστικός Χαρακτήρας ΑΠΕ και Εφεδρεία

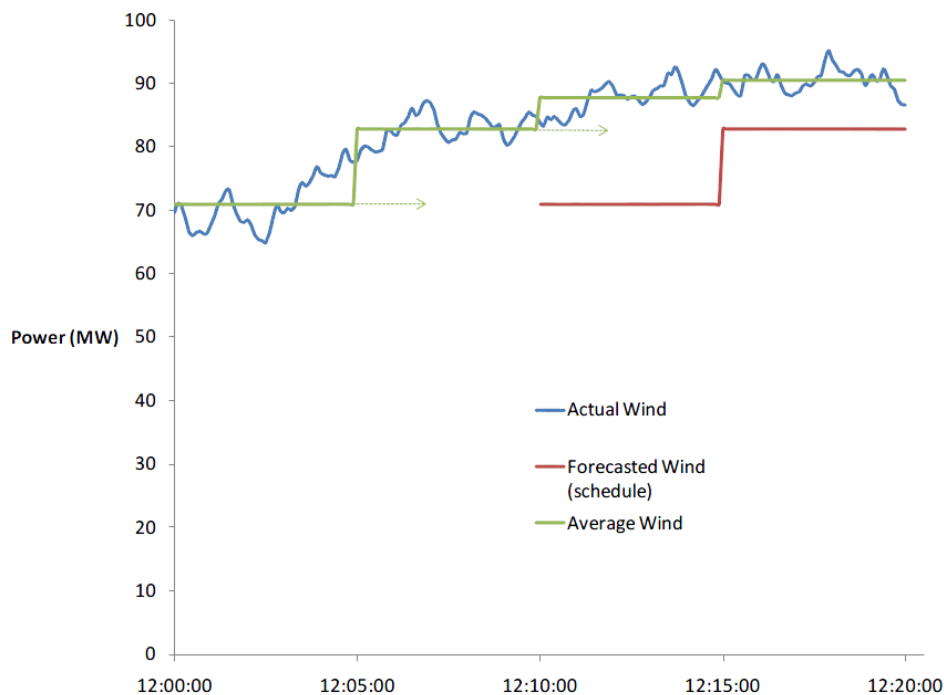
2.1 Στοχαστικά Χαρακτηριστικά Μεταβλητής Παραγωγής από ΑΠΕ, Μεταβλητότητα και Αβεβαιότητα

Η διαδικασία του προγραμματισμού, όπως έχει περιγραφεί στην ενότητα 1.3, θα αποτελούσε απλό πρόβλημα αν ήταν γνωστή εκ των προτέρων και με ακρίβεια η διαθεσιμότητα της κάθε μονάδας (θερμικών και άλλων) και η ακριβής κατανάλωση του φορτίου. Στην πραγματικότητα όμως στοιχεία αβεβαιότητας και μεταβλητότητας προκύπτουν σε όλα τα επίπεδα της λειτουργίας του συστήματος. Για παράδειγμα η ζήτηση της ενέργειας, μπορεί να παρουσιάσει απρόβλεπτες αυξομειώσεις. Στην παραγωγή προκύπτουν μη προγραμματισμένα σφάλματα και κάποιες μονάδες χρειάζεται να αποσυνδεθούν και παύουν να είναι διαθέσιμες. Αντίστοιχα σφάλματα και αστοχίες στοιχείων μπορούν να συμβούν στο σύστημα μεταφοράς και διανομής. Επιπλέον σε αυτά τα στοιχεία αβεβαιότητας που προϋπήρχαν, η διείδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή προσθέτει την αδυναμία πρόβλεψης της μέσης τιμής της συνολικής παραγωγής (αφού η παραγωγή από ΑΠΕ είναι συσχετισμένη με μετεωρολογικά φαινόμενα), την απόκλιση από τη μέση παραγωγή κάθε χρονικού διαστήματος (μιας ώρας για παράδειγμα) που παρατηρείται αν εξετάσουμε μικρότερα χρονικά διαστήματα (διάρκειας 10 λεπτών για παράδειγμα), ενώ η πιθανότητα βλάβης συνεχίζει να υφίσταται. Ακολούθως θα οριστούν οι παραπάνω όροι σύμφωνα και με τις εργασίες [13] και [14].

Με τον όρο *μεταβλητότητα* (*variability*) αναφέρονται οι αναμενόμενες μεταβολές της παραγωγής ή του φορτίου που προκύπτουν και εξελίσσονται σε χρονικά διαστήματα μικρότερα από τα χρονικά διαστήματα του αντίστοιχου προγραμματισμού. Πιο συγκεκριμένα, είναι πιθανό ακόμα και αν η μέση τιμή της ωριαίας παραγωγής (ή του ωριαίου φορτίου) έχει προβλεφθεί ακριβώς, να εμφανιστούν σημαντικές αποκλίσεις στη μέση παραγωγή ενός δεδομένου δεκαλέπτου από αυτήν. Αυτή η απόκλιση, αν δεν αντιμετωπιστεί με κάποιου τύπου εφεδρεία ίσως επηρεάσει τη συχνότητα του συστήματος στο σύνολο του. Εάν ο μηχανισμός εξισορρόπησης λειτουργεί σε χρονικό ορίζοντα δεκαλέπτου και καλύπτει την παραπάνω περίπτωση, δεν παύει να είναι ευάλωτος σε ταχύτερες μεταβολές, όπως η μεταβλητότητα της μέσης παραγωγής από λεπτό σε λεπτό. Η διαδικασία αυτή δεν συνεχίζεται βέβαια επ' άπειρο για δύο λόγους: πρώτον όσο μικραίνει η χρονική κλίμακα τόσο μικρότερες είναι κατά μέσο όρο οι μεταβολές στην παραγωγή και το φορτίο, και δεύτερον, η αδράνεια του συστήματος εξουδετερώνει την επίδραση στη συχνότητα πολύ σύντομων αποκλίσεων. Έτσι οι μικρότεροι χρονικοί ορίζοντες στους οποίους αντιμετωπίζεται η μεταβλητότητα είναι της τάξης των μερικών δευτερολέπτων.

Η *αβεβαιότητα* (*uncertainty*) είναι η μεταβολή των παραμέτρων που καθορίζουν τη λειτουργία του ΣΗΕ και δεν θα μπορούσε να προβλεφθεί. Η αβεβαιότητα περιλαμβάνει λανθασμένες προβλέψεις για την παραγωγή ή και το φορτίο, όπως και σφάλματα γεννητριών, υποσταθμών ή εξοπλισμού του δικτύου διανομής. Αυτές οι μεταβολές επηρεάζουν προφανώς τη μέση παραγόμενη ισχύ ανεξαρτήτως χρονικού ορίζοντα στον οποίο εξετάζεται, σε αντίθεση με τη μεταβλητότητα, που δεν επηρεάζει τις μέσες τιμές της παραγωγής παρά τις αποκλίσεις που παρατηρούνται σε μικρότερα χρονικά διαστήματα.

Στο σχήμα 2.1 μεταβλητότητα ισούται με τη διαφορά του από το πράσινο διάγραμμα, της στιγμιαίας τιμής της παραγόμενης ισχύος από την μέση τιμή της δηλαδή. Η διαφορά μεταξύ προβλεπόμενης μέσης τιμής και πραγματικής μέσης τιμής της παραγωγής αντιστοιχεί στη διαφορά πράσινης και κόκκινης καμπύλης και δείχνει την αβεβαιότητα.



Σχήμα 2.1: Μεταβλητότητα και αβεβαιότητα αιολικής παραγωγής

Με μπλε χρώμα στο σχήμα 2.1 φαίνεται η πραγματική αιολική παραγωγή, με πράσινο η μέση τιμή της αιολικής παραγωγής για κάθε πεντάλεπτο και με κόκκινο η πρόβλεψη για τη μέση τιμή της αιολικής παραγωγής των πενταλέπτων.

Η παραγωγή από ΑΠΕ αυξάνει και τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα του ΣΗΕ. Ειδικά όταν εξετάζεται ένα μεμονωμένο αιολικό ή φωτοβολταϊκό πάρκο, οι μεταβολές που παρουσιάζονται είναι μεγάλες όσο και απρόβλεπτες. Μία μείωση της ή του ανέμου μπορεί να μειώσει πολύ απότομα την παραγωγή. Ειδικά στην περίπτωση της ανεμοπαραγωγής, μία μονάδα η οποία παράγει το 100% των δυνατοτήτων της, είναι πιθανό να οδηγηθεί σε αποσύνδεση για λόγους ασφαλείας, αν η ταχύτητα του ανέμου αυξηθεί πέρα από το επιτρεπτό όριο. Αυτές οι μεταβολές αυξάνουν τις απαιτήσεις για εφεδρείες. Βέβαια, στις περισσότερες περιπτώσεις, η ανάγκη εξισορρόπησης δεν καλύπτεται για κάθε πάρκο ξεχωριστά, αλλά σε επίπεδο περιοχής ελέγχου. Έτσι, ο διαχειριστής του ΣΗΕ χρειάζεται να αντισταθμίσει την αβεβαιότητα και τη μεταβλητότητα του συνόλου των ΑΠΕ της περιοχής ελέγχου, που εμφανίζει καλύτερη στατιστική συμπεριφορά. Η παραγωγή ενός αριθμού πάρκων, διεσπαρμένων σε μία ευρύτερη γεωγραφική περιοχή είναι λιγότερη ευμετάβλητη, λιγότερο ευάλωτη σε βλάβες ή απότομες αλλαγές των μετεωρολογικών συνθηκών και εν τέλει πιο προβλέψιμη.

2.2 Εφεδρεία, Είδη και Κανονισμοί

2.2.1 Είδη Εφεδρείας

Οι εφεδρείες ισχύος στα ΣΗΕ εξυπηρετούν ανάγκες που προκύπτουν από διαφορετικές αιτίες (διαταραχές, αυξομειώσεις φορτίου κτλ.) και έχουν διαφορετικά χαρακτηριστικά (επίπεδο ισχύος, χρονική κλίμακα). Βάσει τέτοιων παραγόντων οι εφεδρείες χωρίζονται σε διαφορετικές κατηγορίες, οι οποίες ποικίλουν μεταξύ των διαχειριστών και σε ορολογία αλλά και σε ουσία. Παρακάτω θα αναφερθεί μία συνηθισμένη διάκριση ([13], [14]) σε εφεδρείας ομαλής λειτουργίας και εφεδρείες διαταραχών με τις τελευταίες να διακρίνονται περαιτέρω σε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία.

Εφεδρεία αύξησης ορίζεται η δυνατότητα των ενταγμένων συμβατικών μονάδων να αυξήσουν την παραγόμενη ισχύ τους ώστε να καλύψουν ενδεχόμενη αύξηση της ζήτησης (του φορτίου) ή μείωση της παραγόμενης ισχύος από ΑΠΕ. Μπορεί να υπολογιστεί αφαιρώντας από το άθροισμα των τεχνικών μεγίστων των μονάδων, την συνολική τρέχουσα παραγωγή τους. Αναφέρεται και ως *πάνω εφεδρεία*, και στα πλαίσια της παρούσας εργασίας συμβολίζεται με R^+ .

Εφεδρεία μείωσης αντίστοιχα ορίζεται η δυνατότητα των ενταγμένων συμβατικών μονάδων για μείωση της παραγόμενης ισχύος τους, ώστε να διατηρήσουν το ισοζύγιο ισχύος σε περίπτωση μείωσης του φορτίου ή αύξησης της παραγωγής από ΑΠΕ. Μπορεί να υπολογιστεί ως η διαφορά μεταξύ τρέχουσας συμβατικής παραγωγής από το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων. Τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων αποτελούν όριο για την μείωση της παραγωγής, γιατί η σβέση των μονάδων έχει σημαντικό κόστος, η επαναλειτουργία τους απαιτεί χρόνο και συνήθως αυτές οι αποφάσεις δεν λαμβάνονται σε πραγματικό χρόνο (κατά το πρόγραμμα φόρτισης μονάδων), αλλά κατά τον ΗΕΠ. Αναφέρεται και ως *κάτω εφεδρεία*, και παρακάτω θα συμβολίζεται με R^- .

Ομαλή λειτουργία θεωρείται η κατάσταση στην οποία το ΣΗΕ λειτουργεί με το φορτίο και την διαθεσιμότητα των μονάδων να έχουν προβλεφθεί με επαρκώς μικρές αποκλίσεις.

Διαταραχή ορίζεται η ξαφνική, απρόβλεπτη και έντονη αλλαγή στο ισοζύγιο ενεργού ισχύος που μπορεί να οφείλεται σε απώλεια γεννήτριας, μετασχηματιστή ή

άλλου στοιχείου του ΣΗΕ. Ο όρος διαταραχή δεν είναι αυστηρά ορισμένος, και ενώ συνήθως συνδέεται με βλάβη ή γενικότερα μερική ή ολική απώλεια στοιχείου του συστήματος, κάποιες φορές μπορεί να περιγράψει άλλες μεταβολές όπως για παράδειγμα μία ταυτόχρονη αύξηση του φορτίου και μία μείωση της αιολικής παραγωγής. Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής θα χρησιμοποιηθεί η πρώτη θεώρηση.

Περιοχή ελέγχου συστήματος είναι ένα σύστημα ή ένα τμήμα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με σχετικά ικανοποιητική δυνατότητα αυτόνομης κάλυψης των αναγκών του σε ισχύ. Η περιοχή ελέγχου μπορεί να λειτουργεί αυτόνομα ή να είναι διασυνδεδεμένη με άλλες γειτονικές περιοχές και συστήματα.

Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής (αναφέρεται και ως ΣΕΠ) ονομάζεται η συνολική απόκλιση στην συχνότητα από την ονομαστική της τιμή και τις εισροές και εκροές ισχύος από τις προγραμματισμένες τιμές τους, σε μία περιοχή ελέγχου.

Κατά την ομαλή λειτουργία του συστήματος, οι ανάγκες για εφεδρεία δημιουργούνται από την αβεβαιότητα και τη μεταβλητότητα φορτίου και παραγωγής (ορισμοί δίνονται στην ενότητα 2.1). Η εφεδρεία που δεσμεύεται για την εξισορρόπηση της αβεβαιότητας και μεταβλητότητας του φορτίου ονομάζεται *εφεδρεία παρακολούθησης φορτίου* (load following reserve). Οι μονάδες που την παρέχουν μπορεί να είναι συγχρονισμένες με το υπόλοιπο σύστημα (spinning) ή μη συγχρονισμένες μονάδες (non-spinning) που μπορούν όμως να ενταχθούν σε μικρό χρονικό διάστημα. Πέρα από την παρακολούθηση του φορτίου οι εφεδρείες ομαλής λειτουργίας καλούνται να παρακολουθήσουν και τις αυξομειώσεις στην παραγωγή από ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, καλούνται να παρακολουθήσουν το *καθαρό φορτίο*, τη διαφορά μεταξύ φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ.

Σε χρονικά διαστήματα μικρότερα από το χρόνο ελέγχου της παρακολούθησης φορτίου και φτάνοντας σε χρόνους ελέγχου της τάξης των μερικών δευτερολέπτων, χρησιμοποιείται η εφεδρεία που ονομάζεται *εφεδρεία ρύθμισης* (regulation reserve). Η εφεδρεία ρύθμισης καλύπτει όλες τις μεταβολές που είναι ταχύτερες από την εφεδρεία παρακολούθησης φορτίου και χρησιμοποιεί αποκλειστικά συγχρονισμένες μονάδες. Οι μονάδες αυτές ελέγχονται αυτόματα, μέσω αυτομάτου ελέγχου παραγωγής (AGC, Automatic Generation Control). Ο έλεγχος αυτός γίνεται κεντρικά με συχνότητα μερικών δευτερολέπτων και προσαρμόζει την

παραγωγή των ελεγχόμενων μονάδων ώστε να μηδενίσει το σφάλμα μεταξύ φορτίου και παραγόμενης ισχύος σε μία περιοχή.

Οι εφεδρείες διαταραχών μπορούν να διαχωριστούν σε τρεις κατηγορίες, καθώς ο έλεγχος της συχνότητας του συστήματος γίνεται γενικά σε τρία στάδια. Έτσι έχουμε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία, σε αντιστοιχία με τα τρία είδη ελέγχου. Ο πρωτεύων έλεγχος είναι ο πρώτος που επεμβαίνει μετά την εμφάνιση της διαταραχής και στόχος του είναι αρχικά να σταθεροποιήσει τη συχνότητα. Η συχνότητα στην οποία επέρχεται η σταθεροποίηση δεν είναι απαραίτητα η ονομαστική, επειδή αυτό δεν είναι εφικτό σε όλες τις περιπτώσεις αλλά την προσεγγίζει όσο περισσότερο γίνεται. Ο δευτερεύων έλεγχος αναλαμβάνει αυτό το ρόλο, την επαναφορά δηλαδή της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή αλλά και την επαναφορά των ροών ισχύος στις γραμμές διασύνδεσης στις προσυμφωνημένες τιμές. Ο τριτεύων έλεγχος που επεμβαίνει στη συνέχεια καλύπτει τις ανάγκες για ενεργό ισχύ που τροφοδοτούσε μέχρι εκείνη τη στιγμή ο δευτερεύων και πιθανώς και ο πρωτεύων έλεγχος, αποδεδεσμένοντας τους και καθιστώντας τους διαθέσιμους για την αντιμετώπιση επόμενης διαταραχής.

Ο πρωτεύων έλεγχος δεν είναι κεντρικός, αλλά παρέχεται από την κάθε μονάδα παραγωγής ξεχωριστά. Είναι μάλιστα επιθυμητό μονάδες με δυνατότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας να βρίσκονται σε όλες τις επιμέρους περιοχές του συστήματος, ώστε να περιοριστούν τα μεταβατικά φαινόμενα στις γραμμές μεταφοράς μεταξύ των περιοχών σε περίπτωση διαταραχής. Για να μπορεί μια μονάδα να συνεισφέρει στον πρωτεύοντα έλεγχο χρειάζεται ρυθμιστή στροφών (governor). Ο ρυθμιστής στροφών λειτουργεί συνήθως σαν αναλογικός ελεγκτής, με την έννοια ότι μία μεταβολή στην συχνότητα προκαλεί μια ανάλογη μεταβολή στο σήμα ελέγχου, με κατάλληλο πρόσημο (αντίθετο) ώστε να περιοριστεί η απόκλιση της συχνότητας. Το κέρδος του ρυθμιστή, έστω K , είναι αντιστρόφως ανάλογο του στατισμού της μονάδας. Ο *στατισμός*, με συνηθισμένες τιμές γύρω στο 5% ορίζεται ως η μείωση της συχνότητας κατά την αύξηση της ισχύος εξόδου της μονάδας από το μηδέν έως το ονομαστικό φορτίο, όπως φαίνεται και στον τύπο:

$$\sigma = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (2.1)$$

Όπου:

$\Delta\omega$ είναι η ανά μονάδα μεταβολή της συχνότητας (ίση με την ανά μονάδα μεταβολή της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα της γεννήτριας) που παραμένει μετά τη λειτουργία της πρωτεύουσας ρύθμισης (η απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή στην κατάσταση λειτουργίας που ονομάζεται οιονεί στατική)

ΔP είναι η ανά μονάδα μεταβολή του φορτίου, η οποία προκάλεσε τη μεταβολή $\Delta\omega$

Το κέρδος του ρυθμιστή K δίνεται από τον:

$$K = \frac{1}{\sigma} \quad (2.2)$$

Μία μονάδα με μικρό στατισμό είναι κατά συνέπεια πιο ευαίσθητη στις μεταβολές της συχνότητας, καθώς το μεγαλύτερο κέρδος του ελεγκτή συνεπάγεται μεγαλύτερη μεταβολή στην έξοδο της μονάδας για την ίδια μεταβολή της συχνότητας.

Ο αυστηρά αναλογικός χαρακτήρας του πρωτεύοντος ελέγχου επιτρέπει την ύπαρξη σφαλμάτων στη συχνότητα μόνιμης κατάστασης. Αυτά τα σφάλματα αντιμετωπίζονται συνήθως με την χρήση ολοκληρωτικών ελεγκτών (integral controller). Η χρήση όμως διαφορετικών ολοκληρωτικών ελεγκτών από διαφορετικές μονάδες χωρίς κεντρικό έλεγχο μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα στην κατανομή της παραγωγής στις μονάδες [14]. Αυτά και άλλα φαινόμενα που παρατηρούνται από την εκδήλωση της διαταραχής και μέχρι τη σταθεροποίηση της συχνότητας του συστήματος εντάσσονται στη μελέτη της δυναμικής κατάστασης (dynamic state) του ΣΗΕ. Από τη στιγμή που σταθεροποιείται η συχνότητα μέσω του πρωτεύοντος ελέγχου σε κάποια τιμή η οποία εν γένει δεν είναι η ονομαστική περνάμε στην κατάσταση λειτουργίας που ονομάζεται οιονεί στατική κατάσταση (quasi-steady state).

Σε αυτήν την κατάσταση λειτουργίας (οιονεί στατική) επεμβαίνει ο δευτερεύων έλεγχος με στόχο να επαναφέρει τη συχνότητα λειτουργίας στην ονομαστική της τιμή, καθώς και τις ανταλλαγές ισχύος μεταξύ των διαφορετικών περιοχών ελέγχου στις προγραμματισμένες τιμές. Ο δευτερεύων έλεγχος επεμβαίνει στην περιοχή ελέγχου που έχει συμβεί η διαταραχή και προσαρμόζει την παραγωγή μονάδων που έχουν προεπιλεγεί να υπόκεινται σε δευτερεύοντα έλεγχο. Σε περιπτώσεις διαταραχών, αρχικά ο δευτερεύων ελεγκτής λειτουργεί σαν αναλογικός ελεγκτής για να περιοριστεί το σφάλμα ελέγχου περιοχής όσο το δυνατόν ταχύτερα. Στη συνέχεια ο έλεγχος χρησιμοποιεί και ολοκληρωτικό κομμάτι ώστε να περιοριστεί και τελικά να μηδενιστεί το σφάλμα μόνιμης κατάστασης της συχνότητας.

Θεωρώντας ότι ο πρωτεύων και ο δευτερεύων έλεγχος έχουν επιφέρει επιτυχή έλεγχο της διαταραχής η συχνότητα και οι ροές ισχύος στις γραμμές μεταφοράς έχουν αποκατασταθεί σε ένα χρονικό διάστημα της τάξης των 15 λεπτών από την διαταραχή. Το σύστημα όμως στη νέα κατάσταση λειτουργίας είναι πιο ευάλωτο σε πιθανή περαιτέρω διαταραχή, αφού τουλάχιστον μέρος των εφεδρειών (δευτερεύουσας και πιθανώς πρωτεύουσας) παραμένει δεσμευμένο. Ο τριτεύων έλεγχος προσαρμόζοντας την παραγωγή συγχρονισμένων μονάδων ή εντάσσοντας νέες μονάδες στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα αποδεσμεύει τις άλλες εφεδρείες. Στην περίπτωση που ο δευτερεύων έλεγχος έχει αποδειχθεί ανεπαρκής για τον περιορισμό της διαταραχής, ο τριτεύων έλεγχος καλύπτει και αυτές τις ανάγκες για την πλήρη σταθεροποίηση του συστήματος.

2.2.2 Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί για την Εφεδρεία Ισχύος

Ο οργανισμός που συντονίζει τη λειτουργία των Διαχειριστών Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (TSO) στην Ευρωπαϊκή Ένωση είναι ο ENTSO-E (European Network Transmission System Operator for Electricity). Στον ENTSO-E συμμετέχουν 42 επιμέρους Διαχειριστές από 34 χώρες της ΕΕ από το 2009 όταν ο ENTSO-E αντικατέστησε τους μέχρι τότε διαχειριστές ETSO, ATSO, UKTSOA, NORDEL, UCTE και BALTSO. Το εγχειρίδιο του ENTSO-E [8] για την εφεδρεία και τον έλεγχο συχνότητας περιλαμβάνει κανονισμούς και ελάχιστες προδιαγραφές για την εξασφάλιση επαρκούς εφεδρείας ισχύος για την απρόσκοπτη λειτουργία των ευρωπαϊκών ΣΗΕ. Οι κανονισμοί έχουν γενικό χαρακτήρα και δίνουν αρκετές επιλογές και ευελιξία στους επιμέρους διαχειριστές. Η Ελλάδα ανήκει στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής Ευρώπης (CE). Ο κανονισμός λειτουργίας του βασίζεται στο εγχειρίδιο του προκατόχου του ENTO-E, UCTE [15]. Στην παράγραφο αυτή θα παρουσιάσουμε τα είδη εφεδρείας και τις απαιτήσεις που προβλέπει ο παραπάνω κανονισμός.

Ο ENTSO-E διακρίνει τρεις βασικούς ελέγχους για τη συχνότητα του ΣΗΕ της ηπειρωτικής Ευρώπης, όπως στην παράγραφο 2.2.1. Δεν γίνεται τυπική διάκριση μεταξύ εφεδρείας διαταραχών και εφεδρείας κανονικής λειτουργίας. Πρακτικά, ανάγκες για εφεδρεία που προκύπτουν κατά την κανονική λειτουργία του συστήματος

καλύπτονται από τον δευτερεύοντα έλεγχο (λόγω ταχύτητας απόκρισης και του μεγεθών) και οι διαταραχές αντιμετωπίζονται και από τα τρία είδη.

Ο πρωτεύων έλεγχος, όπως ορίζεται από τους προαναφερθέντες κανονισμούς συμπίπτει με την περιγραφή της λειτουργίας και των στόχων του όπως παρατέθηκαν στην παράγραφο 2.2.1. Επίσης η UCTE παρέχει και μία ποσοτικοποίηση για τις σχετικές παραμέτρους. Συγκεκριμένα το όριο της απόκλισης της συχνότητας στο οποίο επεμβαίνει ο έλεγχος ορίζεται 20 mHz. Η περιοχή με εύρος 20 mHz πάνω και κάτω από την ονομαστική συχνότητα ονομάζεται νεκρή ζώνη, και για αυτές τις αποκλίσεις δεν επεμβαίνει έλεγχος. Η UCTE απαιτεί επίσης η απόκλιση της συχνότητας να μην ξεπερνάει τα 800 mHz στην δυναμική κατάσταση ενώ κατά την οιονεί στατική κατάσταση η σταθερή συχνότητα να μην απέχει περισσότερο από 180 mHz από την ονομαστική μέχρι και για διαταραχές της τάξης των 3000 MW. Για τον προσδιορισμό της ισχύος της πρωτεύουσας εφεδρείας χρησιμοποιείται το κριτήριο ασφάλειας N-1, το οποίο θα εξεταστεί αναλυτικότερα στην παράγραφο 3.1, και βάσει του μεγέθους της μεγαλύτερης μεμονωμένης διαταραχής, η πρωτεύουσα εφεδρεία στο σύστημα καθορίζεται ίση με τη μεγαλύτερη διαταραχή που πρέπει να αντιμετωπιστεί ικανοποιητικά, ήτοι 3000 MW. Αυτή η ισχύς κατανέμεται στις διάφορες περιοχές, σύμφωνα με την ενδεδειγμένη πρακτική που είδαμε στην προηγούμενη ενότητα, με κατάλληλους συντελεστές συνεισφοράς. Από την Ελλάδα το 2015 απαιτούνται 60 MW διαθέσιμης εφεδρείας για τον πρωτεύοντα έλεγχο [1].

Ο δευτερεύων έλεγχος στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής Ευρώπης περιλαμβάνει την εφεδρεία ρύθμισης (παράγραφος 2.2.1) και τη δευτερεύουσα εφεδρεία (εφεδρεία διαταραχών). Οι εφεδρείες δεν προσδιορίζονται από τον UCTE, αλλά δίνονται στους διαχειριστές των περιοχών ελέγχου προδιαγραφές (αποκατάσταση της ονομαστικής εντός 15 λεπτών με ανεκτή απόκλιση 20 mHz). Παράλληλα προτείνεται ένας εμπειρικός τρόπος προσδιορισμού της εφεδρείας ρύθμισης σύμφωνα με τον τύπο:

$$R = \sqrt{a L_{max} + b^2} - b \quad (2.3)$$

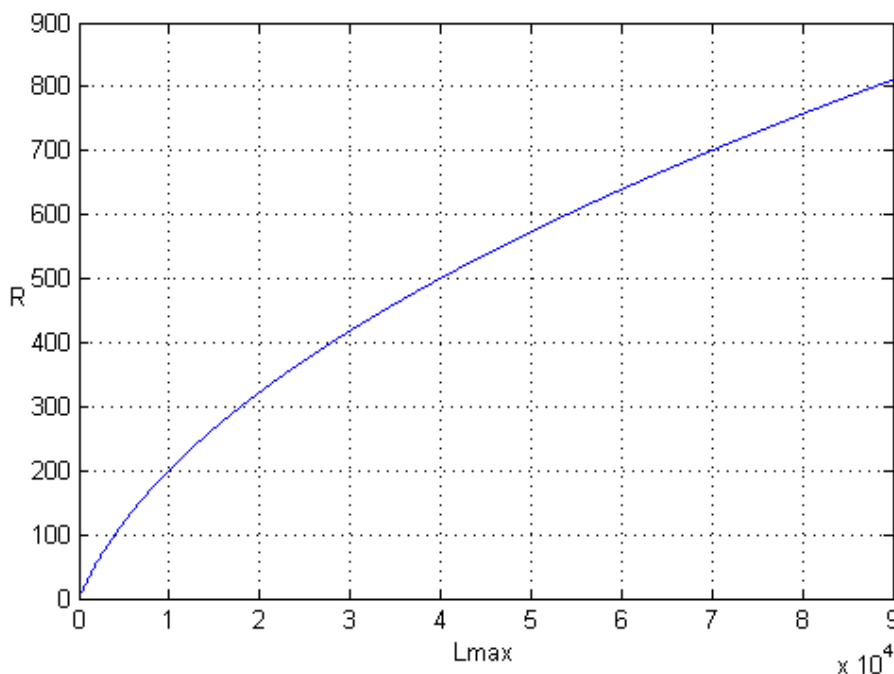
Όπου:

L_{max} : το μέγιστο αναμενόμενο φορτίο στην περιοχή ελέγχου

R : η προτεινόμενη από τη UCTE ελάχιστη εφεδρεία ρύθμισης

Για τις παραμέτρους a και b προτείνονται οι τιμές $a = 10\text{MW}$ και $b = 150\text{MW}$.

Στο Σχήμα 2.2 φαίνεται η γραφική παράσταση της προτεινόμενης εφεδρείας ρύθμισης συναρτήσει του L_{\max} σύμφωνα με τη σχέση (2.3) και για τις προτεινόμενες τιμές των a και b .



Σχήμα 2.2: Η προτεινόμενη εφεδρεία ρύθμισης συναρτήσει του μέγιστου φορτίου (και τα δύο μεγέθη σε MW).

Για τον τριτεύοντα έλεγχο το εγχειρίδιο του UCTE δεν δίνει συγκεκριμένες οδηγίες με τη μορφή σταθερών ποσοτήτων ή ενδεικνυόμενων τιμών. Ισχύει βέβαια η απαίτηση η τριτεύουσα εφεδρεία να μπορεί να αντικαταστήσει την πρωτεύουσα και δευτερεύουσα, άρα πρέπει να ισούται τουλάχιστον με το άθροισμα τους. Επιπλέον πρέπει να είναι αρκετή ώστε να μηδενίσει το σφάλμα ελέγχου περιοχής σε περίπτωση που κάτι τέτοιο δεν ήταν εφικτό κατά τον δευτερεύοντα έλεγχο.

2.2.3 Κανονισμοί για τις εφεδρείες ισχύος στη Βόρειο Αμερική

Στην Βόρειο Αμερική ο NERC (North American Electric Reliability Council) χρησιμοποιεί τρεις δείκτες αξιολόγησης, βάσει των οποίων εκφράζονται οι προδιαγραφές που δίνει στους επιμέρους διαχειριστές. Οι δύο μετρούν τη δυνατότητα του διαχειριστή να διατηρεί το σφάλμα ελέγχου περιοχής και τις διακυμάνσεις της συχνότητας σε ανεκτά επίπεδα κατά την ομαλή λειτουργία του ΣΗΕ. Ο τρίτος

αξιολογεί την αντίδραση του συστήματος σε διαταραχές, όπως οι απρογραμματίστες έξοδοι μονάδων και τα σφάλματα των γραμμών μεταφοράς. Οι δείκτες θα παρουσιαστούν παρακάτω συνοπτικά, ενώ για περισσότερες λεπτομέρειες προτείνεται το [13].

1. *Πρότυπο Ελέγχου Απόδοσης 1* (Control Performance Standard 1 – CPS1): Αξιολογεί τη μεταβλητότητα του ACE (Area Control Error) βάσει της μεταβολής της συχνότητας περιοχής και ελέγχει ουσιαστικά κατά πόσον μπορεί το σύστημα να παρακολουθήσει μεταβολές στο φορτίο.
2. *Πρότυπο Ελέγχου Απόδοσης 2* (Control Performance Standard 2 – CPS2): Αξιολογεί το μέγεθος του ACE και επηρεάζεται από τις μεταβολές στις ροές ισχύος των γραμμών μεταφοράς της περιοχής ελέγχου.
3. *Πρότυπο Ελέγχου Διαταραχών* (Disturbance Control Standard – DCS): Αξιολογεί την ικανότητα του ΣΗΕ να επιστρέψει σε συνθήκες ασφαλούς λειτουργίας μετά από σοβαρές διαταραχές (μεγαλύτερες ή ίσες του 80% της πιο σοβαρής μεμονωμένης διαταραχής της περιοχής).

Οι διαχειριστές λαμβάνοντας υπ' όψιν τους τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της περιοχής τους, καλούνται να επιλέξουν επίπεδα εφεδρείας ώστε να επιτυγχάνουν ικανοποιητική αξιολόγηση στους τρεις δείκτες του NERC. Ο NERC διαχωρίζει τις εφεδρείες σε εφεδρείες διαταραχών και ομαλής λειτουργίας. Η οργάνωση τους, την οποία μάλιστα ακολουθούν και οι περισσότεροι διαχειριστές των επιμέρους περιοχών συνοψίζεται παρακάτω.

Η εφεδρεία ρύθμισης και η εφεδρεία παρακολούθησης διακυμάνσεων φορτίου αποτελούν από κοινού την εφεδρεία ομαλής λειτουργίας. Η πρώτη παρέχεται από συγχρονισμένες μονάδες με αυτόματο έλεγχο παραγωγής. Χρησιμοποιείται για την παρακολούθηση των μεταβολών του φορτίου ανά λεπτό. Ο χρόνος αντίδρασης της είναι περίπου ένα 1 λεπτό και μπορεί να παρέχει ισχύ για μερικά λεπτά. Όπως έχει ήδη αναφερθεί οι εφεδρείες που χρησιμοποιούνται για την γρήγορη αντιμετώπιση διαταραχών έχουν σημαντικούς περιορισμούς στη χρονική διάρκεια της παροχής ισχύος (κάποιες καταστάσεις λειτουργίας καταπονούν τις μονάδες αν διαρκέσουν περισσότερο, προκαλούν υπερθερμάνσεις κτλ.). Η εφεδρεία παρακολούθησης διακυμάνσεων είναι πιο αργή στην αντίδραση της (περίπου 10 λεπτά) και καλύπτει μεταβολές στο φορτίο και την παραγωγή στο εσωτερικό των περιόδων οικονομικής

κατανομής. Μπορεί να παρέχει ισχύ για διαστήματα τις τάξεως των 10 λεπτών έως τη μία ώρα.

Οι *εφεδρείες διαταραχών* χωρίζονται σε *στρεφόμενη, μη στρεφόμενη* και *συμπληρωματική*. Η στρεφόμενη παρέχεται από μονάδες που μπορούν να ανταποκριθούν εντός 10 λεπτών και να καλύψουν ανάγκες ισχύος διάρκειας 10 λεπτών έως 2 ωρών. Οι μονάδες αυτές λειτουργούν στα πλαίσια του πρωτεύοντος και δευτερεύοντος ελέγχου, όπως περιγράφηκαν στην ενότητα 2.2.1. Η μη στρεφόμενη εφεδρεία παρέχεται από μονάδες που δεν είναι μεν συγχρονισμένες αλλά μπορούν μέσα σε 10 λεπτά να βρίσκονται σε ονομαστική λειτουργία. Ομοίως με τη στρεφόμενη η διάρκεια χρήσης τους είναι μεταξύ των 10 λεπτών και των 2 ωρών. Η συμπληρωματική εφεδρεία λειτουργεί παρόμοια με την τριτεύουσα εφεδρεία της ενότητας 2.2.1 και κύριος στόχος της είναι να αποδεσμεύσει τα άλλα είδη. Ο χρόνος απόκρισης της είναι μεταξύ 30 λεπτών και μίας ώρας.

2.3 Δείκτες ασφάλειας και επικινδυνότητας

Σε αυτήν την ενότητα θα παρουσιαστούν γνωστοί δείκτες που χρησιμοποιούνται για να αξιολογήσουν την ασφάλεια της λειτουργίας του συστήματος, την πιθανότητα απόρριψης φορτίου καθώς και τη συμπεριφορά του συστήματος σε περίπτωση που παρουσιαστούν διαταραχές, σφάλματα στην πρόβλεψη των παραμέτρων λειτουργίας κτλ. Οι διαχειριστές έχουν ανάγκη από τους δείκτες αυτούς για να συγκρίνουν τα πιθανά σενάρια λειτουργίας ώστε να αποφασίσουν ποιο παρέχει τα βέλτιστα αποτελέσματα από πλευράς κόστους, ασφάλειας και κοινωνικού οφέλους.

Ρυθμός μη προγραμματισμένων διακοπών ΡΠΜΔ [16]: Η απλούστερη στοχαστική για να εξεταστεί η αξιοπιστία μίας μονάδας παραγωγής είναι η υπόθεση ότι είτε είναι πλήρως διαθέσιμη (παράγει έως και την ονομαστική της ισχύ) ή λήρως μη διαθέσιμη (μηδενική παραγωγή). Η πιθανότητα, σε αυτό το πλαίσιο, η μονάδα να μην είναι διαθέσιμη ορίζεται ως ΡΠΜΔ.

Πίνακες πιθανότητας απώλειας ισχύος (Capacity Outage Probability Tables, COPT): Όταν περισσότερες της μία μονάδες λειτουργούν ταυτόχρονα αποτελώντας ένα σύστημα, πολλαπλασιάζονται οι πιθανές καταστάσεις λειτουργίας, καθώς οποιαδήποτε από τις μονάδες ή και παραπάνω μπορεί να πάνουν να είναι διαθέσιμες.

Οι πίνακες πιθανότητας απώλειας ισχύος αντιστοιχούν σε κάθε πιθανό επίπεδο διαθέσιμης ισχύος την πιθανότητα να προκύψει.

Αναμενόμενη πιθανότητα απώλειας φορτίου (Loss Of Load Probability, LOLP): Η αναμενόμενη πιθανότητα απώλειας φορτίου αναφέρεται στην πιθανότητα όχι μόνο να πάψει να είναι διαθέσιμη ισχύς λόγω σφάλματος σε κάποια από τις μονάδες, αλλά η απώλεια αυτή να οδηγήσει το σύστημα να μην καλύψει ζητούμενη ενέργεια. Αυτό εξαρτάται και από την εφεδρεία του συστήματος. Για τον υπολογισμό της πιθανότητας απώλειας φορτίου συνδυάζονται ο πίνακας πιθανότητας απώλειας φορτίου με τα χαρακτηριστικά της φόρτισης του συστήματος.

Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (Expected Energy Not Served, EENS): Πρόκειται για ένα δείκτη που εκτιμά το φορτίο που θα απορριφθεί, στα διαφορετικά ενδεχόμενα λειτουργίας του συστήματος. Δεν μετρά απλά πόσες φορές ή πόσα περιστατικά απόρριψης φορτίου αναμένεται να παρουσιαστούν, αλλά συνυπολογίζει την διάρκεια του κάθε περιστατικού και την έλλειψη ισχύος που παρουσιάζεται. Έτσι εκτιμάται η συνολική ενέργεια που δεν θα προσφερθεί για να καλύψει τη ζήτηση.

Αξία (ή κόστος) Απορριπτόμενου Φορτίου (Value of Lost Load, VOLL) : Επιτρέπει την εκτίμηση του κόστους της απόρριψης φορτίου σε χρηματικές μονάδες, ώστε να μπορεί να συγκριθεί με το κόστος άλλων ενεργειών (πχ λιγότερο οικονομική λειτουργία λόγω αυξημένης εφεδρείας) ώστε να επιλεγεί η βέλτιστη λύση. Εκφράζεται σε χρηματικές μονάδες ανά μονάδα ενέργειας (MWh) ενώ για να υπολογιστεί εκτιμάται το κόστος που αναμένεται να έχει η μη εξυπηρέτηση της ζήτησης για την ενέργεια αυτή στο κοινωνικό σύνολο.

Επίσης δείκτες χρησιμοποιούνται και για την αξιολόγηση της λειτουργίας του ΣΗΕ, εκ των υστέρων. Γενικά οι ενδιαφέρουσες παράμετροι της λειτουργίας του ΣΗΕ είναι παρόμοιες, απλά σε αυτήν την περίπτωση δεν γίνεται εκτίμηση αναμενόμενων τιμών και πιθανοτήτων, αλλά αποτίμηση των ποσοστών επιτυχημένης λειτουργίας των περιστατικών απόρριψη κτλ.

LLI : Loss of Load Incidents, περιστατικά απώλειας φορτίου. Πρόκειται για τις περιπτώσεις αυτές στις οποίες οι ανάγκες για ενεργό ισχύ ξεπέρασαν το άθροισμα συμβατικής παραγωγής και κάτω εφεδρείας, με αποτέλεσμα κάποια μέρη του φορτίου να μην ικανοποιηθούν.

S_p: Spills, περιπτώσεις απόρριψης παραγόμενης ενέργειας. Πρόκειται για περιστατικά στα οποία η αιολική παραγωγή αυξήθηκε τόσο ώστε παρόλο που οι συμβατικές μονάδες μείωσαν την παραγωγή τους όσο αυτό ήταν δυνατό (περιορίζονται από τα τεχνικά τους ελάχιστα και τους ρυθμούς με τους οποίους μπορούν με ασφάλεια να μειώσουν την παραγωγή), και πάλι το άθροισμα συμβατικής παραγωγής και ΑΠΕ ξεπερνούσε το φορτίο. Ως αποτέλεσμα κάποιες μονάδες πρέπει να αποσυνδεθούν ή να βρεθεί άλλος τρόπος απορρόφησης της ενέργειας. Επειδή δεν έχουμε προχωρήσει σε τέτοια ανάλυση θεωρούμε ότι η επιπλέον ενέργεια απορρίπτεται.

ENS: Energy Not Served, ζήτηση για ενέργεια που το σύστημα απέτυχε να καλύψει. Εδώ έχουμε τη συνολική έλλειψη ενέργειας που παρατηρήθηκε κατά τα περιστατικά απώλειας φορτίου. Προκύπτει πολλαπλασιάζοντας την έλλειψη ισχύος που παρουσιάζεται σε κάθε LLI με τη χρονική του διάρκεια.

ES: Energy Spilled, ενέργεια που απορρίφθηκε, όπως και για την ENS είναι το αποτέλεσμα των περιστατικών στα οποία απορρίπτεται ισχύς. Εδώ μετριέται η συνολική ενέργεια που απορρίπτεται κατά τη διάρκεια των περιστατικών αυτών.

3

Βιβλιογραφική Επισκόπηση Μεθόδων Προσδιορισμού Εφεδρειών

3.1 Αιτιοκρατικές Προσεγγίσεις Προσδιορισμού της Εφεδρείας

Αιτιοκρατικά χαρακτηρίζονται τα κριτήρια και οι μεθοδολογίες προσδιορισμού της εφεδρείας στα οποία η αβεβαιότητα και η μεταβλητότητα της παραγωγής και του φορτίου δεν μοντελοποιούνται με πιθανοτικό τρόπο. Αντίθετα χρησιμοποιούνται διαφόρων τύπων εμπειρικοί κανόνες, όπως για παράδειγμα η ισχύς της μεγαλύτερης μονάδας ή ένα ποσοστό του συνολικού φορτίου. Συχνά γίνονται υποθέσεις για τη στατιστική συμπεριφορά των μεταβλητών που εμπλέκονται στην ηλεκτροπαραγωγή, αλλά αυτές οι υποθέσεις δεν χρησιμοποιούν πιθανοτικές κατανομές για τη μοντελοποίηση των τυχαίων μεταβλητών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι το γνωστό N-1 κριτήριο ασφαλείας των συστημάτων, σύμφωνα με το οποίο το σύστημα οφείλει να συνεχίσει απρόσκοπτα την λειτουργία του ακόμα και μετά από την μεγαλύτερη πιθανή μεμονωμένη διαταραχή (συνήθως σφάλμα της μεγαλύτερης μονάδας παραγωγής). Εδώ γίνεται σιωπηρά η παραδοχή πως οι συνδυασμοί σφαλμάτων μεγαλύτερου συνολικά μεγέθους από την αποσύνδεση της μεγαλύτερης μονάδας δεν συμβαίνουν αρκετά συχνά ώστε να επηρεάζου σημαντικά την ασφάλεια του συστήματος.

Τα αιτιοκρατικά κριτήρια προσδιορισμού της εφεδρείας αποτελούν μια ελκυστική λύση στο πρόβλημα, με κύρια πλεονεκτήματα τους την απλότητα των απαιτούμενων υπολογισμών και την αποδεδειγμένη ιστορικά αποτελεσματικότητα

τους. Όπως θα δούμε, τα περισσότερα συστήματα, όσο η παραγωγή από ΑΠΕ δεν ήταν τόσο σημαντική, βασίζονταν σε κάποιο αιτιοκρατικό κανόνα προσδιορισμού της εφεδρείας, συνήθως κάποιο N-k κριτήριο. Εξάλλου ακόμα και στα συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, η στιγμιαία απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας παραγωγής παραμένει το δυσκολότερο στη διαχείριση του σφάλμα και κατά συνέπεια, όταν ο Διαχειριστής είναι σε θέση να το αντιμετωπίσει αποτελεσματικά είναι και θωρακισμένος απέναντι στην συντριπτική πλειοψηφία των βραχυπρόθεσμων μεταβολών στην παραγωγή από ΑΠΕ.

Στην Ευρώπη, σύμφωνα με την αναφορά [8] η πρωτεύουσα εφεδρεία, όπως ορίστηκε στην παράγραφο 2.2.2 οφείλει μεταξύ άλλων να καλύπτει το Περιστατικό Αναφοράς (Reference Incident). Το περιστατικό αναφοράς ορίζεται διαφορετικά για τους διαφορετικούς διαχειριστές που ανήκουν στον ENTSO-E και γενικά αντιπροσωπεύει τη μεγαλύτερη διαταραχή απέναντι στην οποία το σύστημα οφείλει να είναι θωρακισμένο. Για την σύγχρονη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης (CE, Continental Europe) στην οποία ανήκει και η Ελλάδα, το περιστατικό αναφοράς ορίζεται ως η μεγαλύτερη διαταραχή που μπορεί να προκύψει από μία στιγμιαία μεταβολή στην ενεργό ισχύ από μία ή δύο μονάδες παραγωγής ή έναν ή δύο συνδέσμων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης (HVDC Interconnectors) συνδεδεμένους στον ίδιο ζυγό ή τη μέγιστη μεταβολή στην ενεργό ισχύ λόγω απώλειας ενός ή δύο κόμβων σύνδεσης (Connection Points). Η πρωτεύουσα ρύθμιση λοιπόν βλέπουμε ότι βασίζεται σε ένα N-2 ντετερμινιστικό κριτήριο. Στη συνέχεια, αξίζει να αναφέρουμε ότι οι απαιτήσεις για εφεδρεία μοιράζονται στους εθνικούς Διαχειριστές Συστήματος, ανάλογα με το σύνολο της παραγωγής και της κατανάλωσης του κάθε συστήματος ως ποσοστό της παραγωγής και της κατανάλωσης της διασυνδεδεμένης περιοχής. Σήμερα η συνολική εφεδρεία για την ηπειρωτική Ευρώπη είναι 3000 MW και η χώρα μας συμμετέχει παρέχοντας 60 MW, όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 2.2.2.

Στις υπόλοιπες διασυνδεδεμένες περιοχές του ευρωπαϊκού συστήματος (Great Britain, Ireland, North Europe) ακολουθείτε το N-1 κριτήριο για όλα τα στοιχεία εκτός από τους κόμβους σύνδεσης, που εξετάζεται και η περίπτωση ταυτόχρονου σφάλματος δύο εξ αυτών (N-2).

Στην Αμερική όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.2.3, ο NERC γενικά δεν υπαγορεύει στους επιμέρους Διαχειριστές τον τρόπο καθορισμού της εφεδρείας, αλλά

δίνει προδιαγραφές για την απόδοση των συστημάτων, βασισμένες στα τρία πρότυπα λειτουργίας που αναλύθηκαν. Οι Διαχειριστές των συστημάτων είναι λοιπόν ελεύθεροι να επιλέξουν τους κανόνες που θα χρησιμοποιήσουν για να πετύχουν τους στόχους που καθορίζει ο NERC, και αρκετοί από αυτούς χρησιμοποιούν ντετερμινιστικά κριτήρια [13]. Για παράδειγμα, οι ακόλουθοι διαχειριστές διαμορφώνουν τις εφεδρείες ισχύος σύμφωνα με τις παρακάτω μεθόδους:

PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland): Υπολογίζεται βάση του 1% του φορτίου αιχμής τις ώρες αιχμής και του 1% του ελάχιστου φορτίου τις υπόλοιπες.

NYISO (New York Independent System Operator): Καθορισμένη τιμή (πλήρως ντετερμινιστική προσέγγιση) ανάλογα με το αν πρόκειται για καθημερινή/Σάββατο/Κυριακή, την εποχή του έτους και την ώρα της ημέρας.

ISO-NE (Independent System Operator – New England): Καθορισμένη από το μήνα, την ώρα της ημέρας και τη μέρα της εβδομάδας.

Μία άλλη περίπτωση ντετερμινιστικού κανόνα προσδιορισμού της εφεδρείας είναι αυτός που προτείνεται στην εργασία [17]. Εδώ αν και μελετάται προσεκτικά η τυπική απόκλιση του καθαρού φορτίου, και πως αυτή μεταβάλλεται συναρτήσει του πραγματικού φορτίου και της αιολικής παραγωγής, οι συγγραφείς προσπαθούν να καταλήξουν σε έναν απλό κανόνα, που θα διευκολύνει τον διαχειριστή του συστήματος. Σύμφωνα με τους συγγραφείς, ο κανόνας '3+5', όπου η στρεφόμενη εφεδρεία, ισούται με το άθροισμα του 3% του προβλεπόμενου φορτίου και 5% της προβλεπόμενης παραγωγής από αιολικά, συνδυάζει την απλότητα με την αξιοπιστία χωρίς να είναι πολύ συντηρητικός στα περισσότερα σενάρια λειτουργίας.

Οι αιτιοκρατικές προσεγγίσεις, παρά την απήχηση που έχουν, δεν είναι τόσο κατάλληλες για συστήματα με σημαντική διείσδυση μεταβλητής παραγωγής. Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και ιδιαίτερα αιολικών και φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μίγμα ευνοούν μεθόδους που εξετάζουν και μοντελοποιούν προσεκτικότερα την μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα της παραγωγής. Τα αιτιοκρατικά μοντέλα δεν εξασφαλίζουν ότι τα επίπεδα εφεδρείας είναι βέλτιστα ή ότι προσεγγίζουν τα βέλτιστα, με αποτέλεσμα άλλοτε η προσέγγιση να είναι υπερβολικά συντηρητική, με μεγαλύτερα επίπεδα εφεδρείας απ' ό,τι πραγματικά χρειάζονται και άλλοτε ανεπαρκής, αυξάνοντας τον κίνδυνο απόρριψης φορτίου. Τα τελευταία χρόνια έχει αναπτυχθεί εκτενής βιβλιογραφία με πλήθος νέων προτεινόμενων

τεχνικών. Η πρώτη κατηγορία που θα εξετάσουμε είναι οι μέθοδοι που βασίζονται σε πιθανοτική ανάλυση της λειτουργίας των ΣΗΕ και των αναγκών τους σε εφεδρεία ισχύος. Στη συνέχεια περιγράφονται ορισμένες από αυτές τις τεχνικές.

3.2 Πιθανοτικές Μέθοδοι Υπολογισμού της Εφεδρείας

Οι μεθοδολογίες που θα εξετάσουμε σε αυτήν την ενότητα προσεγγίζουν το πρόβλημα της εφεδρείας χρησιμοποιώντας μοντέλα και υποθέσεις βασισμένες στην στατιστική συμπεριφορά των ΑΠΕ. Η ποσοτικοποίηση αυτή δε δεν είναι απλά προϊόν παρατήρησης, ή ένας απλός κανόνας όπως στα αιτιοκρατικά μοντέλα, αλλά βασίζεται σε μια πιο ολοκληρωμένη μελέτη του ρίσκου και της αξιοπιστίας του συστήματος στις διαφορετικές καταστάσεις λειτουργίας. Διαφορετικοί δείκτες αξιοπιστίας και μέτρησης του ρίσκου χρησιμοποιούνται ανάλογα την εφαρμογή και συνήθως παρέχονται εκτιμήσεις για τη βεβαιότητα των συμπερασμάτων.

Η πρώτη σημαντική εργασία που χρησιμοποίησε πιθανοτικές μεθόδους για την ποσοτικοποίηση της εφεδρείας ήταν το 1963, το [18]. Εκεί οι συγγραφείς συνδυάζουν την πιθανότητα διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής με τα σφάλματα πρόβλεψης του φορτίου για να υπολογίσουν την απαραίτητη στρεφόμενη εφεδρεία για την απρόσκοπτη λειτουργία του συστήματος. Η προτεινόμενη μέθοδος υιοθετήθηκε από τον διαχειριστή της διασυνδεδεμένης περιοχής PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland).

3.2.1 Χρήση Κανονικών Κατανομών και Τυπικής Απόκλισης

Σε πολλές από τις εργασίες που χρησιμοποιούν πιθανοτικά μοντέλα, οι συγγραφείς για να εκτιμήσουν την πιθανότητα απόρριψης φορτίου ή αιολικής παραγωγής, την πιθανότητα δηλαδή η εφεδρεία να φανεί ανεπαρκής χρησιμοποιούν τον ίδιο (σχετικά απλό) κανόνα. Υποθέτοντας ότι οι υπό εξέταση τυχαίες μεταβλητές μπορούν να προσεγγιστούν από κανονικές μεταβλητές χρησιμοποιούν τον κανόνα για την τυπική απόκλιση, που αναφέρθηκε και στην παράγραφο 1.4, ο οποίος εξασφαλίζει ότι σε εύρος δύο τριών ή τεσσάρων τυπικών αποκλίσεων από τη μέση τιμή περιλαμβάνεται συγκεκριμένο ποσοστό των περιπτώσεων (των ενδεχομένων).

Στην παράγραφο αυτή θα παρουσιαστούν κάποιες από αυτές τις μελέτες, με βασικό κριτήριο τη σημασία αυτής της παραδοχής για τα συμπεράσματα που προσπαθούν να εξάγουν οι συγγραφείς.

Χαρακτηριστικό παράδειγμα πιθανοτικής προσέγγισης είναι η μεθοδολογία που περιγράφεται στην εργασία [19]. Στην μελέτη αυτή το φορτίο του συστήματος προβλέπεται ανά μία ώρα και το σφάλμα πρόβλεψης μοντελοποιείται ως κανονική στοχαστική μεταβλητή δεδομένης τυπικής απόκλισης. Επίσης λαμβάνεται υπ' όψιν η μεταβλητότητα του φορτίου: τυχαία μεταβλητή θεωρείται η διαφορά της μέσης τιμής του φορτίου ανά 15 λεπτά από την αντίστοιχη μέση ωριαία τιμή, με μηδενική μέση τιμή και δεδομένη τυπική απόκλιση. Η ίδια περίπτωση προσέγγιση χρησιμοποιείται για την ταχύτητα του ανέμου, με ωριαίες προβλέψεις και διαφορετικές κανονικές τυχαίες μεταβλητές για την αβεβαιότητα της πρόβλεψης και την μεταβλητότητα των τιμών σε συχνότητα 15 λεπτών. Η ίδια η εφεδρεία διαχωρίζεται σε 3 κατηγορίες, τη στιγμιαία (instantaneous), την γρήγορης απόκρισης (fast) και την αργή (slow). Οι διαφορετικού τύπου εφεδρείες προορίζονται να καλύψουν διαφορετικές ανάγκες. Η στιγμιαία διαθέσιμη εφεδρεία αποτελείται από την εφεδρεία ελέγχου της συχνότητας, που σε πραγματικό χρόνο και σε χρονικό ορίζοντα μικρότερο των 15 λεπτών εξασφαλίζει την κάλυψη της διαφοράς μεταξύ φορτίου και παραγωγής, και από την εφεδρεία στιγμιαίων διαταραχών που προορίζεται για την αντιστάθμιση σφαλμάτων στις μονάδες παραγωγής και το σύστημα μεταφοράς. Η στιγμιαία εφεδρεία, ανά 15 λεπτό αντικαθίσταται από τη γρήγορη εφεδρεία, που αναλαμβάνει να καλύψει τις παραπάνω ανάγκες (και των δύο τύπων). Η αργή εφεδρεία λειτουργώντας σε ορίζοντα πρόβλεψης 3-4 ωρών αντικαθιστά την εφεδρεία γρήγορης απόκρισης και καλύπτει όλες τις ανάγκες για αργή εφεδρεία κανονικής λειτουργίας και πιθανών διαταραχών.

Στο [20], η συγγραφέας εξετάζει τα συστήματα της Δανίας της Σουηδίας της Νορβηγίας και της Φινλανδίας θέλοντας να εξετάσει τις μεταβολές στην παραγόμενη ισχύ που προκύπτουν ΑΠΕ και κυρίως από αιολικά πάρκα. Η ανάλυση ξεκινά από μία βασική στατιστική επεξεργασία του φορτίου και της παραγωγής και στη συνέχεια εξετάζονται οι χρονοσειρές των ωριαίων μεταβολών τους αντίστοιχα. Επίσης υπολογίζεται και παρουσιάζεται η διαφορά τους, ως *καθαρό φορτίο* του συστήματος. Στη συνέχεια προτείνονται τρεις δείκτες για την ποσοτικοποίηση της ανάγκης για αύξηση της εφεδρείας που δημιουργεί η είσοδος των ΑΠΕ στο μίγμα παραγωγής.

Ως πρώτο κριτήριο υπολογίζεται η μεγαλύτερη μεταβολή στο καθαρό φορτίο δύο διαδοχικών ωρών και συγκρίνεται με τη μέγιστη μεταβολή του φορτίου διαδοχικών ωρών (χωρίς την αιολική παραγωγή). Η αύξηση της μεταβολής είναι ενδεικτική των αυξανόμενων απαιτήσεων για εφεδρεία. Αυτός είναι ουσιαστικά ένα αιτιοκρατικός κανόνας. Στη συνέχεια, υπολογίζονται οι τυπικές αποκλίσεις φορτίου και αιολικής παραγωγής. Η τυπική απόκλιση του καθαρού φορτίου προκύπτει, θεωρώντας τα δύο μεγέθη ανεξάρτητα, από τη ρίζα του αθροίσματος των τετραγώνων τους:

$$\sigma_{NL} = \sqrt{\sigma_L^2 + \sigma_W^2} \quad (3.1)$$

Όπου

- σ_{NL} : η τυπική απόκλιση των μεταβολών του καθαρού φορτίου
- σ_L : η τυπική απόκλιση των μεταβολών του φορτίου
- σ_w : η τυπική απόκλιση των μεταβολών της αιολικής παραγωγής

Θεωρώντας ότι οι τυχαίες μεταβλητές ακολουθούν κανονικές κατανομές, οι μέσες τιμές και οι αποκλίσεις μας επιτρέπουν να προσεγγίσουμε τις κατανομές πυκνότητας πιθανότητας τους. Με αυτές τις υποθέσεις λοιπόν, μπορούμε να συμπεράνουμε ότι το 99.99% των περιπτώσεων οι μεταβολές του καθαρού φορτίου θα βρίσκονται εντός ενός εύρους $\pm 4\sigma_{NL}$ και η αντίστοιχη αύξηση που οφείλεται στην αιολική παραγωγή

$$I = 4(\sigma_{NL} - \sigma_L) \quad (3.2)$$

Αξίζει να σημειωθεί εδώ ότι αναγνωρίζεται από στη μελέτη ότι η μεταβολές που εξετάζονται σαν τυχαίες μεταβλητές δεν προσεγγίζονται με μεγάλη ακρίβεια από κανονικές κατανομές. Παρόλα αυτά για τα συγκεκριμένα δεδομένα που χρησιμοποιούνται, οι μεταβολές προσεγγίζουν κανονικές τυχαίες μεταβλητές, οπότε η μέθοδος θεωρείται αποδεκτή.

Στην τρίτη προσέγγιση που περιγράφεται, η τυχαία μεταβλητή των ωριαίων μεταβολών του φορτίου αντικαθίστανται από το σφάλμα πρόβλεψης του φορτίου. Το σκεπτικό εδώ είναι πως στον καθορισμό της εφεδρείας ο Διαχειριστής μπορεί να προετοιμαστεί έγκαιρα για τις αυξομειώσεις του φορτίου εφόσον αυτές έχουν προβλεφθεί κάποιες ώρες πριν. Η τυχαία μεταβλητή της αιολικής παραγωγής δεν αντικαθίσταται από την αντίστοιχη πρόβλεψη, γιατί γίνεται η παραδοχή πως τα δύο

αυτά μεγέθη ταυτίζονται: σύμφωνα με το persistence model (μοντέλο παραμένουσας τιμής) η παραγωγή την ώρα i μπορεί να προβλέψει ικανοποιητικά την παραγωγή την ώρα $i+1$. Αναγνωρίζεται ωστόσο ότι αυτή η προσέγγιση είναι συντηρητική, καθώς ένα πιο σύνθετο μοντέλο πρόβλεψης θα μείωνε την τυπική του σφάλματος πρόβλεψης και κατά συνέπεια τις ανάγκες για εφεδρεία.

Παρόμοια λογική προτείνεται και στην μελέτη [21], όπου χρησιμοποιούνται οι μεταβολές σε χρονικά διαστήματα 6 δευτερολέπτων. Συγκεκριμένα, συγκρίνονται οι τυπική απόκλιση των μεταβολών του φορτίου ανά 6 δευτερόλεπτα με την αντίστοιχη τυπική απόκλιση του *καθαρού φορτίου* (όπως πριν αφαιρείται η αιολική παραγωγή από το φορτίο). Η διαφορά που προκύπτει πολλαπλασιάζεται επί τρία, ώστε, με την υπόθεση κανονικών τυχαίων μεταβλητών, να καλύπτεται το 99.7% των περιπτώσεων. Η αύξηση που προκύπτει στις ανάγκες για εφεδρεία ισχύος λόγω της αιολικής παραγωγής (36 MW αύξηση για 3300MW αιολικής ισχύος) δεν είναι αρκετή για να δικαιολογήσει αλλαγή στα επίπεδα εφεδρείας και τη μεθοδολογία υπολογισμού τους από την πλευρά του διαχειριστή, από τη στιγμή που ήδη υπάρχουσα εφεδρεία για την αντιμετώπιση διαταραχών είναι πολύ υψηλότερη.

Στα [22] και [23] οι συγγραφείς προσδιορίζουν την απαραίτητη εφεδρεία για την διασφάλιση ενός επιλεγμένου επιπέδου αξιοπιστίας του συστήματος, λαμβάνοντας υπ' όψιν τους τις πιθανότητες μη διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων, λόγω μερικών και πλήρων σφαλμάτων, σε συνδυασμό με σφάλματα πρόβλεψης του φορτίου και της αιολικής παραγωγής. Το κριτήριο αξιοπιστίας είναι τα *περιστατικά απόρριψης φορτίου* (*load shedding incidents, LSI*) που θεωρούνται ανεκτά ανά έτος. Για την μοντελοποίηση του σφάλματος πρόβλεψης του καθαρού φορτίου χρησιμοποιείται και εδώ κανονική τυχαία μεταβλητή, μηδενικής μέσης τιμής και τυπικής απόκλισης που προκύπτει από τα σφάλματα πρόβλεψης φορτίου και αιολικής με το γνωστό τύπο που ισχύει για το άθροισμα και τη διαφορά ανεξάρτητων κανονικών τυχαίων μεταβλητών. Η λειτουργία των συμβατικών μονάδων μοντελοποιείται με διακριτές μεταβλητές, που αντιστοιχούν σε κανονική λειτουργία, ολική και μερική απώλεια της κάθε μονάδας. Στα πλαίσια της εφαρμογής της μεθόδου σε ένα μοντέλο του ιρλανδικού συστήματος οι συγγραφείς δείχνουν ξεχωριστά πώς οι απαιτήσεις σε εφεδρεία αυξάνονται όσο αυξάνεται η αιολική διείσδυση, ο χρονικός ορίζοντας της πρόβλεψης του καθαρού φορτίου και η απαιτούμενη αξιοπιστία του συστήματος (λιγότερα ανεκτά περιστατικά απόρριψης

φορτίου απαιτούν υψηλότερα επίπεδα εφεδρείας). Τα παραπάνω συνοψίζονται και στο σχήμα 3.1 που ακολουθεί.

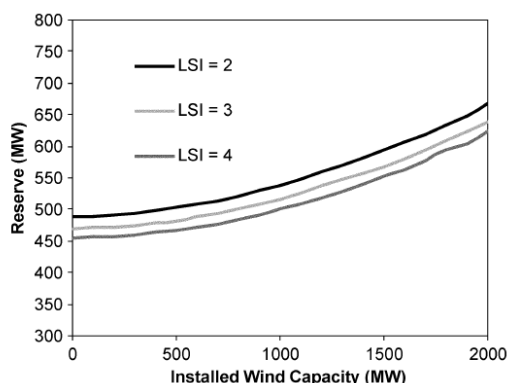


Fig. 7. System reserve level for a various number of load shedding incident per year and a forecast horizon of 3 hours against wind power penetration.

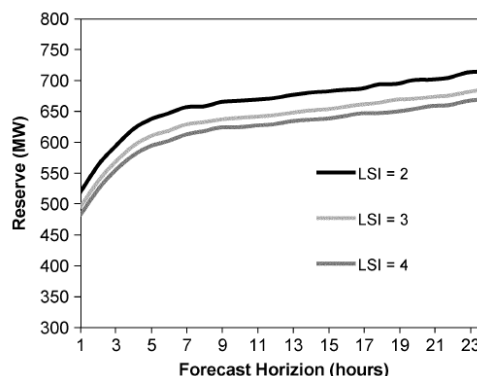


Fig. 8. System reserve level for an installed wind capacity of 1500 MW and for various load shedding incidents per year versus the forecast horizon.

Σχήμα 3.1, Απαραίτητη εφεδρεία για 2,3 και 4 περιστατικά απόρριψης φορτίου συναρτήσει εγκατεστημένης ισχύος και χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης (πηγή [23]).

Στην εργασία [24] οι συγγραφείς, διαχωρίζουν τις ανάγκες σε εφεδρεία σε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και μακροχρόνια και εξετάζουν τις επιμέρους ανάγκες που θα δημιουργηθούν σε περίπτωση σημαντικής αύξησης της αιολικής παραγωγής, σε 4 συστήματα-μοντέλα βασισμένα στο γερμανικό. Οι συγγραφείς καταλήγουν στο ότι ακόμα και σε σενάρια με πολύ μεγάλη αιολική διείσδυση, οι απαιτήσεις για πρωτεύουσα εφεδρεία μένουν πρακτικά αμετάβλητες. Υπογραμμίζεται παρόλα αυτά η περίπτωση να έχουμε ταυτόχρονη έξοδο πολλών αιολικών μονάδων λόγω πιθανής πτώσης στη συχνότητα, αν και για το συγγραφέα δεν υπάρχει λόγος για τόσο συντηρητική ρύθμιση των ηλεκτρονόμων προστασίας των αιολικών μονάδων από τεχνική σκοπιά. Δεδομένου ότι η πρωτεύουσα εφεδρεία μπορεί να καλύψει την ακαριαία απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας του συστήματος, και γνωρίζοντας επίσης ότι η κάθε αιολική μονάδα είναι μικρότερη από τις μεγαλύτερες συμβατικές, προκύπτει ότι οι μεταβολές στην αιολική παραγωγή καλύπτονται πλήρως από την προϋπάρχουσα πρωτεύουσα εφεδρεία, χωρίς να επηρεάζεται η αξιοπιστία του συστήματος. Η δευτερεύουσα εφεδρεία αντίθετα, που χρησιμοποιείται για να καλύψει τις μεταβολές του καθαρού φορτίου σε συνδυασμό με τη χειροκίνητη δευτερεύουσα εφεδρεία (manual secondary control reserve) που καλύπτει τα σφάλματα πρόβλεψης του καθαρού φορτίου, χρειάζεται να αυξηθεί παρουσία αιολικών. Σαν μέτρο των αυξημένων απαιτήσεων χρησιμοποιείται η αύξηση της τυπικής απόκλισης του ΣΕΠ

(Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής, Area Control Error), σε ορίζοντα 15 λεπτών. Σημειώνεται επίσης ότι ειδική μέριμνα πρέπει να ληφθεί για την αρνητική εφεδρεία, τη δυνατότητα περιορισμού της παραγόμενης ισχύος όταν η αιολική παραγωγή ξεπερνάει την προβλεπόμενη τιμή της. Ο συγγραφέας χρησιμοποιεί επιπλέον ένα απλοποιημένο μοντέλο της δυναμικής του συστήματος, έτσι ώστε να εξετάζονται και τα αποτελέσματα απωλειών συμβατικών μονάδων. Παράλληλα υπολογίζονται οι πιθανότητες η εφεδρεία να αποδειχθεί ανεπαρκής, είτε για τη κάλυψη φορτίου, είτε για την απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος. Ακόμα, η ύπαρξη αντλησιοταμιευτικών σταθμών στο σύστημα, σύμφωνα με τις προσομοιώσεις που παρουσιάζονται, καθιστά το σύστημα πιο ευέλικτο και μειώνει τις απαιτήσεις σε εφεδρικές μονάδες, παρά την αυξημένη αιολική διείσδυση.

Στη μελέτη [25] εξετάζεται η επίδραση της ενσωμάτωσης διαφόρων επιπέδων αιολικής παραγωγής στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα των ανατολικών Ηνωμένων Πολιτειών, έως 30% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος. Όπως και σε άλλες μελέτες η πρωτεύουσα εφεδρεία δεν επηρεάζεται σημαντικά αφού η προϋπάρχουσα εφεδρεία καλύπτει και πιθανές ακαριαίες εξόδους αιολικών μονάδων. Για τη μεταβλητότητα της παραγωγής, συγκρίνεται η μέση παραγωγή ανά λεπτό με την μέση παραγωγή του αντίστοιχου 20λέπτου (rolling moving average) για μια αιολική εγκατάσταση 100MW. Προκύπτει ότι σε αυτούς τους χρονικούς ορίζοντες, δεδομένου και του γεωγραφικού μεγέθους της εξεταζόμενης περιοχής, τα διαφορετικά πάρκα μπορούν να προσεγγιστούν από ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές και τελικά οι συγγραφείς συμπεραίνουν ότι η μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής δεν μπορεί να δικαιολογήσει σημαντικές ανάγκες για δευτερεύουσα εφεδρεία.

Αντίθετα η αβεβαιότητα της παραγωγής, υπολογισμένη βάσει των σφαλμάτων πρόβλεψης μία ώρα αλλά και 10 λεπτά πριν, αυξάνουν τις απαιτήσεις για εφεδρεία ρύθμισης (regulating reserve). Στον χρονικό ορίζοντα των 10 λεπτών για την πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής χρησιμοποιείται το μοντέλο παραμένουσας τιμής (10 min ahead persistence forecast) σύμφωνα με το οποίο, όπως είδαμε και στο [20], η μεταβολή της (μέσης) παραγωγής ανά 10λεπτο ταυτίζεται με το σφάλμα πρόβλεψης. Σε αυτόν τον χρονικό ορίζοντα, η πρόβλεψη του φορτίου θεωρείται αρκετά καλή για να αγνοήσουμε πιθανά σφάλματα. Επίσης εξετάζεται η επίδραση του επιπέδου παραγωγής των αιολικών μονάδων στην τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης της. Οι συγγραφείς συμπεραίνουν ότι μεγαλύτερα σφάλματα

εμφανίζονται όταν η παραγωγή κυμαίνεται κοντά στο 50% της εγκατεστημένης ισχύος. Τελικά, ακολουθώντας και πάλι τον κανόνα των τριών τυπικών αποκλίσεων η εφεδρεία ρύθμισης υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση που ουσιαστικά προσθέτει γεωμετρικά την τυπική απόκλιση της μεταβλητότητας του φορτίου με την αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής:

$$R = 3 \cdot \sqrt{\left(\frac{0.01 HL}{3}\right)^2 + \sigma_{ST}^2} \quad (3.3)$$

Όπου:

HL (Hourly Load) : η μέση τιμή της ισχύος του φορτίου

σ_{ST} : τυπική απόκλιση των σφαλμάτων πρόβλεψης της αιολική παραγωγής

Η στρεφόμενη εφεδρεία, όπως προσδιορίζεται παραπάνω συνδυάζεται με μη στρεφόμενη εφεδρεία, η οποία καλείται να καλύψει 2 τυπικές αποκλίσεις του πρώτου όρου του προηγούμενου αθροίσματος, που αντιπροσωπεύει την ωριαία μεταβλητότητα του φορτίου (γι αυτό και ο παρονομαστής 3 στον πρώτο όρο της υπόριξης ποσότητας). Ο πίνακας 3.1 συνοψίζει την προτεινόμενη μέθοδο προσδιορισμού της εφεδρείας:

Πίνακας 3.1 Σύνοψη Εφεδρειών EWITS

Τύπος Εφεδρείας	Στρεφόμενη (MW)	Μη στρεφόμενη (MW)
Ρύθμιση (μεταβλητότητα και σφάλμα πρόβλεψης σε μικρό χρονικό ορίζοντα)	$R = 3 \sqrt{\left(\frac{0,01 HL}{3}\right)^2 + \sigma_{ST}^2}$	0
Ρύθμιση (σφάλμα πρόβλεψης σε χρ. ορίζοντα μίας ώρας)	σ_N	0
Πρόσθετη Εφεδρεία	0	$2 \sigma_N$
Σφάλματος	0.5 SLH	0.5 SLH

Όπου:

- σ_N : Η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής την επόμενη ώρα, δεδομένης της αιολικής παραγωγής αυτήν την ώρα.
- SLH (Single Largest Contingency): Η ισχύς της μεγαλύτερης μεμονωμένης διαταραχής.

3.2.2 Μέθοδοι ανάλυσης κόστους

Σε αντίθεση με τις εργασίες που βασίζονται στον κανόνα των τριών ή τεσσάρων τυπικών αποκλίσεων για τον προσδιορισμό των επιθυμητών επιπέδων εφεδρείας, στην βιβλιογραφία υπάρχουν εργασίες στις οποίες αξιολογείται το κόστος και το όφελος από την αύξηση της εφεδρείας, και η εφεδρεία καθορίζεται με όρους οικονομικότερης λειτουργίας του ΣΗΕ. Η προσέγγιση αυτή μας φέρνει πλησιέστερα και στις μελέτες που θα εξεταστούν στην ενότητα 3.3 και βασίζονται σε μοντέλα στοχαστικής βελτιστοποίησης, αφού ήδη και εδώ γίνεται μία προσπάθεια ελαχιστοποίησης του κόστους λειτουργίας. Παρακάτω θα αναλυθούν τέτοιες προσεγγίσεις.

Στα [26] και [27] οι *Ortega-Vasquez* και *Kirschen* προτείνουν μια μέθοδο που όχι μόνο εκτιμά την αιολική παραγωγή, την αξιοπιστία και την αντίστοιχη εφεδρεία του συστήματος με πιθανοτικά μοντέλα, αλλά προσπαθεί να εκτιμήσει το κόστος της εφεδρείας και τα κόστη των ενδεχόμενων απορρίψεων φορτίου ώστε να προσδιοριστεί η βέλτιστη πολιτική. Σε αντίθεση με άλλες μελέτες λοιπόν, όπου η προδιαγραφή που πρέπει να καλύπτει η εφεδρεία (πχ ένα δεδομένο επίπεδο αξιοπιστίας) επιλέγεται περισσότερο ή λιγότερο αυθαίρετα, και για αυτή την προδιαγραφή ποσοτικοποιείται η εφεδρεία, εδώ οι συγγραφείς διατυπώνουν ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους και δέχονται ως βέλτιστη την πολιτική που προκύπτει. Το βέλτιστο επίπεδο εφεδρείας επιτυγχάνεται όταν το κόστος περαιτέρω αύξησης της εφεδρείας ισούται (ή είναι μεγαλύτερο) από το αναμενόμενο κόστος των πιθανών απορρίψεων φορτίου που η εφεδρεία αυτή θα αποτρέψει. Η προβλεπόμενη αιολική παραγωγή μοντελοποιείται σαν το άθροισμα της πραγματικής αιολικής παραγωγής με μία τυχαία κανονική μεταβλητή, με τυπική απόκλιση που υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$\sigma_W^t = \frac{1}{5} w_F^t + \frac{1}{50} W_I \quad (3.4)$$

Όπου:

- w_F^t η πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής
- W_I η εγκατεστημένη αιολική ισχύς

Το σφάλμα του φορτίου συνυπολογίζεται, όπως και η πιθανότητες σφαλμάτων των συμβατικών μονάδων, σύμφωνα με τους πίνακες πιθανότητας απώλειας ισχύος (Capacity Outage Probability Tables - COPT). Τα παραπάνω στοιχεία επιτρέπουν στους συγγραφείς να υπολογίσουν το αναμενόμενο απορριπτόμενο φορτίο αν αυτό πολλαπλασιαστεί με τον κατάλληλο συντελεστή VOLL (Value Of Lost Load, αξία απορριπτόμενου φορτίου) παίρνουμε το αναμενόμενο κόστος, για τους καταναλωτές και το σύστημα συνολικά, των πιθανών απορρίψεων. Ενδεικτικά παραθέτουμε την τιμή του VOLL που χρησιμοποιήθηκε στην προσομοίωση που παρουσιάζεται, όπου και είναι καθορισμένο στα 1000\$/MWh. Το βέλτιστο επίπεδο εφεδρείας που προκύπτει συγκρίνεται με την τιμή που θα προέκυπτε από άλλους γνωστούς κανόνες, (όπως η ισχύς της μεγαλύτερης μονάδας και 3.5 φορές η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης του καθαρού φορτίου) και εμφανίζονται αρκετές ομοιότητες ειδικά στις περιπτώσεις με μέση ή χαμηλή αιολική παραγωγή.

Άλλη μια εργασία που μοντελοποιεί πιθανοτικά τις ανάγκες για εφεδρεία και το κόστος της και λύνει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης για να επιλέξει το επιθυμητό επίπεδο εφεδρείας, είναι η [28]. Εδώ σχεδιάζεται ένα reserve management tool (εργαλείο διαχείρισης εφεδρείας) που στόχο έχει να βοηθήσει τους διαχειριστές των συστημάτων να ορίσουν το επίπεδο της εφεδρείας. Η πιθανότητα μη διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων και η αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής και του φορτίου συνδυάζονται (μέσω συνέλιξης) ώστε να υπολογιστούν γνωστοί δείκτες αξιοπιστίας (πχ LOLP). Για τη μοντελοποίηση των σφαλμάτων πρόβλεψης του φορτίου χρησιμοποιείται κανονική κατανομή και για τη συμβατική παραγωγή οι γνωστοί πίνακες πιθανότητας απώλειας ισχύος (COPT). Για τα σφάλματα πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, οι συγγραφείς θεωρούν τη μοντελοποίηση με κανονικές μεταβλητές ανεπαρκή, καθώς η αιολική παραγωγή έχει φανεί ότι δεν προσεγγίζεται ικανοποιητικά από κανονικές κατανομές. Αντίθετα χρησιμοποιείται ένα συνδυασμός μη παραμετρικών και εκθετικών κατανομών (για τα ακραία φαινόμενα). Επίσης συνυπολογίζονται οι πιθανότητες εξόδου των ανεμογεννητριών, αν και εδώ ένας

συντελεστής μικρότερος της μονάδας θεωρείται αρκετός για να ενσωματώσει τις πιθανές εξόδους στο μοντέλο, δεδομένου του πλήθους των γεννητριών.

Αφού με βάση τα παραπάνω μπορεί να υπολογιστεί για κάθε επίπεδο εφεδρείας το κόστος του και η αντίστοιχη αξιοπιστία του συστήματος, μένει να επιλεγεί βάση των παραπάνω πληροφοριών το βέλτιστο επίπεδο εφεδρείας, ανάλογα με τις προτιμήσεις του διαχειριστή. Στην εργασία εξετάζονται δύο διαφορετικές προσεγγίσεις: η πρώτη είναι η γενικά διαδεδομένη πρακτική σύμφωνα με την οποία επιλέγεται ένα ελάχιστο επίπεδο αξιοπιστίας (ισοδύναμα ένα μέγιστο ανεκτό ρίσκο) και επιλέγεται η πιο οικονομική προσέγγιση που καλύπτει αυτήν την απαίτηση· η δεύτερη και πιο ενδιαφέρουσα είναι η πολυπαραγοντική προσέγγιση (multicriteria approach), όπου διαφορετικές απαιτήσεις σταθμίζονται κατάλληλα ώστε να οδηγήσουν στην τελική επιλογή. Δύο εφαρμογές της μεθόδου αυτής παρουσιάζονται. Στην πρώτη γίνεται μία ανάλυση ισοδύναμου κόστους αντίστοιχη της ανάλυσης κόστους/οφέλους του [26], με τα πιθανά περιστατικά απόρριψης φορτίου να κοστολογούνται και να εκφράζονται τελικά σε \$, οπότε και να γίνεται μια ευθεία σύγκριση με την τιμή της εφεδρείας. Στην άλλη εφαρμογή, κατασκευάζεται από το διαχειριστή μία κατάλληλη συνάρτηση αξίας (value function), πιθανώς μη γραμμική που επιτρέπει την ενσωμάτωση πιο σύνθετων κριτηρίων στην επιλογή του βέλτιστου επιπέδου εφεδρείας. Για παράδειγμα, κάθε κριτήριο μπορεί να μοντελοποιείται με έναν κατάλληλο όρο, οι όροι αυτοί να αθροίζονται πολλαπλασιασμένοι με τους αντίστοιχους συντελεστές και η μεγιστοποίηση της συνάρτησης αξίας να δίνει τη βέλτιστη πολιτική ποσοτικοποίησης της εφεδρείας.

Στην συνέχεια οι συγγραφείς εφαρμόζουν τη μεθοδολογία τους σε ένα μοντέλο του πορτογαλικού συστήματος, και συγκρίνουν την απόδοση της με 3 γνωστές μεθόδους, σε χρήση ή προτεινόμενες στη βιβλιογραφία. Μερικά ενδιαφέροντα αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις που ακολούθησαν είναι:

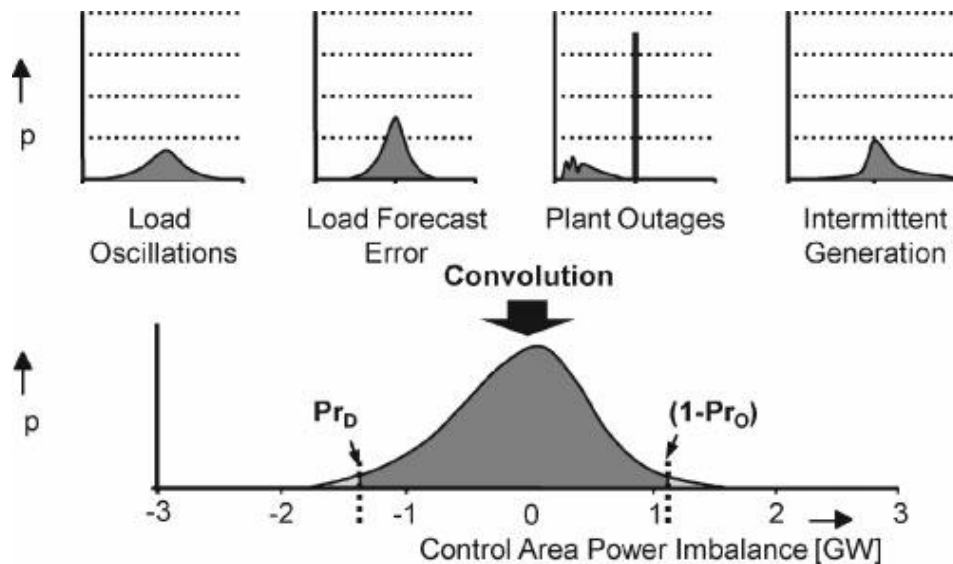
- Η υπόθεση της κανονικής κατανομής του σφάλματος πρόβλεψης υποτιμά την πιθανότητα ακραίων αποκλίσεων και προς τα πάνω και προς τα κάτω αυξάνοντας τον αριθμό των σφαλμάτων.
- Υπάρχει η πιθανότητα σχετικά μικρά επίπεδα παραγωγής να συνδέονται με υψηλότερα βέλτιστα επίπεδα εφεδρείας απ' ό,τι υψηλότερα επίπεδα παραγωγής (λόγω κόστους η/και ακρίβειας πρόβλεψης).

3.2.3 Άλλες πιθανοτικές μέθοδοι

Στο [29], οι συγγραφείς προτείνουν μια άλλη πιθανοτική μεθοδολογία για την εκτίμηση της εφεδρείας. Εντοπίζουν τέσσερις διαφορετικές αιτίες για τις ανάγκες του συστήματος σε εφεδρεία, τα πιθανά σφάλματα μονάδων παραγωγής, τις μεταβολές και τα σφάλματα πρόβλεψης του φορτίου, το σφάλμα πρόβλεψης της έγχυσης ισχύος των μονάδων διακοπτόμενης παραγωγής (ΑΠΕ, και στο υπό εξέταση γερμανικό σύστημα κυρίως αιολικά) και τις αλλαγές στις προγραμματισμένες εισαγωγές και εξαγωγές ισχύος μεταξύ των επιμέρους συστημάτων. Δεδομένου του πλήθους των παραγόντων μία αιτιοκρατικού τύπου προσέγγιση που θωρακίζει το σύστημα απέναντι στη χειρότερη περίπτωση είναι πολύ συντηρητική αφού το ενδεχόμενο ταυτόχρονη εμφάνιση της χειρότερης δυνατής εξέλιξης και για τους 4 παράγοντες είναι ελάχιστα πιθανή. Αντίθετα ο συγγραφέας προτείνει ένα πιθανοτικό κριτήριο, σύμφωνα με το οποίο καθορίζεται μία μέγιστη αποδεκτή πιθανότητα η εφεδρεία να αποδειχτεί ανεπαρκής, είτε αφήνοντας έλλειμμα διαθέσιμης ισχύος, είτε απορρίπτοντας παραγωγή. Η πιθανότητα αυτή καθορίζεται στο 0.1%, τιμή που αντιστοιχεί περίπου σε 10 ώρες ανά έτος. Για να προσδιοριστούν οι τιμές της απαραίτητης εφεδρείας, εκτιμώνται οι κατανομές πυκνότητας πιθανότητας των παραπάνω παραγόντων και χρησιμοποιούνται αλγόριθμοι συνέλιξης ώστε να κατασκευαστεί η κατανομή της συνολικής Control Area Power Imbalance, που καλείται η εφεδρεία να καλύψει.

Στο Σχήμα 3.2 φαίνονται οι πιθανότητες:

- Pr_D (probability of deficit): η πιθανότητα να μην αρκέσει η εφεδρεία να καλύψει τις ανάγκες για πρόσθετη ισχύ που δημιούργησαν τα σφάλματα πρόβλεψης.
- Pr_o (probability of overrun): η πιθανότητα να μην μπορέσει το σύστημα να απορροφήσει την ισχύ που παράγεται και να χρειαστεί να απορριφθεί μέρος της.



Σχήμα 3.2: Υπολογισμός κατανομής πυκνότητας πιθανότητας της απόκλισης του ισοζυγίου ισχύος μέσω συνέλιξης, σχηματική αναπαράσταση (πηγή [29]).

Στο [30] οι συγγραφείς ασχολούνται με τα υπολογιστικά προβλήματα που προκύπτουν από την υιοθέτηση σύνθετων πιθανοτικών μοντέλων και κριτηρίων. Τα μοντέλα αυτά βασίζονται όπως είδαμε σε κάποιο δείκτη αξιοπιστίας, ο οποίος συχνά είναι το LOLP (Loss of Load Probability) ή το ELNS (Expected Load Not Served, το οποίο συχνά συναντάμε και ως EENS, Expected Energy Not Served). Ορισμοί για τους παραπάνω δείκτες βρίσκονται στην ενότητα 2.3. Αυτά τα κριτήρια, όταν ενσωματώνονται στην Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, οδηγούν σε μη γραμμικά προβλήματα των οποίων η επίλυση είναι χρονοβόρα και γίνεται ακόμα δυσκολότερη όσο μεγαλώνουν τα εξεταζόμενα συστήματα. Οι συγγραφείς εισάγουν δύο παραλλαγές των κριτηρίων αυτών, με δυνατότητα (σχετικά) εύκολης γραμμικοποίησης και κατά συνέπεια ευκολότερων και λιγότερων υπολογισμών κατά την επίλυση του προβλήματος του προσδιορισμού της εφεδρείας. Τα νέα, υβριδικά κριτήρια βασίζονται στις πιθανότητες εξόδου μίας ή 2 μονάδων ταυτόχρονα, για χρονικό ορίζοντα μίας ώρας. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που έγιναν στο σύστημα 32 μονάδων IEEE Reliability Test System-1996 [31], τα υβριδικά κριτήρια προσεγγίζουν ικανοποιητικά την απόδοση των κλασσικών, με σημαντικά μικρότερες υπολογιστικές απαιτήσεις.

Στη μελέτη [32] οι συγγραφείς ελέγχουν αν η εφαρμογή των αρχών της Ανάλυσης Ακραίων Τιμών στις μεταβολές («ράμπες»), που εμφανίζονται στην παραγόμενη ισχύ των αιολικών πάρκων λόγω των αντίστοιχων αυξομειώσεων του

αέρα, μπορεί να βελτιώσει τις διαθέσιμες προσεγγίσεις από κανονικές μεταβλητές. Προτείνεται λοιπόν η χρήση διαφορετικών κατανομών για την προσέγγιση των κατανομών πυκνότητας πιθανότητας των μεταβολών ανέμου. Η μελέτη εξετάζει δεδομένα ενός έτους από ένα αιολικό πάρκο στο Colorado, εγκατεστημένης ισχύος 300.5 MW. Οι μετρήσεις έχουν χρονικό ορίζοντα 10 λεπτών. Εφαρμόζονται και οι δύο μεθοδολογίες που αναφέρθηκαν στην ενότητα 1.4, στην παράγραφο για την ανάλυση ακραίων τιμών.

Για την μέθοδο της Ανάλυσης Ετήσιων Μεγίστων από τα 105.120 στοιχεία του δείγματος επιλέγονται για ανάλυση 144 (το ισοδύναμο μίας ημέρας σε δεκάλεπτα). Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της μελέτης, η καλύτερη κατανομή για την μοντελοποίηση είναι η Fréchet [33], με $R\text{-squared} = 0.9945$. Στη μέθοδο της ανάλυσης των Κορυφών Άνω του Κατωφλίου καθορίζεται ένα κατώφλι μεγέθους 10 MW και στα δείγματα που το ξεπερνούν εφαρμόζεται η γενικευμένη κατανομή Pareto.

Οι συγγραφείς μελετούν ιστορικά δεδομένα ενός έτους, με βάση αυτά καθορίζουν τις παραμέτρους των κατανομών που τα προσεγγίζουν καλύτερα και ελέγχουν την απόδοση του μοντέλου τους συγκρίνοντας με τα πραγματικά δεδομένα για την παραγόμενη ισχύ από το αιολικό πάρκο για το επόμενο έτος. Καταλήγουν πως οι αναλύσεις προτείνονται βελτιώνουν σημαντικά την ποιότητα και την ακρίβεια των προβλέψεων συνιστώντας την υιοθέτηση τους και για άλλες αντίστοιχες εφαρμογές.

3.3 Μοντέλα Στοχαστικής Βελτιστοποίησης

Εκτός των αιτιοκρατικών και πιθανοτικών μεθοδολογιών που έχουν αναπτυχθεί για την αντιμετώπιση του προβλήματος του προσδιορισμού της εφεδρείας, ένας σημαντικός αριθμός εργασιών μπορεί να ομαδοποιηθεί εντοπίζοντας ότι προσεγγίζουν από κοινού το εν λόγω πρόβλημα διατυπώνοντας το σαν πρόβλημα στοχαστικής βελτιστοποίησης. Στην ουσία τους αυτές οι προσεγγίσεις βασίζονται στη δημιουργία σεναρίων για την κατάσταση λειτουργίας του συστήματος, που διαφέρουν ως προς τιμές των μεταβλητών που περιγράφουν την κατάσταση αυτή, όπως οι διαθέσιμες μονάδες, το φορτίο, η αιολική παραγωγή, τα σφάλματα πρόβλεψης κτλ.

Στα σενάρια αυτά αποδίδονται βάρη ανάλογα με τις πιθανότητες να προκύψουν, και πάνω σε αυτά αξιολογούνται οι πιθανές αποφάσεις/πολιτικές του διαχειριστή για την ένταξη μονάδων παραγωγής στο μίγμα και για την παροχή των κατάλληλων επιπέδων εφεδρείας. Εν τέλει, η ο πολιτική που έχει αποδώσει καλύτερα στο σύνολο των σεναρίων είναι και η προτεινόμενη. Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι δεν γίνεται διάκριση μεταξύ των διαφορετικών ειδών εφεδρείας, αφού στην πραγματικότητα η εφεδρεία δεν υπολογίζεται σαν ανεξάρτητος παράγοντας ή μεταβλητή· αντίθετα προκύπτει έμμεσα, καθώς ο διαχειριστής επιλέγει το βέλτιστο πρόγραμμα ένταξης μονάδων, θωρακισμένο απέναντι σε διαταραχές όπως σφάλματα, λάθη πρόβλεψης κτλ.

Στη συνέχεια διατυπώνουμε πιο τυπικά το πρόβλημα, ή καλύτερα μία πιθανή εκδοχή του, αρκετά χαρακτηριστική των προσεγγίσεων που θα εξετάσουμε αργότερα. Ο διαχειριστής καλείται να λάβει δύο αποφάσεις, μία x και μία y , πριν και μετά την εξέλιξη του φαινομένου που μοντελοποιείται από την τυχαία μεταβλητή ω . Οι πιθανές τιμές της ω προκύπτουν με δεδομένες πιθανότητες η κάθε μία και η y εξαρτάται ταυτόχρονα από την απόφαση x και από την εξέλιξη ω . Το πρόβλημα βελτιστοποίησης λοιπόν διατυπώνεται ως ελαχιστοποίηση του αναμενόμενου κόστους (ή μεγιστοποίηση της αξίας) πάνω στα επιτρεπτά x, y που προκύπτει από τους πιθανούς συνδυασμούς των x, y και ω . Το παραπάνω γράφεται και:

$$\min_{x,y} (C(x) + E_{\omega|x} \{ C[y(\omega)] + C(f(x, \omega, y)) \}) \quad (3.5)$$

Όπου:

$x \in A, y \in B$ (οι επιτρεπτές τιμές τους)

C η συνάρτηση κόστους, η οποία αναθέτει κόστος στις ενέργειες του Διαχειριστή x και y και στην κατάσταση λειτουργίας του συστήματος, όπως αυτή διαμορφώνεται μετά τα x, ω, y .

f η συνάρτηση που περιγράφει την κατάσταση λειτουργίας του συστήματος για τις διαφορετικές τιμές των μεταβλητών x, ω και y .

Οι μέθοδοι στοχαστικού προγραμματισμού και βελτιστοποίησης αποτελούν μία ισχυρή και μοντέρνα πρόταση για την επίλυση του προβλήματος που μας ενδιαφέρει και έχουν σημαντικά πλεονεκτήματα. Αρχικά, το πρόβλημα διατυπώνεται με σαφή μαθηματικό τρόπο και έτσι μπορούν να εφαρμοστούν μέθοδοι και τεχνικές

από άλλα πεδία έρευνας. Πλήθος εργαλείων και συσσωρευμένη εμπειρία καθίστανται κατά αυτόν τρόπο διαθέσιμα στους διαχειριστές των συστημάτων. Παράλληλα νέες υπολογιστικές δυνατότητες, είτε με την ανάπτυξη ισχυρότερων λογισμικών επίλυσης είτε με την αύξηση της διαθέσιμης υπολογιστικής ισχύος των χρησιμοποιούμενων ηλεκτρονικών υπολογιστών, δίνουν προοπτικές σημαντικής περαιτέρω ανάπτυξης και επέκτασης των ήδη υπαρκτών μεθόδων. Επίσης, η προσέγγιση είναι από τη φύση της δυναμική και ευέλικτη, καθώς για κάθε απόφαση εξετάζεται μεγάλος αριθμός πιθανών επιλογών και καταστάσεων, και μπορούν εύκολα να προστεθούν νέες χωρίς η μεθοδολογία να επηρεάζεται σημαντικά.

Σημαντικές είναι όμως και οι δυσκολίες που προκύπτουν στην εφαρμογή των παραπάνω μεθοδολογιών στην πράξη. Η κυριότερη είναι ο υπολογιστικός φόρτος που συχνά προκύπτει κατά τη δημιουργία και την αξιολόγηση των σεναρίων. Σε ένα ρεαλιστικού μεγέθους σύστημα, όταν συνδυαστούν οι πιθανές αποφάσεις (x και y) του διαχειριστή και οι τιμές των τυχαίων μεταβλητών (ω), το πλήθος των σεναρίων που προκύπτει είναι τόσο μεγάλο που η πλήρης αξιολόγηση του έχει εξωπραγματικές απαιτήσεις σε χρόνο η/και υπολογιστική ισχύ. Ο χρόνος όμως στον οποίο πρέπει να ληφθούν οι αποφάσεις είναι εκ των πραγμάτων περιορισμένος, είτε πρόκειται για Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό είτε για Κατανομή Φόρτισης Μονάδων (έχουν περιγραφεί στην εισαγωγή). Αυτό καθιστά την λεπτομερή μοντελοποίηση όλων των παραμέτρων λειτουργίας του συστήματος, με στόχο τον στοχαστικό προγραμματισμό της παραγωγής, ανέφικτη. Μία πρώτη προσπάθεια επίλυσης του προβλήματος θα ήταν να μειώσουμε, με συστηματικό (επιλογή) ή τυχαίο (δειγματοληψία) τρόπο τον αριθμό των σεναρίων που δημιουργούνται. Εδώ όμως προκύπτει το δεύτερο μειονέκτημα της μεθόδου: τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης είναι πολύ ευαίσθητα ως προς το σύνολο των σεναρίων πάνω στα οποία υπολογίζονται. Δηλαδή, ο βέλτιστος προγραμματισμός που προκύπτει ως λύση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης στο οποίο έχουν εξεταστεί N σενάρια, μπορεί να διαφέρει πολύ από τον βέλτιστο προγραμματισμό που προκύπτει από το ίδιο πρόβλημα, λυμένο για $N+1$ σενάρια. Πρακτικά αυτό σημαίνει ότι αν επιλέξουμε να λύσουμε το πρόβλημα αγνοώντας ένα πιθανό σενάριο, υπάρχει περίπτωση η λύση στην οποία θα καταλήξουμε να οδηγήσει σε πολύ μεγάλο κόστος αν επαληθευθεί το σενάριο αυτό. Ένας τρόπος αντιμετώπισης των παραπάνω προβλημάτων, που θα εξετάσουμε αναλυτικότερα αργότερα είναι να δημιουργήσουμε μεν πολλά από τα

σενάρια λειτουργίας, αλλά να αξιολογήσουμε τις πολιτικές μόνο αφού ομαδοποιήσουμε τα σενάρια αυτά με τέτοιο τρόπο ώστε σενάρια που στα οποία οι ίδιες πολιτικές οδηγούν στο ίδιο (ή πολύ παρόμοιο) κόστος να αντικαθίστανται από ένα σενάριο.

Ενδιαφέρουσα μελέτη με περισσότερες και πιο αναλυτικές πληροφορίες για την διατύπωση του προβλήματος βελτιστοποίησης που έχουν να λύσουν οι διαχειριστές ΣΗΕ είναι η [34]. Οι συγγραφείς εξετάζουν τις ανάγκες και τα προβλήματα που πρέπει να λύσουν οι διαχειριστές και διαχωρίζουν τα πιθανά υπο-προβλήματα προς επίλυση ανάλογα με τον χρονικό ορίζοντα του προγραμματισμού και το πόσο λεπτομερής είναι η μοντελοποίηση. Στα πλαίσια του καθορισμού της εφεδρείας, είτε κατά τον ημερήσιου προγραμματισμού είτε στον ενδοημερήσιο οικονομικό προγραμματισμό υπάρχουν ανελαστικοί περιορισμοί ως προς το χρόνο επίλυσης. Στη συνέχεια της μελέτης, παρουσιάζονται σύγχρονες εξελίξεις στο πεδίο της βελτιστοποίησης που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην επίλυση προβλημάτων βέλτιστης ροής φορτίου (optimal power flow). Κάποιες βασίζονται σε διαφορετικές μεθόδους μετασχηματισμού ενός μη κυρτού (non convex) προβλήματος βελτιστοποίησης, όπως είναι εν γένει η βέλτιστη ροή φορτίου, σε κυρτό, πράγμα που επιτρέπει τη χρήση αποδοτικότερων τεχνικών επίλυσης. Άλλες προτεινόμενες μέθοδοι είναι η Βελτιστοποίηση υπό Πιθανοτικούς Περιορισμούς (Chance Constrained Optimization) καθώς και τεχνικές Εύρωστης Βελτιστοποίησης (Robust Optimization). Τέλος εξετάζονται πιθανές χρήσεις νέων τεχνολογικών εξελίξεων στην πληροφορική (high Performance Computing, Big Data analysis) και την επιστήμη των υπολογιστών (randomized algorithms και Machine Learning) στην υλοποίηση των τεχνικών βελτιστοποίησης που προτείνονται.

Στον τομέα της στοχαστικής βελτιστοποίησης πολύ σημαντική εργασία είναι και το WILMAR (Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets) [35]. Αποτέλεσμα της κοινής ερευνητικής εργασίας βιομηχανικών εταιρών και πολλών ερευνητικών ιδρυμάτων είναι ένα εργαλείο βέλτιστου προγραμματισμού της παραγωγής βασισμένο σε στοχαστικό μοντέλο της αγοράς ενέργειας. Έκτοτε έχει χρησιμοποιηθεί σαν βάση για αρκετές μελέτες, με θέματα όπως η ανάλυση της αλλαγής του κόστους λειτουργίας του ΣΗΕ λόγω της αυξημένης αιολικής διείσδυσης [36], τη προσομοίωση της ενσωμάτωσης αιολικής παραγωγής στο Σκανδιναβικό σύστημα ενέργειας [37]. Το WILMAR λαμβάνει υπ' όψιν του τη στοχαστική

συμπεριφορά της αιολικής παραγωγής σε συνδυασμό με την οργάνωση της αγοράς ενέργειας και της λειτουργίας του ΣΗΕ επιτρέποντας την ακριβή εκτίμηση της επίδρασης της αιολικής παραγωγής στις ανάγκες για εφεδρεία ισχύος, στη λειτουργία των σταθμών παραγωγής και το συνολικό κόστος λειτουργίας του ΣΗΕ [35]. Το μοντέλο που χρησιμοποιείται είναι μοντέλου γραμμικού στοχαστικού προγραμματισμού και χρησιμοποιεί τεχνικές μείωσης του αριθμού των σεναρίων που βασίζονται τόσο στην πιθανότητα του κάθε σεναρίου (κάποια από τα λιγότερο πιθανά δεν εξετάζονται) και την ομοιότητα τους (ένα αντιπροσωπευτικό σενάριο επιλέγεται στη θέση πολλών παρόμοιων).

Στην εργασία [38] χρησιμοποιείται το WILMAR για τη μελέτη της επίδρασης των ΑΠΕ στο πρόβλημα ένταξης και κατανομής μονάδων. Εδώ οι συγγραφείς χρησιμοποιούν επαναλαμβανόμενες επιλύσεις του προβλήματος προγραμματισμού παραγωγής (rolling planning) με ανανεωμένες κάθε φορά προβλέψεις ανέμου και φορτίου μέσω ενός μοντέλου Στοχαστικού Προγραμματισμού. Η απόδοση της μεθόδου ελέγχεται σε ένα μοντέλο του ιρλανδικού ΣΗΕ, και συγκρίνεται με μία ντετερμινιστική προσέγγιση. Επιβεβαιώνεται ότι η η στοχαστική μέθοδος οδηγεί σε οικονομικότερες κατανομές της παραγωγής (μείωση του κόστους κατά 0.25% περίπου) ενώ η επαναλαμβανόμενη επίλυση περιορίζει τις ανάγκες για εφεδρεία ισχύος.

Μία από τις πρώτες μελέτες που χρησιμοποίησαν στοχαστικές μεθόδους στο πρόβλημα του προγραμματισμού παραγωγής είναι η [39]. Οι συγγραφείς εδώ επιλύουν σε εβδομαδιαίο χρονικό ορίζοντα το πρόβλημα ένταξης μονάδων. Η στοχαστική παράμετρος που μοντελοποιείται είναι το φορτίο του συστήματος και όχι η παραγωγή ισχύος από ΑΠΕ. Η επίλυση του προβλήματος επιταχύνεται διασπώντας το πρόβλημα σε μικρότερα υποπροβλήματα τα οποία λύνονται παράλληλα από μία ομάδα υπολογιστών. Η μεθοδολογία εφαρμόστηκε στο κέντρο ελέγχου ενέργειας του Μίσιγκαν (MEPCC) και οδήγησε σε μείωση του κόστους της τάξης του 0.7%.

Στο [40] παρουσιάζεται ένα μοντέλο ένταξης μονάδων με περιορισμούς ασφαλείας (SCUC, Security Constrained Unit Commitment), όπου το πρόγραμμα ένταξης μονάδων βελτιστοποιείται δεδομένων των περιορισμών που επιβάλλουν οι πιθανές πτώσεις μονάδων παραγωγής, γραμμών μεταφοράς και τα σφάλματα στην πρόβλεψη φορτίου. Έτσι το σύστημα θωρακίζεται απέναντι στα σφάλματα αυτά, έμμεσα, χωρίς να ρυθμιστούν τα επίπεδα εφεδρείας συγκεκριμένα. Για να μείνει το

πλήθος των σεναρίων διαχειρίσιμο χρησιμοποιούνται τεχνικές μείωσης των σεναρίων. Η μέθοδος εφαρμόζεται σε τρία διαφορετικά συστήματα και διακρίνονται σημαντικά πλεονεκτήματα από τη χρήση της.

Οι συγγραφείς του [41] εισάγουν ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο επιπέδων. Αρχικά, στο πρώτο μοντελοποιείται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ στο δεύτερο εμφανίζεται και μοντελοποιείται η στοχαστική φύση της αιολικής παραγωγής και προσομοιώνεται η λειτουργία του ΣΗΕ υπό την επίδραση της, κάτω από διαφορετικά πιθανά σενάρια. Στη μελέτη αυτή προσδιορίζονται ξεχωριστά οι πάνω και κάτω εφεδρείες που χρειάζονται για την ομαλή λειτουργία του ΣΗΕ, ενώ η εφεδρεία διαχωρίζεται και σε στρεφόμενη και μη στρεφόμενη. Δεν λαμβάνονται υπ' όψιν πιθανές διαταραχές στο σύστημα παραγωγής και μεταφοράς ενώ σε κάποια σενάρια επιτρέπονται και η απόρριψη φορτίου και η απόρριψη ανεμοπαραγωγής εάν αυτό οδηγεί σε οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος. Χρησιμοποιούνται και εδώ τεχνικές μείωσης των σεναρίων (ενδεικτικά τα σενάρια από 3018 γίνονται 20), ειδικά στις προσομοιώσεις σε σχετικά μεγαλύτερα συστήματα (σύστημα μοντέλο της IEEE). Μεταξύ των συμπερασμάτων είναι το μη αμελητέο κόστος, με τη μορφή εφεδρειών, που εισάγεται στο σύστημα λόγω αιολικής παραγωγής και η μείωση των κερδών από τη χρήση ΑΠΕ σε συστήματα με κορεσμένες γραμμές μεταφοράς.

Στις εργασίες [42] και [43] οι συγγραφείς προτείνουν ένα στοχαστικό μοντέλο για την επίλυση του προγραμματισμού παραγωγής που υπολογίζει έμμεσα τις εφεδρείες ισχύος, ώστε να ανταπεξέλθει σε διαφορετικά σενάρια αιολικής παραγωγής. Στην [43] μάλιστα λαμβάνονται υπ' όψιν κατά τον προγραμματισμό και οι περιορισμοί στη μεταφορά ισχύος (κορεσμός γραμμών μεταφοράς). Αρχικά εντάσσονται οι αργές μονάδες παραγωγής και στη συνέχεια επιλέγονται για κάθε σενάριο παραγωγής ΑΠΕ κάποιες από τις πιο γρήγορες μονάδες ώστε σε συνδυασμό με τις ΑΠΕ να καλυφθεί το φορτίο και οι όποιες ανάγκες σε εφεδρεία. Η προτεινόμενη μεθοδολογία συγκρίνεται με άλλες μεθοδολογίες (μία ντετερμινιστική και μία παρόμοια με τον κανόνα '3+5' της ενότητας 3.1) μέσω προσομοίωσης στο σύστημα της Καλιφόρνια με τα αποτελέσματα να δείχνουν μείωση του κόστους της τάξης του 1%. Η επέκταση της μεθοδολογίας για να μοντελοποιεί και τους περιορισμούς του δικτύου μεταφοράς έγινε παράλληλα με μια λεπτομερέστερη μοντελοποίηση της αιολικής παραγωγής. Οι συγγραφείς εξέτασαν και τις γεωγραφικές θέσεις των αιολικών πάρκων καθώς και τη συσχέτιση μεταξύ της

παραγωγής τους. Χρησιμοποιήθηκε στοχαστικός προγραμματισμός δύο επιπέδων και η επίλυση έγινε με διάσπαση του προβλήματος σε υποπροβλήματα τα οποία επεξεργάστηκαν παράλληλα μία ομάδα υπολογιστών. Παρά τα πολύ καλά αποτελέσματα της μεθόδου, οι χρόνοι επίλυσης ήταν πολύ υψηλοί καθώς η λεπτομερής προσέγγιση και μοντελοποίηση οδήγησε σε αύξηση των υπολογιστικών απαιτήσεων.

4

Παραδείγματα

Εφαρμογών

4.1 Προέλευση και Δομή Δεδομένων

Στην εργασία χρησιμοποιείται ένα σύνολο δεδομένων παραγόμενης αιολικής ισχύος από 205 αιολικά πάρκα, το οποίο έχει παραχθεί για ερευνητικό έργο του ΚΑΠΕ (Κέντρο για τις Ανανεώσιμες Πηγές και Εξοικονόμησης Ενέργειας) για τη ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) [44]. Οι τιμές της παραγωγής έχουν προκύψει από μετρήσεις ταχύτητας ανέμου διάρκειας ενός έτους, από τις οποίες υπολογίστηκε η παραγόμενη ισχύς, δεδομένων των αδειοδοτημένων αιολικών εγκαταστάσεων. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς είναι *2930 MW*. Υπάρχουν δύο βάσεις δεδομένων, μία με δείγματα ανά μία ώρα και μία ανά 10 λεπτά. Τα δεδομένα είναι διαθέσιμα για κάθε πάρκο ξεχωριστά με τη μορφή χρονοσειρών μήκους 8784 και 52704 δειγμάτων. Αυτές οι χρονοσειρές συνδυάζονται με τις πληροφορίες για τη γεωγραφική θέση του κάθε πάρκου και κατασκευάζονται έτσι (αθροίζοντας) δεδομένα για την αιολική παραγωγή σε κάθε νομό, κάθε περιφέρεια και τελικά για το σύνολο της χώρας. Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, όπου ο στόχος είναι ο προσδιορισμός της εφεδρείας, το ενδιαφέρον επικεντρώνεται στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, που αντιμετωπίζει τις ανάγκες του για εφεδρεία αυτόνομα. Μη διασυνδεδεμένες περιοχές (πχ νησιά) καλύπτουν τις ανάγκες τους για εφεδρεία ανεξάρτητα, και επειδή οι συνθήκες είναι πολύ διαφορετικές (μικρότερα φορτία, ιδιαίτερα γεωγραφικά και μετεωρολογικά χαρακτηριστικά) η μελέτη της λειτουργίας των ΣΗΕ τους κρίνεται πέραν του σκοπού της εργασίας.

Στον πίνακα 4.1 παρουσιάζονται βασικά χαρακτηριστικά του υπό εξέταση συνόλου δεδομένων. Εξετάζονται ξεχωριστά το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος στη χώρα, με χρονικό ορίζοντα μίας ώρας και δεκαλέπτου, καθώς και η παραγωγή στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα (ΕΔΣ). Στην πρώτη στήλη με την ένδειξη Σύνολο (1h) παρουσιάζονται οι παράμετροι για την εγκατεστημένη ισχύ στο σύνολο της επικράτειας, με μετρήσεις για τη μέση ωριαία τιμή, ενώ στη δεύτερη χρησιμοποιούνται μετρήσεις ανά 10 λεπτά υπό την ένδειξη Σύνολο (10 m). Στην τρίτη και την τέταρτη οι πληροφορίες αναφέρονται στο διασυνδεδεμένο σύστημα μόνο, με δειγματοληψία ανά μία ώρα και 10 λεπτά και ενδείξεις ΕΔΣ (1h) και ΕΔΣ (10m) αντίστοιχα. Στον πίνακα φαίνεται η εγκατεστημένη ισχύς, η ελάχιστη, η μέση και η μέγιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος, ως ποσοστό της εγκατεστημένης και η τυπική απόκλιση των δεδομένων.

Πίνακας 4.1 Βασικά μεγέθη αιολικής παραγωγής

	Σύνολο (1 h)	Σύνολο (10m)	ΕΔΣ (1h)	ΕΔΣ. (10m)
<i>Εγκατεστημένη Ισχύς</i>	2930		2750	
<i>Μέση Ισχύς (%)</i>	34.5%	34.5%	41.1%	41.1%
<i>Τυπ. Απόκλιση (MW)</i>	556	546	545	535
<i>Ελάχιστη (%)</i>	1.3%	1.1%	1.4%	1.3%
<i>Μέγιστη (%)</i>	82.9%	85.3%	86.6%	89.1%

4.2 Βασική Στατιστική Ανάλυση

Η ανάλυση που ακολουθεί βασίζεται στη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο [20] για τη μελέτη των ωριαίων μεταβολών της αιολικής παραγωγής. Εκεί η συγγραφέας εξετάζει και αναλύει στατιστικά την αιολική παραγωγή στη Δανία, τη Νορβηγία τη Σουηδία και τη Φινλανδία. Οι χώρες εξετάζονται και μεμονωμένα αλλά και συνολικά, καθώς οι αυξημένες προοπτικές διασύνδεσης επιτρέπουν τη θεώρηση των συστημάτων των 4 χωρών σαν ένα διασυνδεδεμένο σύστημα.

Τα δεδομένα που θα χρησιμοποιηθούν αποτελούν εκτιμήσεις για την παραγωγή από αιολικά πάρκα, κάποια από τα οποία λειτουργούν ήδη και κάποια έχουν μεν άδειες (εγκατάστασης ή παραγωγής) αλλά δεν λειτουργούν ακόμα. Στόχος είναι να περιγραφεί και να παρουσιαστεί η μεθοδολογία και όχι να εξαχθούν ασφαλή συμπεράσματα και ακριβείς τιμές. Η ανάλυση βασίζεται στη μεταβολή της παραγωγής από το ένα δείγμα στο επόμενο. Λόγω του μικρού χρονικού ορίζοντα (μία ώρα και 10 λεπτά αντίστοιχα), η μεταβλητότητα μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν προσέγγιση του σφάλματος εκτίμησης της παραγωγής. Σύμφωνα με την εν λόγω προσέγγιση, το δείγμα που αντιστοιχεί στη χρονική στιγμή k (η μέση παραγωγή αυτή την ώρα η δεκάλεπτο), λαμβάνεται ως η αναμενόμενη τιμή της παραγωγής για το επόμενο δείγμα. Έτσι η μεταβολή της παραγωγής εξισώνεται με το σφάλμα πρόβλεψης. Αυτού του τύπου η βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη μπορεί επιτευχθεί με μεγαλύτερη ακρίβεια χρησιμοποιώντας πιο σύνθετα εργαλεία και μοντέλα, όπως μοντέλα ARMA (AutoRegressive Moving Average) ή κατάλληλα μετεωρολογικά εργαλεία. Το μοντέλο παραμένουσας τιμής αποτελεί μία απλή προσέγγιση, συντηρητική σε σύγκριση με άλλες τεχνικές και ίσως καταλήξει να υπερεκτιμήσει την απαραίτητη εφεδρεία.

Στη συνέχεια θα μελετηθούν τα στατιστικά χαρακτηριστικά τους με λίγο μεγαλύτερη λεπτομέρεια, θα κατασκευαστούν εμπειρικές καμπύλες κατανομής πιθανότητας και θα συγκριθεί η επίδραση στη στατιστική συμπεριφορά του χρονικού ορίζοντα και της περιοχής που εξετάζεται.

Αρχικά αναλύονται χρονοσειρές της μεταβολής της παραγωγής, ανά μία ώρα και ανά 10 λεπτά, στο σύνολο της αιολικής παραγωγής στην ελληνική επικράτεια αλλά και στο ΕΔΣ (Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα) όπως και στον πίνακα 4.1.

Στον πίνακα 4.2 φαίνονται στατιστικά χαρακτηριστικά των δεδομένων, όπως προκύπτουν από μία απλή τους επεξεργασία. Φαίνεται η τυπική απόκλιση (σε MW και ως ποσοστό της ονομαστικής), η μέγιστη αύξηση και η μέγιστη μείωση που παρατηρείται. Οι ενδείξεις στην κορυφή κάθε στήλης ακολουθούν την προσέγγιση του πίνακα 4.1.

Πίνακας 4.2 Βασικά χαρακτηριστικά των μεταβολών της παραγωγής

	Σύνολο (1 h)	Σύνολο (10m)	ΕΔΣ (1h)	ΕΔΣ (10m)
Τυπ. Απόκλ. (MW)	106	57	105	56
Τυπ. Αποκλ. (%)	3.63	1.94	3.82	2.05
Μέγιστη Αύξηση (MW)	615	387	608	381
Μέγιστη Μείωση (MW)	471	364	485	363

Στον πίνακα 4.3 θα προσδιοριστούν, για βασικές τιμές πιθανότητας (90%, 95% και 99%) τα όρια στα οποία κινούνται οι μεταβολές της παραγόμενης ισχύος ως ποσοστό της εγκατεστημένης. Δε γίνεται προς το παρόν διαχωρισμός μεταξύ αυξήσεων και μειώσεων κατά το [20]. Στην ανάλυση τους οι συγγραφείς αναφέρουν ότι στο σύνολο του Σκανδιναβικού συστήματος, στο 98% των περιπτώσεων η ωριαία μεταβολή τη αιολικής παραγωγής ήταν μεταξύ -5% και +5% της εγκατεστημένης ισχύος, ενώ για παράδειγμα αν εξεταστεί μεμονωμένα το Φινλανδικό σύστημα, μόνο στο 90% των περιπτώσεων οι μεταβολές στην μέση αιολική παραγωγή διαδοχικών ωρών περιορίζονται μεταξύ -5% και +5% της εγκατεστημένης τους ισχύος. Στους πίνακες φαίνονται οι τιμές στις οποίες περιορίζεται η απόλυτη τιμή της μεταβολής της παραγόμενης ισχύος, στο 90% το 95% και το 99% των περιπτώσεων. Ο πίνακας 4.3 παρουσιάζει τις τιμές της μεταβολής σε MW και σε ποσοστά της εγκατεστημένης.

Μελετώντας την αιολική παραγωγή από τις επιμέρους περιφέρειες φαίνεται ότι οι μεταβολές που παρουσιάζονται είναι μεγαλύτερες (σαν ποσοστό της εκάστοτε εγκατεστημένης ισχύος). Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο δεδομένης της συγκέντρωσης των πάρκων σε μικρή σχετικά γεωγραφική περιοχή, γεγονός που καθιστά την επίδραση των τοπικών συνθηκών (μετεωρολογικών κυρίως) πιο έντονη. Είναι το αντίστοιχο φαινόμενο που στη μελέτη [20] έκανε τις μεταβολές στην αιολική παραγωγή να φαίνονται μεγαλύτερες ποσοστιαία όταν εξετάζονταν τα ΣΗΕ των Σκανδιναβικών το καθένα ξεχωριστά, σε σχέση το συνολικό Σκανδιναβικό σύστημα.

Πίνακας 4.3 Μέγιστη μεταβολή παραγωγής (σε MW και %) για ποσοστά των περιπτώσεων

	90%	95%	99%
Σύνολο (1h) (MW)	166	215	313
Σύνολο (10min) (MW)	89	116	174
ΕΔΣ (1h) (MW)	164	213	310
ΕΔΣ (10min) (MW)	87	114	171
Σύνολο (1h) (%)	5.7%	7.3%	10.7%
Σύνολο (10min) (%)	3.0%	4.0%	5.9%
ΕΔΣ (1h) (%)	6.0%	7.7%	11.3%
ΕΔΣ (10min) (%)	3.2%	4.3%	6.2%

Στον πίνακα 4.4 παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τους εν λόγω δείκτες, όπως προκύπτουν για τις 10 περιφέρειες με αιολική παραγωγή.

Παρατηρείται στον πίνακα 4.4 (και ακόμα πιο ξεκάθαρα αν τον συγκρίνουμε με τον πίνακα 4.3) ότι γενικά όσο μεγαλύτερη η εξεταζόμενη περιοχή και η εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε αυτήν, τόσο μικρότερες ποσοστιαίες μεταβολές της παραγωγής παρουσιάζονται. Αυτό συμβαίνει γιατί σε μεγαλύτερες περιοχές με πολλά διασκορπισμένα αιολικά πάρκα οι επιδράσεις παροδικών, τυχαίων και περιορισμένων τοπικά μεταβολών στην ταχύτητα του ανέμου είναι σημαντικά μικρότερες. Μεγάλες και ξαφνικές μεταβολές στην ταχύτητα του ανέμου είναι πιο απίθανό να εκδηλωθούν ταυτόχρονα σε όλη την Ελλάδα από ότι στη Θεσσαλία για παράδειγμα. Αντίστοιχα αποτελέσματα εμφανίζονται και στον πίνακα 4.5.

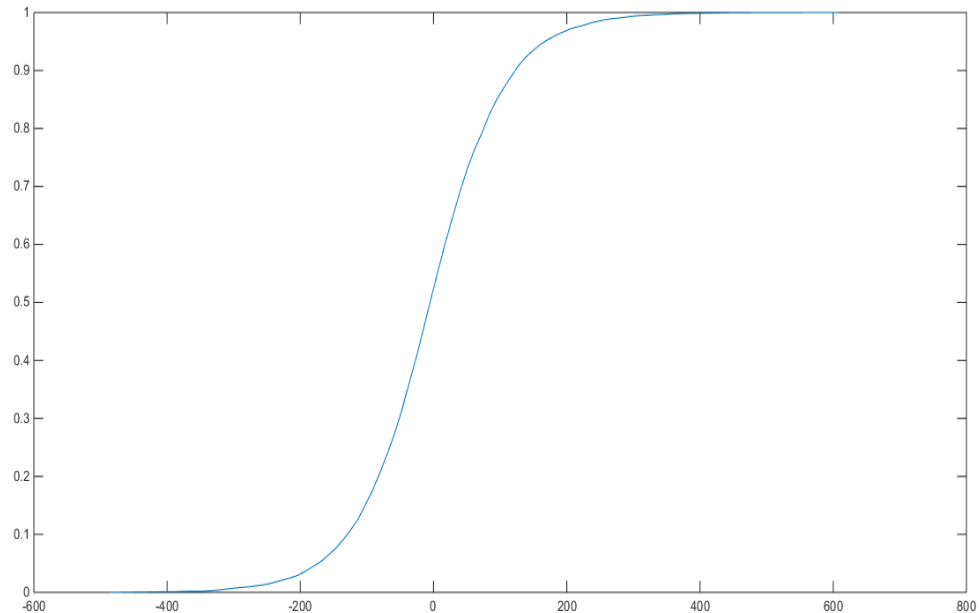
Πίνακας 4.4 Μεταβολή Αιολικής Παραγωγής στις Περιφέρειες ανά 1 ώρα

Περιφέρεια	Μέγιστη Παρ. (MW)	90%	95%	99%
Αν. Μακ. Θράκης	375.01	13.87	18.89	32.76
Κεντρικής Μακ.	42.35	22.08	33.73	43.98
Δυτικής Μακ.	28.9	45.35	61.16	100.0
Θεσσαλίας	50.0	10.99	15.15	27.72
Ιονίων Νήσων	122.65	16.24	21.61	31.84
Δυτικής Ελλάδας	210.05	8.84	11.59	17.85
Στερεάς Ελλάδας	1449.37	9.24	11.60	17.76
Αττικής	153.465	11.03	14.30	21.67
Πελοποννήσου	456.4	9.14	11.68	17.85
Νοτίου Αιγαίου	57.375	16.94	23.86	39.34

Πίνακας 4.5 Μεταβολή Αιολικής Παραγωγής στις Περιφέρειες ανά 10λεπτο

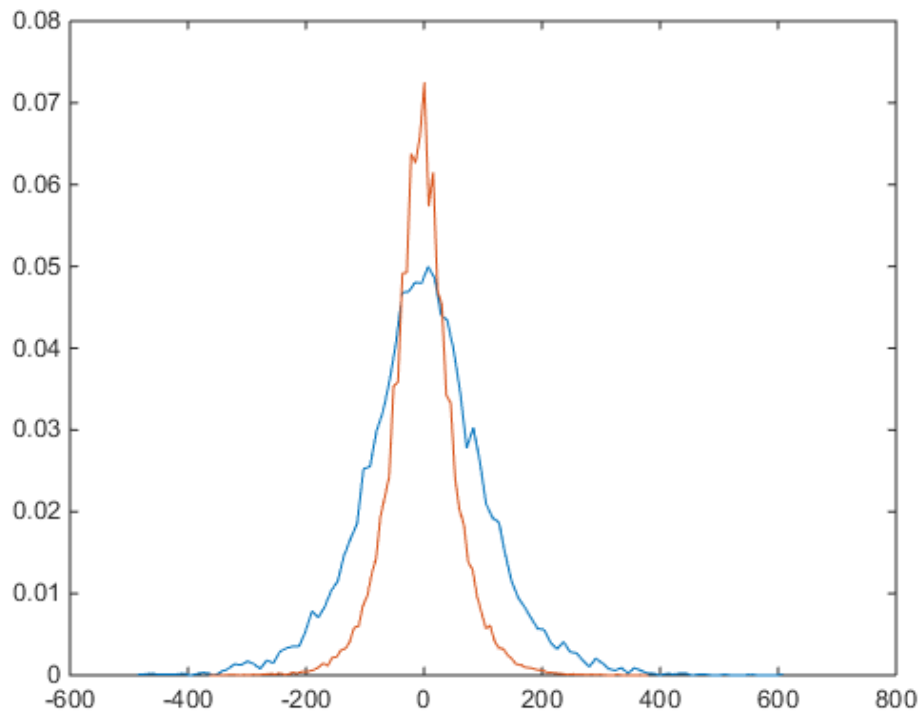
Περιφέρεια	Μέγιστη Παρ. (MW)	90%	95%	99%
Αν. Μακ. Θράκης	375.01	7.81	10.78	19.09
Κεντρικής Μακ.	42.35	10.33	16.40	40.15
Δυτικής Μακ.	28.9	31.60	44.45	99.97
Θεσσαλίας	50.0	5.98	8.63	20.29
Ιονίων Νήσων	122.65	9.49	13.55	23.17
Δυτικής Ελλάδας	210.05	4.84	6.87	11.69
Στερεάς Ελλάδας	1449.37	4.89	6.33	9.78
Αττικής	153.465	6.64	9.11	15.24
Πελοποννήσου	456.4	5.35	7.11	11.51
Νοτίου Αιγαίου	57.375	10.07	14.26	27.02

Στο σχήμα 4.1 υπολογίζεται και παρουσιάζεται η εμπειρική συνάρτηση κατανομής πιθανότητας, για τις μεταβολές στην αιολική παραγωγή του διασυνδεδεμένου συστήματος.



Σχήμα 4.1 Εμπειρική συνάρτηση (αθροιστικής) κατανομής πιθανότητας για το ΕΔΣ.

Στο σχήμα 4.2 φαίνεται συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της μεταβολής σε εθνικό επίπεδο σε ορίζοντα μίας ώρας (μπλε) και ενός δεκαλέπτου (κόκκινο). Φαίνονται οι μικρότερες γενικά μεταβολές που εμφανίζονται σε μικρότερο χρονικό ορίζοντα.



Σχήμα 4.2 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για τις μεταβολές στην αιολική παραγωγή του ΕΣΔ ανά μία ώρα (μπλε) και 10 λεπτά (κόκκινο).

Το σχήμα 4.2 επιβεβαιώνει την λογική υπόθεση πως οι μεταβολές που εμφανίζονται στην παραγωγή σε χρονικό ορίζοντα μίας ώρας είναι γενικά μεγαλύτερες σε μέτρο και έχουν υψηλότερη τιμή πιθανότητας σε μεγαλύτερες απόλυτες τιμές από τις μεταβολές σε χρονικό ορίζοντα δεκαλέπτου. Όπως θα φανεί αργότερα αυτό υποδεικνύει ότι σε μικρότερους χρονικούς ορίζοντες οι ανάγκες για εφεδρεία είναι σημαντικά μικρότερες.

4.3 Μεταβολές και Μοντέλο Παραμένουσας Τιμής (Persistence Model)

4.3.1 Ενιαία πολιτική καθορισμού εφεδρείας σε όλα τα επίπεδα παραγωγής

A) Διαστήματα μίας ώρας

Στην παρούσα ενότητα θα καθοριστεί το επίπεδο εφεδρείας, ανεξάρτητα από την αναμενόμενη αιολική παραγωγή της ημέρας και ώρας. Η προσέγγιση που προτείνεται βασίζεται στη στατιστική ανάλυση δεδομένων για την αιολική παραγωγή ενός έτους. Συγκεκριμένα, εξετάζεται η μεταβολή της αιολικής παραγωγής από ώρα σε ώρα και επιλέγεται εφεδρεία ικανή να καλύψει τη μεταβολή αυτή σε ένα ικανοποιητικό ποσοστό των περιπτώσεων, πχ 99 ή 99.5%. Η εκτίμηση αυτή βασίζεται στην υπόθεση ότι τα δεδομένα καλύπτουν ένα χρονικό διάστημα αρκετά ευρύ και αντιπροσωπευτικό, ώστε να έχουν τα αποτελέσματα την απαραίτητη αξιοπιστία. Στην περίπτωση μας, χρησιμοποιήθηκε το σύνολο δεδομένων που περιγράψαμε παραπάνω, το οποίο αποτελεί μια ικανοποιητική πρώτη προσέγγιση του ζητήματος.

Η εργασία επικεντρώνεται στο σύνολο του διασυνδεδεμένου ελληνικού συστήματος, με peak μέσης ωριαίας αιολικής παραγωγής για το εν λόγω έτος στα 2381 MW.

Υπολογίζονται οι ωριαίες μεταβολές της αιολικής παραγωγής:

$$\Delta W(i) = W(i + 1) - W(i) \quad (4.1)$$

Θέλοντας να επιτευχθεί επίπεδο βεβαιότητας α (πχ 99%), αναζητούνται δύο οριακές τιμές μεταβολής της παραγωγής έστω M_1 και M_2 , τέτοιες ώστε

$$P(M_1 < \Delta W < M_2) = 0.01 \alpha \quad (4.2)$$

Για να προσδιοριστούν οι τιμές των μεταβολών M_1 και M_2 θα χρησιμοποιηθεί η εμπειρική συνάρτηση κατανομής πιθανότητας. Θα υπολογιστούν οι πιθανότητες που αντιστοιχούν στις τιμές M_1 και M_2 και από αυτές θα βρεθούν και οι τιμές αυτές. Άρα λοιπόν για τις εν λόγω τιμές πιθανότητας, έστω p_1 και p_2 ισχύει:

$$F(M_1) = p_1 \quad (4.3)$$

Και

$$F(M_2) = p_2 \quad (4.4)$$

Όπου F η συνάρτηση αθροιστικής κατανομής.

Εάν απαιτηθεί το διάστημα μεταξύ p_1 και p_2 να έχει κεντρική τιμή το 0.5 (τη διάμεσο) και δεδομένου ότι:

$$p_2 - p_1 = 0.01\alpha \quad (4.5)$$

Υπολογίζεται ότι:

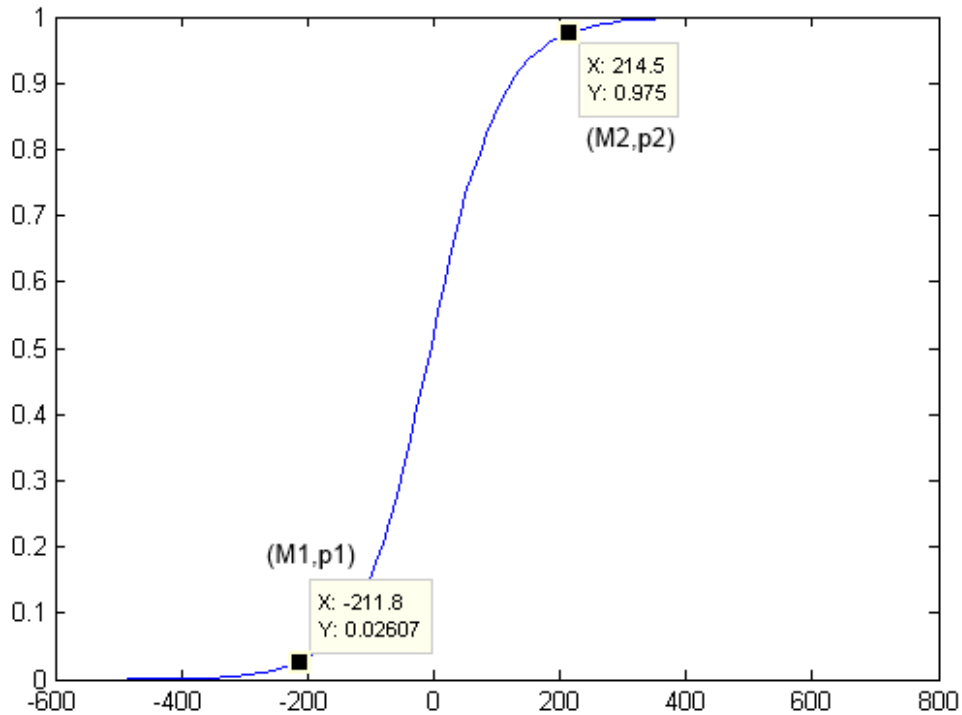
$$p_1 = 0.01 \left(\frac{100 - \alpha}{2} \right) \quad (4.6)$$

Και

$$p_2 = 0.01 \left(\alpha + \frac{100 - \alpha}{2} \right) \quad (4.7)$$

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ένα αριθμητικό παράδειγμα για την επεξήγηση της παραπάνω διαδικασίας για $\alpha = 95\%$.

Προκύπτει λοιπόν βάσει των (4.6) και (4.7) ότι $p_1 = 0.025$ και $p_2 = 0.975$. Αφού κατασκευαστεί η συνάρτηση αθροιστικής κατανομής πιθανότητας, προσδιορίζονται οι τιμές της τυχαίας μεταβλητής που αντιστοιχούν στις p_1 και p_2 δηλαδή τα σημεία της συνάρτησης με συντεταγμένες $(0.025, M_1)$ και $(0.975, M_2)$. Στο παράδειγμα αυτό τα M_1 και M_2 είναι -211.8 MW και 214.5 MW αντίστοιχα. Σχηματικά φαίνονται στο Σχήμα 4.3.



Σχήμα 4.3 Εμπειρική συνάρτηση κατανομής πιθανότητας των μεταβολών της αιολικής παραγωγής ανά μία ώρα και κρίσιμες τιμές για $\alpha = 95\%$

Χρησιμοποιώντας αυτή την συνάρτηση κατανομής πιθανότητας, υπολογίζονται οι τιμές πάνω (R^+) και κάτω (R^-) εφεδρείας που μας καλύπτουν για τα διαφορετικά ποσοστά των περιπτώσεων (α) όπως παρουσιάζονται στον πίνακα 4.6.

Πίνακας 4.6 Εφεδρεία Ισχύος σε MW για διαφορετικές τιμές α

α (%)	98		99		99.8	
	R^+	R^-	R^+	R^-	R^+	R^-
MW	277	269	321	313	419	433

Προσομοιώνοντας τη λειτουργία του συστήματος, για το ίδιο έτος, με τις τιμές της εφεδρείας που προσδιορίστηκαν παραπάνω μπορούν να προσδιοριστούν οι εξής ποσότητες που μας ενδιαφέρουν: LLI, S_p , ENS και ES. Οι ποσότητες αυτές ορίζονται στην παράγραφο 2.3.

Για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος θα θεωρηθεί ότι η υπόλοιπη παραγωγή, πέρα από τα αιολικά για την ώρα i , ισούται με την φορτίο της ώρας i , μείον την παραγωγή των αιολικών την ώρα $i-1$. Η μεταβολή λοιπόν της αιολικής παραγωγής είναι ίση με τη διαφορά μεταξύ φορτίου και προγραμματισμένης παραγωγής και τη διαφορά αυτή καλείται να καλύψει η εφεδρεία.

Δηλαδή:

$$C(i) = L(i) - W(i - 1) \quad (4.8)$$

Όπου:

- C : συμβατική (conventional) παραγωγή
- L : φορτίο (load)
- W : αιολική παραγωγή

Για να μην υπάρξει απόρριψη φορτίου πρέπει η εφεδρεία να είναι:

$$R^+(i) \geq L(i) - C(i) - W(i) \quad (4.9)$$

Άρα πρέπει από τις (4.4) και (4.5) προκύπτει:

$$R^+(i) \geq W(i - 1) - W(i) \quad (4.10)$$

Οπότε αν η μεταβολή της αιολικής παραγωγής οριστεί ως:

$$\Delta W(i) = W(i) - W(i - 1) \quad (4.11)$$

$$R^+(i) \geq -\Delta W(i) \quad (4.12)$$

Όμως η εφεδρεία είναι στην πραγματικότητα η διαφορά της τρέχουσας παραγωγής των ενταγμένων και με δυνατότητα γρήγορης απόκρισης μονάδων από τις μέγιστες δυνατές τιμές παραγόμενης ισχύος τους. Δηλαδή:

$$R^+(i) = P_{max} - C(i) \quad (4.13)$$

Οπότε πρέπει επίσης και

$$P_{max} \geq C(i) - \Delta W(i) \quad (4.14)$$

Όταν δεν ικανοποιείται η συνθήκη έχουμε απόρριψη φορτίου, και η διαφορά, αν πολλαπλασιαστεί με τη χρονική διάρκεια της έλλειψης, δίνει την μη παρεχόμενη ενέργεια (energy not served).

Η ίδια διαδικασία με αντίθετο πρόσημο δημιουργεί περιστατικά απόρριψης φορτίου (S_p) και απορριπτόμενη ενέργεια (ES) και η αντίστοιχη απαίτηση που προκύπτει είναι:

$$R^-(i) \geq \Delta W(i) \quad (4.15)$$

με το $R^-(i)$ να αναπαριστά τη δυνατότητα μείωσης της παραγωγής, από το $C(i)$ μέχρι τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων.

$$R^-(i) = C(i) - P_{min} \quad (4.16)$$

Συνεχίζοντας το αριθμητικό παράδειγμα που παρουσιάστηκε παραπάνω, με $\alpha = 95\%$, τα M_1 και M_2 ήταν -211.8 MW και 214.5 MW αντίστοιχα. Η τιμή M_1 δίνει τη μεγαλύτερη μείωση της αιολικής παραγωγής που πρέπει να μπορεί να καλυφθεί από την εφεδρεία αύξησης της συμβατικής παραγωγής (R^+). Έτσι επιλέγεται $R^+ = -M_1$ και $R^- = M_2$ ώστε και η εφεδρεία μείωσης να μπορεί να καλύψει έως και την αύξηση της παραγωγής M_2 . Η πιθανότητα να έχουμε απόρριψη φορτίου σύμφωνα με τα παραπάνω είναι

$$P(R^+ < -\Delta W) = P(-M_1 < -\Delta W) = P(\Delta W < M_1) = F(M_1)$$

Από την (4.3) λοιπόν προκύπτει:

$$P(R^+ < -\Delta W) = p_1 = 0.025$$

Πίνακας 4.7 Αποτίμηση λειτουργίας με εφεδρεία που καλύπτει διαφορετικά α

α	LLI	S_p	ENS (MWh)	ES (MWh)	R^+ (MW)	R^- (MW)
98%	99	82	4256	6146	277	269
99%	48	32	1782	3024	321	313
99.8%	7	7	281	472	419	433

Τα μεγέθη έχουν οριστεί παραπάνω στην ενότητα 2.3.

4.3.2 Προσαρμογή Εφεδρείας στο Επίπεδο Παραγωγής

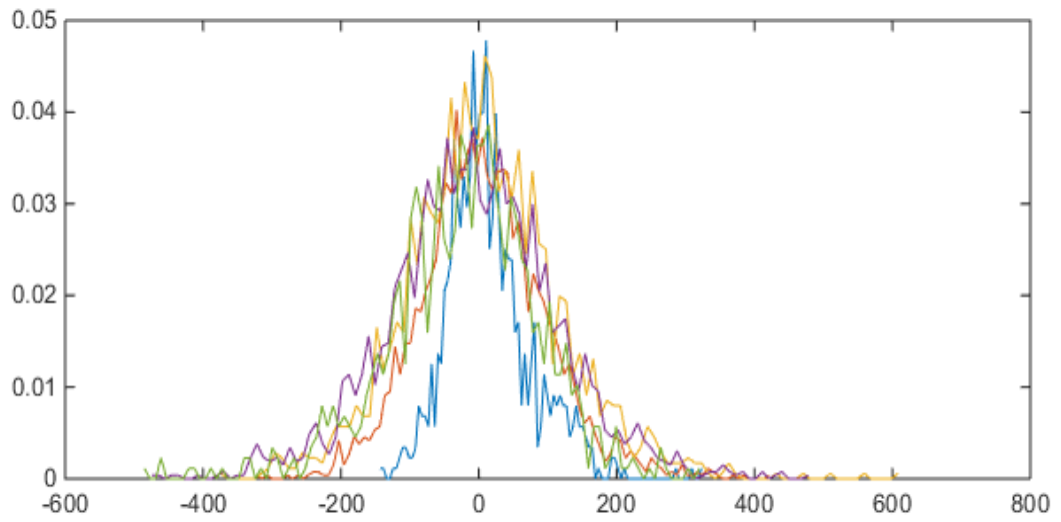
Προχωρώντας την παραπάνω ανάλυση ένα βήμα πιο πέρα, το επίπεδο της εφεδρείας θα προσαρμοστεί στην εκάστοτε αιολική παραγωγή, η οποία ακόμα και αν δεν είναι ακριβώς γνωστή μπορεί εκτιμηθεί. Έτσι, με βάση την πρόβλεψη που είναι διαθέσιμη στον ΗΕΠ, η παραγωγή της κάθε ώρας θα καταταχθεί σε ένα εκ των 5 επιπέδων παραγωγής. Σε ποσοστά της μέγιστης ετήσιας (μέσης ωριαίας) παραγωγής, που είναι τα 2381 MW, επιλέγονται τα εξής:

- Πολύ χαμηλή παραγωγή 0% – 10% του peak
- Χαμηλή παραγωγή 10% - 40%
- Μέση παραγωγή 40% - 60%
- Υψηλή παραγωγή 60% - 90%
- Πολύ υψηλή παραγωγή πάνω από 90%

Με βάση αυτόν το διαχωρισμό λοιπόν, θα κατασκευαστούν 5 διαφορετικές συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας και εμπειρικές συναρτήσεις κατανομής πιθανότητας, όπως αυτές προκύπτουν από τα δεδομένα του έτους που εξετάζουμε, για την μεταβολή της παραγωγής. Θα εφαρμοστεί δηλαδή η ίδια μέθοδος με την προηγούμενη παράγραφο, με μόνη διαφορά ότι θα χρησιμοποιηθεί και η πληροφορία σε ποιο από τα 5 επίπεδα παραγωγής ανήκει η παραγωγή την ώρα i ώστε να εκτιμήσουμε με μεγαλύτερη ακρίβεια την μεταβολή της από την ώρα i στην $i+1$.

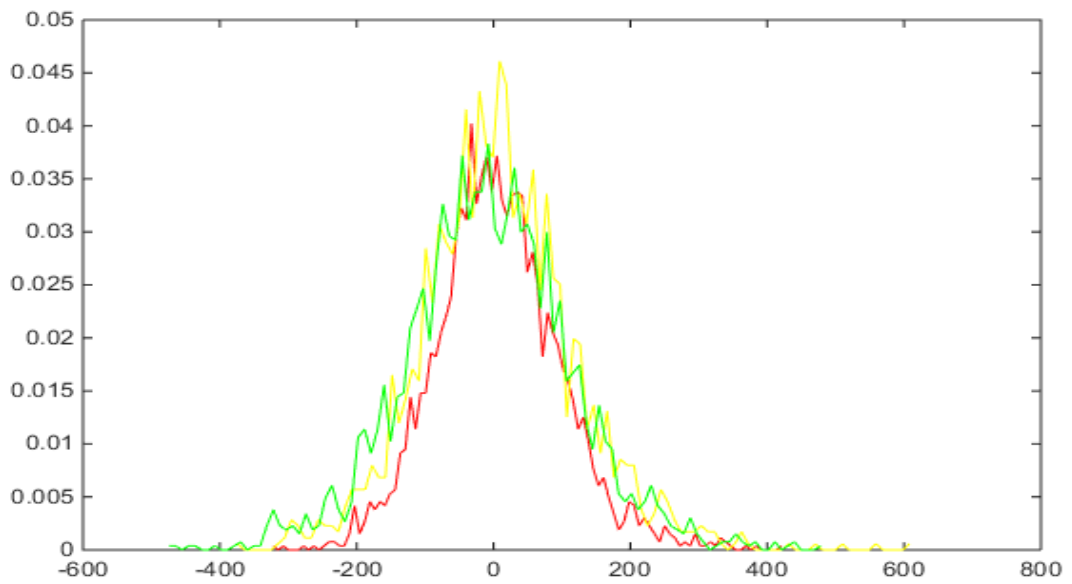
Στο σχήμα 4.4 φαίνονται οι πέντε συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας για τα διαφορετικά διαστήματα παραγωγής, ώστε να φανούν οι μεταξύ τους διαφορές.

Στο σχήμα 4.5 σχεδιάζονται οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας μόνο των διαστημάτων 2,3 και 4 ώστε να υπογραμμισθούν οι (αρκετές) τους ομοιότητες.



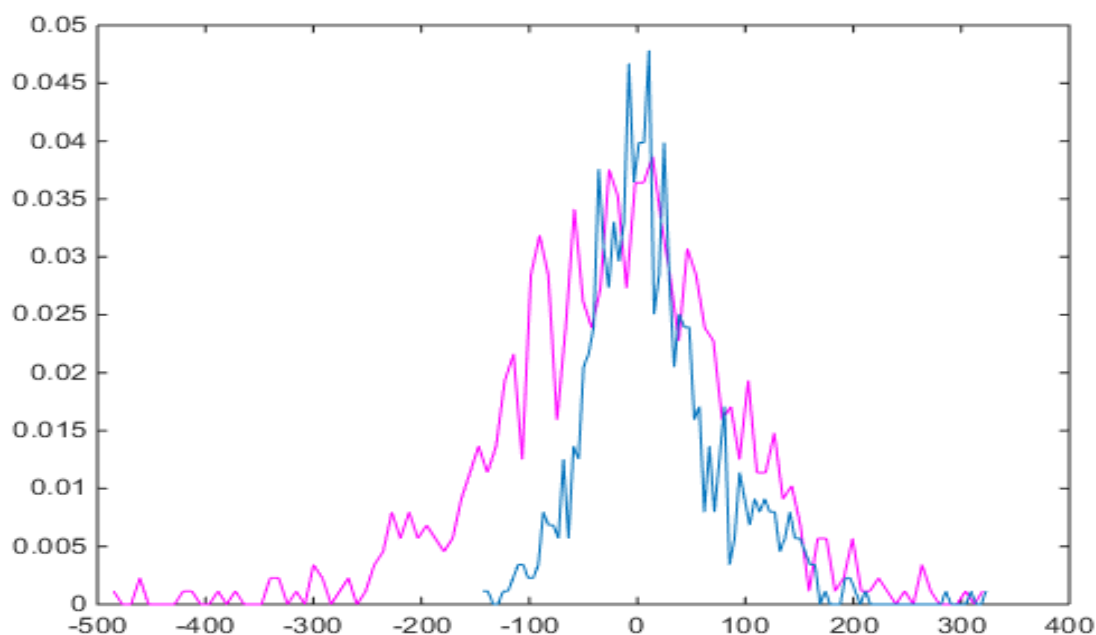
Σχήμα 4.4 Συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας διαστημάτων

Με μπλε, κόκκινο, κίτρινο, πράσινο και μοβ τα 1-5 διαστήματα αντίστοιχα.



*Σχήμα 4.5 Συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας για τα επίπεδα παραγωγής 2,3
κα 4.*

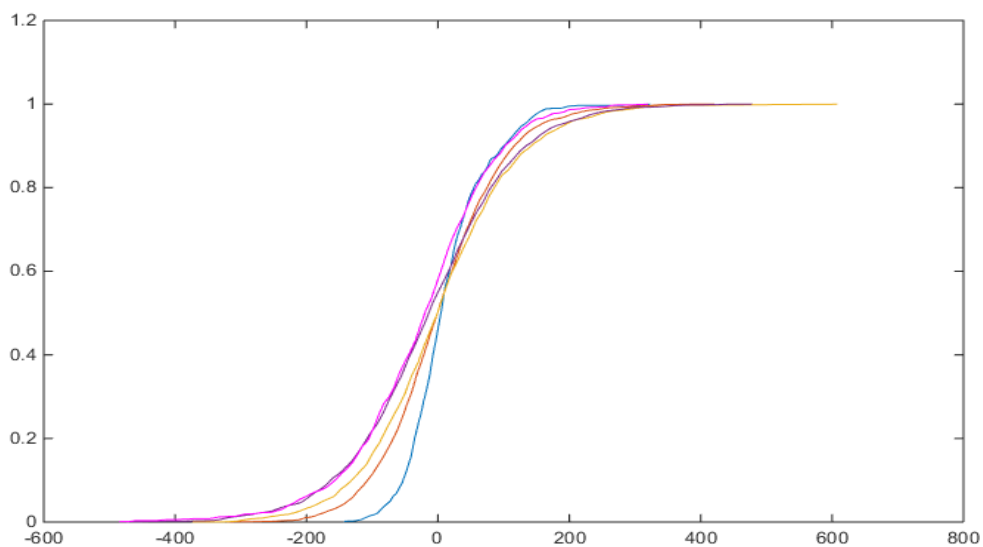
Αντίθετα η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του πρώτου και τελευταίου διαστήματος παραγωγής έχουν σημαντικότερες διαφορές. Σε χαμηλό επίπεδο



Σχήμα 4.6 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας διαστημάτων 1 και 5.

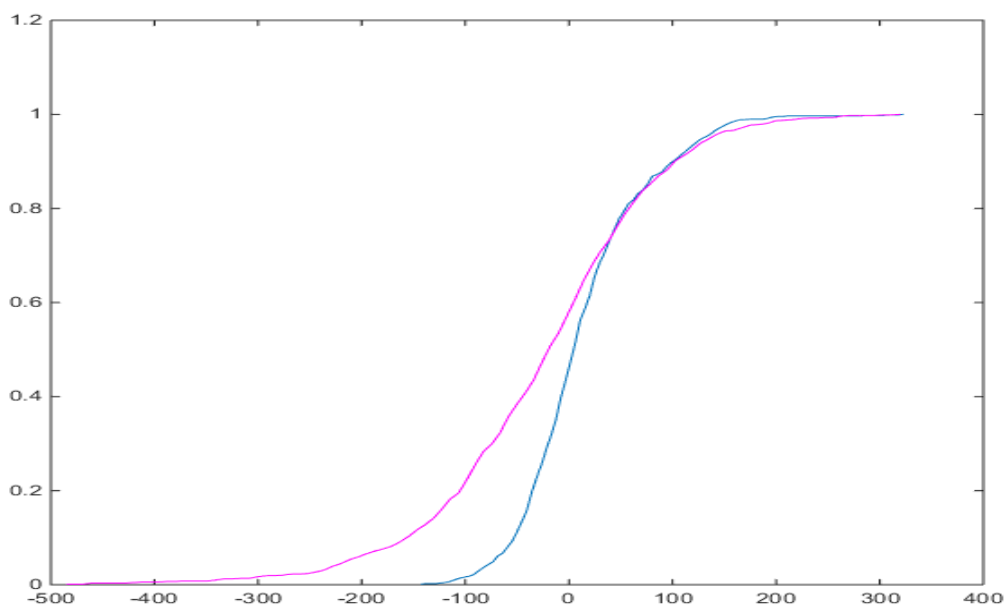
παραγωγής (μπλε) εμφανίζονται τάσεις αύξησης της παραγωγής (το γράφημα φαίνεται μετατοπισμένο προς τα δεξιά), ενώ όταν η παραγωγή είναι ήδη οι μεταβολές είναι συχνότερα αρνητικές. Το παραπάνω είναι αναμενόμενο, ότι δηλαδή η πολύ χαμηλή παραγωγή τείνει να αυξηθεί την επόμενη ώρα, παρουσιάζοντας μεγαλύτερη συχνότητα προς τις θετικές μεταβολές, ενώ η υψηλή παραγωγή τείνει να μειωθεί, ενίοτε ραγδαία.

Οι αντίστοιχες αθροιστικές συναρτήσεις κατανομής πιθανότητας για τα πέντε επίπεδα παραγωγής φαίνονται στο Σχήμα 4.7.



Σχήμα 4.7 Εμπειρικές συναρτήσεις (αθροιστικής) κατανομής πιθανότητας για τη μεταβολή της αιολικής παραγωγής στα πέντε επίπεδα παραγωγής.

Για λόγους ευκρίνειας αντιπαραθέτουμε και πάλι την γραφική παράσταση που αντιστοιχεί στο πρώτο διάστημα με αυτήν του πέμπτου διαστήματος, στο Σχήμα 4.8



Σχήμα 4.8 Εμπειρικές συναρτήσεις (αθροιστικής) κατανομής πιθανότητας για τη μεταβολή της αιολικής παραγωγής στα επίπεδα παραγωγής 1 και 5.

Συνεχίζοντας, επαναλαμβάνεται η ανάλυση της προηγούμενης παραγράφου, για τα 5 διαστήματα αυτή τη φορά. Για τα 5 διαστήματα και α 0.98, 0.99 και 0.998 προκύπτουν οι παρακάτω τιμές για την απαιτούμενη πάνω και κάτω εφεδρεία:

Πίνακας 4.8 Εφεδρεία Ισχύος, για διαφορετικά α , προσαρμοσμένη στο επίπεδο παραγωγής κάθε ώρας

α (%)	98		99		99.8	
	R ⁺	R ⁻	R ⁺	R ⁻	R ⁺	R ⁻
0-10%	110	188	120	202	143	323
10-40%	203	258	218	302	285	369
40-60%	266	304	295	363	325	559
60-90%	322	288	331	354	455	440
>90%	340	223	421	264	485	320

Για να εξετάσουμε την επάρκεια της εφεδρείας ελέγχεται η απόδοση του συστήματος αν υιοθετούνταν οι παραπάνω τιμές, χρησιμοποιώντας τους παρακάτω δείκτες:

Πίνακας 4.9 Αποτίμηση λειτουργίας με εφεδρεία προσαρμοσμένη στο επίπεδο παραγωγής

α	LLI	S_p	ENS (MWh)	ES (MWh)	Μέση Πάνω Εφ. (MW)	Μέση Κάτω Εφ. (MW)
98%	92	66	2713	5561	256	265
99%	39	51	1462	2660	278	308
99.8%	5	9	130.3	168.5	350	419

4.4 Εφεδρεία και Μεταβολές ανά 10λεπτο, Μεταβλητότητα

Στην ενότητα αυτή θα προσδιοριστούν οι απαιτήσεις σε εφεδρεία λόγω της μεταβλητότητας της αιολικής παραγωγής. Θα θεωρηθεί ότι είναι διαθέσιμη αξιόπιστη πρόβλεψη για τη μέση παραγόμενη ισχύ κάθε ώρα, αλλά πρέπει να αντισταθμίσουμε επαρκώς τις μεταβολές στην αιολική παραγωγή που παρατηρούνται σε μικρότερες χρονικές κλίμακες. Θα ήταν δυνατό να προχωρήσουμε την ανάλυση σε επίπεδο δευτερολέπτου, αλλά για τόσο μικρά διαστήματα μας καλύπτει επαρκώς η αδράνεια του συστήματος. Επίσης, όσο μικρότερο το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα τόσο μεγαλύτερες οι απαιτήσεις για ταχύτητα αντίδρασης του όποιου συστήματος αντιστάθμισης και ρύθμισης, οπότε μειώνονται οι διαθέσιμες επιλογές. Επίσης, εκ των πραγμάτων δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα σε χρονικό ορίζοντα δευτερολέπτου στα πλαίσια της παρούσας εργασίας. Για τους παραπάνω λόγους, εξετάζονται οι μέσες τιμές των 10λέπτων και ελέγχονται οι διαφορές τους από την αντίστοιχη μέση ωριαία τιμή.

Η μέση κατ' απόλυτη τιμή της διαφοράς της παραγωγής το κάθε δεκάλεπτο από τη μέση ωριαία τιμή της παραγωγής προκύπτει 42.86 MW

Δοκιμή 1: Σταθερή εφεδρεία 250MW

Αν θεωρηθεί ότι υπάρχουν 250 MW διαθέσιμης πάνω και κάτω εφεδρείας ισχύος για να καλύψουν αυτές τις ανάγκες προκύπτουν 86 περιστατικά απόρριψης φορτίου (*Loss Of Load Incidents*), δηλαδή $0,1600\%$ του συνόλου, και μόνο 42 περιστατικά *spill over*, δηλαδή 0.0797% .

Η διαφορά αυτή πιθανώς οφείλεται σε περιπτώσεις στις οποίες μεγάλες ταχύτητες ανέμου οδήγησαν σε αποσύνδεση γεννητριών και κατά συνέπεια σε έντονη πτώση της παραγόμενης ισχύος.

Δοκιμή 2: Εφεδρεία ως ποσοστό της μέσης ωριαίας παραγωγής

Εδώ επιλέγεται ένα ποσοστό της (γνωστής) μέσης ωριαίας παραγωγής σαν επιθυμητό επίπεδο εφεδρείας και εξετάζεται η επάρκεια του.

Πρέπει να σημειωθεί ότι όταν η παραγωγή είναι πολύ μικρή, και η εφεδρεία θα προέκυπτε μικρότερη ή ίση των 50 MW , επιλέγεται να κρατηθεί ίση με 50 MW . Επίσης δεν κρατιέται ποτέ εφεδρεία μεγαλύτερη από 400 MW . Οι παραπάνω διορθώσεις γίνονται και για την πάνω και την κάτω εφεδρεία.

Για να είναι εφικτή μία σύγκριση μεταξύ της Δοκιμής 1 και αυτής επιλέγουμε ποσοστά επί της τρέχουσας παραγωγής τέτοια ώστε οι μέσες τιμές της πάνω και κάτω εφεδρείας να προσεγγίζουν τα 250 MW της Δοκιμής 1.

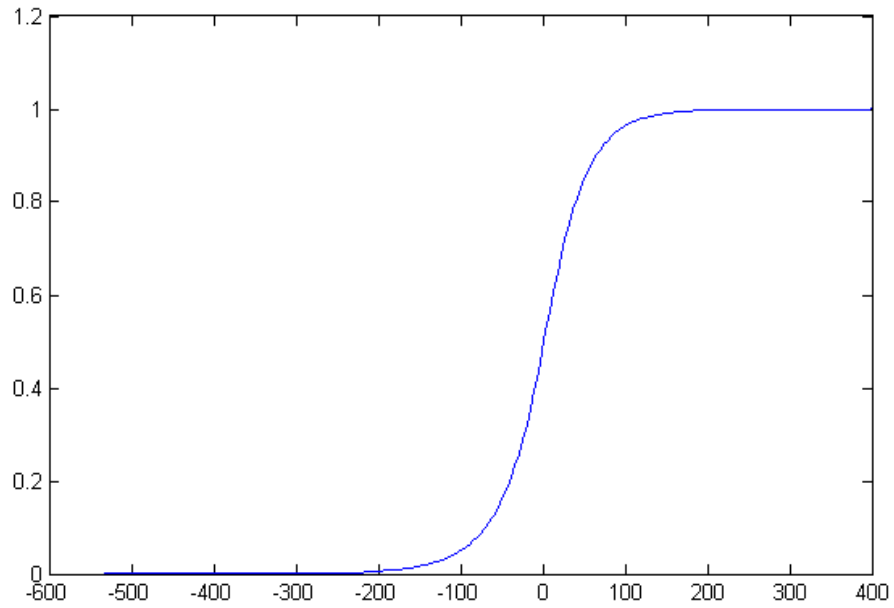
Καθορίζοντας λοιπόν την πάνω και κάτω εφεδρεία στο **27%** τρέχουσας παραγωγής προκύπτει:

- Μέση τιμή άνω εφεδρείας: 247.6 MW
- Μέση τιμή κάτω εφεδρείας: 245.3 MW
- **79** περιστατικά απόρριψης φορτίου
- **522** περιστατικά απόρριψης παραγόμενης ενέργειας

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η προσέγγιση αυτή, με ένα ενιαίο ποσοστό της τρέχουσας παραγωγής να καθορίζει την εφεδρεία, ενώ λειτουργεί πολύ ικανοποιητικά στην περίπτωση της άνω εφεδρείας, δεν ταιριάζει καθόλου στην κάτω.

Δοκιμή 3: Υπολογισμός εφεδρείας μέσω εμπειρικής συνάρτησης κατανομής πιθανότητας

Στην δοκιμή αυτή εφαρμόζεται η μεθοδολογία που περιγράφηκε στην παράγραφο 4.3.1 και χρησιμοποιήθηκε για τον προσδιορισμό της απαραίτητης εφεδρείας σε χρονικό ορίζοντα μίας ώρας. Η συνάρτηση κατανομής πιθανότητας των αποκλίσεων μεταξύ της μέσης παραγόμενης ισχύος μίας ώρας από τη μέση παραγόμενη ισχύ του κάθε δεκαλέπτου της ώρας αυτής παρουσιάζεται στο σχήμα 4.9.



Σχήμα 4.9 Εμπειρική συνάρτηση κατανομής πιθανότητας αποκλίσεων λόγω μεταβλητότητας αιολικής παραγωγής

Στον πίνακα 4.10 φαίνονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος με την εφαρμογή αυτής της μεθοδολογίας

Πίνακας 4.10 Αποτίμηση λειτουργίας με εφεδρεία αντιμετώπισης μεταβλητότητας

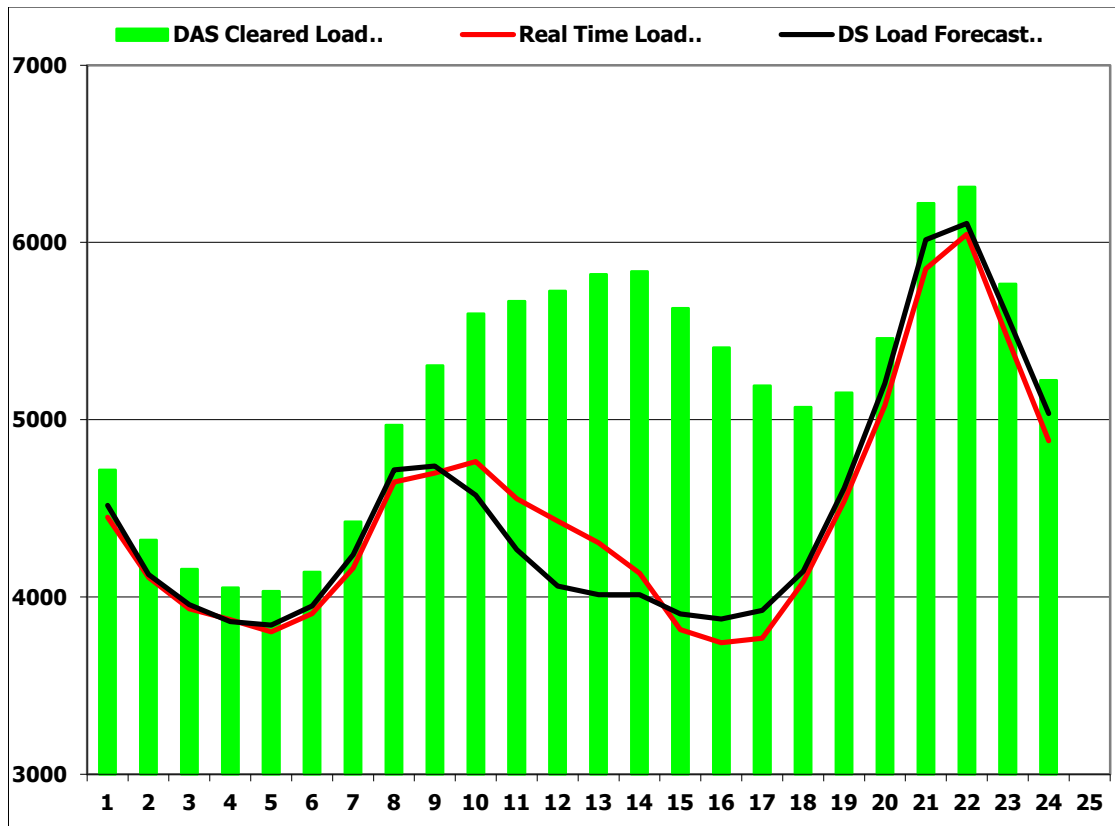
α	LLI	S_p	ENS (MWh)	ES (MWh)	R^+ (MW)	R^- (MW)
98%	526	527	23959	19698	170	152
99%	263	264	11405	10563	203	176
99.8%	51	53	2612	1915	274	241
99.95%	12	13	648	506	349	288

4.5 Αύξηση της Τυπικής Απόκλισης του Φορτίου Λόγω ΑΠΕ

Η προηγούμενη ανάλυση εξετάζει τις ανάγκες για εφεδρεία ισχύος που προκύπτουν από την διείσδυση της αιολικής παραγωγής στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής. Είδαμε ότι ακόμα οι ανάγκες σε εφεδρεία που προέκυψαν ήταν γενικά χαμηλές ακόμα και για τα υψηλά επίπεδα βεβαιότητας. Η εφεδρεία όμως όπως είδαμε δεν καλείται να καλύψει μόνο τις ανάγκες της αιολικής παραγωγής. Σε αυτήν την ενότητα θα προσπαθήσουμε να εκτιμήσουμε και να ποσοτικοποιήσουμε την επίδραση της αιολικής διείσδυσης στη συμπεριφορά του καθαρού φορτίου, όπου με τον όρο καθαρό φορτίο αναφερόμαστε στη διαφορά ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από την κατανεμημένη παραγωγή ΑΠΕ που αποτελείται κυρίως από φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις.

Κατά τη βιβλιογραφική ανασκόπηση των πιθανοτικών μοντέλων προσδιορισμού της εφεδρείας παρουσιάστηκαν αρκετές μελέτες στις οποίες η ανάλυση βασίστηκε, τουλάχιστον εν μέρει στη σύγκριση της τυπικής απόκλισης του σφάλματος πρόβλεψης του καθαρού φορτίου με την τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης του καθαρού φορτίου μείον την παραγωγή ΑΠΕ (παράγραφος 3.2.1). Μετά τον προσδιορισμό της τυπικής απόκλισης του σφάλματος, ο διαχειριστής υποθέτοντας κανονική ή περίπου κανονική κατανομή για το σφάλμα, θέτει την εφεδρεία ίση με τρεις ή τέσσερις φορές την τυπική απόκλιση και δεδομένης της υπόθεσης κανονικής κατανομής, θεωρεί πως θα καλυφθεί στο 99% ή το 99.9% των περιπτώσεων.

Για το φορτίο και την κατανεμημένη παραγωγή ΑΠΕ χρησιμοποιούνται ιστορικά δεδομένα του ΑΔΜΗΕ για το 2014 [45]. Για κάθε ημέρα δίνονται τρεις χρονοσειρές με 24 στοιχεία που αντιστοιχούν στην ενέργεια σε MWh για κάθε ώρα της ημέρας. Δίνονται το πραγματικό καθαρό φορτίο, όπως μετρείται με σύστημα SCADA και δύο προβλέψεις, μία για το καθαρό φορτίο και μία για το πραγματικό (μικτό) φορτίο (που προκύπτει από το καθαρό εάν προσθέσουμε την κατανεμημένη παραγωγή). Ενδεικτικά στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται τα δεδομένα για τις 28 Απριλίου 2015, μαζί με το υπόμνημα του ΑΔΜΗΕ σχολιασμένο.



Real Time Load(MWh) : Real-Time SCADA Balance Area Load Demand Including System Losses

Καθαρό φορτίο, μετρήσεις από SCADA

DS Load Forecast (MWh) : Day-Ahead Dispatch Scheduling Load Forecast plus Calculated System Losses

Πρόβλεψη για το καθαρό φορτίο, κατά τον ΗΕΠ

DAS Cleared Load (MWh) : Day-Ahead Scheduling Load Declarations plus Calculated System Losses

Πρόβλεψη για το μικτό φορτίο κατά τον ΗΕΠ

Σχήμα 4.10 Δεδομένα λειτουργίας συστήματος 28/4/2015

Στην ενότητα αυτή θα υπολογίσουμε την τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης του φορτίου (η διαφορά της κόκκινης από την μαύρη καμπύλη του διαγράμματος), και στη συνέχεια θα προσδιορίσουμε την συνολική τυπική απόκλιση, προσθέτοντας γεωμετρικά την τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης αιολικής παραγωγής με αυτήν. Η τυχαία μεταβλητή που μας ενδιαφέρει είναι η διαφορά των σφαλμάτων πρόβλεψης καθαρού φορτίου από το σφάλμα πρόβλεψης αιολικής παραγωγής. Θεωρώντας τις δύο μεταβλητές ανεξάρτητες (σφάλμα πρόβλεψης καθαρού φορτίου και σφάλμα πρόβλεψης αιολικής παραγωγής), όπως ανέφεραν και οι συγγραφείς του [28], η τυπική απόκλιση προκύπτει όπως φαίνεται παρακάτω:

$$\sigma_s = \sqrt{\sigma_L^2 + \sigma_W^2} \quad (4.17)$$

Όπου

- σ_S : η συνολική τυπική απόκλιση
- σ_L : η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης του καθαρού φορτίου
- σ_W : η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής

Δίνοντας τιμές στις παραμέτρους:

- $\sigma_L = 270 \text{ MW}$
- $\sigma_W = 105 \text{ MW}$
- $\sigma_S = 290 \text{ MW}$

Ο ίδιος τύπος έχει ουσιαστικά χρησιμοποιηθεί και στις εργασίες που παρουσιάζονται στην παράγραφο 3.2.1.

Αφού προσδιορίσουμε την τυπική απόκλιση της τυχαίας μεταβλητής θα καθορίσουμε την εφεδρεία με δύο τρόπους, τριπλάσια και τετραπλάσια

$$R_S = 3 \cdot \sigma_S = 870 \text{ MW} \quad (4.18)$$

Και

$$R_S = 4 \cdot \sigma_S = 1160 \text{ MW} \quad (4.19)$$

Αν μάλιστα θεωρήσουμε ότι τα σφάλματα πρόβλεψης μπορούν να προσεγγιστούν από κανονικές τυχαίες μεταβλητές, οι 3 τυπικές αποκλίσεις εξασφαλίζουν πως το 99.7% θα είναι εντός των ορίων απόκλισης που οι εφεδρεία μπορεί να καλύψει και οι 4 στο 99.99% των περιπτώσεων (όπως στην [20]).

Για να εκτιμήσουμε την αύξηση της εφεδρείας λόγω της αιολικής διείσδυσης θα εκτιμήσουμε την εφεδρεία πριν την είσοδο της αιολικής παραγωγής ως

$$R_{NoW} = 3 \sigma_L = 810 \text{ MW} \quad (4.20)$$

Και

$$R_{NoW} = 4 \sigma_L = 1080 \text{ MW} \quad (4.21)$$

R_{NoW} : εφεδρεία χωρίς αιολική παραγωγή

Οπότε η αύξηση θα είναι $R_S - R_{NoW} = 60 \text{ MW}$ στην πρώτη περίπτωση (3σ) και $R_S - R_{NoW} = 80 \text{ MW}$ στη δεύτερη (4σ).

Βλέπουμε ότι οι αυξήσεις αυτές στις απαιτήσεις για εφεδρεία δεν είναι αμελητέες αλλά είναι σημαντικά μικρότερες από αυτές που υπολογίζονται αν εξετάσουμε μόνο τις τυπικές αποκλίσεις του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής.

Για τη σύγκριση με τα αποτελέσματα των προηγούμενων ενοτήτων θα θεωρηθεί:

$$R^+ = R^- = R_W \quad (4.22)$$

Με:

$$R_W = 3\sigma_w = 315 \text{ MW} \quad (4.24)$$

Και

$$R_W = 4\sigma_w = 420 \text{ MW} \quad (4.25)$$

Επιλέγοντας την εφεδρεία τριπλάσια από την τυπική απόκλιση, σύμφωνα με τον κανόνα (ενότητα 1.4) που έχει προαναφερθεί, αναμένεται ότι θα καλύψει τις ανάγκες για εφεδρεία στο 99.7% των περιπτώσεων. Αυτό ισοδυναμεί με 0.3% σύνολο περιστατικών στα οποία η εφεδρεία δεν είναι αρκετή, άρα συνολικά 26.35 (26 ή 27) περιστατικά απόρριψης φορτίου ή απόρριψης ενέργειας. Στην περίπτωση των τεσσάρων τυπικών αποκλίσεων αναμένεται να καλυφθούν τα 99.99% με μόνο 8.7 (8 ή 9) περιστατικά απόρριψης.

Εκτελώντας την προσομοίωση προκύπτει:

Πίνακας 4.11 Αποτίμηση λειτουργίας με εφεδρεία 3σ και 4σ

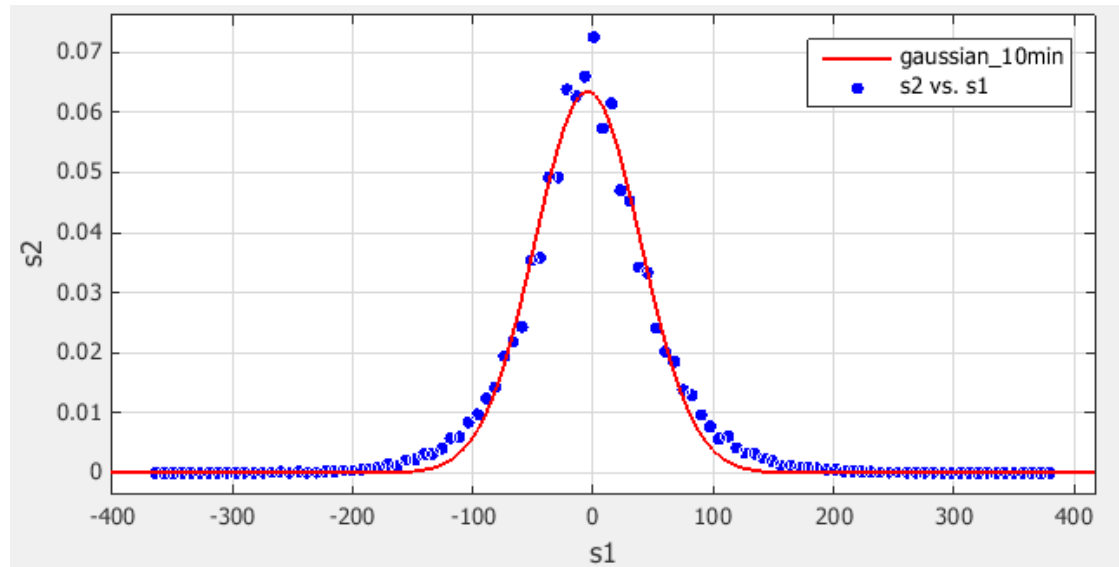
	Αναμενόμενα Περιστατικά Απόρριψης	% Αναμενόμενων Π. Απόρριψης	Πραγμ. Περιστατικά Απόρριψης	% Πραγμ. Περ. Απόρριψης	Απορ- ριπτόμενο Φορτίο (MWh)	Απορ- ρπτόμενη Ενέργεια (MWh)
3σ	26.35	0.3	86	0.98	1993	2914
4σ	8.7	0.01	17	0.02	275	583

4.6 Ανάλυση Ακραίων Τιμών (Extreme Value Analysis)

Στην ενότητα αυτή θα εξεταστεί αν τα δεδομένα και οι μεταβολές τους μπορούν να μοντελοποιηθούν ικανοποιητικά από κανονικές κατανομές ή αν χρειάζεται να

χρησιμοποιηθούν άλλες κατανομές, με υψηλότερες τιμές της συνάρτησης κατανομής πυκνότητας πιθανότητας στις ακραίες τιμές, τις «ουρές» της κατανομής, όπως έχει προταθεί στην βιβλιογραφία [28], [32].

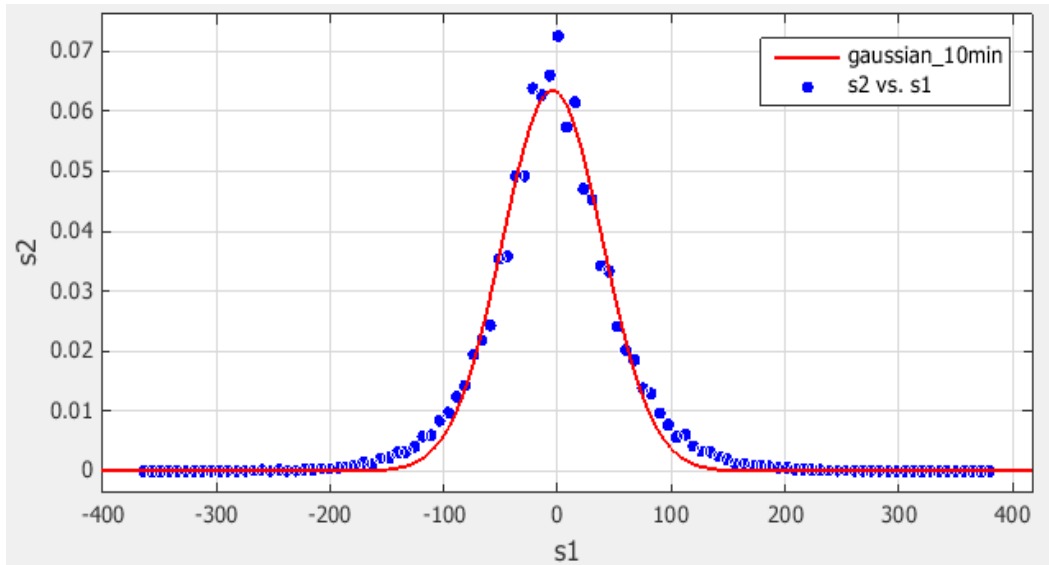
Στο σχήμα 4.11 βλέπουμε την προσέγγιση της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής των ωριαίων μεταβολών της αιολικής παραγωγής του διασυνδεδεμένου συστήματος (παράγραφος 4.3.α) από κανονική (Γκάους) κατανομή.



Σχήμα 4.11 Ωριαίες μεταβολές και κανονική κατανομή

R-square = 0.9918

Η ακρίβεια της προσέγγισης αξιολογείται με συγκεκριμένους δείκτες (παράγραφος 1.4). Επαναλαμβάνουμε τη διαδικασία προσέγγισης για τις μεταβολές στις μέσες τιμές δεκαλέπτου (Σχήμα 4.12)



Σχήμα 4.12 Μεταβολές αιολικής παραγωγής δεκαλέπτων και κανονική κατανομή

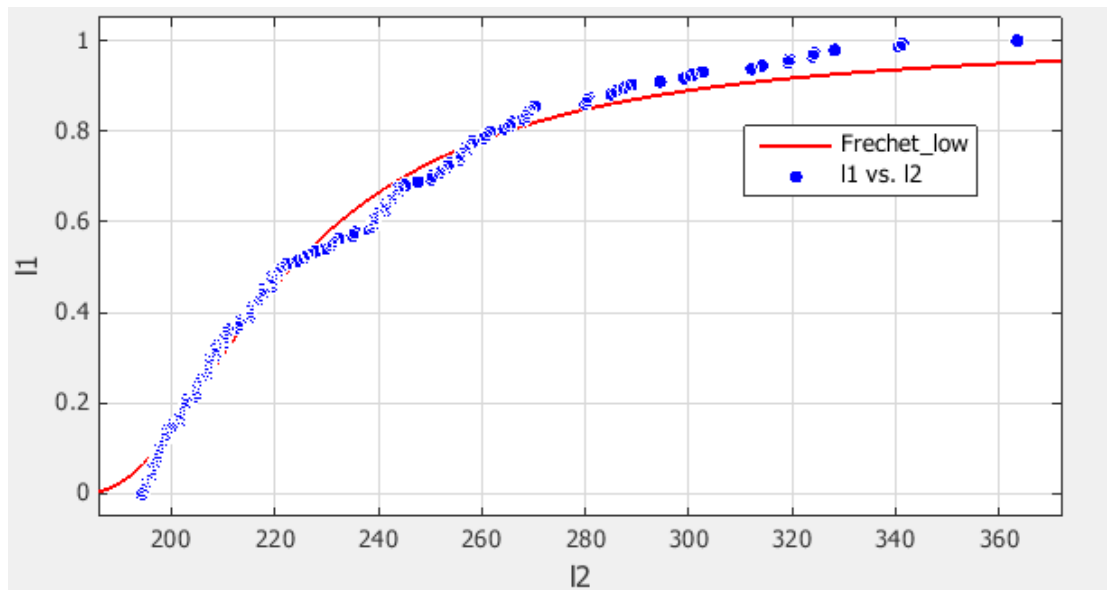
R-square = 0.9845

Είναι ξεκάθαρο ότι η κανονική κατανομή προσεγγίζει ικανοποιητικά τις δύο χρονοσειρές. Πρέπει να ληφθεί υπ' όψιν βέβαια ότι στις χρονοσειρές δεν εξετάζεται η παραγωγή ενός αιολικού πάρκου, αλλά το σύνολο της αιολικής παραγωγής στη χώρα. Πρόκειται δηλαδή για το άθροισμα των παραγωγών όλων των πάρκων (205) και πιθανώς για αυτό η κατανομή της παραγωγής να πλησιάζει τόσο πολύ την κανονική.

Οι μέθοδοι που θα εφαρμοστούν στο σύνολο των διαθέσιμων δεδομένων, με χρονικό ορίζοντα 1⁰ λεπτών, για την αιολική παραγωγή στο διασυνδεδεμένο ελληνικό σύστημα είναι οι ίδιες που χρησιμοποιούνται στην εργασία [32] και περιγράφηκαν στην εισαγωγική θεωρία (1.4). Θα εξεταστούν οι μεταβολές της αιολικής παραγωγής.

Αρχικά, σύμφωνα με την μέθοδο ανάλυσης Χρονοσειράς Ετήσιων Μεγίστων, διαχωρίζονται οι 144 μεγαλύτερες μειώσεις της παραγόμενης ισχύος και οι 144 μεγαλύτερες αυξήσεις, κατασκευάζονται οι εμπειρικές συναρτήσεις κατανομής πιθανότητας τους και αυτές προσεγγίζονται από κατανομές Frechet. Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι η κατανομή Frechet ορίζεται για θετικές τιμές, οπότε και οι μειώσεις εξετάζονται ως απόλυτες τιμές. Τα υπόλοιπα ενδιάμεσα δείγματα προσεγγίζονται από κανονική κατανομή (και προσεγγίζουμε την αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για αριθμητικούς λόγους).

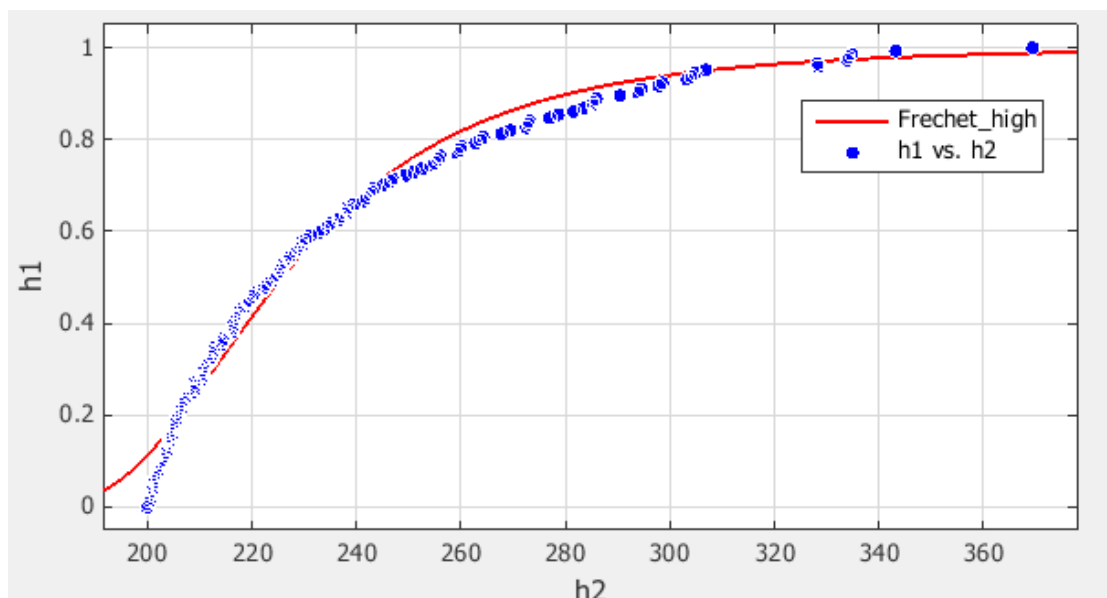
Έχουμε λοιπόν για τις μεγαλύτερες μειώσεις στο σχήμα 4.13



Σχήμα 4.13 Μειώσεις παραγωγής και Frechet κατανομή

R – squared = 0.9897

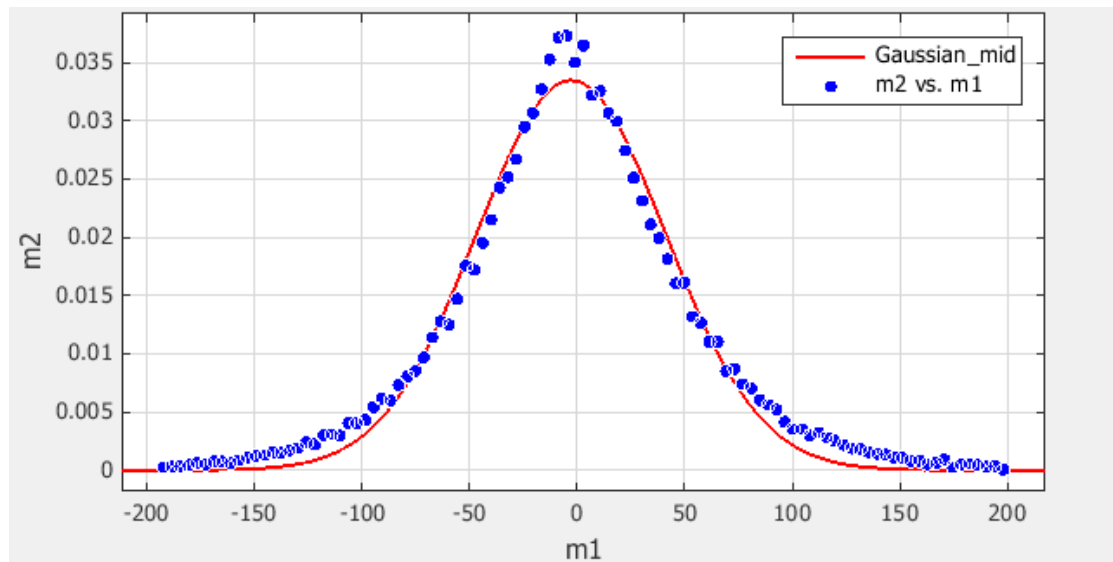
Οι μεγαλύτερες μεταβολές (αυξήσεις) φαίνονται στο σχήμα 4.14



Σχήμα 4.14 Αυξήσεις παραγωγής και Frechet κατανομή

R – squared = 0.9830

Και τα ενδιάμεσα δείγματα όπως προσεγγίζονται από την κανονική κατανομή στο σχήμα 4.15.



Σχήμα 4.15 Κανονική κατανομή για τις ενδιάμεσες (εκτός των μεγαλύτερων και μικρότερων) μεταβολών.

R – squared = 0.984

Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι λοιπόν ότι συνολικά η βελτίωση της προσέγγισης είναι πολύ μικρή, πράγμα που όπως αναφέρθη και προηγουμένως πιθανώς να οφείλεται στο ότι δεν εξετάζεται μεμονωμένο πάρκο αλλά το διασυνδεδεμένο σύστημα συνολικά.

5

Συμπεράσματα, Προτάσεις για Περαιτέρω Έρευνα

5.1 Συμπεράσματα

Από τη μελέτη της οργάνωσης των εφεδρειών και των ισχυόντων κανονισμών στην Ευρωπαϊκή Ένωση και τη Βόρεια Αμερική αξίζει να σημειωθεί ότι παρά τη διαίρεση των εφεδρειών σε διάφορες κατηγορίες ανάλογα με το σκοπό τους και το χρόνο που χρειάζονται για να αρχίσουν να τροφοδοτούν το ΣΗΕ με ισχύ, δεν γίνεται λόγος για τα περιθώρια της εφεδρείας μείωσης και τα χαρακτηριστικά της. Εν μέρει αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι εφεδρεία μείωσης παρέχουν όλες οι μονάδες που μπορούν να μειώσουν την παραγωγή τους, αλλά η μέγιστη ταχύτητα μείωσης της παραγωγής διαφέρει σημαντικά από μονάδα σε μονάδα, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της. Η μελέτη αυτή μπορεί προς το παρόν να μην κρίνεται απαραίτητη καθώς το κόστος απόρριψης ενέργειας ή σβέσης κάποιας από τις μονάδες είναι μικρότερο γενικά από το κόστος απόρριψης φορτίου, αλλά μελλοντικά μπορεί να αποτελέσει σημαντικό ζήτημα αν συνεχιστεί η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Στην επισκόπηση της βιβλιογραφίας παρουσιάστηκαν συνοπτικά αιτιοκρατικές και πιθανοτικές μέθοδοι και μέθοδοι στοχαστικής βελτιστοποίησης. Οι αιτιοκρατικές προσεγγίσεις έχουν μεν το πλεονέκτημα της απλότητας και το ότι είναι ιστορικά δοκιμασμένες αλλά δεν ανταποκρίνονται στις ανάγκες των σύγχρονων ΣΗΕ, και όσο η διείσδυση των ΑΠΕ αυξάνεται, τόσο λιγότερο κατάλληλες θα καθίστανται. Οι πιθανοτικές μέθοδοι βασίζονται σε υποθέσεις σχετικά με την στατιστική

συμπεριφορά των ΑΠΕ που δεν είναι πάντα απολύτως βάσιμες (υπόθεση κανονικών μεταβλητών) αλλά καταφέρνουν γενικά να μοντελοποιήσουν το πρόβλημα με μεγαλύτερη ακρίβεια δίνοντας στους διαχειριστές περισσότερες πληροφορίες για την κάθε κατάσταση λειτουργίας, την επικινδυνότητα και το κόστος των επιλογών τους. Οι προσεγγίσεις που βασίζονται στη επίλυση προβλημάτων στοχαστικού προγραμματισμού, καλύπτουν πληρέστερα το πρόβλημα του ενεργειακού προγραμματισμού και της οικονομικής κατανομής φορτίου, αλλά το κόστος σε υπολογιστικούς πόρους και χρόνο είναι πολύ μεγάλο. Η πολυπλοκότητα των προβλημάτων αυτών αυξάνεται εξαιρετικά γρήγορα όσο μεγαλώνει το σύστημα και πολλαπλασιάζονται τα υπό εξέταση σενάρια. Φαίνεται λοιπόν ότι προς το παρόν μία προσεκτική πιθανοτική μελέτη μπορεί να βελτιώσει σημαντικά τα αποτελέσματα των μέχρι σήμερα χρησιμοποιούμενων ντετερμινιστικών μεθόδων ενώ η πολυπλοκότητα της επίλυσης διατηρείται σε αποδεκτά πλαίσια. Οι στοχαστικές μέθοδοι βελτιστοποίησης θα επωφεληθούν σημαντικά είτε από κάποια σημαντική πρόοδο στους αλγορίθμους επίλυσης ή την κατάλληλη επιλογή σεναρίων είτε από περαιτέρω αύξηση της διαθέσιμης υπολογιστικής ισχύος.

Κατά την εφαρμογή επιλεγμένων μεθόδων στα διαθέσιμα δεδομένα πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, εξετάστηκαν λογικές υποθέσεις για τη στατιστική συμπεριφορά της αιολικής παραγωγής, εκτιμήθηκαν οι πρόσθετες ανάγκες για εφεδρεία λόγω της αυξημένης διείσδυσης της στην παραγωγή και δόθηκε η ευκαιρία για συγκρίσεις μεταξύ των μεθόδων. Αρχικά φάνηκε ότι όσο μικρότερος ο χρονικός ορίζοντας της πρόβλεψης, τόσο μικρότερες οι ανάγκες για εφεδρεία και ότι όταν τα αιολικά πάρκα είναι κατανομημένα σε ευρύτερες γεωγραφικές περιοχές η παραγωγή τους έχει ομαλότερη στατιστική συμπεριφορά (μικρότερες ποσοστιαίες μεταβολές). Εξετάστηκε επίσης μία μέθοδος ανάλυσης ιστορικών δεδομένων αιολικής παραγωγής για τον προσδιορισμό της εφεδρείας λόγω αβεβαιότητας της αιολικής παραγωγής και μία δεύτερη για τον προσδιορισμό των αναγκών για εφεδρεία λόγω μεταβλητότητας της αιολικής παραγωγής. Ο μέθοδοι αυτοί προέρχονται από τη βιβλιογραφία όπου και εφαρμόστηκαν για τη μελέτη των ΣΗΕ των Σκανδιναβικών χωρών. Προτάθηκε επιπλέον μία μέθοδος για πιο ακριβή αποτελέσματα η οποία απαιτεί πιο προσεκτική ανάλυση των δεδομένων (παράγραφος 4.3.2), ήτοι την κατασκευή πέντε διαφορετικών κατανομών πυκνότητας πιθανότητας, μία για κάθε ένα από πέντε επίπεδα αιολικής παραγωγής ως ποσοστά της εγκατεστημένης ισχύος. Το κίνητρο για

αυτή την προσέγγιση ήταν η ιδέα πως η στατιστική συμπεριφορά της αιολικής παραγωγής ίσως είναι διαφορετική όταν οι μονάδες πλησιάζουν την ονομαστική τους ισχύ, σε σχέση με την αντίστοιχη συμπεριφορά όταν η παραγωγή είναι χαμηλή. Η ίδια διάκριση γίνεται και σε άλλες μεθόδους με επιτυχία. Η προσέγγιση αυτή οδήγησε όντως σε σαφώς καλύτερα αποτελέσματα καθώς για τα ίδια επίπεδα βεβαιότητας α επιτυγχάνεται μείωση της μέσης απαιτούμενης εφεδρείας και ταυτόχρονη μείωση της απορριπτόμενης ενέργειας και του απορριπτόμενου φορτίου. Στην ενότητα 4.5 εξετάστηκε η ακρίβεια της υπόθεσης σύμφωνα με την οποία η αιολική παραγωγή και οι μεταβολές της ακολουθούν κανονική κατανομή, και σύμφωνα και με προτάσεις της βιβλιογραφίας, εξακριβώθηκε ότι με τον τρόπο αυτό υποτιμώνται οι ανάγκες για εφεδρεία. Η κανονική κατανομή δηλαδή φθίνει εν γένει γρηγορότερα όσο απομακρύνεται από τη μέση τιμή από ότι η πραγματική κατανομή που ακολουθούν οι μεταβολές της αιολικής παραγωγής. Αυτό έδωσε το κίνητρο για την διερεύνηση της πρότασης υπέρ της χρήσης της ανάλυσης ακραίων τιμών για τις κατανομές των μεταβολών της αιολικής παραγωγής. Τελικά, τα αποτελέσματα δεν επιβεβαίωσαν την πρόταση πιθανώς γιατί στην παρούσα εργασία δεν εξετάζεται μεμονωμένο αιολικό πάρκο αλλά το σύνολο της εγκατεστημένης αιολικής παραγωγής στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, καθώς η προτεινόμενη κατανομή Frechet δεν βελτιώνει σημαντικά την προσέγγιση της εμπειρικής κατανομής των διαθέσιμων δεδομένων.

5.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Είναι απαραίτητο να παρουσιαστούν και εδώ κάποιες από τις υποθέσεις που έγιναν στα πλαίσια της παρούσας εργασίας για να απλοποιήσουν σχετικά το πρόβλημα, χωρίς να αλλοιώσουν κατά το δυνατό τα αποτελέσματα, μαζί με κάποιες από τις παραμέτρους που δεν εξετάστηκαν. Αυτά ακριβώς τα θέματα που δεν διερευνήθηκαν εξαντλητικά εδώ, αποτελούν ευκαιρίες για περαιτέρω διερεύνηση του προβλήματος.

Το πρώτο χαρακτηριστικό της εργασίας που πρέπει να αναφερθεί έχει να κάνει με τα δεδομένα και τη δομή τους. Διαθέσιμα ήταν δεδομένα για ένα μόνο έτος και επειδή οι παράμετροι της αιολικής παραγωγής εξαρτώνται έντονα από την εποχή του έτους χρησιμοποιήθηκαν όλα για τον προσδιορισμό της εφεδρείας σύμφωνα με την

εκάστοτε μέθοδο. Κατά συνέπεια δεν υπήρχαν άλλα ανεξάρτητα δεδομένα (test set) για την εξακρίβωση της επίδοσης των μεθόδων που σχεδιάστηκαν. Στα πλαίσια του πραγματικού προβλήματος προσδιορισμού της εφεδρείας, η ανάλυση γίνεται σε ιστορικά δεδομένα βάσει των οποίων σχεδιάζεται το μοντέλο και υπολογίζεται η εφεδρεία και στη συνέχεια αυτό το μοντέλο καλείται να ανταπεξέλθει και να λειτουργήσει ικανοποιητικά στις μελλοντικές συνθήκες λειτουργίας όπως αυτές διαμορφώνονται το επόμενο χρονικό διάστημα (πχ επόμενο έτος). Το γεγονός αυτό, η ανεξαρτησία των δεδομένων που είναι διαθέσιμα για τον σχεδιασμό και των δεδομένων που χρησιμοποιούνται στην αξιολόγηση, καθιστά εξαιρετικά σημαντικό οι παράμετροι που υπολογίζονται κατά την ανάλυση των δεδομένων να είναι τέτοιες ώστε να παραμένουν περίπου αμετάβλητες από έτος σε έτος. Διαφορετικά η προσέγγιση αποτυγχάνει. Αυτό είναι γνωστό και ως κίνδυνος του over fitting, της ρύθμισης ενός μοντέλου δηλαδή να λειτουργεί ικανοποιητικά στα δεδομένα στα οποία έχει ρυθμιστεί αλλά πολύ χειρότερα στα υπόλοιπα, άγνωστα δεδομένα.

Για την επίλυση του προβλήματος αυτού προτείνεται η χρήση δεδομένων τουλάχιστον δύο ετών ώστε το ένα έτος να λειτουργήσει σαν σύνολο εκπαίδευσης του μοντέλου και το άλλο σαν προσομοίωση της λειτουργίας του σε άγνωστες συνθήκες. Ως εναλλακτική προσέγγιση προτείνεται, από τα διαθέσιμα δεδομένα, αφού υπολογιστούν βασικά τους στατιστικά χαρακτηριστικά, να παραχθούν συνθετικά δεδομένα. Εφόσον δηλαδή προσδιοριστεί ικανοποιητικά η πιθανοτική κατανομή που ακολουθούν τα διαθέσιμα δεδομένα, η κατανομή αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κατασκευή ψευδοτυχαίων χρονοσειρών. Τα άγνωστα στο μοντέλο δεδομένα χρησιμοποιούνται έπειτα για τη αξιολόγηση της επίδοσης του και κυρίως την επάρκεια της εφεδρείας που προσδιορίστηκε.

Η χρήση του μοντέλου παραμένουσας τιμής για την πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής μπορεί επίσης να αντικατασταθεί από κάποια άλλη τεχνική πρόβλεψης. Το μοντέλο αυτό είναι μία πολύ απλή προσέγγιση του ζητήματος της πρόβλεψης, ζήτημα το οποίο ερευνηθεί εντατικά τα τελευταία χρόνια (για παράδειγμα αναφέρεται η εργασία [46]). Στα πλαίσια της εργασίας ήταν πολύ χρήσιμο καθώς δεν υπήρχαν διαθέσιμες ανεξάρτητες προβλέψεις. Επόμενη έρευνα θα μπορούσε να χρησιμοποιήσει τα δεδομένα του ΑΔΜΗΕ για την πρόβλεψη φορτίου και αιολικής τα οποία χρησιμοποιήθηκαν και εδώ στην ενότητα 4.5 για τον προσδιορισμό της τυπικής απόκλισης του σφάλματος πρόβλεψης του φορτίου. Ο ΑΔΜΗΕ παρέχει για

κάθε 24ωρο την πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής για την επόμενη ημέρα, και την αντιπαραθέτει με την πραγματική μέση ωριαία αιολική παραγωγή. Έτσι προκύπτει εύκολα το σφάλμα πρόβλεψης αιολικής παραγωγής με χρονικό ορίζοντα 24 ωρών, οπότε και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον καθορισμό της εφεδρείας κατά τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό.

Στα πλαίσια της εργασίας εξετάστηκαν απολογιστικά στοιχεία από τη λειτουργία του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος με πηγή στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ. Δυστυχώς δεν ήταν δυνατό να αντιστοιχηθεί η τηρούμενη εφεδρεία με βάση τις προβλέψεις του φορτίου και με τη συνολική συνολικής μέγιστης και ελάχιστη συμβατική παραγωγή των ενταγμένων μονάδων με την αναμενόμενη αιολική παραγωγή. Παραπέρα προσπάθεια απαιτείται για να εξακριβωθεί εάν και πώς συμβάλλουν οι προβλέψεις αυτές στον Ημερήσιο Προγραμματισμό και τελικά στην διατηρούμενη εφεδρεία του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος.

6

Παράρτημα, Κώδικας

Matlab

Θα παρατεθούν εδώ τα βασικά τμήματα του κώδικα που χρησιμοποιήθηκε για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων και των υπολογισμών που έγιναν στο κεφάλαιο 4. Η βασική στατιστική ανάλυση έγινε όπως φαίνεται παρακάτω.

```
%loading data
%hourly and 10min horizon data
load('D:\Ntua\10\Diplomatiki\data\NEW SENARIO 1 -
1Y_HOURLY\pow_farm.dat');
load('D:\Ntua\10\Diplomatiki\data\NEW SENARIO 1 -
1Y_HOURLY\pow_per.dat');
load('D:\Ntua\10\Diplomatiki\data\NEW SENARIO 1 -
1Y_10MIN\pow_farm_min.dat');
load('D:\Ntua\10\Diplomatiki\data\NEW SENARIO 1 -
1Y_10MIN\pow_per_min.dat');

%storing useful sizes
[sizee,farms] = size(pow_farm);
[sizee_min,farms_min] = size(pow_farm_min);

%skipping areas without production
pow_per2(:,1) = pow_per(:,3);
pow_per2(:,2) = pow_per(:,4);
pow_per2(:,3) = pow_per(:,5);
pow_per2(:,4) = pow_per(:,7);
pow_per2(:,5) = pow_per(:,8);
pow_per2(:,6) = pow_per(:,9);
pow_per2(:,7) = pow_per(:,10);
pow_per2(:,8) = pow_per(:,11);
pow_per2(:,9) = pow_per(:,12);
pow_per2(:,10) = pow_per(:,14);

pow_per2_min(:,1) = pow_per_min(:,3);
pow_per2_min(:,2) = pow_per_min(:,4);
pow_per2_min(:,3) = pow_per_min(:,5);
pow_per2_min(:,4) = pow_per_min(:,7);
pow_per2_min(:,5) = pow_per_min(:,8);
pow_per2_min(:,6) = pow_per_min(:,9);
pow_per2_min(:,7) = pow_per_min(:,10);
```

```

pow_per2_min(:,8) = pow_per_min(:,11);
pow_per2_min(:,9) = pow_per_min(:,12);
pow_per2_min(:,10) = pow_per_min(:,14);

%constructing EDS wind generation vectors
diasyn =
pow_per2(:,1)+pow_per2(:,2)+pow_per2(:,3)+pow_per2(:,4)+pow_per2(:,5)
+pow_per2(:,6)+pow_per2(:,7)+pow_per2(:,8)+pow_per2(:,9);
only_working;

diasyn_min =
pow_per2_min(:,1)+pow_per2_min(:,2)+pow_per2_min(:,3)+pow_per2_min(:,
4)+pow_per2_min(:,5)+pow_per2_min(:,6)+pow_per2_min(:,7)+pow_per2_min
(:,8)+pow_per2_min(:,9);
diasyn_cap = max(diasyn);

for (i=1:1:(sizee-1))
    % μεταβολές στο ΕΔΣ
    variability1(i) = diasyn(i+1)-diasyn(i);
    variability1a(i) = abs(diasyn(i+1)-diasyn(i));
    % μεταβολές στο σύνολο της χώρας
    variability2(i) = pow_per(i+1,2) - pow_per(i,2);
    variability2a(i) = abs(pow_per(i+1,2) - pow_per(i,2));
end

for (i=1:1:(sizee_min-1))
    variability3(i) = diasyn_min(i+1)-diasyn_min(i);
    variability3a(i) = abs(diasyn_min(i+1)-diasyn_min(i));
    variability4(i) = pow_per_min(i+1,2) - pow_per_min(i,2);
    variability4a(i) = abs(pow_per_min(i+1,2) - pow_per_min(i,2));
end

% υπολογισμός σ.π.π. και σ.κ.π.
[a1,b1] = make_pdf2(variability1,100);
[c1,d1] = cdf_from_pdf(a1,b1);
[a1a,b1a] = make_pdf2(variability1a,100);
[c1a,d1a] = cdf_from_pdf(a1a,b1a);
[l1,l2,l3,l4] = loc909599(d1a');

[a2,b2] = make_pdf(variability2,100);
[c2,d2] = cdf_from_pdf(a2,b2);
[a2a,b2a] = make_pdf(variability2a,100);
[c2a,d2a] = cdf_from_pdf(a2a,b2a);
[l5,l6,l7,l8] = loc909599(d2a');

[a3,b3] = make_pdf(variability3,100);
[c3,d3] = cdf_from_pdf(a3,b3);
[a3a,b3a] = make_pdf(variability3a,100);
[c3a,d3a] = cdf_from_pdf(a3a,b3a);
[l9,l10,l11,l12] = loc909599(d3a');

[a4,b4] = make_pdf(variability4,100);
[c4,d4] = cdf_from_pdf(a4,b4);
[a4a,b4a] = make_pdf(variability4a,100);
[c4a,d4a] = cdf_from_pdf(a4a,b4a);
[l13,l14,l15,l16] = loc909599(d4a');

steps = 70;

```

```

var1_pos = variability1 / 2750 * 1000;
[a5,b5] = make_pdf(var1_pos,steps);
a5 = a5/10; b5 = b5 *10;
[c5,d5] = cdf_from_pdf(a5,b5);

% κατασκευή σππ σκπ για τις περιφέρειες
for (j=1:1:10)
    wg = pow_per2(:,j);
    wg = wg / max(wg)*100;
    for(i=1:1:size(wg)-1)
        variability(i) = abs(wg(i+1)-wg(i));
        variability2(i) = wg(i+1)-wg(i);
    end
    %[a,b]= ecdf(variability);
    [aa,bb] = make_pdf2(variability2,steps);
    [a,b] = cdf_from_pdf(aa,bb);
    [l1,l2,l3,l4] = loc909599(b);
    %[l1,l2,l3] = loc909599(a);
    vals_nom(:,j) = [a(l1),a(l2),a(l3)];
    [per_f(1:(steps+1),j),per_x(1:steps+1,j)] =
make_pdf2(variability2,steps);
end

```

Κάποιες βασικές συναρτήσεις που χρησιμοποιούνται για τις κατανομές πυκνότητας πιθανότητας και τις αθροιστικές κατανομές πιθανότητας αντίστοιχα

```

function [sm, freq] = make_pdf2(data, steps)
% κατασκευή (εμπειρική) συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας

[spam s] = size(data);
h = floor(max(data));
l = floor(min(data));
step_size = (h-l) / steps;
data2 = data - l;
freq = zeros(steps+1,1);
sm = l:step_size:h;
for (i=1:1:s)
    u = floor(data2(i)/step_size);
    if (u < 0)
        step_size
        data2(i)
    end
    freq(u+1) = freq(u+1) + 1;
end
freq = freq/s;
end

function [ x,y ] = cdf_from_pdf(vals,pdf)
[s t] = size(pdf);
x = vals;
y(1) = pdf(1);
for i=2:1:s
    y(i) = y(i-1) + pdf(i);
end
end

```


Βιβλιογραφία

- [1] ΛΑΓΗΕ, «Μηνιαίο Δελτίο Συναλλαγών ΗΕΠ Απρίλιος 2015,» ΛΑΓΗΕ, 2015.
- [2] Δημόσια Επιχείρηση Αερίου ΔΕΠΑ, «ΔΕΠΑ Ιστορία,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.depa.gr/content/article/002001008/64.html>.
- [3] ΥΠΕΚΑ, «ΥΠΕΚΑ Website - Ενέργεια,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=225&language=el-GR>.
- [4] ΑΔΜΗΕ, «Μελέτη Επάρκεις Ισχύος για την περίοδο 2013-2020,» ΑΔΜΗΕ, Αθήνα, 2013.
- [5] Σ. Παπαθανασίου, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*, Αθήνα: ΕΜΠ, 2008.
- [6] «European Commission Website - Europe 2020,» 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: http://ec.europa.eu/europe2020/index_en.htm.
- [7] «European Comission Website - Renewable Energy,» 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>.
- [8] «Global Wind Energy Council (GWEC) Website,» 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Global-Cumulative-Installed-Wind-Capacity-1997-2014.jpg>.
- [9] T. E. Comission, «Network Code on Load Frequency Control and Reserves,» ENTSO-E, 2013.
- [10] ΑΔΜΗΕ, «ΑΔΜΗΕ - Ρυθμιστικό Πλαίσιο - Κώδικες και Εγχειρίδια - Εγχειρίδιο Κατανομής,» 2012. [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDSHE/XristesDiasindeseon/Egcheiridio_Katanomis_version_3_1.pdf.
- [11] Γ. Κοκολάκης και Ι. Σπηλιώτης, *Θεωρία Πιθανοτήτων και Στατιστική με Εφαρμογές*, Αθήνα: Συμεών, 2010.
- [12] «Wikipedia - The 68-95-99.7 rule,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/68%E2%80%9395%E2%80%9399.7_rule.
- [13] C. Frei, «Ethz - Master Courses - Analysis of Climate and Weather Data - EVA,» [Ηλεκτρονικό]. Available:

<http://www.iac.ethz.ch/edu/courses/master/electives/acwd/Xstat.pdf>.

- [14] E. Ela, M. Milligan και B. Kirby, «Operating Reserves and Variable Generation,» NREL, 2011.
- [15] Α. Μπακιρτζής, Π. Μίσκας, Α. Μηνάς, Χ. Σίμογλου, Σ. Βαγρόπουλος, Ε. Καρδάκος, Ε. Μπακιρτζής και Δ. Χατζηγιάννης, «Μεγάλης Κλίμακας Ενσωμάτωση ΑΠΕ στις Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προσδιορισμός των εφεδρειών του Συστήματος,» Θεσσαλονίκη, 2013.
- [16] ENTSO-E, «Continental Europe Operation Handbook,» [Ηλεκτρονικό].
- [17] Β. Παπαδιάς και Γ. Κονταξής, Ηλεκτρική Οικονομία, Αθήνα: ΕΜΠ, 2003.
- [18] GE Energy, «Western Wind and Solar Integration Study,» National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [19] L. T. Anstine, R. E. Burke, J. E. Casey, H. R. και R. S. S. H. G. John, «Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection,» τόμ. 82, αρ. 68, pp. 726-735, 1963.
- [20] L. Söder, «Reserve Margin Planning in a Wind-Hydro-Thermal Power System,» *IEEE transactions on Power Systems*, τόμ. 8, αρ. 2, 1993.
- [21] H. Holttinen, «Impact of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries,» 2005.
- [22] GE Energy, Energy Consulting, «The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability and Operations, Report on Phase 2,» Albany NY, 2005.
- [23] R. Doherty και M. O' Malley, «Quantifying Reserve Demands due to Increasing Wind Power Penetration,» *Proceedings IEEE Bologna Power Tech Conference*, τόμ. 2, 2003.
- [24] D. Ronan και O. M. Mark, «A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 20, αρ. 2, 2005.
- [25] G. Dany, «Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production,» *Proceedings of IEEE Porto Power Tech Conference*, 2001.
- [26] EnerNex Corporation, «Eastern Wind Integration and Transmission Study,» National Renewable Energy Laboratory, 2011.
- [27] M. Ortega-Vazquez και D. Kirschen, «Optimizing the spinning reserve requirements using a cost/benefit analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 22, αρ. 1, 2007.
- [28] M. Ortega-Vasquez and D. Kirschen, "Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, 2009.

- [29] M. Matos and R. J. Bessa, "Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecasts," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, 2011.
- [30] C. Maurer, S. Krahl και H. Weber, «Dimensioning of Secondary and Tertiary Control Reserve by Probabilistic Methods,» *European Transactions on Electrical Power*, 2009.
- [31] F. Bouffard και F. Galiana, «An Electricity Market With a Probabilistic Spinning Reserve Criterion,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 19, αρ. 1, 2004.
- [32] Reliability Test System Task Force, «The IEEE reliability test system- 1996,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 14, αρ. 3, 1999.
- [33] D. Ganger, J. Zhang και V. Vittal, «Statistical Characterization of Wind Power Ramps Via Extreme Value Analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 29, αρ. 6, 2014.
- [34] J. Danielsson και C. G. de Vries, «Where do Extremes Matter?,» *Risk Research*, Feb 2002.
- [35] P. Panciatici, M. C. Campi, S. H. Low, D. Molzahn, A. Sun και L. Wehenkel, «Advanced optimization methods for power systems,» *Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014*, 2014.
- [36] «WILMAR Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets,» 2012. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.wilmar.risoe.dk/>.
- [37] P. Meibom, C. Weber, R. Barth και H. Brand, «Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia,» *IET Renewable Power Generation*, 2009.
- [38] P. Sørensen, I. Norheim, P. Meibom and K. Uhlen, "Simulations of wind power integration with complementary power system planning tools," *Electric Power Systems Research*, 2008.
- [39] A. Tuohy, P. Meibom, E. Denny και M. O'Malley, «Unit commitment for systems with significant wind penetration,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 24, αρ. 2, 2009.
- [40] S. Takriti, R. Burge και E. Long, «A stochastic model for the unit commitment problem,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 11, αρ. 3, 1996.
- [41] L. Wu, M. Shahidehpour και T. Li, «Stochastic security-constrained unit commitment,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 22, αρ. 2, 2007.
- [42] J. M. Morales, A. J. Conejo και J. Perez-Ruiz, «Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 24, αρ. 2, 2009.
- [43] A. Papavasiliou, S. Oren και O. R., «Reserve requirements for wind power integration: a scenario-based stochastic programming framework,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. 26, αρ. 4, 2011.

- [44] A. Papavasiliou και S. Oren, «Multi-area stochastic unit commitment for high wind penetration in a transmission constrained network,» *Operations Research*, 2011.
- [45] Ε. Διαλυνάς, Κ. Βουρνάς και Ν. Χατζηαργυρίου, «Ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της λειτουργικής απόδοσης του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με αιολική διείσδυση,» Αθήνα, 2007.
- [46] ΑΔΜΗΕ, «Λειτουργία και Δεδομένα - Δεδομένα Πραγματικού Χρόνου,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-systimatos/dedomena-pragmatikoy-chronoy/anafores/kathares-roes-diasyndeseon-scada/>.
- [47] G. Giebel, R. Brownsword, K. G., M. Denhart και C. Draxl, «The state-of-the-art in short-term prediction of wind power,» Anemos.plus.
- [48] ΡΑΕ, «ΡΑΕ, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/production.csp.

