



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΘΕΜΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ

**Στοχαστική Βέλτιστη Λειτουργία Μικροδικτύου Λαμβάνοντας Υπόψιν το Σφάλμα
Πρόβλεψης Παραγωγής και Ζήτησης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ανδρέας Κουντούρης

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

Αθήνα, Ιούλιος 2023



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΘΕΜΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ

**Στοχαστική Βέλτιστη Λειτουργία Μικροδικτύου Λαμβάνοντας Υπόψιν το Σφάλμα
Πρόβλεψης Παραγωγής και Ζήτησης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ανδρέας Κουντούρης

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

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 14^η Ιουλίου 2023.

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

.....
Πάυλος Γεωργιλάκης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2023

.....
Ανδρέας Κουντούρης

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

Copyright © Ανδρέας Κουντούρης, 2023

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.

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	8
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	12
ΕΥΡΕΤΗΡΙΑ	14
Ευρετήριο εικόνων	14
Ευρετήριο σχημάτων	14
Ευρετήριο πινάκων	16
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ^ο – ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ.....	18
1.1. Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας	18
1.2. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	19
1.3. Διεσπαρμένη παραγωγή	21
1.4. Μικροδίκτυα	22
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ^ο – ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ	24
2.1. Περιγραφή προβλήματος.....	24
2.2. Πρόβλημα βελτιστοποίησης.....	26
2.3. Υπόμνημα μαθηματικής μοντελοποίησης προβλήματος	27
2.4. Μαθηματική μοντελοποίηση προβλήματος βελτιστοποίησης	29
2.4.1. Αντικειμενική συνάρτηση	29
2.4.2. Μέθοδος παραγωγής και μείωσης σεναρίων	31
2.4.3. Τεχνικοί περιορισμοί.....	32
2.4.4. Μη γραμμικές εξισώσεις.....	36
2.4.5. Γραμμικοποίηση μη γραμμικών τεχνικών περιορισμών.....	36
Γραμμικοποίηση της εξίσωσης $P2 + Q2 \leq S2$	36
3.1. MATPOWER	39
3.2. YALMIP & GUROBI	40
3.2.1. YALMIP.....	40
3.2.2. GUROBI.....	41
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ^ο – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	42
4.1. Δεδομένα μικροδικτύου και προσομοίωσης.....	42
4.2. Ανάλυση αποτελεσμάτων.....	63
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ^ο – ΣΥΝΟΨΗ ΚΑΙ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	86
ΥΠΟΜΝΗΜΑ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΔΙΚΤΥΟΥ	88
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	89

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η αυξανόμενη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) σε συνδυασμό με την επακόλουθη ενίσχυση του δικτύου, με στόχο τη βελτίωση της αξιοπιστίας του, έχουν οδηγήσει στην ταχεία ανάπτυξη των μικροδικτύων τα τελευταία χρόνια. Ένα μικροδίκτυο μπορεί να περιγραφεί ως ένα τοπικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, που αποτελείται από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, όπως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συμβατικές μονάδες μικρής κλίμακας και μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, καθώς και φορτία. Λειτουργεί είτε ανεξάρτητα είτε σε συντονισμό με το ανάντι δίκτυο.

Τα μικροδίκτυα προσφέρουν πληθώρα πλεονεκτημάτων σε σχέση με τα παραδοσιακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα εξ' αυτών είναι η συμβολή τους στην ενίσχυση της ανθεκτικότητας του ΣΗΕ, καθώς μετριάζουν τις επιπτώσεις των διαταραχών και των διακοπών ρεύματος του δικτύου. Για το λόγο αυτό, έχει αυξηθεί η παρουσία τους σε περιοχές αποκομμένες από το δίκτυο ή σε περιοχές με συχνές διακοπές ρεύματος. Επιπλέον, τα μικροδίκτυα επιτρέπουν την ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, διευκολύνοντας την καθαρότερη και πιο βιώσιμη παραγωγή ενέργειας. Ένα ακόμη σημαντικό πλεονέκτημα των μικροδικτύων είναι ότι παρέχουν τη δυνατότητα τοπικής διαχείρισης της ενέργειας, ελαχιστοποιώντας με τον τρόπο αυτό, τις απώλειες μεταφοράς.

Ωστόσο, η βελτιστοποίηση της λειτουργίας των μικροδικτύων αποτελεί σύνθετη πρόκληση, λόγω των αβεβαιοτήτων που σχετίζονται με την παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ και την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Η ακριβής πρόβλεψη της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης του φορτίου είναι ζωτικής σημασίας για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας και οικονομικά αποδοτικής λειτουργίας των μικροδικτύων. Ωστόσο, οι παράγοντες που επηρεάζουν την πρόβλεψη αυτή ποικίλουν. Ενδεικτικά αναφέρονται οι διακυμάνσεις των καιρικών συνθηκών και οι αλλαγές στη συμπεριφορά των καταναλωτών.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, γίνεται μία προσπάθεια αντιμετώπισης των εμποδίων που θέτουν τα σφάλματα πρόβλεψης της παραγωγής από τις ΑΠΕ και της ζήτησης του φορτίου στη λειτουργία των μικροδικτύων. Προκειμένου να επιτευχθεί η παρουσίαση ενός ολοκληρωμένου πλαισίου για τη βέλτιστη λειτουργία του μικροδικτύου, γίνεται αρχικά μία ντετερμινιστική προσέγγιση του προβλήματος και στη συνέχεια μία στοχαστική. Κύριος στόχος, είναι η ελαχιστοποίηση του χρηματοοικονομικού κόστους λειτουργίας του μικροδικτύου, το οποίο διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στη μακροπρόθεσμη βιωσιμότητα του. Επίσης, επιδιώκεται η βελτιστοποίηση της λειτουργίας των στοιχείων του και η αποδοτικότερη αξιοποίηση του ανάντι δικτύου όταν υπάρχει ανάγκη σε ισχύ που δεν καλύπτεται από τα στοιχεία του μικροδικτύου, ενώ παράλληλα λαμβάνονται υπόψη οι αβεβαιότητες που σχετίζονται με την πρόβλεψη. Για την επίτευξη της στοχαστικής βελτιστοποίησης, είναι απαραίτητη η ανάπτυξη αντιπροσωπευτικών σεναρίων για την παραγωγή των ΑΠΕ και τη ζήτηση. Για το λόγο αυτό, χρησιμοποιήθηκε ένας αλγόριθμος παραγωγής και μείωσης σεναρίων.

Τα αποτελέσματα των περιπτώσεων που εξετάστηκαν με την χρήση του στοχαστικού προβλήματος που αναπτύχθηκε, δείχνουν πως η συμβολή των ΑΠΕ είναι καθοριστική για την οικονομικότερη λειτουργία ενός μικροδικτύου, καθώς καλύπτουν σημαντικό μέρος της ζήτησης. Επιπλέον, η αύξηση της παραγωγής των ΑΠΕ, εισάγει μεγαλύτερη αβεβαιότητα στην πρόβλεψη της παραγωγής, γεγονός που καθιστά δυσκολότερο τον προγραμματισμό της λειτουργίας του

μικροδικτύου. Αναφορικά με τη συσκευή αποθήκευσης ενέργειας, προκύπτει πως ο διαχειριστής εκμεταλλεύεται τις περιόδους χαμηλής ζήτησης ή τις περιόδους όπου το κόστος αγοράς ενέργειας είναι χαμηλό, για να τη φορτίσει, με σκοπό να αποδώσει την "φθηνή" ενέργεια που απορρόφησε κατά τη φόρτισή της, σε περιόδους αυξημένης ζήτησης και υψηλού κόστους αγοράς. Σχετικά με τις μικροτουρμπίνες, παρατηρήθηκε πως όταν το κόστος λειτουργίας τους είναι χαμηλότερο από το κόστος αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο, τότε η λειτουργία των μικροτουρμπίνων είναι προτιμότερη για την κάλυψη της ζήτησης και αντίστροφα. Τέλος, η αύξηση της διακύμανσης κατά την πρόβλεψη της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης, φάνηκε να αυξάνει σημαντικά το περιθώριο σφάλματος.

Η παρούσα εργασία διαρθρώνεται σε 5 κεφάλαια. Στο κεφάλαιο 1 γίνεται αναφορά σε βασικές θεωρητικές έννοιες που σχετίζονται με την παρούσα διπλωματική εργασία, όπως το μικροδίκτυο, η διεσπαρμένη παραγωγή και οι ΑΠΕ. Στο 2^ο κεφάλαιο περιγράφεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης που αναπτύχθηκε, αναλύεται η μαθηματική μοντελοποίηση αυτού και περιγράφεται ο αλγόριθμος παραγωγής και μείωσης σεναρίων που χρησιμοποιήθηκε. Στο 3^ο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στα εργαλεία που χρησιμοποιήθηκαν για την ανάπτυξη και την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης. Στο 4^ο κεφάλαιο της εργασίας, γίνεται η παρουσίαση των αποτελεσμάτων του προβλήματος, μέσω της ανάλυσης διαφόρων περιπτώσεων που εξετάστηκαν με στόχο την καλύτερη κατανόηση της λειτουργίας του μοντέλου βελτιστοποίησης που αναπτύχθηκε. Στη συνέχεια, στο 5^ο κεφάλαιο γίνεται σύνοψη των αποτελεσμάτων και αναφέρονται τα πιο σημαντικά συμπεράσματα, ενώ τέλος παρουσιάζονται οι βιβλιογραφικές αναφορές που χρησιμοποιήθηκαν.

Λέξεις κλειδιά: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), Μικροδίκτυα, Πρόβλημα Βελτιστοποίησης, Στοχαστική Βελτιστοποίηση, Αλγόριθμος Παραγωγής Και Μείωσης Σεναρίων, Μαθηματική Μοντελοποίηση.

ABSTRACT

The increasing penetration of renewable energy sources (RES) combined with the subsequent strengthening of the grid to improve its reliability, have led to the rapid development of microgrids in recent years. A microgrid can be described as a local electricity network, consisting of distributed energy production units, such as renewable energy sources, small-scale conventional units, and energy storage units, as well as loads. It operates either independently or in coordination with the upstream grid.

Microgrids offer several advantages over traditional electricity systems. One of these is their contribution to enhancing the resilience of the grid, as they mitigate the impact of grid disturbances and outages. For this reason, their presence has increased in areas disconnected from the grid or in areas with frequent power outages. In addition, microgrids allow the integration of renewable energy sources, facilitating cleaner and more sustainable energy production. Another important advantage of microgrids is that they enable local energy management, thus minimizing transmission losses.

However, optimizing the operation of microgrids is a complex challenge due to the uncertainties associated with renewable energy production and electricity consumption. Accurate forecasting of RES generation and load demand is crucial to ensure reliable and cost-effective operation of microgrids. However, the factors affecting this forecast vary. Examples include variations in weather conditions and changes in consumer behavior.

In this thesis, an attempt is made to address the obstacles posed by the forecasting errors of RES generation and load demand in the operation of microgrids. In order to achieve the presentation of a comprehensive framework for optimal microgrid operation, a deterministic approach to the problem is first taken followed by a stochastic one. The main objective is to minimize the financial cost of operating the microgrid, which plays a key role in its long-term sustainability. It also seeks to optimize the operation of its components and to make more efficient use of the upstream network when there is a need for power that is not met by the microgrid components, while taking into account the uncertainties associated with forecasting. To achieve stochastic optimization, it is necessary to develop representative scenarios for RES generation and demand. For this reason, a scenario generation and reduction algorithm was used.

The results of the cases examined using the stochastic problem developed for the optimal operation of microgrids, show that the contribution of RES is crucial for the economic operation of a microgrid, as they cover a significant part of the demand. Moreover, the increase in RES generation introduces more uncertainty in the forecasting of generation, which makes it more difficult to plan the operation of the microgrid. Regarding the energy storage device, it seems that the operator takes advantage of low demand periods or periods when energy purchase costs are low in order to deliver the "cheap" energy absorbed during charging, to periods of increased demand and high purchase costs. About microturbines, it was observed that when their operating costs are lower than the cost of purchasing energy from the upstream grid, it is preferable to operate microturbines to meet demand and vice versa. Finally, increasing the variance when forecasting RES generation and demand appeared to significantly increase the margin of error.

This paper is structured in 5 chapters. Chapter 1 discusses basic theoretical concepts related to this thesis, such as microgrid, distributed generation and RES. Chapter 2 describes the

optimization problem developed, analyzes the mathematical modeling of it and describes the generation and scenario reduction algorithm used. Chapter 3 discusses the tools used to develop and solve the optimization problem. In chapter 4, the results of the problem are presented through the analysis of different cases considered, in order to better understand the operation of the optimization model developed. Then, in chapter 5, the results are summarized, and the most important conclusions are mentioned, and finally the literature references used are presented.

Key words: Renewable Energy Sources (RES), Microgrids, Optimization Problem, Stochastic Optimization, Forecasting Errors, Scenario Generation and Reduction Algorithm, Mathematical Modeling.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου, Ομότιμο Καθηγητή Ε.Μ.Π., για την ανάθεση του θέματος της διπλωματικής μου εργασίας. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Δημήτρη Τράκα, μεταδιδάκτορα στον Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος, για την πολύτιμη βοήθειά και το χρόνο του. Η καθοδήγησή του όλο αυτό το διάστημα και οι γνώσεις που μου μετέδωσε, έπαιξαν καθοριστικό ρόλο στην ολοκλήρωση της παρούσας εργασίας.

Ιδιαίτερα θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, την κοπέλα μου και τους φίλους μου, που ήταν δίπλα μου καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου και δεν σταμάτησαν να πιστεύουν σε εμένα.

Τέλος, θα ήθελα να αφιερώσω την διπλωματική μου εργασία στον παππού μου, Ανδρέα Μουστάκα, ο οποίος έφυγε λίγο πριν την ολοκλήρωσή της.

ΕΥΡΕΤΗΡΙΑ

Ευρετήριο εικόνων

Εικόνα 1: Γραφική απεικόνιση ολοκληρωμένου ΣΗΕ [19].....	19
Εικόνα 2: Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [20].....	20
Εικόνα 3: Στοιχεία που αποτελούν ένα μικροδίκτυο [21].....	23
Εικόνα 4:Τεχνική προσέγγισης για τη γραμμικοποίηση των καμπυλών φαινόμενης ισχύος.....	37

Ευρετήριο σχημάτων

Σχήμα 1: Παγκόσμια παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ (GWh).....	21
Σχήμα 2: Κόστος αγοράς (πώλησης) ηλεκτρικής ενέργειας από το ανάντι δίκτυο.....	43
Σχήμα 3: Κόστος αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο, σε περίπτωση αστοχίας πρόβλεψης των μεταβολών	44
Σχήμα 4: Κόστος πώλησης ενέργειας σ το ανάντι δίκτυο, σε περίπτωση αστοχίας πρόβλεψης των μεταβολών	44
Σχήμα 5: Μονογραμμικό διάγραμμα του πρότυπου δικτύου 33 ζυγών της IEEE	45
Σχήμα 6: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή των φορτίων του συστήματος (Διακύμανση 5%)	49
Σχήμα 7: Αναμενόμενη τιμή παραγωγής ΑΠΕ	49
Σχήμα 8: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακύμανση 10%).....	51
Σχήμα 9: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακύμανση 10%).....	51
Σχήμα 10: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο2 (Διακύμανση 10%).....	52
Σχήμα 11: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο3 (Διακύμανση 10%).....	52
Σχήμα 12: Αναμενόμενη τιμή παραγωγής ΑΠΕ (Παραγωγή +20%).....	53
Σχήμα 13: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακύμανση 10%, Παραγωγή +20%).....	54
Σχήμα 14: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακύμανση 10%, Παραγωγή +20%).....	55
Σχήμα 15 Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο2 (Διακύμανση 10%, Παραγωγή +20%).....	55
Σχήμα 16: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο3 (Διακύμανση 10%, Παραγωγή +20%).....	56
Σχήμα 17: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή των φορτίων του συστήματος (Διακύμανση 8%)	57
Σχήμα 18: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακύμανση 20%).....	58
Σχήμα 19: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακύμανση 20%).....	58

Σχήμα 20: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο2 (Διακύμανση 20%).....	59
Σχήμα 21: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο3 (Διακύμανση 20%).....	59
Σχήμα 22 Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακύμανση 20%, Παραγωγή +20%).....	60
Σχήμα 23: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακύμανση 20%, Παραγωγή +20%).....	61
Σχήμα 24: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο2 (Διακύμανση 20%, Παραγωγή +20%).....	61
Σχήμα 25: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο3 (Διακύμανση 20%, Παραγωγή +20%).....	62
Σχήμα 26: Μεταβολή στη ζήτηση φορτίου	64
Σχήμα 27: Μεταβολή στην παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ	64
Σχήμα 28: Μεταβολή στην καθαρή ζήτηση	65
Σχήμα 29: Παραγωγή ενέργειας από μικροτουρμπίνες (Περίπτωση 37).....	66
Σχήμα 30: Παραγωγή ενέργειας από μικροτουρμπίνες (Περίπτωση 38).....	67
Σχήμα 31: Συνολική μεταβολή ενεργού ισχύος μικροτουρμπίνων (Περιπτώσεις 37, 38).....	68
Σχήμα 32: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 37, 38)	69
Σχήμα 33: Ποσοστό φόρτισης μπαταρίας (Περιπτώσεις 1-3)	71
Σχήμα 34: Μεταβολή της αποθηκευμένης ενέργειας στη μπαταρία και ποσοστό φόρτισης (Περίπτωση 2).....	72
Σχήμα 35: Μεταβολή καθαρής ζήτησης που καλύπτει η μπαταρία (Περίπτωση 2)	73
Σχήμα 36: Μεταβολή ενεργού ισχύος μετά την αξιοποίηση της μπαταρίας (Περίπτωση 2)	73
Σχήμα 37: Παραγωγή ενέργειας από μικροτουρμπίνες (Περιπτώσεις 1, 2)	74
Σχήμα 38: Μεταβολή ενεργού ισχύος μικροτουρμπίνων (Περίπτωση 2).....	75
Σχήμα 39: Μεταβολές ενεργού ισχύος που καλύπτουν οι μικροτουρμπίνες (Περίπτωση 2)	75
Σχήμα 40: Μεταβολή ενεργού ισχύος μετά την αξιοποίηση των μικροτουρμπίνων (Περίπτωση 2)	76
Σχήμα 41: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 1, 2)	77
Σχήμα 42: Διαφορά ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 1,2)	78
Σχήμα 43: Διαφορά ενεργού ισχύος μπαταρίας και μικροτουρμπίνων (Περιπτώσεις 1, 2)	79
Σχήμα 44: Άθροισμα διαφορών ενεργού ισχύος μπαταρίας και μικροτουρμπίνων (Περιπτώσεις 1, 2).....	80
Σχήμα 45: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 2, 3).....	81
Σχήμα 46: Διαφορά ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 2,3)	82
Σχήμα 47: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 2, 11)	83

Ευρετήριο πινάκων

<i>Πίνακας 1: Τοποθεσία και ονομαστική ικανότητα στοιχείων δικτύου.</i>	42
<i>Πίνακας 2: Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδας αποθήκευσης ενέργειας</i>	42
<i>Πίνακας 3: Τεχνικά χαρακτηριστικά μικροτουρμπίνων.</i>	42
<i>Πίνακας 4: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση των περιπτώσεων που εξετάστηκαν</i>	46
<i>Πίνακας 5: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 37 - 39)</i>	63
<i>Πίνακας 6: Τιμές στοιχείων μικροδικτύου (Περίπτωση 38, Ώρα 14:00, Σενάριο Νο 4)</i>	68
<i>Πίνακας 7: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 1 - 3)</i>	70
<i>Πίνακας 8: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 2, 3)</i>	81
<i>Πίνακας 9: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 2, 11)</i>	83
<i>Πίνακας 10: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση ομάδων Α, Γ</i>	84
<i>Πίνακας 11: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση ομάδων Β, Δ</i>	84

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο – ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ

1.1. Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

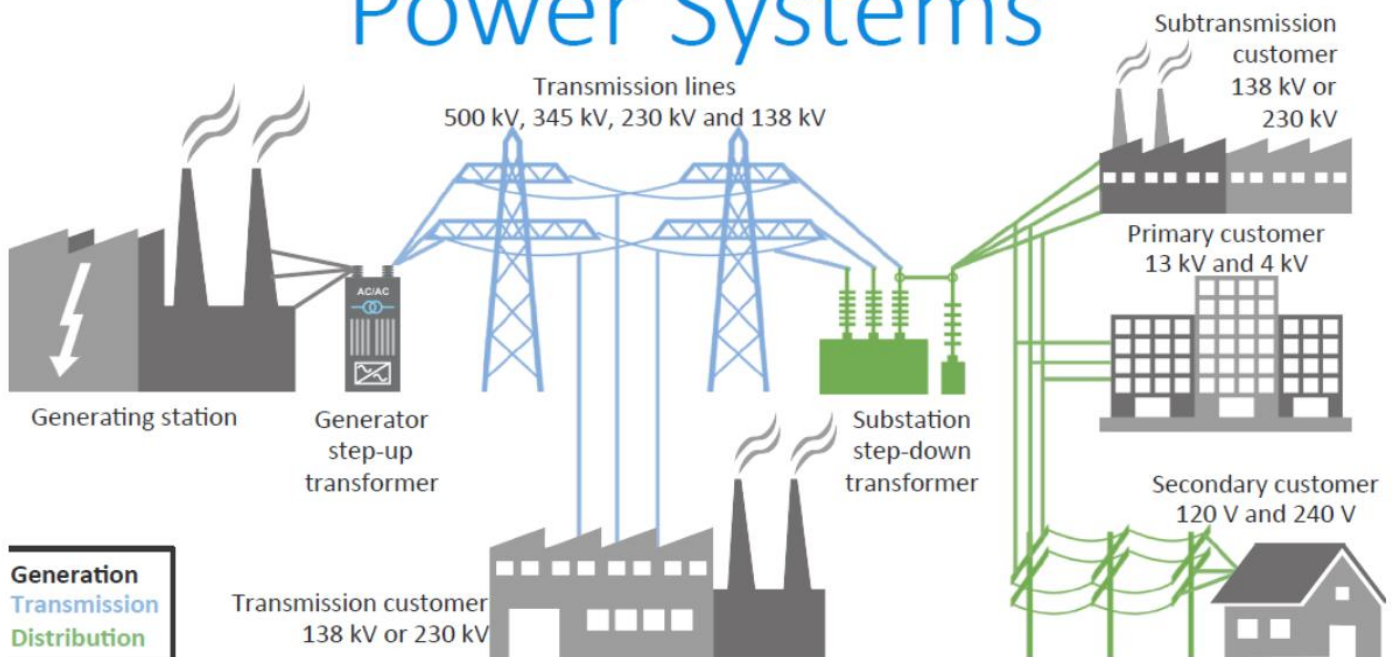
Ένα Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ), αποτελείται από το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, τη μεταφορά, τη διανομή και την κατανάλωση αυτής, όπως φαίνεται στην Εικόνα 1.

Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται κυρίως από τις παραδοσιακές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (π.χ. θερμικοί σταθμοί, υδροηλεκτρικοί σταθμοί, πυρηνικοί σταθμοί, κ.λπ.). Τα τελευταία χρόνια, οι συνεχώς αυξανόμενες ενεργειακές απαιτήσεις σε συνδυασμό με την προσπάθεια μείωσης των ρύπων που οφείλονται στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν δημιουργήσει την ανάγκη εύρεσης και αξιοποίησης «πράσινων» μορφών ενέργειας. Την ανάγκη αυτή, έρχονται να καλύψουν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), των οποίων η διεύθυνση στα ΣΗΕ έχει αυξηθεί σημαντικά. Ένα «σύγχρονο» ΣΗΕ, πλέον των παραδοσιακών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, περιλαμβάνει λοιπόν και πλήθος μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, όπως είναι για παράδειγμα τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά πάρκα.

Υπεύθυνο για τη σύνδεση και τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τους παραδοσιακούς σταθμούς παραγωγής και τις ΑΠΕ, στο σύστημα διανομής, είναι το δίκτυο μεταφοράς αυτής. Προκειμένου να επιτευχθεί η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις, είναι απαραίτητη η χρήση Μετασχηματιστών Ανύψωσης Τάσης. Πλέον των Μετασχηματιστών Ανύψωσης Τάσης, το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει και Μ/Σ Υποβιβασμού Τάσης προκειμένου να τροφοδοτηθεί το δίκτυο διανομής.

Το Δίκτυο Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει τα δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης (230V-20kV). Αρχή του δικτύου διανομής αποτελούν οι πύλες αναχωρήσεων ΜΤ, από τους Υ/Σ που αναφέρονται στο δίκτυο μεταφοράς, και πέρας αυτού θεωρούνται οι μετρητές της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται στον εκάστοτε καταναλωτή, ανεξαρτήτως εάν αυτός είναι καταναλωτής μέσης ή χαμηλής τάσης.

Power Systems



Εικόνα 1: Γραφική απεικόνιση ολοκληρωμένου ΣΗΕ [19]

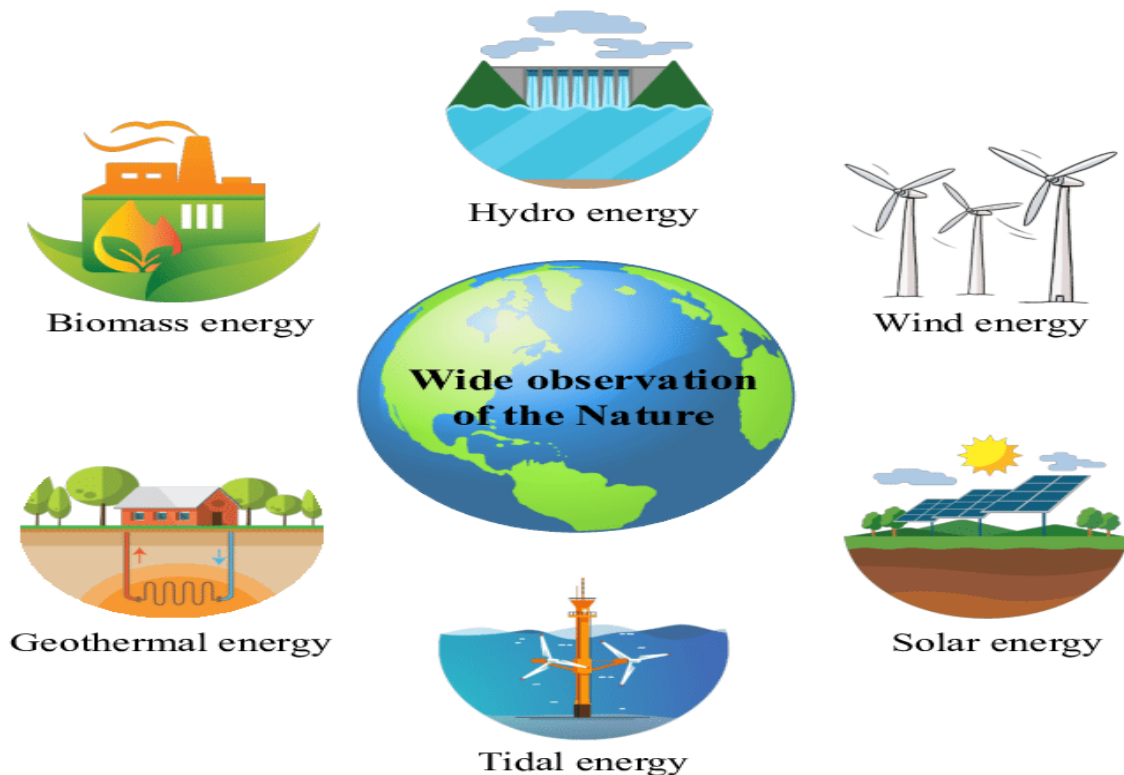
1.2. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Η εξέλιξη της τεχνολογίας έχει οδηγήσει στην αύξηση των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Φυσικό επακόλουθο αυτής της αύξησης είναι η όλο και μεγαλύτερη κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα τελευταία χρόνια, σε συζητήσεις αναφορικά με την ενέργεια, το ενδιαφέρον μονοπωλεί η επίπτωση που έχει το γεγονός αυτό στο περιβάλλον αλλά και στις ζωές των ανθρώπων.

Η κλιματική αλλαγή είναι ένα ζήτημα που έχει συζητηθεί έντονα σε υψηλό επίπεδο, στα πλαίσια διεθνών συνεδρίων και συνδιασκέψεων όπως του Κιότο (Πρωτόκολλο του Κιότο (1997)), του Παρισιού (Συνθήκη του Παρισιού (2016)) κ.α.. Ο τρόπος με τον οποίο έχει συμφωνηθεί από τα κράτη που συμμετέχουν ενεργά σε αυτή την προσπάθεια, να αντιμετωπιστεί η κλιματική αλλαγή, είναι η μείωση των ρύπων τόσο μέσω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας όσο και μέσω της υψηλότερης διεύθυνσης ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο κάθε χώρας.

Οι ΑΠΕ ή αλλιώς ήπιες μορφές ενέργειας, αποτελούν μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, (άνεμος, ήλιος, γεωθερμία, κυκλοφορία του νερού κ.α.) [Εικόνα 2]. Συγκεκριμένα σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου 89 [1], ως ενέργεια από ανανεώσιμες μη ορυκτές πηγές θεωρείται η αιολική, ηλιακή, αεροθερμική, γεωθερμική, υδροθερμική και ενέργεια των ωκεανών, υδροηλεκτρική, από βιομάζα, από τα εκλυόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής αέρια, από αέρια μονάδων επεξεργασίας λυμάτων και από βιοαέρια.

Με τον όρο «ήπιες μορφές ενέργειας» γίνεται αναφορά σε δυο βασικά χαρακτηριστικά τους. Πρώτον, για την αξιοποίηση αυτών των μορφών ενέργειας δεν απαιτείται κάποια παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση κάποιας πρώτης ύλης, όπως συμβαίνει με τις παραδοσιακές πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Δεύτερον, πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας,. Με τον όρο «καθαρές», αναφερόμαστε στον τρόπο με τον οποίο παράγεται η ενέργεια, ο οποίος είναι πολύ πιο «φιλικός» στο περιβάλλον, καθώς δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή άλλα τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα, όπως συμβαίνει με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για τους παραπάνω λόγους, οι ΑΠΕ θεωρούνται από πολλούς μία αφετηρία για την επίλυση των οικολογικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει ο πλανήτης, εξαιτίας της αλόγιστης εκμετάλλευσης των ορυκτών πόρων, που έχει γίνει τα τελευταία έτη. [2]

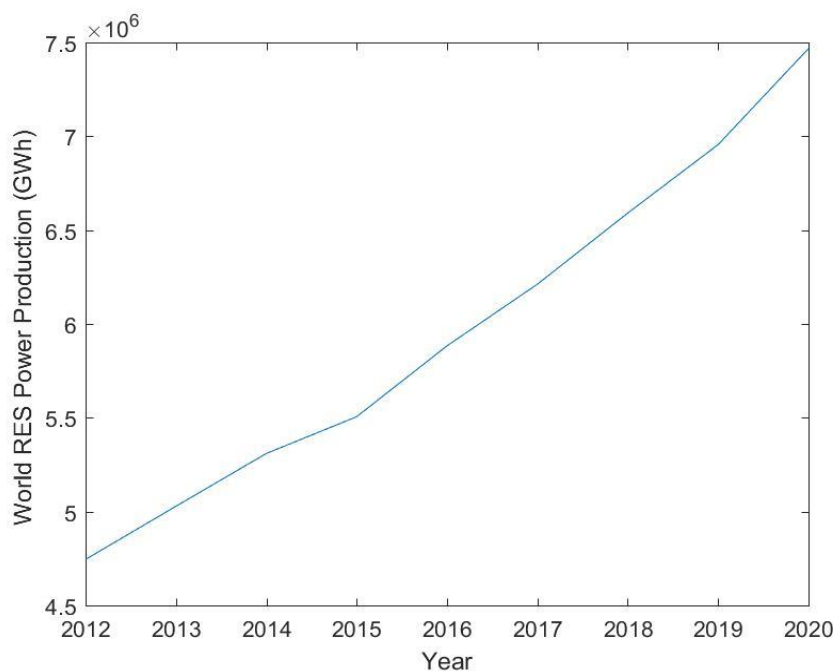


Εικόνα 2: Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [20]

1.3. Διεσπαρμένη παραγωγή

Όπως αναφέρθηκε, γίνεται πλέον μία προσπάθεια σε παγκόσμιο επίπεδο, να αυξηθεί η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ. Αυτή η αλλαγή που προωθείται στην αγορά της ενέργειας έχει δημιουργήσει πολλές επενδυτικές-επιχειρηματικές ευκαιρίες, τόσο για μεγάλες εταιρείες στο χώρο της ενέργειας, όσο και για απλούς πολίτες που εκμεταλλεύονται για παράδειγμα, το διαθέσιμο χώρο που έχουν στη στέγη του κτηρίου τους ή σε κάποιο οικόπεδο, για να εγκαταστήσουν φωτοβολταϊκά panels. Αυτές οι μικρές σε ισχύ μονάδες που συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής, συνεισφέροντας τελικώς στο ΣΗΕ της εκάστοτε χώρας, αποτελούν τη διεσπαρμένη παραγωγή (ΔΠ) ενέργειας.

Τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής χρησιμοποιούνται σε μικροδίκτυα αλλά και από οικιακούς καταναλωτές. Πρόκειται για τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας, που εγκαθίστανται κοντά στο σημείο κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, και αποτελούνται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αλλά και συμβατικές μονάδες. Επιπλέον, μπορεί να χαρακτηριστεί ως μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής, ακόμα και μία συσκευή αποθήκευσης ενέργειας (DESS - Distributed Energy Storage System). Παρά τα πλεονεκτήματα που εντοπίζονται στη διεσπαρμένη παραγωγή, όπως είναι η αύξηση της αξιοπιστίας του ΣΗΕ της χώρας που βρίσκεται, η μείωση των ρύπων κ.α., υπάρχουν και αρκετά μειονεκτήματα. Ενδεικτικά αναφέρονται, το υψηλό κόστος της αρχικής επένδυσης, το κόστος της συντήρησης τους και η αβεβαιότητα πρόβλεψης της παραγωγής, καθώς η παραγωγή από αυτές τις μονάδες επηρεάζεται άμεσα από τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν. Το γεγονός αυτό καθιστά δύσκολες τις μακροπρόθεσμες προβλέψεις. Παρ' όλα αυτά, έχουν αναπτυχθεί εργαλεία, τα οποία στις βραχυπρόθεσμες προβλέψεις έχουν σημαντικά υψηλά ποσοστά επιτυχίας. [3] Στο Σχήμα 1 που ακολουθεί, φαίνεται σε παγκόσμιο επίπεδο, η ραγδαία αύξηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, τα τελευταία χρόνια. [4]



Σχήμα 1: Παγκόσμια παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ (GWh)

1.4. Μικροδίκτυα

Η συνεχής διείσδυση μονάδων ΑΠΕ στα ΣΗΕ, έχει δημιουργήσει ζητήματα αξιοπιστίας και ευστάθειας. Σε μία προσπάθεια αντιμετώπισης αυτών των προβλημάτων, ενώ παράλληλα προβλέπεται να αυξηθεί σημαντικά τα επόμενα έτη η διείσδυση των ΑΠΕ, τα μικροδίκτυα φαίνεται να είναι μία πολλά υποσχόμενη λύση.

Με τον όρο «μικροδίκτυο» περιγράφεται ένα τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο, το οποίο αποτελεί ένα συνδυασμό μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (π.χ. εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών ή αιολικών πάρκων), συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και ηλεκτρικών φορτίων [Εικόνα 3]. Το μικροδίκτυο λειτουργεί εντός σαφώς καθορισμένων ηλεκτρικών ορίων, ως μία ανεξάρτητη σε σχέση με το δίκτυο, αλλά ελεγχόμενη οντότητα.

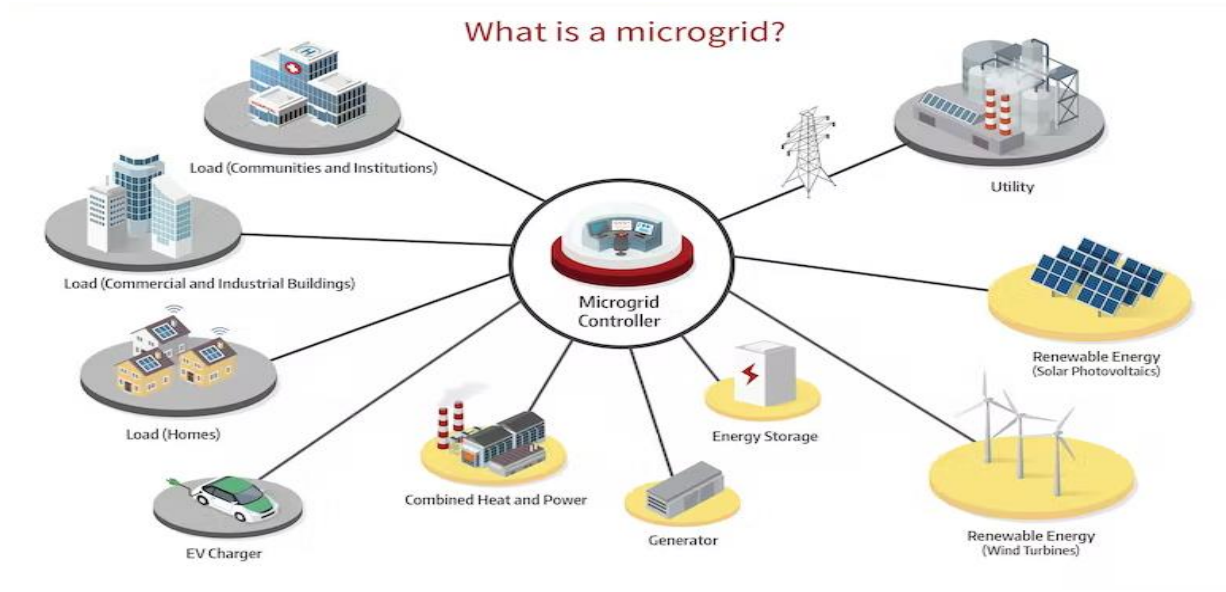
Ένα μικροδίκτυο μπορεί να συνδεθεί και να αποσυνδεθεί από το δίκτυο, προκειμένου να μπορεί να λειτουργεί τόσο συνδεδεμένο με αυτό, όσο και σε λειτουργία «νησίδας». Στη λειτουργία «νησίδας», λειτουργεί ως ένα αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο δεν βασίζεται σε εξωτερικές πηγές. Η λειτουργία αυτή χρησιμοποιείται συνήθως σε απομακρυσμένες περιοχές, που δεν είναι συνδεδεμένες με το δίκτυο λόγω τεχνικών ή οικονομικών περιορισμών, ή σε περιοχές όπου οι διακοπές ρεύματος είναι συχνές. [5]

Τα δίκτυα διανομής είναι κατασκευασμένα με τρόπο που επιτρέπει την παροχή ενέργειας από τους υποσταθμούς διανομής, προς τους καταναλωτές. Τα μικροδίκτυα, έρχονται να ανατρέψουν αυτό το καθεστώς, καθώς δίνεται πλέον η δυνατότητα η ροή της ισχύος να είναι αμφίδρομη. Για το λόγο αυτό, στην περίπτωση που ένα μικροδίκτυο είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο, είναι σημαντικό η ποιότητα της παραγόμενης ισχύος να ανταποκρίνεται στις προδιαγραφές του δικτύου με το οποίο συνδέεται, προκειμένου να επιτυγχάνεται εύρυθμα ο συντονισμός.

Οι μονάδες ΔΠ που εντοπίζονται σε ένα μικροδίκτυο, μπορεί να είναι ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, μικρές συμβατικές μονάδες, μικρά υδροηλεκτρικά κ.α. Στην περίπτωση που συνδυάζονται δύο ή περισσότερα είδη, πρόκειται για ένα υβριδικό σύστημα. Τα υβριδικά συστήματα είθισται να αποτελούνται από φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες. Παρ' όλα αυτά εντοπίζονται και άλλοι συνδυασμοί, όπως για παράδειγμα φωτοβολταϊκά μαζί με κάποιο μικρό υδροηλεκτρικό, ανεμογεννήτριες σε συνδυασμό με ντιζελογεννήτριες κ.α.. [7]

Τα οφέλη ενός μικροδικτύου είναι πολλά, μεταξύ άλλων [8]:

- Συμβάλλουν στον εκσυγχρονισμό του δικτύου και την ενσωμάτωση πολλαπλών τεχνολογιών Έξυπνων Δικτύων (Smart Grid technologies)
- Ενισχύουν την ενσωμάτωση των καταναμημένων και ΑΠΕ, που συμβάλλουν στη μείωση της αιχμής του φορτίου καθώς και στη μείωση των απωλειών, με την τοποθέτησή τους κοντά στα σημεία ζήτησης
- Ικανοποιούν τις ανάγκες των τελικών χρηστών, εξασφαλίζοντας την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας για σημαντικά φορτία και ελέγχοντας την ποιότητα της ισχύος, παρέχοντας έτσι αξιοπιστία σε τοπικό επίπεδο
- Υποστηρίζουν το δίκτυο με τον χειρισμό ευαίσθητων φορτίων, τη διαχείριση της μεταβλητότητας των ΑΠΕ και την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών στο ΣΗΕ.



Εικόνα 3: Στοιχεία που αποτελούν ένα μικροδίκτυο [21]

Όπως αναφέρεται παραπάνω, τα μικροδίκτυα αποτελούνται από ΔΠ διαφόρων τεχνολογιών . Η πολύπλοκη φύση των μικροδικτύων, θέτει σημαντικές προκλήσεις για την αποτελεσματική λειτουργία τους. Οι προκλήσεις αυτές ενισχύονται περαιτέρω όταν λαμβάνεται υπόψη η στοχαστική παραγωγή των ΑΠΕ και η αβεβαιότητα πρόβλεψης της ζήτησης.

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αναπτύχθηκε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης για τη βέλτιστη λειτουργία ενός μικροδικτύου, λαμβάνοντας υπόψη την αβεβαιότητα των ΑΠΕ και της πρόβλεψης του φορτίου, βασιζόμενο στις έννοιες που αναλύονται στο παρόν κεφάλαιο.

Στόχος του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του μικροδικτύου, που περιλαμβάνει τις δαπάνες που σχετίζονται με τις διάφορες μονάδες, την ανακατανομή των μονάδων και τις εκπομπές ρύπων. Το πρόβλημα αυτό μοντελοποιείται ως ένα πρόβλημα στοχαστικής βελτιστοποίησης ώστε να λάβει υπόψιν την στοχαστικότητα των ΑΠΕ και της ζήτησης και η μαθηματική του μοντελοποίηση παρουσιάζεται στο επόμενο κεφάλαιο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο – ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

2.1. Περιγραφή προβλήματος

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, εξετάζεται ένα μικροδίκτυο το οποίο είναι συνδεδεμένο με το ανάντι δίκτυο, υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Το μικροδίκτυο αποτελείται από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, όπως ΑΠΕ, ντιζελογεννήτριες, συσκευές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από ηλεκτρικά φορτία των οποίων καλείται να καλύψει τις ανάγκες. Στόχος είναι η ανάπτυξη ενός αλγορίθμου για τη βέλτιστη λειτουργία του υπό εξέταση μικροδικτύου λαμβάνοντας υπόψη τη στοχαστικότητα που εισάγεται από την αδυναμία τέλει πρόβλεψης της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της ζήτησης.

Προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη λειτουργία υπό κανονικές συνθήκες, γίνεται μία προσπάθεια να ελαχιστοποιηθούν τα κόστη που προκύπτουν από τη λειτουργία του μικροδικτύου. Για την επίτευξη των παραπάνω, είναι απαραίτητο να ληφθεί υπόψη το σφάλμα πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης. Η πρόβλεψη αυτή, γίνεται για χρονικό διάστημα 24^{ωv} ωρών.

Επιπλέον, μέσω της σύνδεσης του μικροδικτύου με το ανάντι δίκτυο, επιτυγχάνεται η αγορά και η πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από και προς αυτό. Στις περιπτώσεις που εξετάζονται, ανάλογα με τη ζήτηση και με γνώμονα το οικονομικό όφελος, η κάλυψη των αναγκών του γίνεται είτε από τα στοιχεία που το αποτελούν, είτε μέσω ενέργειας που «εισάγεται» από το ανάντι δίκτυο. Επισημαίνεται πως το μικροδίκτυο μπορεί είτε να αγοράζει ενέργεια από το ανάντι δίκτυο προκειμένου να καλύψει την ζήτηση, είτε να πουλάει ενέργεια σε αυτό στοχεύοντας στην μεγιστοποίηση των εσόδων, δεδομένου ότι η ζήτηση του μικροδικτύου καλύπτεται πλήρως.

Προκειμένου να επιτευχθεί η παρουσίαση ενός ολοκληρωμένου πλαισίου για τη βέλτιστη λειτουργία του μικροδικτύου, αρχικά γίνεται μία ντετερμινιστική προσέγγιση του προβλήματος και στη συνέχεια μία στοχαστική, αναλύοντας στο τέλος τα αποτελέσματα της απόδοσης του μικροδικτύου, όπως αυτά προκύπτουν από τις παραπάνω προσεγγίσεις. Κατά τη ντετερμινιστική προσέγγιση, εξετάζονται τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης που βασίζονται αποκλειστικά στις αναμενόμενες τιμές (expected value) πρόβλεψης των φορτίων και των ΑΠΕ, αγνοώντας την αβεβαιότητα που προαναφέρθηκε, θεωρώντας δηλαδή πως γίνεται τέλεια πρόβλεψη.

Η στοχαστική προσέγγιση μοντελοποιείται ως ένα πρόβλημα δύο σταδίων. Το πρώτο στάδιο βελτιστοποιεί τη λειτουργία του μικροδικτύου βάσει των αναμενόμενων τιμών πρόβλεψης, δηλαδή η μοντελοποίηση είναι ίδια με τη ντετερμινιστική προσέγγιση, ενώ το δεύτερο στάδιο προσαρμόζει τη λειτουργία των μονάδων σύμφωνα με τα σφάλματα πρόβλεψης των σεναρίων που λαμβάνονται υπόψιν. Επομένως, για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας, χρησιμοποιούνται μεταβλητές δεύτερου σταδίου (το σύμβολο «Δ» χρησιμοποιείται για την μεταβολή λειτουργίας των μονάδων στο δεύτερο στάδιο) και σεναρία πρόβλεψης διαφορετικών καταστάσεων σε ότι αφορά την παραγωγή των ΑΠΕ και την ζήτηση του φορτίου. Το κόστος που προκύπτει από την μεταβολή λειτουργίας των μονάδων εισάγεται στην αντικειμενική συνάρτηση, προκειμένου να εντοπιστεί ο οικονομικότερος τρόπος για την κάλυψη των σφαλμάτων πρόβλεψης.

Όπως θα φανεί από την ανάλυση των αποτελεσμάτων στο Κεφάλαιο 4, η στοχαστική προσέγγιση παρέχει περισσότερες πληροφορίες, καθώς εξετάζει τη λειτουργία του μικροδικτύου υπό διαφορετικά σενάρια, παρέχοντας μια πιο ακριβή αναπαράσταση της συμπεριφοράς του. Επομένως, η συμπερίληψη των μεταβλητών του δεύτερου σταδίου στη διατύπωση του προβλήματος είναι σημαντική για την επίτευξη της βέλτιστης και αποδοτικής λειτουργίας του μικροδικτύου.

2.2. Πρόβλημα βελτιστοποίησης

Για την επίτευξη της ζητούμενης βελτιστοποίησης, είναι απαραίτητη η μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος, δηλαδή των εξισώσεων που περιγράφουν τη λειτουργία του συστήματος και των απαραίτητων τεχνικών περιορισμών (constraints) τους οποίους ικανοποιεί ένα σύνολο λύσεων. Ο εντοπισμός της βέλτιστης λύσης μέσα από αυτό το σύνολο λύσεων, προκύπτει από την τιμή που θα λάβει η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος (objective function). Στόχος αυτής της διαδικασίας είναι η λύση που θα προκύψει να ελαχιστοποιεί/μεγιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση.

Ένα από τα προβλήματα βελτιστοποίησης που μπορούν να λυθούν από τους επιλύτες σε εύλογο χρονικό διάστημα είναι τα γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης, όπου οι εξισώσεις που περιγράφουν το πρόβλημα συνδέουν τις παραμέτρους και τις μεταβλητές του προβλήματος μέσω γραμμικών εξισώσεων. Ακολουθεί ένα τέτοιο γραμμικό πρόβλημα, προκειμένου να γίνει περαιτέρω κατανοητή η μοντελοποίηση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης.

Αντικειμενική συνάρτηση:

$$\min O = c_1 \times x_1 + c_2 \times x_2 + c_3 \times x_3 + \dots + c_n \times x_n$$

Περιορισμοί:

$$\alpha_{11} \times x_1 + \alpha_{12} \times x_2 + \alpha_{13} \times x_3 + \dots + \alpha_{1n} \times x_n \leq b_1$$

$$\alpha_{21} \times x_1 + \alpha_{22} \times x_2 + \alpha_{23} \times x_3 + \dots + \alpha_{2n} \times x_n \leq b_2$$

.....

$$\alpha_{m1} \times x_1 + \alpha_{m2} \times x_2 + \alpha_{m3} \times x_3 + \dots + \alpha_{mn} \times x_n \leq b_m$$

Παράμετροι προβλήματος: a_{ij} , b_{ij} , c_{ij}

Στόχος είναι να επιλεγθούν οι βέλτιστες τιμές των μεταβλητών x_1, x_2, \dots, x_n οι οποίες θα ικανοποιούν τους ανωτέρω περιορισμούς και θα ελαχιστοποιούν την αντικειμενική συνάρτηση.

2.3. Υπόμνημα μαθηματικής μοντελοποίησης προβλήματος

Παρακάτω παρουσιάζονται τα σύνολα, οι δείκτες, οι μεταβλητές και οι παράμετροι του προβλήματος που αναπτύχθηκε στην παρούσα διπλωματική.

Σύνολα

- B Σύνολο ζυγών του μικροδικτύου
- L Σύνολο γραμμών του μικροδικτύου
- S Σύνολο σεναρίων υπό εξέταση
- Y Σύνολο τμημάτων γραμμικοποίησης των ροών των γραμμών
- T Σύνολο χρονικών διαστημάτων υπό εξέταση
- N Σύνολο τύπων των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που περιλαμβάνονται στη διεσπαρμένη παραγωγή του μικροδικτύου (DG, WT, PV)

Δείκτες

- i, j Δείκτες ζυγών (1 έως N_{Buses})
- ij Δείκτης γραμμών μεταξύ των ζυγών i και j
- t Δείκτης χρονικού διαστήματος (1 έως N_{Times})
- s Δείκτης σεναρίου (1 έως $N_{Scenarios}$)
- n Δείκτης τύπου ΑΠΕ (PV, WT)
- y Δείκτης τμήματος γραμμικοποίησης των γραμμών
- $\bar{\cdot}, \underline{\cdot}$ Σύμβολα για ανώτατο και κατώτατο όριο

Παράμετροι

- P_{limit}^{exch} Όριο ανταλλαγής ενεργού ισχύος ζυγού 1 και ανάντι δικτύου
- r_{ij}, x_{ij} Αντίσταση και αντίδραση γραμμής ij
- c^G Κόστος παραγωγής ενέργειας από μία ΜΤ [€/MW]
- σ Συντελεστής εκπομπών μίας ΜΤ [kg/MWh]
- c^{emi} Κόστος εκπομπών μίας ΜΤ [€/kg]
- $c^{\Delta G}$ Κόστος ανακατανομής ενέργειας από μία ΜΤ [€/MW]
- c^S Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ανάντι δίκτυο [€/MW]
- c^B Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το ανάντι δίκτυο [€/MW]
- γ_s Πιθανότητα του s_{th} σεναρίου, $s \in S$
- e Μέγιστη αποδεκτή απόκλιση τάσης από την ονομαστική
- E^{ST} Χωρητικότητα συσκευής αποθήκευσης ενέργειας [MWh]
- n^{ST} Βαθμός απόδοσης μονάδας αποθήκευσης ενέργειας

Μεταβλητές

$V_{i,t}$	Τάση στο ζυγό i τη χρονική στιγμή t [p.u.]
$P_{i,t}/Q_{i,t}$	Ενεργός/άεργος ζήτηση στο ζυγό i τη χρονική στιγμή t [MW]
$p_{ij,t}^f/q_{ij,t}^f$	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή ij τη χρονική στιγμή
$p_{ij,t,y}^{strip}/q_{ij,t,y}^{strip}$	Ενεργός/άεργος ισχύς κάθε τμήματος y της γραμμικοποίησης της ροής ισχύος της γραμμής ij , τη χρονική στιγμή t [MW]
$p_p^f_{ij,t,y}/q_p^f_{ij,t,y}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του κάθε τμήματος y της γραμμικοποίησης της γραμμή ij τη χρονική στιγμή t
$p_{i,t}^G/q_{i,t}^G$	Ενεργός/άεργος ισχύς από γεννήτριες στο ζυγό i τη χρονική στιγμή t [MW], $\forall(i, t) \in (B, T)$
P_t^{exch}/Q_t^{exch}	Ανταλλαγή ενεργού/άεργου ισχύος με το ανάντι δίκτυο τη χρονική στιγμή t [MW]
$p_{n,i,t}^{RES}/q_{n,i,t}^{RES}$	Ενεργός/άεργος παραγόμενη ισχύς από ΑΠΕ τύπου n , στο ζυγό i τη χρονική στιγμή t [MW]
$p_t^{ST\pm}/q_t^{ST\pm}$	Ενεργός/άεργος ισχύς εξόδου συσκευής αποθήκευσης ενέργειας τη χρονική στιγμή t (+ φόρτισης/- εκφόρτισης) [MW]
η_t/μ_t	Αγορά/πώληση ισχύος από/προς το ανάντι δίκτυο τη χρονική στιγμή t [MW]
$C_{i,s,t}^{rd}$	Κόστος ανακατανομής μία MT στο ζυγό i , στο σενάριο s , τη χρονική στιγμή t [€]
$SO C_t^{ST}$	Ποσοστό φόρτισης συσκευής αποθήκευσης [%]
$u_{i,t}^{ST}$	Διαδική μεταβλητή για τον προσδιορισμό της κατάστασης (φόρτιση/εκφόρτιση) της συσκευής αποθήκευσης ενέργειας
$\Delta(\cdot)_s$	Προσαρμογή στο σενάριο s
$u_{ij,t,y}^f$	Διαδική μεταβλητή για τη γραμμική προσέγγιση του ορίου ροής φαινόμενης ισχύος των γραμμών

2.4. Μαθηματική μοντελοποίηση προβλήματος βελτιστοποίησης

2.4.1. Αντικειμενική συνάρτηση

Στα προβλήματα βελτιστοποίησης, η αντικειμενική συνάρτηση αποτελεί μια μαθηματική σχέση μεταξύ των μεταβλητών του προβλήματος και της τιμής του τελικού μεγέθους που πρέπει να βελτιστοποιηθεί.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, στόχος του προβλήματος βελτιστοποίησης που αναπτύχθηκε στην παρούσα διπλωματική εργασία είναι να ελαχιστοποιήσει το κόστος λειτουργίας του μικροδικτύου. Για την επίτευξη της ζητούμενης ελαχιστοποίησης, λαμβάνονται υπόψη το κόστος που προκύπτει για την κάλυψη των αναγκών βάσει των αναμενόμενων τιμών πρόβλεψης, καθώς και το κόστος ανακατανομής της παραγωγής, λόγω της αβεβαιότητας που εισάγει η αδυναμία πρόβλεψης της παραγωγή από τις ΑΠΕ και της ζήτησης. Στο πλαίσιο αυτό, η αντικειμενική συνάρτηση αποτυπώνει τη συσχέτιση μεταξύ των μεταβλητών που εμπλέκονται στη λειτουργία του μικροδικτύου και του συνολικού κόστους λειτουργίας του.

Η μαθηματική έκφραση της αντικειμενικής συνάρτησης, που χρησιμοποιήθηκε στο πρόβλημα της παρούσας διπλωματικής εργασίας, φαίνεται στην εξίσωση (1) που ακολουθεί :

$$\begin{aligned}
 \min \sum_t^{t+Tp} & \left(\sum_i c^G p_{i,t}^G \right. \\
 & + \sum_i c^{emi} \sigma p_{i,t}^G + (c^B \eta_t - c^S \mu_t) \\
 & + \sum_s \gamma_s \sum_i (C_{i,s,t}^{rd}) \\
 & \left. + \sum_s \gamma_s \sum_i c^{emi} \sigma \Delta p_{i,s,t}^G + \sum_s \gamma_s (\Delta c^B \Delta \eta_{s,t} + \Delta c^S \Delta \mu_{s,t}) \right) \quad (1)
 \end{aligned}$$

Η παραπάνω συνάρτηση μπορεί να αναλυθεί σε δύο (2) μέρη. Στο πρώτο μέρος, λαμβάνονται υπόψη τα τρία (3) πρώτα στοιχεία της συνάρτησης, ενώ στο δεύτερο μέρος περιλαμβάνονται τα τελευταία τρία (3) στοιχεία αυτής. Τα στοιχεία αυτά αντιπροσωπεύουν το κόστος λειτουργίας του εξεταζόμενου συστήματος, ανάλογα με τον προγραμματισμό που έχει γίνει για την κάλυψη των αναγκών του σε ενέργεια. Το πρώτο μέρος αντιπροσωπεύει το κόστος για την κάλυψη των αναγκών βάσει των αναμενόμενων τιμών πρόβλεψης και αποτελεί την αντικειμενική που χρησιμοποιείται για το ντετερμινιστικό πρόβλημα. Όσον αφορά το стоχαστικό πρόβλημα, ο προγραμματισμός (πρώτο στάδιο προβλήματος) γίνεται με βάση τις αναμενόμενες τιμές των καταναλώσεων των φορτίων και της παραγωγής των μη – κατανεμημένων γεννητριών του συστήματος. Το κόστος που προκύπτει λόγω της αναπροσαρμογής (Δ) των μονάδων συμπεριλαμβάνεται στους υπολογισμούς στο δεύτερο μέρος της αντικειμενικής συνάρτησης, ώστε να καλυφθεί το σφάλμα των προβλέψεων.

Παρακάτω αναλύονται οι όροι της αντικειμενικής συνάρτησης :

1^ο μέρος

Στα πρώτα τρία (3) στοιχεία της αντικειμενικής συνάρτησης περιγράφονται οι αποφάσεις που πρέπει να ληφθούν προκειμένου να βελτιστοποιηθεί ο προγραμματισμός του μικροδικτύου για τις επόμενες 24 ώρες, χρησιμοποιώντας τις αναμενόμενες τιμές των προβλέψεων. Οι μεταβλητές, που συμμετέχουν στο πρώτο μέρος, αντιπροσωπεύουν τις αποφάσεις που πρέπει να ληφθούν άμεσα για τη λειτουργία του μικροδικτύου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Το πρώτο στοιχείο της αντικειμενικής συνάρτησης, $\sum_i c^G p_{i,t}^G$, αναφέρεται στο κόστος παραγωγής ενέργειας όλων των συμβατικών γεννητριών του μικροδικτύου. Αξίζει να σημειωθεί πως δεν γίνεται κάποιος υπολογισμός για το κόστος λειτουργίας των ΑΠΕ (ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά) και των συσσωρευτών ενέργειας, καθώς το κόστος του «καυσίμου» σε αυτές τις περιπτώσεις είναι μηδενικό.

Το δεύτερο στοιχείο της αντικειμενικής συνάρτησης, $\sum_i c^{emi} \sigma p_{i,t}^G$, αντιπροσωπεύει το κόστος των εκπομπών των γεννητριών που ελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα εξαιτίας της καύσης.

Το τρίτο στοιχείο της συνάρτησής, $(c^B \eta_t - c^S \mu_t)$, αντιπροσωπεύει το κόστος της ανταλλαγής ενέργειας μεταξύ του μικροδικτύου και του συνδεδεμένου ανάντι δικτύου. Η αγορά ενέργειας από το ανάντι δίκτυο αυξάνει το κόστος λειτουργίας, ενώ η πώληση ενέργειας αυξάνει το κέρδος του μικροδικτύου ή αλλιώς μειώνει το κόστος λειτουργίας του.

2^ο μέρος

Τα τελευταία τρία (3) στοιχεία της αντικειμενικής συνάρτησης αντιπροσωπεύουν τις προσαρμογές, που θα πρέπει να γίνουν στην λειτουργία του συστήματος κατά τη стоχαστική προσέγγιση. Σε αυτό το μέρος εντοπίζονται οι μεταβλητές δευτέρου σταδίου (Δ). Οι μεταβλητές αυτές αντιπροσωπεύουν τις αποφάσεις που πρέπει να ληφθούν κατά τη διάρκεια της ημέρας, όταν το σφάλμα της πρόβλεψης γίνεται γνωστό. Οι αποφάσεις αυτές εισάγονται στο πρόβλημα, καθώς επηρεάζουν τις αποφάσεις του πρώτου μέρους. Για παράδειγμα, μια μονάδα αποθήκευσης μπορεί να μην χρησιμοποιηθεί στο πρώτο μέρος ώστε να έχει την δυνατότητα να καλύψει τις μεταβολές του δευτέρου μέρους. Οι προσαρμογές που προκύπτουν κατά τη стоχαστική προσέγγιση, επιβαρύνονται με επιπλέον κόστος. Για τον υπολογισμό αυτού του κόστους, λαμβάνονται υπόψη το κόστος ανακατανομής της παραγωγής από τις κατανεμημένες γεννήτριες ($C_{i,s,t}^{rd}$) και το κόστος ρύπων, που προκύπτει από την αναπροσαρμογή και το κόστος προσαρμογής αγοράς και πώλησης ενέργειας από και προς το ανάντι δίκτυο.

Αναφορικά με το κόστος αγοράς και πώλησης ενέργειας από και προς το ανάντι δίκτυο για τις μεταβολές, χρησιμοποιούνται οι παράμετροι Δc^B , Δc^S οι οποίες καθιστούν κοστοβόρα την μεταβολή αγοράς και πώλησης ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται θεωρώντας κατά την ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής, το κόστος αγοράς και το κόστος πώλησης θετικό.

Παραπάνω περιγράφηκε η αντικειμενική συνάρτηση ενός προβλήματος стоχαστικής βελτιστοποίησης, όπου το κόστος του 2^{ου} σκέλους, επηρεάζεται από τα σενάρια που λαμβάνουν υπόψη την αβεβαιότητα που εισάγεται στο σύστημα, λόγω της αδυναμίας τέλεις πρόβλεψης της παραγωγής ενέργειας από τις ΑΠΕ και του φορτίου.

Προκειμένου να γίνει μια ολοκληρωμένη ανάλυση του стоχαστικού προβλήματος, εξετάζονται διαφορετικά αντιπροσωπευτικά σενάρια σφάλματος πρόβλεψης σε ό,τι αφορά την παραγωγή

ενέργειας από τις ΑΠΕ και τη ζήτηση του φορτίου, σύμφωνα με τον αλγόριθμο παραγωγής και μείωσης σεναρίων που αναλύεται στην παράγραφο 2.4.2 που ακολουθεί. Η παράμετρος γ_s αποτελεί την πιθανότητα του κάθε σεναρίου και χρησιμοποιείται στην αντικειμενική συνάρτηση σαν συντελεστής βαρύτητας των αποτελεσμάτων των σεναρίων.

2.4.2. Μέθοδος παραγωγής και μείωσης σεναρίων

Με στόχο την αρτιότερη προσέγγιση της πραγματικότητας, και λαμβάνοντας ως δεδομένη την αβεβαιότητα που εισάγεται στο σύστημα λόγω της αδυναμίας τέλει πρόβλεψης της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης του φορτίου, έγινε και μία στοχαστική προσέγγιση του προβλήματος, όπου εισάγεται ένα ποσοστό σφάλματος στις προβλέψεις που γίνονται.

Για την επίτευξη της στοχαστικής προσέγγισης και προκειμένου να προκύψει μια όσο το δυνατόν αντιπροσωπευτική λύση, εξετάζονται 10 διαφορετικά σενάρια παραγωγής από τις ΑΠΕ και ζήτησης φορτίου.

Για τον σκοπό της εύρεσης αντιπροσωπευτικών σεναρίων, αναπτύχθηκε ένας αλγόριθμος παραγωγής και μείωσης σεναρίων. Αρχικά παρήχθησαν 100 διαφορετικά σενάρια, τα οποία στην πορεία μειώθηκαν σε 10. Στόχος της μείωσης ήταν η επίτευξη ισορροπίας μεταξύ της ακρίβειας των αποτελεσμάτων και του υπολογιστικού φόρτου για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Για την παραγωγή των 100 σεναρίων χρησιμοποιήθηκε η συνάρτηση “normrnd” του MATLAB. Η συνάρτηση “normrnd” παράγει τυχαίους αριθμούς από μία κανονική κατανομή (κατανομή Gauss), λαμβάνοντας υπόψη τη μέση τιμή και την τυπική απόκλιση της κατανομής.

Στα τρία στοιχεία που εξετάζονται (φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες και φορτία), για κάθε μία από τις 24 ώρες που γίνεται η πρόβλεψη σε κάθε σενάριο, παράχθηκε ένας τυχαίος αριθμός. Ως μέση ωριαία τιμή για την παραγωγή του αριθμού, ορίστηκε η αναμενόμενη τιμή πρόβλεψης του κάθε στοιχείου. Για την παραγωγή των ΑΠΕ, θεωρήθηκε διακύμανση 10%-20% ενώ στο φορτίο 5%-8%. Ο λόγος που η διακύμανση μεταξύ των ΑΠΕ και του φορτίου έχουν τόση μεγάλη διαφορά, είναι η αυξημένη δυσκολία πρόβλεψης της παραγωγής των ΑΠΕ, σε σχέση με το φορτίο.

Μέσω της μείωσης των σεναρίων, δημιουργείται ουσιαστικά ένα υποσύνολο των αρχικών σεναρίων, το οποίο περιέχει τα πιο αντιπροσωπευτικά από αυτά. Αρχικά, όλα τα σενάρια έχουν την ίδια πιθανότητα, $P = \frac{1}{100}$ (όταν παράγονται 100 σενάρια). Στη συνέχεια υπολογίζεται η απόσταση (ευκλείδεια απόσταση) μεταξύ όλων των σεναρίων, ώστε να εντοπιστούν τα δύο (2) σενάρια με τη μικρότερη απόσταση. Από αυτά τα 2 σενάρια, το σενάριο με τη μικρότερη πιθανότητα διαγράφεται και η πιθανότητα αυτού προστίθεται στο κοντινότερο σενάριο, ώστε το άθροισμα των πιθανοτήτων όλων των σεναρίων να είναι ίσο με τη μονάδα. Αυτή η διαδικασία γίνεται επαναληπτικά και σε κάθε επανάληψη διαγράφεται ένα σενάριο, έως ότου επιτευχθεί ο επιθυμητός αριθμός σεναρίων. Με τον τρόπο αυτό, ο αλγόριθμος καταλήγει στα 10 πιο αντιπροσωπευτικά σενάρια. [18]

Για τη σύγκριση των σεναρίων, θεωρήθηκαν οι τιμές κάθε στοχαστικού στοιχείου για τις 24 ώρες ως ένα διάνυσμα. Για το ίδιο στοιχείο δηλαδή, προκύπτουν 100 διαφορετικά διανύσματα.

Μέσω της επαναληπτικής διαδικασίας, στόχος σε κάθε επανάληψη είναι ο εντοπισμός των διανυσμάτων που παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη ομοιότητα (μικρότερη ευκλείδεια απόσταση) και η διαγραφή του σεναρίου με τη μικρότερη πιθανότητα υλοποίησης μεταξύ των δύο κοντινότερων σεναρίων. Για την υλοποίηση των παραπάνω στο περιβάλλον MATLAB, γίνεται χρήση των συναρτήσεων “rdist” και “squareform”. Η συνάρτηση “rdist” χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό αποστάσεων όπως η ευκλείδεια απόσταση ανά ζεύγη σε ένα σύνολο δεδομένων, ενώ η συνάρτηση “squareform” χρησιμοποιείται για τη μετατροπή ενός πίνακα αποστάσεων σε τετραγωνικό πίνακα. Μέσω της κατανομής των αποτελεσμάτων της συνάρτησης “rdist”, σε ένα τετραγωνικό πίνακα καθίσταται δυνατή η σύγκριση και η διαγραφή των σεναρίων.

2.4.3. Τεχνικοί περιορισμοί

2.4.3.1. 1^ο στάδιο

Ακολούθως παρατίθενται οι τεχνικοί περιορισμοί που πρέπει να ισχύουν, προκειμένου να επιτευχθεί η εύρυθμη λειτουργία του μικροδικτύου, με τον πλέον αποδοτικό τρόπο. Οι περιορισμοί του πρώτου σκέλους είναι οι περιορισμοί που λαμβάνονται υπόψιν και στο ντετερμινιστικό πρόβλημα.

$$P_t^{exch} = \eta_t - \mu_t, \eta, \mu \geq 0, \quad \forall t \in T \quad (2)$$

Η εξίσωση (2) αντιστοιχεί στην ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ του μικροδικτύου και του ανάντι δικτύου.

Στην περίπτωση που $\eta \geq 0$ και $\mu = 0$, το μικροδίκτυο αγοράζει ενέργεια από το ανάντι δίκτυο.

$$P_t^{exch} \leq P_{limit}^{exch}, \quad \forall t \in T \quad (3)$$

Ο περιορισμός (3) υπάρχει καθώς η ανταλλαγή ενέργειας του μικροδικτύου με το ανάντι δίκτυο γίνεται μέσω ενός Μ/Σ. Το όριο ισχύος του Μ/Σ ορίζεται στα 20 MW.

$$1 - e \leq V_{i,t} \leq 1 + e, \quad \forall (i, t) \in (B, T) \quad (4)$$

Με τον περιορισμό (4), εξασφαλίζεται πως η τάση σε κάθε ζυγό i βρίσκεται εντός των αποδεκτών ορίων. Το e αποτελεί την απόκλιση της τάσης από την ονομαστική, η οποία ορίζεται στο 5%.

$$(p_{ij,t}^f)^2 + (q_{ij,t}^f)^2 \leq (s_{max}^L)^2, \quad \forall (ij, t) \in (L, T) \quad (5)$$

Ο περιορισμός (5) εκφράζει τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών.

$$SOC_t^{ST} = SOC_{t-1}^{ST} + \frac{n^{ST} p_t^{ST+}}{E^{ST}} - \frac{p_t^{ST-}}{n^{ST} E^{ST}}, \quad \forall t \in T \quad (6)$$

Με την εξίσωση (6) υπολογίζεται η κατάσταση φόρτισης (state of charge (SOC)) της μπαταρίας κάθε χρονική στιγμή t .

Για τη $t = 0$ χρονική στιγμή, έχουμε ορίσει ως αρχική τιμή για το SOC της μπαταρίας, το 70%.

$$\underline{(SOC^{ST})} \leq SOC_t^{ST} \leq \overline{(SOC^{ST})}, \quad \forall t \in T \quad (7)$$

Ο περιορισμός (7) ορίζει τα όρια του SOC της μπαταρίας.

$$0 \leq p_t^{ST+} \leq \overline{(p^{ST+})} u_t^{ST}, \quad \forall t \in T \quad (8)$$

$$0 \leq p_t^{ST-} \leq n^{ST} \overline{(p^{ST-})} (1 - u_t^{ST-}), \quad \forall t \in T \quad (9)$$

$$\underline{q^{ST}} \leq q_t^{ST} \leq \overline{q^{ST}}, \quad \forall t \in T \quad (10)$$

Με τους περιορισμούς (8)-(10), εξασφαλίζεται πως ανάλογα με την κατάσταση λειτουργίας των συσκευών αποθήκευσης (φόρτιση/εκφόρτιση), τηρούνται τα όρια της ενεργού και της αέργου ισχύος.

$$\underline{(p_i^G)} \leq p_{i,t}^G \leq \overline{(p_i^G)}, \quad \forall (i, t) \in (B, T) \quad (11)$$

$$\underline{(q_i^G)} \leq q_{i,t}^G \leq \overline{(q_i^G)}, \quad \forall (i, t) \in (B, T) \quad (12)$$

Οι ανισότητες (11), (12) εκφράζουν την ελάχιστη και τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής των ελεγχόμενων γεννητριών σε ενεργό και άεργο ισχύ.

$$V_{j,t} = V_{i,t} - \frac{(r_{ij} \times p_{ij,t}^f) + (x_{ij} \times q_{ij,t}^f)}{V_0}, \quad \forall ((i, j), ij, t) \in (B, L, T) \quad (13)$$

Ο περιορισμός (13) αποτελεί γραμμικοποίηση των ροών φορτίου και συνδέει τις τάσεις των ζυγών στα άκρα μιας γραμμής με την ενεργό και άεργο ροή ισχύος της γραμμής.

$$p_{i,t}^G + p_{n,i,t}^{RES} - p_t^{ST+} + p_t^{ST-} - p_{ij,t}^f = P_{i,t}, \quad \forall (i, ij, t) \in (B, L, T) \quad (14)$$

Με τον παραπάνω περιορισμό, επιτυγχάνεται η ισορροπία ενεργού ισχύος σε κάθε ζυγό. Στην περίπτωση του ζυγού που συνδέεται το μικροδίκτυο με το ανάντι δίκτυο, λαμβάνεται υπόψη και η ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο. Μαθηματικά αυτό αποτυπώνεται, προσθέτοντας στον αριστερό όρο της εξίσωσης, τη μεταβλητή P_t^{exch} .

$$q_{i,t}^G + q_{n,i,t}^{RES} - q_t^{ST+} + q_t^{ST-} - q_{ij,t}^f = Q_{i,t}, \quad \forall (i, ij, t) \in (B, L, T) \quad (15)$$

Αντίστοιχα με τον περιορισμό (15), εδώ επιτυγχάνεται η ισορροπία αέργου ισχύος. Στην περίπτωση του ζυγού που συνδέεται το μικροδίκτυο με το ανάντι δίκτυο προστίθεται στο αριστερό μέλος της εξίσωσης η μεταβλητή Q_t^{exch} .

2.4.3.2. 2^ο στάδιο

Οι εξισώσεις που ακολουθούν (14)-(27), περιλαμβάνουν τις μεταβολές $\Delta(\cdot)$ των μεταβλητών (μεταβλητές δευτέρου σταδίου) των περιορισμών (2)-(13).

$$\Delta P_{s,t}^{exch} = \Delta \eta_{s,t} - \Delta \mu_{s,t}, \quad \eta, \mu \geq 0, \quad \forall (s, t) \in (S, T) \quad (16)$$

Η εξίσωση (16) εκφράζει την προσαρμοσμένη ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ του μικροδικτύου και του ανάντι δικτύου, στο σενάριο s .

$$P_t^{exch} + \Delta P_{s,t}^{exch} \leq P_{limit}^{exch}, \quad \forall (s, t) \in (S, T) \quad (17)$$

Με τον περιορισμό (17) εξασφαλίζεται πως σε περίπτωση που η μεταβολή που θα συμβεί τη χρονική στιγμή t , στο σενάριο s αυξηθεί, το ποσό ενέργειας που ανταλλάσσεται μεταξύ του μικροδικτύου και του ανάντι δικτύου, δεν θα ξεπεράσει τα 20 MW, που είναι το όριο ισχύος του Μ/Σ που συνδέει το μικροδίκτυο με το ανάντι δίκτυο.

$$1 - e \leq V_{i,t} + \Delta V_{i,s,t} \leq 1 + e, \quad \forall (i, s, t) \in (B, S, T) \quad (18)$$

Με τον περιορισμό (18), εξασφαλίζεται πως παρά τη μεταβολή που θα συμβεί στην παραγωγή, τη χρονική στιγμή t , στο σενάριο s , η τάση σε κάθε ζυγό i θα συνεχίσει να βρίσκεται εντός των αποδεκτών ορίων.

$$(p_{ij,t}^f + \Delta p_{ij,s,t}^f)^2 + (q_{ij,t}^f + \Delta q_{ij,s,t}^f)^2 \leq (s_{max}^L)^2, \quad \forall (i, s, t) \in (B, S, T) \quad (19)$$

Ο περιορισμός (19) εκφράζει τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών.

$$\Delta SOC_{s,t}^{ST} = \Delta SOC_{s,t-1}^{ST} + \frac{n^{ST} \Delta p_{s,t}^{ST+}}{E^{ST}} - \frac{\Delta p_{s,t}^{ST-}}{n^{ST} E^{ST}}, \quad \forall (s, t) \in (S, T) \quad (20)$$

Με την εξίσωση (20) υπολογίζεται η μεταβολή στην κατάσταση φόρτισης (SOC) της μπαταρίας τη χρονική στιγμή t , στο σενάριο s .

$$\underline{(SOC^{ST})} \leq SOC_t^{ST} + \Delta SOC_{s,t}^{ST} \leq \overline{(SOC^{ST})}, \quad \forall (s, t) \in (S, T) \quad (21)$$

Μέσω της ανίσωσης (21), εξασφαλίζεται πως παρά μεταβολές που προκύπτουν από την εξίσωση (20), το SOC της μπαταρίας βρίσκεται εντός των προκαθορισμένων ορίων.

$$0 \leq p_t^{ST+} + \Delta p_{s,t}^{ST+} \leq \overline{(p^{ST+})} \Delta u_{s,t}^{ST}, \quad \forall (s, t) \in (S, T) \quad (22)$$

$$0 \leq p_t^{ST-} + \Delta p_{s,t}^{ST-} \leq n^{ST} \overline{(p^{ST-})} (1 - \Delta u_{s,t}^{ST-}), \quad \forall (s, t) \in (S, T) \quad (23)$$

$$\underline{q^{ST}} \leq q_t^{ST} + \Delta q_{s,t}^{ST} \leq \overline{q^{ST}}, \quad \forall (s, t) \in (S, T) \quad (24)$$

Με τους περιορισμούς (22)-(24) εξασφαλίζεται πως παρά τις μεταβολές στην ενέργεια που απορροφά/αποδίδει η μπαταρία ανάλογα με την κατάσταση λειτουργίας της (φόρτιση/εκφόρτιση), τηρούνται τα όρια της ενεργού και της αέργου ισχύος.

$$\underline{(p_i^G)} \leq p_{i,t}^G + \Delta p_{i,s,t}^G \leq \overline{(p_i^G)}, \quad \forall (i, s, t) \in (B, S, T) \quad (25)$$

$$\underline{(q_i^G)} \leq q_{i,t}^G + \Delta q_{i,s,t}^G \leq \overline{(q_i^G)}, \quad \forall (i, s, t) \in (B, S, T) \quad (26)$$

Οι ανισότητες (25), (26) εκφράζουν την ελάχιστη και τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής των ελεγχόμενων γεννητριών σε ενεργό και άεργο ισχύ, συμπεριλαμβανομένης των μεταβολών στη λειτουργία τους.

$$\Delta V_{j,s,t} = \Delta V_{i,s,t} - \frac{(r_{ij} \times \Delta p_{ij,s,t}^f) + (x_{ij} \times \Delta q_{ij,s,t}^f)}{V_0}, \quad \forall ((i, j), ij, s, t) \in (B, L, S, T) \quad (27)$$

Ο περιορισμός (27) αποτελεί γραμμικοποίηση των μεταβολών των ροών φορτίου και συνδέει τις μεταβολές των τάσεων των ζυγών στα άκρα μιας γραμμής με τη μεταβολή της ενεργού και άεργου ροής ισχύος της γραμμής.

$$\Delta p_{i,s,t}^G + \Delta p_{n,i,s,t}^{RES} - \Delta p_{s,t}^{ST+} + \Delta p_{s,t}^{ST-} - \Delta p_{ij,s,t}^f = \Delta P_{i,s,t}, \quad \forall (i, ij, s, t) \in (B, L, S, T) \quad (28)$$

Με τον περιορισμό (28) εξασφαλίζεται η ισορροπία ενεργού ισχύος σε κάθε ζυγό. Στην περίπτωση του ζυγού που συνδέεται με το ανάντι δίκτυο, προστίθεται στο αριστερό μέλος της εξίσωσης η μεταβλητή $\Delta P_{s,t}^{exch}$.

$$\Delta q_{i,s,t}^G + \Delta q_{n,i,s,t}^{RES} - \Delta q_{s,t}^{ST+} + \Delta q_{s,t}^{ST-} - \Delta q_{ij,s,t}^f = \Delta Q_{i,t,s}, \quad \forall (i, ij, s, t) \in (B, L, S, T) \quad (29)$$

Με τον περιορισμό (29) εξασφαλίζεται η ισορροπία άεργου ισχύος σε κάθε ζυγό. Στην περίπτωση του ζυγού που συνδέεται με το ανάντι δίκτυο, προστίθεται στο αριστερό μέλος της εξίσωσης η μεταβλητή $\Delta Q_{s,t}^{exch}$.

$$c_{i,s,t}^{rd} \geq c^{DG} \times \Delta p_{i,s,t}^G, \quad \forall (i, s, t) \in (B, S, T) \quad (30)$$

$$c_{i,s,t}^{rd} \geq -c^{DG} \times \Delta p_{i,s,t}^G, \quad \forall (i, s, t) \in (B, S, T) \quad (31)$$

Με τις ανισώσεις (30), (31) παρέχεται η εγγύηση πως το κόστος ανακατανομής μίας MT είναι θετικό.

Μία επιπλέον ιδιαιτερότητα του προβλήματος που εξετάζεται στην παρούσα εργασία, είναι η ύπαρξη μη γραμμικών εξισώσεων κατά τη μαθηματική μοντελοποίηση του μικροδικτύου. Καθώς οι μη γραμμικές εξισώσεις αυξάνουν σημαντικά την πολυπλοκότητα στην επίλυση του προβλήματος, γίνεται μία προσπάθεια γραμμικοποίησης αυτών των εξισώσεων, ώστε το πρόγραμμα να μοντελοποιηθεί ως ένα πρόβλημα γραμμικής βελτιστοποίησης.

2.4.4. Μη γραμμικές εξισώσεις

Ως μη γραμμική, ορίζεται μια εξίσωση της οποίας μία ή περισσότερες μεταβλητές, είναι υψωμένες σε δύναμη μεγαλύτερη της μονάδας, πολλαπλασιάζονται ή διαιρούνται μεταξύ τους ή εκφράζεται με χρήση μη γραμμικών εξισώσεων όπως οι ημιτονοειδείς εξισώσεις. Οι μη γραμμικές εξισώσεις δεν μπορούν να εκφραστούν με τη μορφή $y = ax + b$, όπου a και b είναι σταθερές και x είναι η μεταβλητή. Αντιθέτως, οι μη γραμμικές εξισώσεις αναπαριστούν καμπύλες ή σχήματα που δεν σχηματίζουν ευθείες γραμμές όταν απεικονίζονται σε ένα επίπεδο συντεταγμένων. [9]

Παραδείγματα μη γραμμικών εξισώσεων περιλαμβάνουν τετραγωνικές εξισώσεις όπως η $y = ax^2 + bx + c$, όπου a, b και c είναι σταθερές και x είναι η μεταβλητή, και τριγωνομετρικές εξισώσεις όπως $y = \sin(x)$ ή $y = \cos(x)$. Άλλοι τύποι μη γραμμικών εξισώσεων είναι οι εκθετικές, οι λογαριθμικές και οι πολυωνυμικές εξισώσεις

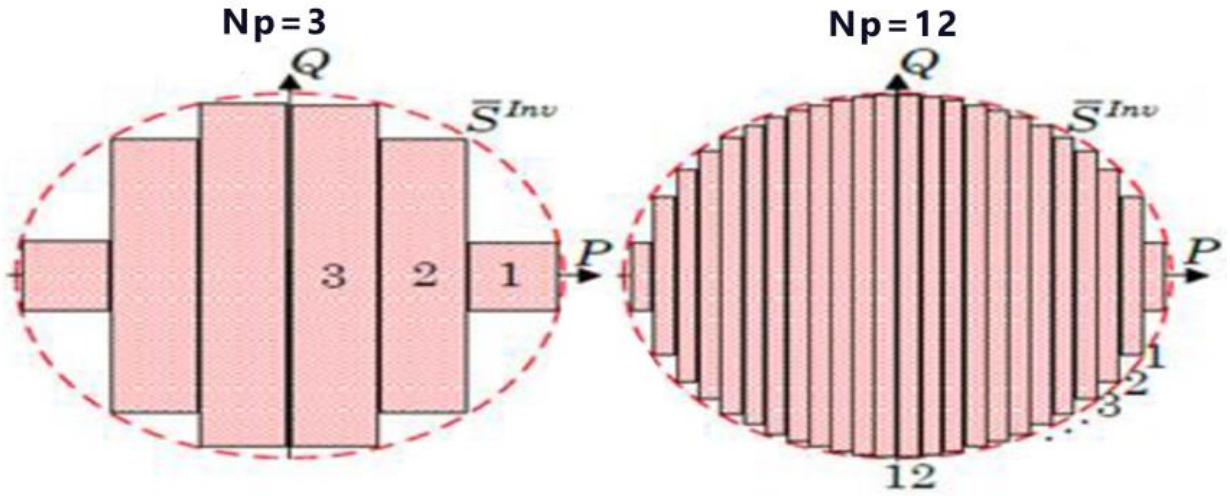
2.4.5. Γραμμικοποίηση μη γραμμικών τεχνικών περιορισμών

Η επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης, όταν κατά τη μαθηματική του μοντελοποίηση εμφανίζονται μη γραμμικές εξισώσεις, γίνεται αρκετά δύσκολη. Η δυσκολία εντοπίζεται κυρίως στην αύξηση της πολυπλοκότητας και τις χρονικές καθυστερήσεις που προκύπτουν εξαιτίας αυτών των εξισώσεων. Για το λόγο αυτό είναι απαραίτητη η γραμμικοποίηση των εξισώσεων που διέπουν το σύστημα.

Γραμμικοποίηση της εξίσωσης $P^2 + Q^2 \leq S^2$

Στους τεχνικούς περιορισμούς που προκύπτουν από τη μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος, παρατηρείται πως στην εξίσωση (5) εντοπίζονται τετραγωνικοί περιορισμοί. Για την εξάλειψη των τετραγωνικών περιορισμών, χρησιμοποιούνται οι τεχνικές γραμμικοποίησης που αναλύονται παρακάτω. [10]

Παρατηρείται πως η εξίσωση (5), είναι η εξίσωση του κύκλου. Η τεχνική γραμμικοποίησης που υλοποιήθηκε, είναι αυτή της τμηματοποίησης του κύκλου, χωρίζοντας τον σε ισόπαχες ως προς τον άξονα x λωρίδες [Εικόνα 4]. Η αύξηση του αριθμού των λωρίδων που θα τμηματοποιήσουν τον κύκλο, οδηγεί σε μεγαλύτερη ακρίβεια των αποτελεσμάτων. Παρ' όλα αυτά, οι περισσότερες λωρίδες έχουν ως συνέπεια την αύξηση των μεταβλητών και κατ' επέκταση της πολυπλοκότητας του προβλήματος. Στο παρόν πρόβλημα, επιλέχθηκε η τμηματοποίηση σε 10 λωρίδες. Κάθε λωρίδα έχει μία μέγιστη και μία ελάχιστη τιμή, οριοθετώντας καθ' αυτό τον τρόπο τις τιμές της ενεργού και της άεργου ισχύος των γραμμών. Μέσω της μεθόδου βελτιστοποίησης που χρησιμοποιείται, γίνεται η επιλογή του τμήματος στο οποίο η ενεργός και η άεργος ισχύς έχουν την επιθυμητή τιμή για την κατάσταση του μικροδικτύου και τους περιορισμούς που ισχύουν σε αυτό.



Εικόνα 4: Τεχνική προσέγγισης για τη γραμμικοποίηση των καμπυλών φαινόμενης ισχύος

Η μαθηματική αναπαράσταση της ανάλυσης που προηγήθηκε, είναι η ακόλουθη:

$$p_{ij,t}^f = \sum_{y=1}^{10} p_{ij,t,y}^{strip}, \quad \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (32)$$

Για την κάθε γραμμή, για ένα συγκεκριμένο t , μία από τις λωρίδες y που δημιουργήθηκαν, θα είναι ενεργή, εννοώντας πως οι υπόλοιπες λόγω των περιορισμών (34), (35) θα έχουν την τιμή 0. Καθώς δεν είναι γνωστό ποια γραμμή θα είναι ενεργή κάθε φορά, αθροίζονται όλες. Με αυτό τον τρόπο υπολογίζεται η ενεργός ισχύς κάθε γραμμής ij , για κάθε χρονική στιγμή t .

$$q_{ij,t}^f = \sum_{y=1}^{10} q_{ij,t,y}^{strip}, \quad \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (33)$$

Για την εξίσωση (33) ισχύουν τα προαναφερόμενα στην (32), με τη διαφορά πως εδώ υπολογίζεται η άεργος ισχύς κάθε γραμμής ij , για κάθε χρονική στιγμή t . Συνεπώς, για το μηδενισμό των λωρίδων που δεν χρησιμοποιούνται και για την οριοθέτηση της άεργου ισχύος, οφείλονται οι περιορισμοί (34), (36).

$$\sum_y u_{ij,t,y}^f = 1, \quad \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (34)$$

Στον περιορισμό (34), χρησιμοποιείται μία δυαδική (binary) μεταβλητή, εξασφαλίζοντας πως στην κάθε γραμμή ij , για κάθε χρονική στιγμή t , μόνο μία λωρίδα y θα έχει μη μηδενική τιμή. Οι υπόλοιπες θα μηδενίζονται όπως γίνεται κατανοητό από τις ανισώσεις (35), (36).

$$\underline{p}_{ij,t,y}^f u_{ij,t,y}^f \leq p_{ij,t,y}^f \leq \overline{p}_{ij,t,y}^f u_{ij,t,y}^f, \quad \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (35)$$

$$\underline{q_{ij,t,y}^f} u_{ij,t,y}^f \leq q_{ij,t,y}^f \leq \overline{q_{ij,t,y}^f} u_{ij,t,y}^f, \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (36)$$

Οι περιορισμοί (35), (36), λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό (34), εξασφαλίζουν πως για κάθε χρονική στιγμή t , θα οροθετείται η ενεργός και η άεργος ισχύς κάθε γραμμής με τις τιμές μόνο μίας λωρίδας y .

Σημειώνεται πως η ίδια γραμμή ij , για διαφορετική χρονική στιγμή t , μπορεί να οριοθετείται λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές διαφορετικής λωρίδας.

Αναφορικά με τη γραμμικοποίηση της εξίσωσης $\mathbf{P}^2 + \mathbf{Q}^2 \leq \mathbf{S}^2$, όταν λαμβάνεται υπόψη και το 2^ο σκέλος της αντικειμενικής συνάρτησης όπου συμπεριλαμβάνονται οι διακυμάνσεις στην παραγωγή των ΑΠΕ, τη ζήτηση του φορτίου και η αβεβαιότητα, οι αντίστοιχες των εξισώσεων (32)-(36), γράφονται ως εξής :

$$\Delta p_{ij,t}^f = \sum_{y=1}^{10} \Delta p_{ij,t,y}^{strip}, \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (37)$$

$$\Delta q_{ij,t}^f = \sum_{y=1}^{10} \Delta q_{ij,t,y}^{strip}, \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (38)$$

$$\sum_y \Delta u_{ij,t,y}^f = 1, \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (39)$$

Για τους περιορισμούς (37)-(39), ισχύουν όσα αναφέρθηκαν για τους περιορισμούς (32)-(34) με τη διαφορά πως εδώ υπολογίζονται μόνο οι μεταβολές Δ .

$$\underline{p_{ij,t,y}^f} \Delta u_{ij,t,y}^f \leq p_{ij,t,y}^f + \Delta p_{ij,t,y}^f \leq \overline{p_{ij,t,y}^f} \Delta u_{ij,t,y}^f, \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (40)$$

$$\underline{q_{ij,t,y}^f} \Delta u_{ij,t,y}^f \leq q_{ij,t,y}^f + \Delta q_{ij,t,y}^f \leq \overline{q_{ij,t,y}^f} \Delta u_{ij,t,y}^f, \forall (ij, t, y) \in (L, T, Y) \quad (41)$$

Οι περιορισμοί (40), (41), εξασφαλίζουν πως η ενεργός και η άεργος ισχύς κάθε γραμμής με τις τιμές μόνο μίας λωρίδας y , συμπεριλαμβανομένων των μεταβολών, θα οροθετούνται για κάθε χρονική στιγμή t .

Για τη μαθηματική μοντελοποίηση του στοχαστικού προβλήματος βελτιστοποίησης που εξετάζεται, πέραν της αντικειμενικής συνάρτησης (1), χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις (2)-(4), (6)-(18) και (20)-(31). Οι εξισώσεις (5) και (19) είναι μη γραμμικές και αντικαθίστανται από τις εξισώσεις (32)-(36) και (37)-(41), αντίστοιχα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο – ΕΡΓΑΛΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Προκειμένου να επιτευχθεί η μαθηματική μοντελοποίηση που αναλύεται στο Κεφάλαιο 2 και να καταστεί δυνατή η επίλυση του προβλήματός, έγινε χρήση του προγραμματιστικού περιβάλλοντος MATLAB καθώς και κάποιων εργαλείων αυτού, όπως είναι το MATPOWER και το YALMIP. Η επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης έγινε με τη χρήση του επιλυτή GUROBI. Το MATPOWER είναι ένα λογισμικό που χρησιμοποιείται για την ανάλυση και τη βελτιστοποίηση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, το YALMIP αποτελεί εργαλείο μοντελοποίησης προβλημάτων βελτιστοποίησης.

Τα παραπάνω εργαλεία χρησιμοποιήθηκαν σε περιβάλλον MATLAB R2016b [13] για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης, σε προσωπικό υπολογιστή (LAPTOP), με τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Επεξεργαστής: AMD Ryzen 5 4500U with Radeon Graphics, 2,375 GHz
- Μνήμα RAM: 20 GB
- Λογισμικό: Windows 11 Home (64bit)

Στη συνέχεια αναφέρονται περισσότερες πληροφορίες σχετικά με αυτά τα εργαλεία.

3.1. MATPOWER

Το MATPOWER είναι ένα open source λογισμικό το οποίο όπως αναφέρθηκε, χρησιμοποιείται για την ανάλυση και τη βελτιστοποίηση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Παρέχει μια φιλική προς το χρήστη και αποτελεσματική πλατφόρμα για την επίλυση προβλημάτων ροής ισχύος. [17]

Μεταξύ άλλων, τα πλεονεκτήματα του MATPOWER περιλαμβάνουν:

- Φιλικό προς το χρήστη περιβάλλον εργασίας: Το MATPOWER παρέχει μια εύχρηστη διεπαφή για την ανάλυση και τη βελτιστοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.
- Αποδοτικότητα: Το MATPOWER έχει σχεδιαστεί για να είναι υπολογιστικά αποδοτικό, επιτρέποντας τη γρήγορη ανάλυση και βελτιστοποίηση συστημάτων ισχύος.
- Ευελιξία: Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για ένα ευρύ φάσμα εργασιών ανάλυσης και βελτιστοποίησης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της ανάλυσης ροής ισχύος σε σταθερή κατάσταση, της βέλτιστης ροής ισχύος και της ανάλυσης έκτακτης ανάγκης.
- Open source: Πρόκειται για ένα λογισμικό ανοικτού κώδικα, πράγμα που σημαίνει ότι είναι ελεύθερα διαθέσιμο σε οποιονδήποτε και μπορεί να τροποποιηθεί για να καλύψει συγκεκριμένες ανάγκες.
- Υποστήριξη από την κοινότητα: Το MATPOWER διαθέτει μια μεγάλη και ενεργή κοινότητα χρηστών, η οποία παρέχει υποστήριξη και μοιράζεται γνώσεις σχετικά με την ανάλυση και τη βελτιστοποίηση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

3.2. YALMIP & GUROBI

3.2.1. YALMIP

Το YALMIP (Yet Another LMI Parser) είναι μια ελεύθερη εργαλειοθήκη για προβλήματα βελτιστοποίησης που μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο MATLAB. Όπως προαναφέρθηκε, το YALMIP χρησιμοποιήθηκε για τη μαθηματική μοντελοποίηση και βελτιστοποίηση του προβλήματός που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 2. Παρέχει μια γλώσσα μοντελοποίησης υψηλού επιπέδου που επιτρέπει στους χρήστες να διατυπώνουν προβλήματα γραμμικής και μη γραμμικής βελτιστοποίησης. Ορισμένα από τα βασικά χαρακτηριστικά της εργαλειοθήκης, περιλαμβάνουν:

- Μια φιλική προς το χρήστη διεπαφή που απλοποιεί τη μοντελοποίηση και την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης. Η γλώσσα μοντελοποίησης του YALMIP μοιάζει με μαθηματική σημειογραφία, γεγονός που καθιστά εύκολη τη μετάφραση πραγματικών προβλημάτων σε μοντέλα βελτιστοποίησης.
- Ευελιξία στην επιλογή επιλυτών. Το YALMIP υποστηρίζει ένα ευρύ φάσμα επιλυτών βελτιστοποίησης, τόσο ανοιχτού κώδικα όσο και εμπορικών, συμπεριλαμβανομένων των SeDuMi, Mosek, Gurobi και CPLEX. Αυτό επιτρέπει στους χρήστες να επιλέγουν τον καλύτερο επιλυτή για το συγκεκριμένο πρόβλημά τους, και ακόμη και να εναλλάσσονται μεταξύ επιλυτών κατά τη διάρκεια ενός προβλήματος βελτιστοποίησης.
- Υποστήριξη για μια ποικιλία τυποποιημένων κατηγοριών προβλημάτων βελτιστοποίησης, όπως γραμμικά προγράμματα (LPs), προγράμματα κώνου δεύτερης τάξης (SOCPs) και ημιορισμένα προγράμματα SDPs.
- Τη δυνατότητα χειρισμού σύνθετων, μη γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης μέσω της χρήσης δομών μοντελοποίησης, όπως πολώνυμα, εκθετικοί περιορισμοί και άλλα.
- Υποστήριξη προηγμένων χαρακτηριστικών, όπως συναρτήσεις που ορίζονται από τον χρήστη, μη γραμμικοί τελεστές και άλλα.
- Τη δυνατότητα δημιουργίας προσαρμοσμένων επιλυτών βελτιστοποίησης και επέκτασης των δυνατοτήτων του YALMIP με την ευέλικτη αρχιτεκτονική του.

Πρόκειται για ένα ισχυρό και ευέλικτο εργαλείο για τους μηχανικούς και τους ερευνητές στον τομέα της βελτιστοποίησης, ιδιαίτερα για όσους εργάζονται με το MATLAB. Απλοποιεί τη μοντελοποίηση και την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης με τη γλώσσα μοντελοποίησης υψηλού επιπέδου και τη φιλική προς το χρήστη διεπαφή του, ενώ παράλληλα παρέχει προηγμένα χαρακτηριστικά και ευελιξία στην επιλογή επιλυτών. Το YALMIP έχει χρησιμοποιηθεί ευρέως στην ακαδημαϊκή και βιομηχανική έρευνα και ο χαρακτήρας του ως ανοιχτού κώδικα ενθαρρύνει τη συνεργασία και την καινοτομία στην κοινότητα της βελτιστοποίησης. [11]

3.2.2. GUROBI

Ο GUROBI είναι ένας επιλυτής που μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε περιβάλλον MATLAB.

Ένας από τους επιλυτές που υποστηρίζει το YALMIP, είναι ο επιλυτής GUROBI, ο οποίος χρησιμοποιήθηκε και στην παρούσα διπλωματική εργασία. Πρόκειται για έναν ισχυρό επιλυτή βελτιστοποίησης που παρέχει γρήγορες και υψηλής ποιότητας λύσεις σε ένα ευρύ φάσμα προβλημάτων βελτιστοποίησης. Ορισμένα βασικά χαρακτηριστικά του GUROBI περιλαμβάνουν:

- Ένα ευρύ φάσμα δυνατοτήτων επίλυσης προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού, όπως προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού (LP), προβλήματα μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP), μικτού ακέραιου τετραγωνικού προγραμματισμού (MIQP), τετραγωνικού προγραμματισμού (QP), τετραγωνικού προγραμματισμού με περιορισμούς (QCP) καθώς και τετραγωνικού προγραμματισμού με μικτούς ακέραιους περιορισμούς (MIQCP).
- Εξαιρετικά υψηλές επιδόσεις, χάρη σε μια υπερσύγχρονη μηχανή βελτιστοποίησης που χρησιμοποιεί προηγμένους αλγορίθμους και δομές δεδομένων για τη γρήγορη επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης μεγάλης κλίμακας.
- Φιλικές προς τον χρήστη διεπαφές που επιτρέπουν την εύκολη ενσωμάτωση με δημοφιλείς γλώσσες μοντελοποίησης, όπως το MATLAB και η PYTHON.
- Προηγμένα χαρακτηριστικά μοντελοποίησης, συμπεριλαμβανομένης της δυνατότητας χειρισμού μεγάλου αριθμού περιορισμών και μεταβλητών.
- Ανθεκτικότητα, αξιοπιστία και επεκτασιμότητα, καθιστώντας το κατάλληλο για προβλήματα βελτιστοποίησης μεγάλης κλίμακας στη βιομηχανία και τον ακαδημαϊκό χώρο.

Συνολικά, ο GUROBI είναι ένας ευρέως χρησιμοποιούμενος επιλυτής βελτιστοποίησης με μια σειρά από ισχυρά χαρακτηριστικά και δυνατότητες. Οι επιδόσεις, η ευελιξία και το φιλικό προς τον χρήστη περιβάλλον εργασίας του το καθιστούν μια δημοφιλή επιλογή για μια ποικιλία εφαρμογών βελτιστοποίησης στον ακαδημαϊκό και βιομηχανικό χώρο. [12]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

4.1. Δεδομένα μικροδικτύου και προσομοίωσης

Για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, χρησιμοποιήθηκε το πρότυπο δίκτυο 33 ζυγών της IEEE [Σχήμα 5]. Αναφορικά με τα δεδομένα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το φωτοβολταϊκά και τις ανεμογεννήτριες της διεσπαρμένης παραγωγής, οι μικροτουρμπίνες και η μονάδα αποθήκευσης ενέργειας του μικροδικτύου, βασίστηκαν στο άρθρο [14]. Επιπλέον, η μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος και τα κόστη (κόστος ανταλλαγής ενέργειας με το ανάντι δίκτυο, κόστος παραγωγής ενέργειας, κόστος ανακατανομής γεννητριών και κόστος εκπομπών) βασίστηκαν στο άρθρο [15].

Το πρότυπο δίκτυο των 33 ζυγών που χρησιμοποιήθηκε, είναι ακτινικό και αποτελείται από 33 ζυγούς οι οποίοι συνδέονται μέσω 32 γραμμών. Επιπλέον αποτελείται από μία μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ΑΠΕ αλλά και μικροτουρμπίνες. Αναλυτικότερα, υπάρχει μία (1) μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (ESS), η οποία βρίσκεται στον ζυγό 19. Το δίκτυο περιλαμβάνει επίσης τρεις (3) ανεμογεννήτριες και ένα (1) φωτοβολταϊκό. Το φωτοβολταϊκό εντοπίζεται στον ζυγό 11, ενώ οι ανεμογεννήτριες στους ζυγούς 14, 16 και 31. Επιπλέον, το μικροδίκτυο διαθέτει και τέσσερις (4) μικροτουρμπίνες οι οποίες συνδέονται στους ζυγούς 8, 13, 16 και 25. Τέλος, η σύνδεση με το ανάντι δίκτυο, με το οποίο ανταλλάσσει ενέργεια, γίνεται μέσω Μ/Σ ο οποίος συνδέεται στον ζυγό 1.

Στον Πίνακα 1 που ακολουθεί, παρουσιάζονται συνοπτικά τόσο η τοποθεσία του κάθε στοιχείου του μικροδικτύου, όσο και η ονομαστική του ικανότητα.

Πίνακας 1: Τοποθεσία και ονομαστική ικανότητα στοιχείων δικτύου.

Τύπος	Ζυγός	Ονομαστική Ικανότητα (MW)
WTs	14/16/31	1/0.8/1.3
PV	11	0.8
MTs	8/13/16/25	1/1/1/1
ESS	19	1.0

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικά οι παράμετροι της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας, στον Πίνακα 2 και των μικροτουρμπίνων στον Πίνακα 3.

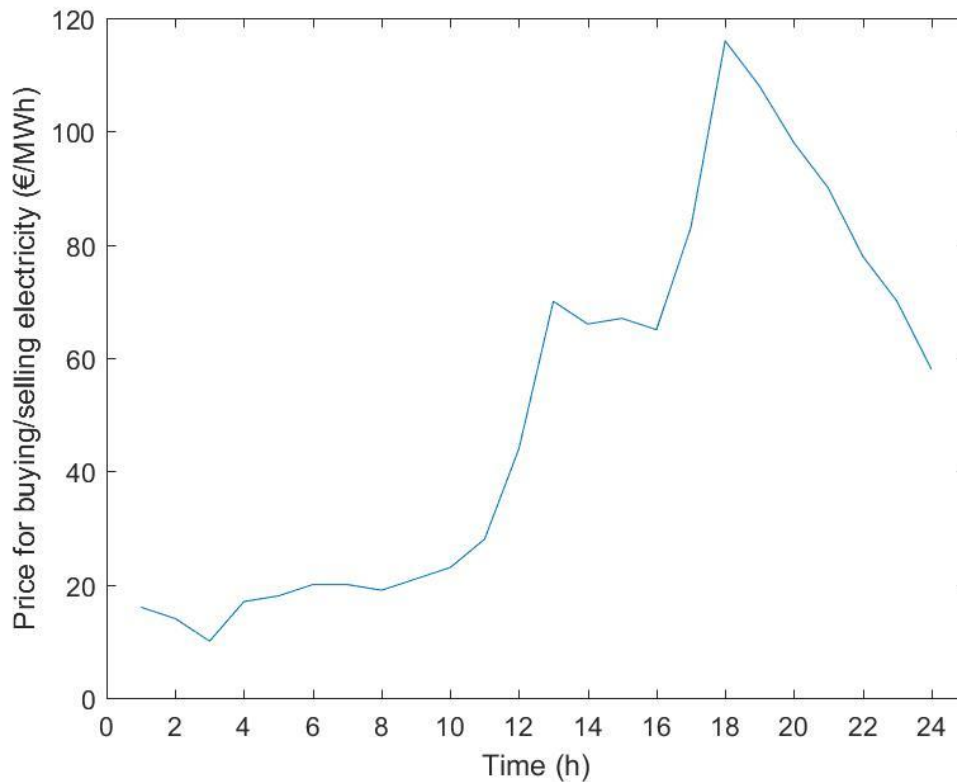
Πίνακας 2: Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδας αποθήκευσης ενέργειας

A/A	$SOC_{initial}^{ST}(\%)$	$\overline{p}^{ST} [MW]$	$E^{ST} [€/MWh]$	n^{ST}	$\overline{q}^{ST} [MVar]$	$\underline{q}^{ST} [MVar]$
ESS	70	1.0	2.5	0.98	0.6	-0.6

Πίνακας 3: Τεχνικά χαρακτηριστικά μικροτουρμπίνων.

A/A	$\overline{p}^G [MW]$	$\underline{p}^G [MW]$	$\overline{q}^G [MVar]$	$\underline{q}^G [MVar]$
MT No1	1	0	1	-1
MT No2	1	0	1	-1
MT No3	1	0	1	-1
MT No4	1	0	1	-1

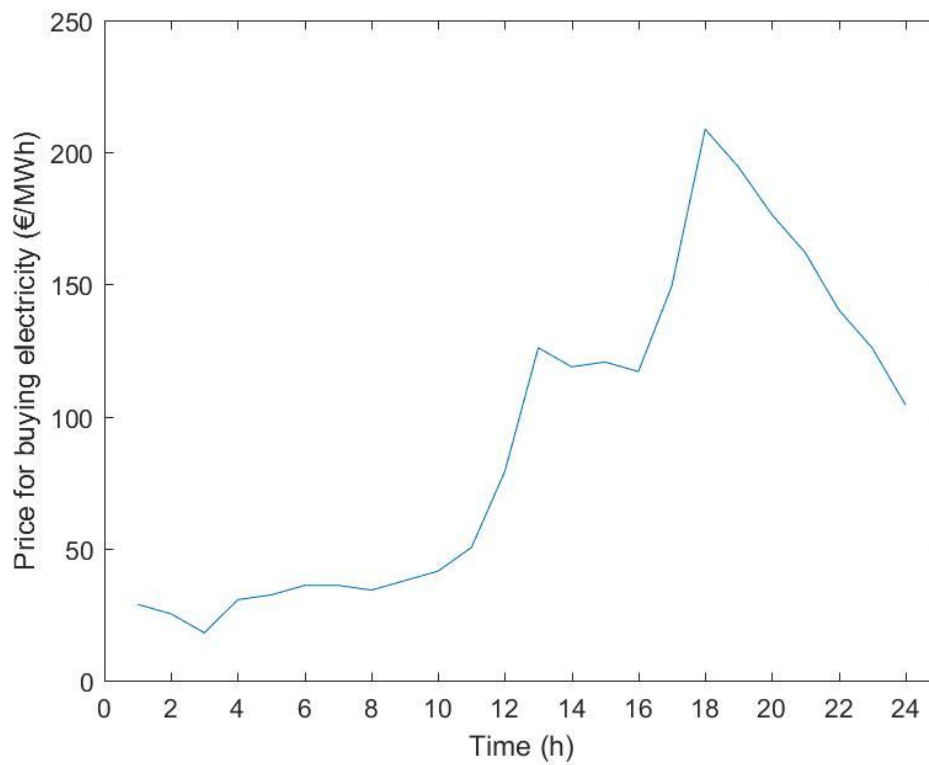
Το γράφημα που παρουσιάζεται στο Σχήμα 2 απεικονίζει την τιμή για την αγορά (πώληση) ενέργειας από το ανάντι δίκτυο.



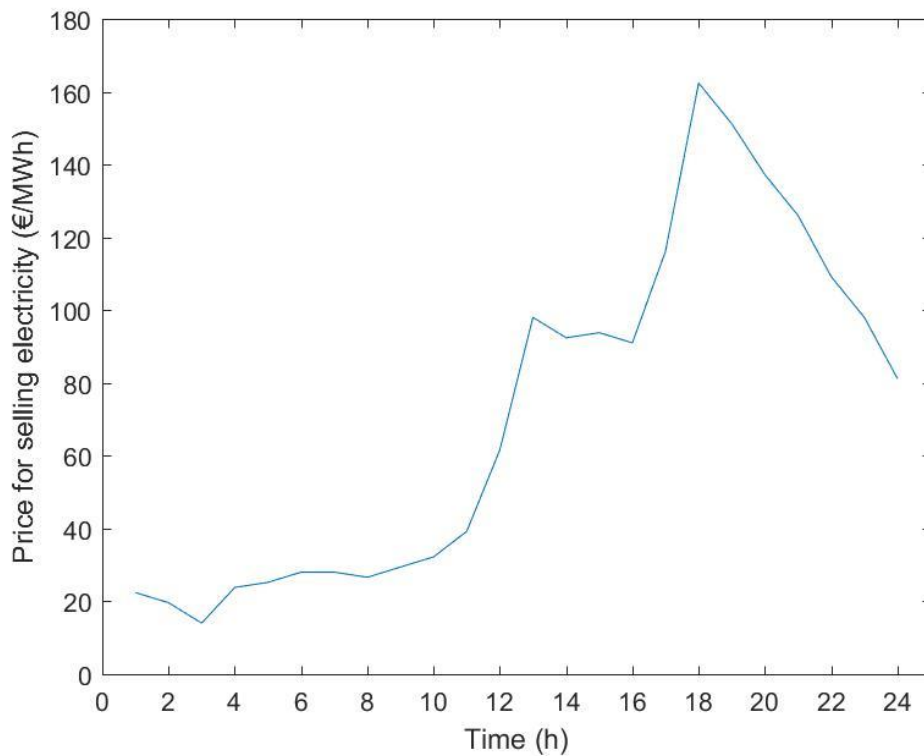
Σχήμα 2: Κόστος αγοράς (πώλησης) ηλεκτρικής ενέργειας από το ανάντι δίκτυο.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στο πλαίσιο της στοχαστικής βελτιστοποίησης της λειτουργίας του μικροδικτύου αποφασίζεται η λειτουργία του μικροδικτύου λαμβάνοντας υπόψιν το σφάλμα πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ και φορτίου. Η λειτουργία των μονάδων του μικροδικτύου μεταβάλλεται, με αποτέλεσμα να μεταβάλλεται και το ποσοστό της ενέργειας που ανταλλάσσεται με το ανάντι δίκτυο. Προκειμένου λοιπόν να εντοπιστεί ο οικονομικότερος τρόπος για την κάλυψη των σφαλμάτων πρόβλεψης, πέραν του κόστους που προκύπτει από τη μεταβολή της λειτουργίας των μονάδων, εισάγεται στην αντικειμενική συνάρτηση (1) και το κόστος αναπροσαρμογής αγοράς και πώλησης ενέργειας από και προς το ανάντι δίκτυο.

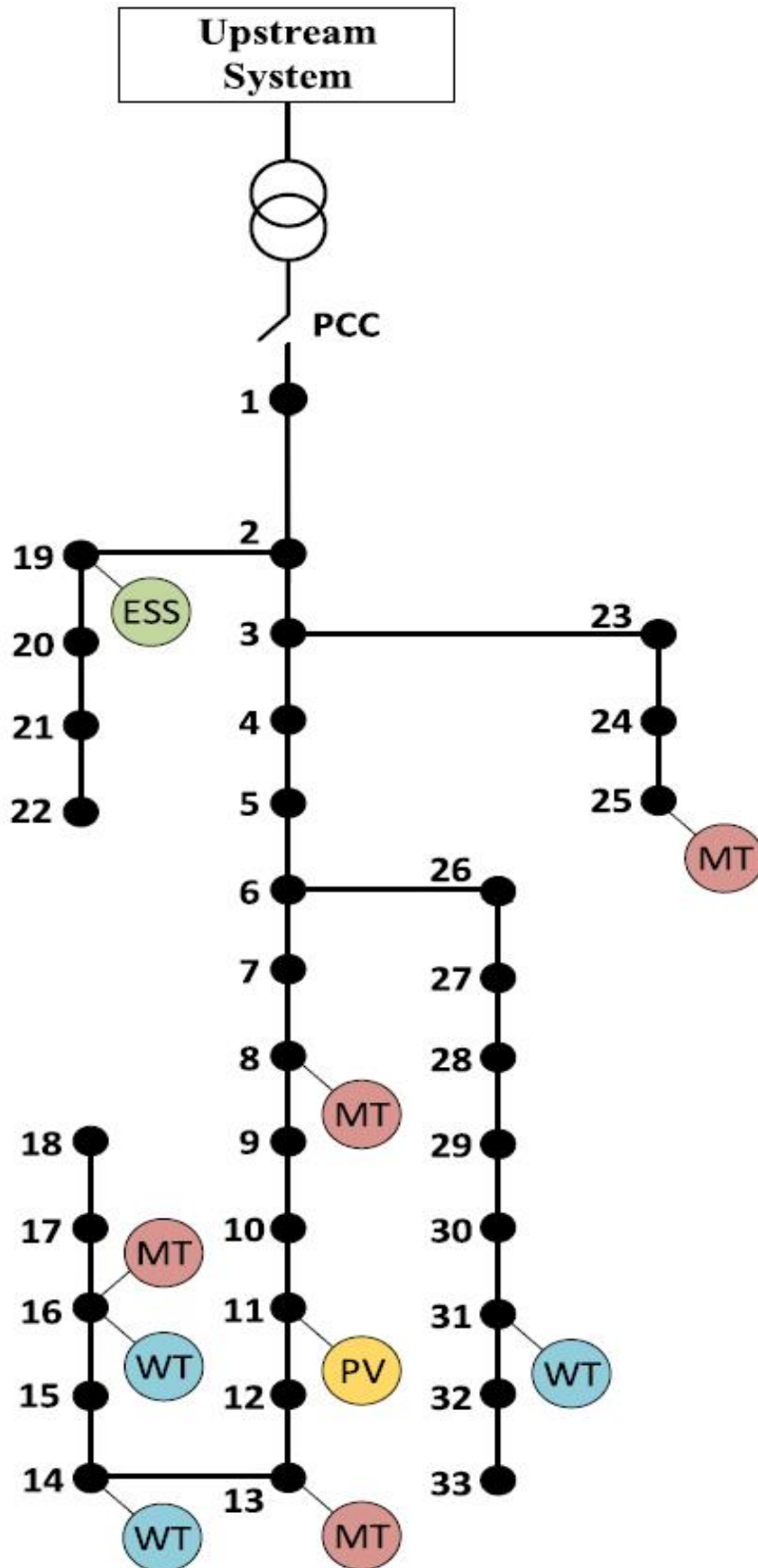
Πιο συγκεκριμένα, στα Σχήμα 3, Σχήμα 4 που ακολουθούν, παρουσιάζεται το κόστος αναπροσαρμογής αγοράς και πώλησης ενέργειας από και προς το ανάντι δίκτυο, αντίστοιχα.



Σχήμα 3: Κόστος αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο, σε περίπτωση αστοχίας πρόβλεψης των μεταβολών



Σχήμα 4: Κόστος πώλησης ενέργειας στο ανάντι δίκτυο, σε περίπτωση αστοχίας πρόβλεψης των μεταβολών



Σχήμα 5: Μονογραμμικό διάγραμμα του πρότυπου δικτύου 33 ζυγών της IEEE

Με στόχο την αρτιότερη κατανόηση του στοχαστικού προβλήματος που αναπτύχθηκε, αναλύονται στη συνέχεια τα αποτελέσματα που εξάχθηκαν από τις περιπτώσεις που παρουσιάζονται στον Πίνακας 4. Όπως φαίνεται παρακάτω, για διαφορετικές τιμές του κόστους παραγωγής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες c^G , του κόστους ανακατανομής $\Delta c^{\Delta G}$ των μικροτουρμπίων καθώς και διαφορετικές τιμές της διακύμανσης των μεταβολών, δημιουργήθηκαν τέσσερις (4) διαφορετικές ομάδες περιπτώσεων (Ομάδα Α–Δ), βάσει των οποίων προσομοιώθηκε η λειτουργία του μικροδικτύου. Επιπλέον, η λειτουργία του μικροδικτύου προσομοιώθηκε για τις ίδιες τιμές, στην περίπτωση όπου δεν υπάρχει συσσωρευτής ενέργειας στο δίκτυο (Ομάδα Ε–Η). Το κόστος των εκπομπών c^{emi} θεωρήθηκε σταθερό και ίσο με 0.06 €/MWh για το σύνολο των περιπτώσεων, ενώ όλα τα κόστη παρουσιάζονται σε €/MWh.

Στον Πίνακας 4, παρουσιάζονται οι παράμετροι και η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης κάθε μίας εκ των περιπτώσεων που εξετάστηκαν. Οι περιπτώσεις που εξετάζονται σε κάθε ομάδα, έχουν ταξινομηθεί με αύξουσα σειρά, βάσει της τιμής του κόστους παραγωγής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες c^G και του κόστους ανακατανομής αυτών, $\Delta c^{\Delta G}$.

Στην 1^η στήλη του Πίνακας 4 εμφανίζεται ο αύξων αριθμός της περίπτωσης που εξετάζεται. Αναλυτικότερα, οι περιπτώσεις 1, 4, 7, 10, 13, όπως και όλες οι υπόλοιπες περιπτώσεις που στην 3^η στήλη έχουν “-” αφορούν τη ντετερμινιστική προσέγγιση του προβλήματος βελτιστοποίησης, όπου οι προβλέψεις που έγιναν θεωρούνται τέλειες, σε αντίθεση με όλες τις υπόλοιπες περιπτώσεις που λαμβάνεται υπόψιν η αβεβαιότητα της πρόβλεψης (στοχαστική προσέγγιση). Στη 2^η στήλη και την 3^η στήλη εμφανίζονται οι τιμές του κόστους παραγωγής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες c^G και του κόστους ανακατανομής αυτών $\Delta c^{\Delta G}$, αντίστοιχα. Τέλος, στην 4^η στήλη καταγράφεται η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης σε κάθε περίπτωση.

Πίνακας 4: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση των περιπτώσεων που εξετάστηκαν

A/A	c^G [€/MW]	$\Delta c^{\Delta G}$ [€/MW]	Αντικειμενική συνάρτηση [€]
Ομάδα Α: Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%			
1	50	-	9.712082510204e+03
2	50	62,5	9.781025827141e+03
3	50	75	9.783091224325e+03
4	75	-	1.069464251020e+04
5	75	93,75	1.075884147361e+04
6	75	112,5	1.076441670394e+04
7	100	-	1.109052210204e+04
8	100	125	1.116050499497e+04
9	100	150	1.116152281313e+04
Ομάδα Β: Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%			
Παραγωγή ΑΠΕ *1,2			
10	50	-	9.040492510204e+03
11	50	62,5	9.123773610104e+03
12	50	75	9.125236773315e+03
13	75	-	1.002305251020e+04
14	75	93,75	1.010147861847e+04
15	75	112,5	1.010690834972e+04
16	100	-	1.041721751020e+04
17	100	125	1.050097924308e+04

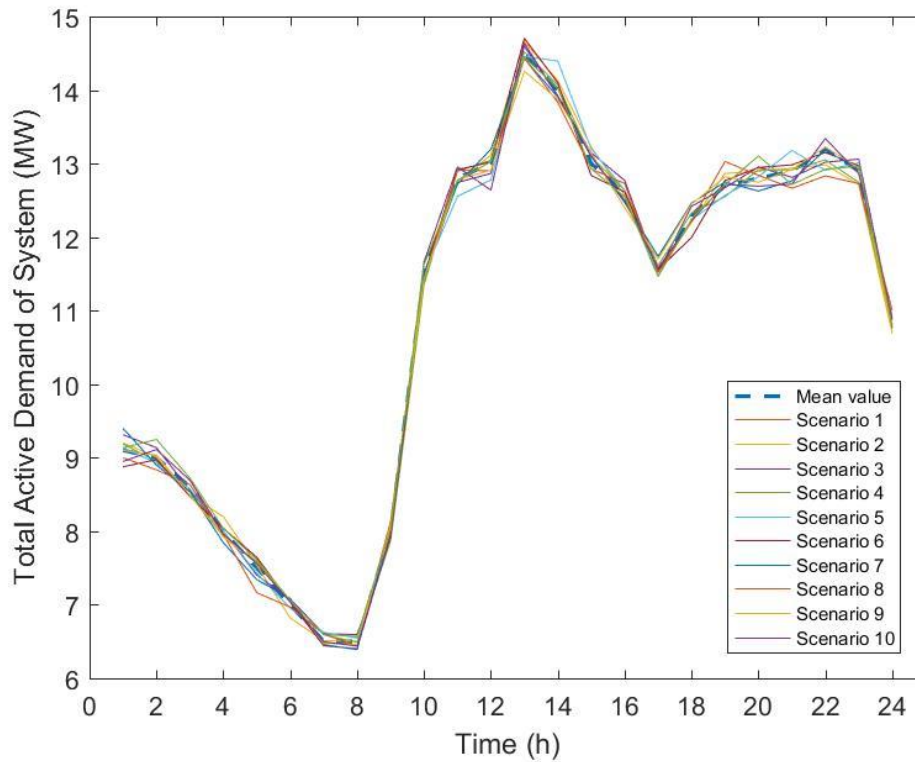
18	100	150	1.050334891940e+04
Ομάδα Γ: Διακύμανση ΑΠΕ 20% / Φορτίου 8%			
19	50	-	9.712082510204e+03
20	50	62,5	9.792737621773e+03
21	50	75	9.795356583957e+03
22	75	-	1.069464251020e+04
23	75	93,75	1.077609548335e+04
24	75	112,5	1.077815950005e+04
25	100	-	1.109052210204e+04
26	100	125	1.117306876387e+04
27	100	150	1.117338628372e+04
Ομάδα Δ: Διακύμανση ΑΠΕ 20% / Φορτίου 8%			
Παραγωγή ΑΠΕ *1,2			
28	50	-	9.040492510204e+03
29	50	62,5	9.221567326141e+03
30	50	75	9.227209936949e+03
31	75	-	1.002305251020e+04
32	75	93,75	1.018956666466e+04
33	75	112,5	1.020340236783e+04
34	100	-	1.041721751020e+04
35	100	125	1.059778843370e+04
36	100	150	1.060538573663e+04
Οι περιπτώσεις (37)-(72) δεν περιλαμβάνουν μπαταρία			
Ομάδα Ε: Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%			
37	50	-	9.905855000000e+03
38	50	62,5	1.015254332714e+04
39	50	75	1.017284030244e+04
40	75	-	1.088841500000e+04
41	75	93,75	1.115175777008e+04
42	75	112,5	1.117958359596e+04
43	100	-	1.128345500000e+04
44	100	125	1.157364788379e+04
45	100	150	1.158633169593e+04
Ομάδα ΣΤ: Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%			
Παραγωγή ΑΠΕ *1,2			
46	50	-	9.233390000000e+03
47	50	62,5	9.521271252423e+03
48	50	75	9.548424778729e+03
49	75	-	1.021595000000e+04
50	75	93,75	1.053473768652e+04
51	75	112,5	1.056363423177e+04
52	100	-	1.061099000000e+04
53	100	125	1.095054886921e+04
54	100	150	1.096915804683e+04
Ομάδα Ζ: Διακύμανση ΑΠΕ 20% / Φορτίου 8%			
55	50	-	9.905855000000e+03
56	50	62,5	1.036843868430e+04
57	50	75	1.041663305866e+04

58	75	-	1.088841500000e+04
59	75	93,75	1.140988595685e+04
60	75	112,5	1.147109338844e+04
61	100	-	1.128345500000e+04
62	100	125	1.187879038799e+04
63	100	150	1.191093063369e+04
Ομάδα Η: Διακύμανση ΑΠΕ 20% / Φορτίου 8%			
Παραγωγή ΑΠΕ *1,2			
64	50	-	9.233390000000e+03
65	50	62,5	9.672864290677e+03
66	50	75	9.714654936697e+03
67	75	-	1.021595000000e+04
68	75	93,75	1.071003982058e+04
69	75	112,5	1.076101613384e+04
70	100	-	1.061099000000e+04
71	100	125	1.115735148989e+04
72	100	150	1.118175955755e+04

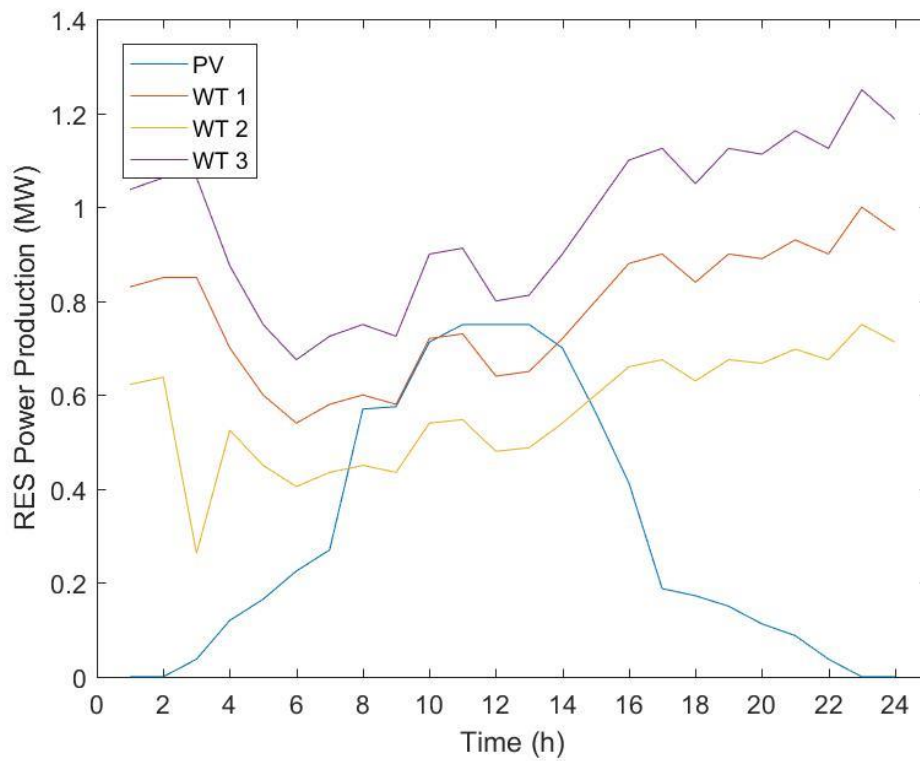
Παρατηρώντας τις τιμές των παραμέτρων και των αντικειμενικών συναρτήσεων που παρουσιάζονται στον Πίνακα 4, είναι δυνατό να εξαχθούν κάποια εκ πρώτης όψεως συμπεράσματα. Αναλυτικότερα, παρατηρείται πως η αύξηση του κόστους παραγωγής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες οδηγεί στην αύξηση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης. Επιπλέον, όπως είναι αναμενόμενο, όταν λαμβάνεται υπόψιν το σφάλμα πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ και ζήτησης του φορτίου, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης επίσης αυξάνεται, καθώς συνυπολογίζονται επιπλέον τα κόστη Δ. Επίσης, παρατηρείται πως η αύξηση της παραγωγής των ΑΠΕ οδηγεί στη μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας, καθώς η αυξημένη αυτή παραγωγή καλύπτει μέρος της ζήτησης χωρίς να συνοδεύεται από κάποια οικονομική επιβάρυνση. Τέλος, από τις παραπάνω τιμές προκύπτει πως η αύξηση της διακύμανσης οδηγεί σε περαιτέρω αύξηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του μικροδικτύου.

Στη συνέχεια παρατίθενται τα σχήματα της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης του φορτίου, για τα 10 πιο αντιπροσωπευτικά σενάρια που υπολογίστηκαν βάσει του αλγόριθμου παραγωγής και μείωσης σεναρίων που περιγράφεται στην υποπαράγραφο 2.4.2. Στα ακόλουθα σχήματα συμπεριλαμβάνεται και η αναμενόμενη τιμή (Σχήμα 6 - Σχήμα 25). Τα δεδομένα των γραφημάτων που παρουσιάζονται χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις των περιπτώσεων του Πίνακα 4. Η αναμενόμενη τιμή των προβλέψεων χρησιμοποιήθηκε κατά τη ντετερμινιστική προσέγγιση του προβλήματος και για το πρώτο στάδιο της στοχαστικής προσέγγισης, ενώ για το δεύτερο στάδιο χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές των σχημάτων που ακολουθούν, για τα διαφορετικά σενάρια που υπολογίστηκαν.

Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%



Σχήμα 6: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή των φορτίων του συστήματος (Διακύμανση 5%)



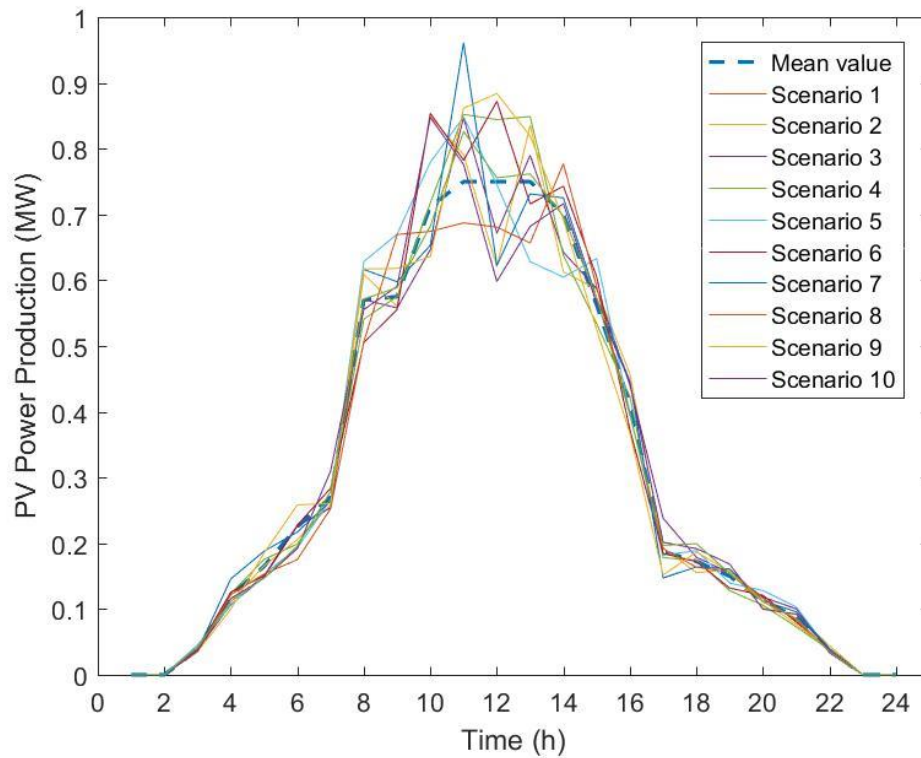
Σχήμα 7: Αναμενόμενη τιμή παραγωγής ΑΠΕ

Τα γραφήματα στο Σχήμα 7 δείχνουν την αναμενόμενη τιμή παραγωγής των τριών ανεμογεννητριών και του ενός φωτοβολταϊκού του μικροδικτύου, για μια περίοδο 24^{ωv} ωρών. Η συνολική εκτιμώμενη παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια της περιόδου ήταν 62,7125 MWh, με τις ανεμογεννήτριες να συνεισφέρουν 55,365 MWh και το φωτοβολταϊκό σύστημα 7,3475 MWh. Εξετάζοντας κάθε ανεμογεννήτρια ξεχωριστά παρατηρείται πως η ανεμογεννήτρια 1 παρήγαγε 18,58 MWh, η ανεμογεννήτρια 2 παρήγαγε 13,59 MWh και η ανεμογεννήτρια 3 παρήγαγε 23,225 MWh.

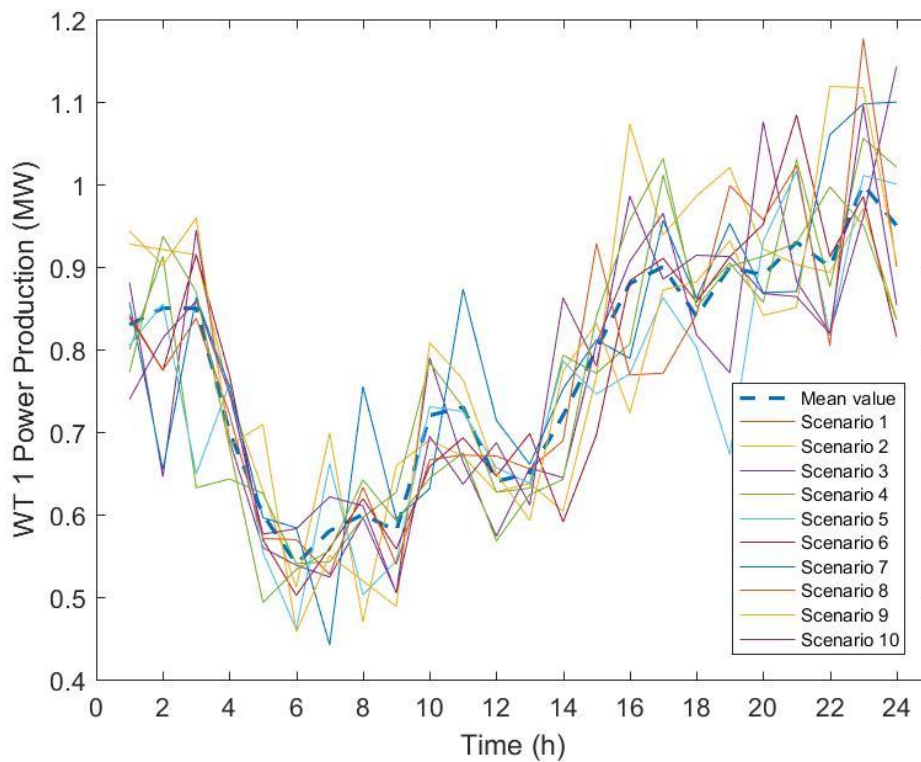
Από τα παραπάνω γραφήματα γίνεται αντιληπτό πως υπάρχει μια συνολική αυξητική τάση στην παραγωγή ενέργειας από την αρχή έως το τέλος της 24ωρης περιόδου από τις ανεμογεννήτριες. Η ανεμογεννήτρια 3 παρήγαγε σταθερά τη μεγαλύτερη ισχύ, ακολουθούμενη από την ανεμογεννήτρια 1 και στη συνέχεια από την ανεμογεννήτρια 2. Οι ανεμογεννήτριες 1, 2 και 3 είχαν την υψηλότερη μέγιστη παραγωγή ισχύος 1 MW, 0,75 MW και 1,25 MW την 23η ώρα, αντίστοιχα. Αυτές οι διαφορές στην παραγωγή μέγιστης ισχύος θα μπορούσαν να οφείλονται σε διάφορους παράγοντες, όπως το μέγεθος και η απόδοση των ανεμογεννητριών, τη θέση τους και την ταχύτητα του ανέμου. Ωστόσο, στην παρούσα διπλωματική εργασία δεν εξετάζονται οι εν λόγω εξωτερικοί παράγοντες για να εξάγουμε επιπλέον συμπεράσματα βάσει αυτών. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι η παραγωγή αιολικής ενέργειας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις καιρικές συνθήκες, και ως εκ τούτου, η παραγωγή αιολικής ενέργειας μπορεί να παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις με την πάροδο του χρόνου.

Τα αποτελέσματα της παραγωγής ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος δείχνουν ότι η παραγωγή ξεκινάει από 0 MW και αυξάνεται σταδιακά μέχρι να φτάσει στο μέγιστο των 0,75 MW κατά τη διάρκεια της 10ης και 11ης ώρας της ημέρας. Συνολικά, ενώ τα επίπεδα παραγωγής ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος παρουσιάζουν διακυμάνσεις κατά τη διάρκεια της ημέρας, η συνολική παραγωγή ενέργειας των 7,3475 MWh καταδεικνύει τις δυνατότητες της ηλιακής ενέργειας ως μία σημαντική πηγή ανανεώσιμης ενέργειας.

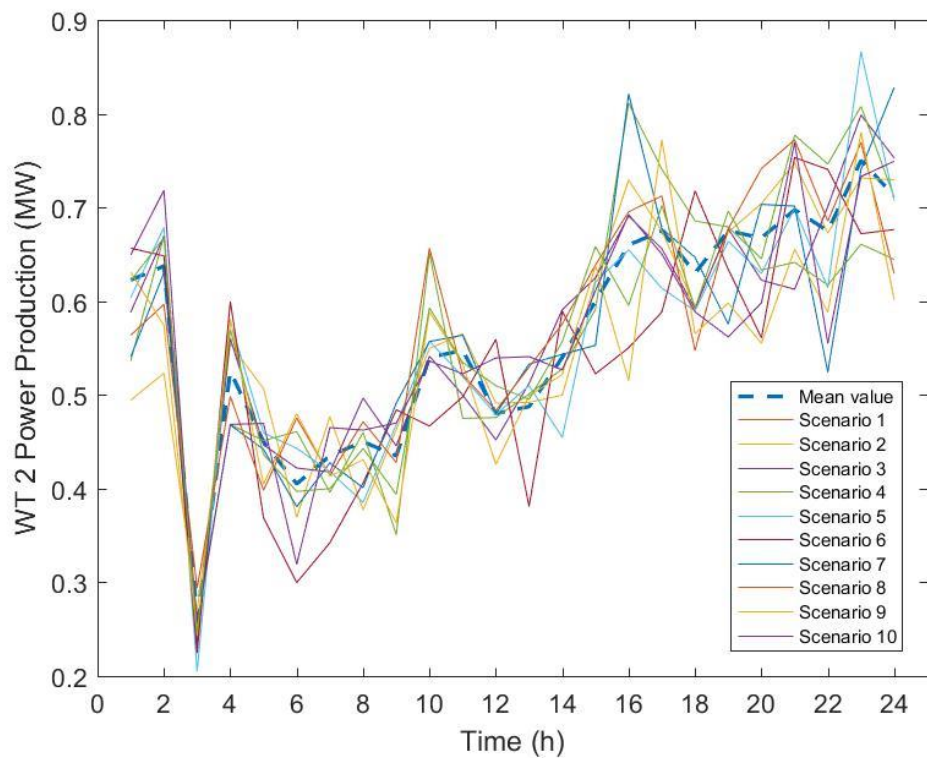
Στα Σχήμα 8, Σχήμα II που ακολουθούν παρουσιάζονται τα γραφήματα παραγωγής ενέργειας του φωτοβολταϊκού και των ανεμογεννητριών για την αναμενόμενη τιμή, και τα 10 σενάρια της στοχαστικής προσέγγισης.



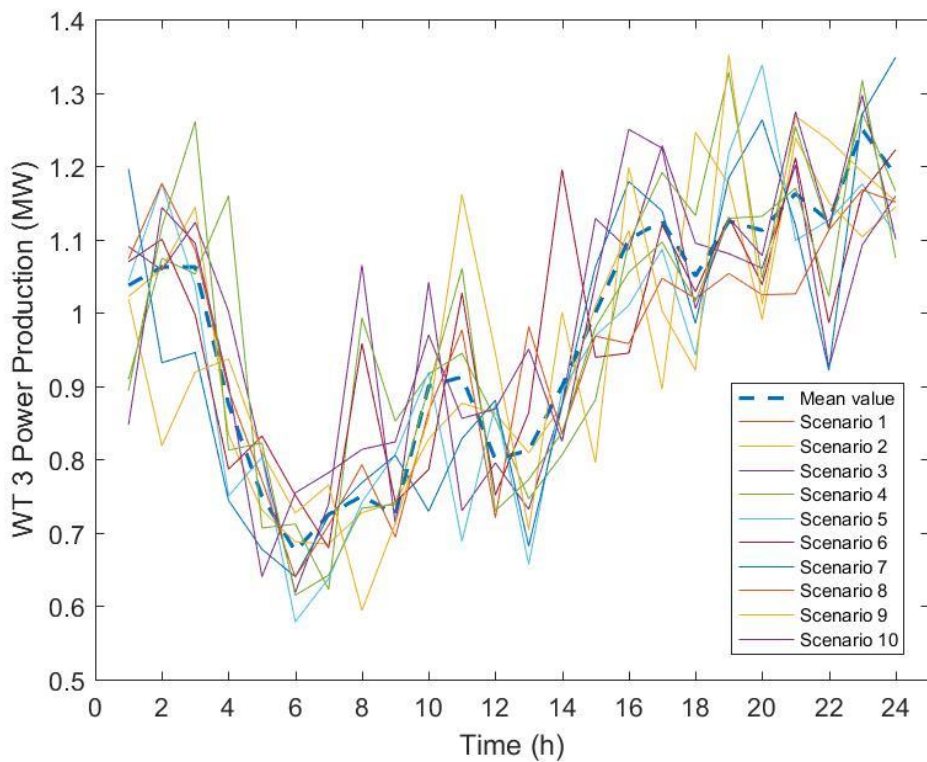
Σχήμα 8: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακόμευση 10%)



Σχήμα 9: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακόμευση 10%)

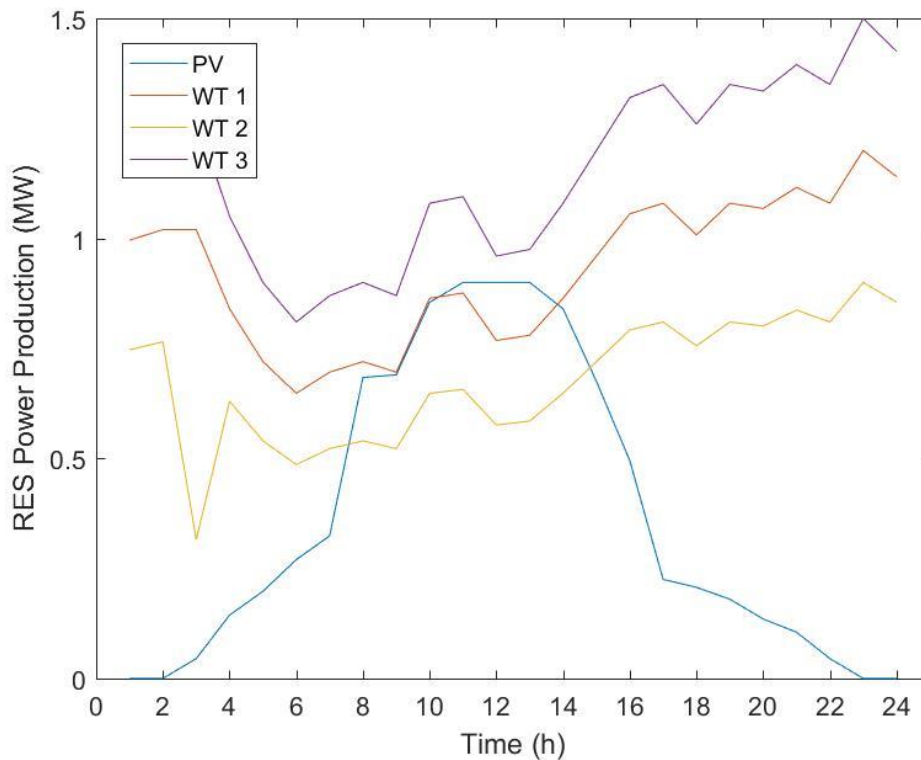


Σχήμα 10: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο2 (Διακόμευση 10%)



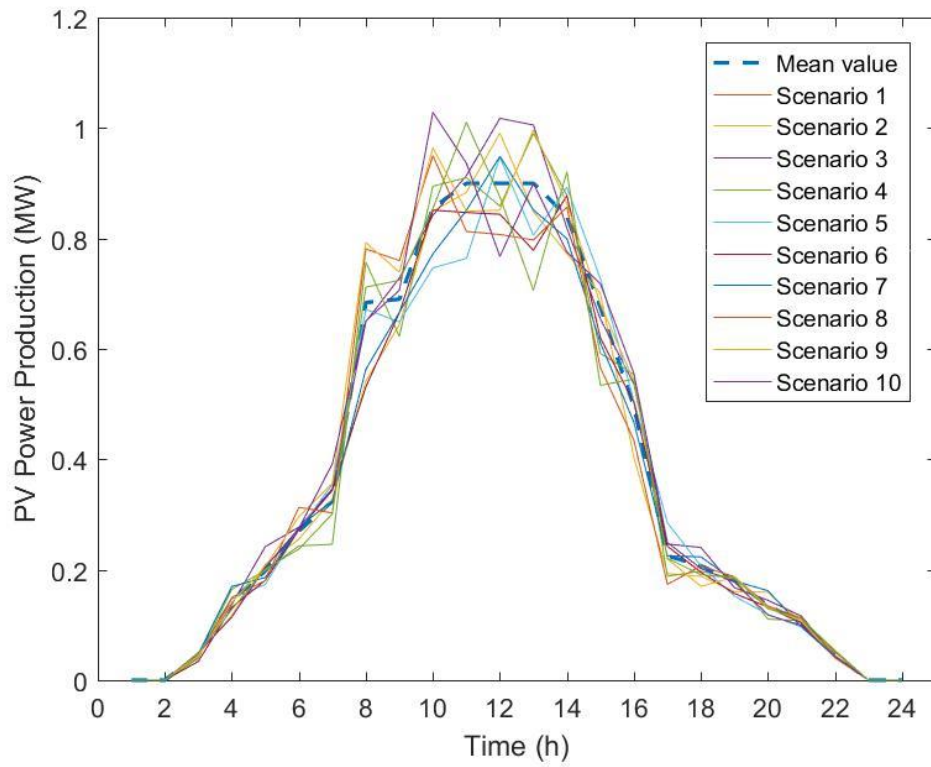
Σχήμα 11: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο3 (Διακόμευση 10%)

Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%, Παραγωγή ΑΠΕ *1,2

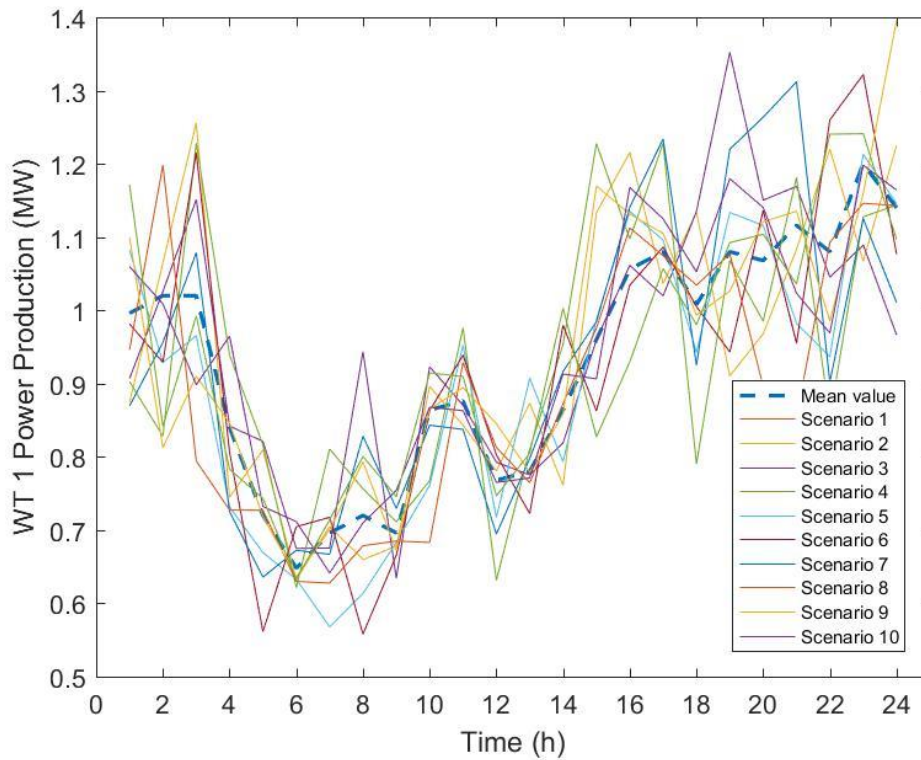


Σχήμα 12: Αναμενόμενη τιμή παραγωγής ΑΠΕ (Παραγωγή +20%)

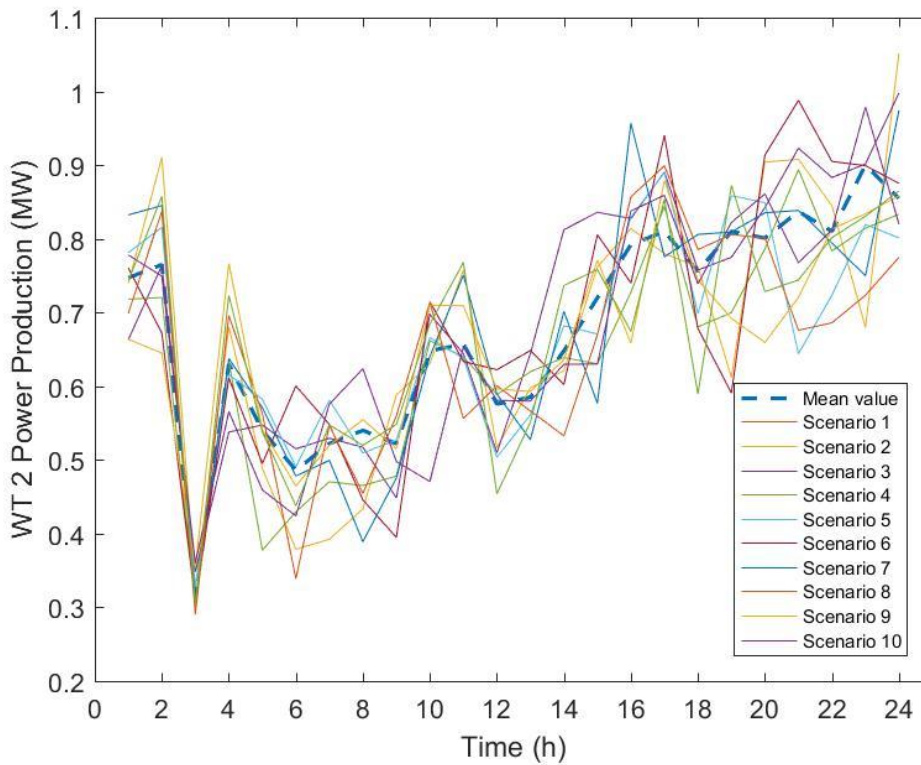
Τα γραφήματα στο Σχήμα 12, απεικονίζουν την αναμενόμενη τιμή παραγωγής ενέργειας των τριών ανεμογεννητριών και του ενός φωτοβολταϊκού του μικροδικτύου, για μια περίοδο 24 ωρών. Η μόνη διαφορά με το Σχήμα 7, είναι πως σε αυτή την προσέγγιση, η παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 20% για κάθε ώρα της ημέρας. Αναλυτικότερα, η συνολική παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια της περιόδου γίνεται 75,255 MWh από 62,7125 MWh, με τις ανεμογεννήτριες να συνεισφέρουν 66,438 MWh από 55,365 MWh και το φωτοβολταϊκό σύστημα 8,817 από 7,3475 MWh.



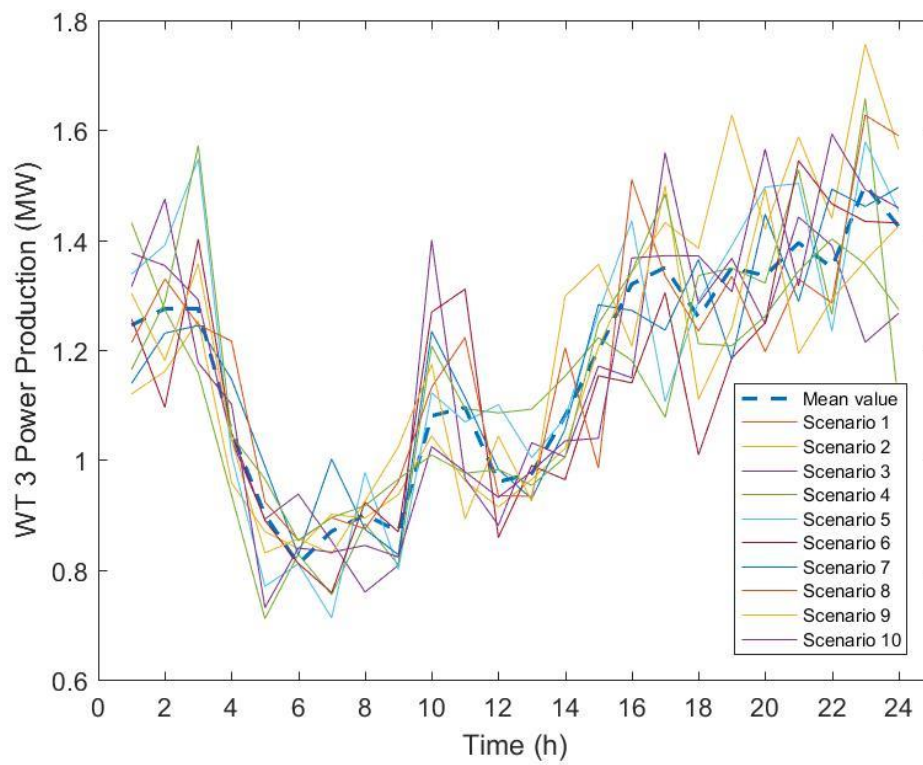
Σχήμα 13: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακόμανση 10%, Παραγωγή +20%)



Σχήμα 14: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακόμανση 10%, Παραγωγή +20%)



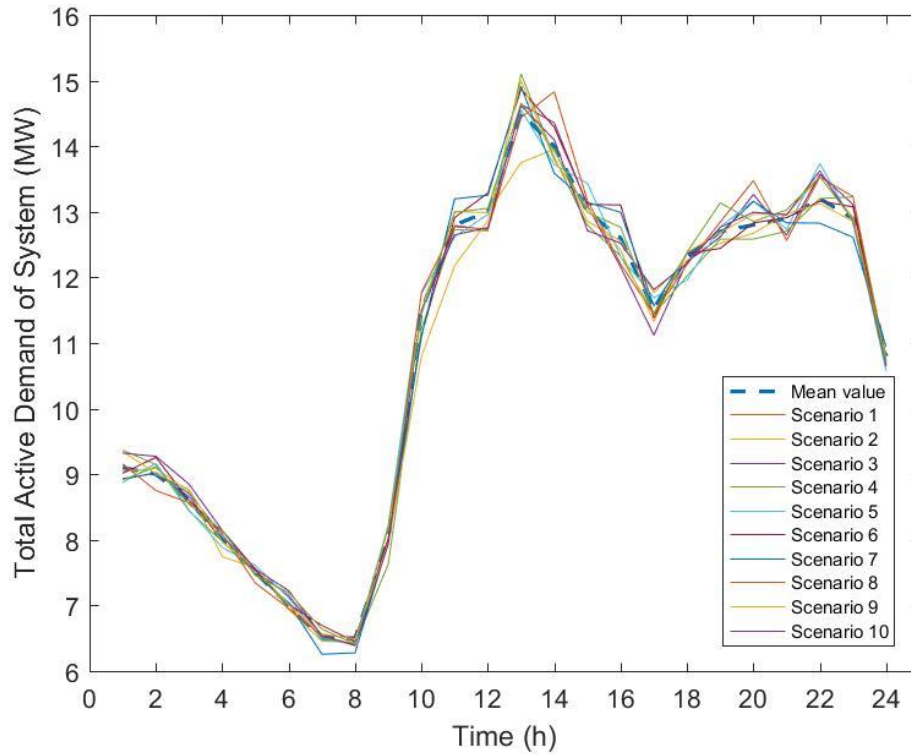
Σχήμα 15 Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο2 (Διακόμανση 10%, Παραγωγή +20%)



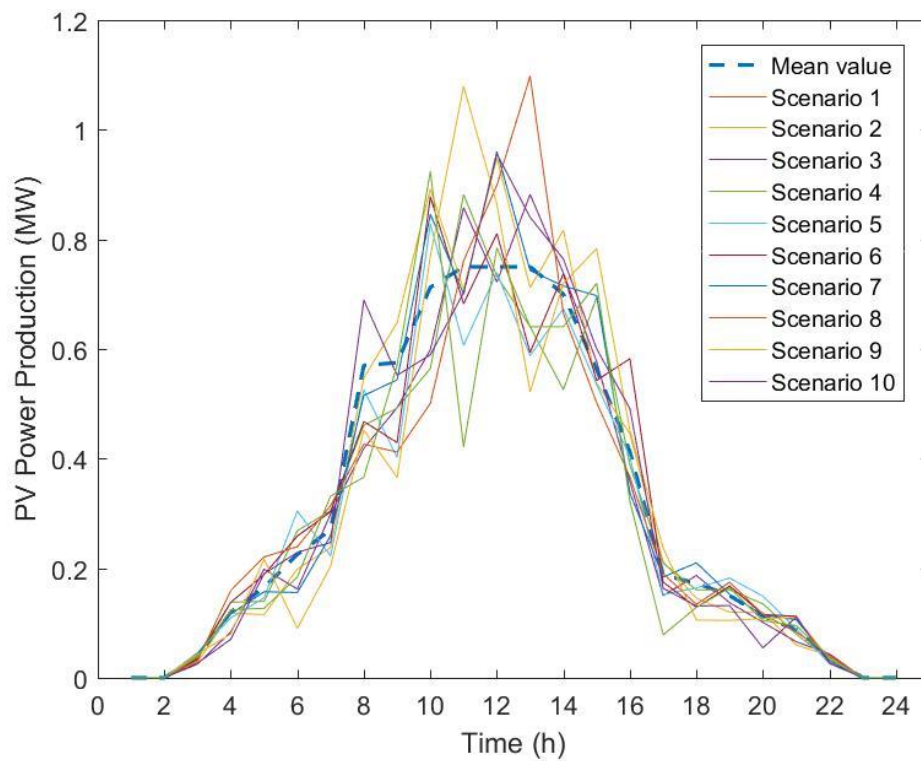
Σχήμα 16: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο3 (Διακύμανση 10%, Παραγωγή +20%)

Διακύμανση ΑΠΕ 20% / Φορτίου 8%

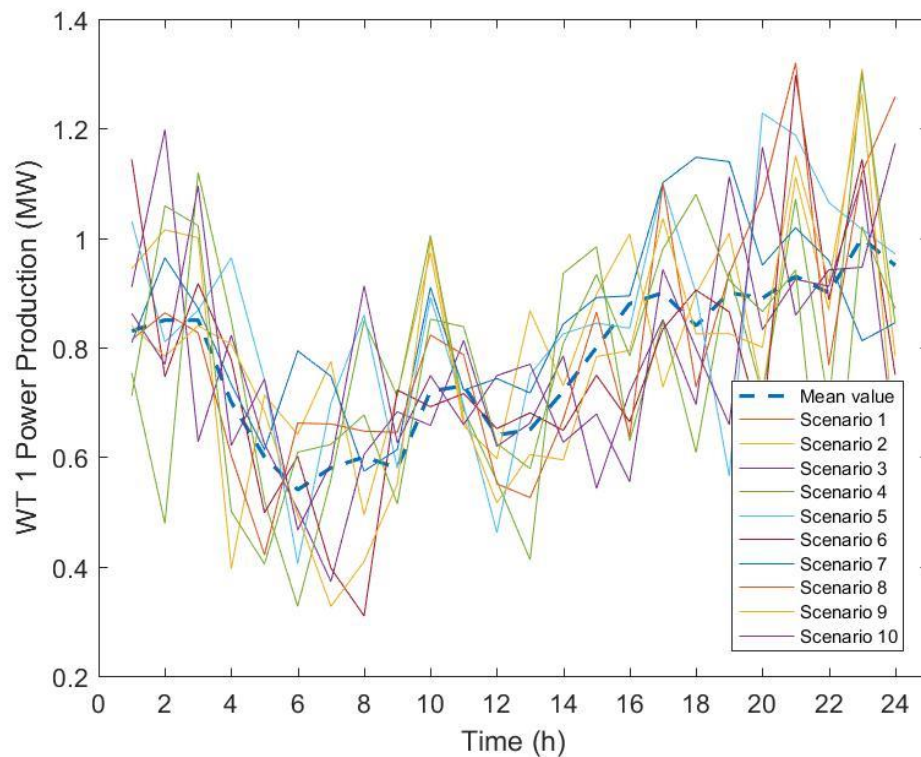
Στα παρακάτω Σχήματα (Σχήμα 17-Σχήμα 21), παρουσιάζονται τα αντίστοιχα γραφήματα για διακύμανση ΑΠΕ και ζήτησης, 20% και 8%.



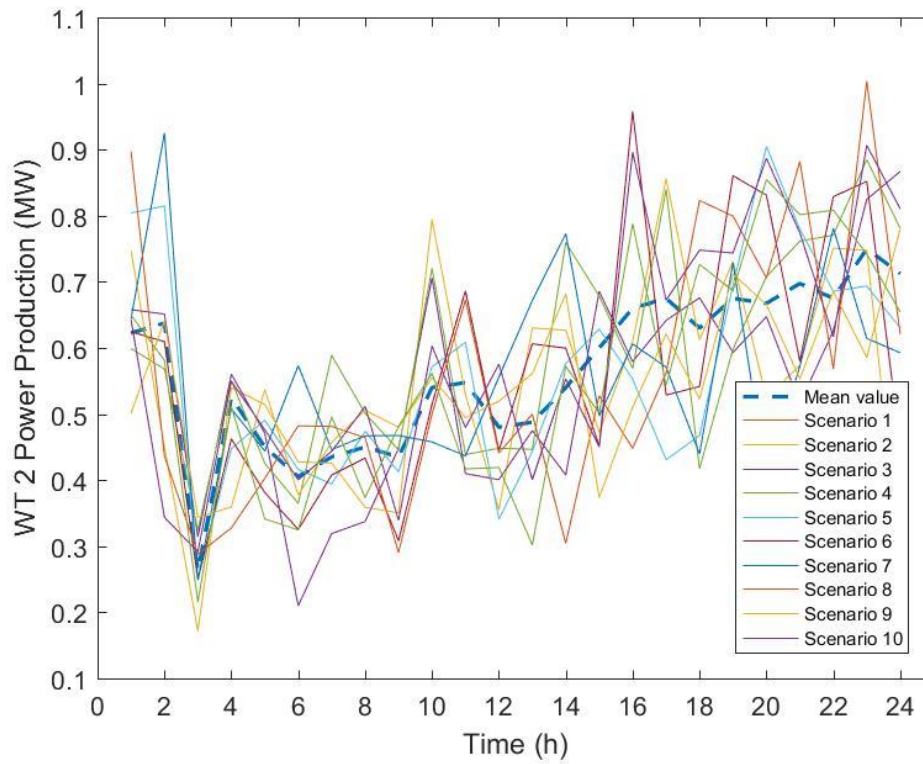
Σχήμα 17: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή των φορτίων του συστήματος (Διακύμανση 8%)



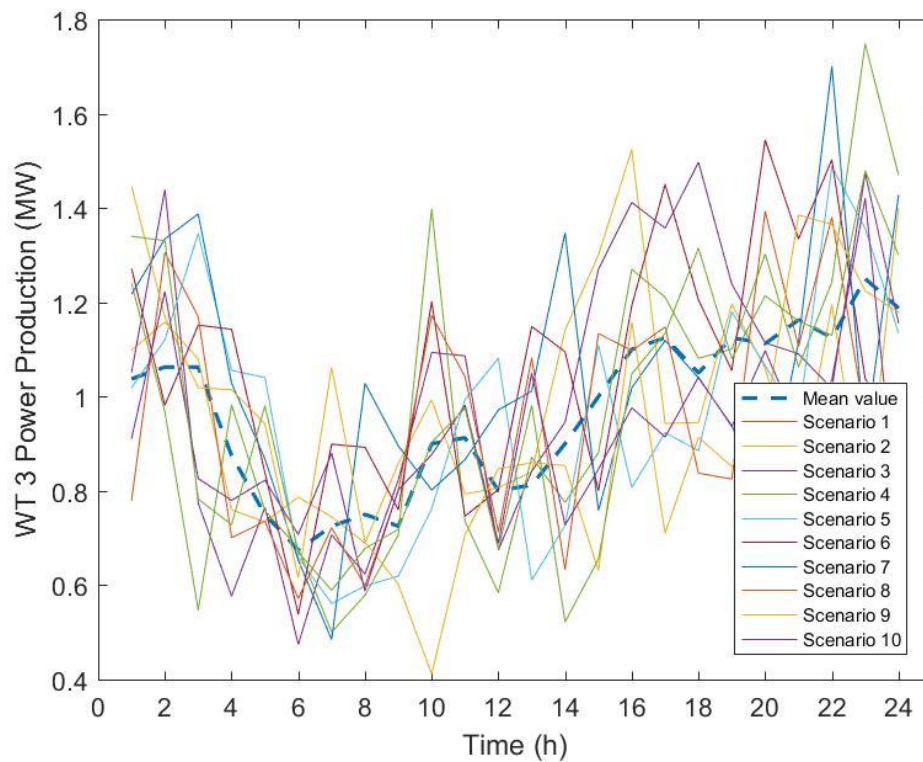
Σχήμα 18: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακόμευση 20%)



Σχήμα 19: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακόμευση 20%)



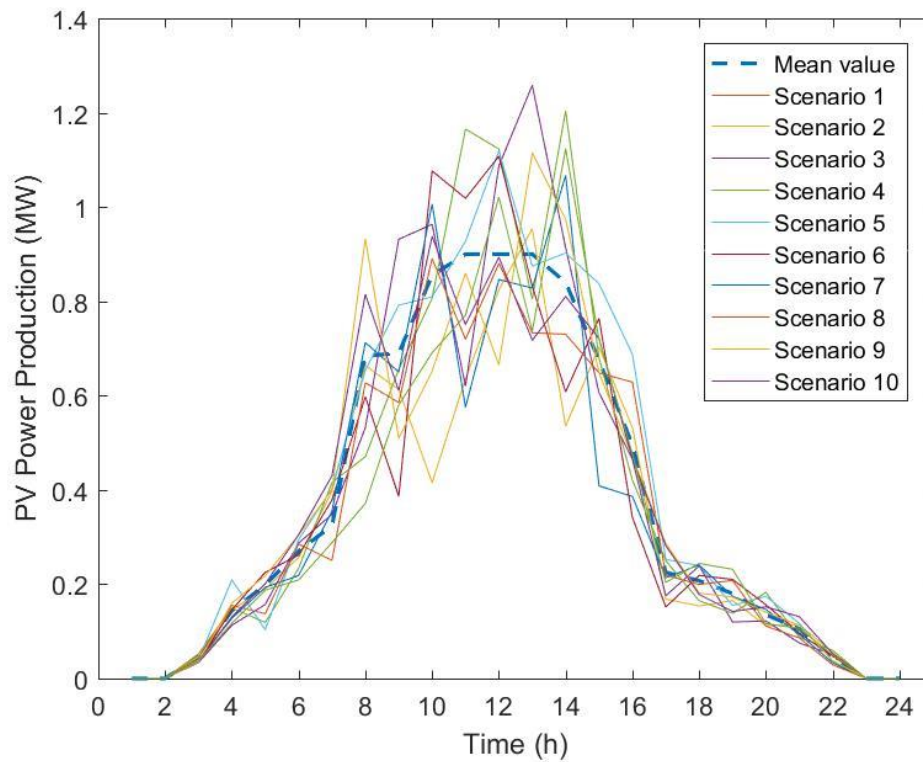
Σχήμα 20: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας No2 (Διακύμανση 20%)



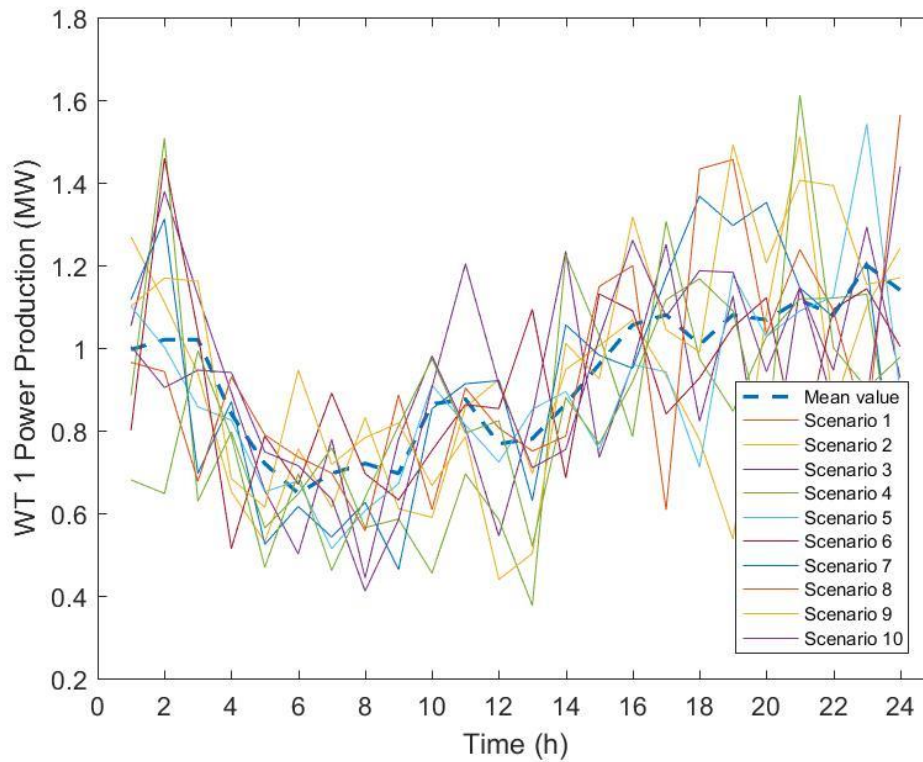
Σχήμα 21: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας No3 (Διακύμανση 20%)

Διακύμανση ΑΠΕ 20% / Φορτίου 8%, Παραγωγή ΑΠΕ *1,2

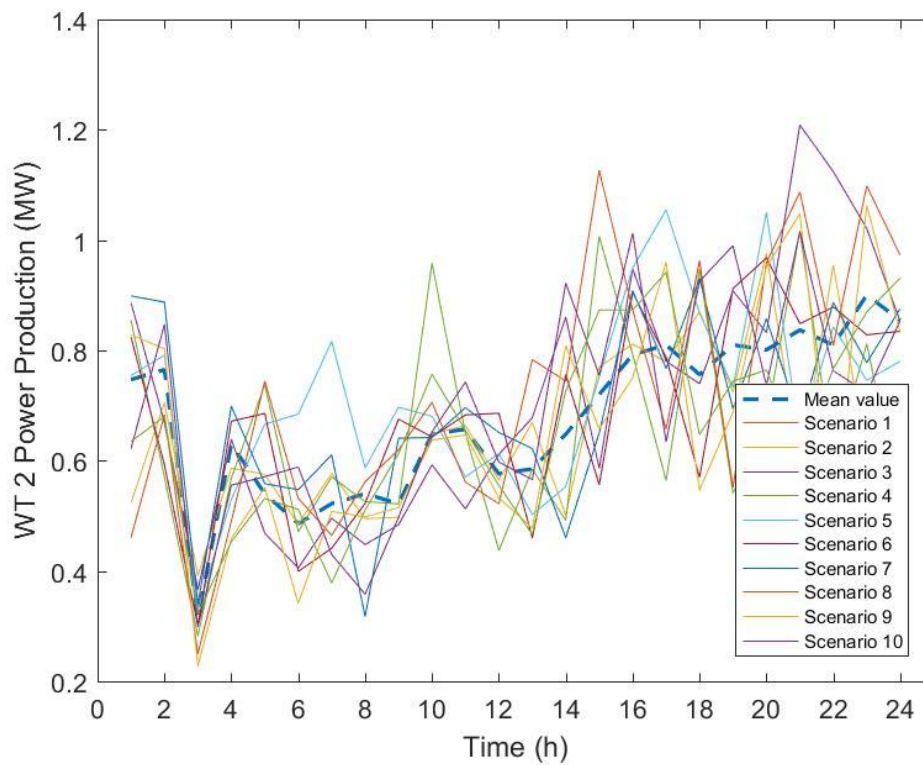
Στα παρακάτω Σχήματα (Σχήμα 22-Σχήμα 25), παρουσιάζονται τα αντίστοιχα γραφήματα για διακύμανση ΑΠΕ και ζήτησης, 20% και 8% και αύξηση παραγωγής των ΑΠΕ κατά 20%.



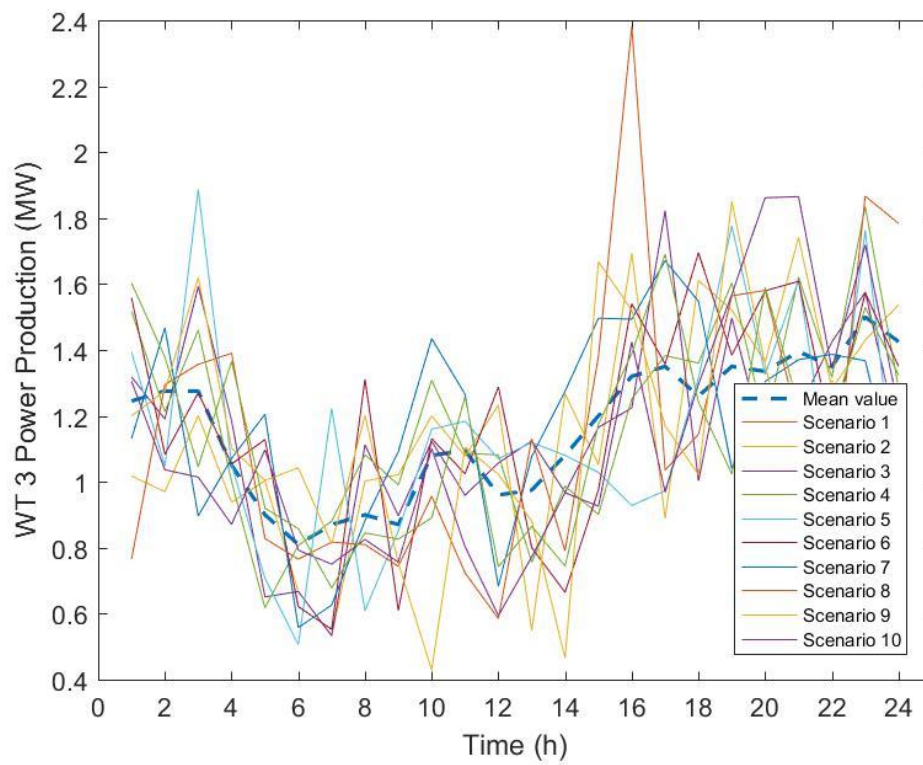
Σχήμα 22 Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή του φωτοβολταϊκού (Διακύμανση 20%, Παραγωγή +20%)



Σχήμα 23: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο1 (Διακόμανση 20%, Παραγωγή +20%)



Σχήμα 24: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο2 (Διακόμανση 20%, Παραγωγή +20%)



Σχήμα 25: Τα 10 αντιπροσωπευτικά σενάρια και η αναμενόμενη τιμή της ανεμογεννήτριας Νο3 (Διακύμανση 20%, Παραγωγή +20%)

4.2. Ανάλυση αποτελεσμάτων

Τα γραφήματα που αναλύονται στη συνέχεια, είναι αυτά της ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας του μικροδικτύου με το ανάντι δίκτυο, της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες, αυτά που απεικονίζουν την έγχυση/απορρόφηση ενέργειας από τη μπαταρία και όποιο άλλο γράφημα κρίθηκε σκόπιμο πως θα παρέχει αρκετές πληροφορίες ούτως ώστε να γίνει κατανοητή η λειτουργία του μικροδικτύου.

Στο πλαίσιο της ανάλυσης των περιπτώσεων που ακολουθούν, θα γίνει σύγκριση των γραφημάτων που αναφέρθηκαν, προκειμένου να εντοπιστούν οι διαφορές τους, και στη συνέχεια θα σχολιαστεί ο τρόπος με τον οποίο τα στοιχεία αλληλοεπιδρούν μεταξύ τους.

Αρχικά παρουσιάζεται η προσομοίωση του μικροδικτύου στην περίπτωση που δεν συμπεριλαμβάνεται σε αυτό η μπαταρία.

Στον Πίνακα 5 που ακολουθεί, παρουσιάζονται οι παράμετροι και η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης των περιπτώσεων που εξετάζονται.

Πίνακας 5: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 37 - 39)

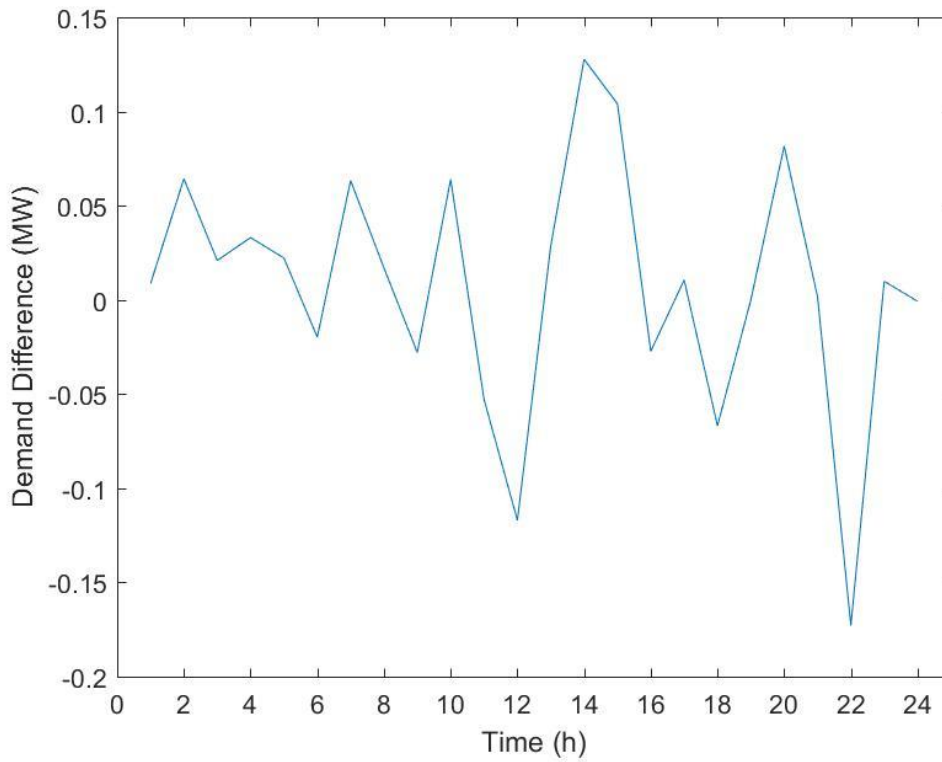
A/A	c^G [€/MW]	Δc^{AG} [€/MW]	Αντικειμενική συνάρτηση [€]
Ομάδα Ε: Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%			
37	50	-	9.905855000000e+03
38	50	62,5	1.015254332714e+04
39	50	75	1.017284030244e+04

Καθώς δεν λαμβάνεται υπόψη το σφάλμα στην Περίπτωση 37, το πεδίο της τιμής του κόστους ανακατανομής των γεννητριών Δc^{AG} [€/MW] είναι κενό. Το κόστος παραγωγής των μικροτουρμπίνων, c^G , έχει οριστεί στα 50 €/MW και είναι χαμηλότερο από την τιμή αγοράς (πώλησης) ενέργειας από το ανάντι δίκτυο (Σχήμα 2), το χρονικό διάστημα 13:00-24:00. Στις περιπτώσεις 38 και 39, εισάγονται οι τιμές 62,5€/MW και 75 €/MW στο πεδίο Δc^{AG} , αντίστοιχα. Στη συνέχεια θα αναλυθεί ο τρόπος με τον οποίο επηρεάζει αυτό το κόστος τη λειτουργία του μικροδικτύου, όταν λαμβάνεται υπόψη το σφάλμα της πρόβλεψης.

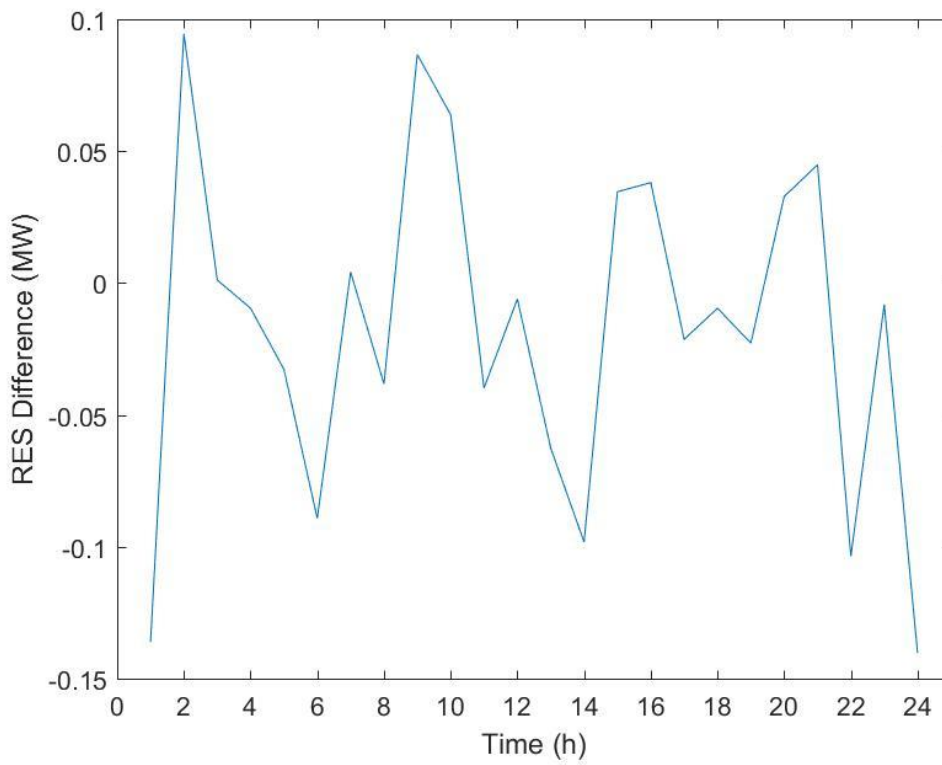
Τέλος, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που παρουσιάζεται στην 4^η στήλη, δείχνει πως όταν λαμβάνεται υπόψη η αβεβαιότητα που εισάγεται από την παραγωγή των ΑΠΕ και τη ζήτηση του φορτίου, το κόστος των μεταβολών αυξάνει το συνολικό κόστος.

Βάσει του αλγόριθμου παραγωγής και μείωσης σεναρίων που αναλύθηκε στην παράγραφο 2.4.2, παρατίθενται στη συνέχεια οι μεταβολές που προκύπτουν λόγω της αβεβαιότητας που εισάγεται κατά το 2^ο στάδιο της στοχαστική προσέγγιση των περιπτώσεων που εξετάζονται.

Πιο συγκεκριμένα, η σταθμισμένη μεταβολή της ζήτησης που έχει υπολογιστεί βάσει της πιθανότητας υλοποίησης του κάθε σεναρίου και του σφάλματος του κάθε σεναρίου, παρουσιάζεται στο Σχήμα 26. Αντίστοιχα, στο Σχήμα 27, παρουσιάζεται η τη σταθμισμένη μεταβολή παραγωγής των ΑΠΕ.

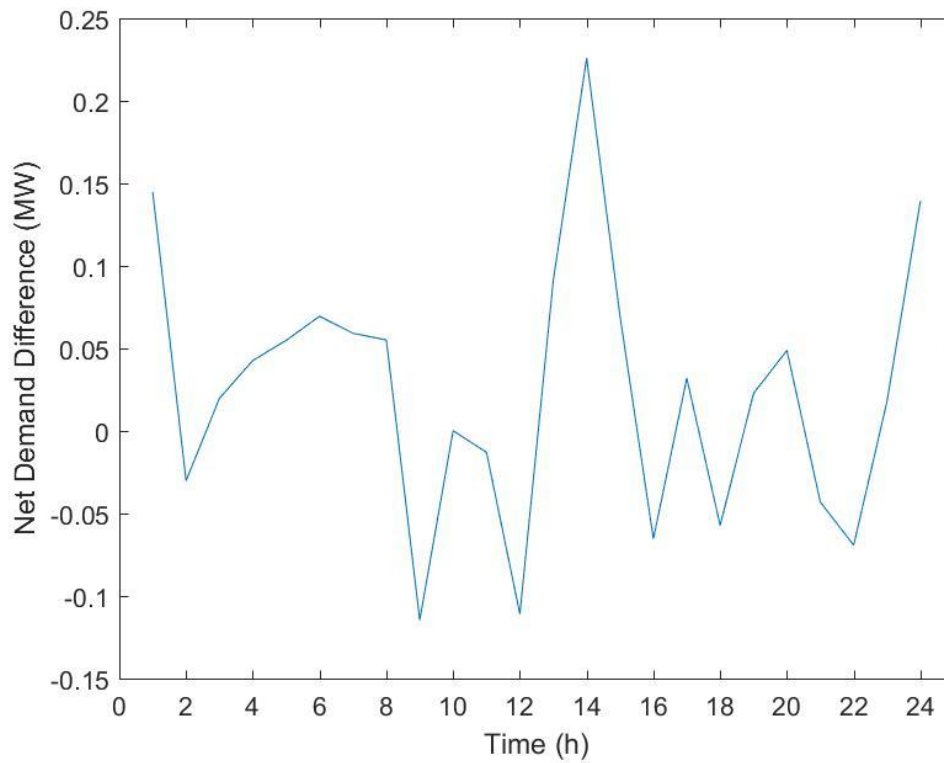


Σχήμα 26: Μεταβολή στη ζήτηση φορτίου



Σχήμα 27: Μεταβολή στην παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ

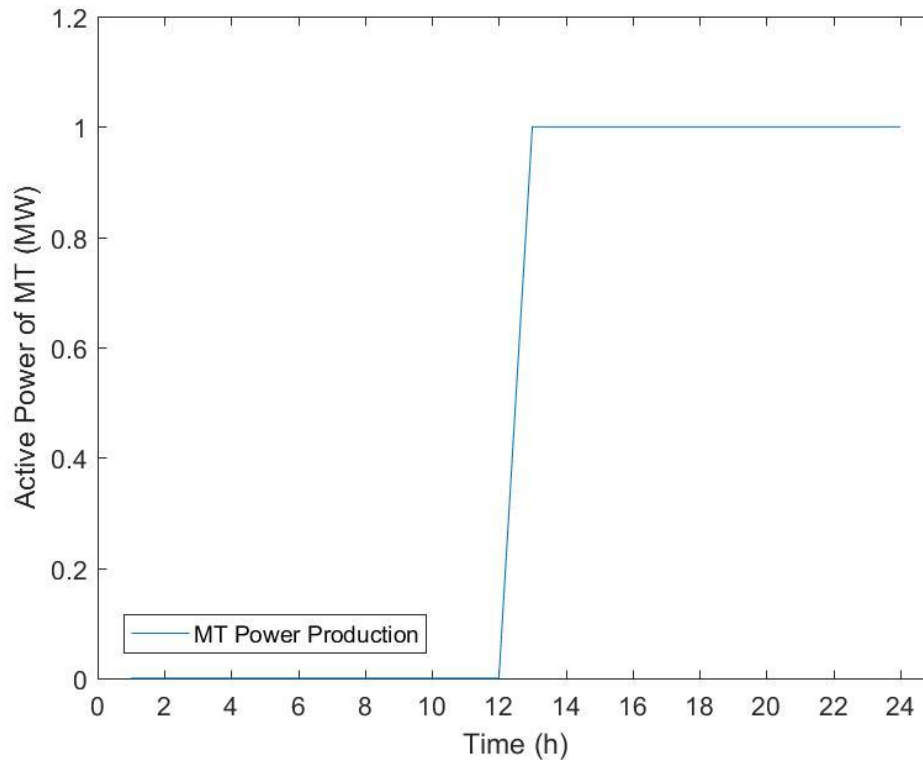
Λαμβάνοντας υπόψη τα Σχήμα 26 και Σχήμα 27, παρουσιάζεται στο Σχήμα 28, το γράφημα της μεταβολής της καθαρής ζήτησης φορτίου (Net Demand). Δηλαδή, παρουσιάζεται η μεταβολή της ζήτησης που μένει να καλυφθεί, αφού συνυπολογιστεί η μεταβολή της παραγωγής ενέργειας από τις ΑΠΕ (Σχήμα 27).



Σχήμα 28: Μεταβολή στην καθαρή ζήτηση

Μικροτουρμπίνες

Όπως προαναφέρθηκε, το μικροδίκτυο περιλαμβάνει μεταξύ άλλων, τέσσερις (4) μικροτουρμπίνες. Υπενθυμίζεται, πως στην υπό εξέταση περίπτωση, οι μικροτουρμπίνες είναι το μοναδικό στοιχείο που έχει ελεγχόμενη παραγωγή. Στο Σχήμα 29 που ακολουθεί, παρουσιάζεται η λειτουργία των μικροτουρμπίνων του συστήματος κατά τη ντετερμινιστική προσέγγιση, ενώ στο Σχήμα 30 παρουσιάζεται η λειτουργία των μικροτουρμπίνων κατά τη στοχαστική.

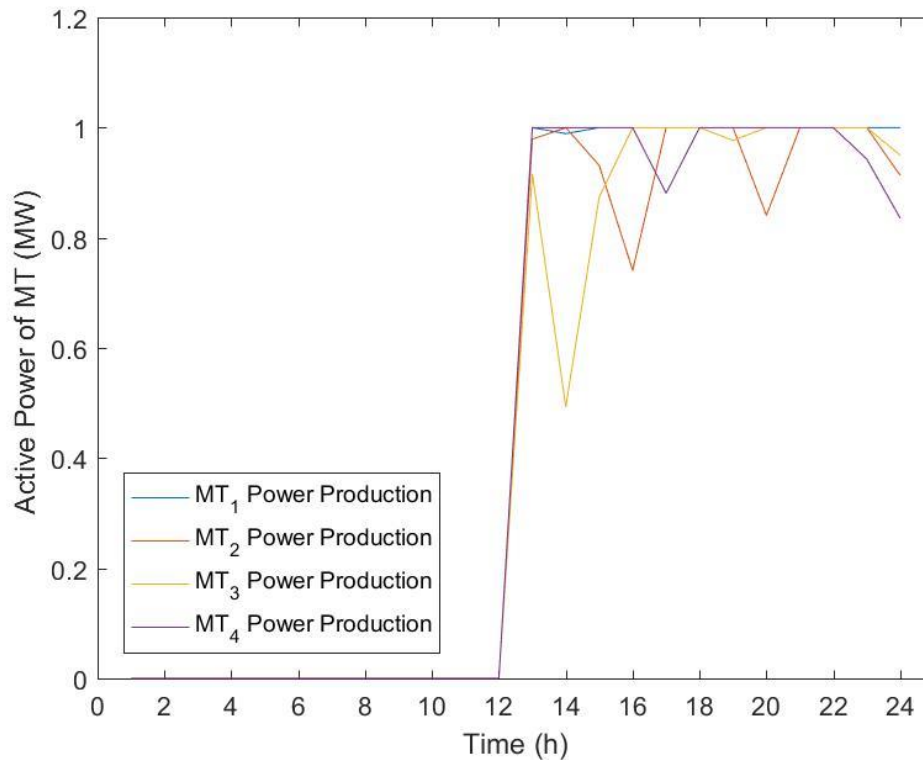


Σχήμα 29: Παραγωγή ενέργειας από μικροτουρμπίνες (Περίπτωση 37)

Στην περίπτωση 37, όλες οι μικροτουρμπίνες παρουσιάζουν πανομοιότυπη λειτουργία. Για το λόγο αυτό, το Σχήμα 29 απεικονίζει ενδεικτικά το γράφημα παραγωγής ενέργειας μίας εξ αυτών. Χαρακτηριστικά, το χρονικό διάστημα όπου το κόστος παραγωγής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες, είναι χαμηλότερο από την τιμή αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο, βρίσκονται σε πλήρη λειτουργία, αξιοποιώντας το μέγιστο των δυνατοτήτων τους (Πίνακας 3). Αναλυτικότερα, για την περίπτωση 37, το κόστος παραγωγής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες, c^G , έχει οριστεί στα 50 €/MW. Παρατηρείται λοιπόν, πως οι μικροτουρμπίνες τίθενται σε λειτουργία από τις 13:00 και μετά, όπου το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το ανάντι δίκτυο είναι υψηλότερο (Σχήμα 1).

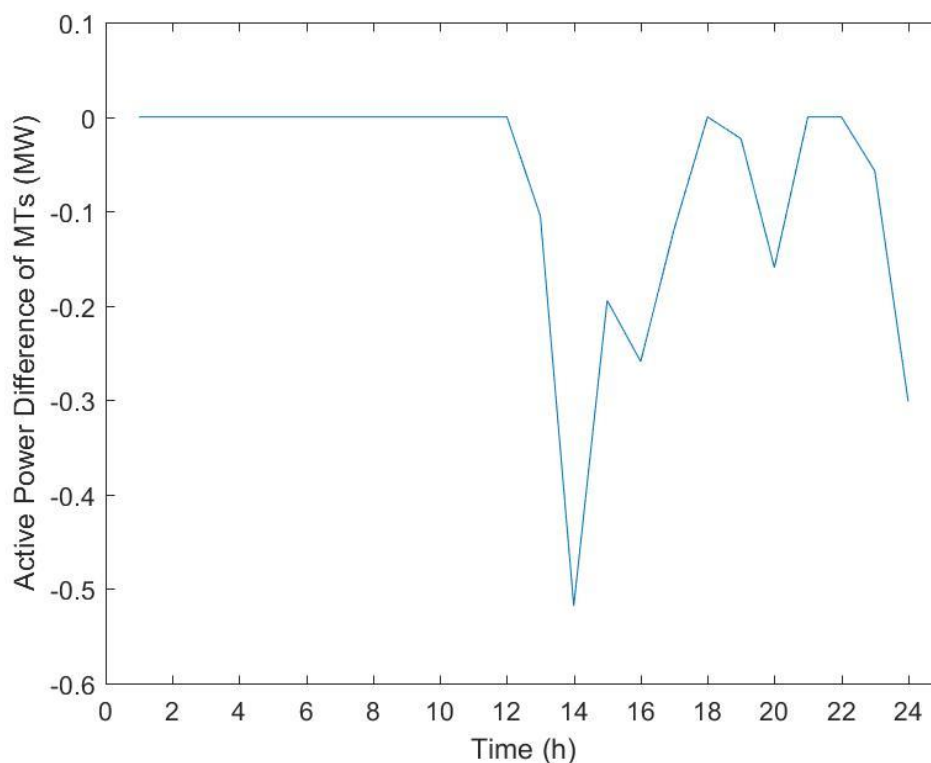
Στο πλαίσιο της προσπάθειας που γίνεται από πλευράς του διαχειριστή του μικροδικτύου να καλυφθούν οι μεταβολές, παρουσιάζεται στο Σχήμα 30, η λειτουργία των μικροτουρμπίνων του μικροδικτύου κατά τη διάρκεια της ημέρας για την περίπτωση 38. Το κόστος ανακατανομής των γεννητριών Δc^{4G} , έχει οριστεί στα 62,5 €/MW και η διαφοροποίηση της λειτουργίας των μικροτουρμπίνων σε σχέση με το Σχήμα 29, υποδεικνύει πως η κάλυψη των μεταβολών που προκύπτουν καλύπτεται σε ένα βαθμό από αυτές. Το κόστος ανακατανομής συγκριτικά με το

κόστος αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο, για τα χρονικά διαστήματα όπου εντοπίζονται οι διαφορές μεταξύ των Σχημάτων Σχήμα 29 και Σχήμα 30, είναι χαμηλότερο και αυτό καθιστά την κάλυψη των μεταβολών από τις μικροτουρμπίνες, συμφέρουσα.



Σχήμα 30: Παραγωγή ενέργειας από μικροτουρμπίνες (Περίπτωση 38)

Η διαφοροποίηση της λειτουργίας των μικροτουρμπίνων μεταξύ των δύο περιπτώσεων (Περίπτωση 37, Περίπτωση 38), απεικονίζεται στο Σχήμα 31. Συγκρίνοντας τα Σχήμα 28 και Σχήμα 31, παρατηρείται πως ο διαχειριστής, προκειμένου να είναι σε θέση να καλύψει τις μεταβολές που έχουν προβλεφθεί (Σχήμα 28), μειώνει την παραγωγή των μικροτουρμπίνων τις ώρες που αναμένονται οι μεταβολές, προκειμένου να υπάρχει το περιθώριο να τις καλύψει (Σχήμα 31).



Σχήμα 31: Συνολική μεταβολή ενεργού ισχύος μικροτουρμπίνων (Περίπτώσεις 37, 38)

Είναι προφανές, πως η απουσία περαιτέρω στοιχείων προς διαχείριση αναγκάζει τον διαχειριστή να προμηθευτεί από το ανάντι δίκτυο την ενέργεια για το σύνολο των μεταβολών μέχρι τη 13^η ώρα της ημέρας, όπου οι μικροτουρμπίνες τίθενται σε λειτουργία.

Ενδεικτικά παρουσιάζονται στον Πίνακα 6 που ακολουθεί, οι μεταβολές κάθε στοιχείου του μικροδικτύου τη 14^η ώρα, όπως ισχύουν για την περίπτωση 38, για το 4^ο σενάριο.

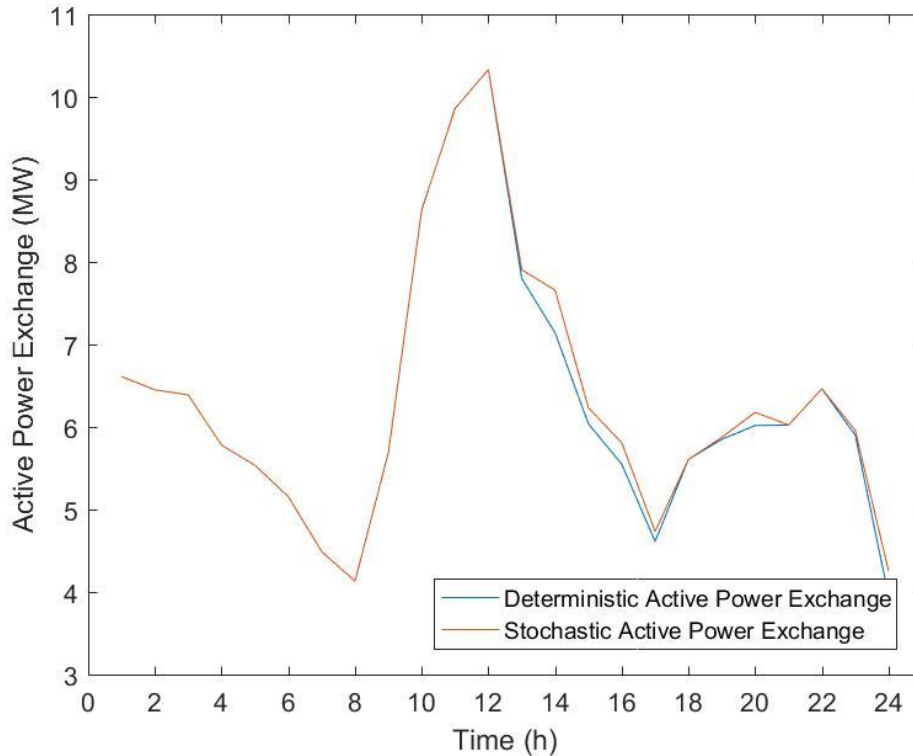
Πίνακας 6: Τιμές στοιχείων μικροδικτύου (Περίπτωση 38, Ώρα 14:00, Σενάριο Νο 4)

<u>Στοιχεία δικτύου</u>	<u>Μεταβολή (MW)</u>
Μικροτουρμπίνα Νο1	-0,0108
Μικροτουρμπίνα Νο2	0
Μικροτουρμπίνα Νο3	-0,5071
Μικροτουρμπίνα Νο4	0
Φωτοβολταϊκό	0,0952
Ανεμογεννήτρια Νο1	-0,0658
Ανεμογεννήτρια Νο2	0,0855
Ανεμογεννήτρια Νο3	0,0065
Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο	0
<u>Σύνολο</u>	-0,3965
<u>Ζήτηση</u>	0,3965

Από τις τιμές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 6, παρατηρείται πως η μεταβολή των 0,3965 MW της ζήτησης, καλύπτεται εξ 'ολοκλήρου από τις ΑΠΕ και τις μικροτουρμπίνες, χωρίς την

ανάγκη αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο. Παράλληλα, μέσω της μείωσης της λειτουργίας των μικροτουρμπίνων, επιτυγχάνεται συνολικότερη μείωση του κόστους λειτουργίας.

Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο



Σχήμα 32: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 37, 38)

Στο Σχήμα 32, παρουσιάζεται η ανταλλαγή ενέργειας με το ανάντι δίκτυο κατά τη ντετερμινιστική και τη στοχαστική προσέγγιση. Στο παραπάνω γράφημα δεν απεικονίζονται οι μεταβολές που προβλέπονται αλλά η λειτουργία του δικτύου όταν θεωρείται πως έχει γίνει η τέλεια πρόβλεψη (ντετερμινιστική προσέγγιση) και η λειτουργία του βάσει των αναμενόμενων τιμών πρόβλεψης (πρώτο στάδιο στοχαστικού προβλήματος) όταν λαμβάνεται υπόψη η αβεβαιότητα πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης φορτίου (δεύτερο στάδιο στοχαστικού προβλήματος).

Όπως έγινε κατανοητό από το παράδειγμα με τις μικροτουρμπίνες, ο διαχειριστής του μικροδικτύου, λαμβάνοντας υπόψιν την αβεβαιότητα της πρόβλεψης, προσαρμόζει τη λειτουργία των μικροτουρμπίνων κατάλληλα, προκειμένου να είναι σε θέση να καλύψει τις μεταβολές που έχουν προβλεφθεί. Κατά την προσαρμογή αυτή, μειώνει τη λειτουργία των μικροτουρμπίνων προκειμένου να έχει τη δυνατότητα να καλύψει αυτές τις μεταβολές. Ο λόγος για τον οποίο τα γραφήματα παρουσιάζουν διαφορές, είναι πως η μείωση αυτή καλύπτεται από την ανταλλαγή ενέργειας με το ανάντι δίκτυο. Πιο συγκεκριμένα, παρατηρείται πως η διαφοροποίηση μεταξύ των γραφημάτων εντοπίζεται από τις 13:00 και έπειτα, διότι τότε τίθενται σε λειτουργία τα μόνα διαθέσιμα προς διαχείριση στοιχεία, οι μικροτουρμπίνες.

Αναφορικά με την ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο, παρατηρείται πως τις ώρες 08:00, 17:00 και 24:00, υπάρχει μεγάλη μείωση στην ποσότητα ενέργειας που ανταλλάσσεται με το ανάντι δίκτυο. Από το Σχήμα 6, στο οποίο απεικονίζεται η αναμενόμενη τιμή της ζήτησης ισχύος

του δικτύου, προκύπτει πως η μειωμένη ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο οφείλεται στη μειωμένη ζήτηση τις αντίστοιχες χρονικές περιόδους. Επιπλέον, η ισχύς που ανταλλάσσεται με το δίκτυο είναι αισθητά μειωμένη από τη 13^η ώρα και μετά, καθώς μπαίνουν σε λειτουργία οι μικροτουρμπίνες. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί πως οι ΑΠΕ διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην κάλυψη μεγάλου μέρους του φορτίου τη χρονική αυτή περίοδο. Ενδεικτικά, η συνολική ζήτηση φορτίου για τη 18^η ώρα της ημέρας, είναι 12,3 MW, από τα οποία οι ΑΠΕ καλύπτουν τα 2,69 MW, δηλαδή το 21,9% της ζήτησης.

Πίνακας 7: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 1 - 3)

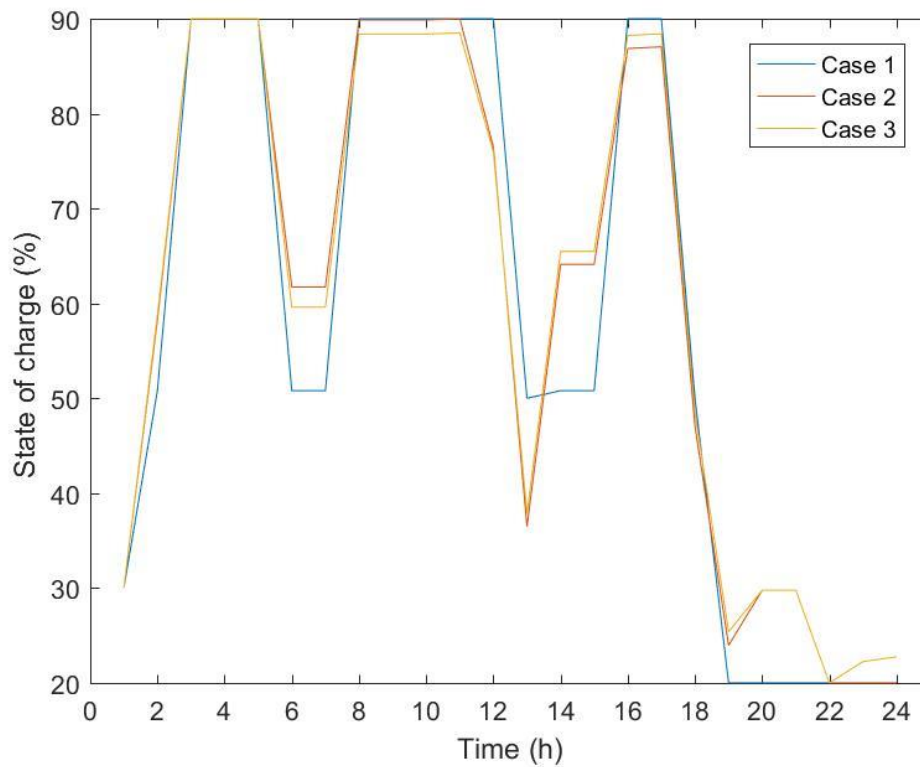
A/A	c^G [€/MW]	$\Delta c^{\Delta G}$ [€/MW]	Αντικειμενική συνάρτηση [€]
Ομάδα Α: Διακύμανση ΑΠΕ 10% / Φορτίου 5%			
1	50	-	9.712082510204e+03
2	50	62,5	9.781025827141e+03
3	50	75	9.783091224325e+03

Η διαφορά της ομάδας Ε που εξετάστηκε παραπάνω, με την ομάδα Α που θα εξεταστεί στη συνέχεια, είναι η απουσία του συσσωρευτή ενέργειας στην ομάδα Ε. Εκ πρώτης όψεως, παρατηρείται πως η παρουσία της μπαταρίας οδηγεί σε σημαντική μείωση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης σε σχέση με τις τιμές του Πίνακα 6. Η διαφορά οφείλεται στο γεγονός πως ο διαχειριστής έχει στη διάθεσή του ένα επιπλέον στοιχείο του οποίου μπορεί να προσαρμόσει τη λειτουργία, το οποίο στοιχείο χρησιμοποιείται χωρίς καμία οικονομική επιβάρυνση.

Η διακύμανση που θεωρείται για τον υπολογισμό του σφάλματος πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης του φορτίου δεν μεταβάλλεται σε αυτή την περίπτωση, με αποτέλεσμα οι μεταβολές που καλείται να καλύψει κατά τη στοχαστική προσέγγιση να είναι αυτές που παρουσιάζονται στο Σχήμα 28.

Προκειμένου να είναι δυνατή η σύγκριση των δύο ομάδων (Ομάδα Α, Ομάδα Ε), θα γίνει σχολιασμός της λειτουργίας του μικροδικτύου για τις περιπτώσεις 1 και 2 του Πίνακα 7.

Συσκευή αποθήκευσης ενέργειας

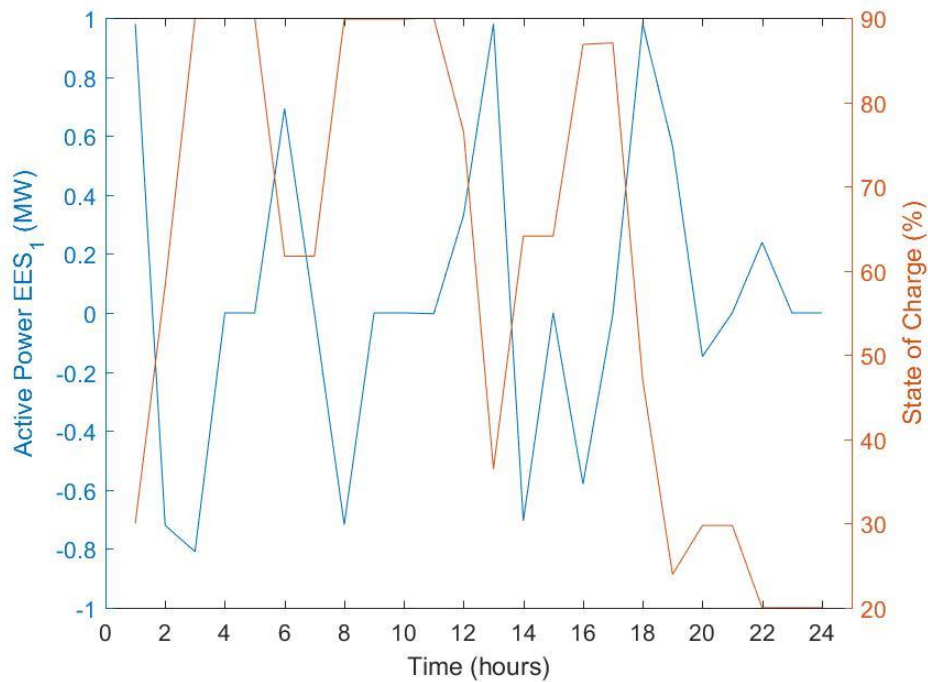


Σχήμα 33: Ποσοστό φόρτισης μπαταρίας (Περιπτώσεις 1-3)

Στο Σχήμα 33 παρουσιάζεται η λειτουργία της μπαταρίας για κάθε μία από τις περιπτώσεις του Πίνακα 7. Αναλυτικότερα, παρατηρείται πως στην 1^η περίπτωση η μπαταρία απορροφάει ενέργεια (φορτίζει) τις ώρες 03:00, 08:00 και 16:00, ενώ αποδίδει ενέργεια (εκφορτίζει) στο μικροδίκτυο τις ώρες 06:00, 13:00 και 19:00. Αντίστοιχα, στη 2^η περίπτωση απορροφάει ενέργεια τις ώρες 03:00, 08:00, 14:00, 16:00 και 20:00, ενώ αποδίδει ενέργεια τις ώρες 06:00, 13:00, 19:00 και 22:00, ενώ στην 3^η περίπτωση η μπαταρία φορτίζει τις ώρες 03:00, 08:00, 14:00, 16:00, 20:00, 23:00 και 24:00 και εκφορτίζει τις ώρες 06:00, 12:00, 13:00, 19:00 και 22:00.

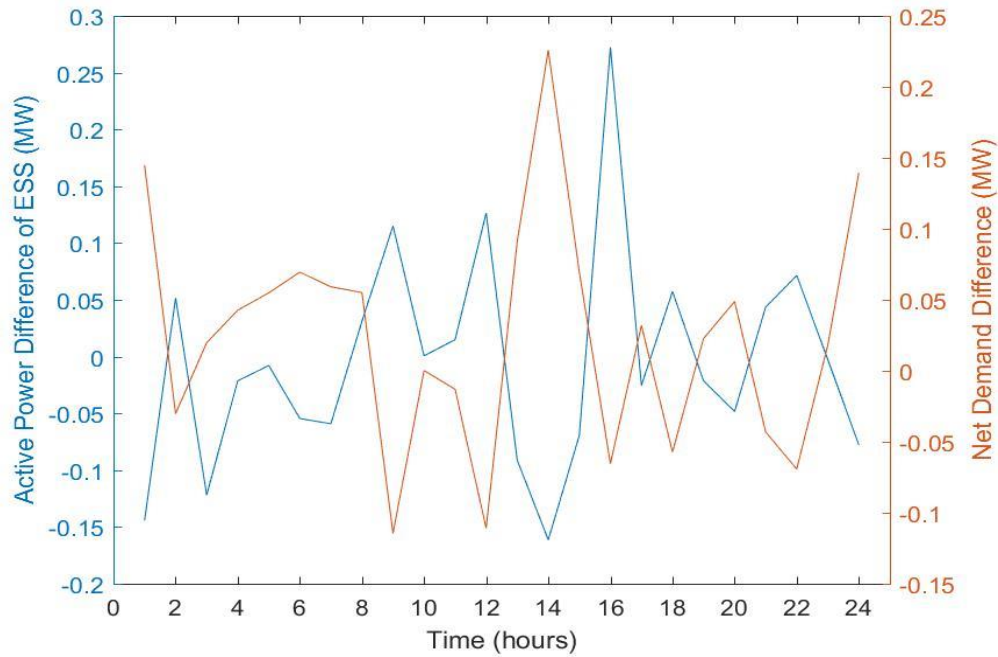
Συγκρίνοντας τις παραπάνω ώρες με τις αντίστοιχες του γραφήματος αγοράς/πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (Σχήμα 2), παρατηρείται πως το σύστημα αντιλαμβάνεται τη μείωση του κόστους αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο, και εκμεταλλεύεται τη μειωμένη τιμή για να φορτίσει τη μπαταρία. Με τον τρόπο αυτό, σε περιόδους αυξημένης ζήτησης όπου το κόστος αγοράς ενέργειας είναι υψηλό, η μπαταρία αποδίδει στο σύστημα τη "φθηνή" ενέργεια που απορρόφησε για τη φόρτισή της.

Για την καλύτερη κατανόηση της λειτουργίας της μπαταρίας, στο Σχήμα 34 απεικονίζεται η μεταβολή της ισχύος που αποθηκεύεται σε αυτή, καθώς και το ποσοστό φόρτισης της, για χρονικό διάστημα 24^{ωv} ωρών. Παρατηρείται πως τα χρονικά διαστήματα που η ισχύς λαμβάνει αρνητικές τιμές, η μπαταρία απορροφάει ενέργεια από το μικροδίκτυο και το SOC της αυξάνεται. Αντίστοιχα, όταν η ισχύς λαμβάνει θετικές τιμές, αποδίδει την αποθηκευμένη ενέργεια στο μικροδίκτυο και το ποσοστό φόρτισης της μπαταρίας μειώνεται.



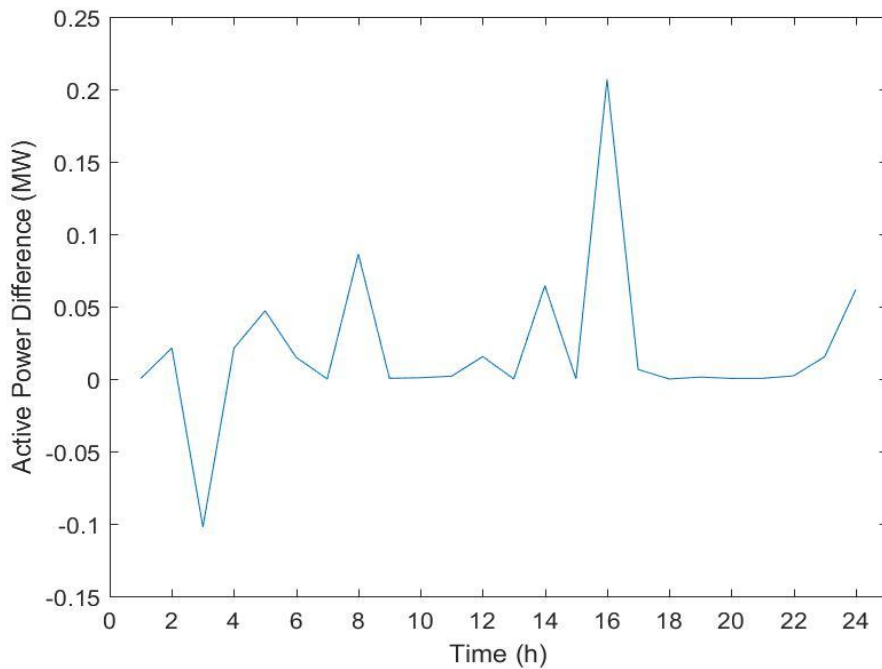
Σχήμα 34: Μεταβολή της αποθηκευμένης ενέργειας στη μπαταρία και ποσοστό φόρτισης (Περίπτωση 2)

Η μπαταρία αποτελεί ένα στοιχείο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας και συμβάλει ουσιαστικά στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του μικροδικτύου, καθώς καλύπτει μεγάλο μέρος των μεταβολών. Όπως έχει αναφερθεί, η μπαταρία αποτελεί ένα επιπλέον στοιχείο που βρίσκεται στη διάθεση του διαχειριστή και του οποίου μπορεί να προσαρμόσει τη λειτουργία, σε μία προσπάθεια να καλύψει τις μεταβολές που έχουν προβλεφθεί κατά τη στοχαστική προσέγγιση του προβλήματος. Αυτό γίνεται περαιτέρω κατανοητό από το Σχήμα 35, όπου παρουσιάζεται η μεταβολή της καθαρής ζήτησης (Σχήμα 28) και οι μεταβολές που καλύπτει η μπαταρία κατά τη λειτουργία της.



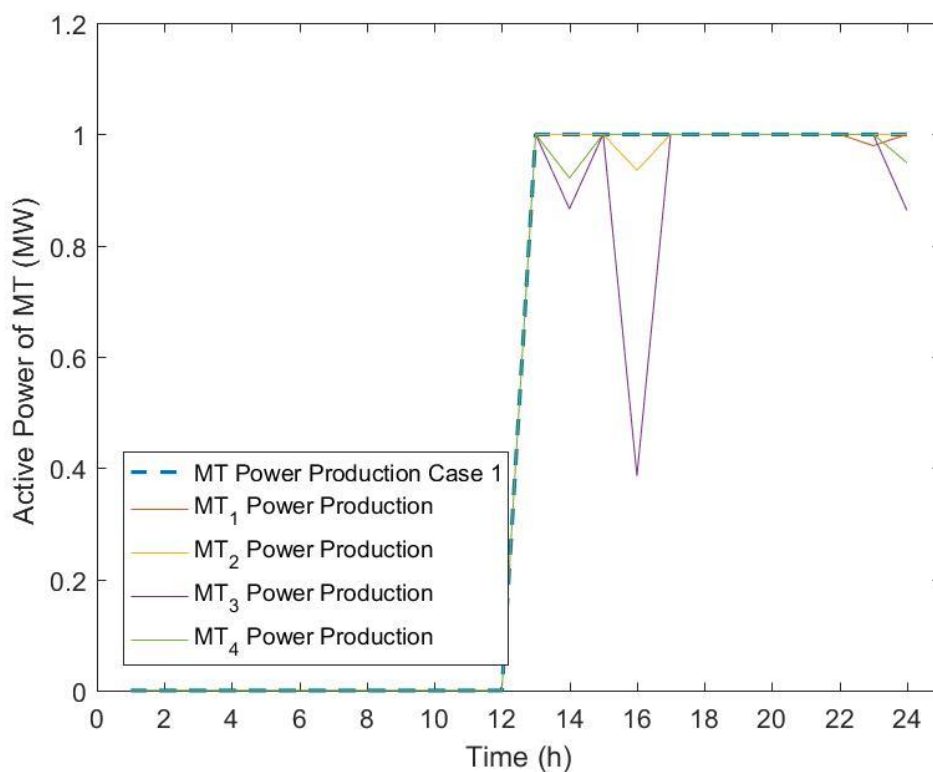
Σχήμα 35: Μεταβολή καθαρής ζήτησης που καλύπτει η μπαταρία (Περίπτωση 2)

Παρατηρείται πως τις ώρες που προβλέπεται να μεταβληθεί η ζήτηση, ανάλογα με τη μεταβολή, η μπαταρία αποδίδει/απορροφάει ενέργεια κατάλληλη για να καλύψει αυτή τη μεταβολή. Αθροίζοντας τα γραφήματα του Σχήμα 35, προκύπτει το γράφημα που απεικονίζεται στο Σχήμα 36, όπου παρουσιάζονται οι μεταβολές που μένουν να καλυφθούν από τις μικροτουρμπίνες και από την ανταλλαγή ενέργειας με το ανάντι δίκτυο, μετά την αξιοποίηση της μπαταρίας.



Σχήμα 36: Μεταβολή ενεργού ισχύος μετά την αξιοποίηση της μπαταρίας (Περίπτωση 2)

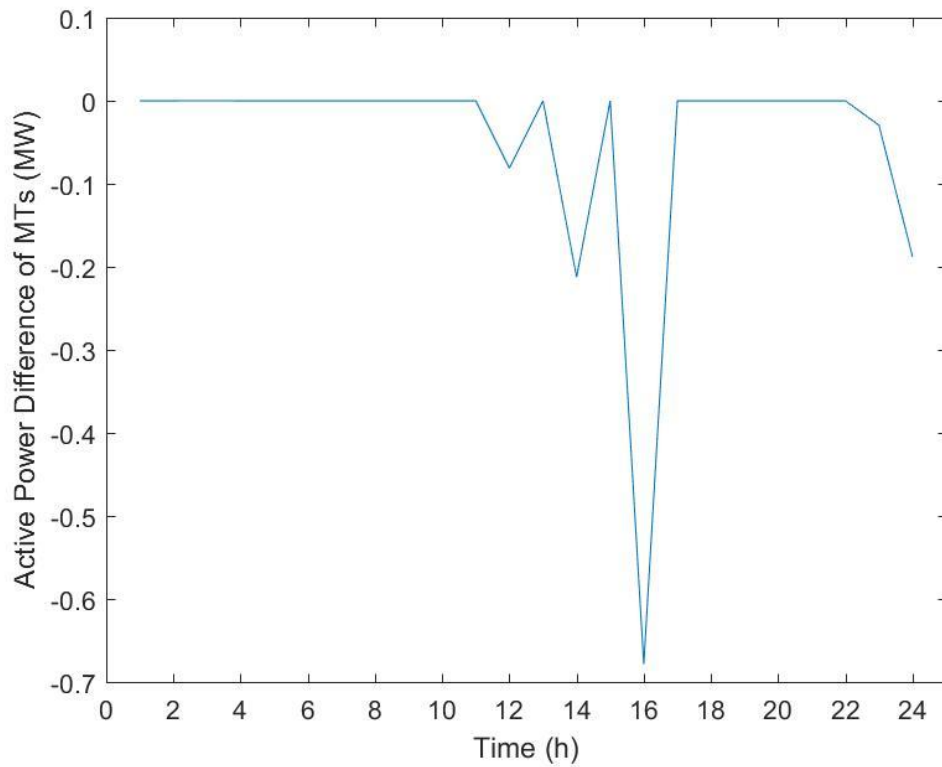
Μικροτουρμπίνες



Σχήμα 37: Παραγωγή ενέργειας από μικροτουρμπίνες (Περιπτώσεις 1, 2)

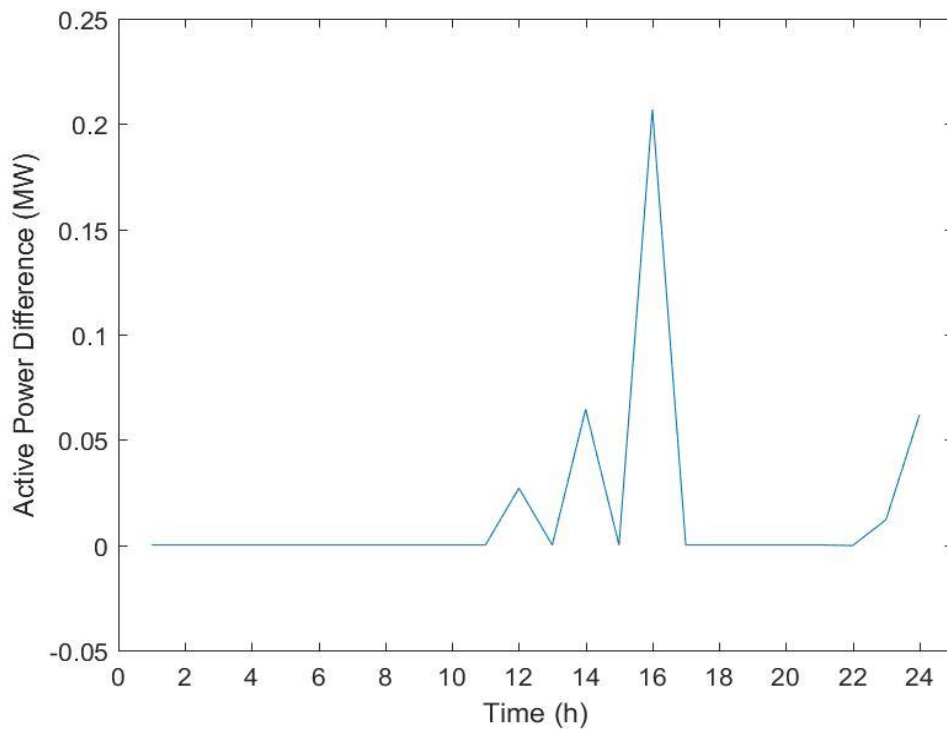
Στο Σχήμα 37, παρουσιάζεται η λειτουργία των μικροτουρμπίνων για τις περιπτώσεις 1, 2 (Πίνακας 7). Το κόστος παραγωγής ενέργειας από τις μικροτουρμπίνες, c^G , έχει οριστεί στα 50 €/MW. Για το λόγο αυτό, παρατηρείται και σε αυτή την περίπτωση, πως οι μικροτουρμπίνες τίθενται σε λειτουργία από τις 13:00 έως το τέλος της ημέρας, όπου το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το ανάντι δίκτυο είναι υψηλότερο (Σχήμα 2). Το κόστος ανακατανομής των γεννητριών, Δc^{AG} , έχει οριστεί στα 62,5 €/MW και η διαφοροποίηση της λειτουργίας των μικροτουρμπίνων σε σχέση με την περίπτωση 1 που απεικονίζεται στο Σχήμα 37, υποδεικνύει πως η κάλυψη των μεταβολών που προκύπτουν καλύπτεται σε ένα βαθμό από αυτές.

Στο Σχήμα 38, παρουσιάζεται η μεταβολή στη λειτουργία του συνόλου των μικροτουρμπίνων κατά τη διάρκεια της ημέρας, όπως προκύπτει από τη στοχαστική προσέγγιση. Δηλαδή, απεικονίζεται η διαφορά του αθροίσματος της παραγωγής των μικροτουρμπίνων κατά τη ντετερμινιστική προσέγγιση (Περίπτωση 1), με το άθροισμα της παραγωγής τους κατά τη στοχαστική, όπου λαμβάνεται υπόψιν η αβεβαιότητα της πρόβλεψης (Περίπτωση 2). Παρατηρείται λοιπόν πως ο διαχειριστής στην προσπάθεια του να καλύψει τις μεταβολές, μειώνει και εδώ τη λειτουργία των μικροτουρμπίνων ούτως ώστε να έχει το περιθώριο να καλύψει τις μεταβολές που έχουν προβλεφθεί στην Περίπτωση 2.



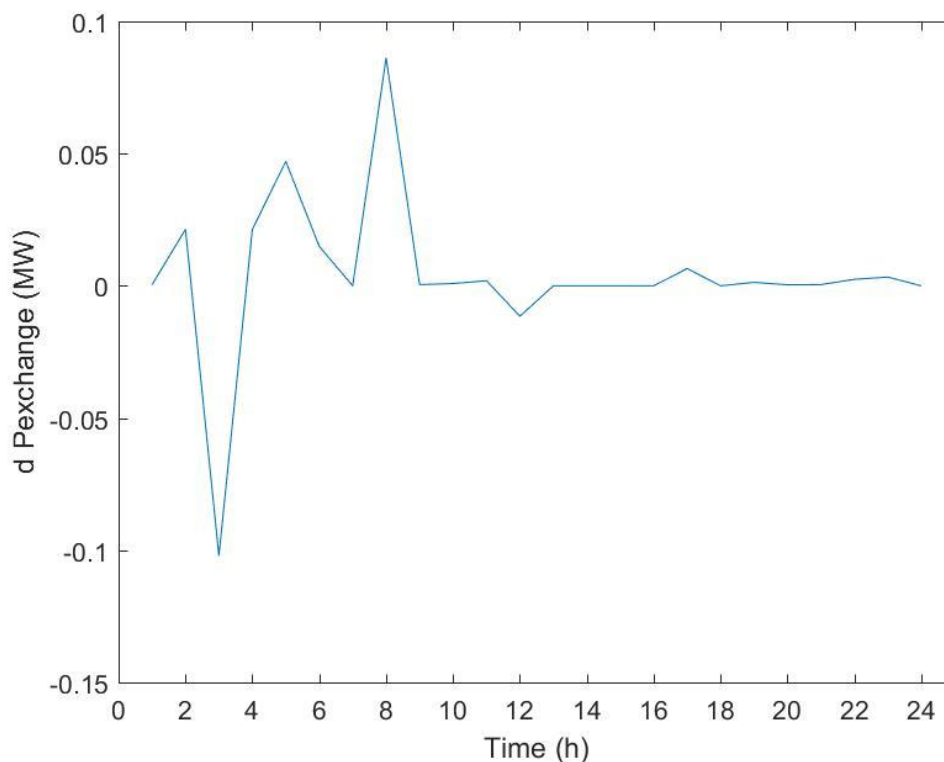
Σχήμα 38: Μεταβολή ενεργού ισχύος μικροτουρμπίνων (Περίπτωση 2)

Στο Σχήμα 39, παρουσιάζεται το άθροισμα των σταθμευμένων μεταβολών, που εν τέλει καλύπτονται από τις μικροτουρμπίνες.



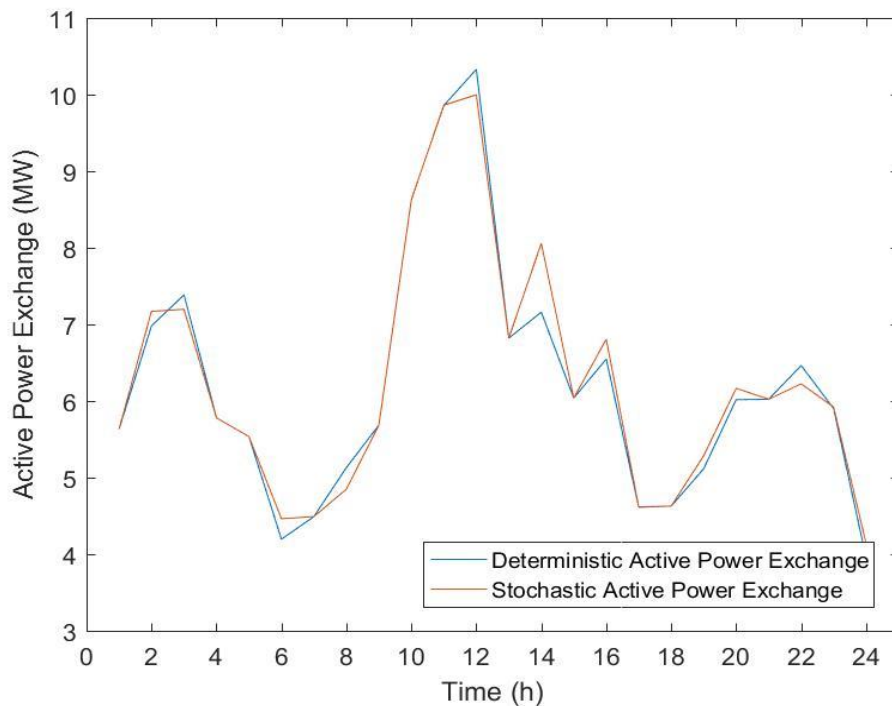
Σχήμα 39: Μεταβολές ενεργού ισχύος που καλύπτουν οι μικροτουρμπίνες (Περίπτωση 2)

Στη συνέχεια, στο Σχήμα 40 παρουσιάζονται οι μεταβολές που μένει να καλύψει ο διαχειριστής μέσω της ανταλλαγής ενέργειας με το ανάντι δίκτυο. Προστίθενται δηλαδή, οι μεταβολές που καλύπτονται από τις μικροτουρμπίνες (Σχήμα 39), στις εναπομείνουσες για κάλυψη μεταβολές, που απεικονίζονται στο Σχήμα 36. Από το Σχήμα 40, παρατηρείται πως καλύπτεται το μεγαλύτερο μέρος των μεταβολών από τις μικροτουρμπίνες, και πως οι μεταβολές που μένουν να καλυφθούν είναι κατά το χρονικό διάστημα πριν τη λειτουργία των μικροτουρμπίνων, όπου το κόστος ανταλλαγής ισχύος είναι στα χαμηλότερα επίπεδα της ημέρας (Σχήμα 3, Σχήμα 4). Παράλληλα, συγκρίνοντας τα Σχήμα 38 και Σχήμα 39 παρατηρείται πως η παραγωγή των μικροτουρμπίνων μειώθηκε περισσότερο απ' ότι χρειαζόταν για να καλυφθούν εν τέλη οι μεταβολές. Το γεγονός αυτό υποδεικνύει, πως η λειτουργία των μικροτουρμπίνων βελτιστοποιήθηκε συμβάλλοντας στην περεταίρω μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας του μικροδικτύου.



Σχήμα 40: Μεταβολή ενεργού ισχύος μετά την αξιοποίηση των μικροτουρμπίνων (Περίπτωση 2)

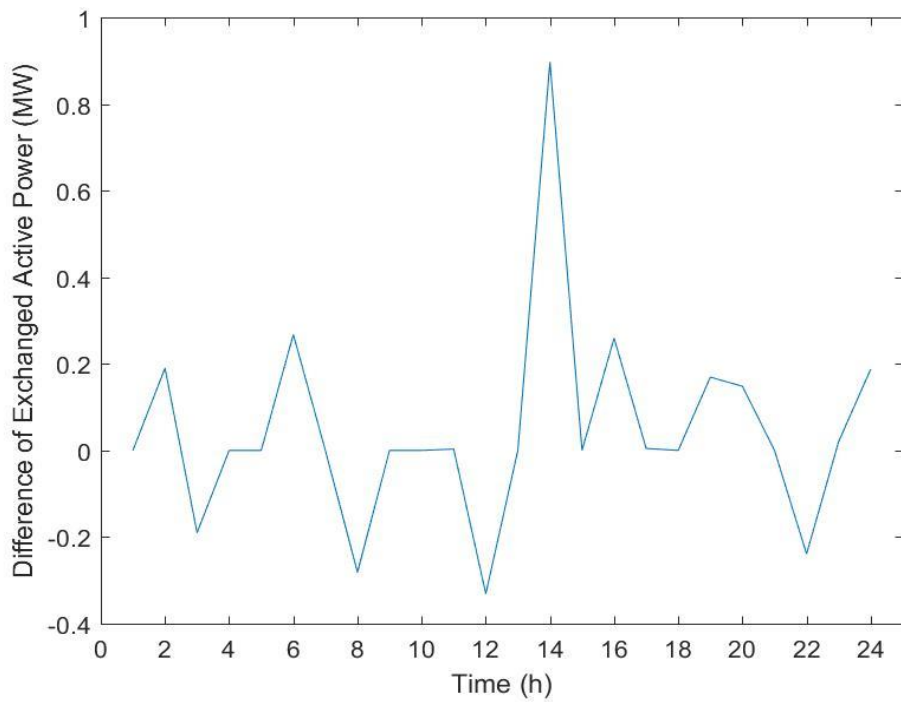
Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο



Σχήμα 41: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 1, 2)

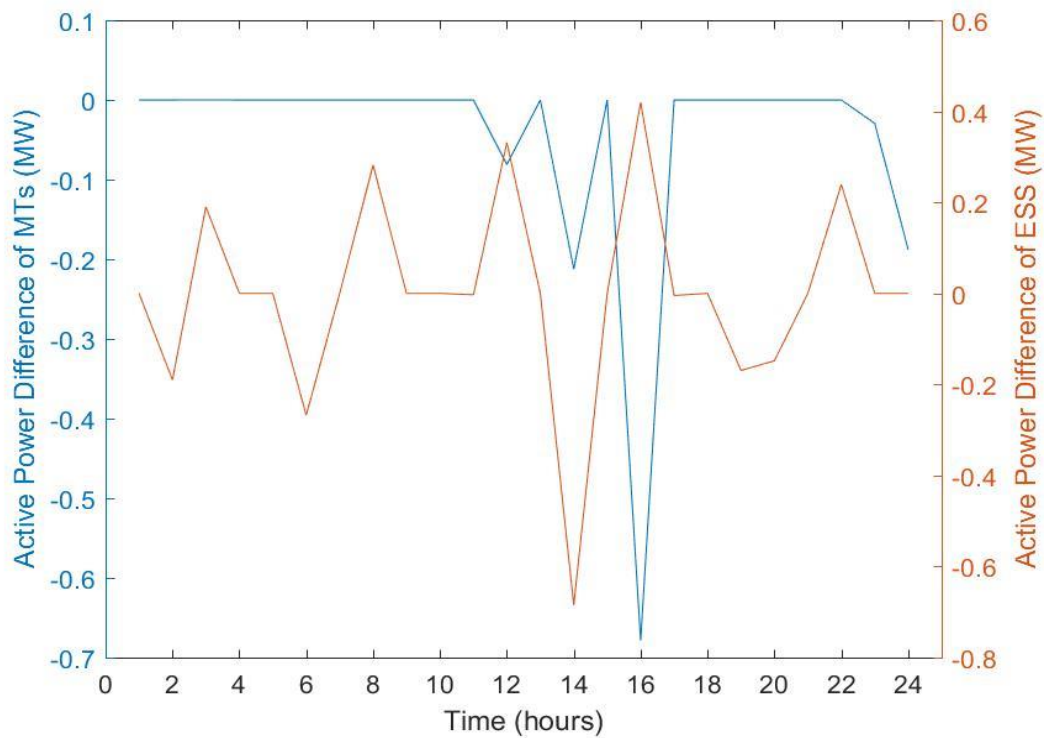
Η ανταλλαγή ενέργειας με το ανάντι δίκτυο για τις περιπτώσεις 1, 2 παρουσιάζεται στο Σχήμα 41. Παρατηρείται πως τα γραφήματα παρουσιάζουν μεγάλη ομοιότητα τις περισσότερες ώρες της ημέρας. Οι αποκλίσεις που εντοπίζονται οφείλονται στη μεταβολή της λειτουργίας των στοιχείων του μικροδικτύου. Πιο συγκεκριμένα, προκύπτουν από τις μεταβολές που κάνει ο διαχειριστής στη μπαταρία και τις μικροτουρμπίνες προκειμένου να δημιουργήσει τα περιθώρια κάλυψης των μεταβολών που έχουν προβλεφθεί κατά το 2^ο στάδιο της στοχαστικής προσέγγισης.

Στο Σχήμα 42 απεικονίζεται η διαφορά στην ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο για την περίπτωση 2, σε σχέση με την περίπτωση 1.



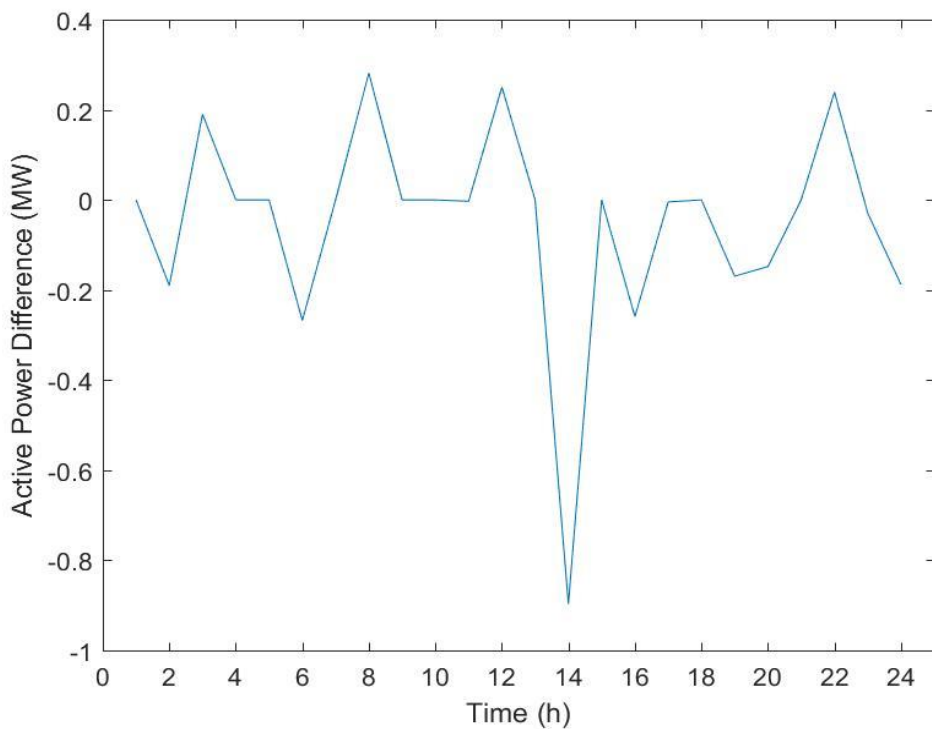
Σχήμα 42: Διαφορά ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 1,2)

Στο Σχήμα 43 παρουσιάζονται οι μεταβολές της λειτουργίας των στοιχείων (μπαταρία, μικροτουρμπίνες) κατά τη στοχαστική προσέγγιση, συγκριτικά με τη λειτουργία τους κατά τη ντετερμινιστική.



Σχήμα 43: Διαφορά ενεργού ισχύος μπαταρίας και μικροτουρμπίνων (Περιπτώσεις 1, 2)

Αθροίζοντας τις τιμές των γραφημάτων του Σχήμα 43, γίνεται πλέον φανερό μέσω του Σχήμα 44, πως οι μεταβολές στη διαφοροποίηση του γραφήματος ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο οφείλονται αποκλειστικά στην προσαρμογή της λειτουργίας των στοιχείων του μικροδικτύου που μπορεί να ελέγξει ο διαχειριστής. Το γράφημα της διαφοράς ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Σχήμα 42), είναι το αντίστροφο του γραφήματος που απεικονίζεται το άθροισμα των μεταβολών των στοιχείων του μικροδικτύου που ελέγχει ο διαχειριστής (Σχήμα 44).



Σχήμα 44: Άθροισμα μεταβολών ενεργού ισχύος μπαταρίας και μικροτουρμπίνων (Περιπτώσεις 1, 2)

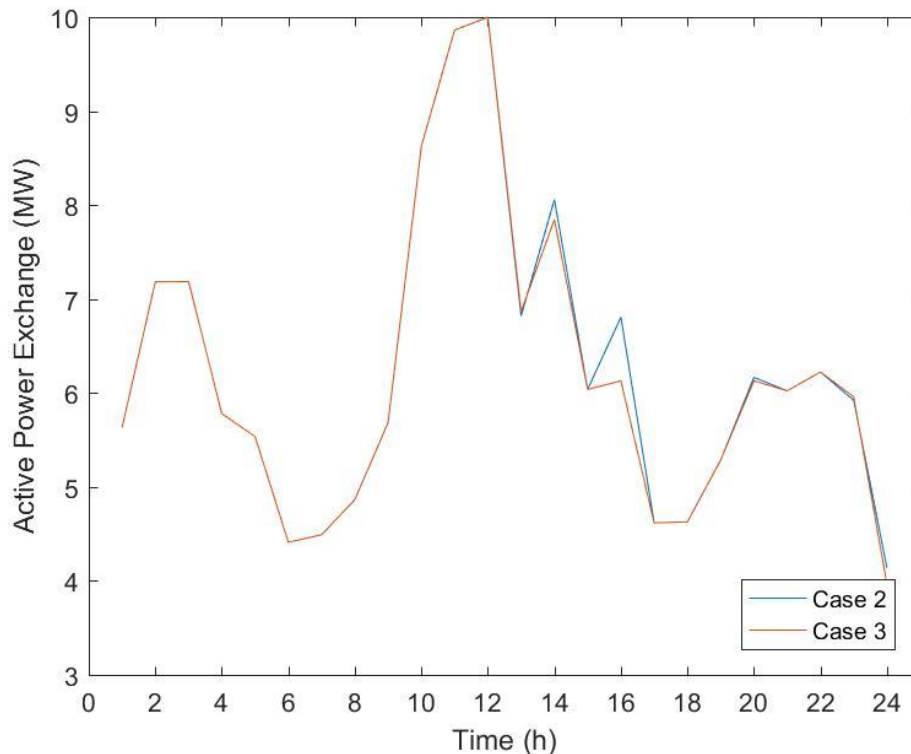
Συγκρίνοντας τις περιπτώσεις των ομάδων που αναλύθηκαν, γίνεται κατανοητό πως η συμβολή της μπαταρίας ήταν σημαντική για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του μικροδικτύου, καθώς όπως προκύπτει από τις τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεων, μειώνεται σημαντικά το συνολικό κόστος λειτουργίας του μικροδικτύου.

Κατά την ανάλυση των παραπάνω περιπτώσεων, εξηγείται λεπτομερώς η λειτουργία του μικροδικτύου, ο τρόπος με τον οποίο τα στοιχεία αυτού αλληλοεπιδρούν, αλλά και η σημασία των επιπλέον στοιχείων με τα οποία ο διαχειριστής μπορεί να προβεί στην καλύτερη διαχείριση των μεταβολών που προβλέπονται και να βελτιστοποιήσει τελικά τη λειτουργία του μικροδικτύου. Στη συνέχεια παρουσιάζονται και σχολιάζονται ενδεικτικά, τα γραφήματα ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο για κάποιες από τις περιπτώσεις του Πίνακα 5.

Πίνακας 8: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 2, 3)

A/A	c^G [€/MW]	Δc^{DG} [€/MW]	Αντικειμενική συνάρτηση [€]
2	50	62,5	9.781025827141e+03
3	50	75	9.783091224325e+03

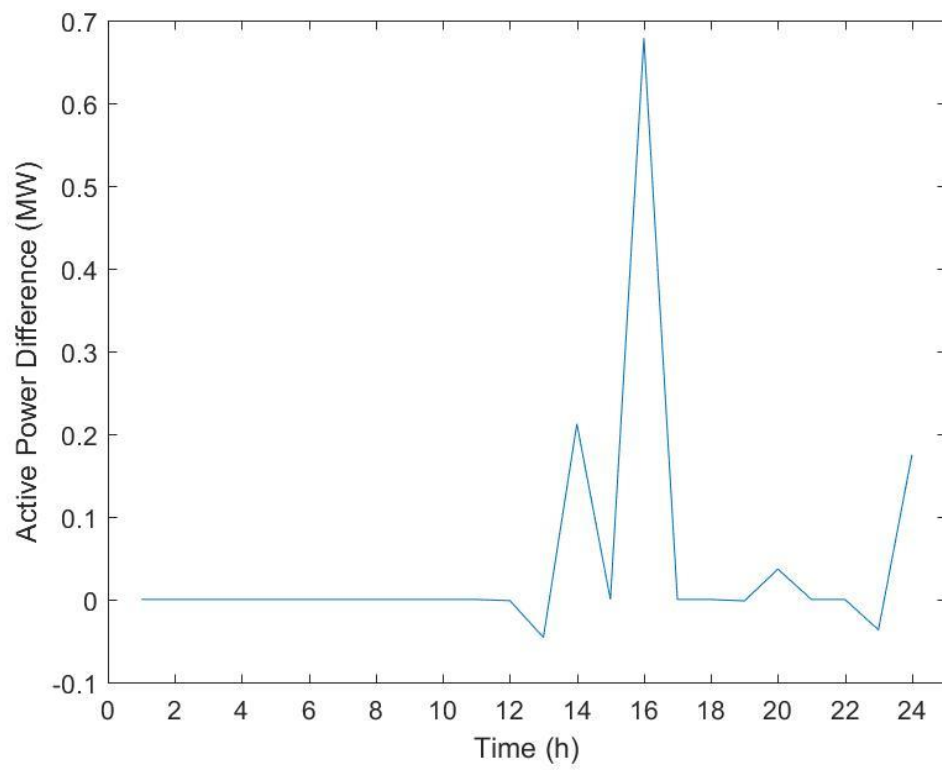
Στο Σχήμα 45 παρουσιάζονται τα γραφήματα ανταλλαγής ισχύος των περιπτώσεων 2, 3 της ομάδας A.



Σχήμα 45: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 2, 3)

Η διαφορά που εντοπίζεται στις τιμές και τις παραμέτρους μεταξύ των δύο περιπτώσεων, είναι στο κόστος ανακατανομής των γεννητριών, όπου από 62,5 €/MW, γίνεται 75 €/MW.

Στο Σχήμα 46 παρουσιάζεται η διαφορά μεταξύ των 2 γραφημάτων, και παρατηρείται πως η αύξηση του κόστους ανακατανομής είναι υπεύθυνη για τις διαφορές που παρατηρούνται στο Σχήμα 45. Αυτό προκύπτει από τη σύγκριση του Σχήμα 46 με το Σχήμα 39 όπου φαίνεται πως εξαιτίας του αυξημένου κόστους ανακατανομής, η προσαρμογή της λειτουργίας που έγινε στην περίπτωση 2 (Σχήμα 38), αναιρείται (Σχήμα 46), και για το λόγο αυτό, στην 3^η περίπτωση, η λειτουργία τους δεν διαφοροποιείται σε σχέση με την περίπτωση 1. Οι υπόλοιπες μεταβολές που εντοπίζονται είναι ασήμαντες και οφείλονται στη λειτουργία της μπαταρίας, η οποία τροποποιείται σε μία προσπάθεια να εξισορροπήσει αυτή την κατάσταση.

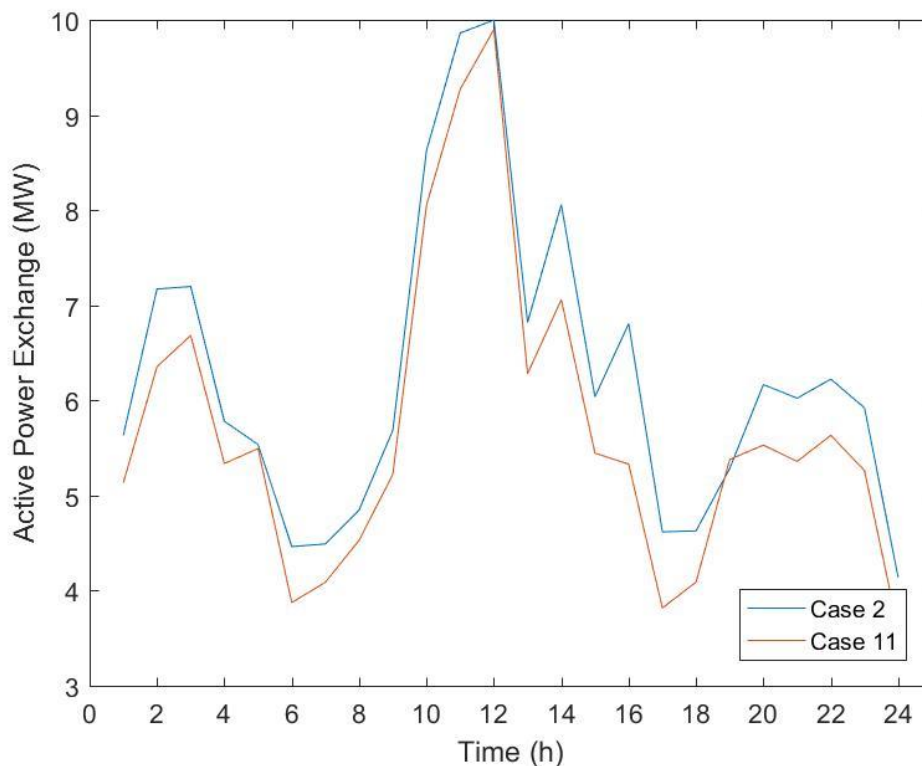


Σχήμα 46: Διαφορά ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 2,3)

Στη συνέχεια, γίνεται σύγκριση μεταξύ των περιπτώσεων 2, 11 της ομάδας Α. Στην περίπτωση 11, διαφοροποιείται η παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ, καθώς στην περίπτωση 11 αυξάνεται κατά 20%. Στο Σχήμα 47 παρουσιάζονται τα γραφήματα ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο των δύο περιπτώσεων.

Πίνακας 9: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση (Περιπτώσεις 2, 11)

A/A	c^G [€/MW]	Δc^{AG} [€/MW]	Αντικειμενική συνάρτηση [€]
2	50	62,5	9.781025827141e+03
11	50	62,5	9.123773610104e+03



Σχήμα 47: Ανταλλαγή ισχύος με το ανάντι δίκτυο (Περιπτώσεις 2, 11)

Παρατηρείται ουσιαστικά μία μετατόπιση προς τα κάτω για το γράφημα της περίπτωσης 11. Ο λόγος είναι πως η αυξημένη παραγωγή καλύπτει μέρος της ενέργειας που αναγκαζόταν ο διαχειριστής να προμηθευτεί από το ανάντι δίκτυο. Όσον αφορά τις διαφορές ως προς τη μορφή των δύο γραφημάτων, η αύξηση της παραγωγής των ΑΠΕ αυξάνει την αβεβαιότητα πρόβλεψης της λειτουργίας τους, με αποτέλεσμα να επηρεάζονται οι τιμές των μεταβολών που έχουν προβλεφθεί για την παραγωγή ενέργειας από αυτές. Συνεπώς, η ανάγκη κάλυψης των μεταβολών έχει διαφοροποιηθεί. Γίνεται λοιπόν σαφές, πως η λειτουργία των στοιχείων του μικροδικτύου μεταβάλλεται, με αποτέλεσμα να διαφοροποιείται η μορφή των 2 γραφημάτων.

Επιπλέον, συγκρίνοντας τις τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεων, παρατηρείται πως η αύξηση της παραγωγής των ΑΠΕ, σε συνδυασμό με το μηδενικό κόστος λειτουργίας τους, οδηγεί στη μείωση του συνολικού κόστους.

Τα συμπεράσματα που προκύπτουν από τα παραπάνω, περιέχουν αρκετή πληροφορία για την κατανόηση της λειτουργίας του μικροδικτύου και της αλληλεπίδρασης των στοιχείων του. Επιπλέον η ανάλυση των παραπάνω περιπτώσεων, καλύπτει τις βασικές συγκρίσεις που προκύπτουν από τις προσομοιώσεις του Πίνακα 4. Πιο συγκεκριμένα, έγινε σύγκριση της λειτουργίας του μικροδικτύου με και χωρίς την ύπαρξη συσσωρευτή ενέργειας, μεταξύ περιπτώσεων με διαφορετικά κόστη ανακατανομής των γεννητριών και διαφορετική παραγωγή από τις ΑΠΕ.

Τέλος, προκειμένου να γίνει κατανοητός ο τρόπος με τον οποίο επηρεάζεται η λειτουργία του μικροδικτύου από τη διακύμανση, γίνεται σύγκριση των τιμών των αντικειμενικών συναρτήσεων των ομάδων Α και Γ (Πίνακας 10) και των ομάδων Β και Δ (Πίνακας 11), του Πίνακα 4. Στην 5^η στήλη κάθε πίνακα, παρουσιάζεται η διαφορά των αντικειμενικών συναρτήσεων, με στόχο να φανεί η επιρροή της διακύμανσης στο συνολικό κόστος λειτουργίας του μικροδικτύου.

Πίνακας 10: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση ομάδων Α, Γ

c^G [€/MW]	$\Delta c^{\Delta G}$ [€/MW]	Αντικειμενική συνάρτηση [€] (Ομάδα Α)	Αντικειμενική συνάρτηση [€] (Ομάδα Γ)	Διαφορά αντικειμενικών [€] (Γ-Α)
50	-	9,712082510204e+03	9,712082510204e+03	0,00
50	62,5	9,781025827141e+03	9,792737621773e+03	11,71
50	75	9,783091224325e+03	9,795356583957e+03	12,27
75	-	1,069464251020e+04	1,069464251020e+04	0,00
75	93,75	1,075884147361e+04	1,077609548335e+04	17,25
75	112,5	1,076441670394e+04	1,077815950005e+04	13,74
100	-	1,109052210204e+04	1,109052210204e+04	0,00
100	125	1,116050499497e+04	1,117306876387e+04	12,56
100	150	1,116152281313e+04	1,117338628372e+04	11,86

Πίνακας 11: Παράμετροι και αντικειμενική συνάρτηση ομάδων Β, Δ

c^G [€/MW]	$\Delta c^{\Delta G}$ [€/MW]	Αντικειμενική συνάρτηση [€] (Ομάδα Β)	Αντικειμενική συνάρτηση [€] (Ομάδα Δ)	Διαφορά αντικειμενικών [€] (Δ-Β)
50	-	9,040492510204e+03	9,040492510204e+03	0,00
50	62,5	9,123773610104e+03	9,221567326141e+03	97,79
50	75	9,125236773315e+03	9,227209936949e+03	101,97
75	-	1,002305251020e+04	1,002305251020e+04	0,00
75	93,75	1,010147861847e+04	1,018956666466e+04	88,09
75	112,5	1,010690834972e+04	1,020340236783e+04	96,49
100	-	1,041721751020e+04	1,041721751020e+04	0,00
100	125	1,050097924308e+04	1,059778843370e+04	96,81
100	150	1,050334891940e+04	1,060538573663e+04	102,04

Από τα παραπάνω παρατηρείται, πως παρά το γεγονός ότι η αυξημένη παραγωγή των ΑΠΕ συμβάλει στην κάλυψη μεγαλύτερου ποσοστού του φορτίου, όπου σε συνδυασμό με το μηδενικό κόστος λειτουργίας τους συμβάλλουν στη μείωση του κόστους της αντικειμενικής συνάρτησης,

το κόστος της αναπροσαρμογής αυξάνεται. Αυτό γίνεται κατανοητό από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων της 5^{ης} στήλης των Πίνακας 10 και Πίνακας 11. Η διαφορά των αντικειμενικών συναρτήσεων στις περιπτώσεις του Πίνακας 11, όπου η παραγωγή των ΑΠΕ είναι αυξημένη, είναι πολλαπλάσια μεγαλύτερη σε σχέση με τις αντίστοιχες του Πίνακας 10. Η διαφορά αυτή είναι λογική, καθώς η αυξημένη παραγωγή σε συνδυασμό με την αυξημένη διακύμανση (20% από 10%), αυξάνει σημαντικά το σφάλμα της πρόβλεψης κατά απόλυτη τιμή. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να απαιτούνται μεγαλύτερες μεταβολές κατά το 1ο στάδιο της στοχαστικής προσέγγισης προκειμένου να καλυφθεί το σφάλμα της πρόβλεψης. Σε κάθε περίπτωση, η αύξηση της παραγόμενης ισχύος από τις ΑΠΕ κατά 20% είναι σημαντική, καθώς οι τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεων του

Πίνακας 11 είναι σημαντικά μειωμένες σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές του Πίνακας 10.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο – ΣΥΝΟΨΗ ΚΑΙ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, παρουσιάζεται ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο για τη βέλτιστη λειτουργία ενός μικροδικτύου, με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του, υπό κανονικές συνθήκες. Το προτεινόμενο πλαίσιο αποσκοπεί στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των στοιχείων του μικροδικτύου και την αποδοτικότερη αξιοποίηση του ανάντι δικτύου όταν υπάρχει ανάγκη σε ισχύ που δεν καλύπτεται από τα στοιχεία αυτού, λαμβάνοντας παράλληλα υπόψη τις αβεβαιότητες που σχετίζονται με την αδυναμία πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης του φορτίου.

Προκειμένου να επιτευχθεί η παρουσίαση ενός ολοκληρωμένου πλαισίου για τη βέλτιστη λειτουργία του μικροδικτύου, γίνεται αρχικά μία ντετερμινιστική προσέγγιση του προβλήματος και στη συνέχεια μία στοχαστική, για χρονικό διάστημα 24^{ωv} ωρών. Κατά τη ντετερμινιστική προσέγγιση, εξετάζονται τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης που βασίζονται αποκλειστικά στις αναμενόμενες τιμές (expected value) πρόβλεψης των φορτίων και των ΑΠΕ, αγνοώντας την αβεβαιότητα που προαναφέρθηκε, θεωρώντας δηλαδή πως γίνεται τέλεια πρόβλεψη. Σε ό,τι αφορά τη στοχαστική προσέγγιση, το πρόβλημα μοντελοποιείται ως ένα πρόβλημα δύο σταδίων. Κατά το πρώτο στάδιο βελτιστοποιείται η λειτουργία του μικροδικτύου βάσει των αναμενόμενων τιμών πρόβλεψης, δηλαδή η μοντελοποίηση είναι ίδια με το ντετερμινιστική προσέγγιση, ενώ κατά το δεύτερο στάδιο προσαρμόζεται η λειτουργία των στοιχείων του μικροδικτύου, σύμφωνα με τα σφάλματα πρόβλεψης των σεναρίων που λαμβάνονται υπόψη. Για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας, χρησιμοποιούνται μεταβλητές δεύτερου σταδίου («Δ») και σεναρία πρόβλεψης διαφορετικών καταστάσεων σε ότι αφορά την παραγωγή των ΑΠΕ και τη ζήτηση. Για την ανάπτυξη αντιπροσωπευτικών σεναρίων, γίνεται χρήση του αλγόριθμου παραγωγής και μείωσης σεναρίων που περιγράφεται στην παράγραφο 2.4.2.

Οι μέθοδοι που αναφέρονται παραπάνω, εφαρμόζονται στο πρότυπο δίκτυο 33 ζυγών της IEEE (Σχήμα 5). Το πρότυπο δίκτυο των 33 ζυγών που χρησιμοποιήθηκε, είναι ακτινικό και περιλαμβάνει ένα (1) φωτοβολταϊκό, τρεις (3) ανεμογεννήτριες, τέσσερις (4) μικροτουρμπίνες και μία (1) μονάδα αποθήκευσης ενέργειας. Από τις προσομοιώσεις που έγιναν και σχολιάστηκαν στο Κεφάλαιο 4, προέκυψαν αρκετά συμπεράσματα για τα επιμέρους στοιχεία του μικροδικτύου, τον τρόπο με τον οποίο αλληλοεπιδρούν αλλά και το πως επηρεάζουν τελικώς το συνολικό κόστος λειτουργίας του. Αναλυτικότερα, όσον αφορά τις ΑΠΕ, παρατηρήθηκε πως η συμβολή τους είναι καθοριστική για την οικονομικότερη λειτουργία ενός μικροδικτύου καθώς καλύπτουν σημαντικό μέρος της ζήτησης. Επιπλέον, η αύξηση της παραγωγής των ΑΠΕ, αν και σημαντική για την κάλυψη επιπλέον ζήτησης, εισάγει μεγαλύτερη αβεβαιότητα στην πρόβλεψη της παραγωγής, γεγονός που καθιστά δυσκολότερο τον προγραμματισμό της λειτουργίας του μικροδικτύου.

Γίνεται αντιληπτό, πως το πρόγραμμα βελτιστοποίησης, είναι ικανό να αποφασίζει τη βέλτιστη λειτουργία του μικροδικτύου, λαμβάνοντας υπόψη τους παράγοντες που εισάγουν την αβεβαιότητα. Η λειτουργία των μικροτουρμπίνων και της συσκευής αποθήκευσης ενέργειας βελτιστοποιείται όπως αναλύεται στο Κεφάλαιο 4, αναδεικνύοντας τα πλεονεκτήματα της στοχαστικής προσέγγισης έναντι της ντετερμινιστικής. Πιο συγκεκριμένα, σε ό,τι αφορά τη μπαταρία, παρατηρήθηκε πως η λειτουργία της εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το κόστος ανταλλαγής ισχύος με το ανάντι δίκτυο. Μέσω της μπαταρίας, ο διαχειριστής εκμεταλλεύεται τις περιόδους χαμηλής ζήτησης ή τις περιόδους όπου το κόστος αγοράς ενέργειας είναι χαμηλό,

για να τη φορτίσει, με σκοπό να αποδώσει την "φθηνή" ενέργεια που απορρόφησε κατά τη φόρτισή της, σε περιόδους αυξημένης ζήτησης και υψηλού κόστους αγοράς. Η στρατηγική αυτή, σε συνδυασμό με το μηδενικό κόστος χρήσης της μπαταρίας, συμβάλει στην ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας του μικροδικτύου και στη βελτιστοποίηση της χρήσης της διαθέσιμης ενέργειας, προσφέροντας έναν φθηνότερο τρόπο κάλυψης της ζήτησης.

Οι μικροτουρμπίνες αποτελούν ένα σημαντικό στοιχείο για τη λειτουργία και τη βελτιστοποίηση του μικροδικτύου, καθώς έχουν ελεγχόμενη παραγωγή. Ο διαχειριστής ρυθμίζει τη λειτουργία τους λαμβάνοντας σε κάθε περίπτωση υπόψη το κόστος λειτουργίας των μικροτουρμπίνων και το κόστος ανταλλαγής ενέργειας με το ανάντι δίκτυο. Το κόστος λειτουργίας τους αναλύεται στο κόστος παραγωγής ενέργειας και το κόστος των εκπομπών, ενώ όταν λαμβάνεται υπόψη η αβεβαιότητα της πρόβλεψης που έχει αναφερθεί, στο 2^ο στάδιο της στοχαστικής προσέγγισης συνυπολογίζονται και οι μεταβολές στη λειτουργία των μικροτουρμπίνων, οι οποίες κοστολογούνται με βάση το κόστος ανακατανομής, Δc^{4G} . Πιο συγκεκριμένα, όταν το κόστος λειτουργίας των μικροτουρμπίνων είναι χαμηλότερο από το κόστος αγοράς ενέργειας από το ανάντι δίκτυο, τότε η λειτουργία των μικροτουρμπίνων είναι προτιμότερη για την κάλυψη της ζήτησης. Αντιθέτως, εάν το κόστος αγοράς είναι χαμηλότερο, είναι προτιμότερο να αγοραστεί ενέργεια από το ανάντι δίκτυο. Επιπλέον, παρατηρήθηκε πως όταν οι μικροτουρμπίνες λειτουργούν στο μικροδίκτυο μαζί με μπαταρίες, οι μεταβολές που εν τέλει καλύπτουν οι μικροτουρμπίνες είναι σημαντικά μειωμένες σε σχέση με την περίπτωση που δεν υπάρχει μπαταρία στο δίκτυο. Ο λόγος είναι πως το μηδενικό κόστος λειτουργίας της μπαταρίας την καθιστά μία συμφέρουσα επιλογή για την κάλυψη των μεταβολών, καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας.

Στο Κεφάλαιο 4 προσομοιώθηκε επίσης, η λειτουργία του μικροδικτύου για περιπτώσεις όπου η παραγωγή των ΑΠΕ είναι αυξημένη. Επιπλέον προσομοιώθηκε η λειτουργία για αυξημένη διακύμανση της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης κατά την παραγωγή των σεναρίων. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η αύξηση της παραγόμενης ισχύος από τις ΑΠΕ, σε συνδυασμό με το μηδενικό κόστος λειτουργίας τους, είναι σημαντική. Συγχρόνως όμως παρατηρείται, πως η αύξηση της διακύμανσης, και ειδικά σε συνδυασμό με την αύξηση της παραγωγής, αυξάνει σημαντικά το περιθώριο σφάλματος και έχει ως αποτέλεσμα να απαιτούνται μεγαλύτερες μεταβολές κατά το 1^ο στάδιο της στοχαστικής προσέγγισης προκειμένου να καλυφθεί το σφάλμα της πρόβλεψης.

Συμπερασματικά, οι ντετερμινιστικές προσεγγίσεις δεν είναι κατάλληλες για την αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων με τις οποίες έρχεται αντιμέτωπος ο διαχειριστής ενός μικροδικτύου. Η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ και η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση, αποτελούν σημαντικές προκλήσεις που πρέπει να αντιμετωπιστούν, δημιουργώντας την απαίτηση για πρόβλεψη και προγραμματισμό της λειτουργίας του μικροδικτύου κάνοντας χρήση αντιπροσωπευτικών σεναρίων. Η στοχαστική βελτιστοποίηση σε συνδυασμό με τη χρήση εργαλείων πρόβλεψης υψηλής ακρίβειας είναι κρίσιμη, καθώς επηρεάζεται σημαντικά η ποιότητα των παραγόμενων αποτελεσμάτων

ΥΠΟΜΝΗΜΑ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΔΙΚΤΥΟΥ

Ζυγοί	P [MW]	Q [MVar]	Ζυγός εκκίνησης γραμμής	Ζυγός τερματισμού γραμμής	r [ohm]	x [ohm]
1	0,00	0,00	1	2	0.0922	0.0470
2	7,02	2,31	2	3	0.4930	0.2511
3	6,32	2,08	3	4	0.3660	0.1864
4	8,42	2,77	4	5	0.3811	0.1941
5	4,21	1,38	5	6	0.8190	0.7070
6	4,21	1,38	6	7	0.1872	0.6188
7	14,03	4,61	7	8	0.7114	0.2351
8	14,03	4,61	8	9	10.300	0.7400
9	4,21	1,38	9	10	10.440	0.7400
10	4,21	1,38	10	11	0.1966	0.0650
11	3,16	1,04	11	12	0.3744	0.1238
12	4,21	1,38	12	13	14.680	11.550
13	4,21	1,38	13	14	0.5416	0.7129
14	8,42	2,77	14	15	0.5910	0.5260
15	4,21	1,38	15	16	0.7463	0.5450
16	4,21	1,38	16	17	12.890	17.210
17	4,21	1,38	17	18	0.7320	0.5740
18	6,32	2,08	2	19	0.1640	0.1565
19	6,32	2,08	19	20	15.042	13.554
20	6,32	2,08	20	21	0.4095	0.4784
21	6,32	2,08	21	22	0.7089	0.9373
22	6,32	2,08	3	23	0.4512	0.3083
23	6,32	2,08	23	24	0.8980	0.7091
24	29,47	9,69	24	25	0.8960	0.7011
25	29,47	9,69	6	26	0.2030	0.1034
26	4,21	1,38	26	27	0.2842	0.1447
27	4,21	1,38	27	28	10.590	0.9337
28	4,21	1,38	28	29	0.8042	0.7006
29	8,42	2,77	29	30	0.5075	0.2585
30	14,03	4,61	30	31	0.9744	0.9630
31	10,53	3,46	31	32	0.3105	0.3619
32	14,74	4,84	32	33	0.3410	0.5302
33	4,21	1,38	21	8	20.000	20.000
			9	15	20.000	20.000
			12	22	20.000	20.000
			18	33	0.5000	0.5000
			25	29	0.5000	0.5000

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=FR>
- [2] https://el.wikipedia.org/wiki/Ανανεώσιμες_πηγές_ενέργειας
- [3] https://en.wikipedia.org/wiki/Distributed_generation
- [4] Renewable Energy Statistics 2022, *Renewable Energy Statistics 2022*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [Online]. Available: <http://irena.org>
- [5] Garg, V. K., & Sharma, S. (2018). Overview on Microgrid System. *2018 Fifth International Conference on Parallel, Distributed and Grid Computing (PDGC)*, 694–699. <https://doi.org/10.1109/PDGC.2018.8745849>
- [6] Saeed, M. H., Fangzong, W., Kalwar, B. A., & Iqbal, S. (2021). A Review on Microgrids' Challenges Perspectives. In *IEEE Access* (Vol. 9, pp. 166502–166517). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3135083>
- [7] Jha, S. K., Stoa, P., & Uhlen, K. (2017, April 20). Green and hybrid microgrid for rural electrification. *IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference 2016, R10-HTC 2016 - Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/R10-HTC.2016.7906841>
- [8] <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/06/f32/The%20US%20Department%20of%20Energy%27s%20Microgrid%20Initiative.pdf>
- [9] https://en.wikipedia.org/wiki/Nonlinear_system
- [10] Shekari, T., Golshannavaz, S., & Aminifar, F. (2017). Techno-Economic Collaboration of PEV Fleets in Energy Management of Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3833–3841. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2644201>
- [11] <https://ieeexplore.ieee.org/document/1393890?arnumber=1393890>
- [12] <https://www.gurobi.com/>
- [13] <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>
- [14] Trakas, D. N., & Hatziargyriou, N. D. (2018). Optimal Distribution System Operation for Enhancing Resilience Against Wildfires. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2260–2271. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2733224>
- [15] Wang, Z., & Wang, J. (2015). Self-Healing Resilient Distribution Systems Based on Sectionalization into Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6), 3139–3149. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2389753>
- [16] Trakas, D. N., & Hatziargyriou, N. D. (2018). Optimal Distribution System Operation for Enhancing Resilience Against Wildfires. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2260–2271. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2733224>
- [17] Zimmerman, R. D., & Murillo-Sánchez, C. E. (2020). *MATP WER User's Manual Version 7.1*. Available: <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-7.1.pdf>
- [18] Trakas, D. N., Panteli, M., Hatziargyriou, N. D., & Mancarella, P. (2019). Spatial Risk Analysis of Power Systems Resilience During Extreme Events. *Risk Analysis*, 39(1), 195–211. <https://doi.org/10.1111/risa.13220>
- [19] <https://www.omazaki.co.id/en/power-system-study-analysis/>
- [20] https://www.researchgate.net/figure/Wide-observation-to-renewable-energy-sources_fig1_355433390
- [21] <https://www.microgridknowledge.com/about-microgrids/article/11429017/what-is-a-microgrid>