



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

**Πιθανοτική Διαστασιολόγηση Εφεδρείας  
Αποκατάστασης Συχνότητας σε Συστήματα  
Ηλεκτρικής Ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**Παπαμαθαίου Δημήτριος**

**Επιβλέπων :** Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2021





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

## Πιθανοτική Διαστασιολόγηση Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας σε Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**Παπαματθαίου Δημήτριος**

**Επιβλέπων Καθηγητής :** Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 21<sup>η</sup> Οκτωβρίου 2021.

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....  
Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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

.....  
Πάυλος Γεωργιλάκης  
Αν/της Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2021

.....

**Παπαματθαίου Δημήτριος**

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

Copyright © Παπαματθαίου Δημήτριος, 2021

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

# Περίληψη

Η ολοένα αυξανόμενη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εγείρει νέες προκλήσεις στους διαχειριστές του συστήματος στο πρόβλημα της διαστασιολόγησης της εφεδρείας. Η αβεβαιότητα στην παραγωγή των ΑΠΕ, ιδίως της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, προστιθέμενη στην ήδη υπάρχουσα αβεβαιότητα του συστήματος, μπορεί να έχει σημαντικές επιπτώσεις στη λειτουργία του συνολικά. Οι συνθήκες αυτές κάνουν πιο επιτακτική την ανάγκη χρήσης πιθανοτικών μεθόδων διαστασιολόγησης της εφεδρείας, δηλαδή μεθόδων που λαμβάνουν υπόψη την δυναμική μεταβολή της αβεβαιότητας του συστήματος, έναντι μεθόδων που χρησιμοποιούν στατικούς κανόνες.

Στην παρούσα εργασία προτείνεται η εφαρμογή στο ελληνικό σύστημα μιας πιθανοτικής μεθόδου διαστασιολόγησης, η οποία βοηθά τον διαχειριστή του συστήματος να ορίσει την Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (ΕΑΣ) στην ημερήσια αγορά (Αγορά Επόμενης Ημέρας). Αξιοποιώντας ιστορικά δεδομένα του ελληνικού συστήματος μοντελοποιούνται οι αβεβαιότητες που εισάγουν το φορτίο, η συμβατική παραγωγή, η αιολική και η παραγωγή από φωτοβολταϊκά. Στη συνέχεια, μέσω της συνάρτησης του Περιθωρίου Παραγωγής (Generation Margin), γίνεται η διαδοχική συνέλιξη των κατανομών των επιμέρους αβεβαιοτήτων και προκύπτει η κατανομή της συνολικής αβεβαιότητας του συστήματος. Από την κατανομή αυτή προκύπτει η απαιτούμενη εφεδρεία για τον αντίστοιχο δείκτη αξιοπιστίας που τίθεται καθώς και το αντίστροφο.

Μέσα από χαρακτηριστικά παραδείγματα γίνεται σύγκριση της προτεινόμενης μεθόδου με διάφορες ντετερμινιστικές μεθόδους. Από τα αποτελέσματα, επιβεβαιώνεται η διαπίστωση ότι το υψηλό ρίσκο που διατρέχει το σύστημα με τη χρήση ντετερμινιστικών μεθόδων διαστασιολόγησης στο περιβάλλον αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ. Επιπλέον, αναδεικνύεται η χρησιμότητα της μεθόδου για την ακριβή και ασφαλή διαστασιολόγηση εφεδρείας με το ελάχιστο αποδεκτό ρίσκο. Τέλος γίνεται συζήτηση για την περεταίρω επέκταση της μεθόδου και βελτίωσης της ακρίβειάς της.

**Λέξεις-κλειδιά:** Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας, αβεβαιότητα, λάθος πρόγνωσης, πιθανοτική διαστασιολόγηση, Περιθώριο Παραγωγής



# Abstract

The continuously increasing share of Renewable Sources (RES) in electricity power production arises new challenges to system operators regarding the problem of reserve sizing. The uncertainty of RES production, especially wind and photovoltaic, added to the uncertainty of the existing system, can have significant effects on operations in general. These circumstances make more necessary the use of probabilistic reserve sizing methods, methods that take into account the dynamic variation of system's uncertainty, against methods that use static rules.

In this project, a probabilistic reserve sizing method is proposed for implementation in the Greek system, that supports the system operator in calculating the Frequency Restoration Reserve (FRR) level in a daily market. Exploiting historical data from the Greek system the uncertainties of load and conventional, wind as well as photovoltaic generation are modeled. Using the Generation Margin function, the final distribution of system's uncertainty is calculated through consecutive convolutions. From this distribution the required reserve level for a certain reliability index is calculated and vice versa.

Through illustrative examples the proposed method is compared with several deterministic methods. The results confirm the high operation risk from using deterministic methods in a high RES penetration context. Furthermore, the examples demonstrate the usefulness of the proposed method for precise and safe reserve sizing with the minimum acceptable risk. Finally, further expansion and precision enhancement is discussed.

**Key-Words:** Frequency Restoration Reserves, uncertainty, forecast error, probabilistic sizing, Generation Margin





# Περιεχόμενα

<b>Κατάλογος Πινάκων .....</b>	<b>4</b>
<b>Κατάλογος Σχημάτων.....</b>	<b>5</b>
<b>1 Εισαγωγή .....</b>	<b>6</b>
Αναφορές.....	7
<b>2 Τύποι εφεδρείας και περιορισμοί μεγέθους.....</b>	<b>9</b>
2.1 Κατηγοριοποίηση εφεδρειών .....	9
2.1.1 Ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες.....	9
2.1.2 Εφεδρείες ρύθμισης συχνότητας και ενεργού ισχύος .....	9
2.1.3 Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας (ΕΔΣ) - FCR.....	9
2.1.4 Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (ΕΑΣ) - FRR .....	10
2.1.5 Εφεδρεία Αντικατάστασης (ΕΑ) - RR .....	10
2.2 Κανόνες Ευρωπαϊκής Ένωσης για τον προσδιορισμό μεγέθους της FRR.....	11
Αναφορές.....	13
<b>3 Ντετερμινιστικές και Πιθανοτικές μέθοδοι υπολογισμού εφεδρείας .....</b>	<b>14</b>
3.1 Ντετερμινιστικές μέθοδοι.....	14
3.1.1 Κριτήριο N-1 (Κανόνας Α) .....	15
3.1.2 Εμπειρική προσέγγιση διαστασιολόγησης εφεδρείας διαχείρισης θορύβου.....	15
3.1.3 Το κριτήριο διαστασιολόγησης δευτερεύουσας εφεδρείας στο ισπανικό σύστημα (2008) (Κανόνας Β) .....	15
3.1.4 Το κριτήριο διαστασιολόγησης εφεδρείας στο ισπανικό σύστημα (2012)..	15
3.1.5 Κριτήριο διαστασιολόγησης που λαμβάνει υπόψη και την παραγωγή ΑΠΕ (Κανόνας Γ).....	16
3.2 Πιθανοτικές μέθοδοι.....	16
3.2.1 Επίλυση προβλήματος Unit Commitment .....	16
3.2.2 Πιθανοτική διαστασιολόγηση από τον υπολογισμό των κατανομών των παραγόντων αβεβαιότητας.....	17
3.2.3 Δυναμική διαστασιολόγηση FRR βασισμένη σε quantile regression και Artificial Neural Networks (ANN) .....	19
3.2.4 Στοχαστικό μοντέλο ACE (area control error).....	21
3.3 Διαστασιολόγηση εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (FRR) στο ελληνικό σύστημα .....	23
3.3.1 Ανοδική aFRR.....	23
3.3.2 Ανοδική mFRR .....	24
Αναφορές.....	26
<b>4 Παρουσίαση της προτεινόμενης μεθόδου .....</b>	<b>28</b>
4.1 Συνοπτική Περιγραφή Μεθόδου .....	28

4.2 Μοντελοποίηση Συμβατικής Παραγωγής .....	29
4.2.1 Μη Διαθεσιμότητα των Μονάδων Παραγωγής .....	29
4.2.2 Μη Διαθεσιμότητα EFORd .....	31
4.2.3 Η Συμβατική Παραγωγή στο Ελληνικό Σύστημα για τη χρονιά 2020 .....	32
4.2.4 Πίνακας Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος .....	33
4.3 Μοντελοποίηση Φορτίου .....	34
4.3.1 Περιγραφή ποσοστιαίου λάθους .....	34
4.3.2 Εξαγωγή κατανομών για συγκεκριμένη τιμή πρόβλεψης .....	35
4.4 Μοντελοποίηση Αιολικής Παραγωγής .....	36
4.5 Μοντελοποίηση παραγωγής από φωτοβολταϊκά .....	36
4.6 Συνέλιξη - υπολογισμός εφεδρείας .....	37
Αναφορές .....	37
<b>5 Υλοποίηση της προτεινόμενης μεθόδου .....</b>	<b>40</b>
5.1 Περιβάλλον ανάπτυξης και δομή προγράμματος .....	40
5.2 Υπολογισμός κανονικοποιημένης κατανομής για την αβεβαιότητα του φορτίου .....	40
5.2.1 Επιλογή κατάλληλης θεωρητικής κατανομής για τη μοντελοποίηση του φορτίου .....	40
5.2.3 Υπολογισμός μη παραμετρικής κατανομής .....	44
5.3 Υπολογισμός κανονικοποιημένης κατανομής για την αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής .....	45
5.3.1 Τα ιστογράμματα για το λάθος και το κανονικοποιημένο λάθος της αιολικής παραγωγής .....	45
5.3.2 Εύρεση θεωρητικής κατανομής και κατανομής Kernel .....	46
5.4 Υπολογισμός κανονικοποιημένης κατανομής για την αβεβαιότητα της παραγωγής από φωτοβολταϊκά .....	49
5.4.1 Ιδιορρυθμία των δεδομένων ηλιακής παραγωγής .....	49
5.4.2 Εύρεση θεωρητικής κατανομής και κατανομής Kernel .....	51
5.5 Δημιουργία COPT .....	54
5.5.1 Επαναληπτικός αλγόριθμος υπολογισμού COPT .....	54
5.5.2 Πείραμα: Υπολογισμός απαιτούμενης εφεδρείας θεωρώντας μόνο τη συμβατική παραγωγή και ιδανικό φορτίο .....	55
5.6 Εξαγωγή κατανομών, γραμμική παρεμβολή και συνέλιξη .....	56
Αναφορές .....	59
<b>6 Εφαρμογή για διάφορα σενάρια παραγωγής .....</b>	<b>61</b>
6.1 Παρουσίαση των σεναρίων παραγωγής .....	61
6.2 Παρατηρήσεις επί των αποτελεσμάτων από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου .....	66
6.2.α Παρατήρηση 1: Σύγκριση επιπέδων εφεδρείας για κάθε μεθοδολογία .....	66
6.2.β Παρατήρηση 2: Σύγκριση ρίσκου κάθε μεθοδολογίας .....	67
6.2.γ Παρατήρηση 3: Συνεισφορά κάθε παράγοντα στη διαμόρφωση της εφεδρείας .....	67

6.2.δ Παρατήρηση 4: Εφεδρεία, σταθερό ποσοστό της προβλεπόμενης ποσότητας για συγκεκριμένο επίπεδο αξιοπιστίας.....	69
6.3 Χρόνος εκτέλεσης προγράμματος .....	70
Αναφορές.....	71
<b>7 Συζήτηση αποτελεσμάτων και μελλοντικές επεκτάσεις.....</b>	<b>72</b>
7.1 Οι δυο διαστάσεις του προβλήματος βελτιστοποίησης.....	72
7.2 Προτάσεις για αύξηση της ακρίβειας .....	72
7.2.α Οι αδυναμίες του στατικού υπολογισμού κανονικοποιημένων κατανομών	73
7.2.β Δυναμικός υπολογισμός κατανομών.....	74
7.2.γ Βελτίωση της ακρίβειας του προγράμματος .....	75
7.3 Βελτιστοποίηση της εφεδρείας μέσω συστήματος λήψης αποφάσεων.....	76
Αναφορές.....	77
<b>8 Επίλογος.....</b>	<b>79</b>

# Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 4.1 Συμβατική παραγωγή ελληνικού συστήματος.....	32
Πίνακας 4.1 Συμβατική παραγωγή ελληνικού συστήματος (συνέχεια).....	33
Πίνακας 5.1 Παραδείγματα δεδομένων αμφίβολης αξιοπιστίας.....	50
Πίνακας 5.2 Δεδομένα συμβατικής παραγωγής πειράματος.....	54
Πίνακας 6.1 Σενάρια για παραγωγή και ζήτηση του ελληνικού συστήματος.....	62
Πίνακας 6.2 Καταμερισμός συμβατικής παραγωγής για τα σενάρια 1-3.....	63
Πίνακας 6.3 Καταμερισμός συμβατικής παραγωγής για το Σενάριο 4.....	63
Πίνακας 6.4 Εφεδρεία FRR και αντίστοιχο ρίσκο για κάθε σενάριο για τις διάφορες μεθόδους υπολογισμού.....	66
Πίνακας 6.5 Εφεδρεία FRR ανά μέθοδο ως ποσοστό της ζήτησης (Demand) κάθε σεναρίου.....	66
Πίνακας 6.6 Εφεδρεία ανά παράγοντα αβεβαιότητας .....	69
Πίνακας 6.7 Χρόνος εκτέλεσης ανά λειτουργία σε δευτερόλεπτα.....	70
Πίνακας 7.1 Εφεδρεία πριν και μετά τον αποκλεισμό δεδομένων.....	74
Πίνακας 7.2 Εφεδρεία για διάφορους δείκτες LOLP για το σενάριο 4.....	77

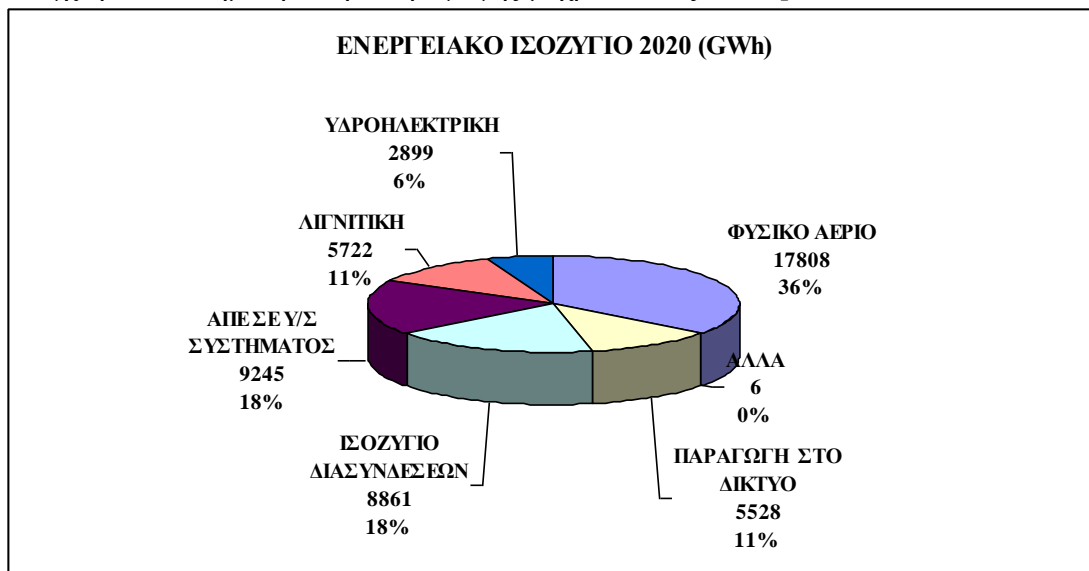
# Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1 Εκτίμηση παραγωγής και ισοζύγιο διασυνδέσεων για το έτος 2020.....	6
Σχήμα 2.1 Τύποι εφεδρείας και η δυναμική τους ιεραρχία.....	11
Σχήμα 3.1 Παραδείγματα ντετερμινιστικού υπολογισμού εφεδρείας.....	14
Σχήμα 3.2 Γραφική παράσταση αθροιστικής πιθανότητας - λάθους και υπολογισμός εφεδρείας.....	19
Σχήμα 3.3 Feedforward δίκτυο με κρυφό επίπεδο και διάφορους νευρώνες.....	20
Σχήμα 3.4 Αλγόριθμός υπολογισμού εφεδρειών για το στοχαστικό μοντέλο ACE..	21
Σχήμα 4.1 Μοντέλο λειτουργίας μονάδων δυο καταστάσεων.....	30
Σχήμα 4.2 Μοντέλο λειτουργίας μονάδων 4 καταστάσεων.....	30
Σχήμα 5.1 Ιστόγραμμα λάθους για το φορτίο.....	41
Σχήμα 5.2 Κανονική κατανομή από το ιστόγραμμα κανονικοποιημένου λάθους...	42
Σχήμα 5.3 Παράθεση των υποψήφιων κατανομών για το PE του φορτίου.....	43
Σχήμα 5.4 Βέλτιστη κατανομή για το PE του φορτίου.....	43
Σχήμα 5.5 Κατανομή Kernel για το PE του φορτίου.....	45
Σχήμα 5.6 Ιστόγραμμα λάθους αιολικής παραγωγής.....	46
Σχήμα 5.7 Ιστόγραμμα κανονικοποιημένου λάθους αιολικής παραγωγής.....	46
Σχήμα 5.8 Κατανομή Kernel για το PE της αιολικής παραγωγής.....	47
Σχήμα 5.9 Παράθεση υποψήφιων κατανομών για το PE της αιολικής παραγωγής.....	48
Σχήμα 5.10 Βέλτιστη κατανομή για το PE της αιολικής παραγωγής.....	48
Σχήμα 5.11 Αρχικό ιστόγραμμα λάθους ηλιακής παραγωγής.....	49
Σχήμα 5.12 Ιστόγραμμα ηλιακής παραγωγής μετά την περικοπή δεδομένων.....	51
Σχήμα 5.13 Ιστόγραμμα PE για την ηλιακή παραγωγή.....	52
Σχήμα 5.14 Κατανομή Kernel για το PE της ηλιακής παραγωγής.....	52
Σχήμα 5.15 Παράθεση υποψήφιων κατανομών για το PE της ηλιακής παραγωγής.....	53
Σχήμα 5.16 Βέλτιστη θεωρητική κατανομή για το PE της ηλιακής παραγωγής.....	53
Σχήμα 5.17 Συνάρτηση μάζας πιθανότητας μονάδας δυο καταστάσεων.....	54
Σχήμα 5.18 Γραφική παράσταση αξιοπιστίας συναρτήσεως της εφεδρείας.....	56
Σχήμα 5.19 Κατανομές λάθους του φορτίου για τιμή πρόβλεψης φορτίου $F_{new}=5000MW$ .....	57
Σχήμα 5.20 Κατανομές λάθους αιολικής παραγωγής για πρόβλεψη $F_{new}=1000MW$ .....	57
Σχήμα 5.21 Κατανομές λάθους ηλιακής παραγωγής για πρόβλεψη $F_{new}=1200MW$ .....	58
Σχήμα 5.22 Αποτελέσματα συνελίξεων και υπολογισμός εφεδρείας από την τελική κατανομή.....	59
Σχήμα 6.1 Αποτελέσματα συνελίξεως για το σενάριο 1.....	64
Σχήμα 6.2 Αποτέλεσμα συνελίξεως για το σενάριο 2.....	64
Σχήμα 6.3 Αποτέλεσμα συνελίξεως για το σενάριο 3.....	65
Σχήμα 6.4 Αποτέλεσμα συνελίξεως για το σενάριο 4.....	66
Σχήμα 6.5 Εφεδρεία που προκύπτει μόνο από συνεισφορά ΑΠΕ.....	68
Σχήμα 6.6 Εφεδρεία που προκύπτει μόνο από τη συμβατική παραγωγή.....	68
Σχήμα 7.1 Ιστογράμματα διαφορετικού πλάτους και τοποθεσίας στηλών του ίδιου δείγματος .....	75

# 1

## Εισαγωγή

Παρατηρείται σε παγκόσμια κλίμακα η τάση απαγκίστρωσης από τα συμβατικά ορυκτά καύσιμα και η ολοένα αύξηση της διείσδυσης από Ανεnevώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Ελλάδα στην οποία η παραγωγή ΑΠΕ για το 2020 ανήλθε σε 29% της συνολικής σύμφωνα με την ιστοσελίδα της Ρυθμιστικές Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) (Σχήμα 1.1), ενώ παράλληλα έχουν τεθεί υψηλοί στόχοι παραγωγής για το 2030. Ειδικότερα, ως εθνικός στόχος για ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας τίθεται η επίτευξη μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ τουλάχιστον 35% και επιπλέον το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να ανέλθει σε ποσοστό τουλάχιστον 60%. Ταυτόχρονα, εμβληματικό στόχο αποτελεί το ιδιαίτερα φιλόδοξο πρόγραμμα για τη δραστική και οριστική μείωση του μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, την απολιγνιτοποίηση δηλαδή, και την πλήρη απένταξη του από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2028 [1].



Σχήμα 2.1 Εκτίμηση παραγωγής και ισοζύγιο διασυνδέσεων για το έτος 2020

Ωστόσο, η διευρυμένη διείσδυση των ΑΠΕ, λόγω της αυξημένης μεταβλητότητας και αβεβαιότητάς τους, εγείρει προκλήσεις στη διαχείριση των συστημάτων [2].

Παράλληλα, ο σταδιακός εκσυγχρονισμός των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και η ψηφιοποίηση ανοίγουν τον δρόμο για ανάπτυξη νέων μεθόδων

διαχείρισης των συστημάτων σε επίπεδο μεταφοράς [3], διανομής [4,5] καθώς και στη συνεργασία των δυο [6]. Ένα σημαντικό πρόβλημα του διαχειριστή συστήματος, που παραδοσιακά ήταν λιγότερο δυναμικό, αποτελεί το πρόβλημα διαστασιολόγησης της εφεδρείας. Νέες πιθανοτικές μέθοδοι διαστασιολόγησης εφεδρειών που κάνουν χρήση προβλέψεων, στατιστικής και βελτιστοποίησης και υπόσχονται μεγαλύτερη ασφάλεια και χαμηλότερο κόστος [3,7].

Στο πλαίσιο αυτό που μόλις περιγράφηκε, συντάχθηκε η παρούσα εργασία. Σκοπός της είναι να προτείνει την εφαρμογή στο ελληνικό σύστημα μιας μέθόδου υπολογισμού εφεδρείας η οποία χρησιμοποιεί πιθανοτική διαστασιολόγηση, είναι απλή στην κατανόηση, γρήγορη στην παραγωγή αποτελεσμάτων, ευέλικτη σε τροποποιήσεις και επεκτάσεις, προσαρμοσμένη στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και πληροί τις προϋποθέσεις για την άμεση αξιοποίησή της.

Η δομή των κεφαλαίων που ακολουθούν έχει ως εξής:

- Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζονται οι τύποι εφεδρείας και η ορολογία που υιοθετήθηκε στην παρούσα εργασία και γίνεται αναφορά σε κανονισμούς διαστασιολόγησης της εφεδρείας FRR.
- Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται ντετερμινιστικές και πιθανοτικές μέθοδοι διαστασιολόγησης καθώς και η μέθοδος που ακολουθείται από τον ΑΔΜΗΕ.
- Στο Κεφάλαιο 4 περιγράφεται λεπτομερώς η προτεινόμενη μέθοδος.
- Στο Κεφάλαιο 5 περιγράφεται το περιβάλλον και η διαδικασία εφαρμογής της προτεινόμενης μεθόδου.
- Στο Κεφάλαιο 6 εφαρμόζεται η μέθοδος για χαρακτηριστικά σενάρια και συγκρίνονται τα αποτελέσματα με αυτά ντετερμινιστικών μεθόδων.
- Στο Κεφάλαιο 7 γίνεται συζήτηση για τη βελτίωση των αποτελεσμάτων και την μελλοντική επέκταση της μεθόδου
- Κεφάλαιο 8: Επίλογος

## Αναφορές

[1] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, “Εθνικό σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα”, Αθήνα, Δεκέμβριος 2019

[2] P. Padiaditis, D. Papadaskalopoulos, A. Papavasiliou and N. Hatzigiorgiou, "Bilevel Optimization Model for the Design of Distribution Use-of-System Tariffs," in IEEE Access, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3114768.

[3] P. Padiaditis, D. Papadaskalopoulos, N. Hatzigiorgiou and D. Prešić, "Cross-border Shared Sizing of Frequency Restoration Reserves: Insights from the H2020 CROSSBOW Project," *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST50973.2021.9543208.

[4] Panagiotis Padiaditis, Charalampos Ziras, Junjie Hu, Shi You, Nikos Hatzigiorgiou, "Decentralized DLMPs with synergetic resource optimization and convergence acceleration", *Electric Power Systems Research*, Volume 187, 2020, 106467, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106467>.

[5] Panagiotis Padiaditis. (2017). *Optimization and control for integrating large shares of distributed energy resources in the distribution network* [Master's thesis, Technical University of Denmark]. DTU Orbit.

[6] Panagiotis Padiaditis, Katja Sirviö, Charalampos Ziras, Kimmo Kauhaniemi, Hannu Laaksonen, and Nikos Hatzargyriou. 2021. "Compliance of Distribution System Reactive Flows with Transmission System Requirements" *Applied Sciences* 11, no. 16: 7719. <https://doi.org/10.3390/app11167719>

[7] M. A. Matos and R. J. Bessa, "Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecasts," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 594-603, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2065818.



# 2

## Τύποι εφεδρείας και περιορισμοί μεγέθους

### 2.1 Κατηγοριοποίηση εφεδρειών

#### 2.1.1 Ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες

Οι εφεδρείες ισχύος απαιτούνται τόσο προς την ανοδική κατεύθυνση (για την αντιμετώπιση διαταραχών που απαιτούν αύξηση παραγωγής εντός της περιοχής ελέγχου) όσο και προς την καθοδική κατεύθυνση (για την αντιμετώπιση διαταραχών που απαιτούν μείωση παραγωγής εντός της περιοχής ελέγχου) και χαρακτηρίζονται ως “ανοδικές” ή “καθοδικές” εφεδρείες ισχύος αντίστοιχα.

#### 2.1.2 Εφεδρείες ρύθμισης συχνότητας και ενεργού ισχύος

Η κατηγοριοποίηση των επικουρικών υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας σε **προτεύουσα**, **δευτερεύουσα** και **τριτεύουσα** είναι η πιο διαδεδομένη στην Ευρώπη και χρησιμοποιείται και στην Ελλάδα. Ωστόσο, καθώς οι επικουρικές υπηρεσίες έχουν αναπτυχθεί ανεξάρτητα από κάθε διαχειριστή συστήματος με διαφορετικές ονομασίες και χαρακτηριστικά, μπορεί να προκύψει σύγχυση όταν γίνεται σύγκριση των υπηρεσιών από διαφορετικά συστήματα [1] (συμβαίνει εντελώς διαφορετικές υπηρεσίες να έχουν ίδιο όνομα σε διαφορετικά συστήματα). Προκειμένου να υπάρξει μια πανευρωπαϊκή εναρμόνιση στις ορολογίες ο ENTSO-E χρησιμοποιεί την εξής κατηγοριοποίηση για τις επικουρικές υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας [2]:

- **Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας (ΕΔΣ)**
- **Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (ΕΑΣ)**
- **Εφεδρεία Αντικατάστασης (ΕΑ)**

#### 2.1.3 Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας (ΕΔΣ) - FCR

Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας (ΕΔΣ) - Frequency Containment Reserves (**FCR**) είναι το σύνολο των διαθέσιμων εφεδρειών με στόχο τη συγκράτηση και διατήρηση της συχνότητας του Συστήματος εντός του επιθυμητού εύρους, μετά από εμφάνιση διαταραχής που προξενεί ανισορροπία στο ισοζύγιο ισχύος της Περιοχής Ελέγχου. Η FCR μπορεί να είναι είτε ανοδική είτε καθοδική, για την αντιμετώπιση ανισορροπίας ισχύος που οφείλεται σε απώλεια παραγωγής ή ζήτησης αντίστοιχα. Η FCR ενεργοποιείται εντός τριάντα (30) δευτερολέπτων, αυτόματα και αποκεντρωμένα, συνήθως μέσω ρυθμιστή στροφών που ρυθμίζει την ενεργό

παραγωγή ισχύος των μονάδων που συμμετέχουν, ως απόκριση σε ένα σήμα απόκλισης της συχνότητας. Η FCR αντιστοιχεί κατά προσέγγιση στην εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης (primary frequency control reserves).

#### **2.1.4 Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (ΕΑΣ) - FRR**

Η Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (ΕΑΣ) - Frequency Restoration Reserves (**FRR**) στοχεύει στη διόρθωση του σφάλματος συχνότητας που παραμένει μετά από μια διαταραχή (και μετά τη δράση της FCR) ώστε να αποκατασταθεί η συχνότητα στην προγραμματισμένη της τιμή (πριν τη στιγμή της διαταραχής). Σημειώνεται ότι κατά το στάδιο αποκατάστασης συχνότητας και παράλληλα με την αποκατάσταση της συχνότητας, η ανακατανομή του φορτίου στις μονάδες με FRR έχει υπολογιστεί με τρόπο ώστε να απελευθερώνεται εκ νέου η αναγκαία FCR. Η FRR κατηγοριοποιείται ανάλογα με τον τρόπο ενεργοποίησής της σε:

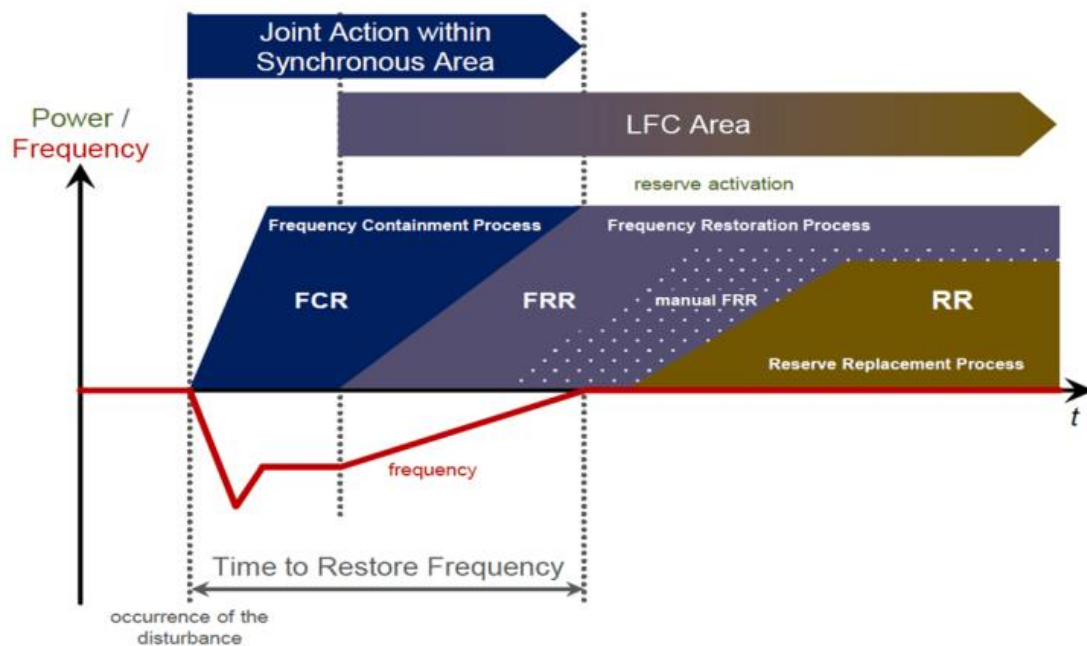
- Αυτόματη ΕΑΣ – αΕΑΣ (**aFRR**)
- Χειροκίνητη ΕΑΣ – χΕΑΣ (**mFRR**)

Η aFRR αντιστοιχεί στη δευτερεύουσα ρύθμιση και χρησιμοποιεί το κεντρικά εγκατεστημένο σύστημα της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (AGC: Automatic Generation Control) για την συνεχή αποστολή εντολών (set points), με τις οποίες τηλερυθμίζεται η παραγωγή ενεργού ισχύος μίας μονάδας παραγωγής. Ενεργοποιείται σε χρονικό διάστημα μικρότερο των δέκα (10) δευτερολέπτων και πρέπει να είναι πλήρως διαθέσιμη έως δεκαπέντε (15) λεπτά από την εκδήλωση της διαταραχής. Η ρύθμιση αυτή επιδιώκει την ελαχιστοποίηση του Σφάλματος Ρύθμισης Περιοχής (ACE: Area Control Error). Σε μερικά συστήματα αναφέρεται και ως Load Frequency Control.

Η mFRR ενεργοποιείται σε χρονικό διάστημα λίγων λεπτών και πρέπει να είναι πλήρως διαθέσιμη εντός δεκαπέντε (15) λεπτών από την έναρξη ενεργοποίησής της. Μπορεί να προσφέρεται τόσο από στρεφόμενες όσο και μη στρεφόμενες μονάδες, εφόσον αυτές καλύπτουν τα προαναφερθέντα κριτήρια ενεργοποίησης και βασικά ενεργοποιείται από τον μηχανισμό λειτουργίας της αγοράς σε Πραγματικό Χρόνο (ΠΧ), δηλαδή το RTBM (Real Time Balancing Market) και οποιαδήποτε τηλεφωνική εντολή ενεργοποίησής της.

#### **2.1.5 Εφεδρεία Αντικατάστασης (ΕΑ) - RR**

Πρόκειται για την πιο αργή εφεδρεία. Ενεργοποιείται χειροκίνητα ύστερα από αίτημα του διαχειριστή προκειμένου να ελευθερώσει τις μονάδες που συμμετέχουν στις ρυθμίσεις FCR και FRR. Ο χρόνος ενεργοποίησης κυμαίνεται μεταξύ δεκάδων λεπτών και μερικών ωρών. Η RR αντιστοιχεί στην Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης (Tertiary Control Reserve).



Σχήμα 2.1 Τύποι εφεδρείας και η δυναμική τους ιεραρχία

## 2.2 Κανόνες Ευρωπαϊκής Ένωσης για τον προσδιορισμό μεγέθους της FRR

Η παρούσα ενότητα αποτελεί το Άρθρο 157 ("Προσδιορισμός μεγέθους ΕΑΣ") του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

1. Όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ (Έλεγχος Φορτίου-Συχνότητας) καθορίζουν κανόνες προσδιορισμού μεγέθους ΕΑΣ στην επιχειρησιακή συμφωνία ενότητας ΕΦΣ.
2. Οι κανόνες προσδιορισμού μεγέθους ΕΑΣ περιλαμβάνουν τουλάχιστον τα ακόλουθα:

α) όλοι οι ΔΣΜ (Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς) μιας ενότητας ΕΦΣ των συγχρονισμένων περιοχών CE (Continental Europe) και Σκανδιναβίας καθορίζουν την απαιτούμενη εφεδρική δυναμικότητα ΕΑΣ της ενότητας ΕΦΣ βάσει διαδοχικών ιστορικών καταγραφών που περιλαμβάνουν τουλάχιστον τις ιστορικά καταγεγραμμένες τιμές ανισορροπίας της ενότητας ΕΦΣ. Η δειγματοληψία αυτών των ιστορικών καταγραφών καλύπτει τουλάχιστον τον χρόνο για την αποκατάσταση συχνότητας. Το χρονικό διάστημα που λαμβάνεται υπόψη για τις εν λόγω καταγραφές είναι αντιπροσωπευτικό και περιλαμβάνει τουλάχιστον περίοδο ενός πλήρους έτους που λήγει το νωρίτερο 6 μήνες πριν από την ημερομηνία υπολογισμού.

β) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ των συγχρονισμένων περιοχών CE και Σκανδιναβίας καθορίζουν την απαιτούμενη εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ της ενότητας ΕΦΣ σε επίπεδο επαρκές για την τήρηση των υφιστάμενων παραμέτρων-στόχων ΣΕΑΣ (Σφάλμα Ελέγχου Αποκατάστασης Συχνότητας) βάσει του άρθρου 128 για το χρονικό διάστημα που αναφέρεται στο στοιχείο α) με βάση τουλάχιστον πιθανοτική μεθοδολογία. Κάνοντας χρήση αυτής της πιθανοτικής μεθοδολογίας, οι

ΔΣΜ λαμβάνουν υπόψη τους περιορισμούς που καθορίζονται στις συμφωνίες για τον καταμερισμό ή την ανταλλαγή εφεδρειών λόγω ενδεχόμενων παραβιάσεων της επιχειρησιακής ασφάλειας και των απαιτήσεων διαθεσιμότητας ΕΑΣ. Όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ λαμβάνουν υπόψη τυχόν αναμενόμενες σημαντικές μεταβολές στη διανομή των ανισορροπιών της ενότητας ΕΦΣ ή άλλους σημαντικούς παράγοντες επίδρασης σε σχέση με την εξεταζόμενη χρονική περίοδο·

γ) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ καθορίζουν την αναλογία αυτόματης ΕΑΣ, χειροκίνητης ΕΑΣ, τον χρόνο πλήρους ενεργοποίησης αυτόματης ΕΑΣ και τον χρόνο πλήρους ενεργοποίησης χειροκίνητης ΕΑΣ, ώστε να συμμορφωθούν με την απαίτηση του στοιχείου β). Προς τον σκοπό αυτό, ο χρόνος πλήρους ενεργοποίησης αυτόματης ΕΑΣ μιας ενότητας ΕΦΣ και ο χρόνος πλήρους ενεργοποίησης χειροκίνητης ΕΑΣ της ενότητας ΕΦΣ δεν υπερβαίνει τον χρόνο για την αποκατάσταση της συχνότητας·

δ) οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ καθορίζουν το μέγεθος του συμβάντος αναφοράς μεγέθους που είναι η μεγαλύτερη ανισορροπία που μπορεί να προκύψει από στιγμιαία μεταβολή της ενεργού ισχύος ενιαίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, ενιαίας μονάδας ζήτησης ή ενιαίας γραμμής διασύνδεσης HVDC ή από απόξευξη γραμμής AC εντός της ενότητας ΕΦΣ·

ε) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ καθορίζουν τη θετική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ, η οποία δεν μπορεί να είναι μικρότερη από το θετικό συμβάν προσδιορισμού μεγέθους της ενότητας ΕΦΣ·

στ) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ καθορίζουν την αρνητική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ, η οποία δεν μπορεί να είναι μικρότερη από το αρνητικό συμβάν προσδιορισμού μεγέθους της ενότητας ΕΦΣ·

ζ) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ καθορίζουν την αρνητική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ μιας ενότητας ΕΦΣ, τυχόν γεωγραφικούς περιορισμούς για τη διανομή της εντός της ενότητας ΕΦΣ, καθώς και τυχόν γεωγραφικούς περιορισμούς για κάθε ανταλλαγή εφεδρειών ή καταμερισμό εφεδρειών με άλλες ενότητες ΕΦΣ για να συμμορφωθούν με τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας·

η) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ εξασφαλίζουν ότι η θετική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ ή συνδυασμός εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΑΣ και ΕΑ επαρκεί για να καλύψει τις θετικές ανισορροπίες της ενότητας ΕΦΣ για τουλάχιστον το 99 % του χρόνου, με βάση τις ιστορικές καταγραφές που αναφέρονται στο στοιχείο α)·

θ) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ εξασφαλίζουν ότι η αρνητική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ ή συνδυασμός εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΑΣ και ΕΑ επαρκεί για να καλύψει τις αρνητικές ανισορροπίες της ενότητας ΕΦΣ για τουλάχιστον το 99 % του χρόνου, με βάση τις ιστορικές καταγραφές που αναφέρονται στο στοιχείο α)·

ι) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ μπορεί να μειώσουν τη θετική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ της ενότητας ΕΦΣ που προκύπτει από τη διαδικασία προσδιορισμού μεγέθους ΕΑΣ, συνάπτοντας συμφωνία καταμερισμού ΕΑΣ με άλλες ενότητες ΕΦΣ σύμφωνα με τις διατάξεις του τίτλου 8. Στην εν λόγω συμφωνία

καταμερισμού εφαρμόζονται οι ακόλουθες απαιτήσεις:

- i) για τις συγχρονισμένες περιοχές CE και Σκανδιναβίας, η μείωση της θετικής εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΑΣ μιας ενότητας ΕΦΣ περιορίζεται στη διαφορά, εάν είναι θετική, ανάμεσα στο μέγεθος του θετικού συμβάντος προσδιορισμού μεγέθους και στην εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ που απαιτείται για την κάλυψη των θετικών ανισορροπιών της ενότητας ΕΦΣ κατά το 99 % του χρόνου, με βάση τις ιστορικές καταγραφές που αναφέρονται στο στοιχείο α). Η μείωση της θετικής εφεδρικής δυναμικότητας δεν υπερβαίνει το 30 % του μεγέθους του θετικού συμβάντος προσδιορισμού μεγέθους·
- ii) για τις συγχρονισμένες περιοχές GB και ΙΕ/ΝΙ, η θετική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ και ο κίνδυνος μη παράδοσης λόγω καταμερισμού αξιολογούνται συνεχώς από τους ΔΣΜ της ενότητας ΕΦΣ·

ια) όλοι οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ μπορεί να μειώσουν την αρνητική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ της ενότητας ΕΦΣ που προκύπτει από τη διαδικασία προσδιορισμού μεγέθους ΕΑΣ, συνάπτοντας συμφωνία καταμερισμού ΕΑΣ με άλλες ενότητες ΕΦΣ σύμφωνα με τις διατάξεις του τίτλου 8. Στην εν λόγω συμφωνία καταμερισμού εφαρμόζονται οι ακόλουθες απαιτήσεις:

- i) για τις συγχρονισμένες περιοχές CE και Σκανδιναβίας, η μείωση της αρνητικής εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΑΣ μιας ενότητας ΕΦΣ περιορίζεται στη διαφορά, εάν είναι θετική, ανάμεσα στο μέγεθος του αρνητικού συμβάντος προσδιορισμού μεγέθους και στην εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ που απαιτείται για την κάλυψη των αρνητικών ανισορροπιών της ενότητας ΕΦΣ κατά το 99 % του χρόνου, με βάση τις ιστορικές καταγραφές που αναφέρονται στο στοιχείο α)·
- ii) ii) για τις συγχρονισμένες περιοχές GB και ΙΕ/ΝΙ, η αρνητική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ και ο κίνδυνος μη παράδοσης λόγω καταμερισμού αξιολογούνται συνεχώς από τους ΔΣΜ της ενότητας ΕΦΣ.

## Αναφορές

[1] D. Fabozzi, N. F. Thornhill and B. C. Pal, "Frequency restoration reserve control scheme with participation of industrial loads," 2013 IEEE Grenoble Conference, 2013, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652104.

[2] *Operational Reserve Ad Hoc Team Report*. v. 6, ENTSO-E, May 2012.

[3] ΑΔΜΗΕ, "ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ: Καθορισμός Ζωνικών/Συστημικών αναγκών Ισχύος Εξισορρόπησης", Αύγουστος 2020.

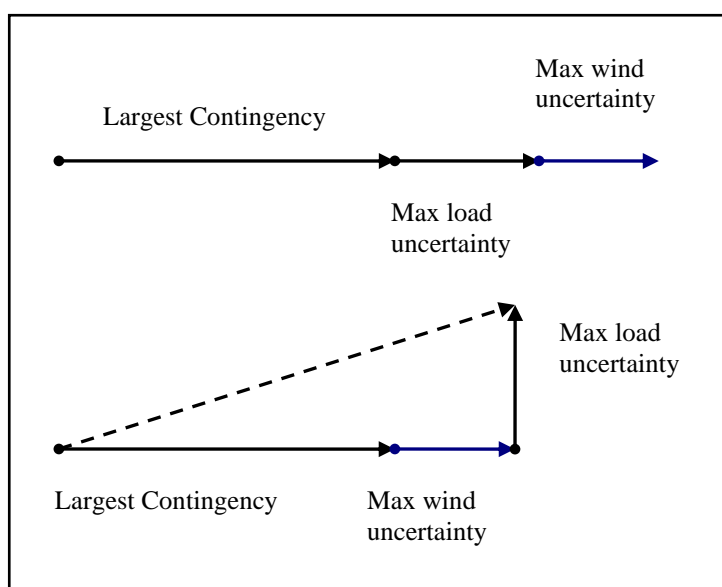
[4] ΔΕΣΜΗΕ, "ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ", Μάρτιος 2010

# 3

## Ντετερμινιστικές και Πιθανοτικές μέθοδοι υπολογισμού εφεδρείας

### 3.1 Ντετερμινιστικές μέθοδοι

Οι ντετερμινιστικές μέθοδοι έχουν σχεδιαστεί για να προστατεύουν το σύστημα έναντι σοβαρών διαταραχών. Δεν λαμβάνουν υπόψη λιγότερο σοβαρά συμβάντα, την πιθανότητα να συμβούν, ή οποιαδήποτε εξάρτηση μεταξύ των συμβάντων [1]. Ένα πλεονέκτημα είναι η απλότητά τους, ωστόσο επειδή δεν λαμβάνουν υπόψη την αβεβαιότητα του συστήματος μπορεί να οδηγήσουν σε λανθασμένες αποφάσεις για την ενίσχυσή του, δηλαδή είτε να οδηγήσουν σε υπερδιαστασιολόγηση της εφεδρείας και αύξηση του κόστους, είτε να εκθέσουν το σύστημα σε καταστάσεις υψηλού ρίσκου.



Σχήμα 3.1 Παραδείγματα ντετερμινιστικού υπολογισμού εφεδρείας

Οι ντετερμινιστικές μέθοδοι αθροίζουν γραμμικά τις απαιτήσεις εφεδρείας από διαφορετικά πιθανά συμβάντα. Καθώς δεν υπάρχουν συσχετίσεις μεταξύ των αβεβαιοτήτων της συμβατικής παραγωγής, του φορτίου και των ΑΠΕ,

υπολογίζοντας με αυτόν τον τρόπο την απαιτούμενη εφεδρεία μπορεί να οδηγήσει σε υπερδιαστασιολόγηση. Ένας τρόπος να ξεπεραστεί αυτό το πρόβλημα είναι να εφαρμοστεί κάποιου είδους γεωμετρικής πρόσθεσης αντί της απλής αριθμητικής πρόσθεσης. Ένα τέτοιο παράδειγμα απεικονίζεται στο Σχήμα 3.1.

### 3.1.1 Κριτήριο N-1 (Κανόνας A)

Ο πιο κοινός ντετερμινιστικός κανόνας που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της εφεδρείας είναι ο κανόνας "N-1". Σύμφωνα με το εγχειρίδιο λειτουργίας του UCTE [2] η διαστασιολόγηση της απαιτούμενης εφεδρείας βασίζεται στην κάλυψη του μεγαλύτερου πιθανού έκτακτου συμβάντος στην παραγωγή στην περιοχή ελέγχου (Control Area), όπως παραδείγματος χάριν η απώλεια μονάδος ή σετ μονάδων, διασύνδεσης HVDC, ή τροφοδότησης ισχύος σε μονό ζυγό. Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, επειδή δεν λαμβάνεται υπόψη η τοπολογία του συστήματος, ως μεγαλύτερο πιθανό έκτακτο συμβάν στην παραγωγή θεωρείται η απώλεια της μεγαλύτερης μονάδος παραγωγής. Στο εξής θα γίνεται αναφορά στον κανόνα αυτό ως Κανόνας A (Rule A).

### 3.1.2 Εμπειρική προσέγγιση διαστασιολόγησης εφεδρείας διαχείρισης θορύβου

Ο ακόλουθος τύπος τετραγωνικής ρίζας χρησιμοποιείται ως μια εμπειρική προσέγγιση για τον υπολογισμό της ελάχιστης ποσότητας δευτερεύουσας εφεδρείας (και κατ' επέκταση της εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας) για μια περιοχή ελέγχου, με σκοπό τον έλεγχο των διακυμάνσεων του φορτίου και της παραγωγής.

$$R = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b \quad (3.1)$$

Όπου  $L_{\max}$ , το μέγιστο αναμενόμενο φορτίο για την περιοχή ελέγχου κατά το χρονικό διάστημα που θεωρείται και οι παράμετροι  $a$  και  $b$  εμπειρικά καθιερωμένες με τις εξής τιμές:  $a = 10 \text{ MW}$  and  $b = 150 \text{ MW}$ .

### 3.1.3 Το κριτήριο διαστασιολόγησης δευτερεύουσας εφεδρείας στο ισπανικό σύστημα (2008) (Κανόνας B)

Οι Miguélez *et al.* [3] αναφέρουν το έτος 2008 ότι η ποσότητα ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας είναι προκαθορισμένη από τον διαχειριστή του ισπανικού συστήματος σύμφωνα με τις υποδείξεις του UCTE σε μια τιμή κοντά στο  $6\sqrt{L_{\max}}$  (όπου  $L_{\max}$ , η μέγιστη τιμή της προβλεπόμενης ωριαίας ζήτησης). Η καθοδική εφεδρεία μπορεί να κυμαίνεται μεταξύ 50% και 100% της απαιτούμενης ανοδικής εφεδρείας ανάλογα με τις συνθήκες του συστήματος. Στο εξής θα γίνεται αναφορά στον κανόνα αυτό ως Κανόνας B (Rule B).

### 3.1.4 Το κριτήριο διαστασιολόγησης εφεδρείας στο ισπανικό σύστημα (2012)

Μια επιπλέον προσέγγιση συμπεριλαμβάνει εφεδρεία για μόνο μέρος του μέγιστου πιθανού συμβάντος όταν αυτή αθροίζεται με τις εφεδρείες των άλλων ακραίων συμβάντων. Για παράδειγμα, οι Holttinen *et al.* [1] το έτος 2012 αναφέρουν ότι ο διαχειριστής του ισπανικού συστήματος υπολογίζει εφεδρεία που αντιστοιχεί στην μικρή πιθανότητα ταυτόχρονων συμβάντων ως εξής: 2% της πρόβλεψης του φορτίου συν την διαφορά ανάμεσα στην αναμενόμενη τιμή της αιολικής παραγωγής και σε μια μικρότερη τιμή αιολικής παραγωγής που έχει 85% πιθανότητα να ξεπεραστεί. Οι δυο τιμές αυτές αντιπροσωπεύουν το μέγιστο πιθανό στιγμιαίο συμβάν για το φορτίο και την αιολική παραγωγή αντίστοιχα και στη συνέχεια

αθροίζονται με την απώλεια της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας.

### 3.1.5 Κριτήριο διαστασιολόγησης που λαμβάνει υπόψη και την παραγωγή ΑΠΕ (Κανόνας Γ)

Μια ακόμη παραλλαγή του ισπανικού κριτηρίου [4] υπολογίζει την ωριαία εφεδρεία ως το άθροισμα της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας παραγωγής (κριτήριο N-1), το 2% του αναμενομένου φορτίου  $Load_{MAX}$  και επιπλέον το 20% της προβλεπόμενης παραγωγής από ΑΠΕ (Renewable Sources - RES). Στο εξής θα γίνεται αναφορά στον κανόνα αυτό ως Κανόνας Γ (Rule C).

$$FRR = (N - 1) + 2\%Load_{MAX} + 20\%RES \quad (3.2)$$

## 3.2 Πιθανοτικές μέθοδοι

Όπως προαναφέρθηκε, η προσέγγιση της πραγματικότητας με αιτιοκρατικά κριτήρια μπορεί να οδηγήσει είτε σε υποεκτίμηση πιθανών συνθηκών λειτουργίας με αποτέλεσμα την μείωση της αξιοπιστίας είτε σε υπερεκτίμηση με αποτέλεσμα σημαντική επιβάρυνση του κόστους. Το νέο περιβάλλον απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επιβάλλει ποσοτικοποίηση των αβεβαιοτήτων αυτών και βέλτιστο σχεδιασμό. Η ποσοτικοποίηση αυτή μπορεί να γίνει μόνο στα πλαίσια πιθανοτικής θεώρησης με χρήση της θεωρίας των πιθανοτήτων, της στατιστικής ανάλυσης και προηγμένων μαθηματικών μοντέλων.

### 3.2.1 Επίλυση προβλήματος Unit Commitment

Το πρόβλημα Unit Commitment (UC) στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μια ευρεία οικογένεια προβλημάτων μαθηματικής βελτιστοποίησης, όπου ένα σύνολο μονάδων παραγωγής συντονίζεται με στόχο να επιτευχθεί ένας κοινός στόχος. Αυτός συνήθως είναι είτε η κάλυψη της ζήτησης ενέργειας με το χαμηλότερο κόστος, είτε η μεγιστοποίηση του κέρδους από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο συντονισμός των μονάδων παραγωγής είναι ένα δύσκολο εγχείρημα για διάφορους λόγους:

- Ο αριθμός των μονάδων μπορεί να είναι μεγάλος (εκατοντάδες ή χιλιάδες).
- Υπάρχουν διάφοροι τύποι μονάδων με σημαντικές διαφοροποιήσεις στο κόστος παραγωγής και στους περιορισμούς στον τρόπο παραγωγής της ενέργειας.
- Η γεωγραφική διασπορά της παραγωγής στην επικράτεια και η απόκριση του ηλεκτρικού δικτύου είναι από μονά τους πολύπλοκα προβλήματα ροής φορτίου που πρέπει να ληφθούν υπόψη.

Στην περίπτωση που εξετάζεται, το πρόβλημα UC βελτιστοποιεί τον σχεδιασμό για την παραγωγή ενέργειας και παροχή εφεδρείας ελαχιστοποιώντας το συνολικό κόστος λειτουργίας. Για να συμβεί αυτό, το UC κατανέμει την ενέργεια και την εφεδρεία σε συγκεκριμένες μονάδες (scheduling plan), έχοντας προηγηθεί η διαστασιολόγηση ή μια εκτίμηση των εφεδρειών ή η μοντελοποίηση των παραμέτρων των εξισώσεων που εισάγουν αβεβαιότητα.

Στην FRR εφεδρεία δίνεται βάση κυρίως στην ικανοποίηση των υψηλών απαιτήσεων για διαθεσιμότητα και απόκριση δεδομένου πολλές φορές και της περιορισμένης διαθεσιμότητας μονάδων που τηρούν τις προδιαγραφές. Αυτό συνεπάγεται ένα UC με περιορισμούς και ενδεχομένως προκαθορισμένα όρια



ασφαλείας και επομένως μια λύση η οποία δεν αποτελεί το ολικό ελάχιστο. Την δυνατότητα για περαιτέρω βελτιστοποίηση δίνει η εφεδρεία RR, τα χαρακτηριστικά της οποίας δίνουν στον διαχειριστή μεγαλύτερη ελευθερία κινήσεων.

Μια από τις μεγαλύτερες προκλήσεις στο UC είναι ο χρόνος υπολογισμού. Σε πραγματικές συνθήκες τα συστήματα μπορεί να είναι μεγάλα και πολύπλοκα, ενώ ο υπολογισμός θα πρέπει να ολοκληρωθεί σε σύντομο διάστημα όπως στην περίπτωση του σχεδιασμού για την επόμενη ώρα. Ένα πρόβλημα UC μπορεί να περιλαμβάνει χιλιάδες μεταβλητές και να πρέπει να εκτελεστεί πολλές φορές προσομοιώνοντας την πληθώρα των σεναρίων στην οποία μπορεί να υπάρξει το σύστημα. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί η υπολογιστική πολυπλοκότητα οι ερευνητές κατέφυγαν σε διάφορες μεθόδους απλοποίησης του προβλήματος. Ενδεικτικά:

- Στις αναφορές [5], [6] οι συμβατικές μονάδες ομαδοποιούνται κατάλληλα και με αυτό τον τρόπο οι δυαδικές μεταβλητές δέσμευσης (commitment variables) μπορούν να αντικατασταθούν από ακέραιες μεταβλητές μειώνοντας σημαντικά τον χρόνο υπολογισμού. Υπάρχει η δυνατότητα οι ακέραιες μεταβλητές να αντικατασταθούν από γραμμικές μεταβλητές μειώνοντας δραστικά τον χρόνο υπολογισμού εις βάρος της ακρίβειας.
- Οι Ortega-Vazquez και Kirschen [7] καθορίζουν τις απαιτήσεις για SR με έναν βοηθητικό υπολογισμό πριν την επίλυση του UC. Ο βοηθητικός υπολογισμός εξισορροπεί τα οικονομικά οφέλη από την παροχή εφεδρείας με το κόστος παροχής της. Έτσι η βελτιστοποίηση της εφεδρείας έχει διαχωριστεί από την βελτιστοποίηση του σχεδιασμού παραγωγής. Αυτή η προσέγγιση δυο σταδίων αποτελεί παράδειγμα προβλήματος διεπίπεδης βελτιστοποίησης. Όμοια οι Papavasiliou *et al.* [8] χρησιμοποιούν έναν αλγόριθμο Lagrangian relaxation, στον οποίο ένα υποπρόβλημα πρώτου σταδίου δρομολογεί τις αργές γεννήτριες και δεδομένου αυτού του σχεδιασμού λύνεται ένα σετ υποπροβλημάτων δεύτερου σταδίου για τη δέσμευση γρήγορων γεννητριών και τη διαχείριση όλων των πηγών. Οι Morales *et al.* [9] χρησιμοποιούν ένα πρόβλημα στο στοχαστικού προγραμματισμού δυο σταδίων, στο οποίο το πρώτο στάδιο αντιπροσωπεύει την αγορά ενέργειας, τους περιορισμούς και τους κανόνες της και το δεύτερο στάδιο αντιπροσωπεύει το σύστημα, τη λειτουργία και τα φυσικά όριά του.
- Στην αναφορά [8] προτείνονται διάφοροι αλγόριθμοι μείωσης των σεναρίων. Οι συγγραφείς επιλέγουν αντιπροσωπευτικές μέρες για κάθε εποχή και με βάση το μοντέλο παραγωγής αιολικής ισχύος παράγουν έναν μεγάλο αριθμό σεναρίων από τα οποία ξεχωρίζουν χρονικές σειρές βάσει προκαθορισμένων κριτηρίων που θεωρούν σημαντικά και συνέχεια σταθμίζουν τα σενάρια.

### **3.2.2 Πιθανοτική διαστασιολόγηση από τον υπολογισμό των κατανομών των παραγόντων αβεβαιότητας**

Αυτή η μέθοδος υπολογίζει αρχικά τις επιμέρους κατανομές πιθανότητας για αβεβαιότητες που μπορούν να προκαλέσουν ανισορροπία στο σύστημα και στη συνέχεια μετά από συνέλιξη υπολογίζεται η συνολική κατανομή όλων των αβεβαιοτήτων.

Οι Matos και Bessa [10] ακολουθούν για τη διαστασιολόγηση της εφεδρείας μια προσέγγιση μέσω του περιθωρίου παραγωγής (generation margin). Η αβεβαιότητα της συνολικής παραγωγής  $G$  μπορεί να εκφραστεί ως το άθροισμα  $C+W$ , όπου  $C$  η συνάρτηση μάζας πιθανότητας της παραγωγής των συμβατικών μονάδων (η οποία προκύπτει από τον Πίνακα Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος - COPT) και  $W$  η κατανομή πιθανότητας της αιολικής παραγωγής. Ως κατανομή πιθανότητας του περιθωρίου παραγωγής  $M$  ορίζεται η διαφορά  $G-L$ , όπου  $L$  η κατανομή πιθανότητας του φορτίου. Από την συνάρτηση μάζας πιθανότητας  $M+R$  (όπου  $R$  ένα συγκεκριμένο επίπεδο εφεδρείας), θέτοντας διαφορετικά επίπεδα εφεδρείας κάθε φορά, προκύπτουν καμπύλες LOLP, LOLE, EENS, κόστους συναρτήσεων του  $R$ .

Υποθέτοντας ανεξαρτησία μεταξύ των τυχαίων μεταβλητών οι παραπάνω πράξεις υπολογίζονται με συνέλιξη των αντίστοιχων τυχαίων μεταβλητών. Η εξαγωγή καμπυλών που εμπεριέχουν κόστος δίνει τη δυνατότητα για μια ανάλυση κόστους-ρίσκου και την επίτευξη ενός συμβιβασμού μεταξύ τους (δεν είναι δυνατή η ταυτόχρονη βελτιστοποίηση και των δυο).

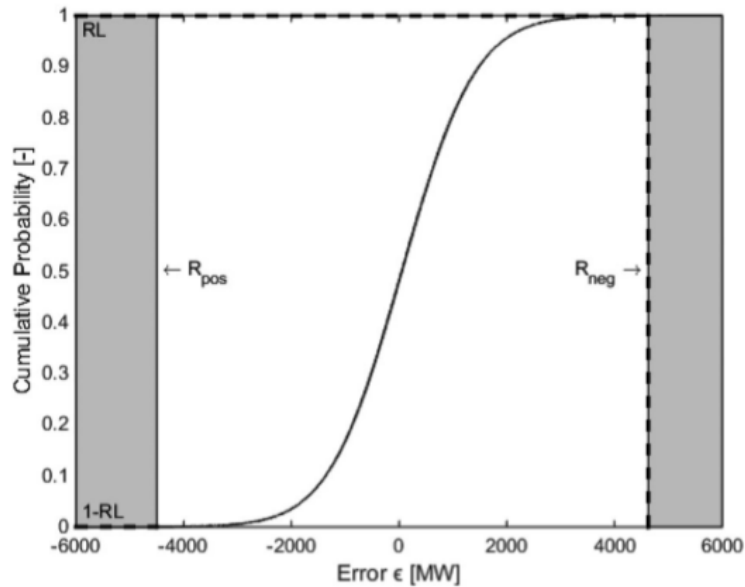
Αντίστοιχη προσέγγιση, δηλαδή υπολογισμός μέσω της συνολικής κατανομής πιθανότητας για όλες τις αβεβαιότητες, ακολουθούν οι Cauwet *et al.* [11] και οι Bucksteeg *et al.* [4] με τους τελευταίους να λαμβάνουν επιπλέον υπόψη την αβεβαιότητα από την παραγωγή από φωτοβολταϊκά  $S$ , αλλά και τον θόρυβο του φορτίου και των ΑΠΕ  $F_{i,n}$  καθώς και τα άλματα μεταξύ των επιπέδων του προγραμματισμού  $F_j$ . Οι δυο τελευταίοι παράγοντες περιλαμβάνουν διακυμάνσεις προερχόμενες από τον τρόπο λειτουργίας της αγοράς. Αφού μοντελοποιηθεί η αβεβαιότητα (κατανομή λάθους) που συνοδεύει κάθε παράγοντα στη συνέχεια υποθέτοντας ανεξαρτησία μεταξύ των μεταβλητών υπολογίζεται με χρήση συνέλιξης η συνολική (αθροιστική) κατανομή λάθους  $F_{i,TOT}$ . Η εφεδρεία υπολογίζεται από την παραπάνω κατανομή ως εξής:

$$F_{i,TOT}(-R_{pos}) \leq 1 - RL, \text{ για θετική (ανοδική) εφεδρεία} \quad (3.3)$$

$$F_{i,TOT}(R_{neg}) \geq RL, \text{ για αρνητική (καθοδική) εφεδρεία} \quad (3.4)$$

Όπου  $RL$  (reliability level), το επίπεδο αξιοπιστίας (π.χ. 99,9%)

Η λογική πίσω από την εξίσωση (3.3), και αντίστοιχα την εξίσωση (3.4), είναι ότι η θετική εφεδρεία χρησιμοποιείται για να αντισταθμίσει αρνητικές διακυμάνσεις του ισοζυγίου παραγωγής (η παραγωγή υπολείπεται της ζήτησης). Επομένως η θετική εφεδρεία  $R_{pos}$  είναι επαρκής εκτός από την πιθανότητα που δεν καλύπτει ο δείκτης αξιοπιστίας  $RL$ , δηλαδή  $1-RL$ . Το παρακάτω σχήμα απεικονίζει τον προαναφερθέντα τρόπο υπολογισμού της εφεδρείας.



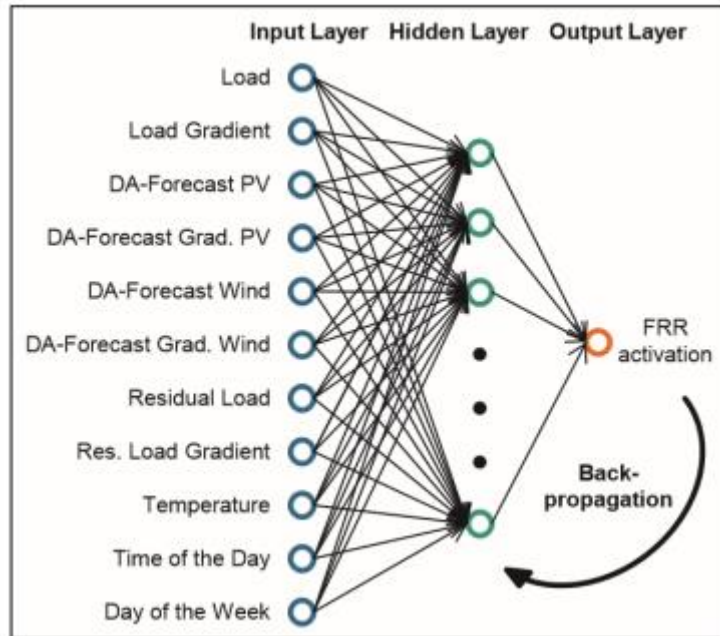
**Σχήμα 3.2** Γραφική παράσταση αθροιστικής πιθανότητας - λάθους και υπολογισμός εφεδρείας [4].

### 3.2.3 Δυναμική διαστασιολόγηση FRR βασισμένη σε quantile regression και Artificial Neural Networks (ANN)

Οι Jost *et al.* [12] προτείνουν μια δυναμική μέθοδο διαστασιολόγησης FRR για την επόμενη μέρα (day-ahead). Αρχικά εντοπίζονται οι παράγοντες που επηρεάζουν την πιθανότητα εμφάνισης κάποιας απόκλισης που μπορεί να προβλεφθεί με ικανοποιητική ποιότητα. Βασισμένοι σε προηγούμενη ανάλυση οι συγγραφείς ταυτοποιούν τους ακόλουθους παράγοντες:

- Το φορτίο και η κλίση του
- Η τροφοδότηση (feed-in) από φωτοβολταϊκά και αιολική ισχύ και οι κλίσεις τους
- Το εναπομένον φορτίο και η κλίση του
- Η εξωτερική θερμοκρασία
- Ο χρόνος (ώρα της ημέρας και ημέρα της εβδομάδας)

Οι επιδράσεις αυτών των παραγόντων αλληλεπικαλύπτονται και συνεπώς είναι αδύνατο σύμφωνα με τους συγγραφείς να βρεθεί απλή εξάρτηση μεταξύ των διαταραχών και των παραγόντων με αναλυτικές μεθόδους. Γι' αυτό τον λόγο εφαρμόζονται στατιστικές και προσομοιωτικές προσεγγίσεις. Προκειμένου να αντιστοιχιστούν οι παραπάνω παράγοντες στις αποκλίσεις, που αντιστοιχούν με τη σειρά τους στην ενεργοποιημένη FRR, προκαθορίζονται Τεχνητά Νευρωνικά Δίκτυα (Artificial Neural Networks ή ANN). Ένα feedforward δίκτυο (οι συνδέσεις μεταξύ των κόμβων δεν σχηματίζουν κύκλο) με ένα κρυφό επίπεδο και διάφορους νευρώνες «εκπαιδεύεται» σε ένα σετ ιστορικών δεδομένων (Σχήμα 3.3).



**Σχήμα 3.3** Feedforward δίκτυο με κρυφό επίπεδο και διάφορους νευρώνες [12]

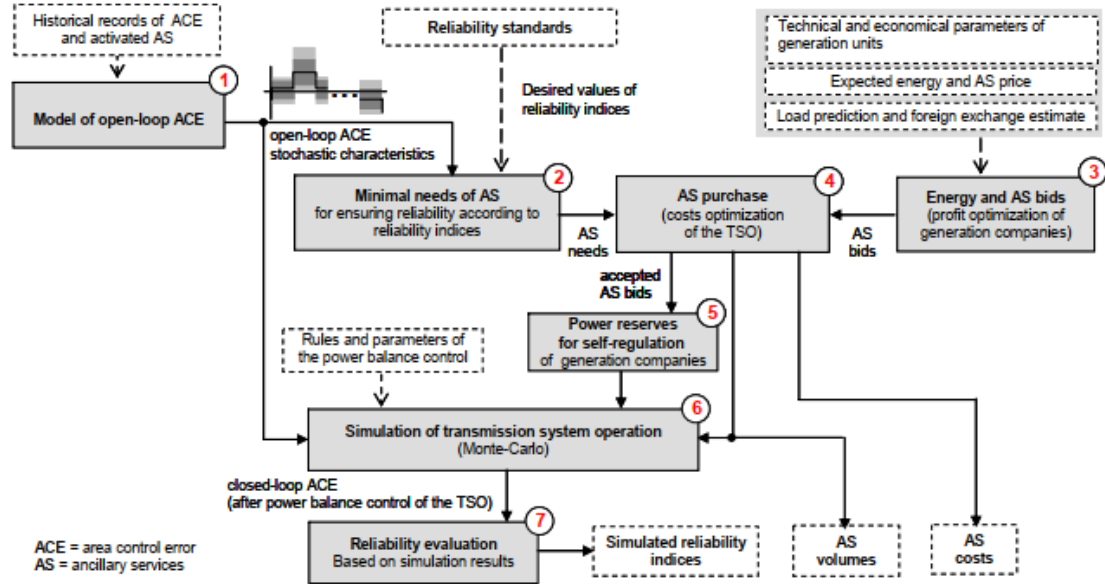
Για τη διαστασιολόγηση της εφεδρείας πρέπει να βρεθούν οι τιμές της θετικής και αρνητικής εφεδρείας που είναι αρκετές ώστε να εξισορροπήσουν τις διαταραχές με μια συγκεκριμένη πιθανότητα  $P$ . Αυτό σημαίνει ότι πρέπει να γίνει μια πιθανοτική πρόβλεψη για τις διαταραχές για τα ποσοστημόρια (quantiles)  $\tau_1=(1-P)/2$  και  $\tau_2=1-(1-P)/2$ . Αυτό πραγματοποιείται με χρήση quantile regression. Στην συγκεκριμένη εργασία οι συγγραφείς θεώρησαν τον στόχο του γερμανικού TSO για τα όρια ασφαλείας, δηλαδή το 99.955% των διαταραχών πρέπει να καλύπτονται από την διαστασιολογημένη εφεδρεία. Επομένως σε αυτή την περίπτωση τα επιθυμητά ποσοστημόρια (target quantiles) είναι  $\tau_1=0.0225\%$  και  $\tau_2=99.9775\%$ . Η συνάρτηση απωλειών (loss-function) ελαχιστοποιείται με backpropagation (backward propagation of errors) του ANN με τη συνάρτηση του νευρωνικού δικτύου  $f$  να εξαρτάται από τις εισόδους  $x$ , τα βάρη  $a$  και τις παλαιότερες ενεργοποιήσεις FRR  $p$ .

Τα δεδομένα χωρίζονται σε περίοδο εκπαίδευσης (training period) όπου λαμβάνει χώρα η εκπαίδευση του ANN, σε περίοδο επαλήθευσης (validation period) όπου το εκπαιδευμένο ANN επαληθεύεται και σε περίοδο δοκιμών (testing period) όπου λαμβάνει χώρα η πραγματική διαστασιολόγηση. Για να μην προκύψει κατά λάθος νευρωνικό δίκτυο με κακή συμπεριφορά στην περίοδο των δοκιμών και για να επιτευχθεί πιο γενικευμένη συμπεριφορά, η εκπαίδευση αρκετών ANNs είναι ωφέλιμη. Όσο περισσότεροι νευρώνες χρησιμοποιούνται στο κρυφό επίπεδο τόσο το ANN τείνει να απομνημονεύει τα δεδομένα της εκπαίδευσης με λεπτομέρεια χωρίς να γενικεύσει τις εξαρτήσεις. Από την άλλη, δίκτυα με πολύ λίγους νευρώνες δεν βρίσκουν συγκεκριμένες συσχετίσεις και έχουν ως αποτέλεσμα υψηλά επίπεδα εφεδρείας.

Τέλος, ορίζεται μια διορθωτική συνάρτηση ώστε να επιτευχθούν τα επιθυμητά ποσοστημόρια. Αρχικά εισάγεται μια ελάχιστη ποσότητα ως αναγκαία για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου. Δεύτερον προστίθεται μια ποσότητα (offset) στο αρχικό αποτέλεσμα μέχρι να φτάσει το επιθυμητό ποσοστημόριο για την περίοδο της επαλήθευσης. Αυτή η διορθωτική συνάρτηση βοηθά επίσης να ληφθούν υπόψη περιπτώσεις που δεν συνέβησαν στις περιόδους εκπαίδευσης.

### 3.2.4 Στοχαστικό μοντέλο ACE (area control error)

Σε αντίθεση με την προηγούμενη μεθοδολογία που χρησιμοποιούσε ιστορικά δεδομένα από τους παράγοντες που εισάγουν αβεβαιότητα, οι Havel *et al.* [13] χρησιμοποιεί για τον σχεδιασμό των εφεδρειών δεδομένα που αφορούν τα χαρακτηριστικά του ACE. Επίσης με αυτή τη μεθοδολογία υπολογίζονται όλα τα είδη της εφεδρείας. Όπως εικονίζεται παρακάτω για τον βέλτιστο σχεδιασμό των εφεδρειών ακολουθείται ένας αλγόριθμος 7 βημάτων.



Σχήμα 3.4 Αλγόριθμός υπολογισμού εφεδρειών για το στοχαστικό μοντέλο ACE [13]

#### • Βήμα 1: Στοχαστικό μοντέλο ACE

Εισάγεται ο όρος «ACE ανοιχτού βρόχου»,  $\Delta P_{OV}$ , που υποδηλώνει μια τιμή ACE όπως αυτή θα ήταν αν ο TSO δεν προέβαινε σε εξισορρόπηση ισχύος.

$$\Delta P_{OV} = P_V + \Delta P_O \quad (3.5)$$

όπου:

-  $P_V$  αντιπροσωπεύει τις μη προγραμματισμένες διακοπές των μονάδων παραγωγής και μοντελοποιείται ως διαδικασία Markov.

-  $\Delta P_O$  αντιστοιχεί σε άλλα φαινόμενα, π.χ. απόκλιση μεταξύ φορτίου και παραγωγής και μοντελοποιείται ως στοχαστική διαδικασία με κατανομή Gauss

Οι στατιστικές παράμετροι του  $\Delta P_O$  υπολογίζονται από το  $\Delta P_O^H(t)$ , μια χρονική σειρά καταγεγραμμένων δεδομένων:

$$\Delta P_O^H(t) = \Delta P_C^H(t) + \sum AS(t), \quad \forall t : P_V^H(t) = 0 \quad (3.6)$$

όπου:

-  $\Delta P_C^H(t)$  είναι η καταγεγραμμένη τιμή ACE (τιμή «κλειστού βρόχου»),

-  $P_V^H(t)$  είναι οι καταγεγραμμένες μη προγραμματιζόμενες διακοπές των μονάδων παραγωγής. Στην εξίσωση (2) έχει τιμή 0 γιατί όπως προαναφέρθηκε το  $\Delta P_O$  αντιπροσωπεύει τη συμπεριφορά του ACE ανοιχτού βρόχου σε συνθήκες μη διαταραχής μόνο ( $\Delta P_{OV} = \Delta P_O$ , για  $P_V = 0$ ).

-  $\sum AS(t)$  είναι το άθροισμα των ενεργοποιημένων επικουρικών υπηρεσιών (εφεδρειών) τη χρονική στιγμή t.

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του  $\Delta P_{OV}$  ορίζεται ως η συνέλιξη μεταξύ των συναρτήσεων πυκνότητας των  $\Delta P_O$  και  $P_V$ . Το  $\Delta P_O$  μπορεί να διαχωριστεί περαιτέρω σε ένα «αργό στοιχείο»  $\Delta \tilde{E}_O$ , το οποίο αντιπροσωπεύει μεταβολές «χαμηλής συχνότητας» με περίοδο περίπου 10 - 30 λεπτά που αντιστοιχούν σε τάσεις αλλαγής του  $\Delta P_O$ , και σε ένα «γρήγορο στοιχείο»  $\Delta \tilde{P}_O$ , το οποίο αντιπροσωπεύει έναν θόρυβο «υψηλής συχνότητας» με περίοδο περίπου λίγα λεπτά, ο οποίος προκαλείται από κοινές διακυμάνσεις στο σύστημα.

$$\Delta P_O = \Delta \tilde{E}_O + \Delta \tilde{P}_O \quad (3.7)$$

Αυτός ο διαχωρισμός μπορεί να χρησιμοποιηθεί στον καθορισμό των ελάχιστων αναγκών εφεδρείας, γιατί κάθε στοιχείο αντισταθμίζεται από διαφορετικό τύπο εφεδρείας. Τα  $\Delta \tilde{E}_O$  και  $\Delta \tilde{P}_O$  υπολογίζονται επίσης από ιστορικά δεδομένα. Συνολικά, το ACE ανοιχτού βρόχου  $\Delta P_{OV}$  γράφεται ως εξής:

$$\Delta P_{OV} = \Delta \tilde{E}_O + \Delta \tilde{P}_O + P_V \quad (3.8)$$

- **Βήμα 2:** Ελάχιστες απαιτήσεις εφεδρείας

Ορίζονται διάφοροι δείκτες αξιοπιστίας με σκοπό να καθοριστεί θεωρητικά η εφεδρεία, η οποία στην πραγματικότητα θα αρκούσε για μια ρύθμιση εξισορρόπησης ισχύος (Power Balance Control) με αποδεκτή αξιοπιστία. Γίνονται αναλυτικοί υπολογισμοί των ελάχιστων αναγκών εφεδρείας βάσει των στοχαστικών χαρακτηριστικών του ACE και των στοιχείων του όπως ορίστηκαν στο Βήμα 1. Όσον αφορά το γεγονός ότι κάποιες από τις εφεδρείες μπορούν να αντικατασταθούν αμοιβαία, οι απαιτήσεις σε εφεδρεία έχουν εκφραστεί με τη μορφή ανισοτήτων. Οι ελάχιστες ανάγκες σε εφεδρείες καθορίζονται αξιοποιώντας τις αθροιστικές συναρτήσεις κατανομής των  $\Delta P_O$ ,  $\Delta \tilde{P}_O$  και  $\Delta \tilde{E}_O$ .

- **Βήμα 3:** Προσφορές για εφεδρεία από εταιρείες παραγωγής

- **Βήμα 4:** Βέλτιστη αγορά εφεδρείας

- **Βήμα 5:** Διαθεσιμότητα αυτο-ρύθμισης ισχύος

- **Βήμα 6:** Προσομοίωση Monte-Carlo της ρύθμισης εξισορρόπησης ισχύος

Για να γίνουν περισσότερα γνωστά για την αναμενόμενη μελλοντική συμπεριφορά του συστήματος μεταφοράς κατασκευάστηκε ένα σύνθετο μοντέλο της ρύθμισης εξισορρόπησης ισχύος που προσομοιώνει αυτόματες ενεργοποιήσεις εφεδρείας και επιχειρεί να μιμηθεί ανθρώπινες (χειροκίνητες) παρεμβάσεις στο κέντρο ελέγχου του TSO. Με προσομοιώσεις Monte-Carlo αυτό το μοντέλο χρησιμοποιείται για να παραχθούν χρονικές σειρές ACE ανοιχτού βρόχου σύμφωνα με την εξίσωση (5), αυτόματες ή χειροκίνητες ενεργοποιήσεις-απενεργοποιήσεις εφεδρείας και εν συνεχεία το ACE κλειστού βρόχου κατά τη διάρκεια ενός σχεδιασμού ενώ χρησιμοποιούνται οι συνιστώμενες βέλτιστες εφεδρείες.

- **Βήμα 7:** Εκτίμηση αξιοπιστίας

Με στατιστική αξιολόγηση των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων Monte-Carlo μπορούν να καθοριστούν πιο ρεαλιστικές τιμές για τους δείκτες αξιοπιστίας. Το τίμημα για καλύτερη πιστότητα είναι χρόνος υπολογισμού.

### 3.3 Διαστασιολόγηση εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (FRR) στο ελληνικό σύστημα

Στο παρόν τεύχος αναπτύσσεται η μεθοδολογία υπολογισμού των ποσοτήτων των απαραίτητων εφεδρειών ισχύος εξισορρόπησης στα πλαίσια εφαρμογής του “μοντέλου στόχος” (target model) στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο τεύχος «Μεθοδολογία Καθορισμού Ζωνικών/ Συστημικών Αναγκών Ισχύος Εξισορρόπησης» του ΑΔΜΗΕ [14] αναπτύσσεται η μεθοδολογία υπολογισμού των ποσοτήτων των απαραίτητων εφεδρειών ισχύος εξισορρόπησης στα πλαίσια εφαρμογής του “μοντέλου στόχος” (target model) στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεθοδολογία αυτή αντανακλά τις παραμέτρους που θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά τον προσδιορισμό των προϊόντων εφεδρείας ισχύος στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα και εναρμονίζεται με το Ευρωπαϊκό και Ελληνικό ρυθμιστικό πλαίσιο.

Για τον υπολογισμό των απαιτήσεων ανοδικών FRR, για λόγους διατήρησης επαρκούς περιθωρίου για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος, γίνεται η θεώρηση μερικού ταυτοχρονισμού των δυσμενών συμβάντων. Για αυτό το λόγο λαμβάνεται υπόψη η ενδεικνύμενη ενεργός τιμή (root-mean-square)  $rms$ , που αφορά την ποσότητα εφεδρειών που απαιτούνται για την κάλυψη της ανισορροπίας που μπορεί να προκληθεί από τα συμβάντα αυτά. Η ενεργός (rms) τιμή είναι η τετραγωνική ρίζα του αθροίσματος των τετραγώνων μιας ομάδας από συντελεστές  $a_i$ , δηλαδή  $rms(a_i) = \sqrt{\sum a_i^2}$  όπου οι σχετικοί συντελεστές  $a_i$ , είναι οι όροι που εκφράζουν την επίδραση των δυσμενών συμβάντων που λαμβάνονται κάθε φορά υπόψη στη διαστασιολόγηση.

Για τον υπολογισμό των απαιτήσεων καθοδικών εφεδρειών FRR, επειδή τα συμβάντα που δημιουργούν την ανάγκη χρήσης αυτών, έχουν μικρότερη επίδραση στην ασφάλεια της λειτουργίας του Συστήματος, δεν λαμβάνεται υπόψη πιθανότητα ταυτοχρονισμού αυτών. Για αυτό το λόγο λαμβάνεται υπόψη η μέγιστη τιμή ( $\max\{a_i\}$ ) ισχύος εφεδρειών που απαιτείται για την κάλυψη της ανισορροπίας που μπορεί να προκληθεί από τα συμβάντα αυτά.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο τρόπος υπολογισμού για την ανοδική aFRR (αυτόματη) και ανοδική mFRR (χειροκίνητη).

#### 3.3.1 Ανοδική aFRR

Οι απαιτήσεις του Συστήματος σε ανοδική aFRR για μια Περίοδο Κατανομής  $t$  της Ημέρας Κατανομής  $d$  υπολογίζονται σύμφωνα με την παρακάτω σχέση:

$$aFRR_{d,t}^{up} = rms\left\{aFRR_{min}, (c_1 * GSch_{d,t}), (c_2 * INTSch_{d,t}^{up}), (LSch_{d,t}^{up})\right\} \quad (3.9)$$

Όπου, οι όροι της παραπάνω σχέσης ορίζονται ως εξής:

- $rms$ : Αφορά στην ενεργό τιμή των συντελεστών  $a_i$  που λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό της απαίτησης, ως εξής:

$$rms(a_i) = \sqrt{\sum a_i^2} \quad (3.10)$$

- $GSch_{d,t}$ : Όρος που λαμβάνει υπόψη την απόκλιση ισοζυγίου ισχύος που μπορεί

να προκύψει μετά την απώλεια έγχυσης ενεργού ισχύος. Με τον τρόπο αυτό, λαμβάνονται υπόψη όλα τα σενάρια απώλειας παραγωγής (όπως πχ. συνδυασμοί απώλειας μονάδων που συνδέονται στον ίδιο ζυγό, απώλειας της DC διασύνδεσης σε περιπτώσεις εισαγωγών κλπ).

Ο όρος  $GSch_{d,t}$  καθορίζει σε μεγάλο βαθμό το συμβάν αναφοράς για την κάθε περίοδο κατανομής. Μεταβάλλεται μεταξύ των Περιόδων Κατανομής (ανάλογα με τις εντασσόμενες μονάδες, την τοπολογία σύνδεσής τους κλπ.) και εκτιμάται με βάση ιστορικά δεδομένα προηγούμενων Ημερών Κατανομής. Επί παραδείγματι, σε περίπτωση που λαμβάνονται υπόψη ιστορικά δεδομένα  $x$  προηγούμενων Ημερών Κατανομής τότε προκύπτουν αντίστοιχα  $x$  επιμέρους διανύσματα  $GSch_{d-k,t}$  48 στοιχείων έκαστο. Με βάση τα παραπάνω, το κάθε στοιχείο του επιμέρους διανύσματος  $GSch_{d-k,t}$  (της ημέρας κατανομής d-k) προκύπτει ως η ωριαία μέγιστη τιμή παραγωγής των σταθμών της περιοχής ελέγχου και της εισαγωγής μέσω της διασύνδεσης με Ιταλία. Για τον υπολογισμό των στοιχείων του τελικού διανύσματος  $GSch_{d,t}$  λαμβάνεται υπόψη ο μέσος όρος για κάθε Περίοδο Κατανομής από τα επιμέρους διανύσματα  $GSch_{d-k,t}$ .

Ο Συντελεστής  $c_1$  αποσκοπεί στην προσαρμογή των τιμών της aFRR στις πραγματικές ανάγκες κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου. Πιο συγκεκριμένα, κατά τις περιόδους όπου το φορτίο μειώνεται, εμφανίζεται συστηματικά καθοδική ράμπα στην καμπύλη φορτίου Συστήματος, γεγονός το οποίο πρακτικά μειώνει την ανάγκη δέσμευσης ποσού ανοδικής aFRR, καθώς εν μέρει εξουδετερώνει την πιθανή εμφάνιση απώλειας έγχυσης. Με βάση τα παραπάνω, ο συντελεστής τίθεται ίσος με:

- 0.3 κατά τις ώρες 1 έως και 5.
- 0.65 κατά την 6η ώρα.
- 1.0 τις υπόλοιπες ώρες.

- $INTSch_{d,t}^{up}$ : Όρος που αντιστοιχεί στην ποσότητα εφεδρείας ισχύος που θα απαιτηθεί για ομαλή διαχείριση μεταβολών διασυνδεδειγμένων ροών κατά τη μετάβαση μεταξύ διαδοχικών Περιόδων Κατανομής. Η ποσότητα αυτή επιμερίζεται μεταξύ αυτόματης και χειροκίνητης FRR σε ποσοστό 40% (aFRR) - 60% (mFRR), κάτι που εκφράζεται με το συντελεστή  $c_2$ . Ο εν λόγω επιμερισμός γίνεται με βάση τη χρονική κλίμακα βάσει της οποίας γίνονται οι αλλαγές στο πρόγραμμα των διασυνδέσεων και με δεδομένο ότι πρέπει να παραμένει διαθέσιμη aFRR για αντιμετώπιση των υπολοίπων συμβάντων. Έτσι, ο συντελεστής  $c_2$  τίθεται ίσος με 0.4 για την ανοδική aFRR.

- $LSch_{d,t}^{up}$ : αντιστοιχεί στην ποσότητα εφεδρείας ισχύος, η ανάγκη της οποίας ενδέχεται να προκύψει από εξαιρετικά απότομη αύξηση ζήτησης σε μικρό χρονικό διάστημα. Στην περίπτωση αυτή, Συμβάν Αναφοράς μπορεί να θεωρηθεί η ένταξη αντλητικής μονάδας (στο Ελληνικό Σύστημα είναι της τάξης των 100-125 MW).

### 3.3.2 Ανοδική mFRR

Για τον υπολογισμό των απαιτήσεων του Συστήματος σε ανοδική mFRR για την περίοδο κατανομής  $t$  της ημέρας κατανομής  $d$ , χρησιμοποιείται η σχέση:

$$mFRR_{d,t}^{up} = rms\left\{aFRR_{d,t}^{up}, \left(k_1 * RES_{d,t}^{up}\right), \left(RRLSch_{d,t}^{up}\right), \left(k_3 * INTSch_{d,t}^{up}\right), \left(EC_{d,t}^{up}\right)\right\} \quad (3.11)$$



- $aFRR_{d,t}^{up}$ : Η προσδιορισθείσα ποσότητα ανοδικής αυτόματης FRR για την ίδια Περίοδο Κατανομής. Η ανοδική mFRR θα πρέπει να μπορεί να καλύψει τουλάχιστον την υπολογιζόμενη ανοδική aFRR αφού θα είναι απαραίτητο να μπορεί να την αντικαταστήσει το συντομότερο δυνατόν.

- $RES_{d,t}^{up}$ : Η προβλεπόμενη παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ για την αντίστοιχη Περίοδο Κατανομής. Δεδομένου ότι η πρόβλεψη αυτή μπορεί να παρουσιάζει σφάλματα, ο συντελεστής  $k_1$  αντανακλά το μέσο στατιστικό σφάλμα (όπως προκύπτει από πιθανοτική ανάλυση ιστορικών δεδομένων). Σύμφωνα με σχετική στατιστική ανάλυση των έως σήμερα δεδομένων το σφάλμα αυτό είναι της τάξης του 10% και συνεπώς, ο συντελεστής  $k_1$  θα λαμβάνει τιμές περί το 0.1.

- $RRLSch_{d,t}^{up}$ : Εκφράζει την αυξημένη ανάγκη για εφεδρεία σε περιόδους ανόδου του φορτίου και ιδιαίτερα όταν το προβλεπόμενο φορτίο ζήτησης είναι μικρότερο από το πραγματικό. Υπολογίζεται ως:

$$\begin{cases} RRLSch_{d,t}^{up} = 0 & \text{εάν} & LSch_{d,t} - LSch_{d,t-1} < 0 \\ RRLSch_{d,t}^{up} = k_2 \cdot LSch_{d,t} & \text{εάν} & LSch_{d,t} - LSch_{d,t-1} > 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

Όπου  $LSch_{d,t}$ ,  $LSch_{d,t-1}$  είναι η πρόβλεψη φορτίου Συστήματος για τις διαδοχικές Περιόδους Κατανομής  $t$  και  $t-1$ , της ημέρας Κατανομής  $d$ . Ο συντελεστής  $k_2$  λαμβάνει υπόψη τον μέσο ρυθμό ανόδου φορτίου που παρατηρείται μεταξύ διαδοχικών Περιόδων Κατανομής κατά τις ώρες μεγάλου ρυθμού μεταβολής φορτίου (πρωινές και απογευματινές ώρες). Από τα μέχρι σήμερα δεδομένα και βάσει στατιστικών αναλύσεων προκύπτει ότι είναι της τάξης του 0,035.

- $INTSch_{d,t}^{up}$ : Όρος που αντιστοιχεί στην ποσότητα εφεδρείας ισχύος που θα απαιτηθεί για ομαλή διαχείριση μεταβολών διασυνδεδειγμένων ροών κατά τη μετάβαση μεταξύ διαδοχικών Περιόδων Κατανομής. Η ποσότητα αυτή επιμερίζεται μεταξύ αυτόματης και χειροκίνητης FRR σε ποσοστό 40% (aFRR) - 60% (mFRR), κάτι που εκφράζεται με το συντελεστή  $k_3$ . Έτσι, ο συντελεστής  $k_3$  τίθεται ίσος με 0.6 για την ανοδική mFRR.

- $EC_{d,t}^{up}$ : Ο συγκεκριμένος όρος χρησιμοποιείται αναφορικά με αυξημένες ανάγκες και απαιτήσεις για ανοδική mFRR που προκύπτουν σε ακραίες συνθήκες Συστήματος (Extreme Conditions). Από τα παραπάνω είναι προφανές ότι η τιμή του όρου  $EC_{d,t}^{up}$  θα είναι μηδενική στη συνηθισμένη περίπτωση (η οποία αντιστοιχεί στο συντριπτικό ποσοστό της διάρκειας του έτους), ενώ θα λαμβάνει μη μηδενική τιμή μόνο σε ακραίες συνθήκες Συστήματος το είδος και το μέγεθος των οποίων θα καθορίσει την αναγκαία ποσότητα.

Όπως γίνεται αντιληπτό, η μεθοδολογία που ακολουθεί ο ΑΔΜΗΕ αποτελεί μια ντετερμινιστική μέθοδο, καθώς η εφεδρεία για κάθε πιθανό συμβάν ποσοτικοποιείται ως ένα καθορισμένο εξ αρχής ποσοστό του συμβάντος. Με άλλα

λογία, ο υπολογισμός της εφεδρείας δεν αντιστοιχίζεται ευθέως με την αβεβαιότητα του συστήματος.

## Αναφορές

[1] H. Holttinen, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, R.J. Bessa, D. Flynn, E. Gomez Lazaro, and N. Detlefsen, "Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power," in *Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2013, pp. 1–10

[2] UCTE Operating Handbook—Policies P1: Load-Frequency Control and Performance, 2004.

[3] E. L. Miguélez, I. E. Cortés, L. R. Rodríguez, and G. L. Camino, "An overview of ancillary services in Spain," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 3, pp. 515–523, Mar. 2008.

[4] M. Bucksteeg, L. Niesen and C. Weber, "Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1408-1420, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2555483.

[5] F. Teng and G. Strbac, "Full Stochastic Scheduling for Low-Carbon Electricity Systems," in *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 14, no. 2, pp. 461-470, April 2017, doi: 10.1109/TASE.2016.2629479.

[6] K. Poncelet, A. van Stiphout, E. Delarue, W. D'haeseleer, G. Deconinck, "A Clustered Unit Commitment Problem Formulation for Integration in Investment Planning Models"

[7] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 24-33, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.888951.

[8] A. Papavasiliou, S. S. Oren and R. P. O'Neill, "Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-Based Stochastic Programming Framework," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2197-2206, Nov. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2121095.

[9] J. M. Morales, A. J. Conejo and J. Perez-Ruiz, "Economic Valuation of Reserves in Power Systems With High Penetration of Wind Power," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 900-910, May 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016598.

[10] M. A. Matos and R. J. Bessa, "Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecasts," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 594-603, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2065818.

[11] M. Cauwet, E. Karangelos, L. Wehenkel and B. Georis, "Static VS dynamic FRR sizing for power systems with increasing amounts of renewables," *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810534.

[12] D. Jost, A. Braun and R. Fritz, "Dynamic dimensioning of frequency restoration reserve capacity based on quantile regression," *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lisbon, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2015.7216769.

[13] P. Havel, P. Horacek, V. Cerny and J. Fantik, "Optimal Planning of Ancillary Services for Reliable Power Balance Control," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1375-1382, Aug. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.926461.

[14] ΑΔΜΗΕ, "ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ: Καθορισμός Ζωνικών/Συστημικών αναγκών Ισχύος Εξισορρόπησης", Αύγουστος 2020.

# 4

## Παρουσίαση προτεινόμενης μεθόδου

### 4.1 Συνοπτική Περιγραφή Μεθόδου

Η μέθοδος που ακολουθείται για τον υπολογισμό της εφεδρείας βασίζεται στην προσέγγιση που περιγράφεται από τους Matos και Bessa [1]. Ο υπολογισμός της εφεδρείας γίνεται με πιθανοτική προσέγγιση, επομένως εντοπίζονται οι Τυχαίες Μεταβλητές  $TM$  του συστήματος που παράγουν αβεβαιότητα. Οι Τυχαίες Μεταβλητές που λαμβάνονται υπόψη στην παρούσα εργασία είναι η συμβατική παραγωγή, το φορτίο, η αιολική παραγωγή και η παραγωγή από φωτοβολταϊκά (Φ/Β παραγωγή). Στη συνέχεια γίνεται μοντελοποίηση και προκύπτουν οι εξής κατανομές πιθανότητας:

- Κατανομή της Μη Διαθεσιμότητας για τη συμβατική παραγωγή  $C$
- Αβεβαιότητα του φορτίου  $L$
- Αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής  $W$
- Αβεβαιότητα της παραγωγής από φωτοβολταϊκά  $S$

Θεωρώντας καθεστώς feed-in tariff για τις ΑΠΕ (αιολική και Φ/Β παραγωγή), η παραγωγή ΑΠΕ λογίζεται ως αρνητικό φορτίο και συμψηφίζεται με το φορτίο και προκύπτει η «καθαρή» ζήτηση (net demand)  $D$  ή αλλιώς εναπομένον φορτίο (residual load) :  $D = L - (W + S)$ . Έπειτα, υπολογίζεται η κατανομή πιθανότητας του περιθωρίου παραγωγής (Generation Margin)  $M$ , που ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της συμβατικής παραγωγής  $C$  και του εναπομένοντος φορτίου  $D$ :

$$M = C - [L - (W + S)] \quad (4.1)$$

Θεωρώντας ένα κατώτατο όριο αξιοπιστίας του συστήματος που τίθεται εκ των προτέρων (πιθανότητα απώλειας φορτίου LOLP = 0.1% ή reliability level RL = 99.9%), υπολογίζεται από την κατανομή  $M$  το επιθυμητό επίπεδο εφεδρείας με τον εξής τρόπο: Η αναμενόμενη τιμή του περιθωρίου παραγωγής  $E(M)$  πρέπει να είναι μηδέν (0) προκειμένου να διασφαλιστεί η ισορροπία του συστήματος. Το επίπεδο εφεδρείας  $R$  επιλέγεται έτσι ώστε να ισχύει η παρακάτω ανισότητα [19]:

$$P(M + R \leq 0) \leq RI \quad (4.2)$$

όπου  $RI$  είναι το αποδεκτό ρίσκο ( $RI = 1 - RL$ ).

Η επιλογή της συγκεκριμένης μεθόδου έγινε για τους εξής λόγους:

- **Απλότητα:** Πρόκειται για μια μέθοδο εύκολη στην κατανόηση και απλή στην

μαθηματική υλοποίηση. Επιπλέον, η μέθοδος παρεμβάλλεται χρονικά μεταξύ της αγοράς ενέργειας (Αγορά Επόμενης Ημέρας) και της Αγοράς Εξισορρόπησης, αξιοποιώντας τον σχεδιασμό παραγωγής της πρώτης και καθορίζοντας τα επίπεδα εφεδρείας της δεύτερης. Επομένως είναι αξιοποιήσιμη από συστήματα με καθεστώς ξεχωριστών αγορών ενέργειας και εξισορρόπησης, όπως το ελληνικό σύστημα.

- **Ταχύτητα υπολογισμού:** Σε σύγκριση με άλλες μεθόδους όπως το Unit Commitment, δεν απαιτεί χρονοβόρους υπολογισμούς και επομένως παράγει αποτελέσματα σε σύντομο χρονικό διάστημα.

## 4.2 Μοντελοποίηση Συμβατικής Παραγωγής

### 4.2.1 Μη Διαθεσιμότητα των Μονάδων Παραγωγής

Η πιθανότητα μια μονάδα παραγωγής να βρίσκεται σε κατάσταση μη προγραμματισμένης διακοπής κάποια στιγμή στο μέλλον ορίζεται ως Μη Διαθεσιμότητα/ Unavailability (U), ή αλλιώς Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών/ Forced Outage Rate (FOR). Όπως περιγράφεται στην εξίσωση (4.3) το FOR είναι ο λόγος του χρόνου που κάποια μονάδα είναι εκτός λειτουργίας σε έναν κύκλο λειτουργίας προς τον συνολικό χρόνο του κύκλου. Η συμπληρωματική πιθανότητα ονομάζεται Διαθεσιμότητα/ Availability (A).

$$FOR = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} = \frac{\sum[down\_time]}{\sum[down\_time] + \sum[up\_time]} \quad (4.3)$$

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (4.4)$$

όπου:  $\lambda$  = αναμενόμενος ρυθμός βλάβης

$\mu$  = αναμενόμενος ρυθμός επισκευής

$m$  = μέσος χρόνος για εμφάνιση βλάβης (MTTF) =  $1/\lambda$

$r$  = μέσος χρόνος επισκευής (MTTR) =  $1/\mu$

$m + r$  = μέσος χρόνος μεταξύ βλαβών (MTBF) =  $1/f$

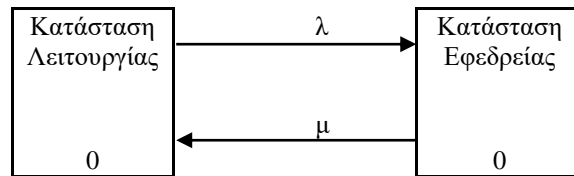
$f$  = συχνότητα κυκλικής περιόδου =  $1/T$

$T$  = χρόνος κυκλικής περιόδου =  $1/f$

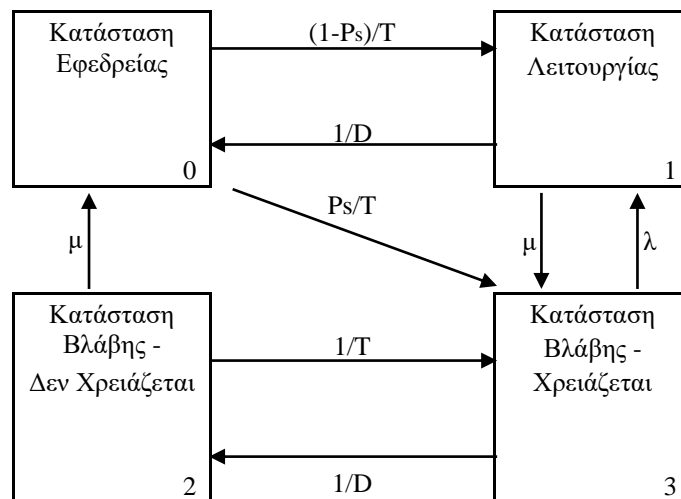
Οι παραπάνω εξισώσεις σχετίζονται με το απλό μοντέλο δυο καταστάσεων (Σχήμα 4.1). Για μονάδες παραγωγής με σχετικά μεγάλους κύκλους λειτουργίας, η Μη Διαθεσιμότητα είναι ένας ικανοποιητικός τρόπος εκτίμησης της πιθανότητας η μονάδα να βρίσκεται εκτός λειτουργίας στο μέλλον κάτω από αντίστοιχες συνθήκες. Στον χρόνο εκτός λειτουργίας ( $\Sigma[down\ time]$ ) περιλαμβάνεται μόνο ο χρόνος που οφείλεται σε μη προγραμματισμένες διακοπές.

Ωστόσο, δεν παρέχει ικανοποιητική εκτίμηση για μονάδες με διακοπτόμενες περιόδους (τροφοδότηση μέσω φορτίου ή φορτίου αιχμής) γιατί ο χρόνος λειτουργίας τους είναι μικρός, η περισσότερο κρίσιμη περίοδος για να συμβούν βλάβες είναι η περίοδος απόληψης φορτίου και οι μονάδες έχουν ένα μεγάλο αριθμό ενάρξεων και διακοπών της λειτουργίας τους. Η λειτουργία αυτών των μονάδων αναπαρίσταται από το μοντέλο τεσσάρων καταστάσεων (Σχήμα 4.2). Η διαφορά με το μοντέλο δυο καταστάσεων έγκειται στην προσθήκη επιπλέον των καταστάσεων εφεδρείας (κατάσταση 0) και βλάβης όταν η μονάδα δεν χρειάζεται (κατάσταση 1) που

επιτρέπουν την μοντελοποίηση σχετικά σύντομων κύκλων λειτουργίας. Το σύστημα μπορεί να αναπαρασταθεί ως μια Διαδικασία Markov με πιθανότητες P0, P1, P2, P3 να βρεθεί σε κάποια από τις αντίστοιχες καταστάσεις. Οι πιθανότητες αυτές είναι συναρτήσεις των ρυθμών μετάβασης από κατάσταση σε κατάσταση, όπως φαίνεται στα Σχήματα 4.1, 4.2.



**Σχήμα 4.1** Μοντέλο λειτουργίας μονάδων δυο καταστάσεων



**Σχήμα 4.2** Μοντέλο λειτουργίας μονάδων 4 καταστάσεων

Για το μοντέλο των τεσσάρων καταστάσεων υπάρχουν δυο περιπτώσεις FOR:

α) συμβατικό FOR

$$conventional\_FOR = \frac{P_1 + P_3}{P_1 + P_2 + P_3} \quad (4.5)$$

β) conditional FOR ή δεσμευμένος Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών:

$$conditional\_FOR = \frac{f \cdot (P_1 + P_3)}{P_2 + f \cdot (P_1 + P_3)} = \frac{f \cdot (FOT)}{ST + f \cdot (FOT)} \quad (4.6)$$

όπου:

$$f = \frac{P_3}{P_1 + P_3} = \frac{(\mu + 1/T)}{(1/D + \mu + 1/T)} = \frac{(1/r + 1/T)}{(1/D + 1/r + 1/T)} \quad (4.7)$$

ST = service time (χρόνος σε λειτουργία)

FOT = Forced Outage Time (Χρόνος Μη Προγραμματισμένης Διακοπής)

Το conditional FOR χρησιμοποιείται για διακοπόμενης λειτουργίας μονάδες.

Ο παράγοντας  $f$  σταθμίζει τον χρόνο FOT, ώστε να αντανακλά τον χρόνο που η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση διακοπής λόγω βλάβης ενώ χρειάζεται να λειτουργήσει. Ο χρόνος στον οποίο η μονάδα ζητείται να λειτουργήσει είναι συνάρτηση των απαιτήσεων παραγωγής και ζήτησης φορτίου του συστήματος και δεν μπορεί να γίνει πρόβλεψη του μέλλοντος από τα συλλεγμένα στοιχεία του παρελθόντος.

#### 4.2.2 Μη Διαθεσιμότητα EFORd

Ένας άλλος δείκτης που εκφράζει τη μη διαθεσιμότητα είναι ο δείκτης EFORd (Equivalent Demand Forced Outage Rate – Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου) και περιγράφεται από την παρακάτω σχέση.

$$EFORd = \frac{FOHd + EFDHd}{SH + FOHd} \times 100\% = \frac{f_f \times FOH + f_p \times EFDH}{SH + f_f \times FOH} \times 100\% \quad (4.8)$$

όπου:

- $SH$  — Ώρες λειτουργίας (Service Hours)
- $FOHd$  — Ώρες απρόβλεπτης διακοπής ενώ η μονάδα ήταν σε ζήτηση (Forced Outage Hours on demand)
- $EFDHd$  — Ώρες απρόβλεπτης μειωμένης ισχύος ενώ η μονάδα είναι σε ζήτηση (Equivalent Forced Derated Hours on demand)
- $FOH$  — Ώρες απρόβλεπτης διακοπής (Forced Outage Hours)
- $EFDH$  — Ώρες απρόβλεπτης μειωμένης ισχύος (Equivalent Forced Derated Hours)
- $f_f$  — Συντελεστής ζήτησης απρόβλεπτων διακοπών (demand factor of forced outages)
- $f_p$  — Συντελεστής ζήτησης απρόβλεπτης μειωμένης ισχύος (demand factor of forced deratings)

$$f_f = \left( \frac{1/r + 1/T}{1/r + 1/T + 1/D} \right) \quad (4.9)$$

- $r$  — average forced outage duration (μέση διάρκεια απρόβλεπτης διακοπής)

$$r = \frac{FOH}{(\text{number\_of\_forced\_outages})} \quad (4.10)$$

- $T$  = average time between calls for a unit to run (μέσος χρόνος μεταξύ κλήσεων σε μια μονάδα να εκκινήσει)

$$T = \frac{RSH}{(\text{number\_of\_attempted\_starts})} \quad (4.11)$$

- $D$  = average run time (μέσος χρόνος λειτουργίας)

$$D = \frac{SH}{(\text{number\_of\_successful\_starts})} \quad (4.12)$$

$$f_p = \frac{SH}{AH} \quad (4.13)$$

- $SH$  — Ώρες λειτουργίας (Service Hours)
- $AH$  — Ώρες σε διαθεσιμότητα (Available Hours)
- $RSH$  — Ώρες σε διαθεσιμότητα, αλλά εκτός λειτουργίας (Reserve shutdown

Hours)

Ο δείκτης EFORd αντιπροσωπεύει το ποσοστό του χρόνου στον οποίο μια μονάδα είναι σε ζήτηση, αλλά είναι μη διαθέσιμη εξαιτίας απρόβλεπτης διακοπής ή μείωσης ισχύος. Πρόκειται για τον πλέον κατάλληλο δείκτη για την περιγραφή της μη διαθεσιμότητας καθώς επιτρέπει τον υπολογισμό της πιθανότητας ενός απρόβλεπτου συμβάντος κατά τη διάρκεια του χρόνου που οι μονάδες βρίσκονται σε ζήτηση. Αυτός είναι και ο λόγος που στην παρούσα εργασία για την περιγραφή της μη διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων προτιμήθηκε η χρήση του δείκτη EFORd έναντι κάποιας μορφής του δείκτη FOR.

Στην παρούσα εργασία γίνεται χρήση των τιμών του δείκτη EFORd για τις θερμικές μονάδες του ελληνικού συστήματος υπολογισμένες από τον ΑΔΜΗΕ λαμβάνοντας υπόψη τα ιστορικά στοιχεία της περιόδου Μάρτιος 2015 – Φεβρουάριος 2018 [2]. Για τις νέες μονάδες έχουν θεωρηθεί τυπικές τιμές του συντελεστή EFORd για την κατηγορία μονάδων στις οποίες εντάσσονται οι υπόψη μονάδες. Στον Πίνακα 4.1 δίνονται οι τιμές του δείκτη EFORd που έχουν χρησιμοποιηθεί. Επισημαίνεται ότι βρέθηκαν τιμές του δείκτη EFORd για τις θερμικές μονάδες, αλλά όχι για τα υδροηλεκτρικά.

#### 4.2.3 Η Συμβατική Παραγωγή στο Ελληνικό Σύστημα για τη χρονιά 2020

Name	Production Type	Current Installed Capacity	EFORd
		[MW]	[%]
AG_DIMITRIOS5	Fossil Brown coal/Lignite	342	19.597
MELITI	Fossil Brown coal/Lignite	289	17.614
AG_DIMITRIOS3	Fossil Brown coal/Lignite	283	20.369
AG_DIMITRIOS4	Fossil Brown coal/Lignite	283	20.632
KARDIA3	Fossil Brown coal/Lignite	280	12.225
KARDIA4	Fossil Brown coal/Lignite	280	23.335
AG_DIMITRIOS1	Fossil Brown coal/Lignite	274	21.195
AG_DIMITRIOS2	Fossil Brown coal/Lignite	274	17.077
AMYNDEO1	Fossil Brown coal/Lignite	273	23.342
AMYNDEO2	Fossil Brown coal/Lignite	273	20.479
KARDIA1	Fossil Brown coal/Lignite	272	14.420
KARDIA2	Fossil Brown coal/Lignite	271	11.915
MEGALOPOLI4	Fossil Brown coal/Lignite	256	21.631
MEGALOPOLI3	Fossil Brown coal/Lignite	255	27.898
MEGALOPOLI_V	Fossil Gas	811	5.670
LAVRIO4	Fossil Gas	550	15.479
KOMOTINI	Fossil Gas	476	6.802
KORINTHOS_POWER	Fossil Gas	433	1.975
PROTERGIA_CC	Fossil Gas	432	2.723
HERON_CC	Fossil Gas	422	2.793
ALIVERI5	Fossil Gas	417	12.835
ELPEDISON_THISVI	Fossil Gas	410	5.511
ELPEDISON_THESS	Fossil Gas	400	3.525
LAVRIO5	Fossil Gas	378	15.054
ALOUMINIO	Fossil Gas	334	1.069
HERON1	Fossil Gas	49	0.006
HERON2	Fossil Gas	49	1.761

Πίνακας 4.1 Συμβατική παραγωγή ελληνικού συστήματος



HERON3	Fossil Gas	49	0.048
SFIKIA	Hydro Pumped Storage	315	-
THESAVROS1	Hydro Pumped Storage	128	-
THESAVROS2	Hydro Pumped Storage	128	-
THESAVROS3	Hydro Pumped Storage	128	-
AGRAS	Hydro Run-of-river and poundage	50	-
EDESSAIOS	Hydro Run-of-river and poundage	19	-
KREMASTA	Hydro Water Reservoir	437	-
POLYFYTO	Hydro Water Reservoir	375	-
KASTRAKI	Hydro Water Reservoir	320	-
POURNARI1	Hydro Water Reservoir	300	-
P_AOOU	Hydro Water Reservoir	210	-
ILARIONAS	Hydro Water Reservoir	154	-
STRATOS1	Hydro Water Reservoir	150	-
PLASTIRAS	Hydro Water Reservoir	130	-
PLATANOVRYSI	Hydro Water Reservoir	116	-
ASOMATA	Hydro Water Reservoir	108	-
LADONAS	Hydro Water Reservoir	70	-
POURNARI2	Hydro Water Reservoir	34	-

**Πίνακας 4.1** Συμβατική παραγωγή ελληνικού συστήματος (συνέχεια)

#### 4.2.4 Πίνακας Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος

Ο Πίνακας Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος ή Probability Capacity Outage Table (**COPT**), όπως υποδεικνύει το όνομα, πρόκειται για έναν πίνακα που περιλαμβάνει τα επίπεδα απώλειας ισχύος της παραγωγής ενός συστήματος και τις πιθανότητες να βρεθεί το σύστημα στα επίπεδα αυτά. Οι μονάδες παραγωγής μπορούν να συνδυαστούν στον πίνακα χρησιμοποιώντας βασικές αρχές πιθανοτήτων. Μια απλή, αλλά πολύ δυναμική επαναληπτική τεχνική έχει αναπτυχθεί στην οποία όλες οι μονάδες προστίθενται διαδοχικά δημιουργώντας τον τελικό πίνακα.

Η πιθανότητα της κατάστασης **X** ενός πίνακα πιθανότητας ισχύος μετά από πρόσθεση μιας μονάδας παραγωγής με ισχύ **C** και Μη Διαθεσιμότητα **U** δίνεται από τη σχέση:

$$p(X) = (1-U) \cdot p'(X) + U \cdot p'(X-C) \quad (4.14)$$

όπου  $p'(X)$  και  $p(X)$  είναι οι πιθανότητες της κατάστασης απώλειας ισχύος  $X$  πριν και μετά από την προσθήκη μιας μονάδας αντίστοιχα. Οι αρχικές τιμές της σχέσης αυτής είναι  $p(0) = 1 - U$  και  $p(C) = U$  για την πρώτη μονάδα, ενώ  $p'(X - U) = 0$  όταν  $X < C$ . Επίσης, μπορεί να αναπτυχθεί και μια στήλη για την αθροιστική πιθανότητα, δηλαδή την πιθανότητα της απώλειας ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης με  $X$ . Για τον υπολογισμό της μπορεί να χρησιμοποιηθεί η εξίσωση (4.14), αντικαθιστώντας την πιθανότητα  $p(X)$  με την αθροιστική πιθανότητα  $P(X)$ . Οι αρχικές τιμές του πίνακα είναι  $P'(X) = 1,0$  για  $X \leq 0$  και  $P'(X) = 0$  για  $X > 0$ .

Επίσης ο παραπάνω αλγόριθμος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μονάδες παραγωγής των οποίων οι διαδικασίες λειτουργίας και βλάβης παριστάνονται με περισσότερες από δυο καταστάσεις. Οι καταστάσεις αυτές μπορούν να οφείλονται σε βλάβες κάποιων τμημάτων των μονάδων ή σε επιθυμητή λειτουργία των μονάδων υπό μερικό φορτίο. Σε κάθε μια κατάσταση λειτουργίας οι μονάδες αποδίδουν στο σύστημα μια ορισμένη ποσότητα ισχύος. Για την αναπαράσταση της λειτουργίας των

μονάδων με πολλές καταστάσεις, η εξίσωση (4.14) μπορεί να μετατραπεί ως ακολούθως θεωρώντας τις αθροιστικές πιθανότητες:

$$P(X) = \sum_{i=1}^n p_{ei} \cdot P'(X - C_i) \quad (4.15)$$

όπου  $n$  είναι ο αριθμός των καταστάσεων της μονάδας που προστίθεται,  $C_i$  είναι η παραγόμενη ισχύς στην κατάσταση  $i$  και  $p_{ei}$  είναι η πιθανότητα ύπαρξης στην κατάσταση  $i$ . Η εξίσωση (4.14) είναι γενική και για τη μερική περίπτωση των μονάδων με δυο καταστάσεις (λειτουργία, επισκευή,  $n=2$ ) μειώνεται στην εξίσωση (4.14).

Αντίστοιχα με την προσθήκη μιας νέας μονάδας στον COPT, υπάρχει η δυνατότητα για απομάκρυνση μιας μονάδας που έχει ήδη υπολογιστεί στον πίνακα. Αυτό είναι ιδιαίτερα χρήσιμο σε περιπτώσεις μεγάλων συστημάτων για τα οποία ο υπολογισμός εκ νέου του πίνακα χωρίς τις μονάδες που απομακρύνθηκαν θα απαιτούσε σημαντικό χρόνο. Οι εξισώσεις (4.14) και (4.15) μπορούν να χρησιμοποιηθούν αντίστροφα για την απομάκρυνση μιας μονάδας που έχει ήδη υπολογιστεί στον πίνακα. Από την (4.14), για τον υπολογισμό των αθροιστικών πιθανοτήτων, λύνοντας ως προς  $P'(X)$  έχουμε:

$$P'(X) = \frac{P(X) - U \cdot P'(X - C)}{1 - U} \quad (4.16)$$

όπου  $P'(X-C)=1,0$  για  $X \leq C$ . Αυτή η εξίσωση αποτελεί την βασική εξίσωση για την απομάκρυνση μιας μονάδας από τον πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος.

Σε πρακτικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας με μεγάλο αριθμό μονάδων παραγωγής, ο πίνακας πιθανότητας απώλειας ισχύος περιλαμβάνει εκατοντάδες πιθανές διακριτές καταστάσεις απώλειας ισχύος. Αυτός ο αριθμός μπορεί να μειωθεί σημαντικά με την απαλοιφή καταστάσεων που έχουν αθροιστική πιθανότητα μικρότερη από ένα προκαθορισμένο όριο (π.χ.  $10^{-6}$ ). Επίσης, μια επιπρόσθετη μείωση μπορεί να επιτευχθεί με την στρογγύλευση του πίνακα, μια τεχνική ομαδοποίησης για την κατασκευή ενός πίνακα που περιέχει μόνο καταστάσεις με απώλειες ισχύος ίσες με ένα πολλαπλάσιο του διαστήματος στρογγύλευσης. Το διάστημα αυτό εξαρτάται από την επιθυμητή ακρίβεια των υπολογισμών. Η γενική σχέση που εφαρμόζεται σε αυτή τη διαδικασία (γραμμική παρεμβολή) για όλες τις καταστάσεις  $i$  που βρίσκονται μεταξύ δύο διαδοχικών καταστάσεων στρογγύλευσης  $j$  και  $k$ , είναι:

$$P(C_j) = \frac{C_k - C_i}{C_k - C_j} P(C_i) \quad (4.17)$$

$$P(C_k) = \frac{C_i - C_j}{C_k - C_j} P(C_i) \quad (4.18)$$

## 4.3 Μοντελοποίηση Φορτίου

### 4.3.1 Περιγραφή ποσοστιαίου λάθους

Όπως κάθε πρόβλεψη, η πρόβλεψη του φορτίου έχει ένα λάθος που σχετίζεται με αυτή. Εξαιτίας της επαναλαμβανόμενης σε μεγάλο βαθμό φύσης του ημερήσιου φορτίου, τα λάθη πρόβλεψης φορτίου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητα στον ορίζοντα πρόβλεψης και είναι συνήθως ανάλογα με το μέγεθος του φορτίου σε κάθε δεδομένη

ώρα. Το λάθος πρόβλεψης φορτίου για την ώρα  $h$  μπορεί να μοντελοποιηθεί μέσω μιας κανονικής κατανομής με μηδενική μέση τιμή και τυπική απόκλιση  $\sigma$  [8]. Ανάλογα με το μοντέλο η αβεβαιότητα του φορτίου μπορεί να δίνεται και σε μη παραμετρική αναπαράσταση π.χ. σετ από ποσοστημόρια (quantiles). Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας ακολουθήθηκε μια μέθοδος ώστε να υπολογιστεί η κατανομή του λάθους του φορτίου αξιοποιώντας ιστορικά δεδομένα και κάνοντας χρήση του κανονικοποιημένου ή ποσοστιαίου λάθους (Percent Error, PE).

Κάθε μέρα ο διαχειριστής του συστήματος λαμβάνει την πρόβλεψη για το φορτίο για κάθε ώρα της επόμενης μέρας. Το ζητούμενο, λοιπόν, είναι η δημιουργία μιας κατανομής του λάθους για κάθε ωριαία πρόβλεψη του φορτίου. Αρχικά, λαμβάνονται ιστορικά δεδομένα αποτελούμενα από μια χρονική σειρά με ζεύγη τιμών για την πρόβλεψη και πραγματική τιμή του φορτίου. Το βήμα της χρονικής σειράς είναι η μια ώρα. Για κάθε ένα από τα παραπάνω ζεύγη τιμών υπολογίζεται το κανονικοποιημένο ή ποσοστιαίο λάθος, Percent Error (**PE**), το οποίο ορίζεται ως εξής:

$$PE = \frac{A - F}{F} \quad (4.19)$$

A: Actual Value ή Πραγματική Τιμή  
F: Forecast ή Πρόβλεψη

Το σύνολο των τιμών κανονικοποιημένου λάθους PE αποτελεί το δείγμα βάσει του οποίου υπολογίζεται η κατανομή κανονικοποιημένου λάθους του φορτίου μέσω δυο προσεγγίσεων. Στην πρώτη, για ένα πλήθος θεωρητικών κατανομών γίνεται εκτίμηση των παραμέτρων τους μέσω μιας συνάρτησης μέγιστης πιθανοφάνειας και στη συνέχεια επιλέγεται η πιο ταιριαστή στο δείγμα κατανομή με χρήση του κριτηρίου ελάχιστων τετραγώνων. Στη δεύτερη, υπολογίζεται μια μη παραμετρική κατανομή Kernel.

Αξίζει να αναφερθεί ότι στις περισσότερες εφαρμογές ο παρανομαστής του κλάσματος της σχέσης (4.19) είναι η πραγματική τιμή  $A$  και όχι η πρόβλεψη  $F$ . Ωστόσο, αυτό ισχύει κυρίως για εφαρμογές που έχουν σκοπό τη δημιουργία μιας πρόβλεψης έχοντας ως δεδομένα μια χρονική σειρά με ζεύγη πραγματικών τιμών και προβλέψεων. Η περίπτωση που εξετάζεται στο σημείο αυτό διαφέρει. Εδώ υπάρχει επίσης η χρονική σειρά με ζεύγη πραγματικών τιμών και προβλέψεων και επιπλέον μια μελλοντική πρόβλεψη  $F_{new}$  για την οποία δεν έχει καταγραφεί ακόμη η πραγματική τιμή. Στόχος είναι να γίνει μια εκτίμηση για το πόσο λάθος αναμένεται να είναι η πρόβλεψη αυτή. Επομένως, σημείο αναφοράς είναι η πρόβλεψη  $F_{new}$  και βάσει αυτής η κατανομή του ποσοστιαίου λάθους θα τροποποιηθεί, ώστε να προκύψει η επιθυμητή κατανομή λάθους για την συγκεκριμένη πρόβλεψη  $F_{new}$ .

### 4.3.2 Εξαγωγή κατανομών για συγκεκριμένη τιμή πρόβλεψης

Η κατανομή ποσοστιαίου λάθους, λοιπόν, εκφράζει την πιθανότητα το λάθος να είναι ένα ποσοστό της πρόβλεψης. Λόγω της ποσοστιαίας σχέσης αυτό ισχύει για κάθε πρόβλεψη, δηλαδή όλες οι προβλέψεις αναμένεται να ακολουθούν την ίδια ποσοστιαία κατανομή. Για χάρη της ανάλυσης όμως, απαιτείται για κάθε πρόβλεψη μια ειδική κατανομή του λάθους εκφρασμένη σε απόλυτες τιμές (MW). Αυτή προκύπτει από την κανονικοποιημένη κατανομή πολλαπλασιάζοντας τον άξονα  $x$  (που εκφράζει το λάθος ως ποσοστό της πρόβλεψης) με την τιμή της πρόβλεψης και ταυτόχρονα διαιρώντας με την ίδια τιμή τον  $y$  άξονα (που εκφράζει την πυκνότητα πιθανότητας). Δηλαδή για μια τιμή πρόβλεψης  $F_{new}$  για κάθε data point της

κανονικοποιημένης κατανομής  $x_i$ ,  $y_i$  γίνεται η εξής πράξη:

$$x'_i = x_i \cdot F_{new} \quad (4.20)$$

$$y'_i = \frac{y_i}{F_{new}} \quad (4.21)$$

#### 4.4 Μοντελοποίηση Αιολικής Παραγωγής

Η κατανομή πιθανότητας για την αιολική παραγωγή προσεγγίζεται με ποικίλους τρόπους στην βιβλιογραφία. Οι *Doherty et al.* [9] μοντελοποιούν το λάθος πρόγνωσης της αιολικής παραγωγής ως Gaussian με μηδενική μέση τιμή και τυπική απόκλιση  $\sigma$ . Ωστόσο, είναι γνωστό ότι το λάθος της αιολικής παραγωγής έχει non-Gaussian κατανομή. Στις αναφορές [10] και [11] το λάθος μοντελοποιείται με Weibull ή Gammalike κατανομή, στην [12] εφαρμόζεται μια Skew-Laplace κατανομή, ενώ στην [13] προκειμένου να ληφθεί υπόψη η λοξότητα (skewness) και η βαριά ουρά (heavy-tail) της πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, προτείνεται κατανομή Lévy  $\alpha$ -stable. Οι Ortega-Vazquez και Kirschen [14] επίσης παρατηρούν από στατιστικά δεδομένα για την αιολική παραγωγή σε συγκεκριμένες περιοχές ότι το λάθος δεν ακολουθεί κανονική κατανομή και επισημαίνουν αναφορές που δείχνουν ότι ακολουθεί  $\beta$ -κατανομές. Παρόλα αυτά, θεωρούν ότι ο μεγάλος αριθμός ανεμογεννητριών και η γεωγραφική τους διασπορά επιτρέπει την εφαρμογή του Κεντρικού Οριακού Θεωρήματος για να δικαιολογηθεί η υπόθεση ότι το λάθος της αιολικής παραγωγής ακολουθεί κανονική κατανομή, μια κοινή πρακτική στην βιβλιογραφία.

Εκτός από τις παραμετρικές προσεγγίσεις, kernel-based μη παραμετρικές μέθοδοι χρησιμοποιούνται ευρέως για την παραγωγή προβλέψεων για την αιολική έγχυση. Η πιο κοινή αναπαράσταση είναι μη παραμετρική πρόβλεψη εκφρασμένη με quantiles, μεσοδιαστήματα ή συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας. Για παράδειγμα, στην αναφορά [1] η μη παραμετρική πρόβλεψη αναπαρίσταται με quantiles με έκταση από 5% έως 95% και βήμα 5%. Εφόσον χρειάζεται ολόκληρη η κατανομή πιθανότητας για τις ανάγκες μιας συνέλιξης, οι ουρές της κατανομής μοντελοποιούνται με εκθετικές συναρτήσεις εκφράζοντας έτσι ακραία συμβάντα πολύ μικρής πιθανότητας.

Τέλος μια δεύτερη πηγή αβεβαιότητας που σχετίζεται με την αιολική παραγωγή είναι οι πιθανές βλάβες των ανεμογεννητριών και μπορεί να μοντελοποιηθεί με τρόπο παρόμοιο με αυτόν που χρησιμοποιείται για τη συμβατική παραγωγή, αν και ο μεγάλος αριθμός παρόμοιων ανεμογεννητριών (παραπλήσιο μέγεθος και ρυθμό βλαβών) επιτρέπει τη χρήση ενός απλούστερου μοντέλου [1].

Στα πλαίσια της προτεινόμενης μεθόδου η μοντελοποίηση της αιολικής παραγωγής γίνεται με αντίστοιχο τρόπο με την μοντελοποίηση του φορτίου που προαναφέρθηκε στην προηγούμενη ενότητα. Υπολογίζεται αρχικά το ποσοστιαίο λάθος για κάθε ζεύγος τιμών πρόβλεψης και καταγεγραμμένης τιμής, στη συνέχεια υπολογίζεται η κανονικοποιημένη κατανομή και τέλος η προσαρμοσμένη για κάποια συγκεκριμένη πρόβλεψη κατανομή.

#### 4.5 Μοντελοποίηση παραγωγής από φωτοβολταϊκά

Ανατρέχοντας την βιβλιογραφία διαπιστώνεται ότι στην πλειοψηφία τους το λάθος στην φωτοβολταϊκή παραγωγή, λόγω της ιδιαιτερότητας του φαινομένου, είναι αποτέλεσμα πολύπλοκης ανάλυσης και δεν ακολουθεί τις περισσότερες φορές κάποια

συγκεκριμένη θεωρητική κατανομή. Στην αναφορά [15] το λάθος αναπαρίσταται με χρήση ποσοστημορίων, ενώ στην [16] κάνοντας χρήση της μεθόδου εκτίμησης Kernel. Στην αναφορά [17] οι ερευνητές καταλήγουν σε μια συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για την οποία αναφέρουν μόνο ότι έχει μια κορυφή (unimodal) και σχεδόν μηδενική μέση τιμή.

Στην παρούσα εργασία επιχειρείται ο υπολογισμός της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας για την φωτοβολταϊκή παραγωγή κάνοντας χρήση μόνο ιστορικών δεδομένων του ελληνικού συστήματος με τρόπο αντίστοιχο της μοντελοποίησης του φορτίου και της αιολικής παραγωγής.

## 4.6 Συνέλιξη - υπολογισμός εφεδρείας

Έχοντας υπολογίσει τις επιμέρους συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας του λάθους για φορτίο, αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή και τη συνάρτηση μάζας πιθανότητας για την συμβατική παραγωγή, το επόμενο βήμα είναι η συνέλιξη όλων των παραπάνω λαθών για τον υπολογισμό του συνολικού λάθους από το οποίο θα μπορέσει να υπολογιστεί η απαιτούμενη εφεδρεία. Για να επιτευχθεί αυτό, γίνεται η υπόθεση ότι οι επιμέρους αβεβαιότητες είναι στατιστικά ανεξάρτητες.

Οι συνελίξεις των αβεβαιοτήτων γίνονται διαδοχικά λαμβάνοντας υπόψη τη σχέση πρόσημου που υπάρχει μεταξύ τους [18] και καθορίζεται από την εξίσωση του περιθωρίου παραγωγής  $M$  που περιγράφει το σύστημα:  $M = C - [L - (S + W)]$ . Τα ολοκληρώματα των διαδοχικών συνελίξεων μεταξύ των αβεβαιοτήτων  $S$  και  $W$ , μεταξύ  $L$  και  $S*W$  και μεταξύ  $C$  και  $L*S*W$  αποτυπώνονται στις εξισώσεις (4.21), (4.22) και (4.23) αντίστοιχα. Όπως παρατηρείται, λαμβάνεται υπόψη ότι η φωτοβολταϊκή παραγωγή αθροίζεται με την αιολική (4.21) και στη συνέχεια το άθροισμά τους αφαιρείται από το φορτίο (4.22) σχηματίζοντας την καθαρή ζήτηση/εναπομένον φορτίο  $D$  (net demand / residual load) και τέλος το εναπομένον φορτίο αφαιρείται από την συμβατική παραγωγή (4.23).

$$F_{S+W} = (F_S * F_W)[n] = \sum_{k=-\infty}^{\infty} f_S[k]f_W[n-k] \quad (4.22)$$

$$F_{L-SW} = (F_L * F_{S+W})[n] = \sum_{k=-\infty}^{\infty} f_L[k]f_{S+W}[n+k] \quad (4.23)$$

$$F_{C-D} = (F_C * F_D)[n] = \sum_{k=-\infty}^{\infty} f_C[k]f_D[n+k] \quad (4.24)$$

Το ολοκλήρωμα της συνέλιξης της εξίσωσης (4.24) περιγράφει, λοιπόν, την κατανομή της συνολικής αβεβαιότητας του συστήματος ή, με άλλα λόγια, την κατανομή του περιθωρίου παραγωγής  $M$ . Από την κατανομή αυτή, θέτοντας κάποιο επίπεδο αξιοπιστίας  $RL$  για τη λειτουργία του συστήματος προκύπτει το αντίστοιχο επίπεδο εφεδρείας. Για δείκτη αξιοπιστίας  $RL$ , η αντίστοιχη θετική εφεδρεία  $R$  είναι το σημείο του οριζόντιου άξονα για το οποίο ισχύει ότι η αθροιστική πιθανότητα της συνάρτησης αριστερά του σημείου ισούται με  $1-RL$ .

## Αναφορές

[1] M. A. Matos and R. J. Bessa, "Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecasts," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 594-603, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2065818.

- [2] ADMIE, “Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2020-2030 (in Greek),” Athens, December 2019.
- [3] Ε. Ν. Διαλυνάς, "Σχεδιασμός Συστημάτων Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας με Κριτήρια Αξιοπιστίας", Εκδόσεις Τσότρα, Αθήνα 2013
- [4] Kumar, A., Shivani Sehgal, D. Arora and Aman Soni. “CAPACITY OUTAGE PROBABILITY TABLE CALCULATION(COPT) OF HARYANA POWER GENERATION CORPORATION LIMITED USING VBA.” (2013).
- [5] Jim McCalley. (2005). Generation adequacy evaluation. Available: <http://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee653/U19-inclass.doc>  
Προσπελάστηκε στις 20.10.2021
- [6] G. Michael Curley. (2013). Reliability Analysis of Power Plant Unit Outage Problems. Generation Consulting Services, LLC. Available: [https://www.cw-connect.com/sites/default/files/2020-01/Reliability\\_Analysis\\_of\\_Power\\_Plant\\_Unit\\_Outage\\_Problems\\_2013.pdf](https://www.cw-connect.com/sites/default/files/2020-01/Reliability_Analysis_of_Power_Plant_Unit_Outage_Problems_2013.pdf)  
Προσπελάστηκε στις 20.10.2021
- [7] "IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity," in IEEE Std 762-2006 (Revision of IEEE Std 762-1987) , vol., no., pp.1-75, 15 March 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.335902.
- [8] R. N. Allan and R. Billinton, "Reliability Evaluation of Power Systems", New York: Plenum, 1984.
- [9] R. Doherty and M. O'Malley, "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 587-595, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846206.
- [10] K. Dietrich, J. M. Latorre, L. Olmos, A. Ramos, and J. P. Ignacio, “Stochastic unit commitment considering uncertain wind production in an isolated system,” in *Proc. 4th Conf. Energy Econ. Technol.*, Dresden, Germany, 2009, pp. 1–6.
- [11] N. Menemenlis, M. Huneault, and A. Robitaille, “Computation of dynamic operating balancing reserve for wind power integration for the time-horizon 1–48 hours,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 692–702, Oct. 2012.
- [12] K. Bruninx and E. Delarue, “A statistical description of the error on wind power forecasts for probabilistic reserve sizing,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 995–1002, Jul. 2014.
- [13] Y. Dvorkin, M. A. Ortega-Vazquez, and D. S. Kirschen, “Wind generation as a reserve provider,” *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 9, no. 8, pp. 779–787, May 2015.

- [14] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 114-124, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2004745.
- [15] H. Sangrody, M. Sarailoo, N. Zhou, N. Tran, M. Motalleb and E. Foruzan, "Weather forecasting error in solar energy forecasting," in *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 10, pp. 1274-1280, 16 8 2017, doi: 10.1049/ietrpg.2016.1043.
- [16] Zhang, J.; Hodge, B.; Florita, A.; Lu, S.; Hamann, H. & Banunarayanan, V. Metrics for Evaluating the Accuracy of Solar Power Forecasting, presentation, October 1, 2013; Golden, Colorado. (<https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc872033/>; accessed December 28, 2020), University of North Texas Libraries, UNT Digital Library, <https://digital.library.unt.edu/>; crediting UNT Libraries Government Documents Department.
- [17] Zhang, J., Hodge, B. -M., and Florita, A. Sun . "Joint Probability Distribution and Correlation Analysis of Wind and Solar Power Forecast Errors in the Western Interconnection". United States. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.19437897.0000189](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.19437897.0000189).
- [18] M. Bucksteeg, L. Niesen and C. Weber, "Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1408-1420, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2555483.
- [19] P. Padiaditis, D. Papadaskalopoulos, N. Hatziargyriou and D. Prešić, "Cross-border Shared Sizing of Frequency Restoration Reserves: Insights from the H2020 CROSSBOW Project," *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST50973.2021.9543208.

# 5

## Υλοποίηση προτεινόμενης μεθόδου

### 5.1 Περιβάλλον ανάπτυξης και δομή προγράμματος

Προκειμένου να εφαρμοστεί η προτεινόμενη μέθοδος και να παραχθούν αποτελέσματα αναπτύχθηκε πρόγραμμα σε περιβάλλον Spyder γραμμένο σε Python. Η επιλογή αυτή έγινε, διότι αποτελεί μια ευρέως διαδεδομένη πλατφόρμα που παρέχει πολλά εργαλεία και δυνατότητες για επιστημονική χρήση [1].

Για καλύτερη εποπτεία της εξέλιξης της διαδικασίας, το πρόγραμμα διαχωρίστηκε σε υποπρογράμματα καθένα από τα οποία αντιστοιχεί στα επιμέρους βήματα της μεθόδου. Επιγραμματικά τα υποπρογράμματα είναι τα εξής:

- Επεξεργασία δεδομένων και κατάλληλη διαμόρφωσής τους
- Υπολογισμός κανονικοποιημένων κατανομών για το λάθος του φορτίου, της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής
- Υπολογισμός COPT και συνάρτησης μάζας πιθανότητας για την αβεβαιότητα της συμβατικής παραγωγής
- Υπολογισμός κατανομών για το λάθος του φορτίου, της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, δοθέντων των τιμών πρόβλεψης
- Γραμμική παρεμβολή των κατανομών ώστε να είναι κατάλληλες για συνέλιξη
- Διαδοχικές συνέλιξεις και υπολογισμός της κατανομής συνολικής αβεβαιότητας και κατ' επέκταση της εφεδρείας.

Επισημαίνεται ότι η επεξεργασία των δεδομένων και ο υπολογισμός των κανονικοποιημένων κατανομών γίνονται μια φορά στην αρχή της διαδικασίας, καθώς οι κατανομές αυτές είναι γενικές και δεν μεταβάλλονται.

### 5.2 Υπολογισμός κανονικοποιημένης κατανομής για την αβεβαιότητα του φορτίου

#### 5.2.1 Επιλογή κατάλληλης θεωρητικής κατανομής για τη μοντελοποίηση του φορτίου

Αρχικά, αντλήθηκαν δεδομένα για την πρόβλεψη και πραγματική τιμή του φορτίου του ελληνικού συστήματος ανά ώρα στο διάστημα 01.01.2015 - 02.10.2020 από τη βάση δεδομένων του Entsoe Transparency Platform. Το ιστόγραμμα για το λάθος του φορτίου (Λάθος = Πραγματική Τιμή - Πρόβλεψη) για το σύνολο των data



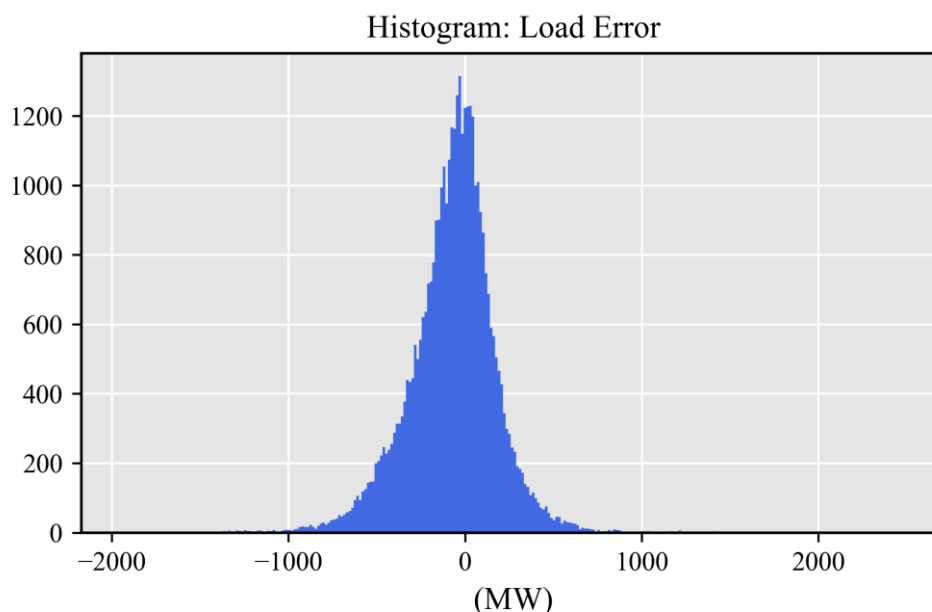
points που προαναφέρθηκε απεικονίζεται στο Σχήμα 5.1. Από την ανάλυση των δεδομένων για το φορτίο προκύπτουν οι εξής πληροφορίες:

- Μέση τιμή πραγματικού φορτίου (Realized): 5876.5 MW
- Μέση τιμή πρόβλεψης φορτίου (Forecast): 5946.7 MW
- Μέση τιμή λάθους = -70.2 MW (-1.18% της μέσης πρόβλεψης φορτίου)
- Τυπική απόκλιση = 258.7 MW

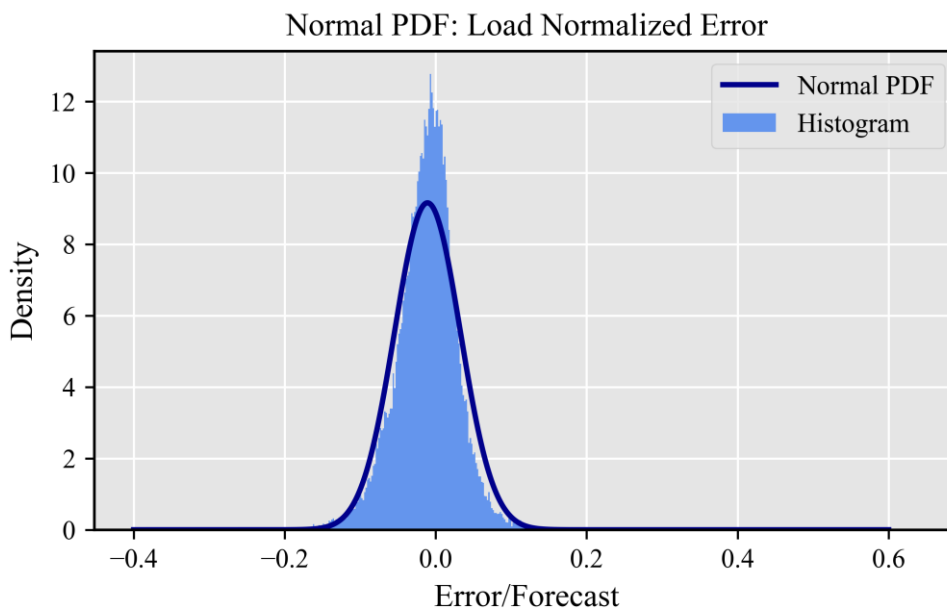
Για το σύνολο των τιμών του ποσοστιαίου λάθους PE υπολογίστηκε:

- Μέση τιμή = -0.010841
- Τυπική Απόκλιση = 0.043545

Στο Σχήμα 5.2 απεικονίζεται το ιστόγραμμα του PE και η αντίστοιχη κανονική κατανομή. Η κατανομή αυτή δηλαδή, εκφράζει την πιθανότητα το λάθος της πρόβλεψης να είναι ένα συγκεκριμένο ποσοστό της τιμής  $F_{new}$ . Ένα πρώτο συμπέρασμα είναι ότι η μέση τιμή του PE δεν είναι μηδενική, αλλά ισούται με το -1.08% της τιμής της πρόβλεψης, είναι δηλαδή ελαφρώς μετατοπισμένη προς τα αριστερά. Παρατηρείται επίσης ότι το ιστόγραμμα ακολουθεί ικανοποιητικά τη μορφή της κανονικής κατανομής, με εξαίρεση τις τιμές κοντά στη μέση τιμή.

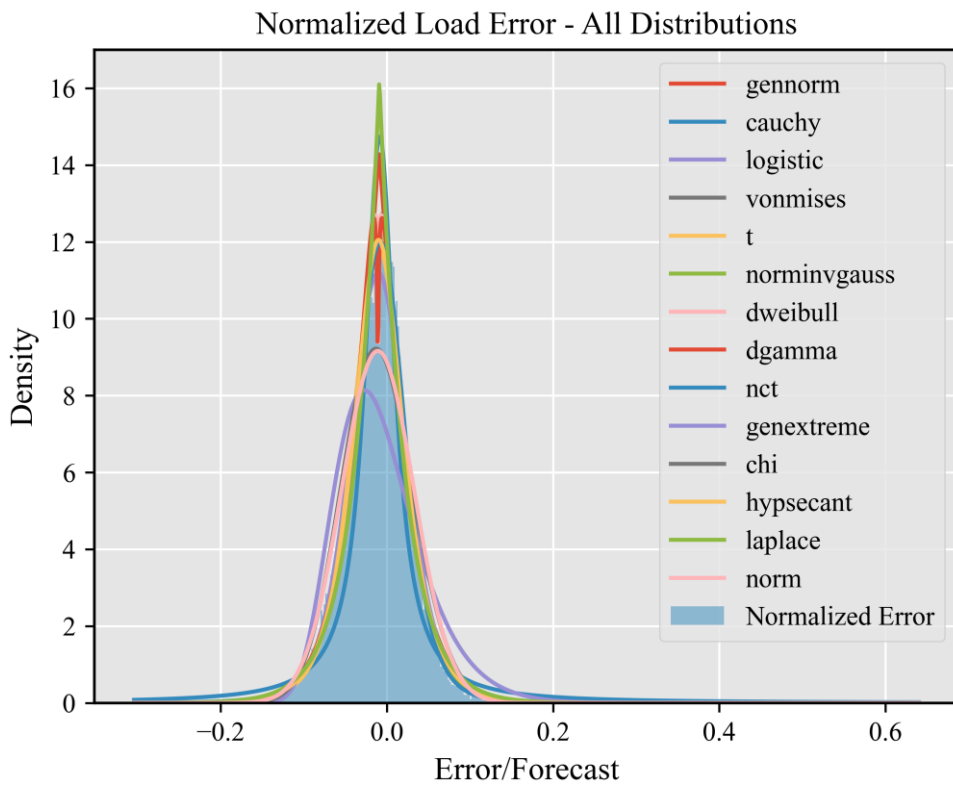


Σχήμα 5.1 Ιστόγραμμα λάθους για το φορτίο

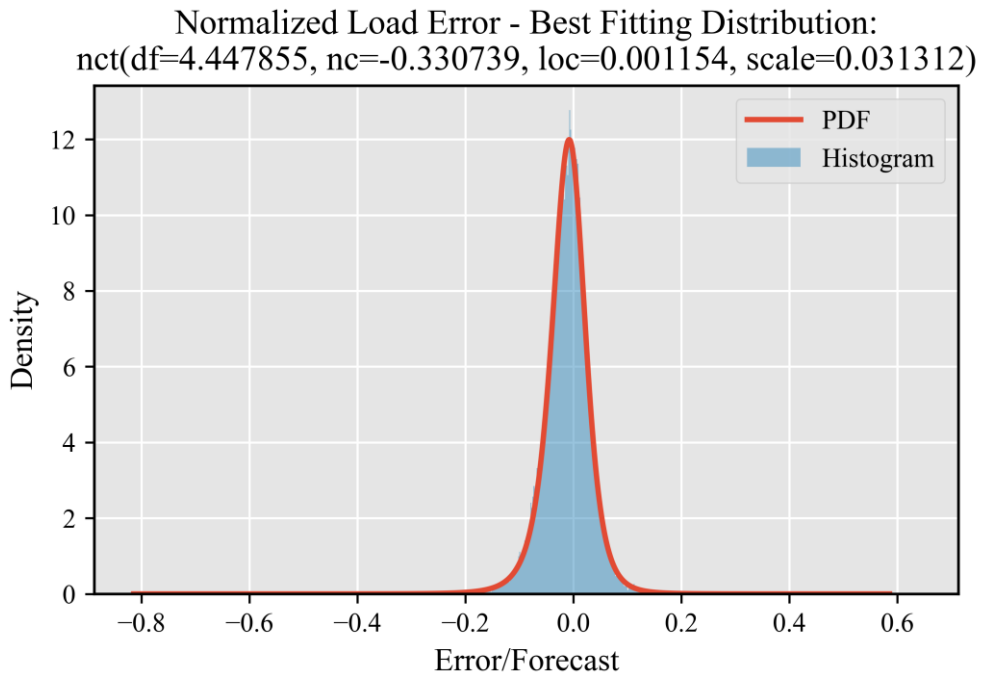


**Σχήμα 5.2** Κανονική κατανομή από το ιστόγραμμα PE του φορτίου

Προκειμένου να ληφθεί μια κατανομή που να περιγράφει με μεγαλύτερη ακρίβεια το λάθος PE σε σχέση με την κανονική κατανομή, ακολουθήθηκαν δύο προσεγγίσεις. Η πρώτη προσέγγιση βασίζεται στη συνάρτηση `scipy.stats.rv_continuous.fit` [2] της Python και διερευνά το ταίριασμα ενός πλήθους (στην παρούσα έκδοση 89 στον αριθμό) κατανομών μιας μεταβλητής (univariate) με ένα δείγμα non-censored δεδομένων. Η συνάρτηση επιστρέφει εκτιμήσεις μέγιστης πιθανοφάνειας για τις παραμέτρους κάθε κατανομής. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της μεγιστοποίησης μιας συνάρτησης λογαριθμικής πιθανοφάνειας (log-likelihood function). Στη συνέχεια χρησιμοποιώντας το κριτήριο των Υπόλοιπων Τετραγώνων ή Residual Sum of Squares (RSS) οι κατανομές (με τις παραμέτρους που υπολογίστηκαν στο προηγούμενο βήμα) βαθμολογούνται ως προς το ταίριασμα με το δείγμα βάσει του RSS κριτηρίου. Η διαδικασία επιστρέφει ως αποτέλεσμα την κατανομή με την μεγαλύτερη βαθμολογία (ελάχιστο RSS). Τα αποτελέσματα από την υλοποίηση της παραπάνω διαδικασίας φαίνονται στα παρακάτω σχήματα. Στο Σχήμα 5.3 έχουν προστεθεί για οπτική σύγκριση όλες οι υποψήφιες κατανομές για το PE του φορτίου, ενώ στο Σχήμα 5.4 απεικονίζεται η κατανομή με την καλύτερη εφαρμογή στα εμπειρικά δεδομένα.



Σχήμα 5.3 Παράθεση των υποψήφιων κατανομών για το PE του φορτίου



Σχήμα 5.4 Βέλτιστη κατανομή για το PE του φορτίου

Όπως φαίνεται στο παραπάνω σχήμα, η βέλτιστη κατανομή για το PE του φορτίου είναι η κατανομή nct (non central t-distribution) ή μη κεντρική t-κατανομή. Πρόκειται για μια γενίκευση της Student's t-distribution που χρησιμοποιεί επιπλέον μια παράμετρο μη κεντρικότητας (noncentrality parameter) και χρησιμοποιείται κυρίως στην στατιστική συμπερασματολογία (statistical inference) [3].

### 5.2.3 Υπολογισμός μη παραμετρικής κατανομής

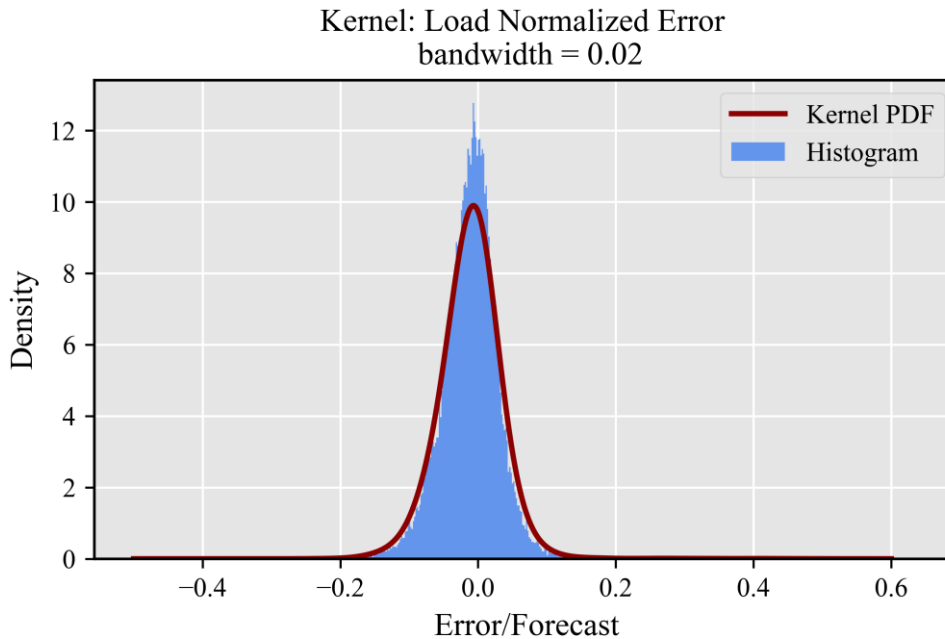
Η δεύτερη προσέγγιση αποτελεί τον υπολογισμό μιας μη παραμετρικής κατανομής ή κατανομής Kernel (Kernel distribution). Η εκτίμηση κατανομής Kernel (Kernel Density Estimation ή KDE) [4] είναι μια μη παραμετρική μέθοδος εκτίμησης της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας μιας τυχαίας μεταβλητής. Αναφέρεται επίσης και ως μέθοδος *Parzen-Rosenblatt Window*, από τους εφευρέτες της. Έχοντας ως δεδομένο ένα δείγμα ανεξάρτητων, πανομοιότυπα κατανεμημένων παρατηρήσεων  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  μιας τυχαίας μεταβλητής μιας άγνωστης προέλευσης κατανομής, τότε η εκτίμηση κατανομής Kernel δίνεται από την εξής σχέση:

$$p(x) = \frac{1}{n \cdot h} \sum_{j=1}^n K\left(\frac{x - x_j}{h}\right) \quad (5.1)$$

όπου  $K(a)$  είναι η συνάρτηση Kernel και  $h$  είναι η παράμετρος εξομάλυνσης, αποκαλούμενη επίσης και ως εύρος ζώνης (bandwidth). Υπάρχουν διάφορες συναρτήσεις Kernel όπως οι cosine, epanechnikov, exponential, gaussian, linear και tophat. Στη συγκεκριμένη εφαρμογή χρησιμοποιήθηκε η gaussian για την οποία ισχύει:

$$K(a; h) \propto \exp\left(-\frac{a^2}{2h^2}\right) \quad (5.2)$$

Επιπλέον, χρησιμοποιήθηκε μια μέθοδος για τον υπολογισμό της βέλτιστης τιμής για την παράμετρο εξομάλυνσης, δηλαδή της τιμής που μεγιστοποιεί την λογαριθμική πιθανοφάνεια του δείγματος. Η Kernel κατανομή πιθανότητας για το PE του φορτίου απεικονίζεται στο Σχήμα 5.5.



Σχήμα 5.5 Κατανομή Kernel για το PE του φορτίου

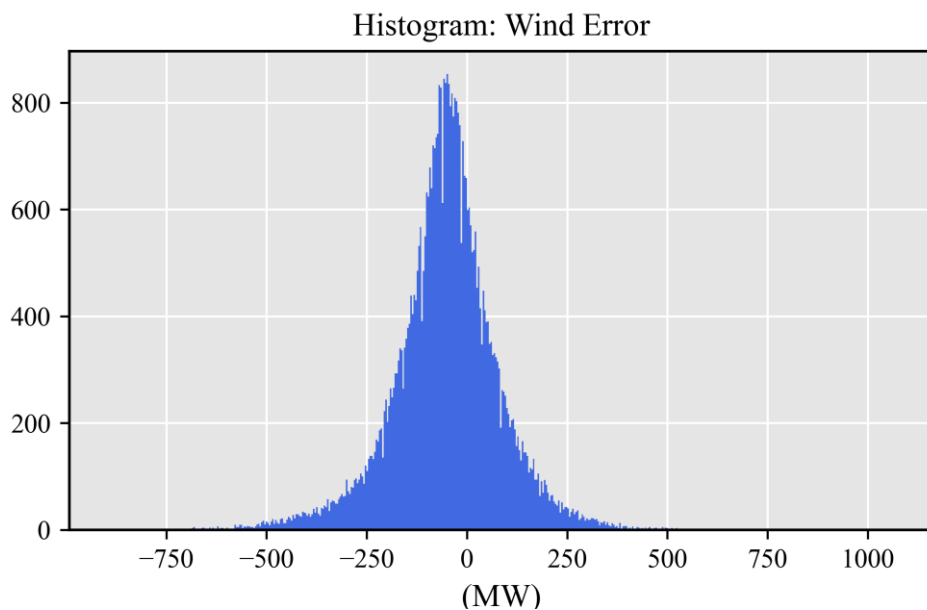
## 5.3 Υπολογισμός κανονικοποιημένης κατανομής για την αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής

### 5.3.1 Τα ιστογράμματα για το λάθος και το κανονικοποιημένο λάθος της αιολικής παραγωγής

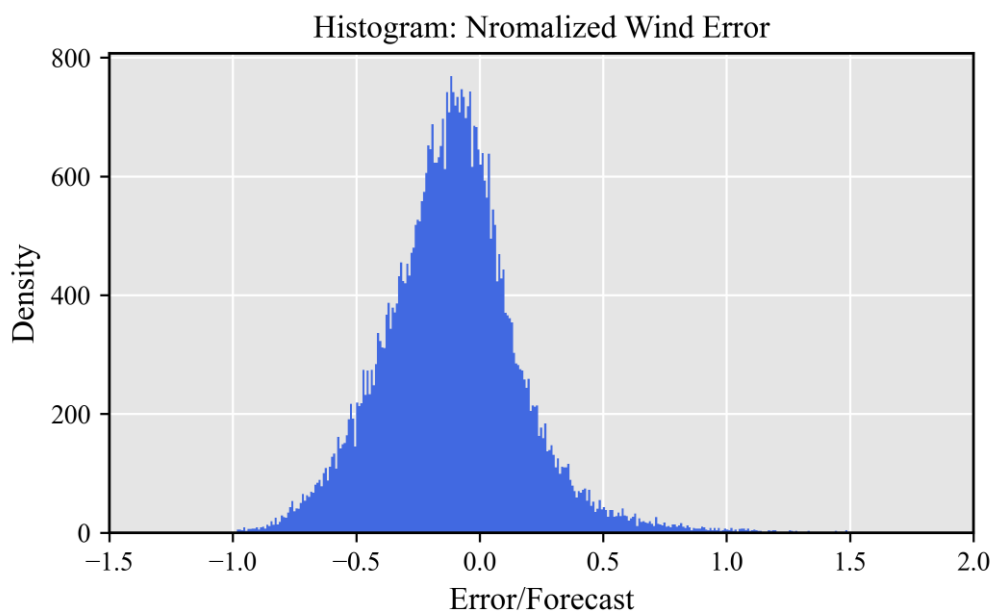
Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας αντλήθηκαν δεδομένα για την αιολική παραγωγή για την Ελλάδα από τη βάση δεδομένων του Entsoe Transparency Platform. Τα δεδομένα αφορούν πραγματική τιμή και πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής για το διάστημα 01.01.2015 - 02.10.2020. Η ανάλυση για τον υπολογισμό της κατανομής του λάθους στην πρόβλεψη ακολουθεί παρόμοια συλλογιστική με αυτή που έγινε για το φορτίο. Μια πρώτη ανάγνωση των δεδομένων δίνει τα εξής στοιχεία:

- Μέση τιμή πραγματικής τιμής: 544.8 MW
- Μέση τιμή πρόβλεψης: 597.6 MW
- Μέση τιμή λάθους: -52.8 MW
- Τυπική απόκλιση λάθους: 133.9 MW

Από τα ιστογράμματα του λάθους (Σχήμα 5.6) και του κανονικοποιημένου λάθους (Σχήμα 5.7) αντίστοιχα, επιβεβαιώνεται ο ισχυρισμός ότι το λάθος της αιολικής παραγωγής δεν ακολουθεί κανονική κατανομή, καθώς είναι εμφανές ότι η κατανομή δεν παρουσιάζει την χαρακτηριστική «κωδωνοειδή» μορφή, αλλά είναι πιο λεπτόκυρτη και επιπλέον παρουσιάζει μια ελαφρώς θετική συμμετρία.



**Σχήμα 5.6** Ιστόγραμμα λάθους αιολικής παραγωγής



**Σχήμα 5.7** Ιστόγραμμα PE αιολικής παραγωγής

### 5.3.2 Εύρεση θεωρητικής κατανομής και κατανομής Kernel

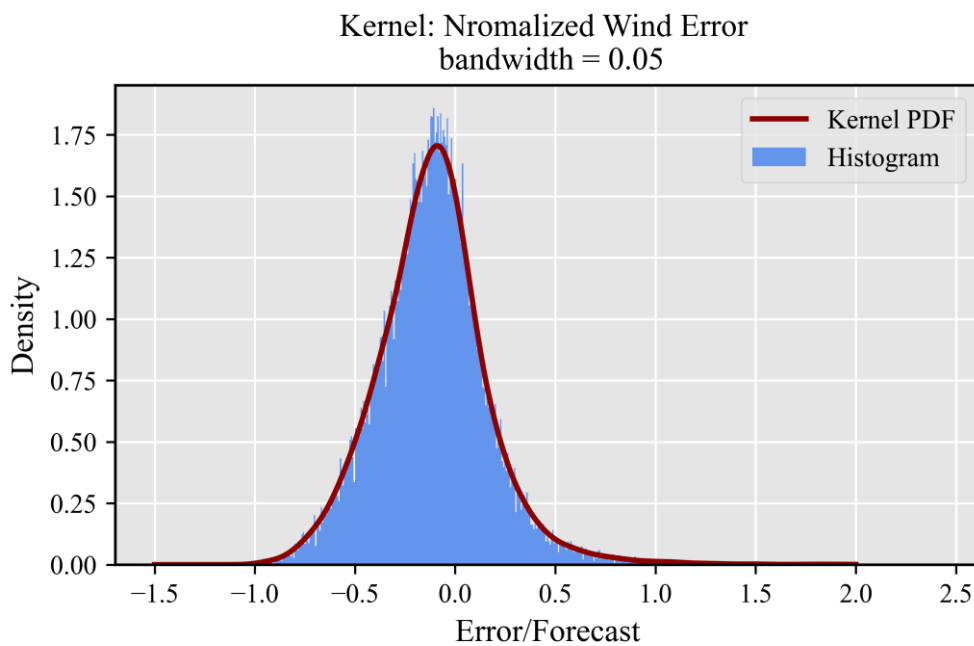
Για την μοντελοποίηση της αιολικής παραγωγής ακολουθήθηκαν δύο προσεγγίσεις που προαναφέρθηκαν και στη μοντελοποίηση φορτίου:

- Η μη παραμετρική ή Kernel κατανομή (Σχήμα 5.8)
- Η εύρεση κατάλληλης θεωρητικής καμπύλης με χρήση της συνάρτησης `scipy.stats.rv_continuous.fit` της Python (Σχήματα 5.9, 5.10).

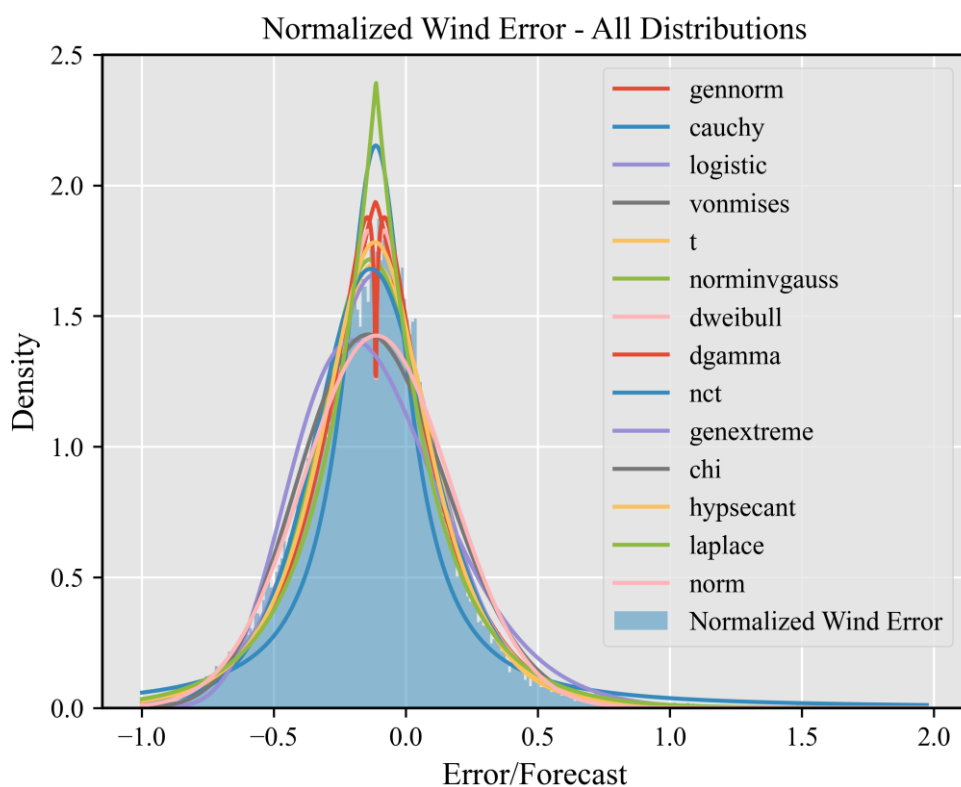
Η θεωρητική καμπύλη που ταιριάζει βέλτιστα στα δεδομένα είναι η hypsecant ή hyperbolic secant distribution. Πρόκειται για μια συνεχή κατανομή πιθανότητας της οποίας η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας και η χαρακτηριστική συνάρτηση είναι ανάλογες της συνάρτησης υπερβολικής τέμνουσας. Είναι αντίστοιχη του αντίστροφου

υπερβολικού ημιτόνου και γι' αυτό καλείται επίσης και inverse-cosh distribution. Μοιράζεται πολλές κοινές ιδιότητες με την τυποποιημένη κανονική κατανομή, δηλαδή είναι συμμετρική με μοναδιαία διασπορά, μηδενική μέση τιμή, διάμεσο και κορυφή και η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητάς της είναι ανάλογη με την χαρακτηριστική της συνάρτηση. Ωστόσο η κατανομή υπερβολικής τέμνουσας είναι λεπτόκυρτη, δηλαδή πιο οξεία κοντά στη μέση τιμή και πιο βαριές ουρές σε σχέση με την τυποποιημένη κανονική κατανομή [5]. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της hypsecant είναι:

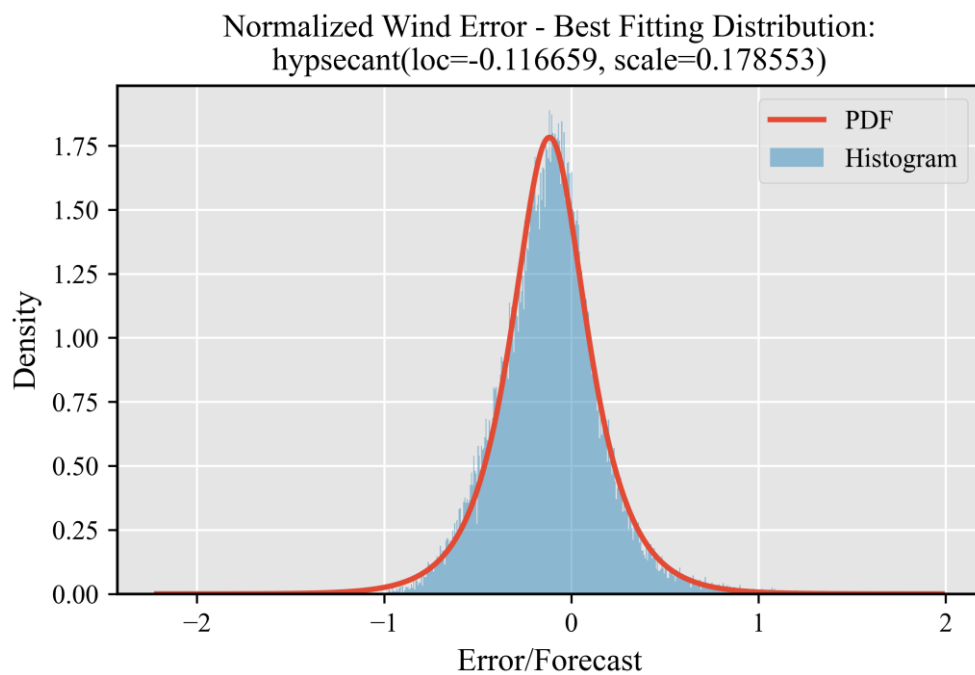
$$f(x) = \frac{1}{\pi} \operatorname{sech} h(x), x \in \mathbb{R} \quad [6] \quad (5.3)$$



**Σχήμα 5.8** Κατανομή Kernel για το PE της αιολικής παραγωγής



Σχήμα 5.9 Παράθεση υποψήφιων κατανομών για το PE της αιολικής παραγωγής



Σχήμα 5.10 Βέλτιστη κατανομή για το PE της αιολικής παραγωγής

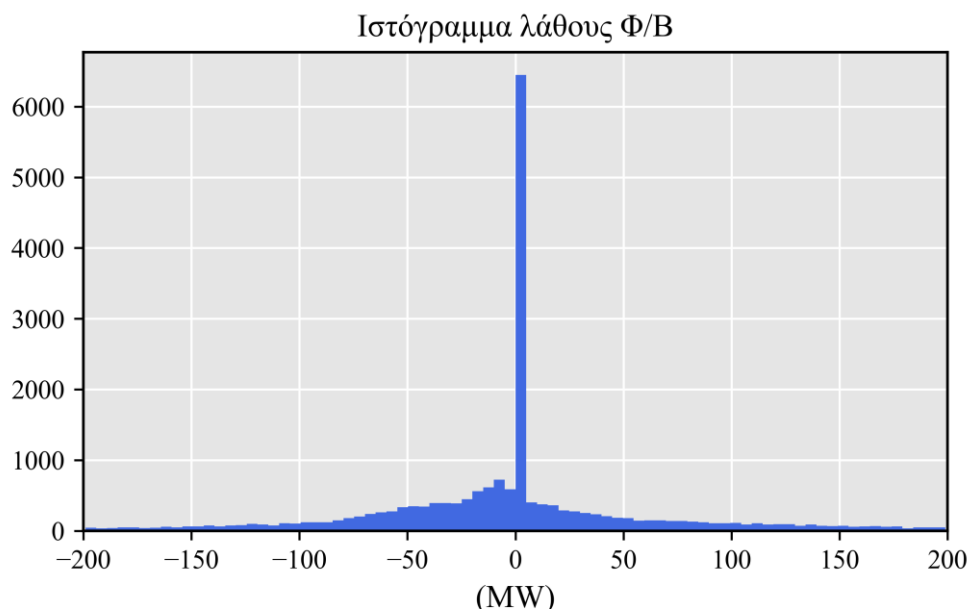


## 5.4 Υπολογισμός κανονικοποιημένης κατανομής για την αβεβαιότητα της παραγωγής από φωτοβολταϊκά

### 5.4.1 Ιδιορρυθμία των δεδομένων ηλιακής παραγωγής

Τα παραπάνω δεδομένα αντλήθηκαν από την πλατφόρμα του Entsoe καλύπτουν το χρονικό διάστημα από 01.01.15 έως 02.10.20. Τα δεδομένα αυτά ωστόσο, παρουσιάζουν κάποιες ιδιορρυθμίες που αποτρέπουν την απευθείας αξιοποίησή τους. Αρχικά, υπάρχουν διαστήματα στα οποία δεν υπάρχουν καταχωρημένα δεδομένα για την πρόβλεψη ή την παραγωγή. Στη συνέχεια, πρέπει να αφαιρεθούν τα ζεύγη τιμών που αντιστοιχούν στις ώρες που δεν υπάρχει παραγωγή εξαιτίας της έλλειψης ηλιακής ακτινοβολίας (βραδινές ώρες). Πρόκειται για τα ζεύγη τιμών που έχουν τουλάχιστον μια μηδενική τιμή, καθώς στις περιπτώσεις αυτές α) είτε δεν ορίζεται κανονικοποιημένο λάθος (για  $F=0$ ), β) είτε το λάθος είναι μηδενικό ( $F=A=0$ ), για διάστημα ωστόσο που δεν αναμένεται παραγωγή, είτε γ) το κανονικοποιημένο λάθος έχει μοναδιαία τιμή ( $A=0$ ).

Ωστόσο, στο σύνολο των data points που απέμειναν (24382) εξακολουθεί ένα μεγάλο ποσοστό να παρουσιάζει μηδενικό λάθος. Αυτό παρατηρείται και από το ιστόγραμμα λάθους (Σχήμα 5.11), δηλαδή ενώ από τις ουρές φαίνεται ότι το δείγμα ακολουθεί κάποιου είδους κατανομή, κοντά στο μηδέν παρατηρείται μια μη αναμενόμενη υψηλή τιμή. Μια πιο λεπτομερής εξέταση των δεδομένων έδειξε ότι για πολλές ημέρες είναι καταχωρημένες πανομοιότυπες τιμές για πρόβλεψη και πραγματική παραγωγή, γεγονός που συνηγορεί στην προηγούμενη παρατήρηση. Θεωρώντας μη φυσιολογική την ύπαρξη διαστημάτων διάρκειας πολλών εικοσιτετράωρων με πανομοιότυπες τιμές πρόβλεψης και παραγωγής, τα διαστήματα αυτά αφαιρέθηκαν από το δείγμα.



**Σχήμα 5.11** Αρχικό ιστόγραμμα λάθους ηλιακής παραγωγής

MTU	Solar		MTU	Solar Actual	Solar Forecast
	Actual Aggregated				
	[MW]				
<b>07.04.2016</b>			<b>10.04.2016</b>		
00:00 - 01:00	0		00:00 - 01:00	0	0
01:00 - 02:00	1505		01:00 - 02:00	0	0
02:00 - 03:00	0		02:00 - 03:00	0	0
03:00 - 04:00	724		03:00 - 04:00	58	0
04:00 - 05:00	0		04:00 - 05:00	0	0
05:00 - 06:00	0		05:00 - 06:00	1190	4
06:00 - 07:00	60		06:00 - 07:00	1224	105
07:00 - 08:00	400		07:00 - 08:00	261	418
08:00 - 09:00	1285		08:00 - 09:00	950	803
09:00 - 10:00	1567		09:00 - 10:00	1184	1119
10:00 - 11:00	23		10:00 - 11:00	37	1307
11:00 - 12:00	1587		11:00 - 12:00	0	1413
12:00 - 13:00	0		12:00 - 13:00	0	1432
13:00 - 14:00	0		13:00 - 14:00	0	1121
14:00 - 15:00	1069		14:00 - 15:00	0	821
15:00 - 16:00	774		15:00 - 16:00	1032	464
16:00 - 17:00	508		16:00 - 17:00	464	161
17:00 - 18:00	263		17:00 - 18:00	161	19
18:00 - 19:00	61		18:00 - 19:00	19	0
19:00 - 20:00	0		19:00 - 20:00	0	0
20:00 - 21:00	0		20:00 - 21:00	0	0
21:00 - 22:00	0		21:00 - 22:00	0	0
22:00 - 23:00	0		22:00 - 23:00	0	0
23:00 - 00:00	0		23:00 - 00:00	0	0

**Πίνακας 5.1** Παραδείγματα δεδομένων αμφίβολης αξιοπιστίας

Στην παραπάνω εικόνα απεικονίζονται δεδομένα παραγωγής και πρόβλεψης για δύο μέρες όπως αντλήθηκαν από την επίσημη πλατφόρμα του Entsoe. Συγκεκριμένα για την ημέρα 07.04.2016 καταγράφεται παραγωγή από φωτοβολταϊκά 1505 MW κατά το διάστημα 01:00-02:00 και αντίστοιχα 0 MW στο διάστημα 12:00-13:00. Αυτές οι καταγραφές όπως είναι προφανές δεν αποτελούν φυσιολογικές τιμές. Για την ημέρα 10.04.2016 για το διάστημα 11:00-15:00 ενώ προβλέπεται παραγωγή πάνω από 1000 MW για κάθε ώρα, καταγράφεται μηδενική παραγωγή, που σημαίνει είτε ότι ο διαχειριστής του συστήματος διέκοψε την έγχυση ισχύος από όλα τα μεγάλα φωτοβολταϊκά πάρκα σε όλη την επικράτεια αυτό το διάστημα, είτε ότι έχει καταχωρηθεί λάθος τιμή. Ταυτόχρονα την ίδια μέρα το διάστημα 05:00-06:00 καταγράφεται μη αναμενόμενη για την ώρα υψηλή παραγωγή. Και οι δύο αυτές περιπτώσεις οδηγούν σε ακραίες τιμές λάθους (πραγματική τιμή - πρόβλεψη)

Οι παραπάνω διαπιστώσεις σε συνδυασμό με τον αποκλεισμό πολλών data

points από το δείγμα, θέτουν υπό αμφισβήτηση την αξιοπιστία του δείγματος. Ελλείπει άλλης πηγής για επαλήθευση των δεδομένων και υποθέτοντας ότι οι τιμές που αφαιρέθηκαν δεν επηρεάζουν καθοριστικά την ποιότητα του δείγματος, τα data points που απέμειναν χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της κατανομής πιθανότητας του λάθους της φωτοβολταϊκής παραγωγής. Το ανανεωμένο ιστόγραμμα του λάθους, καθώς και το ιστόγραμμα του κανονικοποιημένου λάθους απεικονίζονται στα Σχήματα 5.12 και 5.13 αντίστοιχα.

#### 5.4.2 Εύρεση θεωρητικής κατανομής και κατανομής Kernel

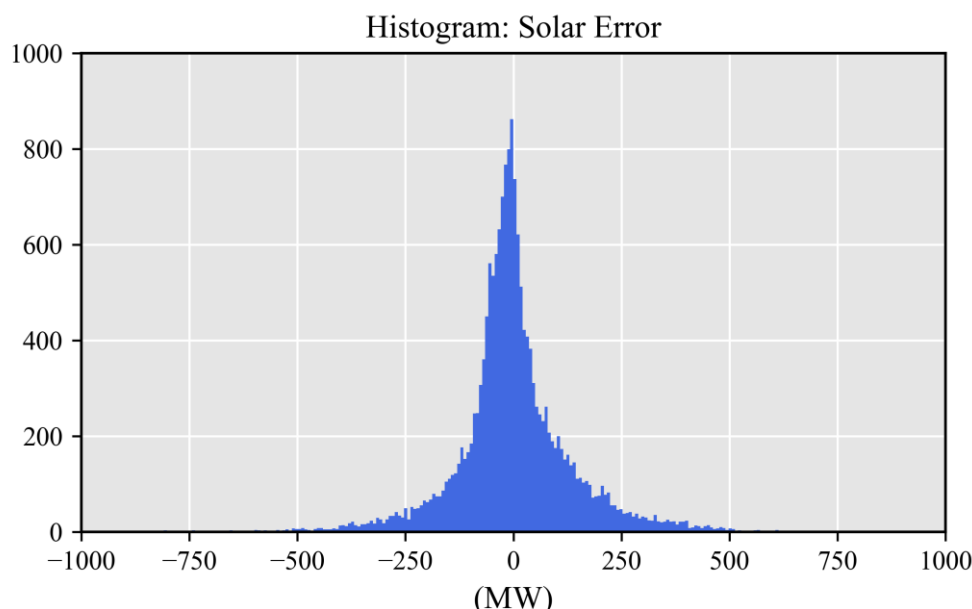
Κατά αντιστοιχία με το προηγούμενα κεφάλαια γίνεται το ταίριασμα του δείγματος με κάποια θεωρητική κατανομή. Το αποτέλεσμα της διαδικασίας ανέδειξε ως πιο κατάλληλη κατανομή την gennorm (Generalized normal distribution) ή γενικευμένη κανονική κατανομή [7]. Η γενικευμένη κανονική κατανομή έχει την εξής συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας:

$$F(x, \beta) = \frac{\beta}{2\Gamma(1/\beta)} \exp(-|x|^\beta) \quad (5.4)$$

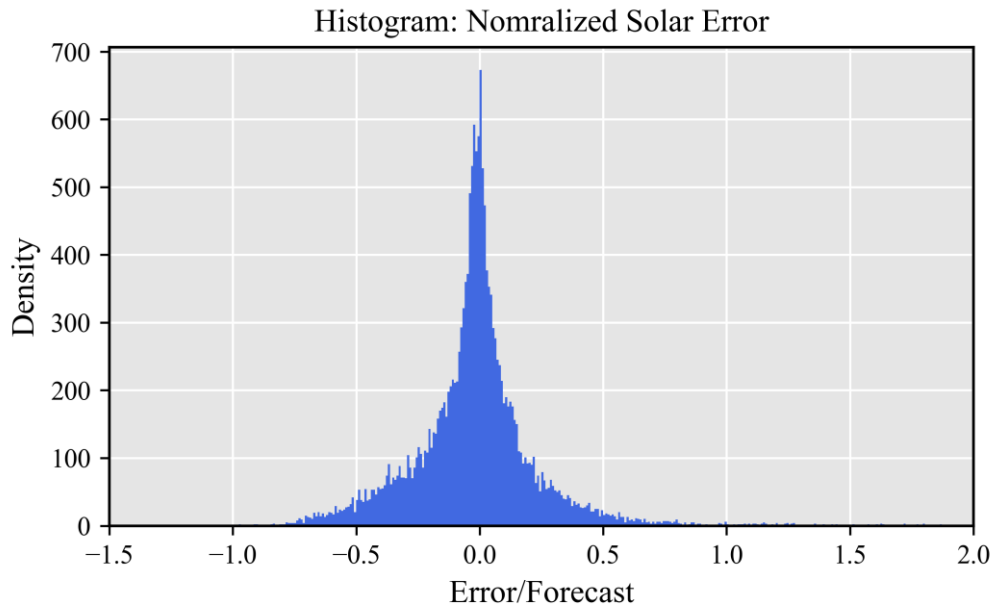
$\beta$ : shape parameter

$\Gamma$ : συνάρτηση γάμμα

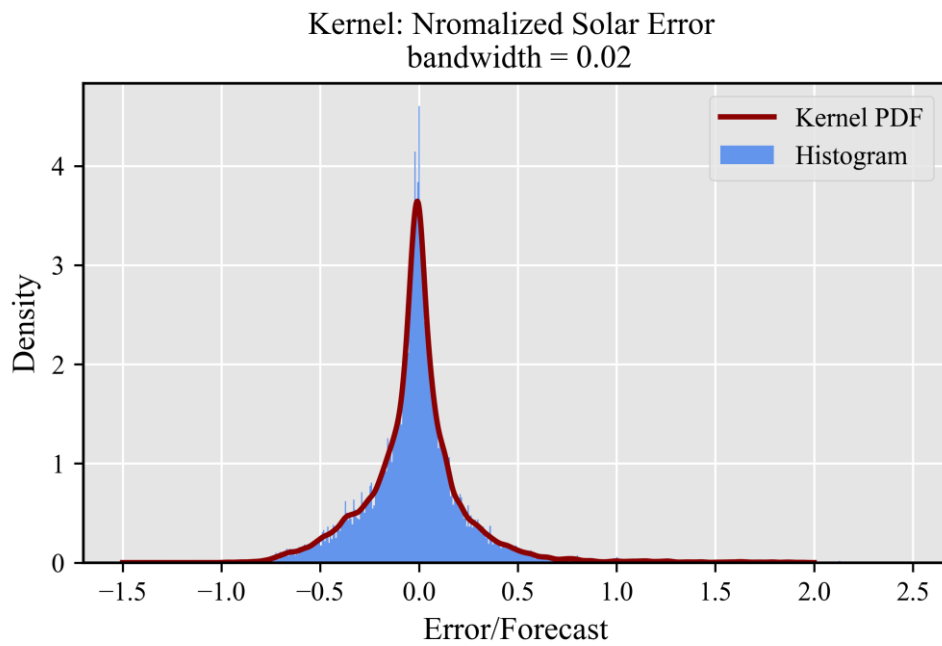
Η κατανομή gennorm είναι επίσης γνωστή και ως εκθετική κατανομή (exponential power distribution) ή κατανομή γενικευμένου λάθους και είναι μια παραμετρική οικογένεια συμμετρικών κατανομών. Περιλαμβάνει όλες τις κανονικές και Laplace κατανομές και ως οριακές περιπτώσεις περιλαμβάνει όλες τις συνεχείς ομοιόμορφες κατανομές σε φραγμένα διαστήματα του πραγματικού άξονα. Για  $\beta = 2$  ταυτίζεται με την κανονική κατανομή, ενώ για  $\beta = 1$  με την Laplace. Για  $\beta < 2$  οι ουρές είναι βαρύτερες της κανονικής κατανομής, ενώ για  $\beta > 2$  ελαφρύτερες [8].



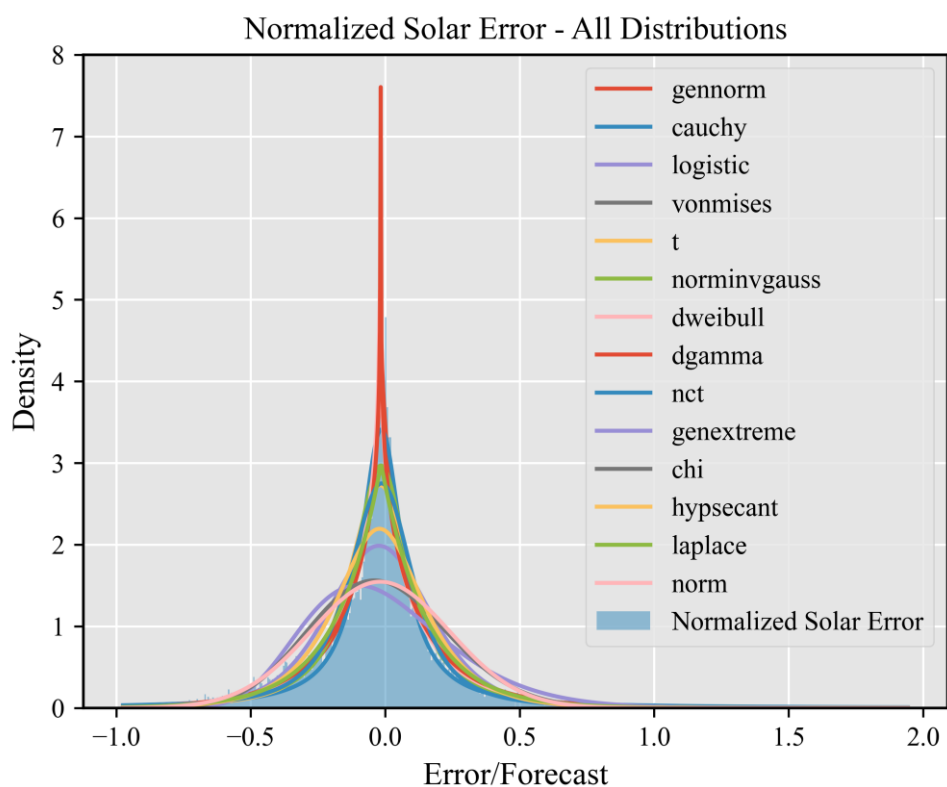
**Σχήμα 5.12** Ιστόγραμμα ηλιακής παραγωγής μετά την περικοπή δεδομένων



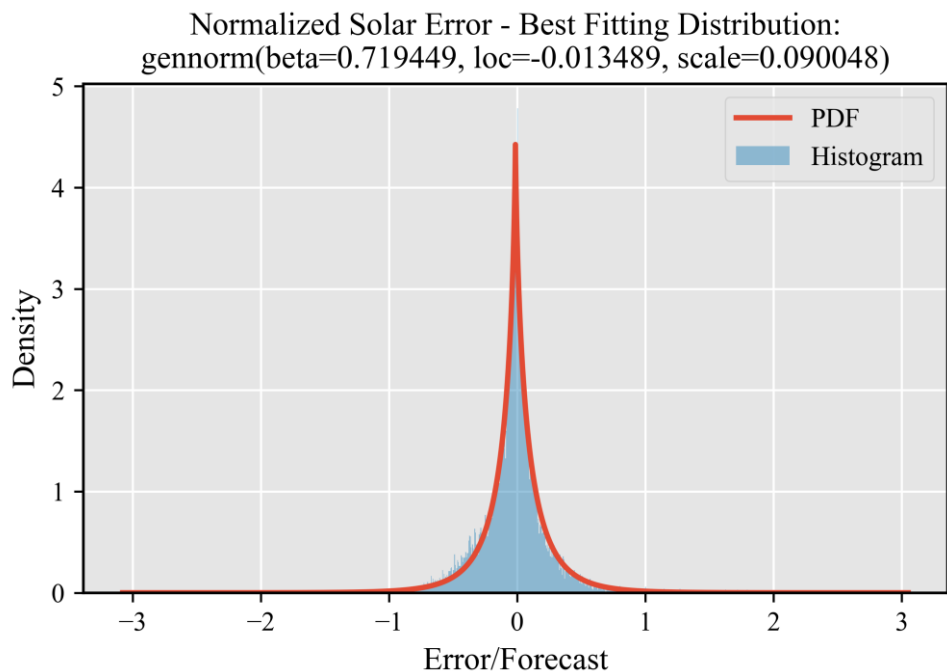
**Σχήμα 5.13** Ιστόγραμμα PE για την ηλιακή παραγωγή



**Σχήμα 5.14** Κατανομή Kernel για το PE της ηλιακής παραγωγής



Σχήμα 5.15 Παράθεση υποψήφιων κατανομών για το PE της ηλιακής παραγωγής

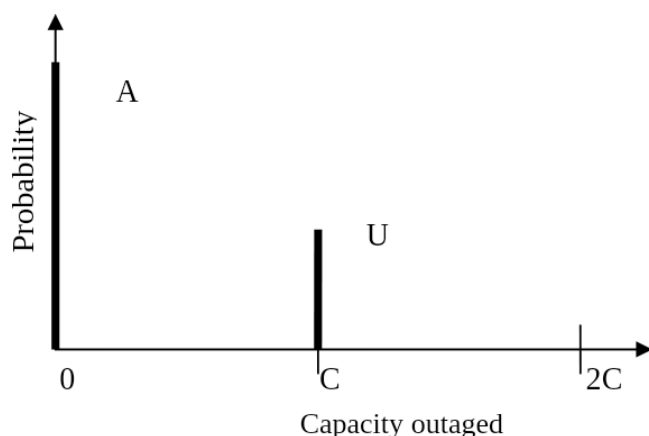


Σχήμα 5.16 Βέλτιστη θεωρητική κατανομή για το PE της ηλιακής παραγωγής

## 5.5 Δημιουργία COPT

### 5.5.1 Επαναληπτικός αλγόριθμος υπολογισμού COPT

Η απώλεια ισχύος μπορεί να οριστεί για κάθε μονάδα παραγωγής ως μια τυχαία μεταβλητή  $X$ . Η συνάρτηση μάζας πιθανότητας  $f_X$  της Τ.Μ.  $X$  για μια μονάδα που περιγράφεται από δύο καταστάσεις (λειτουργία - διακοπή) αποτελείται από δύο κρουστικούς παλμούς όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.17, όπου  $U$  είναι η Μη Διαθεσιμότητα και  $A = 1 - U$  η Διαθεσιμότητα.



Σχήμα 5.17 Συνάρτηση μάζας πιθανότητας μονάδας δυο καταστάσεων

Ο Πίνακας Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος είναι το άθροισμα των τυχαίων μεταβλητών  $X_i$  των μονάδων και επομένως, εφόσον οι τυχαίες μεταβλητές είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους, αντιστοιχεί στην συνέλιξη των συναρτήσεων μάζας πιθανότητας  $f_{X_i}$ , οι οποίες αποτελούνται από κρουστικούς παλμούς. Ωστόσο, η συνέλιξη οποιασδήποτε συνάρτησης με έναν κρουστικό απλά μετατοπίζει τη συνάρτηση στη θέση του παλμού και μεταβάλλει το πλάτος της συνάρτησης αυτής επί την τιμή του παλμού. Ανατρέχοντας στην εξίσωση (4.13) παρατηρούμε ότι αυτή αναπαριστά την διαδικασία που μόλις περιγράφηκε, δηλαδή τη συνέλιξη μιας συνάρτησης με δύο κρουστικούς παλμούς που αντιπροσωπεύουν τη νέα μονάδα που ενσωματώνεται στον πίνακα.

Το πλήθος και η ποικιλομορφία ως προς τα χαρακτηριστικά (ονομαστική ισχύς, αξιοπιστία) των μονάδων παραγωγής των πραγματικών συστημάτων δεν επιτρέπει την πραγματοποίηση υπολογισμών χειροκίνητα. Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιείται ένας επαναληπτικός αλγόριθμος, τη βάση του οποίου αποτελεί η εξίσωση (4.13). Οι μονάδες προστίθενται διαδοχικά σε κάθε κατάσταση. Στη  $n$ -οστή κατάσταση έχουν προστεθεί ήδη  $n-1$  μονάδες. Στον αλγόριθμο λαμβάνονται υπόψη οι αρχικές τιμές για την εξίσωση (4.13). Η ίδια εξίσωση χρησιμοποιείται και για τον υπολογισμό της αθροιστικής πιθανότητας. Για τον υπολογισμό του COPT είναι απαραίτητο να οριστεί ένα συγκεκριμένο μέγεθος βήματος για κάθε επανάληψη. Το μέγεθος εξαρτάται από τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής και για μέγιστη ακρίβεια πρέπει να είναι το πολύ ίσο με το μέγεθος της μικρότερης μονάδας.

Τα δεδομένα της συμβατικής παραγωγής εισάγονται στο πρόγραμμα με τη μορφή πίνακα που περιλαμβάνει την ισχύ και τη μη διαθεσιμότητα κάθε μονάδας που έχει προγραμματιστεί να συμμετέχει στην παραγωγή για το συγκεκριμένο διάστημα. Το πρόγραμμα επιστρέφει τον πίνακα COPT υπολογίζοντας διάφορες πιθανότητες. Τα αποτελέσματα υπολογισμού της ακριβούς πιθανότητας (exact probability) για

κάθε επίπεδο απώλειας ισχύος διαμορφώνουν την κατανομή μάζας πιθανότητας PMF για την συμβατική παραγωγή.

### 5.5.2 Πείραμα: Υπολογισμός απαιτούμενης εφεδρείας θεωρώντας μόνο τη συμβατική παραγωγή και ιδανικό φορτίο

Σε αυτήν την προσέγγιση θεωρείται ότι η παραγωγή του συστήματος αποτελείται μόνο από τη συμβατική παραγωγή, ενώ το φορτίο δεν εισάγει αβεβαιότητα. Επιπλέον θεωρούμε ότι το σύστημα αποτελείται από έναν μόνο ζυγό στον οποίο συνδέονται οι μονάδες παραγωγής και το φορτίο, δηλαδή δεν μας ενδιαφέρει η τοπολογία του συστήματος και πιθανές αβεβαιότητες που μπορούν να προκύψουν από αυτή. Τέλος για τις μονάδες παραγωγής υποθέτουμε ότι διαθέτουν δύο καταστάσεις λειτουργίας, μία σε λειτουργία υπό ονομαστική ισχύ και μία εκτός λειτουργίας.

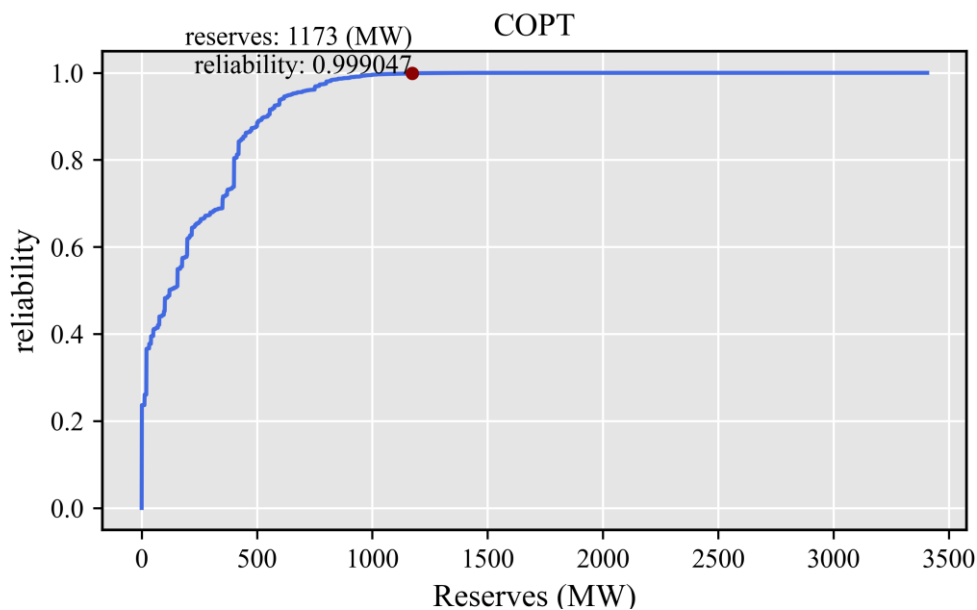
Τα δεδομένα παραγωγής αντλήθηκαν από το IEEE Reliability Test System-1996 [10], για την περιοχή Area A και αποτυπώνονται στον Πίνακα 5.2.

Unit Group	Unit Type	Unit Size (MW)	Number of Units	FOR
U12	Oil/Steam	12	5	0.02
U20	Oil/CT	20	4	0.10
U50	Hydro	50	6	0.01
U76	Coal/Steam	76	4	0.02
U100	Oil/Steam	100	3	0.04
U155	Coal/Steam	155	4	0.04
U197	Oil/Steam	197	3	0.05
U350	Oil/Steam	350	1	0.08
U400	Nuclear	400	2	0.12

**Πίνακας 5.2** Δεδομένα συμβατικής παραγωγής πειράματος

Η συνολική παραγωγή του συστήματος με τις παραπάνω υποθέσεις είναι:  $G = \Sigma[(\text{Unit Size}) * (\text{Number of Units})]$ , για όλες τις γραμμές του Πίνακα 5.2, δηλαδή:  $G = 3405$  MW. Αυτή η παραγωγή έχει υπολογιστεί ώστε για τη συγκεκριμένη ώρα να ακολουθεί το φορτίο που έχει προβλεφτεί με απόλυτη ακρίβεια, επομένως είναι ακριβώς ίσο με 3405 MW για τη συγκεκριμένη ώρα. Η αβεβαιότητα του συστήματος περιορίζεται μόνο στην αβεβαιότητα της συμβατικής παραγωγής. Η παράσταση της αθροιστικής κατανομής (cumulative Probability) συναρτήσει της απώλειας ισχύος (outage Capacity) απεικονίζεται στο Σχήμα 5.18.

Για δείκτη αξιοπιστίας  $RL = 99,9\%$ , η ποσότητα εφεδρείας που απαιτείται δίνεται από την κατανομή με τον εξής τρόπο:  $F(\text{Res}) \leq 1 - RL$ , δηλαδή η επιθυμητή εφεδρεία ισούται με το επίπεδο απώλειας ισχύος (outageCap) για το οποίο η αθροιστική πιθανότητα είναι μικρότερη η ίση από 0,01% ή 0,001. Για τα δεδομένα παραγωγής που Πίνακα 3.2 και για δείκτη αξιοπιστίας 99,9% η εφεδρεία υπολογίστηκε: Reserves = 1173 MW.



**Σχήμα 5.18** Γραφική παράσταση αξιοπιστίας συναρτήσεως της εφεδρείας

Στο παραπάνω σχήμα απεικονίζεται η γραφική παράσταση της αξιοπιστίας συναρτήσεως της εφεδρείας που στην γενική περίπτωση αντιστοιχεί στην γραφική της αθροιστικής πιθανότητας συναρτήσεως της απώλειας ισχύος της συμβατικής παραγωγής. Παρατηρούμε ότι από μια τιμή εφεδρείας περίπου 1000 MW και πάνω η αξιοπιστία παρουσιάζει πολύ μικρή βελτίωση, δηλαδή η ευαισθησία του δείκτη αξιοπιστίας μειώνεται σε μεγάλο βαθμό όσο αυτός πλησιάζει τη μονάδα. Επομένως η περαιτέρω βελτίωση της αξιοπιστίας έπειτα από ένα σημείο συνεπάγεται ενδεχομένως ασύμφορη αύξηση του κόστους από την κινητοποίηση μεγάλων ποσοτήτων επιπλέον εφεδρείας.

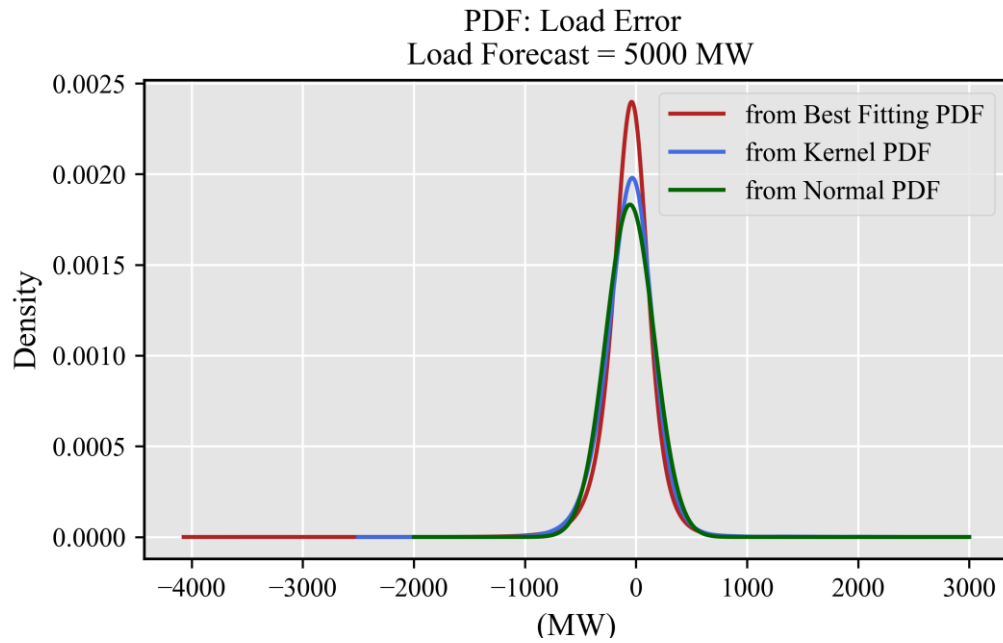
## 5.6 Εξαγωγή κατανομών, γραμμική παρεμβολή και συνέλιξη

Στο σημείο αυτό εισάγονται οι τιμές πρόβλεψης για το φορτίο, την αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή. Βάσει αυτών των τιμών υπολογίζονται οι αντίστοιχες κατανομές αβεβαιότητας όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 4.3.2. Για παράδειγμα, θεωρείται ένα σενάριο που αποτελείται από τις εξής τιμές πρόβλεψης:

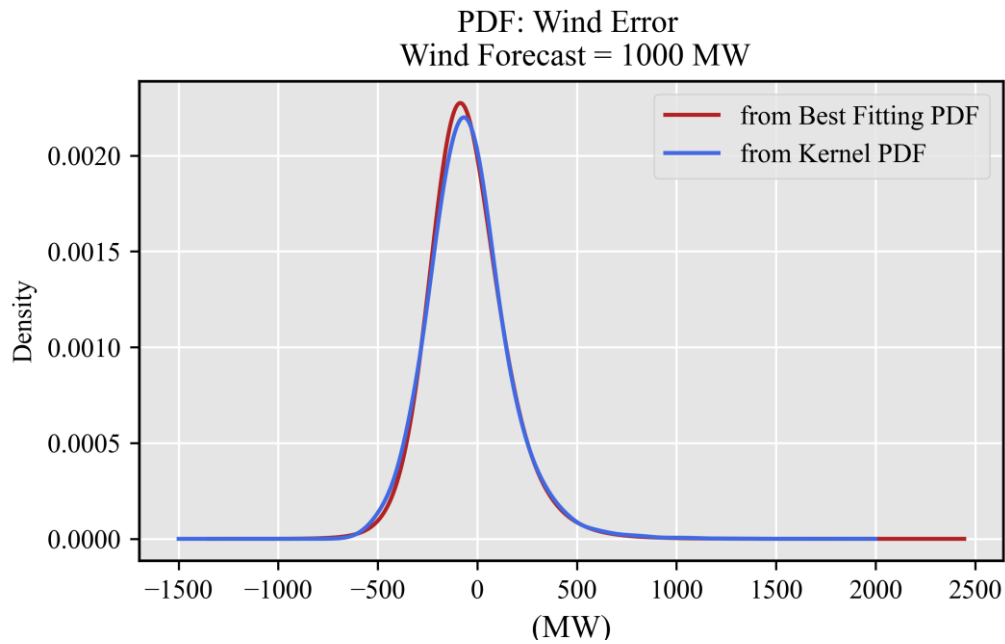
- Φορτίο:  $L = 5000$  MW
- Αιολική παραγωγή:  $W = 1000$  MW
- Φωτοβολταϊκή παραγωγή:  $S = 1200$  MW

Οι κατανομές που προκύπτουν για τις παραπάνω τιμές απεικονίζονται στα Σχήματα 5.19, 5.20 και 5.21 αντίστοιχα.

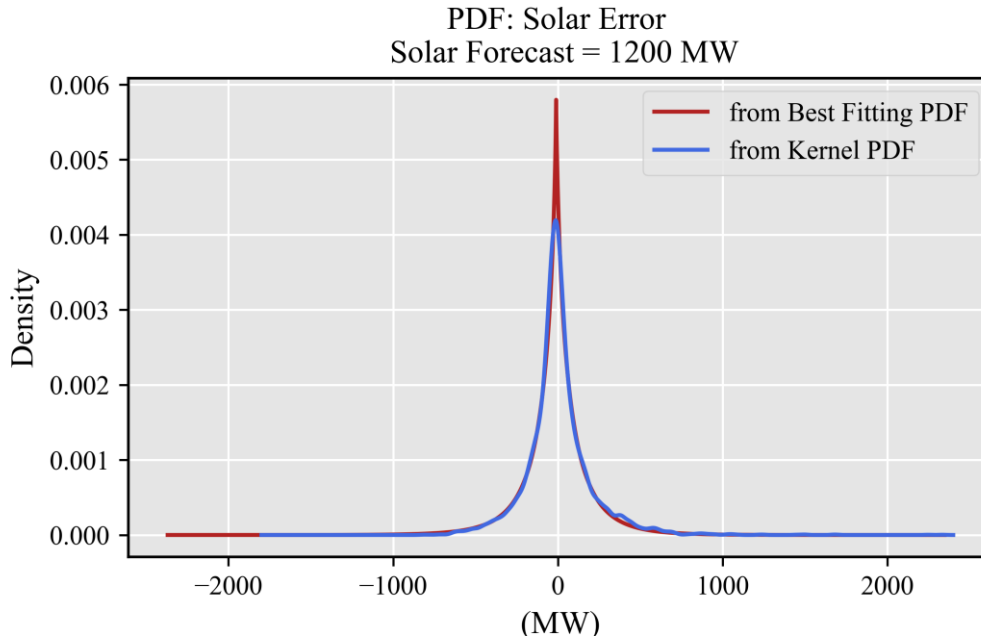




**Σχήμα 5.19** Κατανομές λάθους του φορτίου για τιμή πρόβλεψης φορτίου  $F_{new} = 5000\text{MW}$



**Σχήμα 5.20** Κατανομές λάθους αιολικής παραγωγής για πρόβλεψη  $F_{new} = 1000\text{MW}$



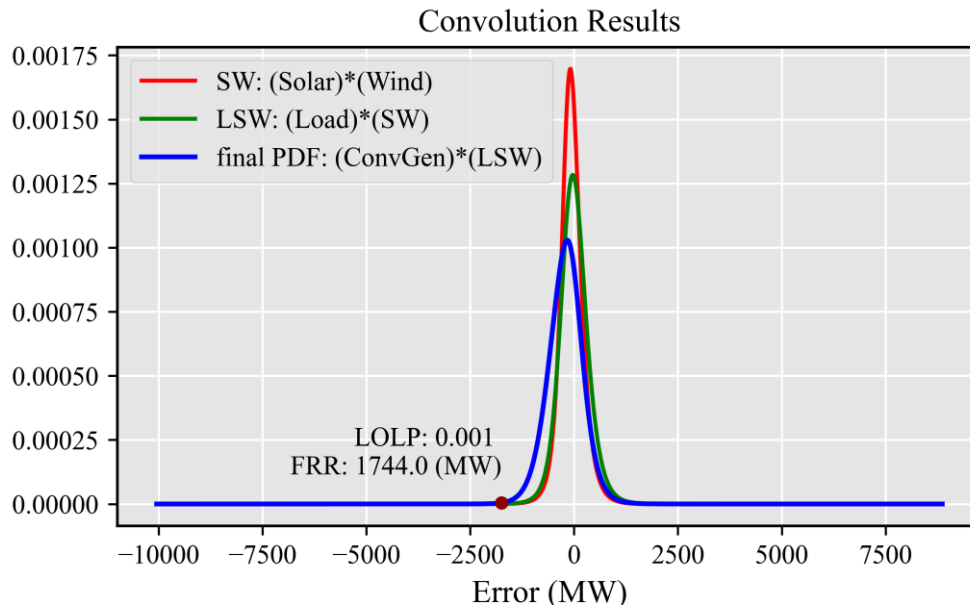
**Σχήμα 5.21** Κατανομές λάθους ηλιακής παραγωγής για πρόβλεψη  $F_{\text{new}} = 1200\text{MW}$

Κάθε κατανομή είναι ένα σύνολο από ζεύγη τιμών x-y άξονα, με τις x-τιμές να αναπαριστούν ισχύ (MW) και τις y-τιμές να αναπαριστούν πυκνότητα πιθανότητας. Επομένως, η συνέλιξη που πραγματοποιείται είναι συνέλιξη διακριτού σήματος. Επειδή αυτές οι τιμές προήλθαν από τις αντίστοιχες κανονικοποιημένες, για κάθε τιμή πρόβλεψης είναι διαφορετικές και επομένως οι τιμές του x-άξονα και το διάστημα μεταξύ τους (binsize) δεν είναι προκαθορισμένα. Τα αυθαίρετα datapoints και binsize στον x-άξονα δυσχεραίνουν την πραγματοποίηση της συνέλιξης. Για τον λόγο αυτό γίνεται χρήση παρεμβολής για κάθε κατανομή ορίζοντας συγκεκριμένα σημεία στον άξονα x και κοινό διάστημα (binsize). Το βήμα (binsize) επιλέγεται να είναι μοναδιαίο ( 1 MW) επιτρέποντας έτσι την εύκολη μετατροπή των κατανομών από συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας σε συναρτήσεις μάζας πιθανότητας, την κατάλληλη μορφή δηλαδή, για την εκτέλεση της συνέλιξης.

Εφόσον πλέον οι κατανομές έχουν κοινό άξονα x, η συνέλιξη πραγματοποιείται ως συνέλιξη 1-D διακριτών σημάτων (y-τιμές) με τη χρήση της συνάρτησης `signal.fftconvolve` [12]. Η συνάρτηση αυτή χρησιμοποιεί τη μέθοδο Fast Fourier Transform η οποία είναι εν γένει πολύ πιο γρήγορη από την κλασική μέθοδο για μεγάλους πίνακες ( $n > \sim 500$ ). Επισημαίνεται ότι στις συνέλιξεις συμμετείχαν μόνο οι θεωρητικές κατανομές, καθώς αντιμετωπιστήκαν κωλύματα με την ακρίβεια των κατανομών Kernel.

Τα αποτελέσματα της συνέλιξης, δηλαδή η συνάρτηση μάζας πιθανότητας της συνολικής αβεβαιότητας ή η κατανομή λάθους του περιθωρίου παραγωγής (Generation Margin) που περιγράφει το σύστημα φαίνεται στο Σχήμα 5.22. Για δείκτη αξιοπιστίας RL, η αντίστοιχη θετική εφεδρεία R είναι το σημείο του οριζώντιου άξονα για το οποίο ισχύει ότι η αθροιστική πιθανότητα της συνάρτησης αριστερά του σημείου ισούται με 1-RL [11].

Για το σενάριο που προαναφέρθηκε ( $L = 5000\text{MW}$ ,  $W = 1000\text{MW}$ ,  $S = 1200\text{MW}$ ), με συμβατική παραγωγή που περιγράφηκε στο πείραμα της ενότητας 5.5.2 και επίπεδο αξιοπιστίας  $RL = 0.999$  ή 99.9% προκύπτει ότι απαιτούνται 2310MW θετικής εφεδρείας.



**Σχήμα 5.22** Αποτελέσματα συνελίξεων και υπολογισμός εφεδρείας από την τελική κατανομή

## Αναφορές

[1] Anaconda Software Distribution [Internet]. Anaconda Documentation. Anaconda Inc.; 2020. Available from: <https://docs.anaconda.com/>

[2] `scipy.stats.rv_continuous.fit`. In *SciPy documentation*. [https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.rv\\_continuous.fit.html#scipy.stats.rv\\_continuous.fit](https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.rv_continuous.fit.html#scipy.stats.rv_continuous.fit)

[3] Noncentral t-distribution. In *Wikipedia*. [https://en.wikipedia.org/wiki/Noncentral\\_t-distribution](https://en.wikipedia.org/wiki/Noncentral_t-distribution)

[4] Saeed, M. (2020, September 24). *Kernel Density Estimation in Python Using Scikit-Learn*. Stack Abuse. <https://stackabuse.com/kernel-density-estimation-in-python-using-scikit-learn/>

[5] Hyperbolic secant distribution. In *Wikipedia*. [https://en.wikipedia.org/wiki/Hyperbolic\\_secant\\_distribution](https://en.wikipedia.org/wiki/Hyperbolic_secant_distribution)

[6] `scipy.stats.hypsecant`. In *SciPy documentation*. <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.hypsecant.html#scipy.stats.hypsecant>

[7] `scipy.stats.gennorm`. In *SciPy documentation*. <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.gennorm.html>

[8] Generalized normal distribution. In *Wikipedia*. [https://en.wikipedia.org/wiki/Generalized\\_normal\\_distribution](https://en.wikipedia.org/wiki/Generalized_normal_distribution)

[9] Kumar, A., Shivani Sehgal, D. Arora and Aman Soni. "CAPACITY OUTAGE PROBABILITY TABLE CALCULATION(COPT) OF HARYANA POWER GENERATION CORPORATION LIMITED USING VBA." (2013).

[10] Treuherz, David. (2015). The impact of various meteorological years on system reliability in a German energy scenario for 2025.

[11] C. Grigg *et al.*, "The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999, doi: 10.1109/59.780914.

[12] M. Bucksteeg, L. Niesen and C. Weber, "Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1408-1420, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2555483.

[13] scipy.signal.fftconvolve. In *SciPy documentation*.  
<https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.signal.fftconvolve.html>

# 6

## Εφαρμογή για διάφορα σενάρια παραγωγής

### 6.1 Παρουσίαση των σεναρίων παραγωγής

Προκειμένου να υπάρχει μια ολοκληρωμένη εικόνα για τα αποτελέσματα που παράγει η συγκεκριμένη μέθοδος και την επιρροή κάθε παράγοντα στο τελικό αποτέλεσμα, επιλέχθηκαν τέσσερα σενάρια παραγωγής με διαφοροποιήσεις ως προς τα επιμέρους επίπεδα παραγωγής (συμβατική, αιολική, ηλιακή) και ζήτησης. Πρόκειται για υπαρκτά σενάρια του ελληνικού συστήματος που προέκυψαν από τη Διαδικασία Ενοποιημένου Προγραμματισμού (ISP) και αντλήθηκαν από τα δεδομένα που δημοσιοποιεί ο ΑΔΜΗΕ. Τα σενάρια είναι τα εξής:

- **Σενάριο 1: Μέση ζήτηση, υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε σχέση με συμβατική παραγωγή.**

Το σενάριο αυτό αποτελείται από τις προβλέψεις για την παραγωγή και ζήτηση για την ημέρα 05.06.2021 και για το διάστημα 12:30-13:00. Ειδικότερα, προβλέπεται ζήτηση φορτίου (συμπεριλαμβανομένων και των απωλειών συστήματος) 6131MW, άθροισμα συμβατικής παραγωγής 1816MW, παραγωγή ΑΠΕ 2720MW εκ της οποίας αιολική παραγωγή 359MW και παραγωγή από φωτοβολταϊκά 2161MW. Το σενάριο 1 συμπεριλήφθηκε ως ένα σενάριο μέσης ζήτησης με υψηλό επίπεδο παραγωγής ΑΠΕ σε σύγκριση με τη συμβατική παραγωγή.

- **Σενάριο 2: Μέση ζήτηση, χαμηλή διείσδυση ΑΠΕ σε σχέση με συμβατική παραγωγή.**

Αποτελείται από τις προβλέψεις για την παραγωγή και ζήτηση για την ημέρα 05.06.2021 και για το διάστημα 20:30-21:00. Ειδικότερα, προβλέπεται ζήτηση φορτίου (συμπεριλαμβανομένων και των απωλειών συστήματος) 5877MW, άθροισμα συμβατικής παραγωγής 3085MW, παραγωγή ΑΠΕ 440MW εκ της οποίας αιολική παραγωγή 326MW και μηδενική παραγωγή από φωτοβολταϊκά. Το σενάριο 2 συμπεριλήφθηκε ως ένα σενάριο μέσης ζήτησης με υψηλό επίπεδο συμβατικής παραγωγής σε σύγκριση με την παραγωγή ΑΠΕ.

- **Σενάριο 3: Μέση ζήτηση, μέση διείσδυση ΑΠΕ**

Αποτελείται από τις προβλέψεις για την παραγωγή και ζήτηση για την ημέρα 05.06.2021 και για το διάστημα 17:30-18:00. Ειδικότερα, προβλέπεται ζήτηση φορτίου (συμπεριλαμβανομένων και των απωλειών συστήματος) 5411MW, άθροισμα συμβατικής παραγωγής 2434MW, παραγωγή ΑΠΕ 1160MW εκ της οποίας αιολική παραγωγή 394MW και παραγωγή από φωτοβολταϊκά 769MW. Το σενάριο 3 συμπεριλήφθηκε ως ένα σενάριο με παραγωγή ΑΠΕ 32% της συνολικής (άθροισμα συμβατικής και ΑΠΕ), ποσοστό παραγωγής κοντά στο μερίδιο συμμετοχής ΑΠΕ (29%) στην ετήσια παραγωγή για το 2020.

- **Σενάριο 4: Φορτίο αιχμής.**

Αποτελείται από τις προβλέψεις για την παραγωγή και ζήτηση για την ημέρα 24.06.2021 και για το διάστημα 12:00-12:30. Ειδικότερα, προβλέπεται ζήτηση φορτίου (συμπεριλαμβανομένων και των απωλειών συστήματος) 9109MW, άθροισμα συμβατικής παραγωγής 5318MW, παραγωγή ΑΠΕ 2890MW εκ της οποίας αιολική παραγωγή 398MW και παραγωγή από φωτοβολταϊκά 2316MW. Το σενάριο 4 συμπεριλήφθηκε ως ένα σενάριο υψηλής ζήτησης. Πρόκειται στην ουσία για φορτίο αιχμής καθώς μέχρι την ημέρα που καταγράφηκε αποτελούσε την τρίτη μεγαλύτερη αιχμή έτους με την πρώτη να αγγίζει τα 9180MW.

Τα μεγέθη της παραγωγής και ζήτησης για κάθε σενάριο απεικονίζονται στον Πίνακα 6.1. Παρατηρείται ότι στον Πίνακα 6.1 ότι δεν τηρείται το ισοζύγιο ισχύος και ειδικότερα, η προβλεπόμενη παραγωγή υπολείπεται της προβλεπόμενης ζήτησης. Αυτό ισχύει διότι αυτή η διαφορά καλύπτεται από την εισαγόμενη ισχύ μέσω των διεθνών διασυνδέσεων, η οποία δεν μοντελοποιείται ως προς την αβεβαιότητα της στην παρούσα εργασία.

Στον Πίνακα 6.2 φαίνεται ο καταμερισμός της συμβατικής παραγωγής στις επιμέρους μονάδες που αναμένεται να παράγουν το συγκεκριμένο διάστημα για τα σενάρια 1 ως 3. Στον Πίνακα 6.3 φαίνεται ο καταμερισμός της συμβατικής παραγωγής στις επιμέρους μονάδες που αναμένεται να παράγουν το συγκεκριμένο διάστημα για το σενάριο 4.

# of Scenario	1	2	3	4
<b>Load (MW)</b>	6131	5877	5411	9109
<b>Conventional Generation (MW)</b>	1816	3085	2434	5318
<b>Wind Generation (MW)</b>	359	326	394	398
<b>Solar Generation (MW)</b>	2161	0	769	2316

**Πίνακας 6.4** Σενάρια για παραγωγή και ζήτηση του ελληνικού συστήματος

Unit Name	Production Type	Generation (MW)			EFORd
		Scenario 1: 05.06.2021 12:30	Scenario 2: 05.06.2021 20:30	Scenario 3: 05.06.2021 17:30	
AG_DIMITRIOS1	Fossil Brown coal/Lignite	151	200	151	0.21195
MEGALOPOLI4	Fossil Brown coal/Lignite	195	195	195	0.21631
MEGALOPOLI_V	Fossil Gas	170	345	314	0.0567
LAVRIO4	Fossil Gas	75	100	162	0.15479
KORINTHOS_POWER	Fossil Gas	380	380	380	0.01975
PROTERGIA_CC	Fossil Gas	273	280	377	0.02723
HERON_CC	Fossil Gas	-	275	42	0.02793
ALIVERI5	Fossil Gas	-	405	80	0.12835
ELPEDISON_THISVI	Fossil Gas	-	211	110	0.05511
ELPEDISON_THESS	Fossil Gas	225	285	275	0.03525
LAVRIO5	Fossil Gas	220	278	220	0.15054
ALOUMINIO	Fossil Gas	128	128	128	0.01069

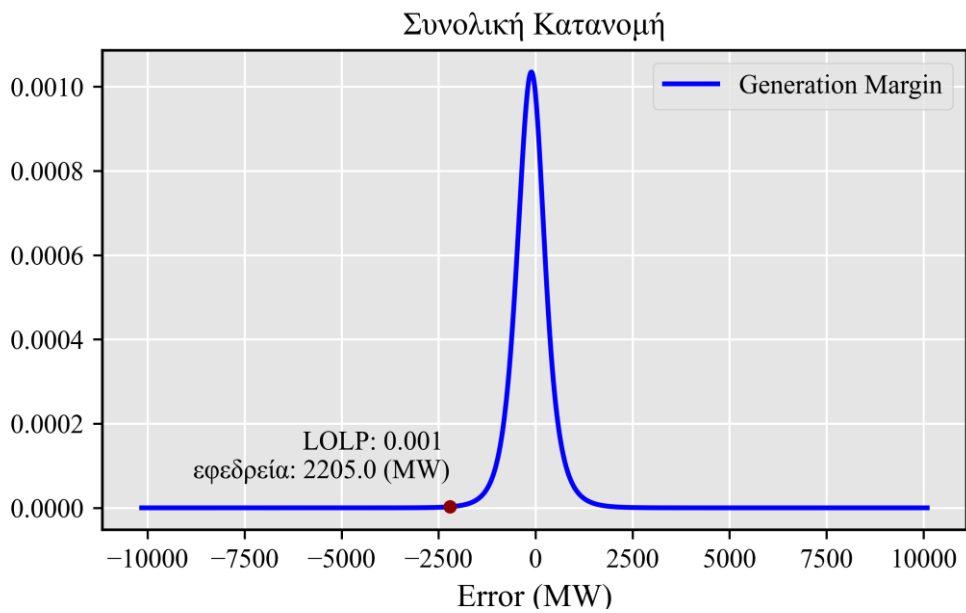
Πίνακας 6.5 Καταμερισμός συμβατικής παραγωγής για τα σενάρια 1-3

Name	Production Type	Generation (MW) Scenario 4: 24.06.2021 12:00	EFORd
MELITI	Fossil Brown coal/Lignite	261	0.17614
AG_DIMITRIOS3	Fossil Brown coal/Lignite	204	0.20369
AG_DIMITRIOS4	Fossil Brown coal/Lignite	155	0.20632
AG_DIMITRIOS2	Fossil Brown coal/Lignite	150	0.17077
MEGALOPOLI4	Fossil Brown coal/Lignite	238	0.21631
MEGALOPOLI_V	Fossil Gas	668	0.0567
LAVRIO4	Fossil Gas	489	0.15479
KOMOTINI	Fossil Gas	407	0.06802
KORINTHOS_POWER	Fossil Gas	340	0.01975
PROTERGIA_CC	Fossil Gas	345	0.02723
HERON_CC	Fossil Gas	361	0.02793
ALIVERI5	Fossil Gas	380	0.12835
ELPEDISON_THISVI	Fossil Gas	324	0.05511
ELPEDISON_THESS	Fossil Gas	380	0.03525
LAVRIO5	Fossil Gas	350	0.15054
ALOUMINIO	Fossil Gas	267	0.01069

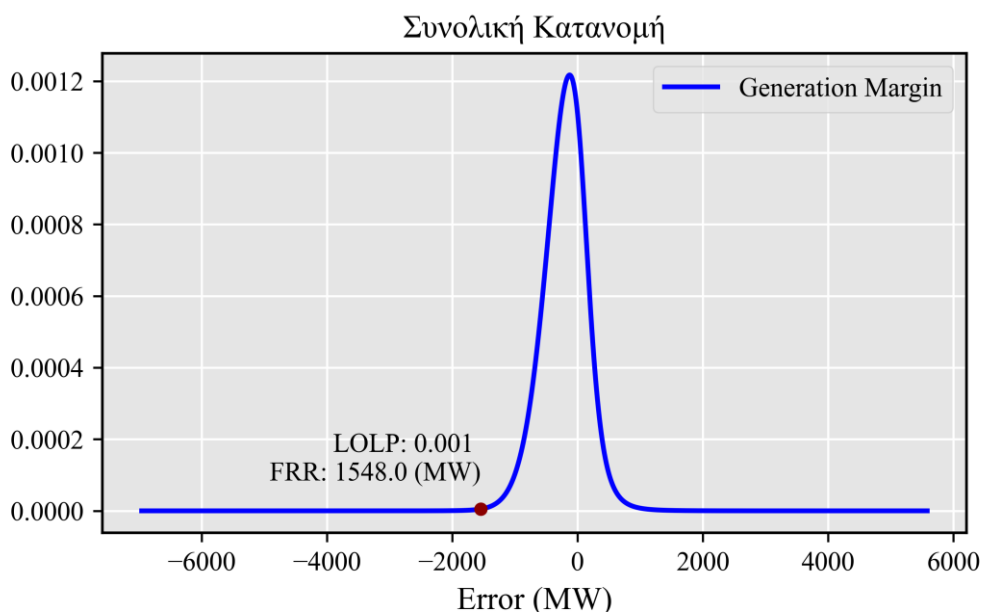
Πίνακας 6.6 Καταμερισμός συμβατικής παραγωγής για το Σενάριο 4

Τα παραπάνω δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν και εφαρμόστηκε η προτεινόμενη μέθοδος πιθανοτικής διαστασιολόγησης εφεδρείας για κάθε ένα από τα σενάρια όπως παρουσιάστηκε στα προηγούμενα κεφάλαια. Για κάθε σενάριο δηλαδή,

δημιουργήθηκε ο πίνακας COPT και η συνάρτηση μάζας πιθανότητας για την συμβατική παραγωγή, καθώς και οι κατανομές λάθους για το φορτίο, την αιολική και την φωτοβολταϊκή παραγωγή. Έτσι για κάθε σενάριο με την εφαρμογή συνέλιξης προκύπτει η συνολική κατανομή λάθους, η οποία αποτελεί τη βάση για τον υπολογισμό της εφεδρείας αλλά και την εξαγωγή ορισμένων συμπερασμάτων. Στα Σχήματα 6.1-4 απεικονίζονται τα αποτελέσματα της συνέλιξης και άρα η τελική κατανομή ή το περιθώριο παραγωγής (Generation Margin) για κάθε σενάριο αντίστοιχα.

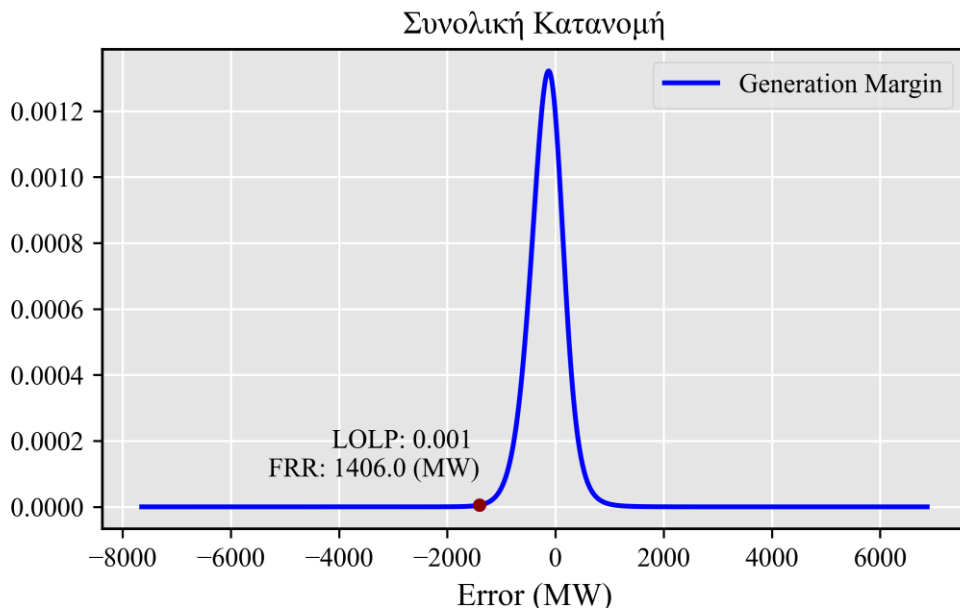


**Σχήμα 6.5** Αποτελέσματα συνέλιξης για το σενάριο 1

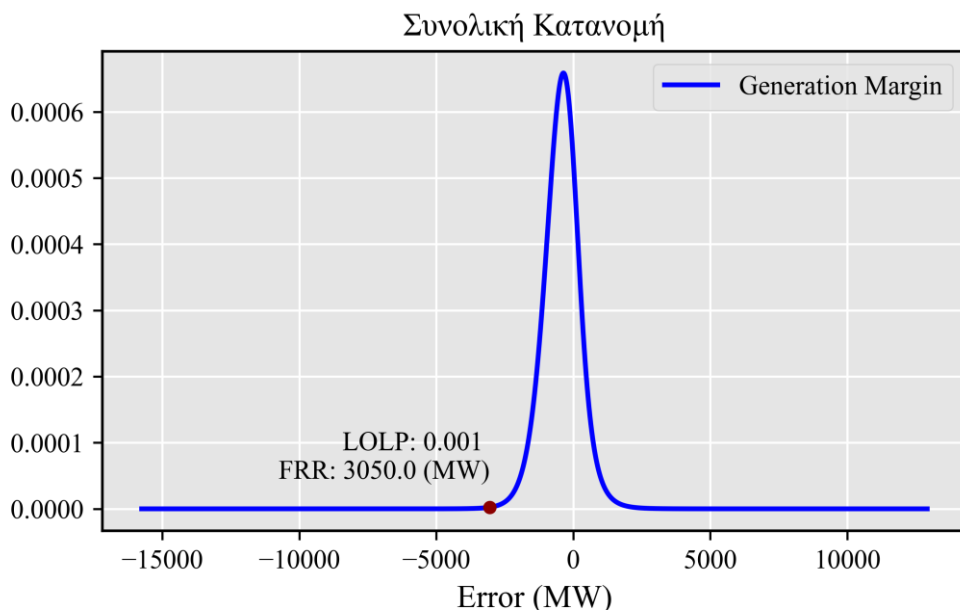


**Σχήμα 6.6** Αποτέλεσμα συνέλιξης για το σενάριο 2





**Σχήμα 6.7** Αποτέλεσμα συνέλιξης για το σενάριο 3



**Σχήμα 6.8** Αποτέλεσμα συνέλιξης για το σενάριο 4

Μέσω της συνολικής κατανομής ή καμπύλης του περιθωρίου παραγωγής (Generation Margin) εξάγεται το επίπεδο εφεδρείας για την προκαθορισμένη τιμή αξιοπιστίας  $RL = 0.999$  (ή  $LOLP = 0.001$ ). Επιπλέον, με την αντίστροφη διαδικασία, υπολογίζεται το ρίσκο (LOLP) για την εφεδρεία που καθορίζεται από ντετερμινιστικούς κανόνες, καθώς και το ρίσκο από το επίπεδο εφεδρείας που είχε καθορίσει ο ΑΔΜΗΕ για τα επιλεγμένα σενάρια. Οι ντετερμινιστικοί κανόνες είναι ο Κανόνας Α (N-1), ο Κανόνας Β ( $6\sqrt{L_{\max}}$ ) και ο Κανόνας Γ (N-1 + 2%Load<sub>MAX</sub> + 20%ΑΠΕ) που αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 3. Ο υπολογισμός του ρίσκου για αυτές

τις μεθόδους γίνεται χρησιμοποιώντας και πάλι την συνολική κατανομή που προκύπτει από την προτεινόμενη μέθοδο. Δηλαδή, έχοντας ως δεδομένο το επίπεδο εφεδρείας που παράγει η ντετερμινιστική μέθοδος εντοπίζεται το αντίστοιχο σημείο του οριζόντιου άξονα και υπολογίζεται το εμβαδόν που περικλείει η καμπύλη αριστερά (ανοδική εφεδρεία) ή δεξιά (καθοδική) του επιλεγμένου σημείου. Τα αποτελέσματα για κάθε σενάριο παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 6.4.

# of Scenario	1	2	3	4
<b>Load (MW)</b>	6131	5877	5411	9109
<b>Conventional Gen. (MW)</b>	1816	3085	2434	5318
<b>Wind Generation (MW)</b>	359	326	394	398
<b>Solar Generation (MW)</b>	2161	0	769	2316
<b>Proposed Method (MW) / LOLP</b>	2205 / 0.1%	1548 / 0.1%	1406 / 0.1%	3050 / 0.1%
<b>Rule A (MW) / LOLP</b>	380 / 25.6%	405 / 26.8%	380 / 23.5%	668 / 34.3%
<b>Rule B (MW) / LOLP</b>	469 / 19.4%	459 / 22.3%	441 / 18.3%	572 / 40.0%
<b>Rule C (MW) / LOLP</b>	1006 / 3.2%	587 / 13.7%	720 / 4.8%	1392 / 7.4%
<b>ADHME FRR (MW) / LOLP</b>	1190 / 1.8%	1080 / 1.3%	1220 / 0.3%	1180 / 12.3%

Πίνακας 6.4 Εφεδρεία FRR και αντίστοιχο ρίσκο για κάθε σενάριο για τις διάφορες μεθόδους υπολογισμού.

## 6.2 Παρατηρήσεις επί των αποτελεσμάτων από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου

### 6.2.α Παρατήρηση 1: Σύγκριση επιπέδων εφεδρείας για κάθε μεθοδολογία

Όπως διαπιστώνεται από τον Πίνακα 6.4, η εφεδρεία που προκύπτει από την εφαρμογή της πιθανοτικής μεθόδου για  $LOLP=0.001$  είναι σε κάθε σενάριο μεγαλύτερη από την εφεδρεία που προκύπτει από τις ντετερμινιστικές μεθόδους, καθώς και από την εφεδρεία που υπολογίζει ο ΑΔΜΗΕ. Η σύγκριση των επιπέδων των κινητοποιούμενων εφεδρειών γίνεται πιο κατανοητή στον Πίνακα 6.5 όπου η εφεδρεία κάθε μεθόδου εκφράζεται ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης για κάθε σενάριο.

# of Scenario	FRR percentage of Demand			
	1	2	3	4
<b>Proposed Method</b>	36.0%	26.3%	26.0%	33.5%
<b>Rule A</b>	6.2%	6.9%	7.0%	7.3%
<b>Rule B</b>	7.7%	7.8%	8.2%	6.3%
<b>Rule C</b>	16.4%	10.0%	13.3%	15.3%
<b>ADHME FRR</b>	19.4%	18.4%	22.5%	13.0%

Πίνακας 6.5 Εφεδρεία FRR ανά μέθοδο ως ποσοστό της ζήτησης (Demand) κάθε σεναρίου

Ειδικότερα, για την προτεινόμενη μέθοδο (proposed method) κινητοποιείται εφεδρεία ίση με 36.0%, 26.3%, 26.0% και 33.5% της συνολικής ζήτησης για τα σενάρια 1 έως 4 αντίστοιχα, ενώ ταυτόχρονα ο ΑΔΜΗΕ κινητοποιεί εφεδρεία ίση με το 19.4%, 18.4%, 22.5% και 13.0% της συνολικής ζήτησης. Οι ντετερμινιστικοί

κανόνες A και B κινητοποιούν αρκετά μικρότερες ποσότητες εφεδρείας, με τον Κανόνα A να δεσμεύει εφεδρεία ίση με το 6.2%, 6.9%, 7.0%, 7.3% της συνολικής ζήτησης για κάθε σενάριο αντίστοιχα και τον Κανόνα B να δεσμεύει εφεδρεία ίση με το 7.7%, 7.8%, 8.2%, 6.3% της συνολικής ζήτησης για κάθε σενάριο. Τέλος, ο Κανόνας Γ κινητοποιεί μεγαλύτερη ποσότητα εφεδρείας σε σχέση με τους κανόνες A και B, ίση με το 16.4%, 10.0%, 13.3% και 15.3% της συνολικής ζήτησης για τα σενάρια 1 έως 4 αντίστοιχα.

### 6.2.β Παρατήρηση 2: Σύγκριση ρίσκου κάθε μεθοδολογίας

Στον Πίνακα 6.4 αναγράφεται η τιμή του ρίσκου (LOLP) ανά μέθοδο. Ειδικότερα ο δείκτης LOLP φτάνει (για τα σενάρια 1 έως 4) για τον μεν Κανόνα A το 25.6%, 26,8%, 23.5%, 34,3% αντίστοιχα, ενώ για τον Κανόνα B το 19.4%, 22.3%, 18.3% και 40.0% αντίστοιχα. Οι κανόνες A (N-1) και B ( $6\sqrt{L_{\max}}$ ) σε όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις οδηγούν σε καταστάσεις υπερβολικού ρίσκου. Αυτό οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στο γεγονός ότι δεν λαμβάνουν καθόλου υπόψη την παραγωγή ΑΠΕ. Στο παρελθόν, όταν η παραγωγή βασιζόταν εξολοκλήρου σε συμβατικές μονάδες, οι συγκεκριμένοι κανόνες μπορεί να κρίνονταν επαρκείς για την ασφάλεια του συστήματος, ωστόσο πλέον και καθώς η διείσδυση των ΑΠΕ επιταχύνεται κρίνονται ανεπαρκείς και μη ασφαλείς.

Το ρίσκο για τον Κανόνα Γ ( $N-1 + 2\%Load_{\max} + 20\%ΑΠΕ$ ) είναι 3.2%, 13.7%, 4.8% και 7.4% αντίστοιχα. Ο κανόνας αυτός λαμβάνει υπόψη την παραγωγή ΑΠΕ και εμφανίζει σαφώς βελτιωμένες τιμές ρίσκου σε σχέση με τους προηγούμενους. Ωστόσο, και αυτός δεν προσφέρει ικανοποιητικές τιμές.

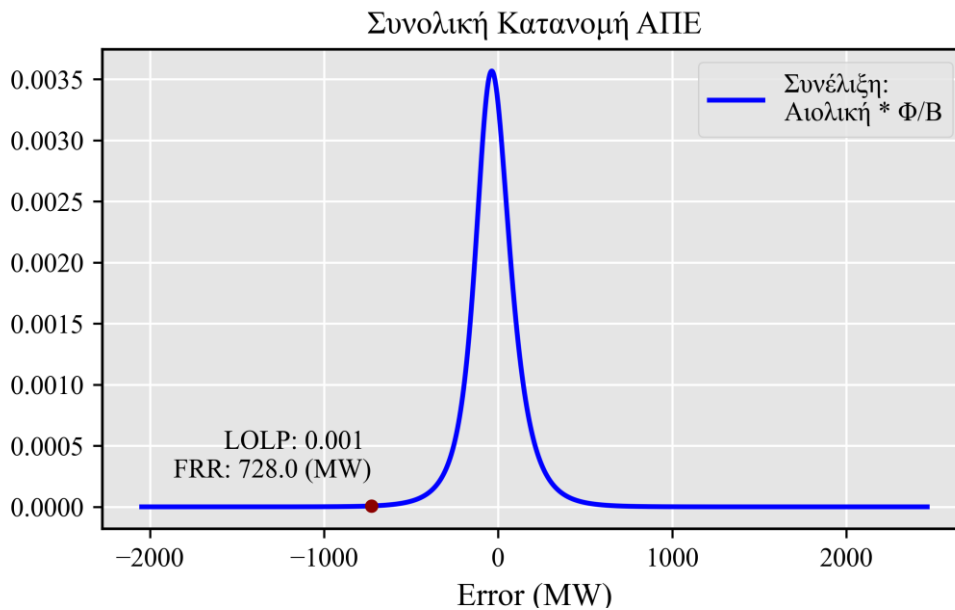
Σε υπερβολικό ρίσκο (LOLP=12.3%) οδηγεί και το επίπεδο εφεδρείας που έχει υπολογίσει ο ΑΔΜΗΕ για το σενάριο 4, ενώ μη αποδεκτό θεωρείται και το ρίσκο για τα σενάρια 1 και 2 (1.77% και 1.27% αντίστοιχα). Ανεκτό μπορεί να χαρακτηριστεί το ρίσκο για το σενάριο 3 (0.28%), αν ληφθεί υπόψη ότι η μεθοδολογία του ΑΔΜΗΕ στοχεύει στην κάλυψη των θετικών και αρνητικών ανισορροπιών ισχύος για τουλάχιστον το 99% του χρόνου του έτους (δηλαδή LOLP=1%) [1]. Ένα επιπλέον στοιχείο που αναδεικνύεται είναι το μεγάλο εύρος στη διακύμανση του ρίσκου από σενάριο σε σενάριο για την ίδια μέθοδο. Για παράδειγμα, το ρίσκο της μεθοδολογίας του ΑΔΜΗΕ στις περιπτώσεις που εξετάζονται κυμαίνεται από 0.3% έως 12.3%. Αυτό αποτελεί χαρακτηριστικό των ντετερμινιστικών μεθόδων, καθώς δεν ενσωματώνουν την αβεβαιότητα που εμπεριέχει κάθε σενάριο.

Συμπερασματικά λοιπόν, οι ντετερμινιστικοί κανόνες αδυνατούν να προσφέρουν ικανοποιητικά επίπεδα αξιοπιστίας. Επιβεβαιώνεται επομένως η ανάγκη για υιοθέτηση πιθανοτικών μεθόδων που ανταποκρίνονται στα νέα δεδομένα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στις αυξημένες απαιτήσεις αξιοπιστίας.

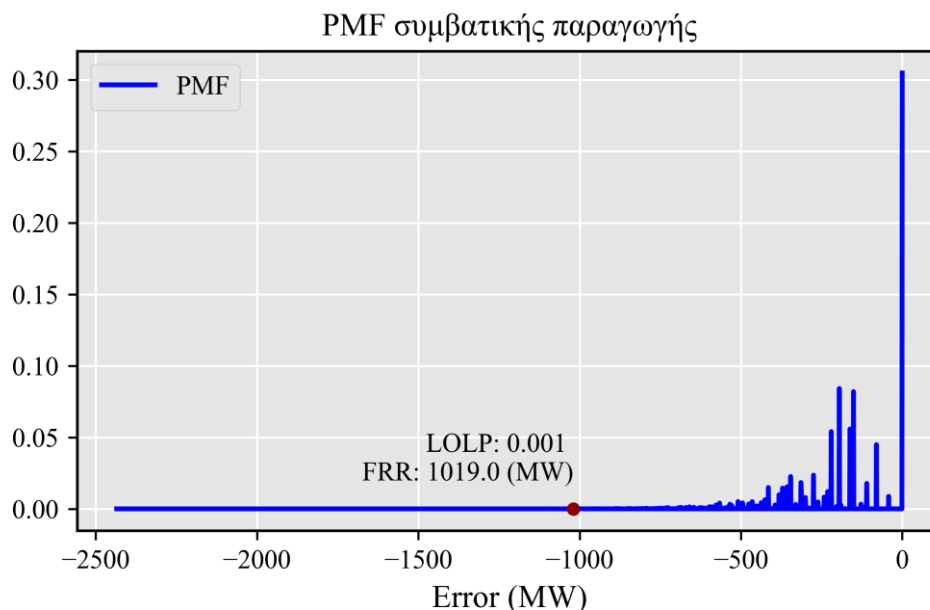
### 6.2.γ Παρατήρηση 3: Συνεισφορά κάθε παράγοντα στη διαμόρφωση της εφεδρείας

Οι ΑΠΕ έχουν μεγάλη συνεισφορά στη διαμόρφωση του επιπέδου εφεδρείας. Αυτό γίνεται πιο εμφανές αν απομονωθεί κάθε παράγοντας και παρατηρηθεί η εφεδρεία που προκύπτει αν αγνοηθούν οι υπόλοιποι παράγοντες. Με άλλα λόγια ένας παράγοντας αβεβαιότητας αναμένεται να συνεισφέρει σημαντικά στην ποσότητα της εφεδρείας αναλογικά με το μέγεθος του, αν η συνάρτηση μάζας πιθανότητας που τον αντιπροσωπεύει έχει έντονες ουρές. Η ευελιξία του συγκεκριμένου προγράμματος επιτρέπει στην τελική συνέλιξη την επιλογή για συμπερίληψη ή όχι καθενός από τους παράγοντες αβεβαιότητας. Για παράδειγμα στο Σχήμα 6.5 φαίνεται το αποτέλεσμα

της συνέλιξης (Generation Margin) αν για το σενάριο 3 ληφθεί υπόψη μόνο η συνεισφορά των ΑΠΕ και στο Σχήμα 6.6 το αποτέλεσμα λαμβάνοντας υπόψη μόνο την συμβατική παραγωγή.



**Σχήμα 6.5** Εφεδρεία που προκύπτει μόνο από συνεισφορά ΑΠΕ



**Σχήμα 6.6** Εφεδρεία που προκύπτει μόνο από τη συμβατική παραγωγή

Έτσι στο σενάριο 3 για πρόβλεψη ΑΠΕ (αιολική και φωτοβολταϊκή) 1163MW προκύπτει εφεδρεία 728MW που ισούται με το 62.6% της πρόβλεψης, ενώ για πρόβλεψη συμβατικής παραγωγής 2434MW προκύπτει εφεδρεία 1019MW που ισούται με το 41.9% της πρόβλεψης. Απομονώνοντας, λοιπόν, κάθε παράγοντα λαμβάνεται η εφεδρεία (για  $LOLP=0.001$ ) και εκφράζεται ως ποσοστό της αντίστοιχης πρόβλεψης. Με τον τρόπο αυτό συμπληρώθηκε ο επόμενος πίνακας.

No Σεναρίου	FRR (MW) / (FRR/Πρόβλεψη)				Μ.Ο.
	1	2	3	4	
<b>Φορτίο</b>	1042 / 17.0%	999 / 17.0%	920 / 17.0%	1549 / 17.0%	17.0%
<b>Συμβατική Παρ.</b>	848 / 46.7%	1262 / 40.9%	1019 / 41.9%	2062 / 38.8%	42.1%
<b>ΑΠΕ</b>	1958 / 77.7%	221 / 67.8%	728 / 62.6%	2100 / 77.4%	71.4%
<b>Φ/Β Παρ.</b>	1935 / 89.5%	-	769 / 89.5%	2074 / 89.6%	89.5%
<b>Αιολική Παρ.</b>	244 / 68.0%	221 / 67.8%	267 / 67.8%	270 / 67.8%	67.9%

**Πίνακας 6.6** Εφεδρεία ανά παράγοντα αβεβαιότητας

Όπως διαπιστώνεται λοιπόν, για LOLP = 0.001 η εφεδρεία που οφείλεται σε μια τιμή παραγωγής ΑΠΕ είναι κατά μέσο όρο το 71.4% της τιμής αυτής, ενώ αυτό το ποσοστό γίνεται 89.5% για παραγωγή από φωτοβολταϊκά και 67.85% για την αιολική παραγωγή. Αν ληφθεί υπόψη μόνο η συμβατική παραγωγή η εφεδρεία που κινητοποιείται αγγίζει το 42.08% της πρόβλεψης της συμβατικής παραγωγής. Ομοίως, αν ληφθεί υπόψη μόνο η αβεβαιότητα του φορτίου, το ποσοστό της εφεδρείας ισούται με 17% της πρόβλεψης της ζήτησης του φορτίου. Προφανώς όταν όλες οι αβεβαιότητες αλληλεπιδρούν ταυτόχρονα δεν αθροίζονται οι επιμέρους ποσότητες εφεδρείας του Πίνακα 6.6, ωστόσο ο συγκεκριμένος πίνακας δίνει μια εικόνα για την συνεισφορά κάθε παράγοντα στην διαμόρφωση του επιπέδου της εφεδρείας.

Όπως είναι αναμενόμενο, οι ΑΠΕ λόγω της έντονης εξάρτησής τους από τις καιρικές συνθήκες που είναι σε σχέση με τους άλλους παράγοντες ευμετάβλητες και λιγότερο προβλέψιμες, οδηγούν σε δέσμευση μεγάλων ποσοτήτων εφεδρείας. Σημαντική είναι και η συνεισφορά της συμβατικής παραγωγής, αν και αυτή εξαρτάται από το ποιες μονάδες δεσμεύονται κάθε φορά, καθώς νέες μονάδες φυσικού αερίου μπορεί να έχουν πολλαπλάσιες φορές μικρότερο δείκτη μη διαθεσιμότητας EFORd σε σύγκριση με παλιές λιγνιτικές μονάδες. Τέλος, μειωμένη είναι η συνεισφορά του φορτίου, όντας εν γένει προβλέψιμο με ακρίβεια στη συμπεριφορά του.

#### **6.2.δ Παρατήρηση 4: Εφεδρεία, σταθερό ποσοστό της προβλεπόμενης ποσότητας για συγκεκριμένο επίπεδο αξιοπιστίας**

Μια επιπλέον διαπίστωση που προκύπτει από τον Πίνακα 6.6 είναι ότι για τον συγκεκριμένο δείκτη αξιοπιστίας (LOLP=0.001) η εφεδρεία που προκύπτει από την αβεβαιότητα του φορτίου είναι σταθερό ποσοστό της ζήτησης του φορτίου για όλα τα σενάρια (17%). Το ίδιο ακριβώς παρατηρείται και για την εφεδρεία που οφείλεται στην αιολική παραγωγή (67.8%), καθώς και στην εφεδρεία της φωτοβολταϊκής παραγωγής (89.5%). Αυτό είναι αναμενόμενο και οφείλεται στο μοντέλο υπολογισμού των κατανομών που εφαρμόστηκε, το οποίο, όπως έχει προαναφερθεί, εξάγει την αντίστοιχη κατανομή για κάθε πρόβλεψη από μια κανονικοποιημένη κατανομή για κάθε αβεβαιότητα. Είναι χαρακτηριστικό, λοιπόν, του στατικού τρόπου υπολογισμού των κατανομών ότι εφόσον η αβεβαιότητα ενός μεγέθους μοντελοποιείται από μια μόνο κανονικοποιημένη κατανομή, η αντίστοιχη εφεδρεία που προκύπτει για συγκεκριμένο LOLP θα είναι πάντα το ίδιο σταθερό ποσοστό της τιμής πρόβλεψης του μεγέθους αυτού.

### 6.3 Χρόνος εκτέλεσης προγράμματος

Είναι σημαντικό για τον διαχειριστή του συστήματος να αντλεί τα αποτελέσματα της διαστασιολόγησης εφεδρείας σε σύντομο χρονικό διάστημα προκειμένου να είναι σε θέση να λάβει αποφάσεις και να δώσει εντολές έγκαιρα. Το αντίστοιχο πρόγραμμα λοιπόν, θα πρέπει να είναι όσο το δυνατόν πιο αποδοτικό και να παράγει γρήγορα αποτελέσματα.

Επειδή στην παρούσα μεθοδολογία οι κανονικοποιημένες κατανομές υπολογίζονται μία φορά στην αρχή το πρόγραμμα υπό κανονικές συνθήκες εκτελεί τις εξής λειτουργίες:

- a) υπολογισμός COPT και της κατανομής μάζας πιθανότητας της συμβατικής παραγωγής
- b) εξαγωγή κατανομών του φορτίου, της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής δοθέντων των τιμών πρόβλεψης κάθε αβεβαιότητας
- c) γραμμική παρεμβολή των datapoints ώστε οι τιμές του οριζόντιου άξονα να είναι ακέραιες και με βήμα ενός MW
- d) διαδοχική συνέλιξη των κατανομών και υπολογισμός του επιπέδου εφεδρείας από την συνολική κατανομή.

Για λόγους καλύτερης εποπτείας της διαδικασίας αυτές οι επιμέρους λειτουργίες χωρίστηκαν σε ξεχωριστά υποπρογράμματα, υποχρεώνοντας όμως σε διαδοχική εξαγωγή και εισαγωγή των δεδομένων από το ένα πρόγραμμα στο άλλο εις βάρος προφανώς της αποδοτικότητας. Παρόλα αυτά το πρόγραμμα αποδείχτηκε ικανό να παράγει αποτελέσματα σε σύντομα διαστήματα. Ειδικότερα οι χρόνοι από το τρέξιμο του προγράμματος για τα σενάρια 1 έως 4 με επεξεργαστή Intel(R) Core(TM) i7 2.40GHz φαίνονται στον Πίνακα 6.7.

Λειτουργία	a	b	c	d	Σύνολο
Σενάριο 1	31	7	6	8	52
Σενάριο 2	77	7	5	5	94
Σενάριο 3	65	7	5	6	83
Σενάριο 4	176	8	7	12	203
Μέσος Όρος	87.25	8.75	5.75	7.75	108

Πίνακας 6.7 Χρόνος εκτέλεσης ανά λειτουργία σε δευτερόλεπτα

Ο μέσος χρόνος εκτέλεσης του προγράμματος συνολικά για τα τέσσερα σενάρια είναι 108sec. Παρατηρείται ότι η πιο χρονοβόρα διαδικασία είναι ο υπολογισμός COPT καθώς αποτελεί κατά μέσο όρο το 77% του συνολικού χρόνου εκτέλεσης του προγράμματος. Επιπλέον, σε αντίθεση με της υπόλοιπες λειτουργίες, στον υπολογισμό COPT παρατηρείται μεγάλη διαφοροποίηση του χρόνου από σενάριο σε σενάριο. Αυτό συμβαίνει διότι ο χρόνος υπολογισμού του COPT αυξάνει σημαντικά με την αύξηση του πλήθους των μονάδων που συμμετέχουν.

Το πρόγραμμα ανταπεξήλθε ικανοποιητικά σε ρεαλιστικά δεδομένα του ελληνικού συστήματος παραγωγής ακόμα και σε δυσμενή σενάρια όπως είναι το σενάριο 4 (φορτίο αιχμής και πολύ υψηλή συμβατική παραγωγή με εμπλοκή πολλών μονάδων) όπου η διαδικασία υπολογισμού COPT διήρκεσε 176sec.

## **Αναφορές**

[1] ΑΔΜΗΕ, “ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ: Καθορισμός Ζωνικών/Συστημικών αναγκών Ισχύος Εξισορρόπησης”, Αύγουστος 2020.

# 7

## Συζήτηση αποτελεσμάτων και μελλοντικές επεκτάσεις

### 7.1 Οι δυο διαστάσεις του προβλήματος βελτιστοποίησης

Στο κεφάλαιο αυτό προτείνονται τρόποι ώστε να βελτιστοποιηθεί το τελικό αποτέλεσμα που παράγει η συγκεκριμένη μέθοδος. Αναμφίβολα μπορεί να υπάρχουν άλλοι μέθοδοι που παράγουν καλύτερα αποτελέσματα, ωστόσο αυτό δεν αποτελεί αυτοσκοπό στην επιλογή τη μεθόδου. Η συγκεκριμένη μέθοδος λοιπόν, επιλέχθηκε διότι είναι απλή στην κατανόησή της, παράγει εύκολα και γρήγορα αποτελέσματα και ταιριάζει με τη διαδικασία που ακολουθεί ο διαχειριστής του ελληνικού συστήματος που θέλει τον υπολογισμό εφεδρείας μετά τον προγραμματισμό παραγωγής. Επομένως, οι προτάσεις που ακολουθούν αφορούν στο πως η συγκεκριμένη μέθοδος θα παράγει πιο ακριβή και βέλτιστα αποτελέσματα.

Στο σημείο αυτό πρέπει να διευκρινιστούν η αύξηση της ακρίβειας και η βελτιστοποίηση και να διαχωριστούν ως έννοιες. Η πρώτη έννοια σχετίζεται με την ποιότητα των δεδομένων και την κατάλληλη επεξεργασία τους, ώστε να προκύψει όσο το δυνατόν η πιο αντιπροσωπευτική κατανομή που αναπαριστά την πραγματική συμπεριφορά των αβεβαιοτήτων με τον πιο ακριβή τρόπο. Η δεύτερη έννοια σχετίζεται με την κατάλληλη αξιοποίηση των κατανομών αυτών, ώστε το τελικό αποτέλεσμα να παρέχει το μεγαλύτερο όφελος.

### 7.2 Προτάσεις για αύξηση της ακρίβειας

Τυπικά ως είσοδοι στο μέθοδο υπολογισμού της εφεδρείας είναι μια τιμή πρόβλεψης για κάθε παράγοντα (φορτίο, συμβατική, αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή) καθώς και η αβεβαιότητα που συνοδεύει τη συγκεκριμένη τιμή με τη μορφή κάποιας κατανομής λάθους. Και ενώ ο υπολογισμός της αβεβαιότητας της συμβατικής παραγωγής θα μπορούσε να θεωρηθεί τετριμμένος με τον υπολογισμό του COPT, κάτι τέτοιο δεν ισχύει για τους άλλους παράγοντες που για τον υπολογισμό της αβεβαιότητάς τους υπάρχει πλήθος εναλλακτικών τρόπων.

Η πρώτη επιλογή, η οποία δεν προϋποθέτει κάποια περεταίρω επεξεργασία δεδομένων από τη πλευρά του προσώπου που εφαρμόζει τη μέθοδο, είναι η άντληση έτοιμων κατανομών από πλατφόρμες που εξειδικεύονται σε προβλέψεις και probabilistic forecasts, όπως για παράδειγμα αποτελεί η πλατφόρμα ANEMOS [7]. Σε επίπεδο λοιπόν, διαχειριστή πραγματικού συστήματος που οι αποφάσεις του έχουν



άμεσο αντίκτυπο τόσο οικονομικό όσο και στην ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος και κατά συνέπεια η ακρίβεια είναι καθοριστικής σημασίας, η άντληση των κατανομών από αντίστοιχες πλατφόρμες που εγγυώνται αυξημένη ακρίβεια είναι μια κοινή επιλογή.

### **7.2.a Οι αδυναμίες του στατικού υπολογισμού κανονικοποιημένων κατανομών**

Από ερευνητική άποψη, παρουσιάζει μεγάλο ενδιαφέρον η εξαγωγή των κατανομών αυτών από τον ίδιο τον ερευνητή, καθώς έτσι καθίσταται να παρακολουθήσει το πως η επεξεργασία δεδομένων επηρεάζει το τελικό αποτέλεσμα. Παρόλο που δεν ήταν πρωταρχικός στόχος της εργασίας, μια τέτοια προσπάθεια επιχειρήθηκε και στην παρούσα εργασία. Ιστορικά δεδομένα που αποτελούν ζεύγη τιμών πρόβλεψης και πραγματικής τιμής μέσω στοιχειώδους επεξεργασίας χρησιμοποιήθηκαν για τη δημιουργία κανονικοποιημένων κατανομών από τις οποίες προκύπτουν οι κατανομές για κάθε τιμή πρόβλεψης. Ωστόσο η απλότητα της μεθοδολογίας έχει επιπτώσεις εις βάρος της ακρίβειας, όπως εξηγείται στη συνέχεια.

Λέγοντας στατικός υπολογισμός εννοείται ότι κάθε πρόβλεψη αντιμετωπίζεται με τον ίδιο τρόπο, δηλαδή υπάρχει μια κανονικοποιημένη κατανομή για όλες τις προβλέψεις και δεν υπάρχει κάποιος διαχωρισμός όπως για παράδειγμα ως προς το μέγεθος ή την εποχικότητα. Αντίστοιχα για τον υπολογισμό της κανονικοποιημένης κατανομής δεν υπήρξε κάποια ομαδοποίηση των δεδομένων, αλλά χρησιμοποιήθηκε το σύνολο των δεδομένων για τον υπολογισμό της κατανομής. Αυτή η επιλογή ωστόσο, έχει σημαντικό αντίκτυπο στην ακρίβεια. Για τον υπολογισμό της κανονικοποιημένης κατανομής, το λάθος που προκύπτει από ένα ζεύγος τιμών αναπαρίσταται ως ποσοστό της πρόβλεψης. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα κάθε ζεύγος τιμών να συνεισφέρει το αντίστοιχο λάθος χωρίς όμως να περνάει η πληροφορία για την απόλυτη τιμή του λάθους. Η συγκεκριμένη διαπίστωση δεν θα αποτελούσε πρόβλημα αν οι προβλέψεις είχαν την ίδια συμπεριφορά ανεξάρτητα του μεγέθους τους, κάτι τέτοιο όμως δεν ισχύει. Ο ισχυρισμός αυτός μπορεί να καταστεί πιο σαφής με το εξής παράδειγμα.

Υποθέτουμε ένα ζεύγος τιμών για την ηλιακή παραγωγή με πρόβλεψη  $F1 = 4\text{MW}$  πραγματική τιμή  $A1 = 0\text{MW}$  και ένα δεύτερο ζεύγος με πρόβλεψη  $F2 = 1000\text{MW}$  και  $A2 = 0\text{MW}$ . Και στις δυο περιπτώσεις το ποσοστιαίο λάθος είναι  $PE = (A-F)/F$ , ισούται με  $-1$  και ενσωματώνονται με την ίδια βαρύτητα στην κανονικοποιημένη κατανομή. Ωστόσο, η απόλυτη τιμή του λάθους  $E1$  είναι  $4\text{MW}$  και του λάθους  $E2$   $1000\text{MW}$  και αναπαριστούν δυο εντελώς διαφορετικές καταστάσεις. Η πρώτη μια πολύ μικρή διαφορά στην παραγωγή που είναι αμελητέα για την αξιοπιστία του συστήματος, ενώ η δεύτερη αντιπροσωπεύει μια κατάσταση ακραίου λάθους που θα είχε μεγάλη επίπτωση στην ομαλή λειτουργία του συστήματος. Επειδή μεγάλα ποσοστιαία λάθη συμβαίνουν με μεγαλύτερη συχνότητα στις μικρές τιμές προβλέψεων, η συνολική κανονικοποιημένη κατανομή αποκτά πιο έντονες ουρές και οδηγεί σε αδικαιολόγητα μεγάλα ποσοστά εφεδρείας για προβλέψεις υψηλής παραγωγής.

Προκειμένου να μετριαστούν οι επιπτώσεις αυτού του προβλήματος κρίθηκε αναγκαίο να περικοπούν από το δείγμα της αιολικής και ηλιακή παραγωγής ζεύγη τιμών με πολύ χαμηλή τιμή και ειδικότερα μέχρι  $300\text{MW}$ , καθώς θεωρήθηκε σημαντικότερο η αύξηση της ακρίβειας για μέσες και υψηλές τιμές παραγωγής που κινητοποιούν μεγαλύτερες ποσότητες εφεδρείας. Η εφεδρεία για τα σενάρια 1 έως 4 πριν και μετά από τη συγκεκριμένη παρέμβαση απεικονίζεται στον Πίνακα 7.1.

Νο Σεναρίου	1	2	3	4
<b>FRR(MW) για LOLP=0.001 Πριν</b>	3243	1584	1625	3992
<b>FRR(MW) για LOLP=0.001 Μετά</b>	2205	1548	1406	3050
<b>Διαφορά (%)</b>	-32%	-2%	-13%	-24%

**Πίνακας 7.1** Εφεδρεία πριν και μετά τον αποκλεισμό δεδομένων

Όπως παρατηρείται η περικοπή των μικρών τιμών του δείγματος επέφερε αξιοσημείωτη μείωση στην κινητοποιούμενη εφεδρεία για τα σενάρια υψηλής παραγωγής ΑΠΕ (σενάρια 1 και 4) της τάξης του 32% και του 24% αντίστοιχα. Στο σενάριο μέσης παραγωγής ΑΠΕ (σενάριο 3) η μείωση αγγίζει το 13%, ενώ στο σενάριο 2 που είναι ένα σενάριο με μικρή παραγωγή ΑΠΕ η μείωση που παρατηρείται είναι μικρή, της τάξης του 2%.

Ένα επιπλέον μειονέκτημα του στατικού υπολογισμού που αντανακλά στην ακρίβεια του τελικού αποτελέσματος, είναι η αδυναμία να συμπεριλάβει διαφοροποιήσεις στη συμπεριφορά των αβεβαιοτήτων με βάση την εποχή ή κάποιες ιδιαίτερες συνθήκες όπως περίοδοι καύσωνα ή ψύχους.

### 7.2.β Δυναμικός υπολογισμός κατανομών

Το παραπάνω πρόβλημα έρχεται να επιλύσει η δυναμική διαστασιολόγηση εφεδρείας. Οι Bucksteeg *et al.* [1] προτείνουν μια μέθοδο ομαδοποίησης δεδομένων χρησιμοποιώντας έναν αλγόριθμο k-μέσων. Τα δεδομένα χωρίζονται σε k ομάδες-κλάσεις  $C_i$  με τη μέθοδο ελάχιστων τετραγώνων, με τέτοιο τρόπο ώστε το άθροισμα  $J$  των τετραγώνων των διαφορών μεταξύ των προβλέψεων  $\tilde{x}_t$  που ανήκουν στην κλάση και του κέντρου της κλάσης  $\mu_i$ , το οποίο είναι ο γεωμετρικός μέσος (7.2) των δεδομένων της κλάσης  $C_i$ . Η συνάρτηση ομαδοποίησης περιγράφεται από την εξίσωση (7.1). Το  $t$  υποδεικνύει το χρονικό βήμα,  $t = \{1, \dots, T\}$ . Αρχικά, τα κέντρα των κλάσεων υπολογίζονται ως μέσοι όροι και κάθε data point εντάσσεται στην κλάση με το κοντινότερο κέντρο. Στη συνέχεια υπολογίζονται οι μέσοι όροι των datapoints κάθε κλάσης και τίθενται ως τα νέα κέντρα των κλάσεων. Αυτή η διαδοχική διαδικασία επαναλαμβάνεται όσο ο επανυπολογισμός των κέντρων των κλάσεων επανακατανέμει τα data points στις κλάσεις. Στη συνέχεια για κάθε data point υπολογίζεται το λάθος (πραγματική τιμή - πρόβλεψη). Με τον τρόπο αυτό ο υπολογισμός της κατανομής για μια πρόβλεψη γίνεται με χρήση των data points της κλάσης στην οποία εμπίπτει η συγκεκριμένη πρόβλεψη. Επιπλέον, καθώς ο αριθμός κλάσεων επηρεάζει το αποτέλεσμα, χρησιμοποιείται ο κανόνας βαθμολόγησης continuous ranked probability score (CRPS) [2], ώστε να επιλεγθεί ο αριθμός κλάσεων με την καλύτερη απόδοση.

$$J = \sum_{i=1}^k \sum_{x_t \in C_i} \|\tilde{x}_t - \mu_i\|^2 \rightarrow \text{Min} \quad (7.1)$$

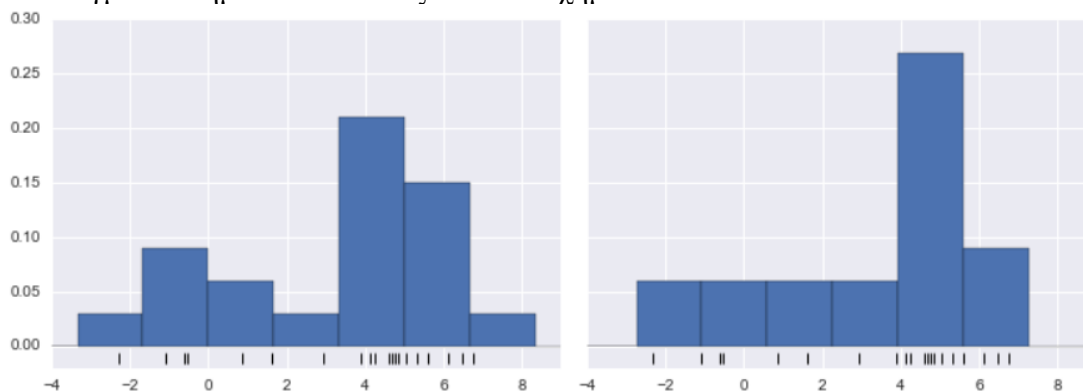
$$\mu_i = \frac{1}{T_i} \sum_{t \in C_i} \tilde{x}_t \quad (7.2)$$

Οι Bucksteeg *et al.* υπολογίζουν τις κατανομές λάθους για το φορτίο και την αιολική παραγωγή ομαδοποιώντας τις προβλέψεις, όπως περιγράφηκε παραπάνω, δηλαδή μια ομαδοποίηση ως προς το μέγεθος της πρόβλεψης. Ωστόσο, μια αντίστοιχη ομαδοποίηση για την ηλιακή παραγωγή ισχυρίζονται ότι θα ήταν εσφαλμένη καθώς η ηλιακή παραγωγή εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από εποχιακά και ενδοημερήσια φαινόμενα για κάθε κλίση της γης και άρα για κάθε χρονική περίοδο μέσα στο έτος. Επομένως πανομοιότυπες προβλέψεις ηλιακής παραγωγής τον χειμώνα και το καλοκαίρι μπορεί να συνδέονται με διαφορετικές αβεβαιότητες. Για τον λόγο αυτό, με τη χρήση ενός μοντέλου [3] ομαδοποιείται η αντίστοιχη ηλιακή ακτινοβολία αντί για την πρόβλεψη παραγωγής. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται η ομαδοποίηση κατά χρονικές περιόδους.

Οι ερευνητές μέσω δοκιμασιών αποδεικνύουν ότι αυτή η δυναμική μέθοδος που προτείνουν παράγει πιο ακριβή αποτελέσματα σε σχέση με τις στατικές πιθανοτικές μεθόδους, δυναμικές ντετερμινιστικές μεθόδους, καθώς και μεθόδους μοντελοποίησης των αβεβαιοτήτων με παραμετρικές κατανομές. Στην παρούσα εργασία περιορισμένος αριθμός δεδομένων δεν επέτρεψε την εφαρμογή της συγκεκριμένης μεθόδου, αν και εκτιμάται ότι μια στοιχειώδης ομαδοποίηση των δεδομένων ως προς το μέγεθος των προβλέψεων θα βελτιώνει το τελικό αποτέλεσμα.

### 7.2.γ Βελτίωση της ακρίβειας του προγράμματος

Υπάρχουν ορισμένα σημεία στο πρόγραμμα που κάποιες παράμετροι δύναται να βελτιώσουν την ακρίβεια των αποτελεσμάτων. Ωστόσο, η περεταίρω βελτίωση της ακρίβειας του προγράμματος έχει πολύ μικρή συνεισφορά στο αποτέλεσμα συγκριτικά με την επιρροή που έχουν τα ίδια τα δεδομένα και τρόπος χρησιμοποίησής τους. Μια τέτοια περίπτωση είναι τα ιστογράμματα. Ένα από τα ζητήματα που προκύπτουν από τη χρήση ιστογραμμάτων είναι ότι η επιλογή του μήκους των διαστημάτων (bin size) και η τοποθεσία τους μπορεί να οδηγήσει σε αναπαραστάσεις με διαφορετικά ποιοτικά χαρακτηριστικά. Ένα τέτοιο παράδειγμα με ένα δείγμα 20 σημείων απεικονίζεται στο Σχήμα 7.1.



**Σχήμα 7.1** Ιστογράμματα διαφορετικού πλάτους και τοποθεσίας στηλών του ίδιου δείγματος

Με τη χρήση μεθόδου Kernel Density Estimation (KDE) για τον υπολογισμό των ιστογραμμάτων επιτυγχάνεται η πιο ακριβής αναπαράστασή τους, αν και για μεγάλο αριθμό δεδομένων μειώνεται η ευαισθησία των ιστογραμμάτων στην επιλογή του μεγέθους των διαστημάτων και της τοποθεσίας τους.

Ένα άλλο σημείο του προγράμματος που επηρεάζει την ακρίβεια είναι η επιλογή των ορίων που διακόπτονται για πρακτικούς λόγους οι θεωρητικές κατανομές ο οποίες στις ουρές τους κινούνται ασυμπτωτικά στο μηδέν, καθώς και η επιλογή της

ανάλυσής τους (μήκος διαστήματος) όταν οι συνεχείς κατανομές γίνονται διακριτές προς αξιοποίηση τους. Τόσο η αύξηση των ορίων της καμπύλης όσο και η αύξηση της ανάλυσης βελτιώνουν την ακρίβεια, ωστόσο μετά από ένα σημείο το μικρό όφελος στην ακρίβεια υποσκελίζεται από δυσανάλογη αύξηση του υπολογιστικού χρόνου.

### 7.3 Βελτιστοποίηση της εφεδρείας μέσω συστήματος λήψης αποφάσεων

Η ανάλυση που προηγήθηκε και τα αποτελέσματά της αποτελούν την μαθηματική βάση για να τεθεί ένα επίπεδο εφεδρείας, καθώς επιτρέπουν στον διαχειριστή να υπολογίσει το ρίσκο που συνδέεται με ένα συγκεκριμένο επίπεδο εφεδρείας. Η επιλογή, όμως του κατάλληλου επιπέδου εφεδρείας μπορεί να προκύπτει από ένα σύστημα αποφάσεων που εισάγει οικονομικά μεγέθη με το οποίο ο διαχειριστής αντισταθμίζει τα διάφορα κόστη που σχετίζονται με την κινητοποίηση των εφεδρειών.

Πολλοί ερευνητές έχουν ασχοληθεί με το ζήτημα και προτείνουν διάφορες μεθόδους βελτιστοποίησης που μπορούν να καταλήγουν σε σύνθετα και πολύπλοκα προβλήματα βελτιστοποίησης. Μια από αυτές τις μεθόδους [4] έχει τη λογική του συμβιβασμού κόστους και ρίσκου. Ο συμβιβασμός  $\mu$  ( $=\Delta C/\Delta R$ ) αντιπροσωπεύει τον ρυθμό με τον οποίο ο διαχειριστής είναι πρόθυμος να ξοδέψει  $\Delta C$  μονάδες κόστους με αντάλλαγμα την κέρδος  $\Delta R$  μονάδων αξιοπιστίας, ενώ είναι αμερόληπτος ως προς τις δυο λύσεις. Για παράδειγμα, ο συμβιβασμός μπορεί να ερμηνευτεί ως το πόσο πρόθυμος είναι ο διαχειριστής να πληρώσει προκειμένου να μειώσει τον δείκτη EENS, δηλαδή την αναμενόμενη μη τροφοδοτούμενη ενέργεια, και μπορεί να εκφραστεί σε €/MWh. Αφότου ο διαχειριστής αποφασίσει για την τιμή του  $\mu$ , πρέπει στη συνέχεια να υπολογιστεί το επίπεδο εφεδρείας  $r$  που ελαχιστοποιεί το ισοδύναμο κόστος:  $EqCost(r) = Cost(r) + \mu \cdot Risk(r)$ .

Μια άλλη προσέγγιση [5] προτείνει τη ελαχιστοποίηση μιας συνάρτησης κοινωνικοοικονομικού κόστους, η οποία συνδυάζει δυο αντικρουόμενα μεγέθη: το κόστος της εφεδρείας και το αναμενόμενο κόστος των διακοπών λειτουργίας. Το κόστος των διακοπών λειτουργίας μπορεί να αναπαρασταθεί ως το γινόμενο της μη τροφοδοτούμενης ενέργειας (Energy Not Supplied - ENS) με την αξία του χαμένου φορτίου (Value Of Lost Load - VOLL). Ένας τρόπος για τον υπολογισμό του VOLL προτείνεται στην αναφορά [6].

Μια ανάλογη ανάλυση στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, αφενός ξεφεύγει από τους πρωταρχικούς στόχους της και αφετέρου απαιτεί την απόκτηση λεπτομερών οικονομικών δεδομένων για το σύνολο των μονάδων του συστήματος, μια αντικειμενικά δύσκολη υπόθεση. Επιπλέον διάφοροι ευρωπαϊκοί κανονισμοί υπαγορεύουν στους διαχειριστές την τήρηση ελάχιστων δεικτών αξιοπιστίας, όπως ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1485 στο άρθρο 158(2)(η) που αναφέρει χαρακτηριστικά: «Όλοι οι ΔΣΜ (Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς) μιας ενότητας ΕΦΣ (Περιοχή ελέγχου - συγχρονισμένη περιοχή) εξασφαλίζουν ότι η θετική εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΑΣ (Εφεδρεία Αποκατάστασης Συνχρότητας) ή συνδυασμός εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΑΣ και ΕΑ (Εφεδρεία Αντικατάστασης) επαρκεί για να καλύψει τις θετικές ανισορροπίες της ενότητας ΕΦΣ για τουλάχιστον το 99 % του χρόνου».

Αυτό που θα μπορούσε να προταθεί, και δεν περιλαμβάνει κάποια οικονομική ανάλυση, είναι σε καταστάσεις υψηλής ζήτησης που για τον προεπιλεγμένο  $LOLP=0.001$  απαιτούνται πολύ μεγάλα ποσά εφεδρείας, να υπάρξει ένας

συμβιβασμός και να μειωθεί ο δείκτης αξιοπιστίας μειώνοντας το επίπεδο εφεδρείας και κατά συνέπεια το κόστος. Θέλοντας να εξεταστεί η μεταβολή του επιπέδου της εφεδρείας με τη μείωση του δείκτη αξιοπιστίας, καταγράφηκαν οι τιμές εφεδρείας για το σενάριο 4 (σενάριο φορτίου αιχμής) για διάφορους δείκτες LOLP μεταξύ 0.001 και 0.01 που θεωρήθηκε το ανώτερο όριο ρίσκου βάση του άρθρου του κανονισμού που προαναφέρθηκε. Τα αποτελέσματα αποτυπώνονται στον Πίνακα 7.2.

LOLP	0.001	0.0025	0.005	0.0075	0.01
FRR (MW)	3050	2679	2412	2259	2152
Μεταβολή	-	-12%	-21%	-26%	-29%

**Πίνακας 7.2** Εφεδρεία για διάφορους δείκτες LOLP για το σενάριο 4

Παρατηρείται ότι μικρή αύξηση του δείκτη LOLP επιφέρει σημαντική μείωση στην εφεδρεία. Ειδικότερα η αύξηση από 0.001 σε 0.0025 επιφέρει μείωση της εφεδρείας κατά 371MW, δηλαδή κατά 12.2%. Από 0.0025 σε 0.005 η μείωση είναι 10.0%, από 0.005 σε 0.0075 η μείωση είναι 6.3% και από 0.0075 στο 0.01 η μείωση στην εφεδρεία είναι 4.7%. Συνολικά αύξηση του ρίσκου από 0.001 σε 0.01 επιφέρει σημαντική μείωση στην εφεδρεία κατά 898MW, της τάξης του 29,4%. Παρατηρείται επίσης η μεταβολή της ευαισθησίας του ρίσκου, καθώς για πολύ μικρές τιμές ρίσκου, μικρές μεταβολές του έχουν ως αποτέλεσμα μεγάλες μεταβολές στην εφεδρεία. Η ευαισθησία του ρίσκου, δηλαδή, αυξάνεται καθώς η τιμή του μειώνεται και το αντίστροφο, γεγονός που δικαιολογείται αν παρατηρήσει κανείς την μορφή της κατανομής της αβεβαιότητας.

## Αναφορές

- [1] M. Bucksteeg, L. Niesen and C. Weber, "Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1408-1420, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2555483.
- [2] T. Gneiting, F. Balabdaoui, and A. E. Raftery, "Probabilistic forecasts, calibration and sharpness," *J. Roy. Statist. Soc.*, vol. 69, no. 2, pp. 243– 268, 2007.
- [3] R. E. Bird and R. L. Hulstrom, "A simplified clear sky model for direct and diffuse insolation on horizontal surfaces," Solar Energy Res. Inst., Golden, CO, USA, Final Rep. SERI/TR-642-761, Feb. 1981.
- [4] M. A. Matos and R. J. Bessa, "Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecasts," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 594-603, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2065818.
- [5] J. X. Wang, X. F. Wang, and Y. Wu, "Operating reserve model in the power market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 223–229, Feb. 2005.
- [6] K. K. Kariuki and R. N. Allan, "Evaluation of reliability worth and value of lost load," *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib.*, vol. 143, no. 2, pp. 171–180, Mar. 1996.

[7] Kariniotakis, George & Mayer, Didier & Moussafir, Jacques & Chevallaz-Perrier, R. & Usaola, Julio & Sanchez, Ismael & Marti, Ignacio & Madsen, Henrik & Nielsen, Torben & Lac, C. & Frayssinet, P. & Waldl, Hans-Peter (Igor) & Halliday, Jim & Giebel, Gregor & Kallos, George & Ottavi, J. & Focken, Ulrich & Lange, Matthias & Heinemann, Detlev & Hatzigiorgiou, Nikos. (2003). “Anemos : development of a next generation wind power forecasting system for the large-scale integration of onshore & offshore wind farms”. *Ewec 2003*, Jun 2003, Madrid, Spain.

# 8

## Επίλογος

Η ποιότητα παροχής και το χαμηλό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν στη σύγχρονη εποχή βασικό πυλώνα οικονομικής ανάπτυξης και βελτίωσης του επιπέδου ζωής μιας κοινωνίας. Σε ένα τέτοιο περιβάλλον κρίνεται αναγκαία η υιοθέτηση μεθόδων ικανών να παράγουν τα κατάλληλα επίπεδα εφεδρείας που συμβάλλουν θετικά στην παραπάνω κατεύθυνση. Μια τέτοια πιθανοτική μέθοδος προτάθηκε στην παρούσα εργασία.

Εντοπίστηκαν οι κύριοι παράγοντες αβεβαιότητας του συστήματος οι οποίοι είναι οι εξής:

- η συμβατική παραγωγή
- η ζήτηση του φορτίου
- η αιολική παραγωγή
- η παραγωγή από φωτοβολταϊκά

Στο Κεφάλαιο 4 μοντελοποιήθηκαν η συμβατική παραγωγή με χρήση COPT και οι υπόλοιπες αβεβαιότητες από κανονικοποιημένες κατανομές λάθους κάνοντας χρήση ιστορικών δεδομένων με ζεύγη προβλέψεων και πραγματικών τιμών. Επιπλέον, τέθηκε το μαθηματικό πλαίσιο βάση του οποίου υπολογίζεται η εφεδρεία, δηλαδή ορίστηκε η συνάρτηση του περιθωρίου παραγωγής και οι εξισώσεις των διαδοχικών συνελίξεων από τις οποίες προκύπτει η συνολική κατανομή του λάθους.

Στο Κεφάλαιο 5 περιγράφηκε το περιβάλλον εφαρμογής και εφαρμόστηκε βήμα βήμα η προτεινόμενη μέθοδος για ένα τυχαίο σενάριο.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάστηκαν χαρακτηριστικά σενάρια από το ελληνικό σύστημα προκειμένου να δοκιμαστούν τα αποτελέσματα που παράγει η μέθοδος. Τα αποτελέσματα επιβεβαίωσαν την ακαταλληλότητα ντετερμινιστικών κανόνων λόγω υψηλού ρίσκου, καθώς και την υψηλή συνεισφορά των ΑΠΕ στην διαμόρφωση του επιπέδου της εφεδρείας.

Στο Κεφάλαιο 7 επισημάνθηκε η αδυναμία του στατικού μοντέλου διαστασιολόγησης και προτάθηκε η χρήση δυναμικού μοντέλου, καθώς και άλλων τρόπων αύξησης της ακρίβειας των τελικών αποτελεσμάτων και τέλος έγινε αναφορά για τον τρόπο βελτιστοποίησης της εφεδρείας.

Προκειμένου να εφαρμοστεί η μεθοδολογία, συντάχθηκε πρόγραμμα σε περιβάλλον Python το οποίο είναι ευέλικτο, επιτρέπει τον υπολογισμό πολλών χρήσιμων αποτελεσμάτων και παράγει αποτελέσματα σε αρκούντως ικανοποιητικό χρόνο. Παράλληλα, παραμένοντας στις βασικές αρχές της μεθόδου, είναι εύκολα επεκτάσιμο ώστε να διευρυνθούν οι δυνατότητες υπολογισμού. Με λίγα λόγια αποτελεί ένα χρήσιμο εργαλείο για γρήγορο υπολογισμό εφεδρειών οποιουδήποτε συστήματος σε σύντομο χρονικό διάστημα.