



## ΣΤΥΛΙΑΝΙΔΗΣ ΚΥΡΙΑΚΟΣ

Βελτιστοποίηση της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας, με πλήρη διείσδυση ηλεκτρικών οχημάτων και υψηλή απορρόφηση παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, σε μη διασυνδεδεμένη νήσο του Αιγαίου Πελάγους.



Πηγή: (EEA-EU, 2016)

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών

Τομέας Βιομηχανικής Διοίκησης και Επιχειρησιακής Έρευνας

Επιβλέπων: Τόλης Αθανάσιος, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, 2022

Στους γονείς και τον αδελφό μου,

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξολοκλήρου 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 το συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτή τη Διπλωματική εργασία είναι του συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Copyright © Στυλιανίδης Κυριάκος, 2022

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

## Σύνοψη - Περίληψη

---

Ζητούμενο της παρούσας εργασίας αποτελεί η εύρεση λύσης στο πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και του οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Αστυπάλαιας, με στόχο την επίτευξη πλήρους διείσδυσης του στόλου ηλεκτρικών οχημάτων (HO) και υψηλής αξιοποίησης της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Στα πλαίσια εύρεσης της οικονομικότερης λύσης στο πρόβλημα αυτό, αναπτύσσεται ένας αλγόριθμος γραμμικού προγραμματισμού μεικτών ακέραιων σε περιβάλλον MATLAB. Στόχος του μοντέλου αποτελεί ο καθορισμός του οικονομικότερου χρονοπρογραμματισμού των μονάδων παραγωγής, έτσι ώστε ο διαμοιρασμός της παραγωγής των μονάδων που επιλέγονται να λειτουργήσουν, να επαρκεί για την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης του συστήματος. Με την ανάπτυξη του μοντέλου κατορθώνεται η τήρηση και ικανοποίηση πληθώρας περιορισμών του συστήματος, όπως είναι οι απαιτήσεις στρεφόμενων εφεδρειών, τα όρια παραγωγής, τα όρια πρόσληψης/απόρριψης ισχύος, οι ελάχιστοι απαιτούμενοι χρόνοι λειτουργίας των μονάδων και άλλα.

Με τις ΑΠΕ να εντάσσονται ολοένα και περισσότερο στο μείγμα παραγωγής, προκύπτει η έννοια του «καθαρού φορτίου» λόγω της αξιοκρατικής προτίμησης που δίνεται στις μονάδες ΑΠΕ. Θέτοντας ως στόχο επομένως την κατά το δυνατό υψηλότερη διείσδυση της ηλεκτροπαραγωγής από μονάδες ΑΠΕ, ο αλγόριθμος φροντίζει ώστε τα επίπεδα παραγωγής των υπόλοιπων μονάδων να προσαρμόζονται και να ρυθμίζονται σύμφωνα με τα επίπεδα λειτουργίας των ΑΠΕ του εκάστοτε συστήματος.

Ακόμα, το αυξανόμενο μερίδιο των ηλεκτρικών οχημάτων (HO) στα οδικά δίκτυα αποτελεί κίνητρο για την έναρξη λεπτομερών αναλύσεων της οικονομικής σκοπιμότητας και των επιπτώσεών τους στην πλευρά της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν επίσης σημαντικά ζητήματα που πρέπει να επιλύονται σχετικά με τη δυνατότητα ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να εξυπηρετεί το πρόσθετο φορτίο που προκαλείται από τη φόρτιση HO. Σε μια προσπάθεια εύρεσης λύσεων στα παραπάνω ζητήματα, επιχειρείται η εισαγωγή των HO στο μοντέλο επίλυσης του προβλήματος, ως «ευέλικτες» μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες αποφορτίζονται και φορτίζονται με την πάροδο του χρόνου.

Οι άκαμπτες μονάδες παραγωγής επηρεάζουν σημαντικά το λειτουργικό κόστος του συστήματος και την ενοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Προτείνεται επομένως μια αποτελεσματική εναλλακτική λύση που αφορά τη λειτουργία των άκαμπτων μονάδων βασικού φορτίου κάτω από το κατασκευαστικά προτεινόμενο τεχνικό ελάχιστο όριο λειτουργίας τους (TML) για σύντομες χρονικές περιόδους.

Εντάσσοντας επομένως τις απαιτήσεις και τις μεθόδους αυτές προτείνεται, αναλύεται και επεξηγείται ένας πλήρης αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού, ενώ τελικά εξάγονται τα αποτελέσματα για δέκα υποθέσεις Σεναρίων στο σύστημα της Αστυπάλαιας. Από τα αποτελέσματα καταδεικνύεται η χρησιμότητα του μοντέλου στον έλεγχο και καθορισμό του χρονοδιαγράμματος ηλεκτροπαραγωγής ενός ηλεκτρικού συστήματος, με πλήρη διείσδυση ηλεκτρικών οχημάτων και υψηλή απορρόφηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

## Abstract

---

The subject of the present study is the solution to the problem of unit commitment and economic energy dispatch for the electricity system of Astypalea, with the aim of achieving full penetration of electric vehicle (EV) fleets, whilst ensuring a high utilization of electricity generation from renewable energy sources (RES). In order to find the most economical solution to this problem, a linear programming algorithm of mixed integers is developed in a MATLAB environment. The aim of the model is to determine the most economical scheduling of production units, so that the production sharing of the units selected to operate, is sufficient to safely meet the energy demand of the system. With the development of this model, it is possible to observe and satisfy a variety of system constraints, such as the requirements of rotating reserves, production limits, power ramp-up and ramp-down limits, the minimum required operating times of units and more.

With RES increasingly becoming part of the production mix, the concept of "net load" emerges due to the meritocratic preference given to RES units. Aiming therefore at the highest possible penetration of electricity generation from RES units, the algorithm ensures that the production levels of the other units are adjusted and regulated according to the RES operating levels of each system.

Furthermore, the growing share of electric vehicles (EVs) in road networks constitutes an incentive to inaugurate detailed studies of economic feasibility and their impact on the distribution of electricity. There are also important issues that need to be addressed regarding the ability of a power generation system to handle the additional load caused by EV charging. In an effort to find solutions to the above issues, an attempt is actualized in order to introduce electric vehicles into the problem-solving model, as "flexible" electricity storage units, which are discharged and charged over time.

Rigid and "inflexible" production units, significantly affect the operating costs of the system and the integration of renewable energy sources. An effective alternative is therefore proposed, for the operation of rigid base load units below their structurally recommended technical minimum operating limit (TML) for short periods of time.

Incorporating these requirements and methods, a complete algorithm for solving the problem of unit commitment and economic dispatch is proposed, analyzed and explained, while the results for ten Scenario cases are finally extracted for the energy system of the non-interconnected island of Astypalea. The results demonstrate the usefulness of the model in controlling and determining the power generation schedule of an electrical system, with full penetration of electric vehicles and high absorption of renewable energy sources.

## *Ευχαριστίες*

---

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2021-2022 υπό την επίβλεψη του κ. Αθανάσιου Τόλη, καθηγητή του ΕΜΠ, της σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεση της και για την καθοδήγηση που μου παρείχε.

Με την ευκαιρία θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον υποψήφιο διδάκτορα Δημήτρη Σταματάκη για τις συμβουλές και την πάντοτε έγκαιρη υποστήριξη του καθ' όλη τη διάρκεια της εργασίας, καθώς επίσης και την δρ. Άννα Γεωργαντάκη, για την τότε άμεση αποστολή των πραγματικών στοιχείων φορτίου της Αστυπάλαιας.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω όλα τα φιλικά πρόσωπα που στάθηκαν δίπλα μου σε όλες τις όμορφες στιγμές του εκπαιδευτικού μου βίου, ενώ δεν θα μπορούσα να παραλείψω να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς την οικογένειά μου, για την ατέρμονη στήριξη και την ενίσχυση που μου προσέφεραν ανιδιοτελώς όλα αυτά τα χρόνια.

## Διάρθρωση εργασίας

---

Στο κεφάλαιο 1 συνοψίζονται και αναλύονται οι απαραίτητες εισαγωγικές έννοιες για την πλήρη κατανόηση της λειτουργίας και της σημαντικότητας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά . Αναλύονται και επεξηγούνται ακόμα οι βασικές έννοιες και η νομοθεσία που αφορά την ηλεκτροκίνηση και τα ηλεκτρικά οχήματα. Στο υποκεφάλαιο 1.7 πραγματοποιείται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση και επεξήγηση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας, ενώ τελικά παρουσιάζεται το πιλοτικό έργο που πρόκειται να υλοποιηθεί στο μη διασυνδεδεμένο νησί (ΜΔΝ) της Αστυπάλαιας.

Στο κεφάλαιο 2 περιγράφεται το υπάρχον σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Αστυπάλαιας και παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά της ζήτησης φορτίου. Επεξηγείται και εφαρμόζεται μια μέθοδος πρόβλεψης φορτίου βασισμένη σε πραγματικά ιστορικά στοιχεία φορτίου της Αστυπάλαιας, ενώ τελικά καθορίζεται ένα ικανό δυναμικό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με στόχο να καλύπτεται ένα σημαντικό μέρος του προβλεπόμενου φορτίου.

Στο κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται αναλυτικά το μοντέλο που εφαρμόζεται στα πλαίσια επίλυσης του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας, με πλήρη διεξόδυση ηλεκτρικών οχημάτων και υψηλή απορρόφηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αναλύεται δηλαδή η μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος και επεξηγείται το σύνολο των περιορισμών που εισάγονται για την αποδοτική λειτουργία του αλγόριθμου που παρουσιάζεται.

Στο κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος ενώ παρατίθενται, αναλύονται και συγκρίνονται δέκα σενάρια για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Αστυπάλαιας, με στόχο να καταδειχθεί η χρησιμότητα, η αποδοτικότητα και η εφαρμοσιμότητα του μοντέλου που παρουσιάζεται.

Στο κεφάλαιο 5 συνοψίζονται τα συμπεράσματα που προκύπτουν από την παρούσα διπλωματική εργασία ενώ προτείνονται οι μελλοντικές κατευθύνσεις μελετών που θα μπορούσαν να εφαρμοστούν στο μοντέλο.

## Περιεχόμενα

---

|  |    |
|--|----|
| Σύνοψη - Περίληψη .....  | 4  |
| Abstract.....  | 5  |
| Διάρθρωση εργασίας.....  | 7  |
| Συνοτμεύσεις - αρκτικόλεξα .....   | 12 |
| Κατάλογος συμβόλων.....  | 13 |
| 1. Εισαγωγή- Ανασκόπηση βιβλιογραφίας.....   | 16 |
| 1.1. Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.....                                    | 16 |
| 1.2. Περιβαλλοντικές επιπτώσεις του κλάδου των μεταφορών .....                           | 18 |
| 1.2.1. Πολιτικές της ΕΕ .....  | 18 |
| 1.2.2. Σημαντικότητα της ηλεκτροκίνησης .....  | 19 |
| 1.2.3. Νομοθετικό πλαίσιο της Ηλεκτροκίνησης στην Ελλάδα .....                           | 20 |
| 1.3. Τύποι και κατηγορίες ηλεκτροκίνητων οχημάτων .....                                  | 21 |
| 1.3.1. Ηλεκτρικά οχήματα μπαταρίας (Battery Electric Vehicles - BEV).....                | 22 |
| 1.3.2. Υβριδικά Ηλεκτρικά Οχήματα (Hybrid Electric Vehicles - HEV).....                  | 22 |
| 1.3.3. Ηλεκτρικά Οχήματα με Κυψέλες Καυσίμου (Fuel Cell EVs - FCEVs).....                | 23 |
| 1.3.4. Ηλεκτρικά οχήματα αυξημένης αυτονομίας (H.O.A.A - Extended Range EVs - EREV)..... | 24 |
| 1.4. Τύποι και κατηγορίες φόρτισης ΗΟ.....   | 25 |
| 1.4.1. Αργή φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων.....   | 26 |
| 1.4.2. Γρήγορη φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων .....   | 26 |
| 1.4.3. Ταχεία και «Υπερταχεία» φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων .....                         | 27 |
| 1.5. Τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) .....                                 | 27 |
| 1.5.1. Ανεμογεννήτριες.....  | 28 |
| 1.5.2. Φωτοβολταϊκά συστήματα.....   | 31 |
| 1.6. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά .....   | 34 |
| 1.6.1. Κατηγοριοποίηση ηλεκτρικών συστημάτων ΜΔΝ .....                                   | 36 |
| 1.6.2. Χαρακτηριστικά και επιτρεπόμενες αποκλίσεις Συστήματος Διανομής ΜΔΝ37             |    |
| 1.6.3. Ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός .....                                       | 38 |
| 1.6.4. Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός .....                            | 39 |
| 1.6.5. Κέντρα ελέγχου ενέργειας.....   | 40 |
| 1.6.6. Απαραίτητα δεδομένα για την κατάρτιση ΚΗΕΠ.....                                   | 40 |
| 1.6.7. Αποτελέσματα ΚΗΕΠ.....  | 41 |
| 1.6.8. Εφεδρείες Συστήματος ΜΔΝ .....  | 42 |
| 1.6.9. Διαδικασία Κατανομής – Πρόγραμμα κατανομής .....                                  | 42 |



|  |    |
|--|----|
| 1.6.10. Ενέργειες του Διαχειριστή σε Περιπτώσεις Μη Κάλυψης του Φορτίου.....   | 43 |
| 1.7. Το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με ταυτόχρονη διείσδυση των ΗΟ ως ευέλικτα φορτία και υψηλή απορρόφηση ΑΠΕ ..... | 44 |
| 1.7.1. Γενική διατύπωση προβλήματος.....   | 44 |
| 1.7.2. Πρόβλημα Δέσμευσης Μονάδων-Μεταβλητές απόφασης .....  | 47 |
| 1.7.3. Πρόβλημα Οικονομικού Διαμοιρασμού- Αντικειμενική συνάρτηση .....  | 47 |
| 1.7.4. Πρόβλημα διείσδυσης ΗΟ .....  | 47 |
| 1.7.5. Μέθοδοι προσέγγισης του προβλήματος .....   | 48 |
| 1.7.5.1. Ντετερμινιστικές Μέθοδοι .....  | 49 |
| 1.7.5.2. Στοχαστικές Μέθοδοι – Εξελικτικοί Αλγόριθμοι .....  | 50 |
| 1.7.5.3. Υβριδικές Μέθοδοι .....   | 52 |
| 1.7.6. Περιορισμοί του προβλήματος.....  | 53 |
| 1.7.6.1. Περιορισμοί ορίων μονάδων παραγωγής.....  | 54 |
| 1.7.6.2. Περιορισμοί ισορροπίας ισχύος .....   | 54 |
| 1.7.6.3. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου λειτουργίας.....   | 54 |
| 1.7.6.4. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου κράτησης .....   | 54 |
| 1.7.6.5. Περιορισμοί ρυθμού πρόσληψης και απόρριψης ισχύος.....  | 54 |
| 1.7.6.6. Περιορισμός αποθεμάτων στρεφόμενης εφεδρείας .....  | 54 |
| 1.8. Πιλοτικό Έργο: Αστυπάλαια Έξυπνο & Βιώσιμο Νησί .....   | 54 |
| 2. Το παράδειγμα της Αστυπάλαιας – Ανάλυση εποχικότητας φορτίου .....  | 56 |
| 2.1. Εισαγωγή – Το ΜΔΝ της Αστυπάλαιας.....  | 56 |
| 2.1.1. ΣΗΕ Αστυπάλαιας.....  | 56 |
| 2.1.1.1. Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού .....  | 57 |
| 2.1.2. Πραγματικό φορτίο Αστυπάλαιας .....   | 58 |
| 2.2. Πρόβλεψη φορτίου.....   | 60 |
| 2.2.1. Περιγραφή της μεθόδου πρόβλεψης φορτίου με χρήση του μοντέλου φορτίου καιρού .....  | 61 |
| 2.2.2. Προσδιορισμός μοντέλου φορτίου-καιρού.....  | 61 |
| 2.2.3. Πρόβλεψη μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας φορτίου (βασικού φορτίου).....   | 63 |
| 2.2.4. Πρόβλεψη της εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας $S(t)$ .....  | 67 |
| 2.2.5. Πρόβλεψη της συνολικής εβδομαδιαίας αιχμής .....  | 67 |
| 2.3. Εφαρμογή μοντέλου φορτίου καιρού στο σύστημα της Αστυπάλαιας .....  | 67 |
| 2.4. Δυναμικό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Αστυπάλαια.....   | 71 |
| 3. Μοντελοποίηση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με διείσδυση ΗΟ και υψηλή απορρόφηση ΑΠΕ.....                        | 73 |

|   |    |
|---|----|
| 3.1. Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμορισμού ενέργειας:..... | 74 |
| 3.1.1. Προσδιορισμός του κόστους λειτουργίας των μονάδων παραγωγής .....                                | 74 |
| 3.1.2. Περιορισμός ορίων λειτουργίας σε Λειτουργία 1 .....  | 75 |
| 3.1.3. Προσδιορισμός του κόστους λειτουργίας σε Λειτουργία 2 .....                                      | 76 |
| 3.1.4. Περιορισμός ορίων λειτουργίας σε Λειτουργία 2 .....  | 78 |
| 3.1.5. Καθορισμός υπόλοιπων όρων αντικειμενικής συνάρτησης .....  | 79 |
| 3.1.6. Προσδιορισμός του κόστους εκκίνησης .....  | 80 |
| 3.1.7. Περιορισμοί κατάστασης Ηλεκτρικών Οχημάτων .....   | 80 |
| 3.1.8. Περιορισμοί ισορροπίας ισχύος κάλυψης ζήτησης .....  | 82 |
| 3.1.9. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου λειτουργίας.....  | 83 |
| 3.1.10. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου κράτησης .....   | 84 |
| 3.1.11. Περιορισμοί ρυθμών πρόσληψης/απόρριψης ισχύος.....  | 85 |
| 3.1.12. Περιορισμοί αποθεμάτων στρεφόμενης εφεδρείας.....   | 86 |
| 3.1.13. Περιορισμοί παραγωγής από ΑΠΕ .....   | 87 |
| 3.2. Καθορισμός-Υπολογισμός βασικών μεγεθών του προβλήματος.....  | 87 |
| 3.2.1. Ηλεκτρικά οχήματα- περιορισμοί.....  | 87 |
| 3.2.2. Χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων.....   | 92 |
| 3.2.2.1. Μέγιστη ηλεκτροπαραγωγή .....  | 92 |
| 3.2.2.2. Τεχνικά ελάχιστη ηλεκτροπαραγωγή .....   | 92 |
| 3.2.2.3. Τεχνητά δημιουργούμενο κατώτατο όριο λειτουργίας .....   | 92 |
| 3.2.2.4. Ρυθμοί πρόσληψης/απόρριψης ισχύος .....  | 93 |
| 3.2.2.5. Κόστος λειτουργίας σε γνωστά ποσοστά λειτουργίας επί της ονομαστικής ισχύος.....               | 93 |
| 3.2.2.6. Κόστος εκκίνησης.....  | 93 |
| 3.2.2.7. Κόστος απενεργοποίησης.....  | 93 |
| 3.2.2.8. Ελάχιστοι χρόνοι: κράτησης και λειτουργίας .....   | 94 |
| 3.2.3. Χαρακτηριστικά ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ .....  | 94 |
| 3.2.3.1. Αιολικό Δυναμικό.....  | 94 |
| 3.2.3.2. Ηλιακό Δυναμικό .....  | 94 |
| 4. Αποτελέσματα αλγόριθμου .....  | 95 |
| 4.1. Επεξήγηση σεναρίων και περιπτώσεων ζήτησης φορτίου .....   | 95 |
| 4.2. Αποτελέσματα Σεναρίων .....  | 97 |
| 4.2.1. Σενάριο 1.....   | 97 |
| 4.2.1.1. Περίπτωση Α .....  | 97 |
| 4.2.1.2. Περίπτωση Β .....  | 99 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.2.2. Σενάριο 2.....                          | 101 |
| 4.2.2.1. Περίπτωση Α.....                      | 101 |
| 4.2.2.2. Περίπτωση Β.....                      | 103 |
| 4.2.3. Σενάριο 3.....                          | 105 |
| 4.2.3.1. Περίπτωση Α.....                      | 105 |
| 4.2.3.2. Περίπτωση Β.....                      | 107 |
| 4.2.4. Σενάριο 4.....                          | 109 |
| 4.2.4.1. Περίπτωση Α.....                      | 109 |
| 4.2.4.2. Περίπτωση Β.....                      | 111 |
| 4.2.5. Σενάριο 5.....                          | 113 |
| 4.2.5.1. Περίπτωση Α.....                      | 113 |
| 4.2.5.2. Περίπτωση Β.....                      | 115 |
| 4.3. Συνοπτική σύγκριση αποτελεσμάτων .....    | 118 |
| 5. Συμπεράσματα- Μελλοντικές κατευθύνσεις..... | 119 |
| Αναφορές.....                                  | 121 |
| Κατάλογος Σχημάτων.....                        | 127 |
| Κατάλογος Πινάκων.....                         | 128 |
| Κατάλογος Εικόνων.....                         | 129 |
| Παράρτημα .....                                | 130 |

**Συνομεύσεις - αρκτικόλεξα**

|         |  |
|---------|--|
| ΕΕΑ     | European Environment Agency                                      |
| ΕΥ      | European Union   |
| MILP    | Mixed Integer Linear Programing                                  |
| ΑΔΜΗΕ   | Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας          |
| ΑΠΕ     | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας                                      |
| ΓΠΜΑ    | Γραμμικός Προγραμματισμός Μεικτών Ακέραιων                       |
| ΔΗΕ     | Διεθνής Ηλεκτροτεχνική Επιτροπή                                  |
| Δ.Μ     | Δέσμευση Μονάδων   |
| ΔΕΔΔΗΕ  | Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας |
| ΕΥΗΘ    | Επαναφορτιζόμενα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα                      |
| ΕΟΠ     | Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος                              |
| ΕΕ      | Ευρωπαϊκή Ένωση  |
| ΕΠΕ     | Ειδικό Πιλοτικό Έργο   |
| ΗΟΑΑ    | Ηλεκτρικά οχήματα αυξημένης αυτονομίας                           |
| ΗΟΚΚ    | Ηλεκτρικά Οχήματα με κυψέλες καυσίμου                            |
| ΗΟΜ     | Ηλεκτρικά οχήματα μπαταρίας                                      |
| Η/Ζ     | Ηλεκτροπαραγωγό Ζεύγος   |
| ΗΕΠ     | Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός                            |
| ΚΕΕ     | Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας   |
| ΚΗΕΠ    | Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός                 |
| ΜΕΚ     | Μηχανές Εσωτερικής Καύσης  |
| ΜΔΝ     | Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά  |
| ΜΣΠ     | Μέγιστο Σταθμού Παραγωγής  |
| ΜΥΦΑΗ   | Μητρώο Υποδομών και Φορέων Αγοράς Ηλεκτροκίνησης                 |
| ΟΔΕ     | Οικονομικός Διαμοιρασμός Ενέργειας                               |
| ΟΜΕ     | Οχήματα Μηδενικών Εκπομπών                                       |
| ΟΧΕ     | Οχήματα Χαμηλών Εκπομπών   |
| ΠΥΗ     | Πάροχος Υπηρεσιών Ηλεκτροκίνησης                                 |
| ΡΑΕ     | Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας  |
| ΣΗΘΥΑ   | Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού - Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης              |
| ΥΗΟ     | Υβριδικά Ηλεκτρικά Οχήματα                                       |
| ΥΚΩ_ΜΔΝ | Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών              |
| ΦΔΣ     | Φορέας Διεκπεραίωσης Συναλλαγών                                  |
| ΦΕΥΦΗΟ  | Φορέας Εκμετάλλευσης Υποδομών Φόρτισης Ηλεκτρικών Οχημάτων       |

## Κατάλογος συμβόλων

Πίνακας Σ.1: Κατάλογος συμβόλων κεφαλαίου 3

| Σύμβολο                | Περιγραφή  | Μονάδες        |
|------------------------|--|----------------|
| $BatteryFull_e$        | Πλήρως φορτισμένη μπαταρία των ΗΟ της ομάδας $e$   | $MW$           |
| $ChargeLine$           | Μέγιστη μεταφορά ισχύος γραμμών δικτύου  | $MWh$          |
| $C_{M,I}$              | Κόστος λειτουργίας μονάδων σε Λειτουργία 1   | €              |
| $C_{M,II}$             | Κόστος λειτουργίας μονάδων σε Λειτουργία 2   | €              |
| $Const_u$              | Σταθερός όρος της γραμμικής συνάρτησης κόστους σε λειτουργία 2   | €              |
| $ConsumedEnergy_{e,t}$ | Ενέργεια που έχει καταναλωθεί από τα ΗΟ κάθε ομάδας $e$ μέχρι την περίοδο $t$                                      | $MWh$          |
| $C_{sd}$               | Κόστος αποσυγχρονισμού των μονάδων   | €              |
| $C_{sl}$               | Εικονικό κόστος χαλάρωσης  | €              |
| $C_{su}$               | Κόστος συγχρονισμού των μονάδων  | €              |
| $C_{u,bunder}^{rML}$   | Η κλίση του γραμμικού τμήματος απ' όπου υπολογίζεται το κόστος $C_b^{rML}$ των μονάδων ( $b$ ) που αντικαθίστανται | €/MWh          |
| $C_u^{TML}$            | Κόστος παραγωγής της μονάδας $u$ στο αρχικό τεχνικό κατώτατο όριο  | €              |
| $DT_u$                 | Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας $u$ από τη στιγμή ενεργοποίησής της.                                      | $h$            |
| $Ev_{one}$             | Πλήθος ΗΟ στην συστάδα των μονόδρομων διαδρομών  | <i>integer</i> |
| $EVsAvailable_{e,t}$   | Σταθμευμένα ΗΟ των ομάδων $e$ που διαθέσιμα για φόρτιση κατά την περίοδο $t$                                       | <i>integer</i> |
| $Ev_{two}$             | Πλήθος ΗΟ στην συστάδα των αμφίδρομων διαδρομών  | <i>integer</i> |
| $factor_{one-tot}$     | Ποσοστό ταξιδιών που ανήκουν στην κατηγορία μονόδρομων διαδρομών   | 5%             |
| $G_u$                  | Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας μονάδα $u$ δεδομένης της αρχικής κατάστασης της μονάδας                               | $h$            |
| $K_j^t$                | Κόστος εκκίνησης ανάλογα με την κατάσταση εκκίνησης (θερμή ή κρύα εκκίνηση)  | €              |
| $l_{pv}$               | Ποσοστό της ηλιακής ενέργειας που μπορεί να μην είναι διαθέσιμο μια περίοδο $t$                                    | 20%            |
| $L_u$                  | Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας δεδομένης της αρχικής κατάστασης της μονάδας  | $h$            |
| $l_w$                  | Ποσοστό της αιολικής ενέργειας που μπορεί να μην είναι διαθέσιμο μια περίοδο $t$                                   | 50%            |
| $MaxTransfer_{e,t}$    | Μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς που μπορεί να μεταφερθεί στα ΗΟ της ομάδας $e$ την περίοδο $t$ .                        | $MWh$          |
| $P_{ens}$              | Ισχύς που δεν μπορεί να παραχθεί ώστε να καλυφθεί η ζήτηση   | $MWh$          |

|                            |   |                |
|----------------------------|---|----------------|
| $P_{L,t}$                  | Συνολική ζήτηση φορτίου την περίοδο $t$   | $MWh$          |
| $P_{pv,t}$                 | Η παραγωγή από φωτοβολταϊκές πηγές την περίοδο $t$  | $MWh$          |
| $P_u^{RML}$                | Μειωμένη ελάχιστη ισχύς μονάδας $u$   | $MWh$          |
| $P_{u,t}$                  | Συνολική παραγόμενη ισχύς της μονάδας $u$   | $MWh$          |
| $P_u^{max}$                | Μέγιστη ηλεκτροπαραγωγή μονάδας $u$   | $MWh$          |
| $\Delta P_{u,t,b}^{under}$ | Ισχύς που έχει παραχθεί σε λειτουργία 2 από τη μονάδα $u$ την περίοδο $t$ αντικαθιστώντας την παραγωγή σε λειτουργία 1 της γεννήτριας $b$ | $MWh$          |
| $\Delta P_{u,t,b}$         | Ισχύς που έχει παραχθεί από τη μονάδα $u$ την περίοδο $t$ στο τμήμα $b$ σε λειτουργία 1   | $MWh$          |
| $P_{u,t}^{over}$           | Ισχύς που παράγεται από τις μονάδες σε λειτουργία πάνω από το τεχνικό κατώτατο όριό τους  | $MWh$          |
| $P_{u,t}^{rampatstartup}$  | Ισχύς που μπορεί να δώσει η γεννήτρια $u$ τη στιγμή που εκκινεί   | $MW$           |
| $P_{u,t}^{under}$          | Ισχύς που παράγεται από τη μονάδα $u$ σε λειτουργία 2 την περίοδο $t$   | $MWh$          |
| $P_{w,t}$                  | Παραγωγή από αιολικό δυναμικό   | $MWh$          |
| $P_{w,t}^{maxML}$          | Μέγιστη επιτρεπόμενη παραγωγή από αιολικό δυναμικό  | $MWh$          |
| $RD_{u,t}$                 | Ρυθμός απόρριψης ισχύος (ramp-down rate)  | $MW/min$       |
| $RU_{u,t}$                 | Ρυθμός πρόσληψης ισχύος (ramp up rate)  | $MW/min$       |
| $R_{u,t}$                  | Πραγματικά τηρούμενες στρεφόμενες εφεδρείες συστήματος από τη μονάδα $u$ την περίοδο $t$  | $MWh$          |
| $r_{u,t}$                  | Απαιτούμενες στρεφόμενες εφεδρείες συστήματος   | $MWh$          |
| $sd_{u,t}$                 | 1 όταν η μονάδα $u$ απενεργοποιείται την περίοδο $t$  | <i>binary</i>  |
| $SOC_{e,t}$                | Κατάσταση φόρτισης των ΗΟ της ομάδας $e$ κατά την περίοδο $t$   | <i>integer</i> |
| $StartHour$                | Ο επιλεγμένος χρόνος από $T$ όπου όλα τα ΗΟ πρέπει να είναι πλήρως φορτισμένα   | $h$            |
| $st_{u,t}$                 | 1 όταν η μονάδα $u$ χρησιμοποιείται την περίοδο $t$   | <i>binary</i>  |
| $st_{u,t}^{over}$          | 1 όταν η μονάδα $u$ λειτουργεί πάνω από το τεχνικό κατώτατο όριο  | <i>binary</i>  |
| $st_{u,t}^{under}$         | 1 όταν η μονάδα $u$ λειτουργεί κάτω από το τεχνικό κατώτατο όριο  | <i>binary</i>  |
| $Trips_{one}$              | Το πλήθος ολοκληρωμένων διαδρομών στην συστάδα των μονόδρομων διαδρομών   | <i>integer</i> |
| $Trips_{tot}$              | Το πλήθος των συνολικών διαδρομών   | <i>integer</i> |
| $Trips_{two}$              | Το πλήθος ολοκληρωμένων διαδρομών στην συστάδα των αμφίδρομων διαδρομών   | <i>integer</i> |
| $T_{u,b}^g$                | Μέγιστη τιμή της ισχύος συναρτήσει της οποίας υπολογίζεται το κόστος του γραμμικού τμήματος $b$   | $MW$           |
| $UT_u$                     | Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας μονάδας $u$ από τη στιγμή ενεργοποίησής της  | $h$            |
| $v_{u,b}$                  | 1 όταν η ισχύς που έχει παραχθεί από τη μονάδα $u$ κατά την περίοδο $t$ έχει ξεπεράσει την ισχύ του τμήματος $b$ .                        | <i>binary</i>  |
| $v_{u,b}^{under}$          | 1 όταν η ισχύς που έχει παραχθεί σε λειτουργία 2 από τη μονάδα $u$ κατά την περίοδο $t$ αντικαθιστά τη γεννήτρια $b$ .                    | <i>binary</i>  |

|                 |  |       |
|-----------------|--|-------|
| $x_{w,t}$       | «Περικοπές» στο αιολικό δυναμικό                                     | $MWh$ |
| $\eta_{ch}$     | Βαθμός απόδοσης φόρτισης των μπαταριών                               | 86%   |
| $\eta_{disch}$  | Βαθμός απόδοσης εκφόρτισης των μπαταριών                             | 86%   |
| $\lambda_{u,b}$ | Κλίση του γραμμικού τμήματος $b$ προσέγγισης του κόστους λειτουργίας | €/MWh |

Πίνακας Σ.2: Κατάλογος συμβόλων κεφαλαίου 2

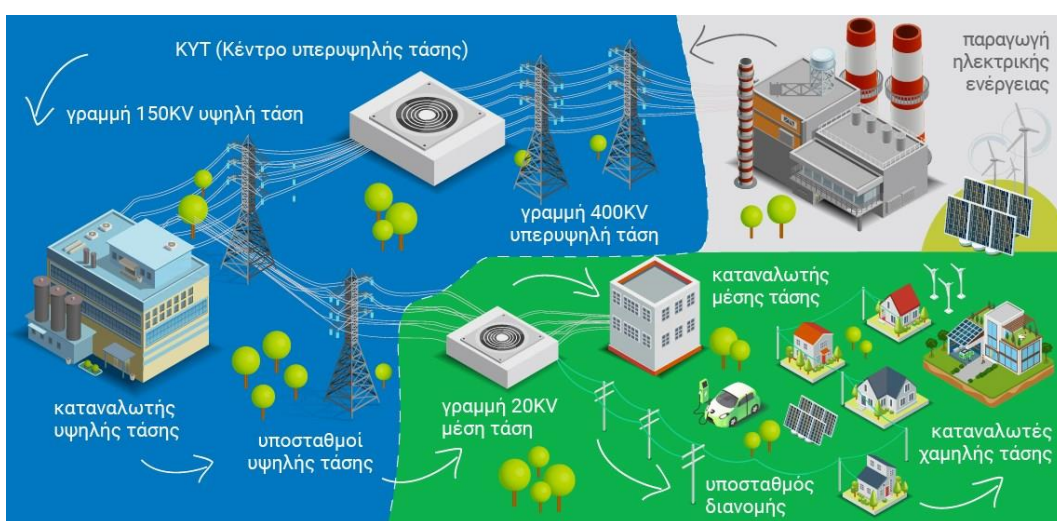
| Σύμβολο              | Περιγραφή  | Μονάδες   |
|----------------------|--|-----------|
| $D(t)$               | Εβδομαδιαία αιχμή ζήτησης φορτίου  | $MWh$     |
| $f(t)$               | Διάλυμα αναλυτικών συναρτήσεων   | -         |
| $\underline{H}$      | Πίνακας αναλυτικών συναρτήσεων $f_i(t)$  | -         |
| $J$                  | Αντικειμενική συνάρτηση προσδιορισμού εκτίμησης βασικού φορτίου                                      | $MWh$     |
| $L(t)$               | Βασικό φορτίο εβδομάδας $t$ ανεξάρτητο από τη θερμοκρασία  | $MWh$     |
| $\hat{L}(t)$         | Εκτίμηση της συνιστώσας $L(t)$   | $MWh$     |
| $R^{-1}$             | Διαγώνιος πίνακας συντελεστών βαρύτητας  |           |
| $S(t)$               | Φορτίο εβδομάδας $t$ εξαρτώμενο από την θερμοκρασία  | $MWh$     |
| $\hat{S}(t)$         | Εκτίμηση της συνιστώσας $S(t)$   | $MWh$     |
| $t$                  | Εβδομάδα   | -         |
| $T_s$                | Μέγιστη θερμοκρασία θέρους για διακύμανση $S(t) < 0.1\%$   | °C        |
| $T_w$                | Μέγιστη θερμοκρασία χειμώνα για διακύμανση $S(t) < 0.1\%$  | °C        |
| $T$                  | Θερμοκρασία  | °C        |
| $\underline{z}$      | Διάλυμα όλων των διαθέσιμων αιχμών   | $MWh$     |
| $\underline{\alpha}$ | Διάλυμα συντελεστών πολυωνύμου προσαρμογής βασικού φορτίου $L(t)$                                    | $MWh$     |
| $\mu$                | Μέση τιμή εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας $S(t)$  | $MWh$     |
| $\nu(t)$             | Τυχαία μεταβλητή που περιγράφει την τυχαία μεταβολή της $L(t)$ γύρω από την $\xi(t)$                 | $MWh$     |
| $\underline{\nu}$    | Διάλυμα σφαλμάτων  | -         |
| $\xi(t)$             | Καμπύλη προσαρμογής βασικού φορτίου $L(t)$   | -         |
| $\sigma_{\nu}^2$     | Διασπορά της τυχαίας μεταβλητής $\nu$  | -         |
| $\Upsilon$           | Σύνολο των ετών για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία   | 2016-2020 |
| $\omega^2(t)$        | Σταθερά πρόσδοσης βαρύτητας στις αιχμές των τελευταίων εβδομάδων για την αντικειμενική συνάρτηση $J$ | -         |

## 1. Εισαγωγή- Ανασκόπηση βιβλιογραφίας

### 1.1. Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται ως το σύνολο των μέσων και εγκαταστάσεων που απαιτούνται για την εξυπηρέτηση των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας, ενός συνόλου καταναλωτών. Κάθε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας διαχωρίζεται σε επιμέρους συστήματα υπεύθυνα για την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας.

Το Σύστημα Παραγωγής αποτελείται από τους σταθμούς παραγωγής, όπου παράγεται το ηλεκτρικό ρεύμα, και τους υποσταθμούς ανύψωσης τάσης που είναι υπεύθυνοι για τη μεταφορά του ηλεκτρικού ρεύματος υπό υψηλή τάση. Στο σύστημα μεταφοράς, περιλαμβάνονται τα δίκτυα υψηλής τάσης υπεύθυνα για τη σύνδεση μεταξύ σταθμών παραγωγής και οι υποσταθμοί υποβιβασμού της τάσης σε μέση τάση, υπεύθυνοι για τη μετέπειτα τροφοδότηση των δικτύων διανομής. Στο σύστημα διανομής, ανήκουν οι υποσταθμοί διανομής, στους οποίους η μέση τάση υποβιβάζεται από μέση τάση σε χαμηλή τάση και τα δίκτυα διανομής μέσης και χαμηλής τάσης, υπεύθυνα για τη διανομή και την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές (ΔΕΔΔΗΕ, 2021b).



Εικόνα 1.1: Το Δίκτυο Ηλεκτρισμού, Πηγή (ΔΕΔΔΗΕ, 2021b)

Σκοπός ενός ΣΗΕ είναι η κάλυψη της διαρκώς μεταβαλλόμενης με το χρόνο ζήτησης, με ηλεκτρική ενέργεια, πληρώντας ταυτόχρονα ορισμένους όρους ποιότητας. Οι τρεις παράγοντες που συγκροτούν την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι: Σταθερή συχνότητα, Σταθερή τάση και Υψηλή αξιοπιστία τροφοδοτήσεως (ΡΑΕ, 2020).

Οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί έχουν επικρατήσει παγκοσμίως στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τόσο για τεχνικούς όσο και για οικονομικούς λόγους. Ωστόσο τα τελευταία χρόνια λόγω των υψηλών εκπομπών αερίων του



θερμοκηπίου, αμφισβητείται η σκοπιμότητα μιας τόσο εκτεταμένης χρήσης τους για την κάλυψη των αναγκών μας σε ηλεκτρισμό. Έτσι έχει γίνει μια στροφή προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας όπως οι ανεμογεννήτριες, οι ηλιοθερμικοί σταθμοί, οι μονάδες βιομάζας και τα φωτοβολταϊκά πάνελ.

Παρόλα αυτά, ένα σύστημα δεν μπορεί να βασιστεί εξ ολοκλήρου σε μονάδες ΑΠΕ καθώς η βασική αρχή λειτουργίας ενός συστήματος παραγωγής ενέργειας είναι ότι κάθε χρονική στιγμή η ζήτηση πρέπει να ταυτίζεται με την παραγωγή. Όπως είναι φυσικό η ζήτηση κατά τη διάρκεια μιας ημέρας δεν παραμένει σταθερή αλλά αντίθετα παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις, στις οποίες πρέπει να προσαρμόζονται οι μονάδες παραγωγής ενέργειας. Έτσι υπάρχουν οι μονάδες βάσης (λιγνιτικοί ή πυρηνικοί σταθμοί) που χαρακτηρίζονται από μη ευέλικτη λειτουργία, λόγω τεχνικών περιορισμών. Για παράδειγμα μια λιγνιτική μονάδα έχει ένα τεχνικό ελάχιστο της τάξης του 50% της ονομαστικής της ισχύος ενώ ταυτόχρονα το σταμάτημα και η επανεκκίνησή της αποτελούν μια χρονοβόρα και πολυδάπανη διαδικασία. Επομένως οι μονάδες βάσης είναι υπεύθυνες για την κάλυψη του σταθερού τμήματος της ζήτησης. Όσον αφορά στο μεταβλητό τμήμα της ζήτησης, αυτό καλύπτεται από τις μονάδες αιχμής που παρουσιάζουν μεγάλη ευελιξία στη λειτουργία τους και μπορούν να αποδώσουν ισχύ για μικρό χρονικό διάστημα και την υπόλοιπη ημέρα να βρίσκονται εκτός λειτουργίας χωρίς πρόβλημα (Κακαράς & Καρέλλας, 2015).

Όσον αφορά στις μονάδες ΑΠΕ, χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερα ασταθή λειτουργία και εξαρτώνται έντονα από τις καιρικές συνθήκες. Επίσης η διείσδυση των ΑΠΕ και δη των αιολικών μονάδων υπόκειται σε τεχνικούς περιορισμούς που σχετίζονται με τα ποιοτικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού ρεύματος. Ακόμα όσον αφορά στην οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων ΑΠΕ απαιτείται η εξολοκλήρου, ή η κατά το δυνατόν μέγιστη, απορρόφηση της παραγωγής τους, με αποτέλεσμα να βρίσκονται σε προτεραιότητα (Psarros, et al., 2018). Επομένως, κάθε στιγμή οι μονάδες αιχμής καλύπτουν τη διαφορά ανάμεσα στη ζήτηση και στην αθροιστική παραγωγή των ΑΠΕ και των μονάδων βάσης. Λαμβάνοντας υπόψη ότι όσο μεγάλη και να είναι η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΑΠΕ θα υπάρχει εκ των πραγμάτων στατιστικά μια περίοδος που θα χαρακτηρίζεται από άπνοια και έλλειψη ηλιοφάνειας, η εξολοκλήρου αντικατάσταση των θερμικών μονάδων παραγωγής δεν είναι εφικτή. Επισημαίνεται ότι το γεγονός αυτό δεν μειώνει τη σημασία των ΑΠΕ για τον περιορισμό της χρήσης ορυκτών καυσίμων και την παραγωγή καθαρότερης ηλεκτρικής ενέργειας.

Εφόσον λοιπόν η λειτουργία των θερμικών σταθμών είναι επιβεβλημένη, παρουσιάζεται η ανάγκη ελαχιστοποίησης της χρήσης των μονάδων αυτών με ταυτόχρονη αύξηση της διείσδυσης και απορρόφησης των μονάδων ΑΠΕ ώστε το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας να μπορεί να λειτουργεί οικονομικά, αποδοτικά και ποιοτικά.

## 1.2. Περιβαλλοντικές επιπτώσεις του κλάδου των μεταφορών

Οι μεταφορές καταναλώνουν το ένα τρίτο της συνολικής τελικής ενέργειας στην ΕΕ (ΕΟΠ - ΕΥ, 2020). Το μεγαλύτερο μέρος αυτής της ενέργειας προέρχεται από το πετρέλαιο. Αυτό σημαίνει ότι οι μεταφορές ευθύνονται για μεγάλο μέρος των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της ΕΕ και συμβάλλουν σημαντικά στην κλιματική αλλαγή. Ενώ οι περισσότεροι από τους άλλους οικονομικούς τομείς, όπως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η βιομηχανία, έχουν μειώσει τις εκπομπές τους από το 1990, οι εκπομπές που προέρχονται από τις μεταφορές έχουν αυξηθεί. Αντιπροσωπεύουν πλέον πάνω από το ένα τέταρτο των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της (ΕΟΠ - ΕΥ, 2020), αυτό καθιστά τον τομέα των μεταφορών σημαντικό εμπόδιο στην υλοποίηση των στόχων της ΕΕ για την προστασία του κλίματος.

Τα αυτοκίνητα, τα ημιφορτηγά, τα φορτηγά και τα λεωφορεία παράγουν πάνω από το 70 % των συνολικών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου που προέρχονται από τις μεταφορές (ΕΟΠ - ΕΥ, 2020). Οι υπόλοιπες εκπομπές προέρχονται κυρίως από τη ναυτιλία και τις αεροπορικές μεταφορές.

Παρότι η ατμοσφαιρική ρύπανση από τις μεταφορές έχει μειωθεί την τελευταία δεκαετία χάρη στην εισαγωγή προτύπων ποιότητας των καυσίμων, την εφαρμογή των προτύπων Euro για τις εκπομπές οχημάτων και τη χρήση καθαρότερων τεχνολογιών, οι συγκεντρώσεις ατμοσφαιρικών ρύπων εξακολουθούν να είναι πολύ υψηλές. Συγκεκριμένα, οι μεταφορές ευθύνονται για περισσότερα από τα δύο τρίτα όλων των εκπομπών NOx και COx και αντιπροσωπεύουν σημαντικό ποσοστό (περίπου 10 % ή περισσότερο) των συνολικών εκπομπών άλλων ρύπων (ΕΕΑ-ΕΥ, 2021). Ένα ακόμη σημαντικό περιβαλλοντικό πρόβλημα για την υγεία, αποτελεί η ηχορύπανση κάτι που συνδέεται άμεσα με τις μεταφορές. Η οδική κυκλοφορία είναι η πλέον εκτεταμένη πηγή θορύβου, τα επιβλαβή επίπεδα του οποίου επηρεάζουν πάνω από 100 εκατομμύρια άτομα στις χώρες μέλη της ΕΕ (ΕΕΑ-ΕΥ, 2021).

### 1.2.1. Πολιτικές της ΕΕ

Η μείωση των δυσμενών επιπτώσεων των μεταφορών αποτελεί σημαντικό στόχο πολιτικής της ΕΕ. Τα κύρια πεδία δραστηριότητας είναι η στροφή των μεταφορών προς λιγότερο ρυπογόνους και τους πλέον αποδοτικούς τρόπους μεταφοράς, η εφαρμογή πιο βιώσιμων τεχνολογιών στον τομέα των μεταφορών, και η διασφάλιση ότι οι τιμές των καυσίμων και των υποδομών αντικατοπτρίζουν πλήρως τον αρνητικό αντίκτυπο στο περιβάλλον και την υγεία.

Οι πολιτικές της ΕΕ εστιάζουν στην απαλλαγή των μεταφορών από τις εκπομπές άνθρακα. Η στρατηγική που εξέδωσε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή το 2018 «Καθαρός πλανήτης για όλους: Ένα ευρωπαϊκό, στρατηγικό, μακρόπνοο όραμα για μια ευημερούσα, σύγχρονη, ανταγωνιστική και κλιματικά ουδέτερη οικονομία» επιδιώκει να χαράξει την πορεία μετάβασης προς μηδενικές εκπομπές αερίων του

θερμοκηπίου σε ολόκληρη την ΕΕ έως το 2050 (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2018). Όσον αφορά τις μεταφορές, υπογραμμίζεται η ανάγκη συστημικής προσέγγισης, τονίζεται η σημασία της στροφής σε τρόπους μεταφορών χαμηλών ανθρακούχων εκπομπών και σε οχήματα μηδενικών εκπομπών, υπογραμμίζεται ο κεντρικός ρόλος του εξηλεκτρισμού και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και επισημαίνεται η ανάγκη βελτίωσης της λειτουργικής απόδοσης. Απευθύνεται επίσης έκκληση για καλύτερο πολεοδομικό σχεδιασμό και πλήρη αξιοποίηση των οφελών των δημόσιων συγκοινωνιών. Ομοίως, από το 2016, η «Ευρωπαϊκή στρατηγική για την κινητικότητα χαμηλών εκπομπών» έχει προσδιορίσει ως τομείς προτεραιότητας για την ανάληψη δράσης, την ανάπτυξη ενός αποδοτικότερου συστήματος μεταφορών, την ταχεία διάδοση της χρήσης καυσίμων χαμηλών εκπομπών και τη μετάβαση σε οχήματα χαμηλών και μηδενικών εκπομπών (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2016).

Επιπλέον, η νομοθεσία της ΕΕ θεσπίζει δεσμευτικούς κανόνες που καλύπτουν το περιβάλλον και τις επιπτώσεις των μεταφορών στην υγεία. Σε αυτούς περιλαμβάνονται όρια εκπομπών για τα αυτοκίνητα, τα ημιφορτηγά, τα φορτηγά και τα λεωφορεία, ειδικές απαιτήσεις για τα καύσιμα κίνησης, χάρτες θορύβου και σχέδια δράσης για τη διαχείριση του θορύβου από μεγάλες υποδομές μεταφορών, όπως οι αερολιμένες, οι αυτοκινητόδρομοι κλπ.

### 1.2.2. Σημαντικότητα της ηλεκτροκίνησης

Οι μεταφορές αποτελούν έναν από τους σημαντικότερους τομείς λειτουργίας και ανάπτυξης των σύγχρονων κοινωνιών. Τα μεταφορικά συστήματα όχι μόνο καλούνται να ικανοποιήσουν τις διαρκώς αυξανόμενες απαιτήσεις μετακίνησης ανθρώπων και μεταφοράς αγαθών, αλλά μακροπρόθεσμα επηρεάζουν την ανάπτυξη και την οικονομική δραστηριότητα των κοινωνιών (Γκερεδάκης, 2021).

Τα τελευταία χρόνια οι αυτοκινητοβιομηχανίες, στρέφονται σε φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες και στην ανάπτυξη οχημάτων με αυξημένη αποτελεσματικότητα και μειωμένες ή μηδενικές εκπομπές προς το περιβάλλον. Ως αποτέλεσμα, νέες τεχνολογίες οχημάτων, που βασίζονται σε εναλλακτικά καύσιμα όπως υδρογόνο, βιοκαύσιμα, ηλεκτρισμό, αναπτύσσονται και χρησιμοποιούνται σε μια προσπάθεια περιορισμού των ενεργειακών και περιβαλλοντικών προβλημάτων.

Τα οχήματα αυτά, είτε είναι αμιγώς ηλεκτρικά είτε υβριδικά, έχουν το βασικό πλεονέκτημα της μηδενικής ή πολύ χαμηλής εκπομπής βλαβερών ουσιών στην ατμόσφαιρα. Για το λόγο αυτό, τα οχήματα αυτά έχουν επικρατήσει διεθνώς με τις ονομασίες ZEV (Zero Emission Vehicles – Οχήματα Μηδενικών Εκπομπών Ο.Μ.Ε) ή LEV (Low Emission Vehicles – Οχήματα Χαμηλών Εκπομπών Ο.Χ.Ε) (Joshi, 2019). Η ιδιότητα αυτή τόσο των ηλεκτρικών όσο και των υβριδικών οχημάτων οφείλεται στη χρήση ηλεκτρικού κινητήρα. Ο ηλεκτρικός κινητήρας δεν εκπέμπει ρυπογόνες ουσίες, ενώ παράλληλα παρουσιάζει ορισμένα σημαντικά

πλεονεκτήματα σε σύγκριση με τις μηχανές εσωτερικής καύσης (Μ.Ε.Κ.), όπως για παράδειγμα τη λιγότερο συχνή συντήρηση, τον ιδιαίτερα υψηλότερο βαθμό απόδοσης, τη μεγαλύτερη πυκνότητα ισχύος και τη μεγάλη ροπή σε μεγάλο εύρος ταχυτήτων.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης το γεγονός ότι τα ΗΟ συναρμολογούνται πιο εύκολα από τα οχήματα με κινητήρες εσωτερικής καύσης. Ένα σύστημα μετάδοσης κίνησης συμβατικού οχήματος έχει περίπου 12.000 εξαρτήματα έναντι μερικών εκατοντάδων που απαιτεί ένα ΗΟ (Brown, et al., 2021). Εκτός αυτού, είναι γενικά απλούστερη η κατασκευή των μερών ενός ΗΟ, σε σύγκριση με τις περίπλοκες τεχνικές μηχανικής κατεργασίας και χύτευσης που είναι απαραίτητες για την παραγωγή των μερών ενός συμβατικού κινητήρα εσωτερικής καύσης. Μελέτες δείχνουν ότι, εάν εξαιρεθεί η παραγωγή κυψελών μπαταρίας, ο συνολικός αριθμός των ωρών εργασίας που απαιτούνται για την παραγωγή των εξαρτημάτων ΗΟ είναι 15% – 30% χαμηλότερος από αυτόν που απαιτείται για την παραγωγή των εξαρτημάτων συμβατικών οχημάτων (Brown, et al., 2021).

Στην πραγματικότητα, περίπου το 31% του χρόνου που αφορά την παραγωγή ενός συμβατικού οχήματος (κυρίως τα στάδια που αφορούν τον κινητήρα εσωτερικής καύσης και τις σχέσεις μετάδοσης) εξαλείφεται πλήρως στην παραγωγή ΗΟ καθώς αντικαθίσταται με ηλεκτρικούς κινητήρες, μπαταρίες και ηλεκτρονικά ισχύος (Brown, et al., 2021).

Το μέσο αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στα ΗΟ είναι οι συσσωρευτές, κάτι που παρουσιάζει ορισμένα μειονεκτήματα, όπως η χαμηλότερη, σε σχέση με τη βενζίνη/πετρέλαιο, αναλογία αποθηκευμένης ενέργειας ως προς όγκο και βάρος. Ακόμα στην πλειοψηφία των περιπτώσεων ο χρόνος φόρτισης των συσσωρευτών είναι σχετικά μεγάλος (Li, et al., 2019).

### 1.2.3. Νομοθετικό πλαίσιο της Ηλεκτροκίνησης στην Ελλάδα

Οι βασικές διατάξεις στις οποίες χρειάζεται να ανατρέξει κανείς προκειμένου να μπορέσει να κατανοήσει το ευρύτερο πλαίσιο της Ηλεκτροκίνησης στην Ελλάδα, είναι οι παρακάτω :

- Ν. 4233/14 «Καθορισμός θέσεων εγκατάστασης υποδομών φόρτισης», που εισήγαγε τη δυνατότητα εγκατάστασης σταθμών φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων στα Πρατήρια Παροχής Καυσίμων και Ενέργειας, στους στεγασμένους και υπαίθριους σταθμούς αυτοκινήτων, στα συνεργεία συντήρησης και επισκευών αυτοκινήτων και μοτοσυκλετών καθώς και στα δημόσια ή ιδιωτικά Κ.Τ.Ε.Ο.
- Ν. 4277/14 «Ορισμός νέου φορέα ηλεκτροκίνησης – Φορέας Εκμετάλλευσης Υποδομών Φόρτισης Ηλεκτρικών Οχημάτων(ΦΕΥΦΗΟ)»,
- ΦΕΚ Β50/15 «Τεχνικές προδιαγραφές υποδομών και καλωδίων φόρτισης»,

- Ν. 4439/16 «Ενσωμάτωση της Οδηγίας ΕΕ 2014/94/ΕΕ», που θεσμοθετεί τους όρους του ηλεκτρικού οχήματος, του σημείου επαναφόρτισης και του δημοσίως προσβάσιμου σημείου επαναφόρτισης.

- Ν. 4513/18 «Εγκατάσταση Σταθμών Φόρτισης EV σε Δημόσιους Χώρους

- Ν. 4643/2019, που εισήγαγε νέους όρους όπως αυτούς των υπηρεσιών επαναφόρτισης ΗΟ, των υπηρεσιών ηλεκτροκίνησης, του χρήστη ΗΟ, του ιδιοκτήτη των υποδομών φόρτισης, του παρόχου υπηρεσιών ηλεκτροκίνησης (ΠΥΗ), του φορέα διεκπεραίωσης συναλλαγών (ΦΔΣ) καθώς και του φορέα σωρευτικής εκπροσώπησης (aggregator) φορτίου ηλεκτρικών οχημάτων – ΦΟΣΕΦΗΟ.

- Ν. 4710/2020 «Πρώθηση της Ηλεκτροκίνησης και άλλες διατάξεις», που ως τελευταία κύρια προσθήκη στο θεσμικό πλαίσιο της ηλεκτροκίνησης, ήρθε να καλύψει την επιτακτική ανάγκη για τη διαμόρφωση ενός ενιαίου και ολοκληρωμένου θεσμικού πλαισίου για την ηλεκτροκίνηση.

Πιο συγκεκριμένα ο νόμος 4710/2020 έχει ως στόχο:

- Την θέσπιση οικονομικών και φορολογικών κινήτρων για την αγορά, μίσθωση και χρήση ηλεκτρικών οχημάτων καθώς και αναπτυξιακών κινήτρων για τις μονάδες παραγωγής ΗΟ και σχετικών με αυτά αγαθών ή ειδών
- Την οργάνωση της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτροκίνησης και των υποδομών φόρτισης ΗΟ καθώς και η λειτουργία του μητρώου υποδομών και φορέων αγοράς ηλεκτροκίνησης (ΜΥΦΑΗ)
- Την οριοθέτηση του χωροταξικού και πολεοδομικού σχεδιασμού των υποδομών της ηλεκτροκίνησης με πρόβλεψη για τη χωροθέτηση θέσεων στάθμευσης και υποδομών φόρτισης σε ιδιωτικούς και δημόσιους χώρους, σε νέα και υφιστάμενα κτίρια με ταυτόχρονη εστίαση στην απλοποίηση της αδειοδοτικής διαδικασίας.
- Την εναρμόνιση με την οδηγία 2019/1161 της ΕΕ για την προώθηση καθαρών και ενεργειακά αποδοτικών οχημάτων οδικών μεταφορών.

### 1.3. Τύποι και κατηγορίες ηλεκτροκίνητων οχημάτων

Η τεχνολογία ανάμεσα σε ένα ηλεκτροκίνητο όχημα και σε ένα συμβατικό όχημα, διαφέρει κυρίως ως προς τη δομή του κινητήριου συστήματος. Από τεχνικής απόψεως τα ηλεκτρικά οχήματα συναντώνται σε διάφορες παραλλαγές είτε όσον αφορά την πηγή της ηλεκτρικής ενέργειας είτε όσον αφορά τον τρόπο με τον οποίο παράγεται η κίνηση.

Το κοινό χαρακτηριστικό κάθε είδους ΗΟ, είναι η ύπαρξη ενός τουλάχιστον ηλεκτρικού κινητήρα για την προώθηση του οχήματος. Πρακτικά, όπως έχει ήδη αναφερθεί υπάρχουν δύο κατηγορίες ηλεκτροκίνητων οχημάτων που σχετίζονται με τις εκπομπές ρύπων: τα οχήματα μηδενικών ρύπων (αμιγώς ηλεκτροκίνητα οχήματα) και τα οχήματα χαμηλών ρύπων στα οποία ανήκουν τα υβριδικά οχήματα. Η ειδιοποιός διαφορά των δύο αυτών κατηγοριών, είναι η παρουσία βενζινοκινητήρα στα υβριδικά οχήματα.

### 1.3.1. Ηλεκτρικά οχήματα μπαταρίας (Battery Electric Vehicles - BEV)

Τα Η.Ο.Μ. (BEVs) είναι αμιγώς ηλεκτρικά οχήματα και χρησιμοποιούν ηλεκτρικό κινητήρα για την κίνησή τους και κάποιο είδος μπαταρίας ως πηγή ενέργειας. Η χημική ενέργεια που είναι εγκατεστημένη στο όχημα, χρησιμοποιείται για την κίνηση ενός η περισσότερων κινητήρων.

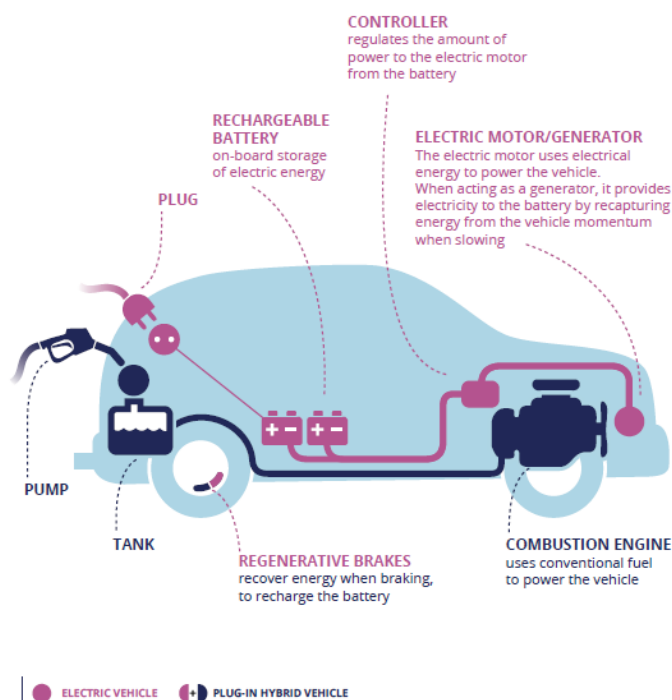
Η περιορισμένη εμβέλεια οδήγησης και ο μεγάλος χρόνος φόρτισης για τις μπαταρίες των Η.Ο.Μ (BEV) περιόρισαν την εκτεταμένη εφαρμογή τους στην αγορά για αρκετά μεγάλο χρονικό διάστημα, καθώς τα συμβατικά οχήματα κινητήρων εσωτερικής καύσης (ICEV) ήταν συγκριτικά πιο δημοφιλή λόγω της προόδου στις δυναμικές επιδόσεις και του χαμηλού κόστους καυσίμων. Τα Η.Ο.Μ έχουν κερδίσει ξανά την προσοχή των κατασκευαστών και των καταναλωτών τα τελευταία χρόνια λόγω των σοβαρών περιβαλλοντικών προβλημάτων και της ενεργειακής κρίσης που δημιουργούν τα ICEV. Τα πλεονεκτήματα των Η.Ο.Μ είναι οι μηδενικές εκπομπές ρύπων, η υψηλή απόδοση και ο λιγότερος θόρυβος (Li, et al., 2019). Επιπλέον, ο ηλεκτροκινητήρας μπορεί να λειτουργήσει ως γεννήτρια στην επιβράδυνση του οχήματος, γεγονός που επιτρέπει στα Η.Ο.Μ να ανακτούν την αναγεννητική ενέργεια πέδησης (Kumar, et al., 2013). Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι η συχνή φόρτιση και αποφόρτιση μπορεί να προκαλέσει υπερθέρμανση των μπαταριών και να μειώσει τη διάρκεια ζωής τους.

### 1.3.2. Υβριδικά Ηλεκτρικά Οχήματα (Hybrid Electric Vehicles - HEV)

Τα οχήματα αυτής της κατηγορίας διαθέτουν συνδυασμό ηλεκτροκινητήρα και θερμικού κινητήρα και ονομάζονται Υβριδικά Ηλεκτρικά Οχήματα (Hybrid Electric Vehicles - HEV) (Εικόνα 1.2). Έχουν αναπτυχθεί και εφαρμοστεί τα τελευταία χρόνια. και οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν παρέχουν βελτίωση της οικονομίας καυσίμου και επιτρέπουν στα Υ.Η.Ο να εξάγουν λιγότερες εκπομπές σε σύγκριση με τα συμβατικά οχήματα με κινητήρα εσωτερικής καύσης (ICEV). Δυστυχώς τα Υ.Η.Ο δεν μπορούν να επιλύσουν πλήρως τα προαναφερθέντα περιβαλλοντικά ζητήματα. Έτσι, τα Υ.Η.Ο αποτελούν μόνο ένα προσωρινό βήμα στην εξέλιξη από τα Σ.Ο.Κ.Ε.Κ (ICEV) στα αμιγώς ηλεκτρικά οχήματα (Pure Electric Vehicles - PEV) (Li, et al., 2019).

Επαναφορτιζόμενα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα (Ε.Υ.Η.Ο - Plug-in Hybrid Electric Vehicles - PHEV) είναι τα Υ.Η.Ο (HEVs) που έχουν επιπρόσθετα τη δυνατότητα να φορτίζουν τους συσσωρευτές τους με ηλεκτρική ενέργεια απευθείας από το

δίκτυο ή από κάποια εξωτερική μονάδα ηλεκτροπαραγωγής. Με τον τρόπο αυτό τα συγκεκριμένα οχήματα μπορούν να λειτουργήσουν μόνο με τον ηλεκτρικό κινητήρα τους με αυτονομία 30-60km (Li, et al., 2019).



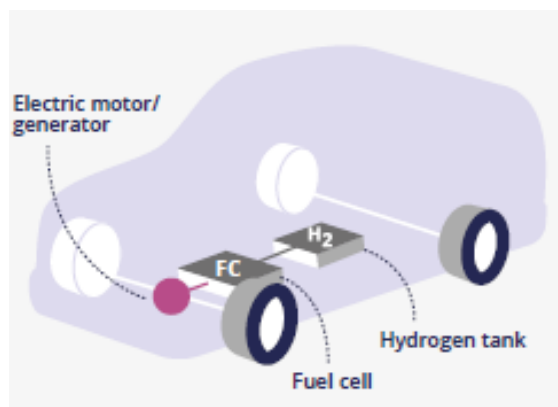
Εικόνα 1.2: Μέρη υβριδικών ηλεκτρικών και ηλεκτρικών οχημάτων, Πηγή: (EEA-EU, 2016)

### 1.3.3. Ηλεκτρικά Οχήματα με Κυψέλες Καυσίμου (Fuel Cell EVs - FCEVs)

Τα ηλεκτροκίνητα οχήματα με κυψέλες καυσίμου (H.O.K.K - Fuel Cell Electric Vehicles - FCEVs) χρησιμοποιούν τις κυψέλες καυσίμου για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια από το υδρογόνο. Η ενέργεια, είτε αποθηκεύεται σε κάποιο μέσο μπαταρίας, είτε χρησιμοποιείται απευθείας για την κίνηση του οχήματος.

Το σύστημα μετάδοσης κίνησης των H.O.K.K αποτελείται από μια στοίβα κυψελών καυσίμου (με δεξαμενή υδρογόνου), έναν μετατροπέα ισχύος, έναν αντιστροφέα και έναν ηλεκτροκινητήρα. Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούν βασικό και αναπόσπαστο μέσο για την παροχή ισχύος στα H.O.K.K και αφορούν μια πολλά υποσχόμενη εφαρμογή για τα ΗΟ λόγω της χαμηλής θερμοκρασίας λειτουργίας, της υψηλής πυκνότητας ισχύος και της συμβατικής λειτουργίας αέρα που παρέχουν (Eberle & Von Helmolz, 2010). Τα H.O.K.K (FCEV) χρησιμοποιούν ηλεκτρική ενέργεια που μετατρέπεται απευθείας από υδρογόνο και οξυγόνο, ενώ το χημικό τους προϊόν είναι καθαρό νερό. Έτσι, τα H.O.K.K διαθέτουν χαρακτηριστικά όπως υψηλή απόδοση, ανακύκλωση και βιώσιμο εφοδιασμό ενέργειας και αθόρυβη λειτουργία. Επιπλέον, το υγρό υδρογόνο είναι εύκολα φορητό, παρόμοια με το δοχείο καυσίμου των συμβατικών οχημάτων εσωτερικής καύσης (ICEV).

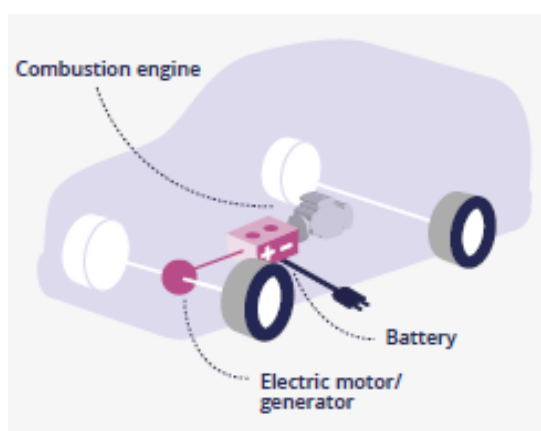
Ωστόσο, σε σύγκριση με τα Η.Ο.Μ (BEV), τα Η.Ο.Κ.Κ (FCEV) δεν είναι σε θέση να ανακτήσουν την ενέργεια πέδησης καθώς η ροή ισχύος του συστήματος μετάδοσης κίνησης δεν είναι αμφίδρομη (Kumar, et al., 2013). Τα εμπόδια της εμπορίας τους είναι το υψηλό κόστος των κυψελών καυσίμου, η αποθήκευση, η παραγωγή και η μεταφορά υδρογόνου καθώς και ο μικρός κύκλος ζωής των κυψελών (Li, et al., 2019).



Εικόνα 1.3: Ηλεκτρικά Οχήματα με Κυψέλες Καυσίμου, Πηγή: (EEA-EU, 2016)

#### 1.3.4. Ηλεκτρικά οχήματα αυξημένης αυτονομίας (Η.Ο.Α.Α - Extended Range EVs - EREV)

Τα οχήματα της κατηγορίας αυτής, όπως και τα Υ.Η.Ο διαθέτουν μηχανή εσωτερικής καύσης σε συνδυασμό με ηλεκτρικό κινητήρα. Ωστόσο, η κίνηση του οχήματος στηρίζεται αποκλειστικά στον ηλεκτρικό κινητήρα. Η μοναδική χρήση του κινητήρα εσωτερικής καύσης, είναι για τη φόρτιση, μέσω μιας γεννήτριας, της κύριας μπαταρίας του ηλεκτρικού οχήματος (Γκερεδάκης, 2021). Η βασική και πλήρης φόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιείται με τη διασύνδεση του οχήματος στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Η τεχνολογία αυτή δίνει τη δυνατότητα αύξησης της αυτονομίας του οχήματος.



Εικόνα 1.4: Ηλεκτρικά οχήματα αυξημένης αυτονομίας, Πηγή (EEA-EU, 2016)



#### 1.4. Τύποι και κατηγορίες φόρτισης ΗΟ

Το «άγχος αυτονομίας» είναι ένα σημαντικό ζήτημα, που πλήττει σε πολύ μεγάλο βαθμό την εμπορευσιμότητα των ΗΟ. Έρευνες που έχουν πραγματοποιηθεί, απέδειξαν ότι το «άγχος αυτονομίας» αυξάνει την πιθανότητα να απορρίψει κάποιος ένα ΗΟ και επομένως αναζητούνται τρόποι να μειωθεί αυτό το φαινόμενο, (Noel, et al., 2019).

Η διαδικασία φόρτισης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων, αλλά και οι διαθέσιμες τεχνολογίες έχουν πρωταρχική σημασία για τη διάδοση και την ανεμπόδιστη χρήση των ηλεκτρικών οχημάτων. Σημαντικό πλεονέκτημα αποτελεί το γεγονός ότι τα δίκτυα διανομής και οι πηγές ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα καλύπτουν σχεδόν κάθε περιοχή, από τις πυκνοκατοικημένες μεγαλουπόλεις, έως τα απομακρυσμένα νησιά και περιοχές της υπαίθρου, ενώ η τεχνολογική εξέλιξη έχει καταστήσει τη φόρτιση ενός ηλεκτρικού αυτοκινήτου μια προσιτή και σχετικά απλή και εύκολη διαδικασία, εφόσον έχουν εγκατασταθεί οι σχετικές υποδομές.

Στο τέλος του 2017, η ΕΕ είχε 132.000 δημόσια σημεία φόρτισης, τα οποία αυξήθηκαν σε 175.000 μέχρι το τέλος του 2019 (+32% ή 42.000 μονάδες), ενώ την ίδια στιγμή ο αριθμός των ηλεκτρικών οχημάτων στο δρόμο αυξήθηκε από 670.000 το Δεκέμβριο του 2017 σε 1,3 εκατομμύρια τον Νοέμβριο του 2019, ή αύξηση 89% σε δύο χρόνια σύμφωνα με τα στοιχεία που συγκέντρωσε το Ευρωπαϊκό Παρατηρητήριο Εναλλακτικών Καυσίμων (ΕΠΕΚ - European Alternative Fuels Observatory - EAFO), (Transport & Environment, 2020). Η σταδιακή απορρόφηση της υπερπροσφοράς των δημόσιων σημείων φόρτισης καταδεικνύει την αυξανόμενη ωριμότητα της ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικών οχημάτων.

Για την επαναφόρτιση των μπαταριών των ηλεκτρικών οχημάτων έχουν καθιερωθεί διεθνώς διάφορα πρότυπα και τρόποι, οι οποίοι, αναλόγως των αναγκών των χρηστών και των δυνατοτήτων ηλεκτροδότησης κάθε σημείου φόρτισης, προσφέρουν διαφορετική ποιότητα, ταχύτητα και δυνατότητες φόρτισης.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα πρότυπα που υιοθετούνται σε κάθε επίπεδο (ηλεκτρικό και επικοινωνιακό) αλληλεπίδρασης μεταξύ σταθμού φόρτισης και ηλεκτρικού οχήματος, (Das, et al., 2020) :

- Καλώδια και Υποδοχείς Φόρτισης - IEC 62196,
- Τοπολογίες φόρτισης ενσύρματης/ασύρματης- IEC 61851
- Επικοινωνίες ISO/IEC 15118 και IEC 61850
- Ασφάλεια IEC 62351 και ISO/IEC 15118

Στην Ευρώπη υιοθετούνται κυρίως τα πρότυπα που περιγράφονται παραπάνω, της «Διεθνούς Ηλεκτροτεχνικής Επιτροπής» (Δ.Η.Ε – IEC – International

Electrotechnical Commission), ενώ στις ΗΠΑ ακολουθούνται τα πρότυπα της SAE (Society of Automobile Engineers) και στην Ιαπωνία τα πρότυπα JEVS (Japan Electric Vehicle Standard).

#### 1.4.1. Αργή φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων

Αργή φόρτιση ή φόρτιση κανονικής ισχύος, με μονοφασική παροχή και ονομαστική ισχύ χαμηλότερη από 3.7 kW. Ο χρόνος φόρτισης σε τέτοιες υποδομές φόρτισης είναι αρκετά μεγάλος και μπορεί να ξεπεράσει και τις 8 ώρες για μια πλήρη φόρτιση. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιούνται μόνο για φόρτιση σε ιδιωτικές περιοχές ή περιοχές όπου επιτρέπεται η πρόσβαση μόνο σε ιδιώτες, υπάρχει μακροπρόθεσμη στάθμευση των ΗΟ και υπάρχει η δυνατότητα φόρτισης όλων των τύπων μπαταριών, (Khalid, 2019). Τέτοιες τοποθεσίες μπορεί να είναι:

- Οι ιδιωτικοί χώροι στάθμευσης στην κατοικία του κατόχου: Δεν απαιτείται κάποιο επιπλέον κόστος ή εγκατάσταση για απλή φόρτιση, από τη στιγμή που υπάρχει παροχή ρεύματος με προστασία γείωσης.
- Οι ιδιωτικοί χώροι στάθμευσης που μοιράζονται από περισσότερους του ενός κατοίκους. Στην περίπτωση αυτή είναι απαραίτητη η εγκατάσταση σταθμού φόρτισης με σύστημα που θα αναγνωρίζει ποιος από τους χρήστες φορτίζει το αυτοκίνητό του, ώστε το κόστος φόρτισης να επιβαρύνει μόνο αυτόν.

#### 1.4.2. Γρήγορη φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων

Η γρήγορη φόρτιση ή φόρτιση Μέσης ισχύος, με μονοφασική παροχή, ονομαστική ισχύ από 3.7 kW έως 22 kW και δυνατότητα φόρτισης μπαταριών Νικελίου, ZEBRA και Λιθίου. Η περίπτωση αυτή έχει εφαρμογή σε ιδιωτικές περιοχές όπου όμως επιτρέπεται η δημόσια πρόσβαση, (Khalid, 2019). Τέτοιες τοποθεσίες μπορεί να είναι:

- Οι μεγάλοι χώροι στάθμευσης, όπου τα οχήματα αναμένεται να είναι σταθμευμένα για σχετικά μεγάλο χρονικό διάστημα (2-3 ώρες, όπως για παράδειγμα εμπορικά καταστήματα, κινηματογράφοι) ή και για σύντομο σχετικά χρόνο (όπως για παράδειγμα εστιατόρια γρήγορου φαγητού ή σουπερμάρκετ).
- Οι χώροι εργασίας (π.χ. ο χώρος στάθμευσης για τους υπαλλήλους μίας εταιρίας). Πολλές εταιρίες εξετάζουν τον αντίκτυπο που θα είχε η εγκατάσταση σταθμών φόρτισης για τους εργαζόμενους σε αυτές, αφού η φόρτιση κατά τη διάρκεια της εργασίας αυξάνει σημαντικά την ημερήσια απόσταση που είναι δυνατό να διανύσει ένα ηλεκτρικό όχημα.

### 1.4.3. Ταχεία και «Υπερταχεία» φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων

Η Ταχεία φόρτιση ή φόρτιση Υψηλής ισχύος, με τριφασική παροχή και ονομαστική ισχύ μεγαλύτερη από 22 kW ή «Υπερταχεία» φόρτιση με DC διασύνδεση και ισχύ μεγαλύτερη των 40 kW, αφορούν ΗΟ με μπαταρίες Λιθίου και έχουν εφαρμογή σε δημόσιες περιοχές όπου επιτρέπεται η δημόσια πρόσβαση (Khalid, 2019). Τέτοιες τοποθεσίες μπορεί να είναι:

Χώροι εταιριών ενοικίασης ηλεκτρικών οχημάτων: Οι εταιρίες αυτές πιθανώς να χρειαστούν γρήγορη φόρτιση ή ακόμα και ταχεία φόρτιση, ενώ το κόστος φόρτισης θα επιβαρύνει την ίδια την εταιρία.

Σταθμοί φόρτισης που είναι εγκατεστημένοι σε δημόσιους δρόμους και εξυπηρετούν τους οδηγούς ηλεκτρικών οχημάτων που ζουν σε πυκνοκατοικημένες περιοχές, όπου δεν υπάρχουν οικιακά γκαράζ για την ατομική φόρτιση των οχημάτων.

Υποδομές ταχείας φόρτισης αναμένεται να εγκατασταθούν σε δρόμους ταχείας κυκλοφορίας ώστε να αυξήσουν την αυτονομία των οχημάτων και να καταστήσουν δυνατή τη μετακίνηση τους για μεγάλες αποστάσεις. Οι σταθμοί αυτοί προβλέπεται να εγκατασταθούν ανά 80 περίπου χιλιόμετρα σε δρόμους ταχείας κυκλοφορίας (όπως και οι συμβατικοί σταθμοί καυσίμων) και πρέπει να απέχουν λιγότερο από 1,5 χιλιόμετρο από τις αντίστοιχες εξόδους (Κολιός, 2019).

### 1.5. Τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ)

Η διαθεσιμότητα καθαρής, ασφαλούς και προσιτής ενέργειας σε όλους τους πολίτες σε επαρκείς ποσότητες αποτελεί προαπαιτούμενο για μια αειφόρο κοινωνία. Η εξασφάλιση συνεχούς παροχής ενέργειας μπορεί να επιτευχθεί με την ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Εκτός αυτού, η αυξημένη συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό ισοζύγιο θα οδηγήσει στη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου, που αποτελούν βασική αιτία της κλιματικής αλλαγής, καθώς και στη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

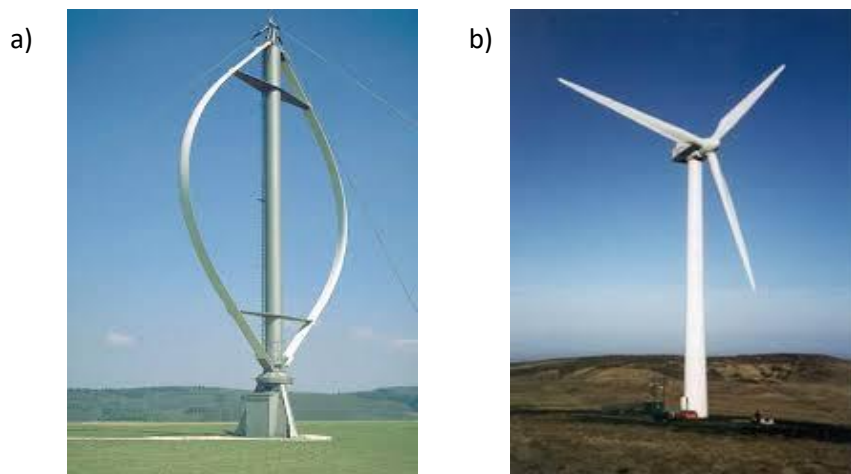
Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σχετίζονται με την εκμετάλλευση των ανεξάντλητων στοιχείων της φύσης, όπως είναι ο ήλιος και ο αέρας. Ειδικότερα, η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας γίνεται κατά διάφορους τρόπους, οι οποίοι μπορούν να διακριθούν σε δύο κύριες κατηγορίες: τα παθητικά ηλιακά συστήματα, που μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε εσωτερική ενέργεια δομικών καταστάσεων (π.χ. βιοκλιματικός σχεδιασμός κτιρίων) και τα ενεργά ηλιακά συστήματα τα οποία είτε μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε εσωτερική ενέργεια θερμικού ρευστού (θερμοσιφωνικά συστήματα), είτε τη μετατρέπουν απευθείας σε ηλεκτρισμό (φωτοβολταϊκά συστήματα). Όσον αφορά τα αιολικά συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την εκμετάλλευση της ανεξάντλητης πηγής των ανέμων αυτή πραγματοποιείται με τη χρήση

ανεμογεννητριών. Παρακάτω αναλύονται τεχνικά και σημασιολογικά οι δυο αυτές κυριότερες μέθοδοι εκμετάλλευσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

### 1.5.1. Ανεμογεννήτριες

Η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας πραγματοποιείται μέσω των ανεμογεννητριών, που εκμεταλλεύονται την κινητική ενέργεια του ανέμου και την μετατρέπουν σε μηχανική και στη συνέχεια ηλεκτρική. Οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε 2 κύριες κατηγορίες ως προς τη θέση του δρομέα τους σε σχέση με το έδαφος:

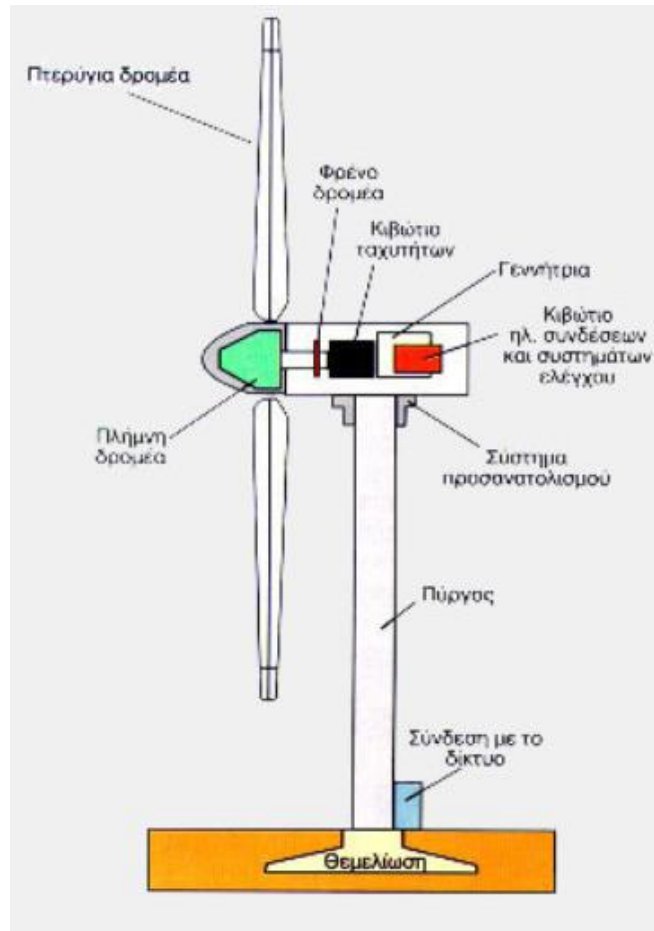
- i. Οριζοντίου άξονα: Στις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα ο δρομέας βρίσκεται συνεχώς παράλληλος με την κατεύθυνση του αέρα και του εδάφους. Ο δρομέας και η ηλεκτρική γεννήτρια είναι εγκατεστημένοι στην κορυφή ενός πύργου. Οι ανεμογεννήτριες που χρησιμοποιούνται σε αιολικά πάρκα για εμπορική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούνται συνήθως από τρία πτερύγια. Αυτή η διάταξη έχει χαμηλή κυμάτωση ροπής, η οποία συμβάλλει στην καλή αξιοπιστία (Δανιήλ, 2018). Αποτελούν τη συνηθέστερη μορφή λόγω καλύτερης απόδοσης (Εικόνα 1.5b).
- ii. Κατακόρυφου άξονα: Οι ανεμογεννήτριες κάθετου άξονα έχουν τοποθετημένο το δρομέα κάθετα στο έδαφος. Το βασικό πλεονέκτημα αυτού του τύπου είναι πως η γεννήτρια δε χρειάζεται να είναι στραμμένη προς την κατεύθυνση του ανέμου για να είναι παραγωγική, οπότε είναι πιο αποδοτική σε περιοχές με μεταβλητούς ανέμους, αφού περιστρέφονται κατά  $360^\circ$  (Δανιήλ, 2018). Ωστόσο, το βασικό μειονέκτημα αυτών των ανεμογεννητριών είναι ότι παράγουν πολύ λιγότερη ενέργεια κατά μέσο όρο με την πάροδο του χρόνου (Εικόνα 1.5).



Εικόνα 1.5: Ανεμογεννήτριες: a) κατακόρυφου, Πηγή: (ABB, 2011) και b) οριζοντίου άξονα, Πηγή: (Anderson, 2017)

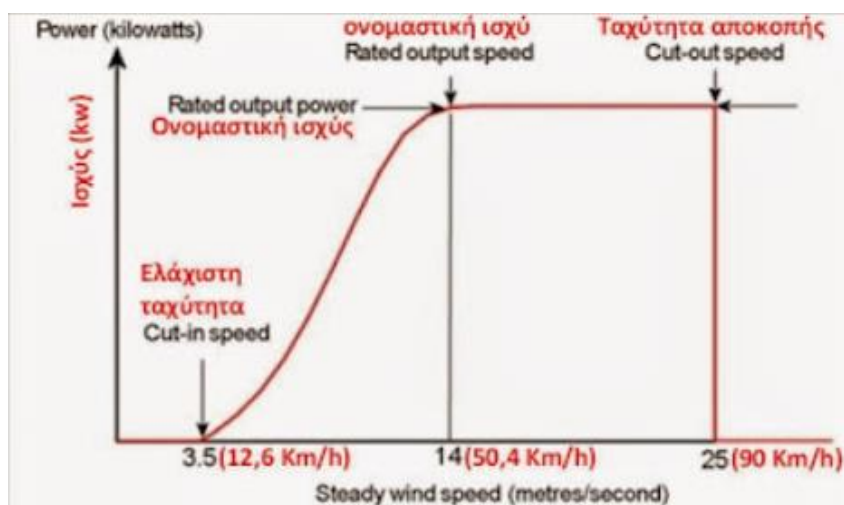
Τα μέρη από τα οποία απαρτίζεται μια συμβατική ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα είναι (Καρκατσούλη, 2010):

- i. Ο δρομέας, ο οποίος αποτελεί περίπου το 20% του κόστους της ανεμογεννήτριας, και περιλαμβάνει τα πτερύγια που μετατρέπουν την αιολική ενέργεια σε χαμηλής ταχύτητας κινητική. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται συνήθως για τα πτερύγια των ανεμογεννητριών είναι σύνθετα, καθώς είναι θεμιτό να έχουν υψηλή ακαμψία, υψηλή αντοχή, υψηλή αντίσταση κόπωσης και χαμηλό βάρος. Χρησιμοποιούνται ρητίνες για την κατασκευή των εξαρτημάτων, συνήθως πολυεστέρας και εποξίνη, ενώ για την ενίσχυση χρησιμοποιούνται γυάλινες ίνες και ίνες άνθρακα.
- ii. Το σύστημα μετάδοσης της κίνησης που αποτελείται από τον κύριο άξονα, τα έδρανα του και το κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο προσαρμόζει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα στη σύγχρονη ταχύτητα της ηλεκτρογεννήτριας. Αποτελεί περίπου το 34% του συνολικού κόστους μιας ανεμογεννήτριας.
- iii. Την ηλεκτρική γεννήτρια, σύγχρονη ή επαγωγική με 4 ή 6 πόλους η οποία συνδέεται με την έξοδο του πολλαπλασιαστή μέσω ενός ελαστικού ή υδραυλικού συνδέσμου και μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια σε ηλεκτρική και βρίσκεται συνήθως πάνω στον πύργο της ανεμογεννήτριας. Υπάρχει και το σύστημα πέδης το οποίο είναι ένα συνηθισμένο δισκόφρενο που τοποθετείται στον κύριο άξονα της γεννήτριας.
- iv. Το σύστημα προσανατολισμού που αναγκάζει συνεχώς τον άξονα περιστροφής του δρομέα να βρίσκεται παράλληλα με τη διεύθυνση του ανέμου.
- v. Ο πύργος, ο οποίος στηρίζει όλη την παραπάνω ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση. Αποτελεί το 15% του συνολικού κόστους μια ανεμογεννήτριας.
- vi. Ο ηλεκτρονικός πίνακας και ο πίνακας ελέγχου, οι οποίοι είναι τοποθετημένοι στη βάση του πύργου. Το σύστημα ελέγχου παρακολουθεί, συντονίζει και ελέγχει όλες τις λειτουργίες της ανεμογεννήτριας, φροντίζοντας για την απρόσκοπτη λειτουργία της.



Εικόνα 1.6: Μέρη τυπικής Α/Γ οριζόντιου άξονα, Πηγή: (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, 2017)

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον για μια ανεμογεννήτρια παρουσιάζει η καμπύλη ισχύος της. Η καμπύλη αυτή καταδεικνύει τη σχέση μεταξύ της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου. Η καμπύλη ισχύος παρέχεται από τον κατασκευαστή και συνήθως εκτιμάται εμπειρικά από μετρήσεις πεδίου (Εικόνα 1.7).



Εικόνα 1.7: Καμπύλη ισχύος Α/Γ οριζόντιου άξονα, Πηγή: (Αnon., 2018)

Στην καμπύλη αυτή ξεχωρίζουν 3 διαφορετικές ταχύτητες ανέμου:

- i. Ελάχιστη Ταχύτητα (cut-in-speed), που αφορά την ταχύτητα ανέμου για την οποία ξεκίνα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- ii. Ονομαστική ταχύτητα (rated-output-speed), που αφορά τις ταχύτητες ανέμου για τις οποίες παράγεται η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας.
- iii. Ταχύτητα αποκοπής (cut-out-speed), που αφορά την ταχύτητα ανέμου έπειτα από την οποία διακόπτεται η λειτουργία της ανεμογεννήτριας για λόγους ασφαλείας.

Τέλος, θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος ο συντελεστής ισχύος  $C$ , που υπολογίζεται από το πηλίκο της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος προς την εισερχόμενη ενέργεια του ανέμου. Ουσιαστικά αφορά τον αεροδυναμικό βαθμό απόδοσης πτερωτής και έχει μέγιστο όριο την τιμή  $C=0,593$  (όριο Betz, 1919). Πρακτικά στην περίπτωση καλού σχεδιασμού ο συντελεστής κυμαίνεται στο 0,35.

Το βασικό πρόβλημα που παρουσιάζει η αιολική παραγωγή, αφορά τη μεταβλητότητα ισχύος εξόδου των ανεμογεννητριών που οφείλεται στο γεγονός ότι η αιολική παραγωγή εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις καιρικές συνθήκες. Εξαιτίας των ξαφνικών και συχνά μεγάλων αλλαγών της ταχύτητας του ανέμου, η ισχύς εξόδου ενός αιολικού πάρκου εμφανίζει σημαντικά μεγάλες διακυμάνσεις. Όσο αυξάνεται η διείσδυση αιολικής ενέργειας και το μέγεθος των αιολικών πάρκων, τόσο αυξάνεται και η επίδραση στη λειτουργία του συστήματος (ευστάθεια, έλεγχος, ροή ισχύος) (Καρκατσούλη, 2010). Παράλληλα ο προγραμματισμός της παραγωγής για την επόμενη μέρα και η αποφυγή συμφόρησης στο σύστημα καθώς και πιθανής περικοπής αιολικής ισχύος αποτελούν σημαντικό ζήτημα. Μια λύση στο παραπάνω πρόβλημα θα ήταν η βελτίωση της πρόβλεψης ανέμου το οποίο συνεπάγεται την εισαγωγή κάποιου παράγοντα αβεβαιότητας και μη διαθεσιμότητας των ανεμογεννητριών όπως εξετάζεται και εισάγεται από τους (Psarros, et al., 2018) και υιοθετείται στην παρούσα εργασία. Άλλη λύση στο παραπάνω πρόβλημα θα ήταν η εγκατάσταση αποθηκευτικών μέσων της παραχθείσας αιολικής ισχύος με στόχο να εξομαλύνονται οι διακυμάνσεις της ισχύος εξόδου των ανεμογεννητριών ή των αιολικών πάρκων (Li, et al., 2015).

### 1.5.2. Φωτοβολταϊκά συστήματα

Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της ηλιακής ενέργειας χρησιμοποιούνται φωτοβολταϊκά συστήματα, που αποτελούνται από ένα ή περισσότερα φωτοβολταϊκά πλαίσια μαζί με τις απαραίτητες συσκευές και διατάξεις για τη δημιουργία της ηλεκτρικής ενέργειας. Η λειτουργία τους βασίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, κατά το οποίο παράγεται ηλεκτρικό

ρεύμα όταν συγκεκριμένες κατασκευές εκτεθούν στο φως. Το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας που μπορεί να απορροφήσει ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο είναι το 25% της ενέργειας που δέχεται, όμως συνήθως το ποσοστό είναι λιγότερο από 15%. Το παραπάνω συμβαίνει διότι το ηλιακό φως που πέφτει στο στοιχείο συλλογής μεταφέρει διαφορετικά επίπεδα ενέργειας και κάποια από αυτά δεν έχουν αρκετή ενέργεια προκειμένου να ελευθερώσουν ηλεκτρόνια.

Ανάλογα με το σκοπό χρησιμοποίησης, τα φωτοβολταϊκά συστήματα χωρίζονται σε δύο κατηγορίες:

- i. **Αυτόνομα:** Στην περίπτωση αυτή είναι απαραίτητη η αποθήκευση της ενέργειας σε μπαταρίες και η εγκατάσταση μετατροπέα συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο. Είναι ιδανικά συστήματα απομακρυσμένα από το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.
- ii. **Συνδεδεμένα με το ηλεκτρικό δίκτυο:** Η παραγόμενη ενέργεια πωλείται στο δίκτυο. Δεν χρειάζεται η αποθήκευση της ενέργειας σε μπαταρίες, απαιτείται όμως η εγκατάσταση μετατροπέα.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια έχουν ως βασικό μέρος το ηλιακό στοιχείο (solar cell) που είναι ένας κατάλληλα επεξεργασμένος ημιαγωγός μικρού πάχους σε επίπεδη επιφάνεια. Συνήθως τα ηλιακά στοιχεία σε μια βασική μονάδα συνδέονται μεταξύ τους σε μια βασική σειρά. Αυτό οφείλεται στα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του κάθε ηλιακού στοιχείου. Ένα τυπικό ηλιακό πολυκρυσταλλικό στοιχείο  $10\text{ cm} \times 10\text{ cm}$  θα παρέχει κάτω από κανονικές συνθήκες ισχύ μεταξύ 1 και 1,5 W, εξαρτώμενη από την απόδοση του ηλιακού στοιχείου. Η πρόσπτωση ηλιακής ακτινοβολίας δημιουργεί ηλεκτρική τάση και με την κατάλληλη σύνδεση σε φορτίο παράγεται ηλεκτρικό ρεύμα. Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία ομαδοποιούνται κατάλληλα και συγκροτούν τα φωτοβολταϊκά πλαίσια τυπικής ισχύος από 20 W έως 300 W.



Εικόνα 1.8: Φωτοβολταϊκό πάρκο, Πηγή: (ppel.gov.gr, 2020)



Οι βασικότεροι τύποι φωτοβολταϊκών πλαισίων είναι οι παρακάτω (Δανιήλ, 2018), (Aghaei, et al., 2020):

- Μονοκρυσταλλικού πυριτίου: Τα κελιά μονοκρυσταλλικού πυριτίου κατασκευάζονται από ένα μεγάλο κρυσταλλικό δίσκο πυριτίου. Τα κελιά αυτά κατασκευάζονται με μία διαδικασία γνωστή ως διαδικασία «Czochralski». Χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση της τάξης του 15% - 18% αλλά και από υψηλότερο κόστος. Τα ηλιακά κελιά κατασκευάζονται σε σχήμα κύκλου, ή σχεδόν κύκλου καθώς και τετράγωνα. Το χρώμα τους είναι βαθύ μπλε έως μαύρο όταν διαθέτουν αντί-ανακλαστική επίστρωση ή γκρι (χωρίς αντί-ανακλαστική επίστρωση).
- Πολυκρυσταλλικού πυριτίου: Τα κελιά πολυκρυσταλλικού πυριτίου είναι φθηνότερα από αυτά του μονοκρυσταλλικού πυριτίου αλλά και λιγότερο αποδοτικά. Όπως προκύπτει και από τον όρο, κατασκευάζονται από δίσκους πυριτίου που κόβονται από τετραγωνισμένους ράβδους πυριτίου. Η μέθοδος κατασκευής ενός πολυκρυσταλλικού κελιού απαιτεί πολύ μικρότερη ακρίβεια και κόστος σε σχέση με τα μονοκρυσταλλικά κελιά. Η απόδοση τους κυμαίνεται από 13% - 16% και κατασκευάζονται συνήθως σε τετράγωνο σχήμα. Το χρώμα τους είναι συνήθως μπλε (με αντί-ανακλαστική επίστρωση) ή γκρι-ασημί (χωρίς αντί-ανακλαστική επίστρωση).
- Άμορφου πυριτίου: Αποτελούν την πιο συνηθισμένη μορφή κελιών λεπτής μεμβράνης και έχουν χρησιμοποιηθεί ευρέως σε ηλεκτρονικά προϊόντα ευρείας κατανάλωσης (π.χ. υπολογιστές τσέπης). Το άμορφο πυρίτιο διαφέρει από το κρυσταλλικό στο ότι τα άτομα δεν είναι τοποθετημένα σε ακριβείς αποστάσεις μεταξύ τους και οι γωνίες των δεσμών τους δεν είναι συγκεκριμένες. Σήμερα, ένα εμπορικό φωτοβολταϊκό πλαίσιο με κελιά άμορφου πυριτίου έχει απόδοση 6% - 8%.
- Χαλκοπυριτών: Αποτελεί μία από τις περισσότερο υποσχόμενες τεχνολογίες, όπου κελιά λεπτής μεμβράνης κατασκευάζονται από έναν συνδυασμό χαλκού-ινδίου-δισεληνιούχου και χαλκού-γαλλίου-δισεληνιούχου (κελιά CIGS). Τα κελιά αυτά έχουν επιδείξει αποδόσεις της τάξης του 19,9%, που αποτελεί την υψηλότερη για κελιά λεπτής μεμβράνης.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια που χρησιμοποιούνται συνηθέστερα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολυκρυσταλλικού πυριτίου. Η δομή ενός φωτοβολταϊκού συστήματος έκτος από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια αποτελείται από τις παρακάτω διατάξεις (Καρκατσούλη, 2010):

- i. Τη φωτοβολταϊκή γεννήτρια με τη μηχανική υποστήριξη και ενδεχομένως σύστημα παρακολούθησης της ηλιακής τροχιάς.
- ii. Τον μετατροπέα που μετατρέπει το συνεχές ρεύμα που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια σε εναλλασσόμενο προκειμένου να καθίσταται συμβατό με τη λειτουργία των ηλεκτρικών συσκευών. Η μετατροπή του ρεύματος από συνεχές σε εναλλασσόμενο όμως, αποφέρει αρκετές απώλειες.
- iii. Μπαταρίες (υποσύστημα αποθήκευσης): Σε περίπτωση που το σύστημα είναι αυτόνομο, τότε απαιτείται η χρήση μπαταριών για την αποθήκευση του παραγόμενου ρεύματος που δεν καταναλώνεται άμεσα. Η μπαταρία προσφέρει με τη σειρά της την αποθηκευμένη ενέργεια, όταν δεν υπάρχει ηλιακό φως, κυρίως δηλαδή τις βραδινές ώρες. Καθίστανται επίσης ιδιαίτερα χρήσιμες σε περιπτώσεις σύνδεσης των φωτοβολταϊκών συστημάτων στο δίκτυο, όπου με την κατάλληλη χρήση τους, αποφεύγετε/σταθμίζεται ο παράγοντας αβεβαιότητας των μετεωρολογικών προβλέψεων (Manimekalai, et al., 2013).
- iv. Ρυθμιστής τάσης: Ρυθμίζει και διατηρεί τη κανονική φόρτιση των μπαταριών από τα φωτοβολταϊκά στοιχεία. Όταν η μπαταρία φτάνει στο στάδιο της υπερφόρτισης τότε ελαττώνεται ο χρόνος ζωής της. Για το λόγο αυτό ο ρυθμιστής τάσης ελαττώνει το ρεύμα που προσφέρουν τα φωτοβολταϊκά πλαίσια προς τη μπαταρία.
- v. Καθορισμό ισχύος και συσκευή ελέγχου παραγωγής.

### 1.6. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

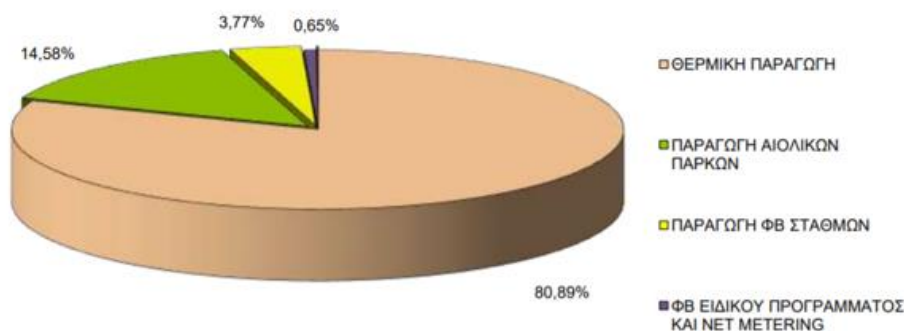
Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) χαρακτηρίζονται τα νησιά της Ελληνικής Επικράτειας των οποίων το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας δεν συνδέεται με το Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής της ηπειρωτικής χώρας. Η διαχείριση των Ηλεκτρικών Συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, που περιλαμβάνει τη διαχείριση της παραγωγής, τη λειτουργία της αγοράς και των συστημάτων των νησιών αυτών, είναι ευθύνη της ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. και πραγματοποιείται σύμφωνα με τον «Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών», (ΡΑΕ, 2020).

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΔΝ αποτελείται από είκοσι εννέα (29) αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών). Το μέγεθος των είκοσι εννέα (29) αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει:

- Δεκαεννέα (19) «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW.

- Οκτώ (8) «μεσαίου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW.
- Δύο (2) «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW (η Κρήτη και η Ρόδος).

Η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη), (ΡΑΕ, 2021b).



Εικόνα 1.9: Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Αύγουστο 2021, Πηγή: (ΔΕΔΔΗΕ, 2021a)

Κάθε έτος, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) με Απόφασή της εγκρίνει απολογιστικά, μετά από σχετική εισήγηση του Διαχειριστή των ΜΔΝ, ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., το ύψος του ετήσιου Ανταλλάγματος για την παροχή ΥΚΩ\_ΜΔΝ που αφορά στην ηλεκτροδότηση των ΜΔΝ στις ίδιες τιμές με εκείνες του διασυνδεδεμένου συστήματος.

Το μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των Συμβατικών Μονάδων των ΜΔΝ αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο ποσοστό του ετήσιου ανταλλάγματος ΥΚΩ\_ΜΔΝ. Κατ'έπείκταση ο έλεγχος των ποσοτήτων καυσίμου που καταναλώνονται ετησίως στις συμβατικές Μονάδες των ΜΔΝ καθίσταται ιδιαίτερα σημαντικός για την προστασία των συμφερόντων των καταναλωτών, ώστε να μην επιβαρύνονται με μη εύλογα κόστη, (ΡΑΕ, 2021c).

Για το σύνολο των ΜΔΝ, σύμφωνα με ανακοίνωση της ΡΑΕ, η συνολική δαπάνη συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής ήταν: για το 2014 περίπου 951 εκ. € με ΥΚΩ νησιών 673 εκ. €, για το 2015 περίπου 814 εκ. € με ΥΚΩ 602 εκ. € και για το 2016 περίπου 683 εκ. € με ΥΚΩ 483 εκ. €, (ΡΑΕ, 2018).

| Νησιωτικό Σύστημα | Θερμική παραγωγή (MWh) | Παραγωγή ΑΠΕ* (MWh) | % Παραγωγή ΑΠΕ | Ζήτηση (MWh)     | Αιχμή (MW) |
|-------------------|------------------------|---------------------|----------------|------------------|------------|
| ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ    | 1.104                  | 0                   | 0%             | 1.104            | 0,306      |
| ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ         | 828                    | 0                   | 0%             | 828              | 0,220      |
| ΑΜΟΡΓΟΣ           | 9.351                  | 455                 | 4,64%          | 9.806            | 2,710      |
| ΑΝΑΦΗ             | 1.208                  | 0                   | 0%             | 1.208            | 0,552      |
| ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ        | 308                    | 0                   | 0%             | 308              | 0,085      |
| ΑΡΚΙΟΙ            | 399                    | 0                   | 0%             | 399              | 0,139      |
| ΑΣΤΥΠΑΛΛΑΙΑ       | 6.184                  | 552                 | 8,20%          | 6.736            | 2,060      |
| ΓΑΥΔΟΣ            | 486                    | 0                   | 0%             | 486              | 0,136      |
| ΔΟΝΟΥΣΑ           | 954                    | 0                   | 0%             | 954              | 0,416      |
| ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ         | 817                    | 0                   | 0%             | 817              | 0,412      |
| ΘΗΡΑ              | 146.046                | 413                 | 0,28%          | 146.459          | 38,250     |
| ΙΚΑΡΙΑ            | 20.999                 | 6.228               | 22,87%         | 27.227           | 6,839      |
| ΚΑΡΠΑΘΟΥ          | 27.228                 | 4.865               | 15,16%         | 32.093           | 7,510      |
| ΚΥΘΝΟΣ            | 9.657                  | 402                 | 4,00%          | 10.059           | 3,460      |
| ΚΩ-ΚΑΛΥΜΝΟΥ       | 265.036                | 50.041              | 15,88%         | 315.078          | 74,000     |
| ΛΕΣΒΟΣ            | 238.094                | 51.868              | 17,89%         | 289.962          | 63,190     |
| ΛΗΜΝΟΣ            | 49.744                 | 8.817               | 15,06%         | 58.560           | 12,900     |
| ΜΕΓΙΣΤΗ           | 3.582                  | 0                   | 0%             | 3.582            | 0,935      |
| ΜΗΛΟΣ             | 39.562                 | 7.384               | 15,73%         | 46.946           | 11,770     |
| ΟΘΩΝΟΙ            | 578                    | 0                   | 0%             | 578              | 0,250      |
| ΠΑΤΜΟΣ            | 14.916                 | 2.839               | 15,99%         | 17.755           | 4,600      |
| ΣΑΜΟΣ             | 97.160                 | 29.661              | 23,39%         | 126.821          | 27,800     |
| ΣΕΡΙΦΟΣ           | 8.375                  | 165                 | 1,93%          | 8.540            | 3,520      |
| ΣΙΦΝΟΣ            | 14.960                 | 2.489               | 14,26%         | 17.449           | 5,650      |
| ΣΚΥΡΟΣ            | 14.862                 | 467                 | 3,05%          | 15.329           | 3,910      |
| ΣΥΜΗ              | 11.951                 | 254                 | 2,08%          | 12.205           | 3,910      |
| ΧΙΟΣ              | 175.856                | 25.066              | 12,48%         | 200.921          | 43,000     |
| ΚΡΗΤΗ             | 2.134.453              | 651.259             | 23,38%         | 2.785.712        | 605,100    |
| ΡΟΔΟΣ             | 537.093                | 100.473             | 15,76%         | 637.567          | 148,300    |
| <b>Σύνολο</b>     | <b>3.831.791</b>       | <b>943.698</b>      | <b>19,76%</b>  | <b>4.775.489</b> |            |

Πίνακας 1.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς και σταθμούς ΑΠΕ, ζήτηση και αιχμή φορτίου, ανά νησιωτικό σύμπλεγμα, κατά το έτος 2020, Πηγή: (ΡΑΕ, 2021c)

#### 1.6.1. Κατηγοριοποίηση ηλεκτρικών συστημάτων ΜΔΝ

Τα Συστήματα ΜΔΝ κατατάσσονται σε τρεις κατηγορίες με βάση το μέγεθός τους:

α) Μικρού Μεγέθους, εφόσον η μέση τιμή της αιχμής της ζήτησης των πέντε τελευταίων ετών δεν υπερβαίνει τα 5 MW.

β) Μεσαίου Μεγέθους, εφόσον η μέση τιμή της αιχμής της ζήτησης των πέντε τελευταίων ετών είναι μεγαλύτερη από 5 MW και έως 100 MW.

γ) Μεγάλου Μεγέθους, εφόσον η μέση τιμή της αιχμής της ζήτησης των πέντε τελευταίων ετών υπερβαίνει τα 100 MW.

Ως ετήσια αιχμή της ζήτησης Συστήματος ΜΔΝ νοείται η μέγιστη μέση ωριαία ισχύς του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής κατά το έτος αναφοράς, η οποία προκύπτει ως το άθροισμα της ανά ώρα παραγωγής όλων των Μονάδων σε κάθε ΜΔΝ και προσδιορίζεται με βάση τα ωριαία απολογιστικά στοιχεία λειτουργίας, καθώς και εκτιμήσεις της παραγωγής όπου δεν υπάρχουν ωριαία απολογιστικά στοιχεία (ΡΑΕ, 2020).

#### 1.6.2. Χαρακτηριστικά και επιτρεπόμενες αποκλίσεις Συστήματος Διανομής ΜΔΝ

Η τάση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής κάθε Συστήματος ΜΔΝ είναι τριφασική εναλλασσόμενη, ημιτονοειδούς μορφής. Η Ονομαστική Τάση στα διάφορα επίπεδα τάσης του Δικτύου ΜΔΝ δύναται να λαμβάνει τις ακόλουθες τιμές (ΡΑΕ, 2020):

- Χαμηλή Τάση (ΧΤ - δηλαδή Ονομαστικής πολικής Τάσης μέχρι και 1 kV), δίκτυο τεσσάρων αγωγών:
  - i. 230 V μεταξύ φάσεως και ουδετέρου (φασική τάση)
  - ii. 400 V μεταξύ φάσεων (πολική τάση)
- Μέση Τάση (ΜΤ - δηλαδή Ονομαστικής πολικής Τάσης μεταξύ 1 kV και 35 kV), δίκτυο τριών αγωγών: 20 kV ή 15 kV ή 6,6kV
- Υψηλή Τάση (ΥΤ - δηλαδή Ονομαστικής πολικής Τάσης άνω των 35 kV), τριών αγωγών: 150 kV ή 66 kV

Ως Ονομαστική τάση αναφέρεται η ενεργός τιμή της κυματομορφής θεμελιώδους συχνότητας της φασικής τάσης αναφοράς (τάση μεταξύ φάσης και γης) ή της πολικής τάσης αναφοράς (τάση μεταξύ δύο φάσεων).

Τα όρια αποδεκτών αποκλίσεων από την Ονομαστική Τάση του Δικτύου στο σημείο σύνδεσης Σταθμού ή Μονάδας παραγωγής καθορίζονται με βάση το Πρότυπο EN 50160 και ο Διαχειριστής ΜΔΝ πρέπει να εξασφαλίζει ότι η τάση στο σημείο σύνδεσης των Μονάδων/Σταθμών παραγωγής διατηρείται εντός των παρακάτω επιτρεπόμενων ορίων (ΡΑΕ, 2020):

- Για το δίκτυο ΧΤ:  $\pm 10\%$
- Για το δίκτυο ΜΤ:  $\pm 10\%$
- Για το δίκτυο ΥΤ: από  $-5\%$  έως και  $+8\%$  σε κανονικές, και από  $-10\%$  έως και  $+13\%$  σε έκτακτες συνθήκες.

Τα παραπάνω όρια για το δίκτυο ΧΤ και ΜΤ αναφέρονται σε μετρήσεις περιόδου μιας εβδομάδας με μέσες τιμές τάσης 10 λεπτών και αρκεί να τηρούνται κατά το 95% και 99% του χρόνου των μετρήσεων αντίστοιχα.

Η ονομαστική τιμή της συχνότητας του δικτύου ΜΔΝ είναι ίση με 50 Hz (κύκλοι ανά δευτερόλεπτο), και τα όρια αποδεκτής απόκλισης από την τιμή αυτή καθορίζονται με βάση το Πρότυπο EN 50160 ως εξής (ΡΑΕ, 2020):

- Για το 95% του χρόνου μίας εβδομάδας, η συχνότητα πρέπει να είναι μεταξύ 49 και 51 Hz,
- Για το 100% του χρόνου μίας εβδομάδας, η συχνότητα πρέπει να είναι μεταξύ 42,5 και 57,5 Hz. Οι ως άνω αποκλίσεις αφορούν τη μέση τιμή της θεμελιώδους συχνότητας που μετράται σε διάστημα 10 δευτερολέπτων.

Η ένταση βραχυκυκλώσεως, όπως ορίζεται και υπολογίζεται στο Πρότυπο IEC 60909, στο δίκτυο ΜΔΝ λαμβάνει τις παρακάτω τυπικές τιμές σχεδιασμού (ΡΑΕ, 2020):

- Στο δίκτυο ΧΤ:
  - (i) Για υπόγειο δίκτυο, τα 25 kA, και κατ' εξαίρεση τα 32 kA.
  - (ii) Για εναέριο δίκτυο, τα 8 kA, και κατ' εξαίρεση τα 14 kA.
- Στο δίκτυο ΜΤ:
  - (i) Για το δίκτυο 20 kV, τα 7,2 kA.
  - (ii) Για το δίκτυο 15 kV, τα 9,6 kA.
- Στο δίκτυο ΥΤ 150 kV: 31 kA ή μικρότερη, όπως ανά περίπτωση ορίζεται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ, ανάλογα με το μέγεθος του ΜΔΝ.
- Στο δίκτυο ΥΤ 66 kV: 12 kA ή μικρότερη, όπως ανά περίπτωση ορίζεται από το Διαχειριστή ΜΔΝ, ανάλογα με το μέγεθος του ΜΔΝ.

### 1.6.3. Ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός

Σκοπός του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε Ημέρα Κατανομής υπό όρους καλής και ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος και διασφάλισης επαρκών εφεδρειών (ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΧΡΗΜΑΤΙΣΤΗΡΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε., 2019). Πιο συγκεκριμένα ο ΗΕΠ αφορά την ημερήσια διαδικασία επίλυσης της αγοράς, η οποία λαμβάνει χώρα την προηγούμενη ημέρα της Ημέρας Κατανομής και αποτελείται από 24 διακριτές περιόδους κατανομής, τις 24 ώρες της ημέρας.

Αντικείμενο του ΗΕΠ αποτελούν τα εξής (ΛΑΓΗΕ, 2013):

- Η κατάρτιση ενός βέλτιστου προγράμματος ένταξης μονάδων και έγχυσης ενέργειας για την εξυπηρέτηση της ζήτησης ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής και διαμοιρασμού ενέργειας.
- Η κατάρτιση προγραμμάτων Επικουρικών Υπηρεσιών ώστε να καλύπτονται οι σχετικές ανάγκες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής στο ελάχιστο συνολικό κόστος.
- Ο προσδιορισμός της Οριακής Τιμής Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Ο υπολογισμός της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ) για την ενέργεια, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Ο υπολογισμός των Τιμών Εφεδρείας για κάθε τιμολογούμενη Επικουρική Υπηρεσία για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

#### 1.6.4. Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Αντίστοιχα με τον ΗΕΠ που πραγματοποιείται στα διασυνδεδεμένα συστήματα, στα ΜΔΝ διενεργείται ο Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ) από τον αρμόδιο φορέα. Πρόκειται δηλαδή για τον προγραμματισμό παραγωγής όλων των Μονάδων παραγωγής για την κάλυψη του φορτίου για τις 24 ώρες της επομένης ημέρας (Ημέρα Κατανομής), ο οποίος καταρτίζεται και εκτελείται σε δύο 12-ωρες υποπεριόδους της Ημέρας Κατανομής, Α' και Β' Περίοδος ΚΗΕΠ αντίστοιχα (ΡΑΕ, 2020). Η διαδικασία αυτή έχει σκοπό την κάλυψη της ζήτησης του εκάστοτε συστήματος ΜΔΝ, μέσω της βέλτιστης ένταξης των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής, με γνώμονα την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους και την ικανοποίηση κάποιων περιορισμών και κανόνων ασφαλείας.

Πιο συγκεκριμένα ο ΚΗΕΠ διενεργείται, πριν την έναρξη κάθε Ημέρας Κατανομής για ολόκληρη την Ημέρα Κατανομής σε δυο περιόδους (Α' και Β'), και επικαιροποιείται μια φορά κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής η οποία αφορά την Β' Περίοδο ΚΗΕΠ. Για μικρού και μεσαίου μεγέθους Συστήματα ΜΔΝ δεν απαιτείται η επικαιροποίηση για τη Β' Περίοδο ΚΗΕΠ, εφόσον δεν λειτουργούν στο Σύστημα ΜΔΝ μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ.

Στα πλαίσια του ημερήσιου προγραμματισμού ο διαχειριστής ΜΔΝ αρχικά διενεργεί την πρόβλεψη φορτίου και την πρόβλεψη αναγκών εφεδρειών για κάθε ημέρα κατανομής και στη συνέχεια προβαίνει σε κατάρτιση του ΚΗΕΠ.

Το αποτέλεσμα της πρόβλεψης φορτίου είναι η εκτίμηση του φορτίου του συστήματος ΜΔΝ, δηλαδή η συνολική απορρόφηση ενέργειας σε MWh, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και λαμβάνεται υπόψη για την επίλυση του Ημερήσιου Προγραμματισμού.

#### 1.6.5. Κέντρα ελέγχου ενέργειας

Τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ ΜΔΝ) τα οποία αποτελούν ένα ενιαίο σύνολο επιμέρους συστημάτων που λειτουργούν τοπικά σε κάθε ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ και κεντρικά στα γραφεία του Διαχειριστή ΜΔΝ. Τα ΚΕΕ έχουν σκοπό την εποπτεία της λειτουργίας των συστημάτων των ΜΔΝ και τη διαχείριση της παραγωγής, καθώς και τη βέλτιστη κατανομή φορτίου σε αυτά. Κάθε ΚΕΕ αποτελείται από ένα σύστημα εποπτείας, ελέγχου και συλλογής δεδομένων (SCADA) και από ένα σύστημα Αυτομάτου Ρύθμισης Παραγωγής (AGC), το οποίο ρυθμίζει την παραγωγή μέσω έκδοσης εντολών κατανομής στις μονάδες. Με βάση τις μετρήσεις πραγματικού χρόνου που λαμβάνονται από το SCADA ελέγχεται η λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων μέσω λογισμικού που περιλαμβάνει τους αλγόριθμους ελέγχου και λειτουργίας των συστημάτων. Το κεντρικό ΚΕΕ κάθε ΜΔΝ έχει ως βασική λειτουργία την κατάρτιση του ΚΗΕΠ (ΡΑΕ, 2020).

#### 1.6.6. Απαραίτητα δεδομένα για την κατάρτιση ΚΗΕΠ

Για την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα δεδομένα (ΡΑΕ, 2020):

- Η Διαθεσιμότητα των Μονάδων, σύμφωνα με το εγκεκριμένο πρόγραμμα συντήρησης, και οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των Μονάδων
- Οι ακόλουθες τεχνικές παράμετροι των Κατανεμόμενων Μονάδων:
  - i. η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή,
  - ii. οι ρυθμοί μεταβολής της παραγωγής τους,
  - iii. οι ελάχιστοι χρόνοι παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων
- Οι ακόλουθες οικονομικές παράμετροι των Κατανεμόμενων Συμβατικών Μονάδων:
  - i. η Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής κάθε Μονάδας, δηλαδή, τα ζεύγη ποσότητας ενέργειας που εκφράζεται σε μεγαβατώρες (MWh) για συγκεκριμένα σημεία λειτουργίας της Μονάδας (MW παραγωγής) και του κόστους της ενέργειας αυτής που εκφράζεται σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (€/MWh). Το πρώτο σημείο λειτουργίας αντιστοιχεί στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, και το τελευταίο στην τεχνικά μέγιστη παραγωγή,



- ii. το κόστος εκκίνησης από οποιαδήποτε κατάσταση αναμονής έως το φορτίο που αντιστοιχεί στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή,
  - iii. το κόστος επικουρικών υπηρεσιών το οποίο περιλαμβάνει το συνολικό κόστος επικουρικών υπηρεσιών που παρέχει η Μονάδα για την κάλυψη των αναγκών του ΚΗΕΠ.
- Η κατάσταση των Μονάδων όπως προγραμματίζεται να λειτουργήσουν κατά τις Ώρες Κατανομής που προηγούνται της πρώτης Ώρας Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Όσον αφορά την Πρόβλεψη Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, ο Διαχειριστής ΜΔΝ λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα στοιχεία που αφορούν την Ημέρα Κατανομής:

- Τις Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των Μη Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.
- Τα ιστορικά στοιχεία παραγωγής ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών ανά τεχνολογία και στατιστικά στοιχεία που προκύπτουν από την επεξεργασία αυτών.
- Τις προγνώσεις καιρικών συνθηκών και αντίστοιχα στατιστικά στοιχεία συσχέτισης παραγωγής ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών και παραμέτρων καιρικών συνθηκών.
- Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών που συνδέονται στο Δίκτυο.

#### 1.6.7. Αποτελέσματα ΚΗΕΠ

Με την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος προσδιορίζονται:

- Οι Κατανεμόμενες Μονάδες που για κάθε Ώρα Κατανομής προγραμματίζεται να εκκινήσουν (συγχρονισμός) ή να παύσουν (αποσυγχρονισμός) ή να εξακολουθούν να λειτουργούν.
- Η ενέργεια που προγραμματίζεται ενδεικτικά να παράγουν οι Κατανεμόμενες Μονάδες συμβατικού καυσίμου, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Η ενέργεια που προγραμματίζεται να παράγουν οι Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού με προσφορά ενέργειας στον ημερήσιο προγραμματισμό για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Η ενέργεια που προγραμματίζεται να απορροφήσουν οι Υβριδικοί Σταθμοί για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης τους.

### 1.6.8. Εφεδρείες Συστήματος ΜΔΝ

Για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ, πρέπει για κάθε ώρα της ημέρας κατανομής, να τηρούνται Εφεδρείες Ενεργού Ισχύος, διακριτά για τις επικουρικές υπηρεσίες Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας ρύθμισης συστήματος. Οι απαιτήσεις των Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος προσδιορίζονται με σκοπό να διασφαλίζεται η ικανότητα επαρκούς ρύθμισης του συστήματος ΜΔΝ, εντός των επιτρεπόμενων αποκλίσεων του συστήματος διανομής κατά τη λειτουργία του σε πραγματικό χρόνο, λόγω:

- της απρόβλεπτης διακύμανσης του φορτίου και των σφαλμάτων στην πρόβλεψη της ωριαίας ζήτησης, που εκτιμάται ως ποσοστό του προβλεπόμενου συνολικού φορτίου για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής,
- των απρόβλεπτων γεγονότων απώλειας παραγωγικού δυναμικού των κατανεμόμενων μονάδων, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- της μεταβλητότητας της ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, λαμβάνοντας υπόψη το ενδεχόμενο απώλειας μέρους της παραγωγής τους λόγω απρόβλεπτων γεγονότων.

### 1.6.9. Διαδικασία Κατανομής – Πρόγραμμα κατανομής

Στο πλαίσιο της διαδικασίας κατανομής, ο Διαχειριστής ΜΔΝ, σε πραγματικό χρόνο, συλλέγει όλα τα απαραίτητα στοιχεία, επικαιροποιεί τις προβλέψεις για το φορτίο του Συστήματος ΜΔΝ, καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής και εκδίδει τις Εντολές Κατανομής. Αντικείμενο της διαδικασίας αυτής είναι η συνολική απορρόφηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα ΜΔΝ, με σκοπό να διασφαλίζονται:

- η καλή και αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου,
- η αποτελεσματική αντιμετώπιση απρόβλεπτων συμβάντων στο Σύστημα ΜΔΝ,
- η ποιότητα τροφοδότησης του Φορτίου,
- η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης και η μεγιστοποίηση της απορρόφησης ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ.

Τα αποτελέσματα της κατάρτισης του Προγράμματος Κατανομής για κάθε Ώρα Κατανομής του χρονικού ορίζοντα του Προγράμματος Κατανομής, είναι αντίστοιχα με τα αποτελέσματα του ΚΗΕΠ, τα ακόλουθα:

- Η εκκίνηση (συγχρονισμός) ή η παύση (αποσυγχρονισμός) ή η εξακολούθηση λειτουργίας των Κατανεμόμενων Μονάδων.

- Η ενέργεια που προγραμματίζεται να παράγουν οι Κατανεμόμενες Συμβατικές Μονάδες.
- Η ενέργεια που προγραμματίζεται να παράγουν οι Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού με προσφορά ενέργειας στον ημερήσιο προγραμματισμό.
- Η ενέργεια που, κατά μέγιστο, μπορεί να εγχυθεί από Μη Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ, περιλαμβανομένων και των Μονάδων ΑΠΕ Υβριδικών Σταθμών.
- Η ενέργεια που προγραμματίζεται να απορροφήσουν οι Υβριδικοί Σταθμοί για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης τους.

#### 1.6.10. Ενέργειες του Διαχειριστή σε Περιπτώσεις Μη Κάλυψης του Φορτίου

Σε περίπτωση αδυναμίας κατάρτισης Προγράμματος ΚΗΕΠ ή Κατανομής λόγω μη επάρκειας των διαθέσιμων προς έγχυση ποσοτήτων ενέργειας για την κάλυψη του φορτίου, ή σε περίπτωση που, κατά τη διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου, διαπιστώνεται αδυναμία επαρκούς κάλυψης του φορτίου ο Διαχειριστής ΜΔΝ προβαίνει στην κατάρτιση και εφαρμογή προγράμματος περικοπής φορτίου. Περικοπές φορτίου μπορούν επίσης να εφαρμοστούν όταν εμφανίζονται προβλήματα που επηρεάζουν ανεπίτρεπτα τη συχνότητα του Δικτύου ΜΔΝ, τις τιμές της τάσης ή δημιουργούν υπερφορτίσεις που υπερβαίνουν τα θερμικά όρια φορτίσεως οποιουδήποτε τμήματος του δικτύου.

Η Περικοπή Φορτίου δύναται να πραγματοποιείται με τρεις διαφορετικούς τρόπους (ΡΑΕ, 2020):

- Μέσω αυτόματης περικοπής φορτίου λόγω χαμηλής συχνότητας ή λόγω χαμηλής τάσης.
- Με ενέργειες από το Διαχειριστή ΜΔΝ, όπως ιδίως με χειρισμούς στο Δίκτυο ΜΔΝ λαμβάνοντας υπόψη περιπτώσεις Πελατών, στους οποίους δίνεται προτεραιότητα τροφοδότησης και Πελατών οι οποίοι δεν υπόκεινται σε Περικοπή Φορτίου
- Με εντολή του Διαχειριστή ΜΔΝ προς τους Εκπροσώπους Φορτίου ή τους Πελάτες για περιορισμό της κατανάλωσής τους στις περιπτώσεις που υπάρχει συμβατική υποχρέωση.

Σε περίπτωση περικοπής φορτίου οι Χρήστες ενημερώνονται για την επικείμενη Περικοπή Φορτίου, καθώς και για την αναμενόμενη χρονική διάρκειά της, μέσω δημοσιοποίησης στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή ΜΔΝ.

## 1.7. Το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με ταυτόχρονη διείσδυση των ΗΟ ως ευέλικτα φορτία και υψηλή απορρόφηση ΑΠΕ

### 1.7.1. Γενική διατύπωση προβλήματος

Το πρόβλημα του οικονομικού διαμοιρασμού και της βελτιστοποίησης της κατανομής της παραγόμενης ενέργειας στις διαθέσιμες μονάδες με ταυτόχρονη ικανοποίηση ποικίλων περιορισμών και απαιτήσεων, όπως οι τεχνικοί περιορισμοί των συμβατικών μονάδων και των μονάδων ΑΠΕ, η ικανοποίηση των επικουρικών υπηρεσιών εφεδρείας, το ισοζύγιο ενέργειας και άλλων, συνολικά αναφέρεται στην βιβλιογραφία ως πρόβλημα δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας (unit commitment and economic dispatch, UC-ED). Στην περίπτωση που λαμβάνονται υπόψη και τα ηλεκτρικά οχήματα στη μοντελοποίηση του προβλήματος τότε το πρόβλημα ονομάζεται Πρόβλημα Δέσμευσης Μονάδων και Οικονομικού Διαμοιρασμού Ενέργειας με Διείσδυση Ηλεκτρικών Οχημάτων (ΔΜ-ΟΔΕ-ΗΟ, UCED-EVs). Το πρόβλημα αυτό έχει σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους, βελτιστοποιώντας την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Δηλαδή, στοχεύει στη δημιουργία του ιδανικότερου χρονοδιαγράμματος παραγωγής με σκοπό την κάλυψη της ήδη υπάρχουσας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και της ποσότητας ενέργειας που απαιτείται από τα ηλεκτρικά οχήματα κάθε ώρα μέσα στη μέρα με το ελάχιστο δυνατό κόστος (Wood, et al., 2013), (Madzharov, et al., 2014). Πολλοί αλγόριθμοι έχουν προταθεί τις τελευταίες δεκαετίες για τη βελτιστοποίηση του προβλήματος ΔΜ (UC), όπως συνοψίζεται η διαχρονική εξέλιξη των μεθόδων επίλυσης του προβλήματος, σε πρόσφατη εκτενή βιβλιογραφική έρευνα (Abdou & Tkiouat, 2018).

Το πρόβλημα δέσμευσης μονάδων (UC) επιλύεται παραδοσιακά σε κεντρικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας με στόχο να καθορίζεται πότε πρέπει να εκκινούν (συγχρονισμός) ή να τίθενται εκτός λειτουργίας (αποσυγχρονισμός) οι μονάδες παραγωγής (Bhardwaj, et al., 2012). Σημαντικό είναι επίσης να καθορίζεται ο διαμοιρασμός της παραγωγής (ED) των γεννητριών που βρίσκονται σε λειτουργία για την κάλυψη της ζήτησης του συστήματος και των απαιτήσεων στρεφόμενων εφεδρειών, ενώ ταυτόχρονα φροντίζει να ικανοποιούνται οι περιορισμοί παραγωγής (όρια παραγωγής, όρια πρόσληψης/απόρριψης ισχύος και ελάχιστοι απαιτούμενοι χρόνοι λειτουργίας των μονάδων) σε ένα συγκεκριμένο βραχυπρόθεσμο χρονικό διάστημα, έτσι ώστε το συνολικό κόστος λειτουργίας να ελαχιστοποιείται (Abujarad, 2017).

Με τις ΑΠΕ να εντάσσονται ολοένα και περισσότερο στο μείγμα παραγωγής, προκύπτει η έννοια του «καθαρού φορτίου» λόγω της αξιοκρατικής προτίμησης που δίνεται στις μονάδες ΑΠΕ. Το καθαρό φορτίο αντιπροσωπεύει τη ζήτηση που πρέπει να τροφοδοτείται από τις μονάδες παραγωγής ΑΠΕ προκειμένου να χρησιμοποιείται όλη η Ανανεώσιμη Ενέργεια. Τα επίπεδα παραγωγής των υπόλοιπων γεννητριών πρέπει επομένως να προσαρμόζονται και να ρυθμίζονται

σύμφωνα με τα επίπεδα λειτουργίας των ΑΠΕ του εκάστοτε συστήματος (Psarros & Parathanassiou, 2019), (Cochran, et al., 2014). Ως αποτέλεσμα, απαιτούνται πιο ευέλικτοι πόροι για την κάλυψη των ολοένα και πιο ουσιαστικών απαιτήσεων πρόσληψης και απόρριψης των συστημάτων (Li, et al., 2015). Η ικανότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας να αντιμετωπίζει τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα τόσο στην παραγωγή όσο και στη ζήτηση, διατηρώντας παράλληλα ένα ικανοποιητικό επίπεδο αξιοπιστίας με λογικό κόστος, σε διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες περιγράφεται ως ευελιξία του συστήματος ισχύος (Ma, et al., 2013). Για να διατηρείται βιώσιμη η ανάπτυξη των ΑΠΕ και να αξιοποιείται πλήρως το δυναμικό τους, πρέπει να επιλύεται αυτή η «πρόκληση ευελιξίας» της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (Rezvani, et al., 2015). Καθίσταται επομένως σημαντική η ύπαρξη μιας αποτελεσματικής μεθοδολογίας που να παράγει ισχυρές αποφάσεις δέσμευσης μονάδων (UC) και να διασφαλίζει την αξιοπιστία του συστήματος παρουσία της αυξανόμενης αβεβαιότητας που εμφανίζουν οι ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο (Sun, 2011), (Psarros, et al., 2018).

Οι άκαμπτες μονάδες παραγωγής επηρεάζουν το λειτουργικό κόστος του συστήματος και την ενοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Cochran, et al., 2014) (Alizadeh, et al., 2016). Για παράδειγμα, σε ώρες χαμηλής ζήτησης, η επίτευξη μιας τεχνικά εφικτής λύσης για το πρόβλημα δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού (UCED) ενδέχεται να μην είναι δυνατή χωρίς παραβίαση του τεχνικού κατώτατου ορίου (TML) των μονάδων βασικού φορτίου ή των περιορισμών ασφαλείας που σχετίζονται με τα λειτουργικά αποθέματα (Psarros & Parathanassiou, 2019). Επιπλέον, ένα υψηλό επίπεδο TML είναι γνωστό ότι δημιουργεί αυξημένες περικοπές των διακοπτόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, (Parathanassiou & Boulaxis, 2006), (Psarros, et al., 2018). Για την επίλυση τέτοιων ζητημάτων, μπορεί να χρειαστεί δέσμευση ευέλικτων μονάδων ακόμη και σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, οδηγώντας σε αυξημένο μεταβλητό λειτουργικό κόστος. Μια αποτελεσματική εναλλακτική λύση σε τέτοιες πρακτικές θα ήταν η λειτουργία των άκαμπτων μονάδων βασικού φορτίου κάτω από το κατασκευαστικά προτεινόμενο τεχνικό ελάχιστο όριο λειτουργίας τους (TML) για σύντομες χρονικές περιόδους (Psarros & Parathanassiou, 2019). Η λειτουργία των θερμικών μονάδων κάτω από το τυπικό τους TML, έχει προταθεί από κατασκευαστές κινητήρων ντίζελ για θαλάσσιες εφαρμογές (MAN Diesel & Turbo, 2017), ενώ έχει ήδη διερευνηθεί στη βιβλιογραφία ως μέσο για την επίτευξη υψηλότερης διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Negnevitsky, et al., 2017), (Hamilton, et al., 2018). Σε τέτοιες περιπτώσεις, το όριο χαμηλού φορτίου των θερμικών μονάδων τίθεται κάτω από το 45% της ονομαστικής ισχύος, φθάνοντας μέχρι και το 10%. Αυτή η λειτουργία θα πρέπει να χρησιμοποιείται σποραδικά, καθώς η χαμηλή φόρτιση για παρατεταμένες χρονικές περιόδους μπορεί να αυξήσει τις εκπομπές ρύπων και τη φθορά των μονάδων. Ωστόσο, εάν χρησιμοποιηθεί κατάλληλα, η μέθοδος αυτή μπορεί να ενισχύσει τη λειτουργική ευελιξία σε απομονωμένα συστήματα ισχύος, αποφεύγοντας τις πιο

αποτελεσματικές αλλά σημαντικά επενδυτικές λύσεις ευελιξίας, όπως η αποθήκευση (Loisel, 2012).

Ακόμα, το αυξανόμενο μερίδιο των ηλεκτρικών οχημάτων στα οδικά δίκτυα αποτελεί κίνητρο για την έναρξη λεπτομερών αναλύσεων της οικονομικής σκοπιμότητας και των επιπτώσεών τους στην πλευρά της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν σημαντικά ερωτήματα που πρέπει να επιλυθούν σχετικά με τη δυνατότητα ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να εξυπηρετεί το πρόσθετο φορτίο που προκαλείται από τη φόρτιση ΗΟ. Για παράδειγμα προκύπτει η ανάγκη να καθοριστεί το είδος σταθμών ηλεκτροπαραγωγής που απαιτείται για την κάλυψη της πρόσθετης παραγωγής (Madzharov, et al., 2014). Ακόμα απασχολεί το τι θα συμβεί εάν κάθε ιδιοκτήτης αποφασίσει ανεξέλεγκτα να συνδέσει και να φορτίσει το ηλεκτρικό του/της κατά τις ώρες αιχμής. Επιπλέον, είναι σημαντικό να εντοπιστεί τον τρόπο με τον οποίο η εισαγωγή των ηλεκτρικών οχημάτων, θα επηρεάσει το συνολικό κόστος παραγωγής και τις εκπομπές CO<sub>2</sub>. Η προσπάθεια εύρεσης λύσεων στα παραπάνω ζητήματα αποτελεί το πρόβλημα της διείσδυσης ΗΟ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο αυξάνει σε πολυπλοκότητα όσο μεγαλώνει το πλήθος ηλεκτρικών οχημάτων, καθώς μεταβάλλουν ενεργά το φορτίο κατά τη διάρκεια μιας ημέρας.

Καθίσταται επομένως σκόπιμο, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που είναι διαθέσιμοι στο σύστημα, να προγραμματίζονται ώστε να ανταποκρίνονται σε αυτό το πρότυπο ζήτησης με το χαμηλότερο δυνατό κόστος. Μια επιλογή για να συμπεριληφθούν τα ΗΟ στο μοντέλο δέσμευσης μονάδων είναι η αναπαράσταση των μπαταριών κάθε μεμονωμένου ΗΟ ως μια «ευέλικτη» μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία αποφορτίζεται και φορτίζεται με την πάροδο του χρόνου. Άλλες μελέτες επικεντρώνονται απλώς στο συνολικό φορτίο που επιφέρουν τα ΗΟ χωρίς να απασχολούνται από τη μεμονωμένη συμπεριφορά των ΗΟ (Madzharov, et al., 2014). Το πλεονέκτημα της αυξημένης διείσδυσης των πλήρως ηλεκτρικών οχημάτων είναι μεγάλο σε περιοχές όπου η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται με καύσιμα χαμηλών εκπομπών άνθρακα, αλλά είναι μέτριο ή ανύπαρκτο σε περιοχές με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τον άνθρακα (Hadley & Tsvetkova, 2009). Ωστόσο, οι περισσότερες μελέτες βασίζονται σε ισχυρές υποθέσεις και δεν λαμβάνουν υπόψη τις ιδιότητες των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα. Μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των μοντέλων ΔΜ-ΟΔ με ΗΟ αποκαλύπτει ότι οι ερευνητικές προσπάθειες σε αυτόν τον τομέα γίνονται μόλις πρόσφατα. Στην αναφορά (Zhang, et al., 2013) διερευνάται η αλληλεπίδραση των ηλεκτρικών οχημάτων με την πλευρά της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με την ανάπτυξη και χρήση ενός εργαλείου προσομοίωσης. Ενώ άλλες μελέτες, εξετάζουν το μοντέλο Δέσμευσης Μονάδων (ΔΜ) που λαμβάνουν υπόψη τη δυνατότητα διασύνδεσης των ΗΟ στο δίκτυο με τεχνολογία V2G (όχημα σε δίκτυο). Τα αποτελέσματα της αναφοράς (Saber & Venayagamoorthy, 2009) δείχνουν ότι 50.000 οχήματα με τεχνολογία V2G μειώνουν το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά περίπου

0,83% σε σύγκριση με ένα σενάριο χωρίς V2G (όπου τα οχήματα μπορούν μόνο να φορτιστούν) .

### 1.7.2. Πρόβλημα Δέσμευσης Μονάδων-Μεταβλητές απόφασης

Οι καταστάσεις συγχρονισμού-αποσυγχρονισμού των μονάδων παραγωγής ή καλύτερα η «απόφαση δέσμευσης» παρέχει το πρώτο βήμα προς την εύρεση βέλτιστης λύσης. Εισάγονται επομένως διακριτές μεταβλητές, ώστε να καθορίζουν εάν μια συγκεκριμένη μονάδα είναι ενεργοποιημένη ή απενεργοποιημένη σε οποιαδήποτε συγκεκριμένη χρονική στιγμή (Carrion & Arroyo, 2006) (Madzharov, et al., 2014) , (Psarros & Papathanassiou, 2019).

Με την αλλαγή της κατάστασης συγχρονισμού/αποσυγχρονισμού των μονάδων, διαμορφώνεται και το πλήθος εκκινήσεων και απενεργοποιήσεων καθώς επίσης αλλάζει ο τύπος τους (θερμή ή ψυχρή εκκίνηση) (Carrion & Arroyo, 2006), (Hosseini, et al., 2007),. Το κόστος εκκίνησης μπορεί να ποικίλλει από μια μέγιστη τιμή «ψυχρής εκκίνησης» σε μια αρκετά μικρότερη τιμή εάν η μονάδα αποσυγχρονίστηκε πρόσφατα και εξακολουθεί να είναι σχετικά κοντά στη θερμοκρασία λειτουργίας, (Carrion & Arroyo, 2006), (Wood, et al., 2013).

### 1.7.3. Πρόβλημα Οικονομικού Διαμοιρασμού- Αντικειμενική συνάρτηση

Ο οικονομικός διαμοιρασμός της ενέργειας είναι το δεύτερο βήμα στην επίλυση του προβλήματος. Με κάθε απόφαση δέσμευσης μονάδων που επιλέγεται, προκύπτει το κόστος παραγωγής ενέργειας που απεικονίζεται ως πίνακας που περιέχει τις πραγματικές τιμές παραγωγής ανά περίοδο και μονάδα (Carrion & Arroyo, 2006), (Madzharov, et al., 2014), (Psarros & Papathanassiou, 2019).

Το συνολικό κόστος παραγωγής αποτελείται από το κόστος εκκίνησης, το κόστος αποσυγχρονισμού και το κόστος λειτουργίας των μονάδων, που με τη σειρά του επηρεάζεται από το κόστος καυσίμων. Το πρόβλημα επομένως ΔΜ-ΟΔ (UC-ED) μπορεί να διατυπωθεί ως ένα προγραμματιστικό πρόβλημα μεικτών ακεραίων, όπου στόχος είναι η ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησής του.

### 1.7.4. Πρόβλημα διείσδυσης ΗΟ

Η συχνότερα συναντώμενη μέθοδος επίλυσης του προβλήματος διείσδυσης ηλεκτρικών οχημάτων στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, βασίζεται σε γραμμικό προγραμματισμό μεικτών ακεραίων, (Carrion & Arroyo, 2006) (Hobbs, et al., 2006) ο οποίος έχει χρησιμοποιηθεί εκτενώς και για τη βελτιστοποίηση του προγραμματισμού σταθμών παραγωγής ενέργειας. Καθώς η ανάλυση εστιάζεται στον αντίκτυπο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στην πρόσθετη ηλεκτρική ενέργεια που πρέπει να παραχθεί, αυτό που πραγματικά έχει σημασία είναι η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να μεταφέρεται σε όλα τα ΗΟ του συστήματος κάθε ώρα κατά τη διάρκεια μιας ημέρας.

Το πρόβλημα της διείσδυσης ηλεκτρικών οχημάτων στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας επικεντρώνεται κυρίως στην οικονομική σκοπιμότητα της τεχνολογίας, στη διασύνδεση των ηλεκτρικών οχημάτων στο δίκτυο διανομής, στα όρια των μπαταριών και στο δυναμικό της ζήτησης που αυτά επιφέρουν (Taylor, et al., 2010) (Boulangier, et al., 2011). Αρκετές μελέτες έχουν αναλύσει τον αντίκτυπο των ηλεκτρικών οχημάτων στην πλευρά της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπου μελετάται ιδιαίτερα η αλληλεπίδραση με τις διαλείπουσες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Hedegaard, et al., 2012) (Borba, et al., 2012). Οι περισσότερες από αυτές τις μελέτες διαπιστώνουν ότι τα οφέλη (μειωμένες εκπομπές CO<sub>2</sub>, φθηνότερη μεταφορά) των ηλεκτρικών οχημάτων εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τη μέθοδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή από τους τύπους των σταθμών παραγωγής ενέργειας.

#### 1.7.5. Μέθοδοι προσέγγισης του προβλήματος

Οι μέθοδοι προσέγγισης του προβλήματος μπορούν αρχικά να διαχωριστούν ως προς το αντικείμενο βελτιστοποίησης που προσπαθούν κάθε φορά μέσω της αντικειμενικής συνάρτησής τους να προσδιορίσουν.

Συγκεκριμένα αυτές μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ως (Abdi, 2021):

- i. Ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής κοινής ωφέλειας (έναρξη λειτουργίας, συντήρηση και καύσιμα).
- ii. Ελαχιστοποίηση των εκπομπών των θερμοηλεκτρικών σταθμών.
- iii. Μεγιστοποίηση των περιορισμών ασφάλειας και αξιοπιστίας.

Η πρώτη κατηγορία αφορά την συχνότερα συναντώμενη αντικειμενική συνάρτηση για το πρόβλημα δέσμευσης μονάδων (UC) η οποία στοχεύει στην εύρεση της πιο οικονομικής «πολιτικής» παραγωγής, ικανή να καλύψει τις υπάρχουσες απαιτήσεις. Η δεύτερη κατηγορία μπορεί να θεωρηθεί στόχος ή συνάρτηση περιορισμού, εάν η εκπομπή θεωρηθεί στόχος, τότε το πρόβλημα UC που προκύπτει είναι πολλαπλό πρόβλημα. Συγκεκριμένα η ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση των εκπομπών και του κόστους, για την εύρεση του συνολικού βέλτιστου χρονοδιαγράμματος είναι ένας ελκυστικός στόχος λόγω του πλαισίου χαμηλών εκπομπών άνθρακα των μελλοντικών συστημάτων ισχύος (Shukla & Singh, 2016). Γενικά, η τρίτη κατηγορία θεωρείται περιορισμός και όχι στόχος για τη διατήρηση της ασφάλειας και της αξιοπιστίας του συστήματος πάνω από ένα συγκεκριμένο ελάχιστο επίπεδο (Padhy, 2004).

Ο επόμενος διαχωρισμός που μπορεί να γίνει είναι ο διαχωρισμός ως προς τη μέθοδο επίλυσης του προβλήματος, τη διαδικασία δηλαδή μοντελοποίησης του προβλήματος. Το πρόβλημα μέχρι σήμερα έχει προσεγγισθεί από ποικίλες μεθοδολογίες εκ των οποίων όλες εμφανίζουν κάποια πλεονεκτήματα αλλά και μειονεκτήματα όπως συνοψίζονται και συγκρίνονται σε πρόσφατες βιβλιογραφικές έρευνες (Abujarad, 2017), (Abdi, 2021). Οι μέθοδοι επίλυσης και



προσέγγισης του προβλήματος διακρίνονται σε Ντετερμινιστικές (κλασσικές), Στοχαστικές (μη κλασσικές) και στους Υβριδικούς αλγόριθμους (Padhy, 2004).

#### 1.7.5.1. Ντετερμινιστικές Μέθοδοι

Ντετερμινιστικές ονομάζονται οι μαθηματικές μέθοδοι που χαρακτηρίζονται από ένα σύνολο δεδομένων και λειτουργούν κάτω από μια καθορισμένη ακολουθία καταστάσεων. Από τον ορισμό μιας μαθηματικής συνάρτησης εισόδου παρέχεται καθορισμένο σύνολο δεδομένων από όπου μπορεί να προσχεδιαστεί με ακρίβεια η έξοδος του συστήματος, προκύπτει δηλαδή μια μοναδική τιμή εξόδου, που αποτελεί και το αποτέλεσμα του υπολογιστικού αλγόριθμου, αγνοώντας την επίδραση εξωτερικών παραγόντων. Οι μέθοδοι αυτές συγκροτούν ένα ιδιαίτερα διαδεδομένο επιστημονικό κλάδο μελέτης λόγω της εύκολης εφαρμογής και επίλυσης τους από τις υπολογιστικές μηχανές που διατίθενται μέχρι σήμερα στο εμπόριο. Παρακάτω παρατίθενται κάποιες βασικές ντετερμινιστικές μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την επίλυση του Προβλήματος Δέσμευσης Μονάδων (UCP) :

**Εξαντλητική Απαρίθμηση (Exhaustive Enumeration):** Ο αλγόριθμος αυτός λειτουργεί με στόχο τον υπολογισμό του κόστους για όλους τους πιθανούς συνδυασμούς των μονάδων παραγωγής και τελικά επιλέγεται σαν βέλτιστη λύση ο συνδυασμός που παρουσιάζει το χαμηλότερο κόστος (Saravanan, et al., 2013). Η μέθοδος αυτή δεν είναι κατάλληλη για προβλήματα μεγάλης κλίμακας καθώς καθίσταται ασύμφορη από άποψη υπολογιστικού χρόνου .

**Κατάλογος προτεραιοτήτων (Priority listing):** Σε αυτή τη μέθοδο, οι μονάδες παραγωγής ταξινομούνται με βάση το μέγιστο μέσο κόστος. Στη συνέχεια, όλοι οι  $(2^n - 1)$  πιθανοί συνδυασμοί μειώνονται σε  $n$  συνδυασμούς επιλέγοντας κατά προτεραιότητα τις οικονομικότερες μονάδες. Όπου  $n$  οι δυνατοί δυαδικοί συνδυασμοί, συμπεριλαμβανομένων όλων των καταστάσεων ON/OFF των μονάδων παραγωγής (Sirizi, et al., 2010). Αν και αυτή η τεχνική είναι γρήγορη και απλή, συνήθως οδηγεί σε υψηλότερο λειτουργικό κόστος των μονάδων.

**Αλγόριθμος Δημιουργίας Ρητών Στηλών (Explicit Column Generation Algorithm):** Σε αυτόν τον αλγόριθμο, αρχικά, δημιουργούνται όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί που θα μπορούσαν ενδεχομένως να θεωρηθούν ως λύση για το πρόβλημα. Ο κύριος περιορισμός για αυτή τη διαδικασία είναι η ικανοποίηση των προτύπων φορτίου και παραγωγής ενέργειας. Στη συνέχεια, το πρόβλημα βελτιστοποιείται με την εφαρμογή των σχετικών περιορισμών στους συνδυασμούς που δημιουργούνται (Lee & Song, 2007).

**Δυναμικός Προγραμματισμός (Dynamic Programming):** Αυτή η τεχνική προτείνεται για να ξεπεραστεί το μειονέκτημα της μεθόδου των καταλόγων προτεραιοτήτων . Ο δυναμικός προγραμματισμός αναζητά τη βέλτιστη λύση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων λαμβάνοντας υπόψη όλους τους πιθανούς συνδυασμούς σε κάθε ώρα και αναζητώντας τις βέλτιστες λύσεις σε ένα περιορισμένο σύνολο λύσεων με ελάχιστο κόστος (Pokharel, et al., 2005). Αυτή η

προσέγγιση μπορεί να διατηρήσει τη σκοπιμότητα της λύσης, αλλά παρουσιάζει μειονεκτήματα εξαιτίας της υψηλής διάστασης και του αυξημένου χρόνου υπολογισμού.

**Χαλάρωση Lagrange (Lagrangian Relaxation):** Με την εφαρμογή αυτής της μεθόδου, ένα σύνθετο πρόβλημα βελτιστοποίησης με περιορισμούς μετατρέπεται σε πρόβλημα ενός στόχου εφαρμόζοντας ορισμένους πολλαπλασιαστές γνωστούς ως πολλαπλασιαστές Lagrange (Li & Shahidehpour, 2005). Η μέθοδος αυτή είναι πιο ευέλικτη στο χειρισμό διαφορετικών περιορισμών, αλλά η εγγενής δυαδικότητά της είναι το κύριο εμπόδιο για την εύρεση εφικτών λύσεων.

**Γραμμικός προγραμματισμός μικτών ακέραιων (Mixed Integer Linear Programing):** Αφορά μια τεχνική επιχειρησιακής έρευνας στην οποία ορισμένες από τις μεταβλητές περιορίζονται να είναι ακέραιοι και δυαδικοί αριθμοί. Το κύριο πλεονέκτημα αυτής της τεχνικής είναι ότι παρέχει εφικτές λύσεις και το κύριο μειονέκτημα είναι η υπολογιστική πολυπλοκότητά της, με αποτέλεσμα μεγαλύτερους χρόνους εκτέλεσης. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιείται η μέθοδος του γραμμικού προγραμματισμού μικτών ακέραιων σε προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB, και επομένως παρουσιάζεται αναλυτικότερα σε επόμενο κεφάλαιο η πλήρης μεθοδολογία που ακολουθείται.

**Μη γραμμικός προγραμματισμός, με μέθοδο Muller :** Η μέθοδος Muller, αφορά έναν αλγόριθμο εύρεσης ριζών για την επίλυση μη γραμμικών συναρτήσεων όταν δεν υπάρχουν πληροφορίες σχετικά με την παραγωγή. Γενικά, για την αναζήτηση ενός τετραγωνικού πολυωνύμου παρεμβολής, χρησιμοποιούνται τρία σημεία για την κατασκευή μιας παραβολής που διέρχεται από αυτά τα σημεία. Στη συνέχεια, για την επόμενη προσέγγιση, μια ρίζα του πολυωνύμου βρίσκεται από τον τετραγωνικό τύπο. Ο μη γραμμικός προγραμματισμός με τη μέθοδο του Muller αφορά μια επαναληπτική τεχνική και συγκλίνει σχεδόν τετραγωνικά (Chandram, et al., 2008).

#### 1.7.5.2. Στοχαστικές Μέθοδοι – Εξελικτικοί Αλγόριθμοι

Στοχαστικές ονομάζονται οι μέθοδοι που στοχεύουν στην ελαχιστοποίηση ή μεγιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος με τη χρήση τυχαίων διαδικασιών βελτιστοποίησης. Με στόχο οι μέθοδοι αυτές να είναι αποτελεσματικές και να καθίσταται δυνατή η εύρεση εφικτών λύσεων, ορίζεται μικρό εύρος δυνατών τιμών, μέσω μηχανισμών διόρθωσης και ένταξης ορισμένων δεδομένων σε κατανομές πιθανοτήτων που κατευθύνουν τον αλγόριθμο. Αφορούν σύγχρονες μεθόδους αντιμετώπισης του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και έχουν ακόμη μεγάλο περιθώριο ανάπτυξης. Παρακάτω παρατίθενται οι κυριότερες στοχαστικές μέθοδοι:

**Έμπειρα Συστήματα (Expert Systems):** Τα Έμπειρα Συστήματα αφορούν «έξυπνα» προγραμματιστικά προγράμματα που χρησιμοποιούν διαδικασίες εξαγωγής

συμπερασμάτων για την επίλυση των προβλημάτων (Kaboli & Alqallaf, 2019). Η πολυπλοκότητα των μεθόδων αυτού του τύπου όμως, καθιστά απαραίτητη την ανθρώπινη παρέμβαση για την επαλήθευση των λύσεων που παράγονται.

**Αλγόριθμος Αποικίας Μυρμηγκιών:** Ο αλγόριθμος αυτός βασίζεται στο φυσικό τρόπο των αποικιών μυρμηγκιών και του εργαζόμενου μυρμηγκιού. Όταν τα μυρμηγκία ξεκινούν την εξερεύνηση των πηγών τροφής, θα βρουν φυσικά, με την έκκριση φερομόνης, μια «βέλτιστη» διαδρομή από τη φωλιά τους στις πηγές τροφής. Με άλλα λόγια, τα μυρμηγκία μπορούν πάντα να αναζητήσουν μια βέλτιστη διαδρομή για να παρέχουν την τροφή που χρειάζονται. Η προσομοίωση μιας τέτοιας βέλτιστης συμπεριφοράς αποτελεί τη βάση της βελτιστοποίησης αποικίας μυρμηγκιών. Γενικά, ένας αλγόριθμος Αποικίας Μυρμηγκιών σχηματίζει έναν βρόχο χρησιμοποιώντας δύο κύριες διαδικασίες: μία για τον καθορισμό της μεθόδου με την οποία τα μυρμηγκία κατασκευάζουν μια πιθανή λύση για την αντικειμενική συνάρτηση και η άλλη για τη βελτίωση του ίχνους της φερομόνης που αφήνουν (Columbus, 2012). Αυτός ο αλγόριθμος αποτελείται από τρία κύρια βήματα, συμπεριλαμβανομένης της κατασκευής μιας λύσης μυρμηγκιού, της τοπικής αναζήτησης και της ενημέρωσης του ίχνους φερομόνης. Ο αλγόριθμος βασίζεται στην αναζήτηση των μυρμηγκιών στον χώρο αναζήτησης και περιλαμβάνει έναν συνδυασμό δυαδικών κόμβων. Κάθε κόμβος καθορίζει ένα μικρό σύνολο σταθμών παραγωγής ενέργειας.

Οι Εξελικτικοί Αλγόριθμοι βασίζονται στην φυσική επιλογή, αποτελούν ένα ιδιαίτερα επίκαιρο και αναπτυσσόμενο πεδίο έρευνας για την επίλυση του ΠΔΜ λόγω της δυνατότητας τους να διαχειρίζονται συναρτήσεις με μη κυρτό κόστος κατανάλωσης και μη γραμμικούς περιορισμούς (Σμερτζίδης, 2020). Παρακάτω παρατίθενται οι κυριότεροι εξελικτικοί αλγόριθμοι:

**Γενετικός αλγόριθμος :** Αυτός ο αλγόριθμος είναι η πρώτη τεχνική στην κατηγορία των εξελικτικών αλγορίθμων, που προέρχεται από το εξελικτικό βιολογικό μοντέλο όπως η δημιουργία, η διασταύρωση και η μετάλλαξη. Αυτός ο αλγόριθμος, ως ένας από τους πρώτους προτεινόμενους μετα-ευρετικούς αλγορίθμους, παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον στη βελτιστοποίηση και τα αποτελέσματά του χρησιμοποιούνται πάντα ως σημείο αναφοράς για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων των άλλων προτεινόμενων αλγορίθμων (Ghose, et al., 2006). Το σκεπτικό για την εφαρμογή αυτού του αλγορίθμου για την επίλυση του ΠΔΜ είναι να τροποποιηθούν τα bit σε 0 και 1, τα οποία αντιπροσωπεύουν την κατάσταση OFF ή ON των μονάδων παραγωγής, ενώ βελτιστοποιείται το κέρδος του προβλήματος λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς και με βάση τη βέλτιστη συνάρτηση προσαρμογής. Οι κύριες τροποποιήσεις που εφαρμόζονται στους γενετικούς αλγορίθμους με στόχο να καθίστανται κατάλληλοι για την επίλυση του ΠΔΜ περιλαμβάνουν και συναρτήσεις προσαρμογής που μεγιστοποιούν το κέρδος (Richter & Sheble, 2000).

**Βελτιστοποίηση Σμήνους Σωματιδίων (Particle Swarm Optimization):** Η βελτιστοποίηση σμήνους σωματιδίων αποτελείται από ένα σύνολο σωματιδίων σμήνους που κινούνται σε μια d-διάστατη αναζήτηση χώρου για πιθανές λύσεις (Baker, et al., 2015). Κάθε σωματίδιο έχει δύο προδιαγραφές θέσης και ταχύτητας. Επίσης, κάθε σωματίδιο περιέχει τις δικές του και τις καθολικά καλύτερες θέσεις. Η καθολικά καλύτερη θέση, ως η καθολικά βέλτιστη λύση, επιτυγχάνεται με την επικοινωνία με τα γειτονικά σωματίδια. Η ταχύτητα και η θέση για κάθε σωματίδιο ενημερώνονται κάθε φορά με την εφαρμογή κάποιων απλών κανόνων. Όλες οι μελέτες και οι προτεινόμενες μέθοδοι σε αυτό το πεδίο έχουν επικεντρωθεί απλώς στην παροχή νέων σχέσεων για τον υπολογισμό της ενημέρωσης της ταχύτητας και της θέσης των σωματιδίων. Για την επίλυση του ΠΔΜ, χρησιμοποιούνται διαφορετικές διατυπώσεις της μεθόδου βελτιστοποίησης σμήνους σωματιδίων.

**Διαφορική Εξέλιξη (Differential Evolution):** Ο αλγόριθμος της Διαφορικής Εξέλιξης αναφέρεται στη διατήρηση ενός πληθυσμού υποψήφιων λύσεων που υποβάλλονται σε επαναλήψεις με σκοπό τη συνεχή εξέλιξη του εξεταζόμενου πληθυσμού. Τα βασικά βήματα που χαρακτηρίζουν αυτόν τον αλγόριθμο είναι: η αρχικοποίηση (initialization), η μετάλλαξη (mutation), η διασταύρωση (crossover) και η επιλογή (selection) (Σεμερτζίδης, 2020) (Vrionis, et al., 2020). Κατά τη διαδικασία εφαρμογής αυτών των βημάτων δημιουργούνται συνεχώς δοκιμαστικά παραμετρικά διανύσματα από την πρόσθεση σταθμισμένης διανυσματικής διαφοράς δύο μελών με ένα τρίτο μέλος.

### 1.7.5.3. Υβριδικές Μέθοδοι

Οι υβριδικοί αλγόριθμοι έχουν μια μοναδική θέση στην τροποποίηση της ικανότητας αναζήτησης των στοχαστικών αλγορίθμων. Σε αυτή τη διαδικασία, τα οφέλη κάθε αλγόριθμου συνδυάζονται για να δημιουργηθεί ένας υβριδικός αλγόριθμος που προσπαθεί να εξαλείψει τα μειονεκτήματα της εκάστοτε χρησιμοποιούμενης μεθόδου. Ο κύριος σκοπός του υβριδισμού είναι να βελτιώσει είτε την υπολογιστική ταχύτητα είτε την ακρίβεια (Ting, et al., 2015). Σε έναν υβριδικό αλγόριθμο, δύο ή περισσότερες τεχνικές λύνουν συνεργατικά και συλλογικά ένα καθορισμένο πρόβλημα. Σε ορισμένους υβριδικούς αλγόριθμους, μια τεχνική μπορεί να συνδυαστεί ως υποαλγόριθμος για τον εντοπισμό των βέλτιστων παραμέτρων ρύθμισης για την άλλη. Αντίθετα, σε άλλες περιπτώσεις, εφαρμόζονται διάφορα στάδια των αλγορίθμων όπως η διασταύρωση και η μετάλλαξη για την τροποποίηση του άλλου. Με βάση αυτές τις περιγραφές, οι υβριδικοί αλγόριθμοι μπορούν να ταξινομηθούν (Ting, et al., 2015) σε υβρίδια ενιαίου και πολλαπλών σκοπών. Στον πρώτο τύπο, όλοι οι υποαλγόριθμοι χρησιμοποιούνται για την άμεση επίλυση του ίδιου προβλήματος και διαφορετικοί υποαλγόριθμοι εφαρμόζονται σε διάφορα βήματα αναζήτησης. Στη δεύτερη κατηγορία, ο πρώτος αλγόριθμος χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος και ο άλλος χρησιμοποιείται για το συντονισμό των παραμέτρων ρύθμισης για την πρώτη. Οι υβριδικοί στοχαστικοί αλγόριθμοι μπορούν επίσης να

ταξινομηθούν ως προς τη δομή τους σε τύπους πολλαπλών σταδίων, διαδοχικών και παράλληλων. Παρακάτω παρατίθενται ορισμένες υβριδικές μέθοδοι (Σμερτζίδης, 2020):

**Μιμητικός Αλγόριθμος (Memetic Algorithm):** Ο Μιμητικός Αλγόριθμος είναι ο συνδυασμός ενός γενετικού αλγορίθμου με χρήση τοπικών αναζητήσεων. Στόχος είναι να εκμεταλλευτεί μια τεχνική ολικής αναζήτησης για την εύρεση περιοχών με έλεγχο τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης, σε συνδυασμό με την εφαρμογή ευρετικών μηχανισμών εντοπισμού των επιμέρους τοπικών βέλτιστων (Yamin, 2004).

**Προσομοιωμένη Ανόπτηση και Τετραγωνικός Προγραμματισμός:** Ο συγκεκριμένος υβριδικός αλγόριθμος εφαρμόζει νέους κανόνες για την παραγωγή τυχαίων αρχικών εφικτών λύσεων για το ΠΔΜ. Η προσομοιωμένη ανόπτηση χρησιμοποιείται για την επίλυση του υποπροβλήματος προγραμματισμού των μονάδων και ο τετραγωνικός προγραμματισμός για την οικονομική κατανομή (Economic Dispatch). Η συγκεκριμένη μέθοδος παρουσιάζει πλεονεκτήματα όπως η ανεξαρτησία της λύσης από τις αρχικές τιμές και μαθηματική πολυπλοκότητα, όμως απαιτεί αρκετό υπολογιστικό χρόνο (Mantawy, et al., 1998).

**Υβριδικός Αλγόριθμος Ελιτιστικής Γενετικής Εξέλιξης :** Η μέθοδος αυτή βασίζεται στον αλγόριθμο γενετικής εξέλιξης, αποφεύγοντας τις δυαδικές μεταβλητές μέσω μιας απλής συνάρτησης μετασχηματισμού και εκμεταλλεύεται έναν μηχανισμό επισκευής χρησιμοποιώντας μέθοδο των Λιστών Προτεραιότητας για να κατευθύνει την αναζήτηση προς τα κατάλληλα χρονοδιαγράμματα παραγωγής (Tsalavoutis, et al., 2021). Ο υβριδικός αυτός αλγόριθμος καταφέρνει να επιφέρει καλύτερη λύση σε σχέση με τις επιμέρους μεθόδους που συνδυάζει.

**Υβριδική Λαγκραντζιανή Χαλάρωση (Hybrid Lagrangian Relaxation):** Στην αναφορά (Zhang, et al., 2009) αναπτύσσεται αλγόριθμος που συνδυάζει την Λαγκραντζιανή Χαλάρωση (Langrangian Relaxation) για την επίλυση μεγάλης κλίμακας συστημάτων με τη μέθοδο του Γενετικού Αλγορίθμου (Genetic Algorithm) για τη διόρθωση των ελλείψεων που εμφανίζονται λόγω της χρήσης Δυναμικού Προγραμματισμού (Dynamic Programming). Ο ρυθμός σύγκλισης είναι σχετικά γρήγορος και καταλήγει σε καλής ποιότητας λύση.

#### 1.7.6. Περιορισμοί του προβλήματος

Ανεξαρτήτως μεθοδολογίας που επιλέγεται να χρησιμοποιηθεί για την επίλυση του προβλήματος, υπάρχουν ορισμένοι κοινοί περιορισμοί που πρέπει να τηρούνται προκειμένου το εκάστοτε υπό εξέταση σύστημα να μπορεί να λειτουργεί με ασφάλεια, αποδοτικά και αξιόπιστα.

Οι συνήθεις περιορισμοί που συναντώνται στη βιβλιογραφία είναι οι εξής:

#### 1.7.6.1. Περιορισμοί ορίων μονάδων παραγωγής

Η ενεργός ισχύς εξόδου της μονάδας παραγωγής πρέπει να ικανοποιεί τα ελάχιστα και μέγιστα όρια της μονάδας όπως συνήθως αυτά ορίζονται από τους κατασκευαστές (Carrion & Arroyo, 2006) (Gjorgiev, et al., 2015) (Psarros, et al., 2018).

#### 1.7.6.2. Περιορισμοί ισορροπίας ισχύος

Η πραγματική ισχύς εξόδου των ηλεκτρονικών δεσμευμένων μονάδων πρέπει να είναι επαρκής για να ικανοποιεί τη ζήτηση φορτίου του δικτύου για κάθε περίοδο του υπό εξέταση χρονικού ορίζοντα (Carrion & Arroyo, 2006) (Madzharov, et al., 2014) (Psarros & Parathanassiou, 2019).

#### 1.7.6.3. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου λειτουργίας

Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών λειτουργίας, από τη στιγμή που η εκάστοτε μονάδα δεσμευτεί να λειτουργεί και για τον οποίο δεν μπορεί να απενεργοποιηθεί (Carrion & Arroyo, 2006), (Chandrasekaran, et al., 2012).

#### 1.7.6.4. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου κράτησης

Ελάχιστος χρόνος διακοπής λειτουργίας είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών μετά τη διακοπή λειτουργίας μιας γεννήτριας προτού της επιτραπεί να τεθεί εκ νέου σε λειτουργία για την παραγωγή ενέργειας (Carrion & Arroyo, 2006) (Gjorgiev, et al., 2015).

#### 1.7.6.5. Περιορισμοί ρυθμού πρόσληψης και απόρριψης ισχύος

Ο ρυθμός πρόσληψης και απόρριψης ισχύος των μονάδων παραγωγής δεν αυξάνεται ούτε μειώνεται στιγμιαία. Η ρυθμός διακύμανσης αυτής της ισχύος εξόδου περιορίζεται από τα όρια πρόσληψης και απόρριψης (ramp rates) (Carrion & Arroyo, 2006).

#### 1.7.6.6. Περιορισμός αποθεμάτων στρεφόμενης εφεδρείας

Οι στρεφόμενες εφεδρείες (Spinning Reserves) αφορούν το ποσοστό ή την ποσότητα ισχύος που απαιτείται για την κάλυψη μέρους της προβλεπόμενης ζήτησης αιχμής και πρέπει να είναι ικανές να καλύψουν την απώλεια ισχύος κάποιας μονάδας σε μια δεδομένη χρονική περίοδο (Psarros, et al., 2018) (Psarros & Parathanassiou, 2019).

### 1.8. Πιλοτικό Έργο: Αστυπάλεια Έξυπνο & Βιώσιμο Νησί

Στην Αστυπάλεια πρόκειται να υλοποιηθεί ένα ολοκληρωμένο σχέδιο, με τίτλο «Έξυπνο & Βιώσιμο Νησί» («Astypalea: Smart & Sustainable Island») που θα περιλαμβάνει μετακινήσεις με ηλεκτρικά οχήματα, υποδομές δικτύου φόρτισης, και έχει ως στόχο την εισαγωγή καινοτόμων υπηρεσιών διαμοιρασμού οχημάτων,

τη χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, για τη φόρτιση όλων των Ηλεκτρικών Οχημάτων του νησιού (e-astypalea.gov.gr, 2021), και ενδεχομένως τη συνολική κάλυψη των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια.

Ο βασικότερος στόχος του έργου είναι η σταδιακή αντικατάσταση του υπάρχοντα στόλου οχημάτων που διαθέτουν κινητήρες εσωτερικής καύσης, με ηλεκτρικά οχήματα: από επιβατικά αυτοκίνητα, μέχρι επαγγελματικά οχήματα και ελαφριά επαγγελματικά οχήματα.

Συνολικά, περίπου 1.500 συμβατικά οχήματα με κινητήρα εσωτερικής καύσης θα αντικατασταθούν με περίπου 1.000 ηλεκτρικά αυτοκίνητα και, σε αυτό το πλαίσιο, θα υλοποιηθούν συνολικά 60 δημόσια προσβάσιμα σημεία φόρτισης στο νησί (smartastypalea.gov.gr, 2021). Το σχέδιο προβλέπει επίσης την αντικατάσταση οχημάτων που χρησιμοποιούνται για δημόσιες υπηρεσίες, όπως η Αστυνομία, το Λιμενικό Σώμα, ο Δήμος και η Πολιτική Αεροπορία.

Το πρόγραμμα Έξυπνο & Βιώσιμο Νησί προβλέπει (e-astypalea.gov.gr, 2021):

- Τη δωρεά ηλεκτρικών οχημάτων στον δήμο και στις δημόσιες υπηρεσίες σε αντικατάσταση των συμβατικών που διαθέτουν.
- Τη θέσπιση ειδικών επιδοτήσεων για την αντικατάσταση με ηλεκτρικά, όλων των οχημάτων κάθε μορφής (ποδήλατα, δίκυκλα, αυτοκίνητα, ταξί) και την εγκατάσταση φορτιστών ιδιωτικής χρήσης
- Τη δημιουργία αστικού τύπου μετακίνησης «on demand», χρησιμοποιώντας εφαρμογή μέσω κινητού ή σταθερού τηλεφώνου.
- Τη δημιουργία υπηρεσίας «διαμοιρασμού οχημάτων» αποκλειστικά με ηλεκτρικά αυτοκίνητα, τα οποία θα μπορεί να παραλάβει και να χρησιμοποιήσει κάθε κάτοικος και επισκέπτης, για όσο χρόνο θέλει (με εναλλαγή των χρηστών), πληρώνοντας μόνο για την ώρα χρήσης του οχήματος.
- Την εγκατάσταση και λειτουργία Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία θα συμβάλει δραστικότερα στη μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τον υπάρχοντα θερμικό σταθμό, τροφοδοτώντας παράλληλα όλα τα ηλεκτρικά οχήματα που θα κυκλοφορούν στο νησί, με πράσινη ενέργεια.
- Έργα αναβάθμισης και ψηφιοποίησης του ηλεκτρικού δικτύου του νησιού, καθώς και εγκατάσταση δικτύου δημόσια προσβάσιμων φορτιστών.

## 2. Το παράδειγμα της Αστυπάλαιας – Ανάλυση εποχικότητας φορτίου

### 2.1. Εισαγωγή – Το ΜΔΝ της Αστυπάλαιας

Η Αστυπάλαια είναι το τέταρτο σε μέγεθος και το δυτικότερο νησί των Δωδεκανήσων. Βρίσκεται δυτικά της Νισύρου και ανατολικά της Ανάφης (Κυκλάδες). Η Αστυπάλαια λειτουργεί ως “γέφυρα” που ενώνει τις Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα αφού ανήκει διοικητικά στα Δωδεκάνησα αλλά γεωγραφικά και πολιτισμικά στέκει ανάμεσα στα Δωδεκάνησα και στις Κυκλάδες, συνδυάζοντας στοιχεία και από τα δύο νησιώτικα συμπλέγματα. Έχει έκταση 97 τ.χλμ., ακτογραμμή 110 χλμ. και 1.334 κατοίκους. Απέχει 23 ναυτικά μίλια από την Κω, 96 ν.μ. από τη Ρόδο και 117 ν.μ. από τον Πειραιά.

Το ανάγλυφο του νησιού είναι ημιορεινό με δύο διακριτές πεδινές εκτάσεις στο νοτιοδυτικό και βορειοανατολικό τμήμα του νησιού (Λιβιάδι και Βαθύ, αντίστοιχα) και με υψηλότερες κορφές τη «Βάρδια» (482μ) και «Καστελλάνο» (366μ). Μια μικρή λωρίδα γης περίπου 100 μέτρων, το Στενό, χωρίζει το νησί σε δύο τμήματα το μέσα και το έξω νησί. Στα νοτιοανατολικά υπάρχουν διάφορα μικρά νησιά, όπως η Αγία Κυριακή, ο Χονδρός, το Κουνούπι και ο Κουτσομύτης. Στα Δυτικά βρίσκονται οι νησίδες Οφιδούσα, Χτένια, Ποντικούσα και άλλες. Η πρωτεύουσα του νησιού είναι ο ομώνυμος οικισμός, ή αλλιώς Χώρα και συνδέεται με το λιμάνι (Πέρα Γιαλό). Εκτός από τη Χώρα που είναι η πρωτεύουσα, υπάρχουν τα χωριά Ανάληψη (παλιά ονομασία Μαλτεζάνα ή Μαρτιζάνα) όπου βρίσκεται και το αεροδρόμιο του νησιού, το Λιβιάδι που κατοικείται τους καλοκαιρινούς μήνες και στα ΒΑ του νησιού το Βαθύ (astypalaia.gr, 2021).

#### 2.1.1. ΣΗΕ Αστυπάλαιας

Το ηλεκτρικό σύστημα της Αστυπάλαιας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής (ΡΑΕ, 2021a) :

- i. Τοπικό Σταθμό Παραγωγής Αστυπάλαιας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 4,0 MW. Στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής Αστυπάλαιας βρίσκονται εγκατεστημένα τρία όμοια Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη Mitsubishi S16R-PTA, συνολικής ισχύος 3,0 MW και ένα επιπλέον MITSUBISHI S16R-PTA που έχει μεταφερθεί από το ΗΣ της Μύκονου, ισχύος 1MW και ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ», που καταναλώνουν ελαφρύ καύσιμο diesel. Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως με τη διαθεσιμότητά τους.
- ii. 4 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,319 MW.



| ΑΡ.ΜΟΝ | Μοντέλο            | Ονομαστική Ισχύς (MW) | ΜΣΠ Μικτή (MW) | ΜΣΠ Θέρους Μικτή (MW) | Καύσιμο | Οδηγία Ρύπων | Έτος λήξης άδειας |
|--------|--------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|---------|--------------|-------------------|
| G5     | MITSUBISHI S16RPTA | 1,275                 | 1,1            | 1                     | DIESEL  | MCPD(MEK)    | 2035              |
| G6     | MITSUBISHI S16RPTA | 1,275                 | 1,1            | 1                     | DIESEL  | MCPD(MEK)    | 2035              |
| G7     | MITSUBISHI S16RPTA | 1,275                 | 1,1            | 1                     | DIESEL  | MCPD(MEK)    | 2035              |
| G8     | MITSUBISHI S16RPTA | 1,275                 | 1,1            | 1                     | DIESEL  | MCPD(MEK)    | 2038              |

Πίνακας 2.1: Η/Ζ ΤΣΠ Αστυπάλαιας, Πηγή: (ΡΑΕ, 2021α)

#### 2.1.1.1. Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με απόφαση της ΡΑΕ (ΡΑΕ, 2021α) (1028/27.12.2012) χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ άδεια παραγωγής για την προμήθεια και εγκατάσταση ενός Η/Ζ ισχύος 1 MW στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας, που θα κατανάλωνε ελαφρύ καύσιμο diesel, ο διαγωνισμός όμως για την προμήθεια και εγκατάσταση του Η/Ζ ματαιώθηκε λόγω μεταβολής αναγκών.

Εκτός των συμβατικών μονάδων παραγωγής στον ηλεκτρικό σταθμό Αστυπάλαιας, όπως αναφέρεται στο υποκεφάλαιο 1.8, προβλέπεται η προώθηση Ειδικού Πιλοτικού Έργου (ΕΠΕ) με κύριο στόχο την υψηλή διεύθυνση ενέργειας ΑΠΕ (τουλάχιστον 60%), σύμφωνα με το ν. 4495/2017, όπως αναθεωρήθηκε με το ν. 4546/2018. Η υλοποίηση του ΕΠΕ, συνεπώς και η ακριβής σύνθεσή του, θα προκύψει μετά από διαγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για την επιλογή αναδόχου, την οποία θα διενεργήσει η ΡΑΕ μετά την έκδοση των υπουργικών αποφάσεων που ορίζονται στους ως άνω νόμους. Οι αναγκαίες υπουργικές αποφάσεις θα εκδοθούν από το ΥΠΕΝ, μετά από Εισήγηση του ΔΕΔΔΗΕ και γνώμη της ΡΑΕ.

Σύμφωνα με την πρόσφατη Εισήγηση του ΔΕΔΔΗΕ (ΔΕΔΔΗΕ/ΓρΔ/6222 /05.03.2021) προκρίνονται ως προσφορότερες δύο διαφορετικές συνθέσεις για το ΕΠΕ:

- i. Α/Γ εγκατεστημένης ισχύος τουλάχιστον 2 MW σε συνδυασμό με Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος τουλάχιστον 1 MW, ελεγχόμενη μονάδα

εγκατεστημένης ισχύος 1,8 MW κατ' ελάχιστον και σύστημα αποθήκευσης χωρητικότητας 7,2 MWh κατ' ελάχιστον.

- ii. σταθμός με 5 MW Φ/Β, ελεγχόμενη μονάδα εγκατεστημένης ισχύος 1,8 MW κατ' ελάχιστον και σύστημα αποθήκευσης χωρητικότητας 10,8 MWh κατ' ελάχιστον.

### 2.1.2. Πραγματικό φορτίο Αστυπάλαιας

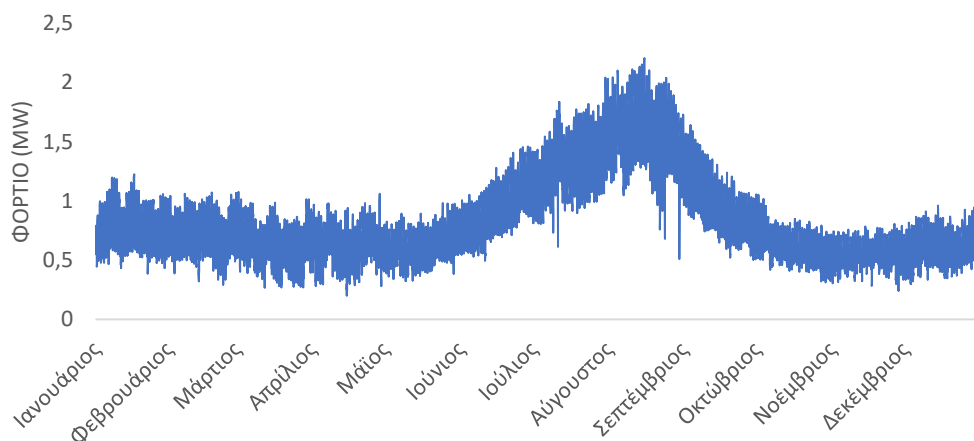
Με στόχο την ανάλυση της πραγματικής ζήτησης φορτίου για το νησί της Αστυπάλαιας λαμβάνονται πραγματικά δεδομένα φορτίου για τα έτη 2016-2020.

Συμφώνα με στοιχεία της ΡΑΕ για τα έτη 2016 έως 2020 η μέση τιμή της αιχμής ζήτησης είναι 2,23 MW, η μέση τιμή των ετήσιων μέσων φορτίων είναι τα 0,8 MW και η μέση ετήσια ζήτηση φορτίου προκύπτει ίση με 6,985 MWh. Τα αναλυτικά στοιχεία για τα πέντε έτη παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα.

|                                   | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Μέσο Φορτίο (MW)                  | 0,78  | 0,8   | 0,81  | 0,83  | 0,77  |
| Αιχμή (MW)                        | 2,21  | 2,3   | 2,26  | 2,34  | 2,06  |
| Συντελεστής Φορτίου (%)           | 35,4  | 34,7  | 35,7  | 35,5  | 37,2  |
| Ετήσιος Απολογισμός Ζήτησης (GWh) | 6,856 | 7,001 | 7,064 | 7,268 | 6,736 |

Πίνακας 2.2: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αστυπάλαιας, Πηγή: (ΡΑΕ, 2021a)

Σε μια προσπάθεια ανάδειξης της έντονης εποχικότητας που εμφανίζει η ζήτηση φορτίου αναλύεται σε ετήσια βάση το μοτίβο ζήτησης για την υπό εξέταση πενταετία (2016-2020) όπως απεικονίζεται για το έτος 2019 στο Σχήμα 2.1. Σκοπός είναι να παρατηρηθεί η διακύμανση της ζήτησης κατά τη διάρκεια του κάθε έτους, η μηνιαία μεταβολή καθώς και οι μέρες με τη μέγιστη και την ελάχιστη ζήτηση.

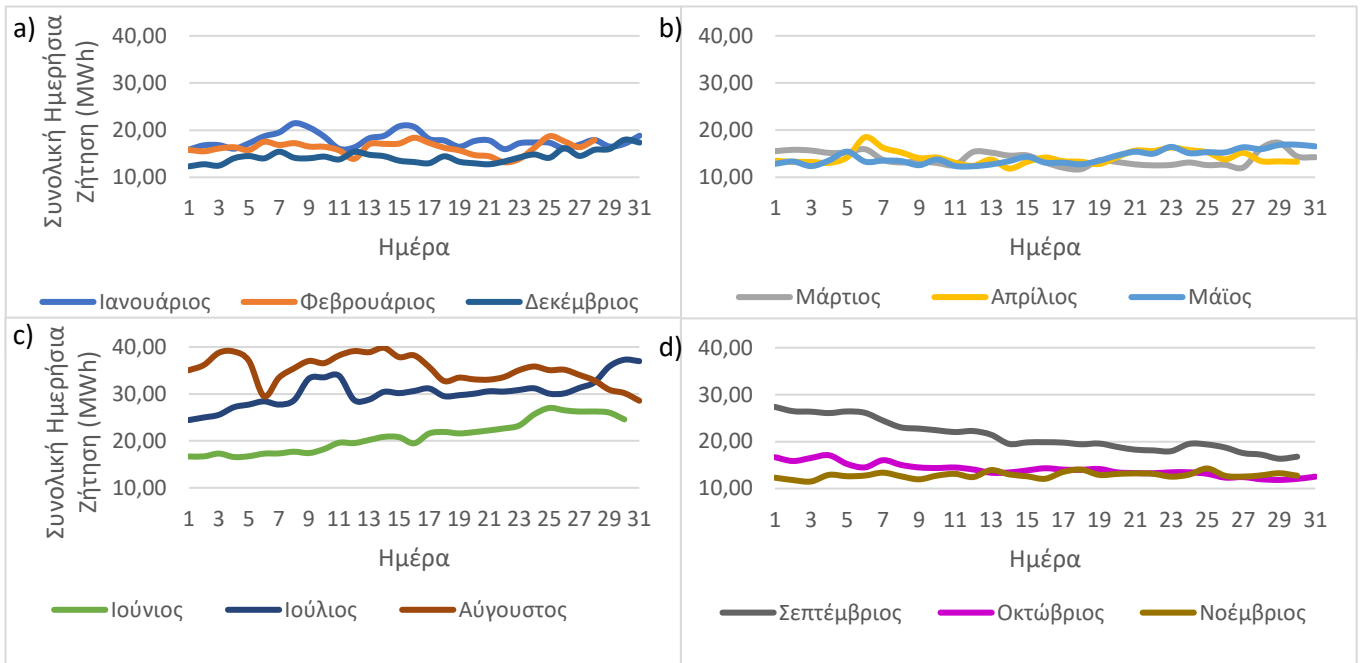


Σχήμα 2.1: Καμπύλη διακύμανσης ωριαίας ζήτησης ενέργειας στην Αστυπάλαια για το έτος 2019

Από την ανάλυση των διαγραμμάτων ωριαίας ζήτησης του νησιού για τα πέντε έτη (2016-2020) παρατηρείται όπως ήταν αναμενόμενο, λόγω της έντονης τουριστικής δραστηριότητας, αυξημένη ζήτηση τους καλοκαιρινούς μήνες όπου η ενεργειακή ζήτηση φτάνει την αιχμή της 2,21 MWh την 12η Αυγούστου 2017 και ώρα 9 μμ. Επίσης ενδιαφέρον παρουσιάζει η ελάχιστη ωριαία τιμή της ζήτησης που παρουσιάζεται την 14η Απριλίου 2019 στις 9 πμ και αγγίζει την τιμή των 0,20 MWh.

Σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα παρατηρείται, ξεκινώντας για κάθε έτος από τον Ιανουάριο, ότι η ζήτηση παρουσιάζει φθίνουσα πορεία μέχρι τον Απρίλιο-Μάιο όπου φτάνει την ελάχιστη τιμή της. Αυτό μπορεί να αποδοθεί στη μείωση χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση κατά τη διάρκεια αυτού του διαστήματος. Από το Μάιο μέχρι τον Αύγουστο η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει αύξουσα πορεία μέχρι που φτάνει την αιχμή της κατανάλωσης ενέργειας, γεγονός αναμενόμενο καθώς κατά το διάστημα αυτό αρχίζει η τουριστική περίοδος, που αποτελεί τομέα ιδιαίτερα ανεπτυγμένο και σημαντικό παράγοντα της οικονομίας του νησιού. Το Σεπτέμβριο η ζήτηση μειώνεται κάτι που και πάλι αποδίδεται στο γεγονός ότι ο Αύγουστος είναι ο μήνας αιχμής για τον τουρισμό του νησιού ο οποίος αναχωρεί κατά το μήνα Σεπτέμβριο. Μέχρι τον Νοέμβριο η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται σταδιακά. Ενώ, το Δεκέμβριο και τον Ιανουάριο η κατανάλωση ενέργειας αυξάνεται, καθώς η ηλεκτρική ενέργεια για θέρμανση είναι πλέον απαραίτητη.

Ακόμα, παρουσιάζονται τα διαγράμματα της ημερήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε μήνα του έτους 2019, χωρισμένα για κάθε εποχιακή περίοδο του έτους (Σχήμα 2.2). Να σημειωθεί ότι επιλέγεται το έτος 2019 έναντι του έτους 2020 (τελευταίο έτος για το οποίο διατίθενται στοιχεία) εξαιτίας της εμφάνισης διαφοροποιημένων και χαμηλότερων τιμών ζήτησης φορτίου που επέφεραν οι επιπτώσεις της πανδημίας SARS-COVID-19.



Σχήμα 2.2: Διαγράμματα ημερήσιας ζήτησης ανά μήνα του έτους 2019, (a) Χειμερινή περίοδος, (b) Περίοδος Άνοιξης, (c) Εαρινή Περίοδος, (d) Φθινοπωρινή Περίοδος

## 2.2. Πρόβλεψη φορτίου

Η πρόβλεψη ηλεκτρικού φορτίου και ζήτησης περιλαμβάνει την προβολή των επιπέδων ζήτησης αιχμής και των μοτίβων συνολικής κατανάλωσης ενέργειας για την υποστήριξη του μελλοντικού συστήματος και των επιχειρηματικών λειτουργιών της ηλεκτρικής ενέργειας. Η συμπεριφορά της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά περίπλοκη λόγω της εποχικότητας και της άνισης ημερήσιας κατανομής που παρουσιάζει η ζήτηση ενέργειας. Επομένως, η εύρεση κατάλληλου μοντέλου έχει πολλές δύσκολες πτυχές. Εδώ η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΜΔΝ της Αστυπάλαιας αναλύεται και προσομοιάζεται σύμφωνα με το μοντέλο φορτίου καιρού (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003). Οι ακριβείς προβλέψεις οδηγούν σε σημαντική εξοικονόμηση κόστους λειτουργίας και συντήρησης, αυξημένη αξιοπιστία του συστήματος τροφοδοσίας και παράδοσης και βιώσιμες αποφάσεις για μελλοντική ανάπτυξη.

### 2.2.1. Περιγραφή της μεθόδου πρόβλεψης φορτίου με χρήση του μοντέλου φορτίου καιρού

Υποθέτοντας για μια συγκεκριμένη περίοδο ότι οι παραγωγικές διαδικασίες παραμένουν σταθερές κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου, γίνεται η θεώρηση ότι η εμφάνιση διαφοροποιημένων αιχμών φορτίου από ημέρα σε ημέρα οφείλεται στην επίδραση που επιβάλλει η μεταβαλλόμενη θερμοκρασία. Κατά αυτόν τον τρόπο για κάθε περίοδο (εδώ εβδομάδα), η εμφανιζόμενη αιχμή ζήτησης ισοδυναμεί με το άθροισμα ενός βασικού φορτίου (ανεξάρτητου από τη θερμοκρασία) σταθερής τιμής  $L(t)$  και ενός φορτίου μεταβαλλόμενου με τη θερμοκρασία  $S(t)$ . Η μέση τιμή των εβδομαδιαίων αιχμών  $D(t)$  είναι το άθροισμα της ανεξάρτητης από τον καιρό συνιστώσας σταθερής τιμής  $L(t)$  και της μέσης τιμής των συνιστωσών των ημερήσιων αιχμών, που εξαρτώνται από τη θερμοκρασία,  $S(t)$ . Δηλαδή ισχύει:

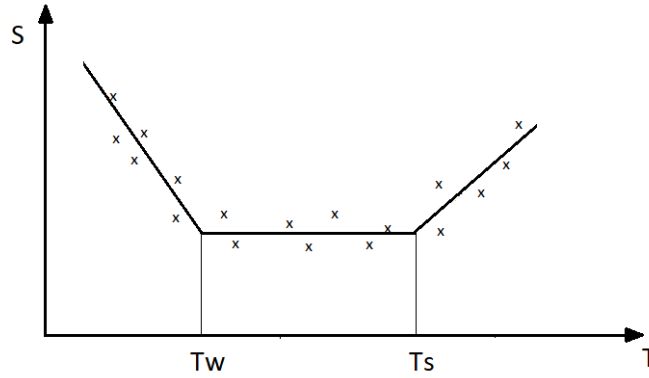
$$D(t) = L(t) + S(t) \quad (2.1)$$

Προφανώς η εβδομαδιαία αιχμή είναι άμεσα συνδεδεμένη με την κατανομή της συνιστώσας της ημερήσιας αιχμής που εξαρτάται από την ισοδύναμη θερμοκρασία. Η κατανομή αυτή προκύπτει με χρήση της ισοδύναμης θερμοκρασίας κατά τις μέρες αιχμής της εβδομάδας και ενός μη γραμμικού μοντέλου φορτίου-καιρού.

### 2.2.2. Προσδιορισμός μοντέλου φορτίου-καιρού

Έχοντας χαράξει τα διαγράμματα διασποράς θερμοκρασίας- ζήτησης ενέργειας ( $T - S$ ) για κάθε έτος, προσαρμόζεται σε αυτά το μοντέλο φορτίου καιρού, της εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας φορτίου  $S$ . Δηλαδή, σε κάθε ετήσιο διάγραμμα διασποράς προσαρμόζεται πολυώνυμο δευτέρου βαθμού ( $P(T) = a + bT + cT^2$  όπου  $a, b, c$  σταθερές) με τη μέθοδο ελαχίστων τετραγώνων, το οποίο εκφράζει το αντίστοιχο ετήσιο μοντέλο φορτίου καιρού.

Για κάθε πολυώνυμο  $P_i$  που προκύπτει για κάθε έτος  $i$ , υπολογίζονται οι τιμές της εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας  $S$  που προκύπτουν ως  $S_i = P_i(T)$  για  $T$  από  $0 - 40$  °C . Προκειμένου να καθορισθεί το μη γραμμικό μοντέλο φορτίου καιρού της μορφής όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3, ακολουθούνται τα βήματα που περιγράφονται παρακάτω.



Σχήμα 2.3: Μη γραμμικό μοντέλο φορτίου-καιρού

Καθορισμός της διακύμανσης των τιμών της ζήτησης φορτίου κάθε έτους που προκύπτουν για συγκεκριμένη θερμοκρασία από τη σχέση:

$$Var(P(T_k)) = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_i (P_i(T_k) - \mu)^2 \quad \forall i \in Y \quad (2.2)$$

όπου  $Y$  το σύνολο των ετών για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία.

Και  $\mu$  είναι η μέση τιμή, δηλαδή:

$$\mu = \frac{1}{n} \cdot \sum_i P_i(T_k) \quad (2.3)$$

Υπολογίζονται η ελάχιστη ( $T_w$ ) και η μέγιστη ( $T_s$ ) τιμή της θερμοκρασίας  $T$ , χειμώνα και θέρους αντίστοιχα, με την απαίτηση η διακύμανση των τιμών της ζήτησης κάθε έτους, που προκύπτουν για την ίδια τιμή θερμοκρασίας  $Var(P_i(T_k))$ , να είναι μικρότερη από 0,1%. Δηλαδή προκύπτουν οι τιμές:

$$T_w = T_{min}, \text{ όπου } Var(P_i(T_{min})) \leq 0.1\% \text{ και} \quad (2.4)$$

$$T_s = T_{max}, \text{ όπου } Var(P_i(T_{max})) \leq 0.1\%$$

Έχοντας υπολογίσει τα  $T_w$  και  $T_s$  καθορίζονται για κάθε έτος  $i$  οι κλίσεις των ευθειών από  $P_i(0^\circ\text{C})$  έως  $P_i(T_w)$  και από  $P_i(T_s)$  έως  $P_i(40^\circ\text{C})$  ως:

$$K_{iw} = \frac{P_i(T_w) - P(T_0)}{T_w - T_0} \quad (2.5)$$

$$K_{is} = \frac{P_i(T_{40}) - P(T_s)}{T_{40} - T_s}$$

Στη συνέχεια αφού καθοριστούν οι κλίσεις  $K_{iw}$  και  $K_{is}$  για κάθε έτος  $i$ , υπολογίζεται ο μέσος όρος των κλίσεων αυτών,  $K_w$  και  $K_s$ , ώστε στη συνέχεια να

καθοριστεί το μοντέλο φορτίου καιρού που λαμβάνει υπόψιν τη συμπεριφορά όλων των παρελθοντικών ετών ως (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003):

$$S(t) = \begin{cases} K_s \cdot (T - T_s) & \text{αν } T > T_s \\ -K_w \cdot (T - T_w) & \text{αν } T < T_w \\ 0 & \text{αν } T_w \leq T \leq T_s \end{cases} \quad (2.6)$$

όπου  $T$  η μέση θερμοκρασία της περιόδου  $t$ .

Στόχος του επόμενου βήματος είναι ο προσδιορισμός των συνιστωσών  $L(t)$  και  $S(t)$  για όλες τις εβδομάδες των ετών για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία. Δηλαδή γίνεται ο υπολογισμός των συνιστωσών  $S(t)$  για κάθε εβδομάδα, με χρήση του γνωστού μοντέλου φορτίου καιρού που προσδιορίστηκε παραπάνω, γνωρίζοντας την αντίστοιχη θερμοκρασία αιχμής της κάθε εβδομάδας. Επειδή η πραγματική τιμή της αιχμής ζήτησης  $D(t)$  είναι γνωστή προσδιορίζεται εύκολα η τιμή της συνιστώσας του βασικού φορτίου  $L(t)$  κάθε εβδομάδας, ως  $L(t) = D(t) - S(t)$ .

Από το παραπάνω βήμα της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται υπολογίζεται η μη εξαρτώμενη από τον καιρό συνιστώσα της εβδομαδιαίας αιχμής  $L(t)$  για  $t = 1, \dots, N$  όπου  $N$  είναι το πλήθος των εβδομάδων για τις οποίες είναι διαθέσιμα τα ιστορικά δεδομένα.

### 2.2.3. Πρόβλεψη μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας φορτίου (βασικού φορτίου):

Στόχος λοιπόν για να επιτευχθεί μια ικανοποιητική πρόβλεψη της μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας φορτίου, είναι στα σημεία  $L(t), t = 1, \dots, N$  να προσαρμοστεί μια καμπύλη  $\xi(t)$  που να προκύπτει από το συνδυασμό  $n$  αναλυτικών συναρτήσεων  $f_i(t)$ , δηλαδή (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003):

$$\xi(t) = \sum_{i=1}^n a_i \cdot f_i(t) = \alpha^T \cdot f(t) \quad (2.7)$$

Όπου  $\alpha = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix}$  άγνωστο διάνυσμα διάστασης  $n$  και  $f(t) = \begin{bmatrix} f_1(t) \\ f_2(t) \\ \vdots \\ f_n(t) \end{bmatrix}$

Η σχέση ανάμεσα στην πραγματική συνιστώσα  $L(t)$  και στην υπολογισμένη βάσει της αναλυτικής συνάρτησης  $\xi(t)$  μπορεί να εκφραστεί σαν:

$$L(t) = \xi(t) + \nu(t) = \alpha^T \cdot f(t) + \nu(t) \quad (2.8)$$

Η  $v(t)$  είναι μια τυχαία μεταβλητή που περιγράφει την τυχαία μεταβολή της  $L(t)$  γύρω από την  $\xi(t)$ . Στην παρούσα εργασία επιλέγεται δευτεροβάθμια αναλυτική συνάρτηση της μορφής  $\xi(t) = a_3 \cdot x^2 + a_2 \cdot x + a_1$ .

Η εξίσωση ( 2.7) για  $t = 1, \dots, N$ , μπορεί να γραφεί και στην παρακάτω μητρωϊκή μορφή (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003):

$$\underline{z} = \underline{H} \cdot \underline{a} + \underline{v} \quad ( 2.9)$$

όπου  $\underline{z}$  είναι το διάνυσμα των διαθέσιμων αιχμών, διάστασης  $N$ :

$$\underline{z} = \begin{bmatrix} L(1) \\ L(2) \\ \vdots \\ L(N) \end{bmatrix}$$

και  $\underline{H}$  είναι πίνακας διάστασης  $N \times n$  :

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} \underline{f}^T(1) \\ \underline{f}^T(2) \\ \vdots \\ \underline{f}^T(N) \end{bmatrix}$$

$\underline{v}$  είναι το διάνυσμα σφαλμάτων, διάστασης  $N$ :

$$\underline{v} = \begin{bmatrix} v(1) \\ v(2) \\ \vdots \\ v(N) \end{bmatrix}$$

Για την τυχαία μεταβλητή  $v(t)$  θεωρείται ότι ακολουθεί την κανονική κατανομή με μέση τιμή μηδέν και τυπική απόκλιση  $\sigma_v$ , δηλαδή (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003):

$$E\{\underline{v}\} = 0 \text{ και } E\{\underline{v} \cdot \underline{v}^T\} = \sigma_v^2 \cdot I_N \quad ( 2.10)$$

όπου  $I_N$  ο μοναδιαίος πίνακας διάστασης  $N$  και το σύμβολο  $E\{t\}$  εκφράζει την αναμενόμενη τιμή της μεταβλητής  $t$ .

Σε ένα πρόβλημα προσαρμογής υπάρχει ένας μεγάλος αριθμός αντικειμενικών συναρτήσεων, που η ελαχιστοποίηση τους οδηγεί κάθε φορά και σε διαφορετική τιμή του διανύσματος συντελεστών  $\underline{a}$ . Για να δοθεί μεγαλύτερη βαρύτητα στις αιχμές των τελευταίων εβδομάδων και για να δοθεί η ίδια βαρύτητα στα θετικά και στα αρνητικά σφάλματα επιλέγεται σαν αντικειμενική συνάρτηση η (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003):



$$J = \sum_{t=1}^N \frac{1}{2} \cdot \omega^2(t) \cdot \{L(t) - \xi(t)\}^2 \quad (2.11)$$

όπου :  $\omega^2(t) = \beta^{N-1}$

$\beta$  είναι σταθερά με τιμή συνήθως μικρότερη της μονάδας, εάν δεν είναι επιθυμητό να δοθεί μεγαλύτερη βαρύτητα στις αιχμές των τελευταίων εβδομάδων το  $\beta$  ορίζεται ίσο με τη μονάδα.

Ακόμα, η αντικειμενική συνάρτηση  $J$  μπορεί να γραφεί σε μητρική μορφή σαν:

$$J = \frac{1}{2} \cdot [\underline{z} - \underline{H} \cdot \underline{a}]^T \cdot R^{-1} \cdot [\underline{z} - \underline{H} \cdot \underline{a}] \quad (2.12)$$

όπου  $R^{-1} = \begin{bmatrix} \omega^2(1) & & & \\ & \ddots & & \\ & & \ddots & \\ & & & \omega^2(N) \end{bmatrix}$  διαγώνιος πίνακας συντελεστών βαρύτητας διάστασης  $N \times N$ .

Το άγνωστο διάνυσμα  $\underline{a}$  υπολογίζεται ελαχιστοποιώντας την αντικειμενική συνάρτηση  $J$  (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003).

$$\left. \frac{\partial J}{\partial \underline{a}} \right|_{\hat{\underline{a}}} = 0$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial J}{\partial \underline{a}} &= \frac{\partial}{\partial \underline{a}} \cdot \frac{1}{2} \cdot [\underline{z} - \underline{H} \cdot \underline{a}]^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot [\underline{z} - \underline{H} \cdot \underline{a}] \\ &= \frac{\partial}{\partial \underline{a}} \cdot \frac{1}{2} \cdot [\underline{z}^T \underline{R}^{-1} \underline{z} - \underline{z}^T \underline{R}^{-1} \underline{H} \underline{a} - \underline{a}^T \underline{H}^T \underline{R}^{-1} \underline{z} + \underline{a}^T \underline{H}^T \underline{R}^{-1} \underline{H} \underline{a}] \end{aligned} \quad (2.13)$$

Επειδή  $\underline{a}^T \cdot \underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{z}$  είναι βαθμωτό μέγεθος ισχύει:

$$\underline{z}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{H} \cdot \underline{a} = \underline{a}^T \cdot \underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{z}$$

Έτσι η εξίσωση ( 2.13) γίνεται:

$$\left. \frac{\partial J}{\partial \underline{a}} \right|_{\hat{\underline{a}}} = -\underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{z} + \underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \underline{H} \cdot \underline{a} = 0 \quad (2.14)$$

Επιλύοντας την παραπάνω εξίσωση λαμβάνεται η σχέση:

$$\hat{\underline{a}} = (\underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{H})^{-1} \cdot \underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{z} = \underline{G}^{-1} \cdot \underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{z} \quad (2.15)$$

Όπου  $\underline{G} = \underline{H}^T \cdot \underline{R}^{-1} \cdot \underline{H}$  και  $\hat{\underline{a}}$  η εκτίμηση του διανύσματος των συντελεστών  $\underline{a}$ .

Αποδεικνύεται στη συνέχεια ότι η εκτίμηση του διανύσματος  $\underline{a}$  όπως δίνεται από την εξίσωση ( 2.15) είναι μια αμερόληπτη εκτίμηση . Γι' αυτό, θα πρέπει να αποδειχτεί ότι η αναμενόμενη τιμή του εκτιμώμενου διανύσματος  $\hat{\underline{a}}$  , ισούται με την πραγματική τιμή του διανύσματος  $\underline{a}$  .

Αντικαθιστώντας την ( 2.9) στην ( 2.15) παίρνουμε :

$$\hat{\underline{a}} = (\underline{H}^T \cdot R^{-1} \cdot \underline{H})^{-1} \cdot \underline{H}^T \cdot R^{-1} \cdot (\underline{H} \cdot \underline{a} + \underline{v}) = \underline{a} + G^{-1} \cdot \underline{H}^T \cdot R^{-1} \cdot \underline{v} \quad (2.16)$$

Επειδή  $E\{\underline{v}\} = 0$  η εξίσωση ( 2.16) δίνει:

$$E\{\hat{\underline{a}}\} = \underline{a} \quad (2.17)$$

Η διασπορά των στοιχείων του διανύσματος  $\underline{a}$  εκφράζεται από τα διαγώνια στοιχεία της μήτρας διασποράς :

$$cov(\hat{\underline{a}}) = E\{(\hat{\underline{a}} - \underline{a}) \cdot (\hat{\underline{a}} - \underline{a})^T\} \quad (2.18)$$

Κάνοντας χρήση της ( 2.16) στην παραπάνω εξίσωση ( 2.18) , μετά από αντικαταστάσεις προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} cov(\hat{\underline{a}}) &= G^{-1} \cdot \underline{H}^T \cdot R^{-1} \cdot E\{\underline{v} \cdot \underline{v}^T\} \cdot R^{-1} \cdot \underline{H} \cdot G^{-1} \\ &= \sigma_v^2 \cdot G^{-1} \cdot \underline{H}^T \cdot R^{-1} \cdot R^{-1} \cdot \underline{H} \cdot G^{-1} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Όπου  $\sigma_v^2$  είναι η διασπορά της τυχαίας μεταβλητής  $v$ . Η διασπορά του θορύβου δεν είναι γνωστή εκ των προτέρων αλλά μπορεί να αποδειχτεί ότι η αμερόληπτη εκτίμηση της διασποράς  $\sigma_v^2$  δίνεται από τη σχέση (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003):

$$\sigma_v^2 = \frac{1}{N - n} \cdot \sum_{t=1}^N r^2(t) \quad (2.20)$$

Όπου:  $r(t) = L(t) - \hat{\underline{a}} \cdot \underline{f}(t)$

Έχοντας υπολογίσει από τα ιστορικά δεδομένα των  $N$  εβδομάδων, το διάνυσμα  $\underline{a}$  καθώς και τη στατιστική του διανύσματος αυτού, επανερχόμαστε στο πρόβλημα της πρόβλεψης της μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας  $L(t)$ .

Η καλύτερη εκτίμηση  $\hat{L}(t)$  της συνιστώσας  $L(t)$  για  $t = N + 1, N + 2, \dots$ , δίνεται από την εξίσωση:

$$\hat{L}(t) = \hat{\underline{a}}^T \cdot \underline{f}(t)$$

και η διασπορά : ( 2.21)

$$\sigma_L^2 = \underline{f}^T(t) \cdot [cov(\hat{\underline{a}}) \cdot \underline{I}] \cdot \underline{f}(t)$$

#### 2.2.4. Πρόβλεψη της εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας $S(t)$

Για την πρόβλεψη της τιμής της εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας για κάθε μελλοντική εβδομάδα ( $t$ ), υπολογίζεται μια πρόβλεψη της θερμοκρασίας και στη συνέχεια χρησιμοποιείται το μοντέλο φορτίου καιρού προκειμένου να προσδιοριστεί η τιμή της συνιστώσας  $S(t)$  σύμφωνα με τη σχέση ( 2.6).

Η θερμοκρασία που λαμβάνεται για τον υπολογισμό της εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των θερμοκρασιών της αντίστοιχης εβδομάδας όλων των παρελθοντικών ετών.

Δηλαδή για τον προσδιορισμό της θερμοκρασίας της πρώτης εβδομάδας του έτους του οποίου είναι επιθυμητή η πρόβλεψη φορτίου, λαμβάνεται για κάθε παρελθοντικό έτος η μέση θερμοκρασία της πρώτης εβδομάδας και στη συνέχεια υπολογίζεται ο μέσος όρος των θερμοκρασιών αυτών ώστε να προκύψει η αναμενόμενη θερμοκρασία της πρώτης εβδομάδας πρόβλεψης. Αντίστοιχα συμβαίνει και για όλες τις εβδομάδες στο μέλλον.

#### 2.2.5. Πρόβλεψη της συνολικής εβδομαδιαίας αιχμής

Με τις μεθοδολογίες που παρουσιάστηκαν στις δυο προηγούμενες παραγράφους υπολογίζεται λοιπόν για μια εβδομάδα  $t$  στο μέλλον η μέση τιμή  $\bar{S}(t)$ , η τυπική απόκλιση  $\sigma_S(t)$  της εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας αιχμής  $S(t)$  καθώς και τα αντίστοιχα μεγέθη  $\bar{L}(t)$ ,  $\sigma_L(t)$  της μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας αιχμής  $L(t)$ .

Η συνολική εβδομαδιαία αιχμή  $D(t)$  θα έχει μέση τιμή (Παπαδιάς & Κονταξής, 2003):

$$\bar{D}(t) = \bar{L}(t) + \bar{S}(t) \quad ( 2.22)$$

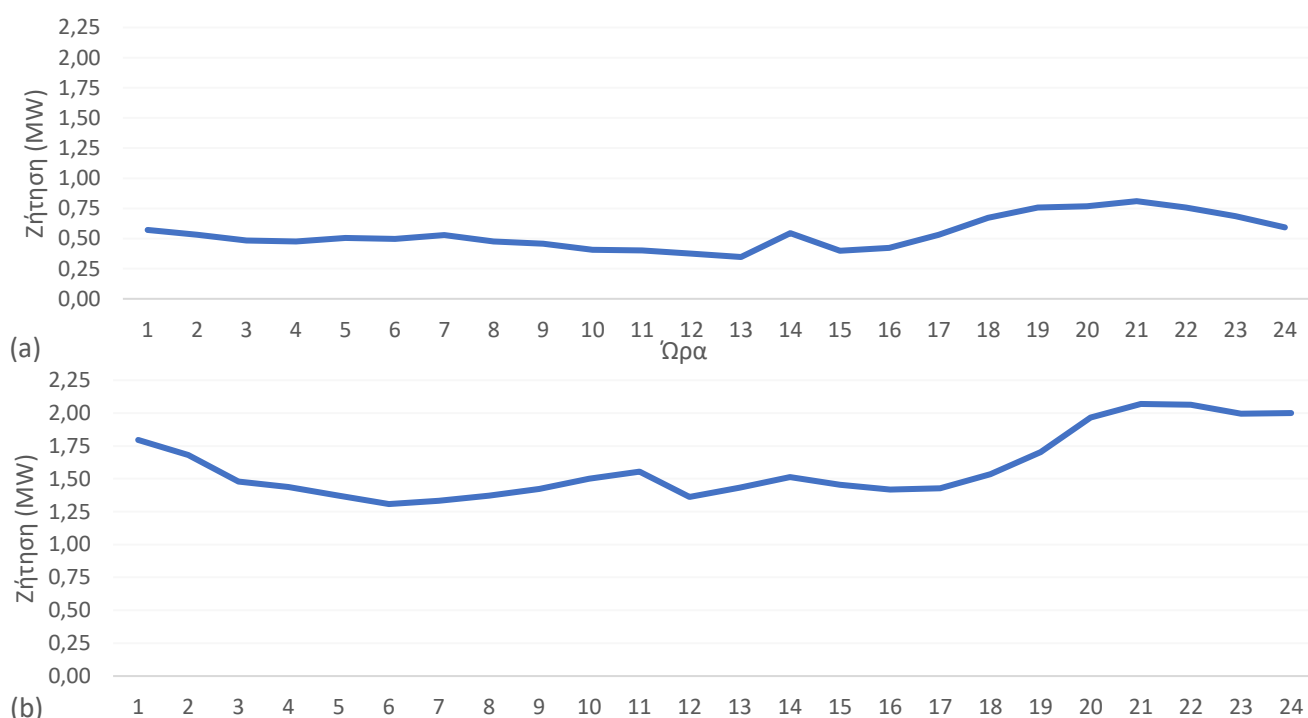
$$\text{και διασπορά: } \sigma_D^2(t) = \sigma_L^2(t) + \sigma_S^2(t)$$

### 2.3. Εφαρμογή μοντέλου φορτίου καιρού στο σύστημα της Αστυπάλαιας

Για την υλοποίηση και εφαρμογή του μοντέλου φορτίου καιρού και στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αναπτύχθηκε μια αυτοματοποιημένη διαδικασία σε excel VBA στην οποία με την εισαγωγή των απαραίτητων ιστορικών στοιχείων ζήτησης φορτίου και των καταγεγραμμένων ιστορικών δεδομένων καιρού για τα αντίστοιχα έτη, πραγματοποιείται ο διαχωρισμός των απαραίτητων μητρών καθώς και οι πράξεις μεταξύ αυτών ( 2.1)-( 2.22) απ' όπου τελικά προκύπτουν τα απαραίτητα αποτελέσματα και γραφήματα.

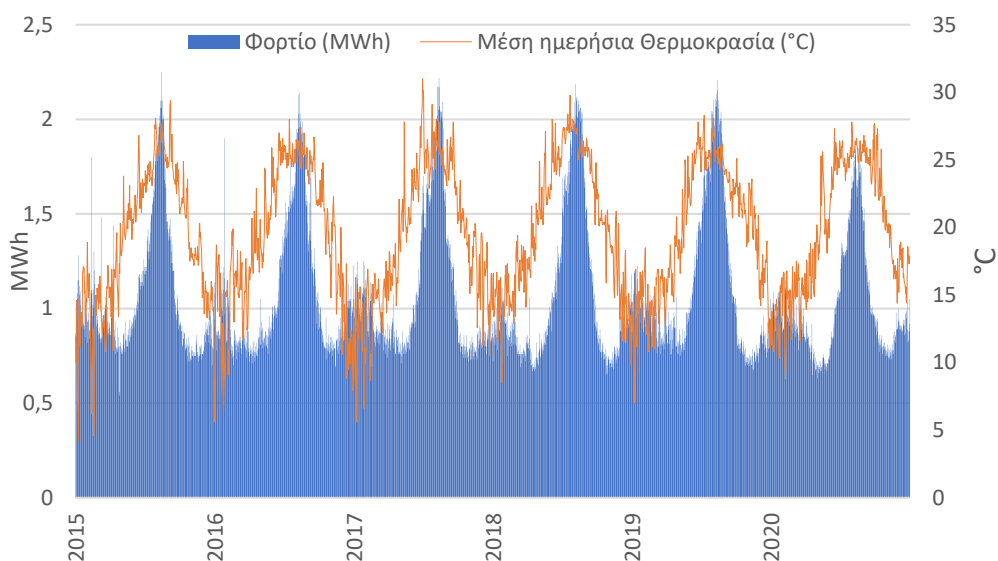
Αρχικά απεικονίζονται τα δεδομένα σε δύο χρονικές κλίμακες (ωριαία και ημερήσια), για την καλύτερη κατανόηση της συμπεριφοράς της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και των φαινομένων που έχουν άμεση σχέση με αυτήν. Στη συνέχεια, προσδιορίζονται τα κύρια στατιστικά χαρακτηριστικά και αναζητούνται οι εσωτερικές περιοδικότητες του συστήματος.

Πιο συγκεκριμένα, προκειμένου να καταστεί εμφανής η ημερήσια διακύμανση που παρουσιάζει το καταγεγραμμένο φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας και να αναδειχθεί η εποχιακή μεταβλητότητα, τα δεδομένα της ζήτησης φορτίου απεικονίζονται σε ωριαίο επίπεδο για μια τυπική ημέρα θέρους (Σχήμα 2.4(b)) και για μια τυπική ημέρα χειμώνα (Σχήμα 2.4(a)) .

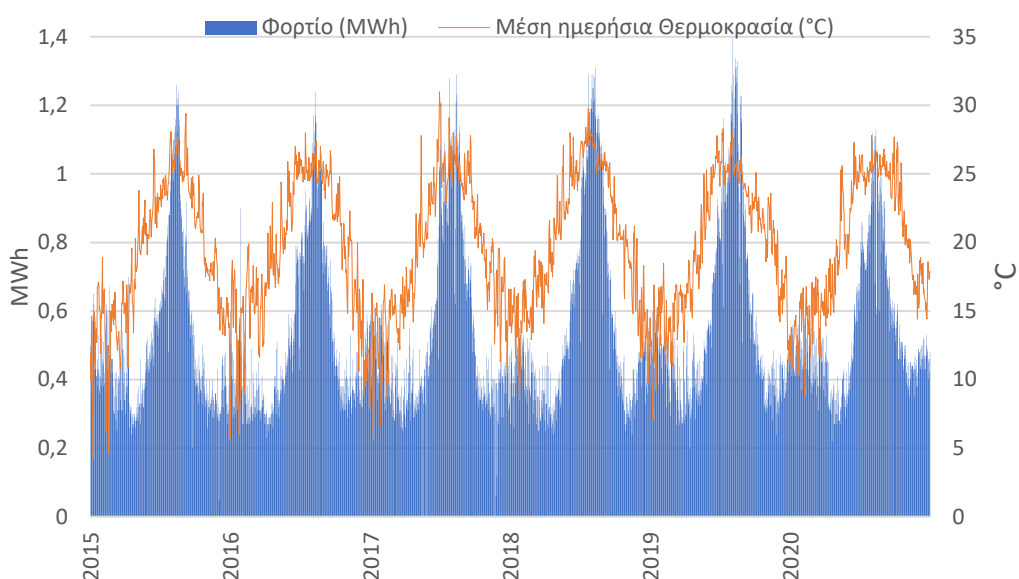


Σχήμα 2.4: Ζήτηση φορτίου σε ωριαίο επίπεδο για: (a) μια τυπική ημέρα χειμώνα και (b) μια τυπική ημέρα θέρους

Στη συνέχεια με στόχο την οπτικοποίηση της διαφοράς μέγιστης και ελάχιστης ημερήσιας ζήτησης και κυρίως την ανάδειξη της σχέσεως εξάρτησης μεταξύ φορτίου και θερμοκρασίας (εποχής) σχεδιάζονται τα ομαδοποιημένα γραφήματα, μέγιστης ημερήσιας ζήτησης – μέσης ημερήσιας θερμοκρασίας (Σχήμα 2.5) και ελάχιστης ημερήσιας ζήτησης – μέσης ημερήσιας θερμοκρασίας (Σχήμα 2.6).



Σχήμα 2.5: Διάγραμμα μέγιστης ημερήσιας ζήτησης – μέσης ημερήσιας θερμοκρασίας 2015-2020



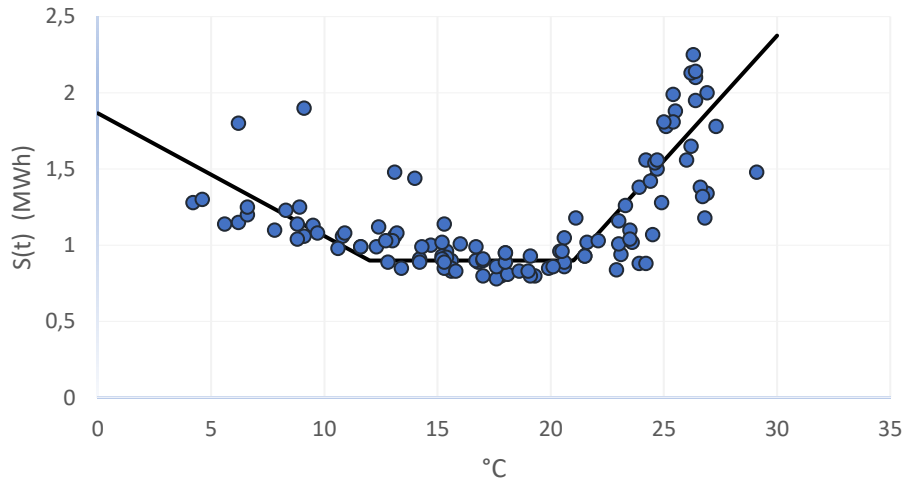
Σχήμα 2.6: Διάγραμμα ελάχιστης ημερήσιας ζήτησης – μέσης ημερήσιας θερμοκρασίας 2015-2020

Προσαρμόζοντας τη μέθοδο πρόβλεψης φορτίου στα δεδομένα του συστήματός της Αστυπάλαιας, προκειμένου να προσδιορισθεί το μοντέλο φορτίου καιρού, χαράσσεται αρχικά ένα διάγραμμα διασποράς των ημερήσιων αιχμών ζήτησης σε συνάρτηση με τη μέση ημερήσια θερμοκρασία για κάθε έτος. Στην παρούσα εργασία τα δεδομένα για τα στοιχεία ζήτησης ενέργειας λήφθηκαν χάρη στην ευγενική παραχώρηση τους από τον ΔΕΔΔΗΕ<sup>1</sup> και αφορούν την καταγεγραμμένη /ιστορική ωριαία παραγωγή φορτίου (MW) για τα έτη 2015-2020. Όσον αφορά τα στοιχεία των αντίστοιχων ετών για τη μέση θερμοκρασία, αυτά λαμβάνονται για

<sup>1</sup> Τα στοιχεία λήφθηκαν μέσω ηλεκτρονικής αλληλογραφίας με τον ΔΕΔΔΗΕ

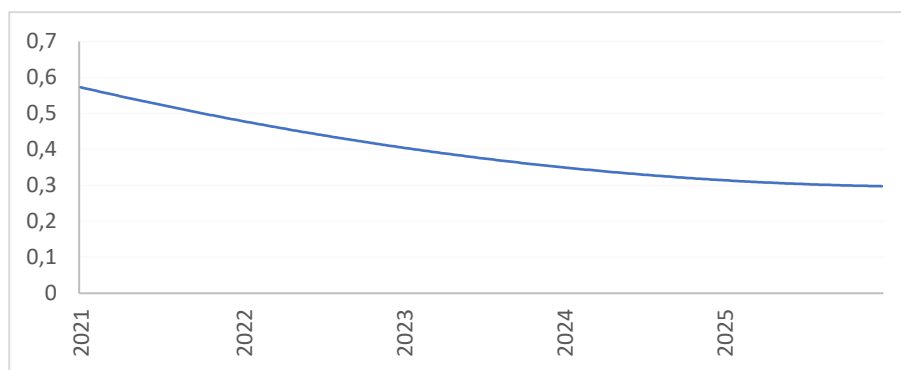
την περιοχή της Αμοργού<sup>2</sup> (meteo.gr, 2021), καθώς δεν υπάρχει πλέον σταθμός συλλογής μετεωρολογικών δεδομένων στο νησί της Αστυπάλαιας.

Εφαρμόζοντας επομένως, τα πραγματικά δεδομένα του συστήματος στις σχέσεις ( 2.2) έως ( 2.6) προσδιορίζονται οι θερμοκρασίες χειμώνα ( $T_w = 12 \text{ }^\circ\text{C}$ ) και θέρους ( $T_s = 21 \text{ }^\circ\text{C}$ ) και οι κλίσεις των ευθειών του μοντέλου φορτίου καιρού  $K_w$  και  $K_s$ . Από τα παραπάνω προκύπτει το διάγραμμα διασποράς θερμοκρασίας-ζήτησης ενέργειας ( $T - S$ ) για τα έτη 2015-2020 όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.7.



Σχήμα 2.7: Διάγραμμα εβδομαδιαίας διασποράς θερμοκρασίας- ζήτησης ενέργειας ( $T - S$ ) για τα έτη 2015-2020

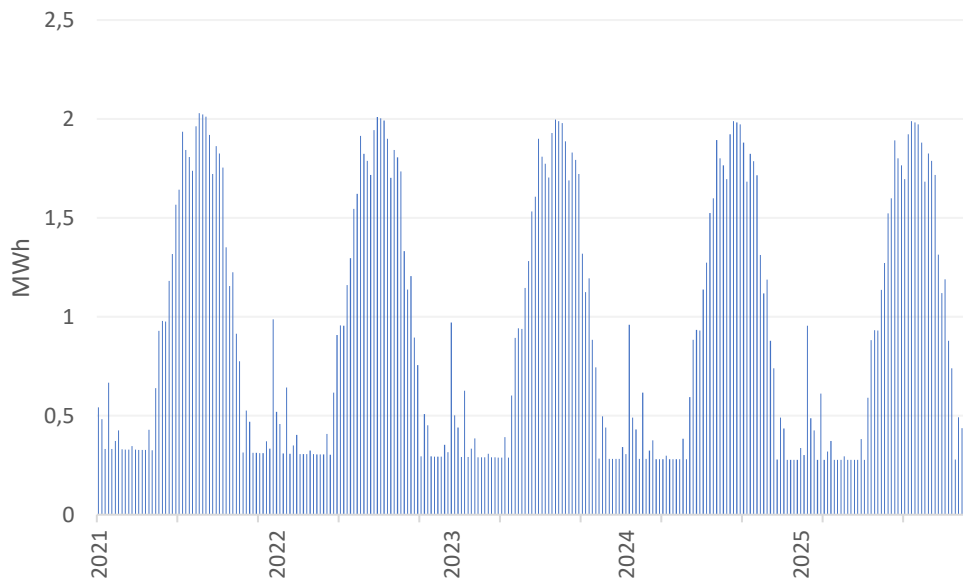
Στη συνέχεια εφαρμόζοντας τις σχέσεις ( 2.7) έως ( 2.21) προσδιορίζονται η εκτίμηση  $\hat{L}(t)$  της μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας  $L(t)$  για κάθε μελλοντική εβδομάδα για τα έτη 2021-2025 όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.8.



Σχήμα 2.8: εκτίμηση  $\hat{L}(t)$  της μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας για κάθε μελλοντική εβδομάδα για τα έτη 2021-2025

<sup>2</sup> υψόμετρο 3m , LAT: 36deg 30min και LONG: 25deg 36min

Τελικά εφαρμόζοντας τη σχέση ( 2.22) υπολογίζεται η πρόβλεψη της μέγιστης εβδομαδιαίας ζήτησης φορτίου για τα έτη 2021-2025 όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 2.9.



Σχήμα 2.9: Πρόβλεψη εβδομαδιαίων μέγιστων 2021-2025

Συμπερασματικά, παρατηρείται ότι μέγιστο ωριαίο φορτίο θα είναι της τάξης των 2 MWh, ενώ καταδεικνύεται ότι το φορτίο πράγματι εμφανίζει εποχικότητα με εμφάνιση μέγιστων τιμών τη θερινή περίοδο και ιδιαίτερα το μήνα Αύγουστο, όπως αναμενόταν λόγω της έντονης εμφάνισης τουρισμού κατά την περίοδο αυτή. Ακόμα διαπιστώνεται ότι η διακύμανση του φορτίου δεν αναμένεται να τροποποιηθεί ιδιαίτερα κατά τα επόμενα πέντε έτη και επομένως μπορούν με σχετική ασφάλεια να γίνουν κάποιες υποθέσεις στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

#### 2.4. Δυναμικό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Αστυπάλαια

Έχοντας καταδείξει τη σχετική στασιμότητα που εμφανίζει η περιοδική διακύμανση φορτίου που παρουσιάζεται στο ΜΔΝ της Αστυπάλαιας, κρίνεται σκόπιμο να γίνουν κάποιες θεωρήσεις που αφορούν τη λειτουργία και τη διεύθυνση των ΑΠΕ στο υφιστάμενο σύστημα.

Σύμφωνα με έρευνες που έχουν πραγματοποιηθεί και λαμβάνοντας υπόψη την προσομοίωση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που εφαρμόζεται στις αναφορές (Chalakatevaki, et al., 2017), (Stamou, et al., 2017), (Δανιήλ, 2018), παράγεται μια συνθετική χρονοσειρά ωριαίας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και αξιολογείται για μια περίοδο 100 ετών χρησιμοποιώντας τις μετρήσεις από το 2014 έως το 2015. Προκύπτει επομένως χρονοσειρά συνθετικής ζήτησης η οποία δείχνει ότι η ετήσια ζήτηση είναι 6265 MWh/έτος και η ζήτηση αιχμής είναι 2,6 MWh/έτος κάτι που βρίσκεται ιδιαίτερα κοντά στους υπολογισμούς που πραγματοποιήθηκαν και στην παρούσα εργασία.

Ως πρώτο βήμα για τη δημιουργία του ενεργειακού μείγματος, διερευνούν τη δυνατότητα σχεδιασμού ενός ενεργειακού συστήματος που βασίζεται μόνο σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Chalakatevaki, et al., 2017). Ωστόσο, καταλήγουν ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, καθώς εξαρτώνται από τις απρόβλεπτες καιρικές συνθήκες, δεν μπορούν να καλύψουν τη ζήτηση αιχμής του συστήματος. Όσον αφορά την ενεργειακή αυτονομία, χρησιμοποιώντας μόνο ανεμογεννήτριες, υπολογίζουν υψηλό ποσοστό αστοχίας (38% σε εγκατεστημένη ισχύ 3 MW) σε ωριαία κλίμακα ενώ βρίσκουν ότι η χρήση μόνο ηλιακών συλλεκτών οδηγεί σε υψηλότερο ποσοστό αστοχίας από το σενάριο αποκλειστικής χρήσης αιολικού δυναμικού (65% σε εγκατεστημένη ισχύ 3 MW). Τελικά καταλήγουν, πως ο συνδυασμός αιολικής και ηλιακής ενέργειας (Σχήμα 4ε) έχει ως αποτέλεσμα ένα αρκετά μικρότερο ποσοστό αστοχίας (40% σε εγκατεστημένη ισχύ 3 MW εκ των οποίων τα 2 MW είναι αιολική και το 1 MW ηλιακή ενέργεια). Αναφέρουν ακόμα ότι σε όλες τις περιπτώσεις παράγεται μεγάλη ποσότητα πλεονάσματος ενέργειας που δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί και να ελεγχθεί γιατί δεν συγχρονίζεται με την ενεργειακή ζήτηση.

Η λύση που προτείνεται για την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας (Chalakatevaki, et al., 2017) αφορά τη χρήση φωτοβολταϊκών πάρκων, τα χαρακτηριστικά των οποίων παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα .

| Ονομαστική ισχύς (MW) | Πλήθος Φ/Β πλαισίων | Συνολική επιφάνεια πλαισίων (m <sup>2</sup> ) | Απόδοση Φ/Β πλαισίων | Αναμενόμενη ετήσια ηλεκτροπαραγωγή (MWh/yr) | Συντελεστής δυναμικότητας |
|-----------------------|---------------------|---|----------------------|---|---------------------------|
| 0,1                   | 476                 | 754   | 13,4%                | 162   | 0,16                      |

Πίνακας 2.3: Χαρακτηριστικά προτεινόμενου φωτοβολταϊκού πάρκου, Πηγή: (Chalakatevaki, et al., 2017)

Για την εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού προτείνεται η χρήση ανεμογεννητριών των 0,5 MW συνολικού ύψους 75 m και διάμετρο δρομέα 54 m. Η ελάχιστη ταχύτητα και η ταχύτητα αποκοπής είναι 2,5 m/s και 25 m/s αντίστοιχα (Stamou, et al., 2017), όπου υποθέτοντας συντελεστή δυναμικότητας 0,5, υπολογίζεται ότι παράγονται 2233 MWh ετησίως ανά εγκατεστημένη ανεμογεννήτρια.

Επομένως στα πλαίσια της παρούσας εργασίας υιοθετούνται τα παραπάνω μέσα αξιοποίησης αιολικού και ηλιακού δυναμικού και γίνεται η θεώρηση ότι οι εν λόγω μονάδες ΑΠΕ λειτουργούν (σε κάποια σενάρια) στο υπό εξέταση σύστημα, προκειμένου να μπορέσει να πραγματοποιηθεί η περαιτέρω μελέτη που αφορά το πρωταρχικό θέμα της παρούσας διπλωματικής εργασίας, το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων, με υψηλή διείδυση ΑΠΕ και του οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών που προκύπτουν από την ήδη υπάρχουσα ζήτηση φορτίου σε συνδυασμό με την επιπλέον ζήτηση που θα επιφέρουν τα ΗΟ.



### 3. Μοντελοποίηση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με διείσδυση ΗΟ και υψηλή απορρόφηση ΑΠΕ

Με στόχο να καθορίζεται και να υπολογίζεται το ελάχιστο κόστος για το οποίο ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας επιλέγει τη δέσμευση των μονάδων παραγωγής του πληρώντας όλους τους περιορισμούς που αναφέρονται στην παράγραφο 1.7.6, δημιουργείται και επιλύεται ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού μεικτών ακεραίων (MILP) σε προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB.

Πιο συγκεκριμένα, σε μια προσπάθεια μείωσης του κόστους λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ενέργειας, γίνεται χρήση ενός διεπίπεδου μοντέλου ελάχιστης φόρτισης, στο πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας. Η λογική πίσω από τη λειτουργία μιας μονάδας σε σημείο κάτω από το κανονικό/τεχνικό κατώτατο όριο λειτουργίας της, είναι κυρίως ώστε να αποφεύγεται η δέσμευση μιας πιο ευέλικτης αλλά ακριβότερης γεννήτριας, ειδικά σε περιόδους χαμηλής ζήτησης.

Στην παρούσα εργασία υιοθετείται η τεχνική που προτείνεται από την αναφορά (Psarros, et al., 2018), που επιτρέπει τη μείωση του τεχνικού κατώτατου ορίου λειτουργίας σε ένα μειωμένο κατώτατο όριο λειτουργίας ( $P^{RML}$ ), το οποίο είναι προκαθορισμένο και σε κάθε περίπτωση μεγαλύτερο από το 70% του τεχνικού κατώτατου ορίου ( $P^{TML}$ ). Με βάση την τεχνική αυτή κάθε μονάδα του συστήματος διακρίνεται σε δύο λειτουργίες. Η λειτουργία 1 αφορά τη λειτουργία κατά την οποία μια μονάδα λειτουργεί μεταξύ του κατώτατου ορίου και της μέγιστης επιτρεπόμενης ισχύος. Ενώ η λειτουργία 2 αφορά τη λειτουργία κατά την οποία μια μονάδα λειτουργεί μεταξύ του μειωμένου κατώτατου ορίου και του τεχνικού κατώτατου ορίου, κάτι που πρέπει να χρησιμοποιείται σποραδικά, κυρίως για να καλύπτονται περίοδοι χαμηλής ζήτησης φορτίου ώστε να αποφεύγεται η δέσμευση ακριβότερων μονάδων.

Συνδυάζοντας την παραπάνω τεχνική με τη μέθοδο που προτείνεται στην αναφορά (Madzharov, et al., 2014) επιτυγχάνεται η εισαγωγή των ΗΟ ως ευέλικτα φορτία στο μοντέλο επίλυσης του προβλήματος. Ενώ λαμβάνοντας ορισμένους περιορισμούς που προτείνονται στην αναφορά (Carrion & Arroyo, 2006) εισάγονται αρκετοί περιορισμοί που αποσκοπούν στην ασφαλέστερη και ρεαλιστικότερη αντιμετώπιση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού που δεν λαμβάνονταν συνολικά υπόψη από τα προαναφερθέντα άρθρα. Παρακάτω αναλύεται λεπτομερώς το μοντέλο που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία, καταδεικνύοντας τα σημεία στα οποία γίνονται τροποποιήσεις των άρθρων που ενέπνευσαν τις ιδέες και τις τεχνικές επίλυσης του προβλήματος, ενώ ταυτόχρονα επεξηγείται η αναγκαιότητα και η χρησιμότητα των ορισμών και των περιορισμών που εισάγονται.

### 3.1. Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας:

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος έχει σαν στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος :

$$\min \{ C_{M,I} + C_{M,II} + C_{su} + C_{sd} + C_{sl} \} \quad (3.1)$$

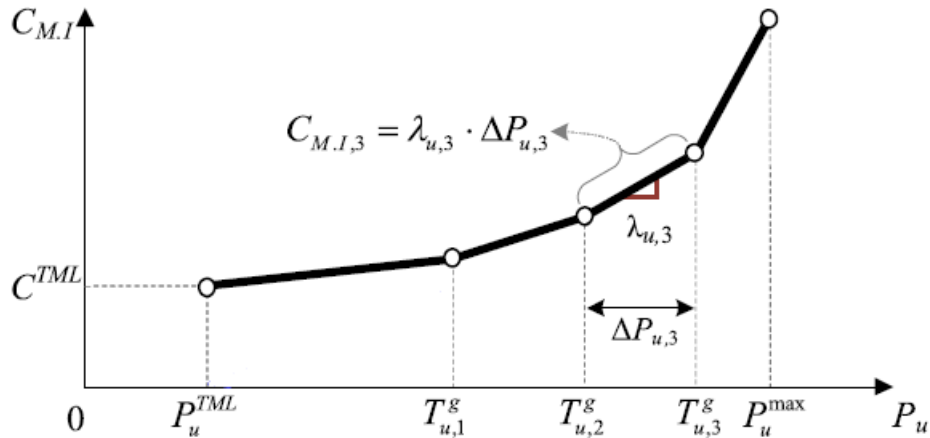
Τα επιμέρους κόστη του συστήματος που λαμβάνονται υπόψη για τους υπολογισμούς του παρόντος αλγόριθμου είναι το κόστος λειτουργίας των μονάδων σε Λειτουργία 1 ( $C_{M,I}$ ) και Λειτουργία 2 ( $C_{M,II}$ ), το κόστος εκκίνησης ( $C_{su}$ ) και κλεισίματος ( $C_{sd}$ ) (συγχρονισμού και αποσυγχρονισμού) των μονάδων καθώς εισάγεται και ένα μεταβλητό εικονικό κόστος χαλάρωσης ( $C_{sl}$ ) που αφορά την ενέργεια που δεν μπορεί να παραχθεί ώστε να καλυφθεί η ζήτηση ούτως ώστε να μπορούν να προκύπτουν λύσεις σε περιπτώσεις μη επάρκειας του φορτίου.

#### 3.1.1. Προσδιορισμός του κόστους λειτουργίας των μονάδων παραγωγής

Συνηθέστερα, το κόστος λειτουργίας (δηλαδή χωρίς το κόστος εκκίνησης) εκφράζεται ως τετραγωνική συνάρτηση. Προκειμένου να μπορεί να υπολογίζεται/λύνεται με γραμμικό κώδικα μεικτών ακεραίων. Η μη γραμμική συνάρτηση του κόστους λειτουργίας μπορεί να προσδιοριστεί από  $b$ , ( $b \in \mathbf{B}$ ) γραμμικά τμήματα (Σχήμα 3.1). Για τον προσδιορισμό του μοντέλου του κόστους λειτουργίας κάθε γεννήτριας, αρκεί να είναι γνωστή η κατανάλωσή της στο σημείο που αυτή λειτουργεί και η τιμή του καυσίμου που χρησιμοποιεί .

Συγκεκριμένα, προκειμένου να προσδιοριστεί το γραμμικό μοντέλο πρέπει να είναι γνωστό το κόστος καυσίμου ανά μονάδα βάρους και η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών σε  $b + 1$  το πλήθος ποσοστά παραγόμενης ισχύος, επί της ονομαστικής τους ισχύος (Πίνακας 3.2). Δηλαδή απαιτείται να είναι γνωστό το κόστος σε  $b + 1$  σημεία παραγόμενης ισχύος προκειμένου να προκύψουν  $b$  γραμμικά τμήματα.

Σε περίπτωση που το κόστος προσδιορίζεται από πολυώνυμο ως συνάρτηση της παραγόμενης ισχύος αρκεί να γίνεται γραμμικοποίηση του πολυωνύμου αυτού.



Σχήμα 3.1:Γραμμοποίηση του κόστους σε Λειτουργία 1 , προσαρμογή εικόνας από (Psarros & Parathanassiou, 2019)

Το κόστος παραγωγής ενέργειας των δεσμευμένων μονάδων στην Λειτουργία 1 ( $C_{M,I}$ ) επομένως υπολογίζεται ως το άθροισμα του κόστους παραγωγής στο τεχνικό κατώτατο όριο, όσων μονάδων λειτουργούν, συν το άθροισμα του κόστους των επιμέρους τμημάτων μέχρι την ισχύ που παράγει η κάθε μονάδα. Το κόστος αυτό ( $C_{M,I}$ ) προσδιορίζεται σε συμφωνία με τις αναφορές (Madzharov, et al., 2014), (Psarros & Parathanassiou, 2019) ως:

$$C_{M,I} = \sum_t \left( \sum_u \left( C_u^{TML} \cdot st_{u,t}^{over} + \sum_b (\lambda_{u,b} \cdot \Delta P_{u,t,b}) \right) \right) \quad (3.2)$$

Όπου

$C_u^{TML}$ : Το κόστος παραγωγής της μονάδας  $u$  στο αρχικό τεχνικό κατώτατο όριο

$st_{u,t}^{over}$ : Δυαδική μεταβλητή ίση με 1 όταν η μονάδα  $u$  λειτουργεί πάνω από το τεχνικό κατώτατο όριο

$\lambda_{u,b}$ : Η κλίση του γραμμικού τμήματος  $b$

$\Delta P_{u,t,b}$ : Η ποσότητα της ενέργειας (ισχύς) που έχει παραχθεί από τη μονάδα  $u$  την περίοδο  $t$  στο τμήμα  $b$ .

### 3.1.2. Περιορισμός ορίων λειτουργίας σε Λειτουργία 1

Η ισχύς ( $P_{u,t}^{over}$ ) που παράγεται από κάθε μονάδα  $u$  την περίοδο  $t$  είναι ίση με το άθροισμα των επιμέρους ισχύων ( $\Delta P_{u,t,b}$ ) κάθε τμήματος  $b$  και της ισχύος που παράγουν οι εν λειτουργία μονάδες ( $u$ ) στο κατώτατο όριό τους ( $P_u^{TML}$ ) όπως διατυπώνεται στη σχέση :

$$P_{u,t}^{over} = P_u^{TML} \cdot st_{u,t}^{over} + \sum_b \Delta P_{u,t,b} \quad (3.3)$$

Στη συνέχεια για να εξασφαλίζεται ότι ο αλγόριθμος έχει χρησιμοποιήσει όλη την ενέργεια που παράγεται από το τμήμα  $b - 1$  προτού υπολογίσει το κόστος του τμήματος  $b$  χρησιμοποιείται ο περιορισμός:

$$(T_{u,b}^g - T_{u,b-1}^g) \cdot v_{u,b} \leq \Delta P_{u,t,b} \leq (T_{u,b}^g - T_{u,b-1}^g) \cdot v_{u,b-1} \quad (3.4)$$

Όπου,

$v_{u,b}$ : Δυαδική μεταβλητή ίση με 1 όταν η ισχύς που έχει παραχθεί από τη μονάδα  $u$  κατά την περίοδο  $t$  έχει ξεπεράσει την ισχύ του τμήματος  $b$  (δηλαδή τη μέγιστη τιμή της ισχύος συναρτήσει της οποίας υπολογίζεται το κόστος του γραμμικού τμήματος  $b$ ).

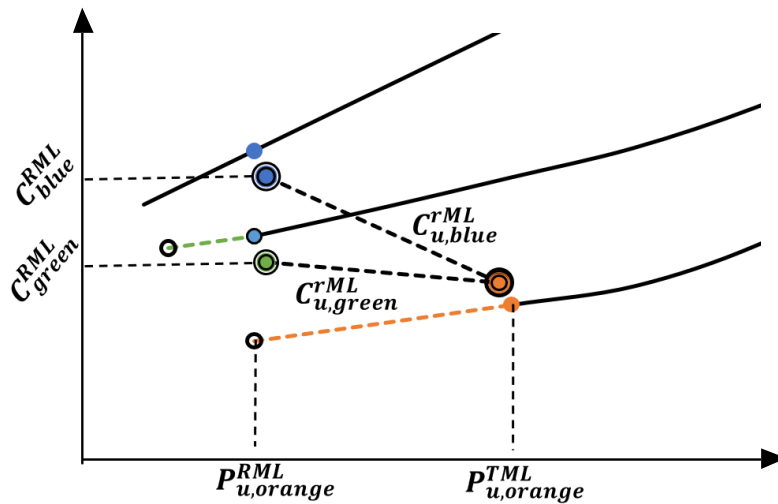
$T_{u,b}^g$ : Η μέγιστη τιμή της ισχύος συναρτήσει της οποίας υπολογίζεται το κόστος του γραμμικού τμήματος  $b$

### 3.1.3. Προσδιορισμός του κόστους λειτουργίας σε Λειτουργία 2

Προκειμένου να μην χρησιμοποιείτε η Λειτουργία 2 κατά κόρον και με στόχο να αποθαρρύνεται η συνεχής λειτουργία των μονάδων σε χαμηλά φορτία, αυτή «τιμωρείται» κατάλληλα από τον αλγόριθμο του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας. Με στόχο να επιτευχθεί η παραπάνω απαίτηση, το λειτουργικό κόστος των δεσμευμένων μονάδων σε Λειτουργία 2 λαμβάνει τεχνητά τιμές ώστε ο αλγόριθμος να οδηγείται στην σποραδική επιλογή της λειτουργίας αυτής. Δηλαδή το κόστος που αναλογεί στην Λειτουργία 2 είναι υψηλότερο από το κόστος λειτουργίας της ίδιας μονάδας στην Λειτουργία 1, αλλά χαμηλότερο από το κόστος λειτουργίας της ευέλικτης μονάδας, της οποίας η χρήση είναι επιθυμητό να αποφευχθεί (που αντικαθίσταται).

Πιο συγκεκριμένα για κάθε μονάδα  $u$  που κρίνεται ότι μπορεί να αντικαταστήσει μια ακριβότερη μονάδα  $b$ , να εργαστεί δηλαδή σε Λειτουργία 2, υπολογίζεται το κόστος λειτουργίας που αυτή έχει στο κατασκευαστικά προτεινόμενο τεχνικό ελάχιστο. Δηλαδή προκύπτει ένα κόστος  $C_u^{TML}$  για τις ισχύς των μονάδων στα τεχνικά ελάχιστα τους  $P_u^{TML}$ . Αντίστοιχα για όλες τις μονάδες  $b$ , που θεωρούνται ευέλικτες και η λειτουργία τους είναι επιθυμητό να αποφευχθεί, υπολογίζεται το κόστος λειτουργίας που θα είχαν εάν λειτουργούσαν στο μειωμένο ελάχιστο όριο των μονάδων  $u$ , που πρόκειται να τις αντικαταστήσουν. Δηλαδή υπολογίζεται το κόστος  $C_b^{RML}$  των μονάδων που αντικαθίστανται ( $b$ ) στις μειωμένες ελάχιστες ισχύς  $P_u^{RML}$  των μονάδων που τις αντικαθιστούν ( $u$ ), αυτές δηλαδή που τελικά χρησιμοποιούνται.

Προκύπτει επομένως, όπως φαίνεται στο (Σχήμα 3.2), για κάθε μονάδα  $u$  ένα γραμμικό τμήμα (μαύρη διακεκομμένη γραμμή) στο οποίο έγκεινται οι τιμές του κόστους λειτουργίας σε Λειτουργία 2, ανάλογα με την εκάστοτε μονάδα που αυτή αντικαθιστά.



Σχήμα 3.2: Προσδιορισμός του τεχνητού κόστους λειτουργίας σε Λειτουργία 2

Με στόχο επομένως να συμπεριληφθούν όλα τα παραπάνω στο πρόβλημα και προκειμένου να υπολογίζεται αυτοματοποιημένα το τεχνητό αυτό κόστος, ανεξαρτήτως δεδομένων εισόδου, δημιουργείται μια γραμμική συνάρτηση πρώτου βαθμού, με μεταβλητή εισόδου την παραγόμενη από την εκάστοτε μονάδα  $u$  καταναλισκόμενη ισχύ  $\Delta P_{u,t,b}^{under} + P_{u,t}^{RML}$ .

Η κλίση του γραμμικού τμήματος  $C_{u,bunder}^{rML}$  που προσομοιώνει το κόστος σε Λειτουργία 2 υπολογίζεται ως :

$$C_{u,bunder}^{rML} = \frac{C_u^{TML} - C_b^{RML}}{P_u^{TML} - P_u^{RML}} \quad (3.5)$$

Στην περίπτωση όπου δεν είναι γνωστό το κόστος λειτουργίας στα επίπεδα αυτά (μειωμένο και τεχνικό ελάχιστο σημείο λειτουργίας) αλλά είναι γνωστά τα κόστη σε ορισμένες τιμές ισχύων, προσδιορίζονται οι συντελεστές των τετραγωνικών πολυωνύμων ( $c_u, b_u, a_u$ ) που προσδιορίζουν το κόστος και η παραπάνω εξίσωση (3.5) λαμβάνει τη μορφή :

$$C_{u,bunder}^{rML} = \frac{(c_u \cdot P_{u,t}^{TML} + b_u \cdot P_{u,t}^{TML} + a_u - c_b \cdot P_u^{rML} - b_b P_u^{rML} - a_b)}{(P_{u,t}^{TML} - P_u^{rML})} \quad (3.6)$$

$\forall b$ : ευέλικτη μονάδα της οποίας η χρήση είναι επιθυμητό να αποφευχθεί.

Ο προσδιορισμός του σταθερού όρου  $Const_u$  της γραμμικής συνάρτησης, καθίσταται εφικτός εφόσον το συνολικό κόστος της μονάδας  $u$  που βρίσκεται σε Λειτουργία 2 και λειτουργεί στο τεχνικό ελάχιστο όριο της  $P_u^{TML}$  είναι γνωστό (3.7) ή υπολογισίμο (3.8) και ίσο με ( $C_u^{TML}$ ).

$$Const_u = C_u^{TML} - C_{u,bunder}^{rML} \cdot P_u^{TML} \quad (3.7)$$

ή

$$Const_{u,b} = c_u \cdot P_{u,t}^{TML} + b_u \cdot P_{u,t}^{TML} + a_u - P_u^{TML} \cdot C_{u,b}^{rML} \quad (3.8)$$

Επομένως το κόστος λειτουργίας των δεσμευμένων μονάδων σε Λειτουργία 2, για μια μόνο μονάδα  $u$  που αντικαθιστά μια μονάδα  $b$  υπολογίζεται ως:

$$C_{M,II,u} = C_{u,b}^{rML} \cdot (\Delta P_{u,t,b}^{under} + P_{u,t}^{RML}) + Const_{u,b} \quad (3.9)$$

Συνεπώς, προκειμένου να δημιουργηθεί ο περιορισμός για το κόστος σε Λειτουργία 2 ( $C_{M,II}$ ) ώστε να συμπεριλαμβάνει όλες τις μονάδες αρκεί να εισαχθεί η μεταβλητή απόφασης  $v_{u,t,b}^{under}$  που αφορά τη λειτουργία ή μη της μονάδας  $u$  ως αντικαταστάτη της μονάδας  $b$ . Με την εισαγωγή της μεταβλητής απόφασης  $v_{u,t,b}^{under}$ , κατορθώνεται ο ακριβής «τεχνητός» υπολογισμός του συνολικού κόστους λειτουργίας των μονάδων που είναι δεσμευμένες σε Λειτουργία 2, με πολλαπλασιασμό των όρων που είναι ανεξάρτητοι από την παραγόμενη ισχύ ( $\Delta P_{u,t,b}^{under}$ ), μεταξύ μειωμένου κατώτατου ορίου ( $P_{u,t}^{RML}$ ) και τεχνικού κατώτατου ορίου ( $P_{u,t}^{TML}$ ).

Τελικά το κόστος λειτουργίας των δεσμευμένων μονάδων σε Λειτουργία 2 μοντελοποιείται με την παρακάτω σχέση:

$$C_{M,II} = \sum_u \sum_t \sum_b \{C_{u,b}^{rML} \cdot \Delta P_{u,t,b}^{under} + v_{u,t,b}^{under} \cdot (P_{u,t}^{RML} \cdot C_{u,b}^{rML} + Const_{u,b})\} \quad (3.10)$$

Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε η παραπάνω μέθοδος υπολογισμού του κόστους λειτουργίας σε Λειτουργία 2, αντίθετα με τη σχέση ( 3.11) που χρησιμοποιείται στην αναφορά (Psarros & Parathanassiou, 2019), όπου η παραγόμενη ισχύς ( $P_{u,t}^{under}$ ) της μονάδας  $u$  «τιμωρείται» από το συντελεστή  $C_u^{rML}$  προκειμένου να αποφεύγεται παρατεταμένη χρήση των μονάδων σε πολύ χαμηλά φορτία, καθώς ο συντελεστής ποινής δεν μπορεί να προσδιοριστεί δυναμικά αλλά πρέπει να υποθεθεί ή να υπολογίζεται ξεχωριστά για κάθε σύστημα.

$$C_{M,II} = \sum_t \sum_u C_u^{rML} \cdot (P_u^{max} \cdot st_{u,t}^{under} - P_{u,t}^{under}) \quad (3.11)$$

#### 3.1.4. Περιορισμός ορίων λειτουργίας σε Λειτουργία 2

Όσον αφορά την ισχύ ( $P_{u,t}^{under}$ ) που παράγεται από κάθε μονάδα  $u$  την περίοδο  $t$  στην Λειτουργία 2, αυτή υπολογίζεται από τη σχέση ( 3.12):

$$P_{u,t}^{under} = P_u^{RML} \cdot st_{u,t}^{under} + \sum_{bunder} \Delta P_{u,t,b}^{under} \quad (3.12)$$

Στη συνέχεια για να εξασφαλίζεται ότι στην Λειτουργία 2 δεν θα χρησιμοποιείται ενέργεια που να υπερβαίνει το τεχνικό κατώτατο όριο (να μην περνάει δηλαδή στην Λειτουργία 1 εφόσον βρίσκεται σε Λειτουργία 2) χρησιμοποιείται ο περιορισμός:

$$0 \leq \Delta P_{u,t,b}^{under} \leq v_{u,t,b}^{under} \cdot (P_{u,t}^{TML} - P_{u,t}^{RML}) \quad (3.13)$$

Για να εξασφαλίζεται ότι η γεννήτρια σε Λειτουργία 2 θα αντικαθιστά κάθε περίοδο  $t$  τη λειτουργία πάνω από το κατώτατο τεχνικό όριο μόνο μιας (ακριβότερης) γεννήτριας  $b$ , εισάγεται ο παρακάτω περιορισμός:

$$\sum_{bunder} v_{u,t,b}^{under} = st_{u,t}^{under} \quad (3.14)$$

$C_{u,b}^{RML}$ : Ο συντελεστής ποινής που αποδίδεται στη μονάδα  $u$  όταν αυτή λειτουργεί κάτω από το τεχνικό κατώτατο όριο που ορίζεται όπως περιγράφεται παραπάνω (μεταξύ κόστους κανονικής λειτουργίας και χαμηλότερο από το κόστος χρησιμοποίησης ακριβότερων και πιο ευέλικτων μονάδων  $b$ )

$st_{u,t}^{under}$ : Δυαδική μεταβλητή ίση με 1 όταν η μονάδα  $u$  λειτουργεί κάτω από το τεχνικό κατώτατο όριο

$\Delta P_{u,t,b}^{under}$ : Η ποσότητα της ενέργειας (ισχύς) που έχει παραχθεί στη Λειτουργία 2 από τη μονάδα  $u$  την περίοδο  $t$  αντικαθιστώντας την παραγωγή στη Λειτουργία 1 της γεννήτριας  $b$ .

$v_{u,b}^{under}$ : Δυαδική μεταβλητή ίση με 1 όταν η ισχύς που έχει παραχθεί σε Λειτουργία 2 από τη μονάδα  $u$  κατά την περίοδο  $t$  αντικαθιστά τη γεννήτρια  $b$ .

### 3.1.5. Καθορισμός υπόλοιπων όρων αντικειμενικής συνάρτησης

Για τον καθορισμό των υπόλοιπων όρων της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος, δηλαδή τα κόστη εκκίνησης, απενεργοποίησης και χαλάρωσης χρησιμοποιούνται αντίστοιχα οι σχέσεις (Psarros & Parathanassiou, 2019):

$$C_{su} = \sum_t \sum_u C_u^{su} \cdot su_{u,t} \quad (3.15)$$

$$C_{sd} = \sum_t \sum_u C_u^{sd} \cdot sd_{u,t} \quad (3.16)$$

$$C_{sl} = 1000 \cdot \sum_t P_{ens} \quad (3.17)$$

Όπου

$C_u^{su}$ : Το κόστος εκκίνησης της μονάδας  $u$  (κλεισίματος για το δείκτη  $sd$ )

$su_{u,t}$ : Δυαδική μεταβλητή ίση με 1 όταν η μονάδα  $u$  εκκινεί την περίοδο  $t$

$P_{ens}$ : Η ισχύς που δεν μπορεί να παραχθεί ώστε να καλυφθεί η ζήτηση

Το κόστος απενεργοποίησης υπολογίζεται απλά, ως το γινόμενο του κόστους απενεργοποίησης της εκάστοτε μονάδας, με τη μεταβλητή απόφασης απενεργοποίησης της μονάδας αυτής. Ενώ το κόστος χαλάρωσης αφορά ένα εικονικό/τεχνητό κόστος που εισάγεται σύμφωνα με την αναφορά (Psarros & Parathanassiou, 2019), προκειμένου, σε περίπτωση μη ύπαρξης δυνατής λύσης, δηλαδή κάλυψης της ζήτησης φορτίου, να δεσμεύεται αυτή η ισχύς σε ένα πολύ υψηλό κόστος, ώστε να κατανέμεται παραταύτα η ενέργεια που μπορεί να καλυφθεί από το σύστημα.

### 3.1.6. Προσδιορισμός του κόστους εκκίνησης

Το κόστος εκκίνησης είναι αυτό που εμφανίζει τη μεγαλύτερη δυσκολία ως προς τη μοντελοποίησή του, καθώς κάθε φορά πρέπει να αντιστοιχίζεται το σωστό κόστος εκκίνησης ανάλογα με το χρόνο για τον οποίο κάθε μονάδα βρισκόταν εκτός λειτουργίας πριν την ενεργοποίησή της, ώστε να επιλέγεται εάν το κόστος εκκίνησης αφορά θερμή εκκίνηση ή ψυχρή εκκίνηση. Προκειμένου στο κόστος εκκίνησης να αντιστοιχίζεται το σωστό κόστος (cold start up ή hot start up) χρησιμοποιείται ο περιορισμός (Carrion & Arroyo, 2006), (Madzharov, et al., 2014):

$$C_u^{su}(k) \geq K_j^t \left[ st_u(k) - \sum_{n=1}^t st_u(k-n) \right] \quad \forall t = 1 \dots ND_j \quad (3.18)$$

Όπου  $K_j^t$  το αντίστοιχο κόστος εκκίνησης ανάλογα με την κατάσταση εκκίνησης (θερμή ή κρύα εκκίνηση) βάση του χρόνου που προηγουμένως η εκάστοτε μονάδα βρισκόταν απενεργοποιημένη.

### 3.1.7. Περιορισμοί κατάστασης Ηλεκτρικών Οχημάτων

Δεδομένης της απαίτησης όλα τα ΗΟ των ομάδων  $e$  να είναι πλήρως φορτισμένα, η κατάσταση φόρτισης (SOC-state of charge) θα πρέπει να είναι πλήρης, σε κάποιο ορισμένο χρόνο προκύπτει ο παρακάτω περιορισμός ως (Madzharov, et al., 2014):

$$SOC_{e,StartHour} = BatteryFull_e \quad (3.19)$$



*StartHour*: ο επιλεγμένος χρόνος από  $T$  όπου όλα τα ΗΟ πρέπει να είναι πλήρως φορτισμένα

$SOC_{e,t}$ : η κατάσταση φόρτισης των ΗΟ της ομάδας  $e$  κατά την περίοδο  $t$

$BatteryFull_e$  : πλήρως φορτισμένη μπαταρία των Η.Ο της ομάδας  $e$

Η κατάσταση φόρτισης ορίζεται, όπως φαίνεται στον παρακάτω περιορισμό (3.20), ως το άθροισμα της πραγματικά προσδιδόμενης για φόρτιση του οχήματος ισχύος ( $EU_{e,t}$ ), κατά την τρέχουσα χρονική περίοδο ( $t$ ), με την περιεχόμενη στην μπαταρία ενέργεια ( $soc_{e,t-1}$ ) από την προηγούμενη χρονική περίοδο ( $t-1$ ), μειωμένο κατά την ποσότητα ισχύος που έχει καταναλωθεί ( $ConsumedEnergy_{e,t}$ ) πραγματικά κατά την τρέχουσα χρονική περίοδο ( $t$ ):

$$soc_{e,t} = soc_{e,t-1} + \eta_{ch} \cdot EU_{e,t} - \frac{1}{\eta_{disch}} \cdot ConsumedEnergy_{e,t} \quad (3.20)$$

Όπου,

$ConsumedEnergy_{e,t}$  : η ενέργεια που έχει καταναλωθεί από τα ΗΟ κάθε ομάδας  $e$  μέχρι την περίοδο  $t$

$\eta_{ch}$ : βαθμός απόδοσης φόρτισης των μπαταριών

$\eta_{disch}$ : βαθμός απόδοσης εκφόρτισης των μπαταριών

Στη συνέχεια προκειμένου να εξασφαλίζεται η συνέχεια του προβλήματος ως προς την περιεχόμενη στην μπαταρία ενέργεια ( $SOC_{e,t}$ ) και τη φόρτιση ( $EU_{e,t}$ ) των οχημάτων εισάγονται οι παρακάτω περιορισμοί (Madzharov, et al., 2014):

$$soc_{e,t-1} + EU_{e,t} \leq BatteryFull_e \quad (3.21)$$

$$EU_{e,t} \leq MaxTransfer_{e,t} \quad (3.22)$$

Όπου  $MaxTransfer_{e,t}$  η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς που μπορεί να μεταφερθεί στα ΗΟ των ομάδων  $e$  την περίοδο  $t$ .

Η εξωγενής της βελτιστοποίησης μεταβλητή  $MaxTransfer_{e,t}$  ορίζεται ως:

$$MaxTransfer_{e,t} = EVsAvailable_{e,t} \cdot ChargeLine \quad (3.23)$$

$EVsAvailable_{e,t}$ : τα σταθμευμένα ΗΟ των ομάδων  $e$  που είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο και διαθέσιμα για φόρτιση κατά την περίοδο  $t$

$ChargeLine$  : ο περιορισμός των γραμμών του δικτύου ως προς τη μέγιστη ισχύ που μπορούν να μεταφέρουν προς ένα ΗΟ.

Δηλαδή ο περιορισμός ( 3.21) δεσμεύει την περιεχόμενη στην μπαταρία ενέργεια  $soc_e$  να μην υπερβαίνει σε καμία χρονική στιγμή τη μέγιστη επιτρεπόμενη ενέργεια αποθήκευσης της εκάστοτε μπαταρίας  $BatteryFull_e$ . Ενώ ο περιορισμός ( 3.22) δεσμεύει την ποσότητα ισχύος που μπορεί ανά πάσα χρονική στιγμή να μεταφέρεται από τις γραμμές του δικτύου.

### 3.1.8. Περιορισμοί ισορροπίας ισχύος κάλυψης ζήτησης

Με στόχο να εξασφαλίζεται ότι η ισχύς που θα παράγεται, θα μπορεί να καλύπτει τη ζήτηση φορτίου του δικτύου ( $P_{L,t}$ ) και τη συνολική ζήτηση φορτίου των ΗΟ ( $U_{e,t}$ ) κάθε χρονική περίοδο, δημιουργείται ο παρακάτω περιορισμός (Psarros & Parathanassiou, 2019):

$$P_{L,t} + \sum_e EU_{e,t} = \sum_u P_{u,t} + (P_{w,t} - x_{w,t}) + P_{pv,t} + P_{ens,t} \quad (3.24)$$

Όπου:

$P_{pv,t}$ : Η παραγωγή από φωτοβολταϊκές πηγές

$P_{w,t} - x_{w,t}$ : Η παραγωγή από αιολικό δυναμικό μετά από τις περικοπές

Και  $P_{u,t}$  η συνολική παραγόμενη ισχύς της μονάδας  $u$  που υπολογίζεται ως το άθροισμα της ισχύος που παράγεται με λειτουργία των μονάδων πάνω από το τεχνικό κατώτατο όριο συν την ισχύ που παράγεται από τις μονάδες σε λειτουργία κάτω από το τεχνικό κατώτατο όριό τους. Δηλαδή :

$$P_{u,t} = P_{u,t}^{under} + P_{u,t}^{over}$$

Επομένως με τον περιορισμό ( 3.24) εισάγεται η απαίτηση κάθε χρονική στιγμή το άθροισμα της ζήτησης φορτίου του συστήματος και των ηλεκτρικών οχημάτων να είναι ίσο με το άθροισμα της παραγωγής από τις πηγές αιολικού και φωτοβολταϊκού δυναμικού συν τη συνολικά παραγόμενη ισχύ από τις συμβατικές μονάδες συν την ενέργεια που δεν μπορεί να παραδοθεί, που όπως αναφέρθηκε λαμβάνει ένα εικονικό κόστος ώστε να αποφεύγεται σε περίπτωση μη ύπαρξης λύσης στο πρόβλημα.

Προκειμένου να εξασφαλίζεται ότι η παραγόμενη ισχύς κατά τη λειτουργία 2 δεν θα πέφτει κάτω από το μειωμένο κατώτατο όριο ( $P_u^{rML}$ ) και πως δεν θα ξεπερνάει το τεχνικό κατώτατο όριο ( $P_u^{TML}$ ) υπεισέρχεται ο παρακάτω περιορισμός (Psarros & Parathanassiou, 2019):

$$P_{u,t}^{under} \geq P_u^{rML} \cdot st_{u,t}^{under} \text{ και } P_{u,t}^{under} \leq P_u^{TML} \cdot st_{u,t}^{under} \quad (3.25)$$

Επιπλέον, με σκοπό να απαγορεύεται η ταυτόχρονη χρήση μιας μονάδας και στα δυο επίπεδα λειτουργίας χρησιμοποιείται ο περιορισμός (Psarros & Parathanassiou, 2019):

$$st_{u,t} = \sum_k st_{u,t,k}^{under} + st_{u,t}^{over} \quad (3.26)$$

όπου και οι τρεις μεταβλητές είναι δυαδικές

και  $st_{u,t}$  ίση με 1 όταν η μονάδα  $u$  χρησιμοποιείται την περίοδο  $t$

### 3.1.9. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου λειτουργίας

Ακόμα, για να εξασφαλίζεται ότι μια μονάδα θα είναι είτε κλειστή είτε σε λειτουργία και με στόχο να λαμβάνονται αποφάσεις ενεργοποίησης/απενεργοποίησης μιας μονάδας, δημιουργούνται οι παρακάτω περιορισμοί (Psarros & Parathanassiou, 2019):

$$su_{u,t} + sd_{u,t} \leq 1 \quad (3.27)$$

$$su_{u,t} - sd_{u,t} = st_{u,t} - st_{u,t-1} \quad (3.28)$$

Όπου:

$su_{u,t}$  μεταβλητή ίση με 1 όταν η μονάδα  $u$  εκκινεί την περίοδο  $t$

$sd_{u,t}$  μεταβλητή ίση με 1 όταν η μονάδα  $u$  απενεργοποιείται την περίοδο  $t$

Προκειμένου να ελέγχονται και να τηρούνται οι ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας των μονάδων  $UT_u$  (up-time), εισάγονται οι παρακάτω περιορισμοί (Carrion & Arroyo, 2006):

Εισάγεται δηλαδή ο περιορισμός (3.29) ώστε μια μονάδα να παραμένει ενεργοποιημένη για  $G_u$  περιόδους σε περίπτωση που κατά τη χρονική περίοδο που εκκινεί ο αλγόριθμος ( $t=1$ ) η μονάδα  $u$  δεν έχει λειτουργήσει τις απαιτούμενες περιόδους ελάχιστης λειτουργίας ( $UT_u$ ) ώστε να μπορεί να απενεργοποιηθεί.

$$\sum_{k=1}^{G_u} [1 - st_u(k)] = 0, \quad \forall u \in U \quad (3.29)$$

Με τον περιορισμό (3.30) επιτυγχάνεται η ικανοποίηση της συνθήκης μια μονάδα που εκκινεί τη χρονική περίοδο  $t=k$  να παραμένει ενεργοποιημένη για χρόνο μεγαλύτερο ή ίσο από τον εκάστοτε ελάχιστο απαιτούμενο χρόνο λειτουργίας  $UT_u$  της κάθε μονάδας.

$$\sum_{n=k}^{k+UT_u-1} st_u(n) \geq UT_u [st_u(k) - st_u(k-1)], \quad (3.30)$$

$$\forall k \in G_u + 1 \cdot T - UT_u + 1$$

Ενώ στον περιορισμό ( 3.31) ενσωματώνεται η περίπτωση όπου μια μονάδα μπορεί να λειτουργεί από προηγούμενη της αρχικής χρονικής στιγμής, με αποτέλεσμα η απαίτηση ως προς τη διάρκεια υποχρεωτικής λειτουργίας της, να διαμορφώνεται αντίστοιχα ως τον ελάχιστο απαιτούμενο χρόνο λειτουργίας της μονάδας μείον το χρόνο που αυτή λειτουργούσε πριν την εκκίνηση του αλγορίθμου.

$$\sum_{n=k}^T (st_u(n) - [st_u(k) - st_u(k-1)]) \geq 0, \quad (3.31)$$

$$\forall k = T - UT_u + 2 \dots T$$

Όπου:  $G_u$  ο ελάχιστος χρόνος για τον οποίο η μονάδα  $u$  πρέπει να παραμείνει ενεργοποιημένη δεδομένης της αρχικής κατάστασης της μονάδας

και  $UT_u$  ο ελάχιστος χρόνος για τον οποίο η μονάδα  $u$  πρέπει να παραμείνει ενεργοποιημένη από τη στιγμή ενεργοποίησής της.

### 3.1.10. Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου κράτησης

Αντίστοιχα με τις συνθήκες που εισάγονται στα πλαίσια του ελάχιστου απαιτούμενου χρόνου λειτουργίας εισάγονται και οι περιορισμοί που αφορούν τους ελάχιστους απαιτούμενους χρόνους κράτησης, δηλαδή, τους ελάχιστους χρόνους κατά τους οποίους μια μονάδα πρέπει να παραμείνει απενεργοποιημένη αφότου αυτή απενεργοποιηθεί (Carrion & Arroyo, 2006).

Εισάγεται αρχικά ο περιορισμός ( 3.32), ώστε μια μονάδα να παραμείνει απενεργοποιημένη για  $L_u$  περιόδους σε περίπτωση που κατά τη χρονική περίοδο που εκκινεί ο αλγόριθμος ( $t = 1$ ) η μονάδα  $u$  δεν έχει κρατηθεί απενεργοποιημένη τις απαιτούμενες περιόδους ( $DT_u$ ) ώστε να μπορεί να ενεργοποιηθεί.

$$\sum_{k=1}^{L_u} [1 - st_u(k)] = 0, \quad \forall u \in U \quad (3.32)$$

Στη συνέχεια, κάνοντας χρήση του περιορισμού ( 3.33), επιτυγχάνεται η ικανοποίηση της συνθήκης μια μονάδα που απενεργοποιείται τη χρονική περίοδο  $t=k$  να παραμείνει απενεργοποιημένη για χρόνο μεγαλύτερο ή ίσο από τον εκάστοτε ελάχιστο απαιτούμενο χρόνο κράτησης  $DT_u$  της κάθε μονάδας.

$$\sum_{n=k}^{k+DT_u-1} [1 - st_u(n)] \geq DT_u [st_u(k-1) - st_u(k)], \quad (3.33)$$

$$\forall k \in L_u + 1 \cdot T - DT_u + 1$$

Ενώ στον περιορισμό (3.34) ενσωματώνεται η περίπτωση όπου μια μονάδα μπορεί να «κρατείται» από προηγούμενη της αρχικής χρονικής στιγμής, με αποτέλεσμα η απαίτηση ως προς τη διάρκεια υποχρεωτικής κράτησής της, να διαμορφώνεται αντίστοιχα ως τον ελάχιστο απαιτούμενο χρόνο κράτησης της μονάδας μείον το χρόνο που αυτή ήταν απενεργοποιημένη πριν την εκκίνηση του αλγορίθμου.

$$\sum_{n=k}^T (1 - st_u(n) - [st_u(k) - st_u(k-1)]) \geq 0, \quad (3.34)$$

$$\forall k = T - DT_u + 2 \dots T$$

Όπου:  $L_u$  ο ελάχιστος χρόνος για τον οποίο η μονάδα  $u$  πρέπει να παραμείνει απενεργοποιημένη δεδομένης της αρχικής κατάστασης της μονάδας

και  $DT_u$  ο ελάχιστος χρόνος για τον οποίο η μονάδα  $u$  πρέπει να παραμείνει απενεργοποιημένη από τη στιγμή ενεργοποίησής της.

### 3.1.11. Περιορισμοί ρυθμών πρόσληψης/απόρριψης ισχύος

Για τον προσδιορισμό του ρυθμού πρόσληψης ισχύος (ramp-up rate) εισάγεται ο περιορισμός για την ισχύ που θα παράγεται μια οποιαδήποτε χρονική στιγμή  $t$  να μην μπορεί να υπερβαίνει την παραγόμενη ισχύ της περιόδου  $t-1$  κατά περισσότερο από το ρυθμό πρόσληψης ισχύος (ramp-up rate)  $RU_{u,t}$  της εκάστοτε μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη τη μοναδική περίπτωση όπου μια μονάδα μπορεί να εκκινεί με αποτέλεσμα να εμφανίζει αύξηση ισχύος μεγαλύτερη από  $RU_{u,t}$  και ίση με  $P_{u,t}^{rampatstartup}$ . Ο συγκεκριμένος περιορισμός μοντελοποιείται ως:

$$P_{u,t+1}^{over} \leq RU_{u,t} + P_{u,t}^{over} \cdot st_{u,t}^{over} + P_{u,t}^{rampatstartup} \cdot (st_{u,t+1} - st_{u,t}) \quad (3.35)$$

Όπου:

$RU_{u,t}$ : Ρυθμός πρόσληψης ισχύος (ramp up rate)

$P_{u,t}^{rampatstartup}$ : η ισχύς που μπορεί να δώσει η γεννήτρια  $u$  τη στιγμή που εκκινεί

Σε αντιστοιχία με τον παραπάνω περιορισμό, ορίζεται ο ρυθμός απόρριψης ισχύος (ramp-down rate). Δηλαδή δεσμεύει το ρυθμό μείωσης της παραγόμενης ισχύος μια οποιαδήποτε χρονική στιγμή  $t+1$ , να μην μπορεί να είναι μεγαλύτερος από το

επιτρεπόμενο όριο του ρυθμού απόρριψης της εκάστοτε μονάδας  $RD_{u,t}$ , εκτός από την περίπτωση όπου η μονάδα αυτή απενεργοποιείται, δηλαδή όταν  $st_{u,t+1} = 0$ .

$$P_{u,t+1}^{over} \geq P_{u,t}^{over} - RD_{u,t} \cdot st_{u,t+1} - P_{max} \cdot (1 - st_{u,t+1}) \quad (3.36)$$

Όπου:

$RD_{u,t}$ : Ρυθμός απόρριψης ισχύος (ramp-down rate)

### 3.1.12. Περιορισμοί αποθεμάτων στρεφόμενης εφεδρείας

Ορίζονται οι περιορισμοί/απαιτήσεις ώστε να τηρούνται τα αποθέματα του συστήματος. Δηλαδή εισάγεται η απαίτηση το άθροισμα των στρεφόμενων εφεδρειών, σε κάθε χρονική στιγμή λειτουργίας του συστήματος, να είναι μεγαλύτερο από το 10% της συνολικής ζήτησης φορτίου, συν τα ποσοστά ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ που λειτουργούν στο σύστημα και θεωρείτε ότι μπορεί να μην είναι διαθέσιμα την εκάστοτε περίοδο (Psarros, et al., 2018):

$$\sum_u r_{u,t} \geq 0.1 \cdot P_{L,t} + l_{pv} \cdot P_{pv} + l_w \cdot P_{w,t} \quad (3.37)$$

$$\sum_u R_{u,t} - \sum_e EU_{e,t} \geq \sum_u r_{u,t} \quad (3.38)$$

Όπου:

$l_w = 50\%$  το ποσοστό της αιολικής ενέργειας που μπορεί να μην είναι διαθέσιμο μια οποιαδήποτε περίοδο  $t$

και  $l_{pv} = 20\%$  το ποσοστό της ηλιακής ενέργειας που μπορεί να μην είναι διαθέσιμο μια οποιαδήποτε περίοδο  $t$

Στη συνέχεια, εισάγονται οι περιορισμοί ως προς τη στρεφόμενη εφεδρεία που πρέπει να διατηρεί κάθε μονάδα σε σχέση με την παραγωγική της ικανότητα ως:

$$P_{u,t} + \sum_r r_{u,t,r}^{up} \leq P_{u,t}^{max} \cdot st_{u,t} \quad (3.39)$$

Δηλαδή εισάγεται η απαίτηση το άθροισμα των στρεφόμενων εφεδρειών όσων μονάδων λειτουργούν με την πραγματικά παραγόμενη ισχύ να μην ξεπερνά το μέγιστο φορτίο που μπορεί να παράξει η εκάστοτε γεννήτρια.

### 3.1.13. Περιορισμοί παραγωγής από ΑΠΕ

Τέλος, ορίζονται οι περιορισμοί που αφορούν την παραγόμενη από αιολικό δυναμικό ισχύ ως :

$$P_{w,t} - x_{w,t} \leq P_{w,t}^{maxML} \quad (3.40)$$

$$P_{w,t} - x_{w,t} \geq 0 \quad (3.41)$$

Όπου η μέγιστη επιτρεπόμενη παραγωγή από αιολικό δυναμικό δεν πρέπει να ξεπερνάει τη συνολική ζήτηση φορτίου και ηλεκτρικών οχημάτων μειωμένη κατά την ελάχιστη ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων που λειτουργούν σε Λειτουργία 1 και αυτών που λειτουργούν σε Λειτουργία 2. Δηλαδή δεν επιτρέπεται στις ΑΠΕ αιολικού δυναμικού να διοχετεύσουν στο σύστημα περισσότερη ισχύ από την απαιτούμενη ώστε να μην σπαταλάται άσκοπα η παραγόμενη ενέργεια που παράγεται από τις συμβατικές μονάδες, που σε διαφορετική περίπτωση θα δημιουργούσε υπερφορτίσεις καθώς δεν θα μπορούσε να διοχετευθεί η παραγόμενη ισχύς. Ο παραπάνω περιορισμός εισάγεται στον αλγόριθμο με την εξής μορφή:

$$P_{w,t}^{maxML} = P_{L,t} - P_{pv,t} - \sum_u P_{u,t}^{TML} \cdot st_{u,t}^{over} - \sum_u P_{u,t}^{RML} \cdot st_{u,t}^{under} + \sum_e EU_{e,t} \quad (3.42)$$

$x_{w,t}$ : μεταβλητή χαλάρωσης που αφορά τις «περικοπές» στο αιολικό δυναμικό.

## 3.2. Καθορισμός-Υπολογισμός βασικών μεγεθών του προβλήματος

### 3.2.1. Ηλεκτρικά οχήματα- περιορισμοί

Μια επιλογή προκειμένου να συμπεριληφθούν τα ΗΟ στο μοντέλο δέσμευσης μονάδων, είναι οι μπαταρίες των ΗΟ να χαρακτηρίζονται ως ευέλικτα φορτία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία φορτίζονται και εκφορτίζονται στον χρόνο (Madzharov, et al., 2014).

Προκειμένου να καθοριστεί η μεμονωμένη συμπεριφορά του κάθε οχήματος, απαιτείται κάθε όχημα να χαρακτηρίζεται/αντιπροσωπεύεται από ξεχωριστή μεταβλητή. Σε περιπτώσεις όπου ο αριθμός των ΗΟ αγγίζει τα χιλιάδες ή εκατομμύρια, η πολυπλοκότητα του συστήματος αυξάνεται δραστικά και η εύρεση της βέλτιστης λύσης καθίσταται ακατόρθωτη.

Στην αναφορά (Madzharov, et al., 2014), παρουσιάζεται ένα μοντέλο για την επίλυση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων συμπεριλαμβάνοντας την (πολλές φορές ασταθή) συμπεριφορά των ΗΟ. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιεί γραμμικό κώδικα μεικτών ακεραίων, όπως χρησιμοποιείται ευρέως για την επίλυση του προβλήματος της βελτιστοποίησης και του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ενέργειας. Δεδομένου ότι η ανάλυση επικεντρώνεται στην επίπτωση

της επιπλέον παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που επιφέρουν τα ΗΟ σε ένα σύστημα, το μεμονωμένο μοτίβο φόρτισης των οχημάτων θεωρείται λιγότερο σημαντικό και δεν λαμβάνεται υπόψη.

Αυτό που έχει ουσιαστική σημασία είναι η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από το σύνολο των ΗΟ που βρίσκονται στο σύστημα κάθε ώρα κατά τη διάρκεια μιας ημέρας (π.χ η μέση καταναλισκόμενη ηλεκτρική ισχύς σε διαστήματα 1 ώρας) ώστε οι μπαταρίες τους να είναι πλήρεις το πρωί, πριν από την πρώτη τους διαδρομή.

Ο αλγόριθμος που χρησιμοποιείται στο (Madzharov, et al., 2014) προτείνει μια λύση χωρίς να παρακολουθεί το μοτίβο φόρτισης του κάθε ΗΟ στο σύστημα, ενώ υπολογίζει αποδοτικά την επίδραση που έχει η φόρτιση των ΗΟ στο σύστημα παραγωγής ενέργειας.

Δεδομένου ότι ο στόλος ηλεκτρικών οχημάτων είναι πλήρως ηλεκτρικός, το μέγεθος της μπαταρίας των ΗΟ θεωρείται ότι είναι 35  $KWh$  (πλήρως διαθέσιμο εύρος μπαταρίας<sup>3</sup>). Μια ακόμη σημαντική παράμετρος είναι η κατανάλωση ενέργειας των ΗΟ ανά χιλιόμετρο. Στην παρούσα εργασία αυτή ορίζεται ίση με 0,175  $KWh/Km$  (όπως προτείνει το ερευνητικό ινστιτούτο ηλεκτρικής ενέργειας EPRI). Επίσης το δίκτυο/κύκλωμα φόρτισης θεωρείται ότι είναι μονοφασικό 240 VAC και 15 Amp προσφέροντας μέγιστη ισχύ φόρτισης τα 3  $KW$ . Τέλος ο βαθμός απόδοσης φόρτισης/εκφόρτισης θεωρείται ίσος με  $\eta_{ch} = 86\%$ .

Προκειμένου να αναπαρασταθούν ρεαλιστικά σενάρια με ακριβή δεδομένα λαμβάνονται πραγματικά δεδομένα ενός έτους (2005-2006) από το Σουηδικό ινστιτούτο μεταφορών και επικοινωνιών στα οποία έχουν καταγραφεί στοιχεία περίπου 5εκατ. διαδρομών (Madzharov, et al., 2014). Από την ανάλυση των στοιχείων παρατηρείται ότι δημιουργούνται δύο κορυφές όσων αφορά την κατανομή των διαδρομών στον χρόνο (Σχήμα 3.3), κάτι που υποδεικνύει ότι κατά βάση οι χρήστες των οχημάτων πραγματοποιούν δυο διαδρομές ανά ημέρα (προς τον προορισμό και επιστροφή). Από την ανάλυση των δεδομένων προκύπτει επίσης ότι οι αμφίδρομες διαδρομές αποτελούν το 95% επί του συνόλου των διαδρομών που πραγματοποιούνται σε μια ημέρα.

Βασικός σκοπός του μοντέλου, είναι να λαμβάνεται αυτόματα ο συνολικός αριθμός ΗΟ στο υπό εξέταση σύστημα, η κατανομή του πλήθους οχημάτων που βρίσκονται στο δρόμο καθώς και οι αντίστοιχες αποστάσεις των διαδρομών κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου. Δεδομένου ότι τα μοτίβα οδήγησης και ότι η κατανάλωση ενέργειας των ΗΟ μεταβάλλεται σε σχέση με την απόσταση των

<sup>3</sup> Κάθε ομάδα ΗΟ θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι έχει διαφορετικό πλήρως διαθέσιμο εύρος μπαταρίας, κρίνεται όμως σκόπιμο στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, να μην εισαχθεί αυτή η πολυπλοκότητα στο μοντέλο.

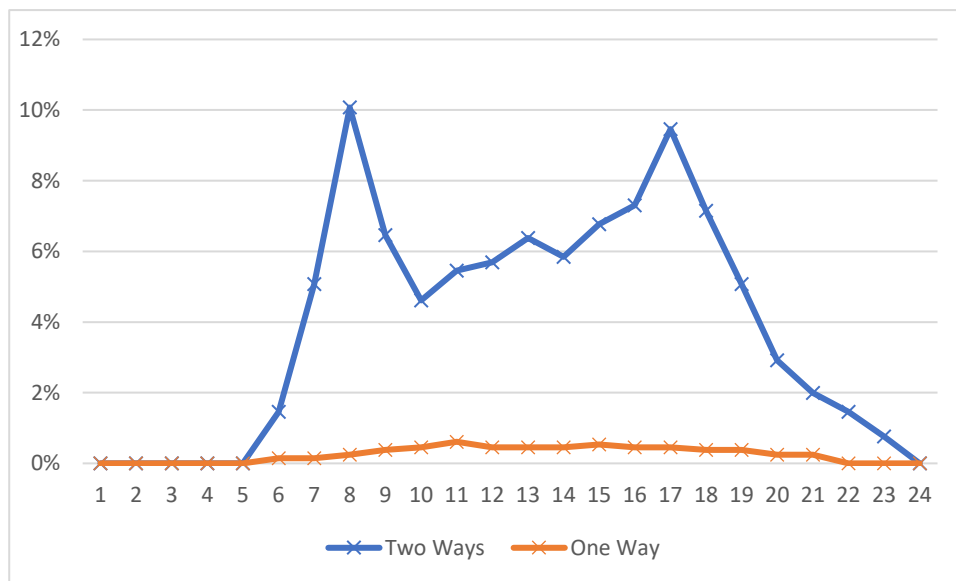


διαδρομών, γίνεται διαχωρισμός των ΗΟ σε 6 διακριτές ομάδες βάσει των αποστάσεων των διαδρομών που διανύονται (Πίνακας 3.1).

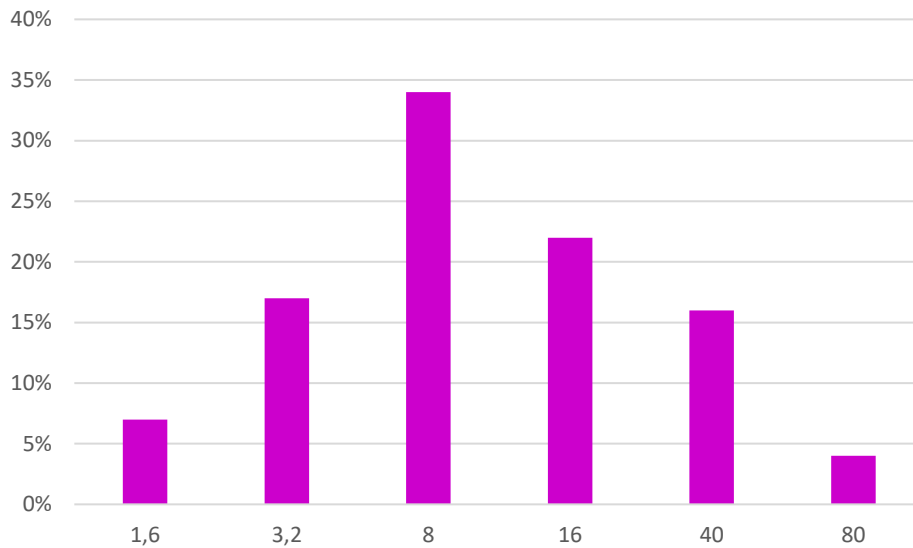
| A/A Ομάδας | Μέση Ταχύτητα (km/h) | Απόσταση (km) |
|------------|----------------------|---------------|
| 1          | 26                   | 1,6           |
| 2          | 26                   | 3,2           |
| 3          | 26                   | 8             |
| 4          | 26                   | 16            |
| 5          | 44                   | 40            |
| 6          | 86                   | 80            |

Πίνακας 3.1: Διαχωρισμός ομάδων *e* βάση της μέσης ταχύτητάς τους και των αποστάσεων των διαδρομών που εκτελούν.

Πρώτο βήμα είναι να προσδιοριστεί η κατανομή των συνολικών διαδρομών σε διάστημα 24 ωρών (Σχήμα 3.3) και εν συνεχεία η κατανομή των αποστάσεων των διαδρομών (Σχήμα 3.4). Θεωρείται ότι ένα ΗΟ της ομάδας των μονόδρομων διαδρομών εκτελεί για παράδειγμα 80 km άπαξ, ενώ ένα ΗΟ της ομάδας των αμφίδρομων διαδρομών καλύπτει τα 80 km σε δύο διαδρομές (40 km έκαστη).



Σχήμα 3.3: Κατανομή διαδρομών στο διάστημα 24 ωρών για τις κατηγορίες μονόδρομων και αμφίδρομων διαδρομών, Προσαρμογή των στοιχείων από (Madzharov, et al., 2014)



Σχήμα 3.4: Κατανομή των αποστάσεων επί του συνόλου διαδρομών για τις 6 ομάδες, Προσαρμογή των στοιχείων από (Madzharov, et al., 2014)

Η παράμετρος εισόδου που απαιτείται για τον υπολογισμό του πλήθους των διαδρομών που ξεκινούν κάθε ώρα για κάθε απόσταση ταξιδιού, είναι το συνολικό πλήθος ΗΟ στο σύστημα. Για τους υπολογισμούς θεωρείται ότι κάθε όχημα που ανήκει στο υπό εξέταση σύστημα εκτελεί ένα ταξίδι ανά ημέρα, το οποίο μπορεί να είναι είτε αμφίδρομης είτε μονόδρομης διαδρομής.

Το συνολικό πλήθος ΗΟ που υπάρχουν στο σύστημα ορίζεται ως το άθροισμα του πλήθους των οχημάτων που εκτελούν μία διαδρομή με το πλήθος αυτών που εκτελούν δύο διαδρομές ανά ημέρα . Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η διείσδυση 1000 οχημάτων, όπως αναφέρεται και στο υποκεφάλαιο 1.8.

Το πλήθος των ΗΟ στη συστάδα των μονόδρομων διαδρομών είναι ίσο με τον αριθμό των ολοκληρωμένων διαδρομών των οχημάτων αυτής της κατηγορίας:

$$Trips_{one} = Ev_{one} \tag{3.43}$$

Το πλήθος των ολοκληρωμένων διαδρομών είναι ίσο με το διπλάσιο αριθμό ΗΟ στη συστάδα των αμφίδρομων διαδρομών:

$$Trips_{two} = 2 \cdot Ev_{two} \tag{3.44}$$

Το πλήθος των συνολικών διαδρομών ισούται με το άθροισμα των ολοκληρωμένων διαδρομών των δύο ομάδων :

$$Trips_{tot} = Trips_{one} + Trips_{two} \tag{3.45}$$

Εν συνεχεία ο συνολικός αριθμός ταξιδιών που ανήκουν στην κατηγορία μονόδρομων διαδρομών μπορεί να εκφραστεί σε σχέση με το συνολικό αριθμό

διαδρομών στη διάρκεια μιας ημέρας μέσω της παραμέτρου  $factor_{one-tot}$ , που όπως έχει διαπιστωθεί από την ανάλυση των δεδομένων είναι ίση με 5% επί του συνόλου των διαδρομών που εκτελούνται ημερησίως.

Δηλαδή :

$$Trips_{one} = factor_{one-tot} \cdot Trips_{tot} \quad (3.46)$$

Συνεπώς αντικαθιστώντας τις εξισώσεις ( 3.43) έως ( 3.45) στην ( 3.46) το πλήθος των ΗΟ στη συστάδα των μονόδρομων διαδρομών μπορεί να εκφραστεί ως :

$$EV_{one} = factor_{one-tot} \cdot (2 \cdot EV_{two} + EV_{one}) \quad (3.47)$$

Συνδυάζοντας τις ( 3.43) και ( 3.47) μπορούν να οριστούν τα  $EV_{one}$  και  $EV_{two}$ , απ'όπου μπορεί να υπολογιστεί το πλήθος των συνολικών ημερήσιων διαδρομών  $Trips_{tot}$  από τις ( 3.43) έως ( 3.45). Έχοντας ορίσει την παράμετρο  $Trips_{tot}$  μπορεί να οριστεί το πλήθος των διαδρομών που εκκινούν κάθε ώρα σε διάστημα 24 ωρών κάνοντας χρήση των κατανομών του πλήθους οχημάτων που βρίσκονται στον δρόμο ανά ώρα, καθώς και οι αντίστοιχες αποστάσεις και η διάρκεια των διαδρομών κατά την περίοδο εξέτασης 24ώρου. Τα αποτελέσματα του πλήθους οχημάτων ανά ώρα και ομάδα παρουσιάζονται στον Πίνακα του παραρτήματος (Πίνακας Ι.1).

Γνωρίζοντας το ποσοστό του πλήθους διαδρομών των ομάδων  $e$  επί του συνολικού πλήθους διαδρομών, μπορεί να υπολογιστεί για κάθε ομάδα  $e$ , το πλήθος των διαδρομών που εκκινούν κάθε ώρα. Αυτό επιτρέπει τον καθορισμό του πλήθους των παρκαρισμένων ΗΟ κάθε ομάδας  $e$  που είναι συνδεδεμένα με το ηλεκτρικό δίκτυο και επομένως διαθέσιμα για φόρτιση σε κάθε χρονικό βήμα  $t$ , καθώς και τις αντίστοιχες (διαθέσιμες προς φόρτιση) χωρητικότητες των μπαταριών τους  $EVsAvailable_{e,t}$ .

Επίσης, μπορεί να υπολογιστεί η ενέργεια που έχει καταναλωθεί ( $ConsumedEnergy_{e,t}$ ) από τα ΗΟ κάθε ομάδας  $e$  κατά τη διάρκεια μιας ημέρας, ως το γινόμενο της μέσης ταχύτητας με την απόσταση ταξιδιού της εκάστοτε ομάδας. Όλες αυτές οι παράμετροι μπορούν επομένως, να χρησιμοποιηθούν στο πρόβλημα της βελτιστοποίησης και προγραμματισμού του συστήματος παραγωγής ενέργειας.

Με στόχο να υπολογίζονται τα πραγματικά διαθέσιμα προς φόρτιση οχήματα υπολογίζεται βάσει της μέσης ταχύτητας κάθε ομάδας οχημάτων και του ποσοστού των οχημάτων ανά ομάδα που εκκινούν μια περίοδο  $t$  ο χρόνος για τον οποίο το συγκεκριμένο πλήθος οχημάτων της εκάστοτε ομάδας δεν θα είναι διαθέσιμα προς φόρτιση.

Για την επίλυση του μοντέλου της παρούσας εργασίας επιλέγεται η περίοδος όπου όλα τα ΗΟ πρέπει να είναι πλήρως φορτισμένα (*StartHour*) να είναι στις 6 π.μ. Δηλαδή σύμφωνα με την παράγραφο 3.1.7 ορίζεται ότι η κατάσταση φόρτισης των οχημάτων της εκάστοτε ομάδας  $e$  ( $SOC_{e,t}$ ) κατά την περίοδο  $t = 24$  είναι ίση με  $BatteryFull_e$ , ώστε η περίοδος  $t = 1$  να ταυτίζεται με τις 6 π.μ.. Επιλέγεται ως εξεταζόμενο χρονικό εύρος το 6 π.μ. της ημέρας ενδιαφέροντος έως τις 5 π.μ. της επόμενης μέρας.

### 3.2.2. Χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων

Όπως αναλύεται στην παράγραφο 2.1.1, το ΜΔΝ της Αστυπάλαιας διαθέτει 4 συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το ελαφρύ πετρέλαιο. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων αυτών είναι σημαντικό να είναι γνωστά εκ των προτέρων προκειμένου ο αλγόριθμος να έχει τα απαραίτητα στοιχεία για να υπολογίσει την οικονομικότερη και αποδοτικότερη λύση τηρώντας σε κάθε περίπτωση τους περιορισμούς του προβλήματος

Παρακάτω αναλύονται και επεξηγούνται τα θεωρούμενα και πραγματικά χαρακτηριστικά των μονάδων που είναι απαραίτητα για τη σωστή και πλήρη λειτουργία του μοντέλου όπως αυτά συνοψίζονται σε πίνακα του παραρτήματος (Πίνακας Ι.2).

#### 3.2.2.1. Μέγιστη ηλεκτροπαραγωγή

Με βάση την ονομαστική μέγιστη ισχύ των κατασκευαστών των γεννητριών που είναι εγκατεστημένες στην Αστυπάλαια η μέγιστη ηλεκτροπαραγωγή είναι το 1,1 MW για κάθε μια από τις 4 εγκατεστημένες μονάδες του συστήματος (Πίνακας 2.1).

#### 3.2.2.2. Τεχνικά ελάχιστη ηλεκτροπαραγωγή

Το τεχνικό ελάχιστο όριο λειτουργίας (*TML*) των μονάδων ορίζεται για τις 3 μονάδες (G5,G6,G7) ίσο με 0,35 MW, ενώ επιλέγεται να λειτουργήσει ως μονάδα αιχμής η μονάδα G8 με τεχνικό κατώτατο όριο ίσο με 0,15 MW. Επιλέγεται αυτή η δυναμικότητα σε συνδυασμό με μια αρκετά σημαντική διαφορά ως προς τα κόστη λειτουργίας της μονάδας G7 (αναλυτικά στην παράγραφο 3.2.2.5) με στόχο να αναδειχθεί η χρησιμότητα της φόρτισης των μονάδων βάσης σε μειωμένο τεχνικό κατώτατο όριο έναντι της χρησιμοποίησης πιο ευέλικτης αλλά ακριβότερης μονάδας ως προς την εξοικονόμηση κόστους που επιτυγχάνεται.

#### 3.2.2.3. Τεχνητά δημιουργούμενο κατώτατο όριο λειτουργίας

Το μειωμένο κατώτατο όριο που ορίζεται τεχνητά στην παρούσα εργασία είναι ίσο με το 70% του τεχνητού κατώτατου ορίου ηλεκτροπαραγωγής της εκάστοτε μονάδας.

### 3.2.2.4. Ρυθμοί πρόσληψης/απόρριψης ισχύος

Ο ρυθμός πρόσληψης ενέργειας των μονάδων θεωρείται ίσος με  $0,5 \text{ MW}/\text{min}$ , ενώ ο ρυθμός απόρριψης ενέργειας των μονάδων θεωρείται  $0,8 \text{ MW}/\text{min}$ , και για τις 4 μονάδες του συστήματος.

### 3.2.2.5. Κόστος λειτουργίας σε γνωστά ποσοστά λειτουργίας επί της ονομαστικής ισχύος

Τα κόστη λειτουργίας των μονάδων σε γνωστά ποσοστά επί της ονομαστικής ισχύος υπολογίζονται με βάση την κατανάλωση καυσίμου των μονάδων στα συγκεκριμένα σημεία λειτουργίας, δεδομένης της γνωστής τιμής κόστους καυσίμου, ως το γινόμενο των δύο. Το κόστος αυτό όπως φαίνεται στον πίνακα, θεωρείται με τρόπο ώστε να έχει ελάχιστα διαφοροποιημένη τιμή από γεννήτρια σε γεννήτρια, προκειμένου ο αλγόριθμος να επιλέγει ξεκάθαρα μια μονάδα έναντι άλλης που έχει τα ίδια ακριβώς χαρακτηριστικά. Δηλαδή γίνεται η θεώρηση ότι οι μονάδες βάσης μεταξύ τους παρουσιάζουν ελάχιστα διαφορετική κατανάλωση για την παραγωγή της ίδιας ισχύος (G5,G6,G7) ενώ η μονάδα G8 επιλέγεται να έχει διπλάσια κατανάλωση από τις άλλες 3 μονάδες ως μονάδα αιχμής.

| Α/Α<br>μονάδας  | Κατανάλωση ( $kg/KWh$ ) σε<br>ποσοστό του $P_{max}$ |         |       |
|-----------------|---|---------|-------|
|                 | 60%   | 76%     | 100%  |
| G5              | 0,214   | 0,210   | 0,209 |
| G6              | 0,215   | 0,211   | 0,210 |
| G7              | 0,216   | 0,212   | 0,211 |
| G8              | 0,432   | 0,424   | 0,422 |
| Κόστος Καυσίμου |   | 660€/tn |       |

Πίνακας 3.2: Κατανάλωση και κόστος καυσίμου, σε γνωστές φορτίσεις των μονάδων, Προσαρμογή δεδομένων από (Psarros, et al., 2018)

### 3.2.2.6. Κόστος εκκίνησης

Το κόστος εκκίνησης θεωρείται ίσο με το διπλάσιο του κόστους λειτουργίας σε πλήρες φορτίο της εκάστοτε μονάδας που συγχρονίζεται, όταν λαμβάνεται ψυχρή εκκίνηση. Ενώ το κόστος εκκίνησης για θερμή εκκίνηση λαμβάνεται ίσο με το κόστος λειτουργίας σε πλήρες φορτίο της εκάστοτε μονάδας που ενεργοποιείται.

### 3.2.2.7. Κόστος απενεργοποίησης

Το κόστος απενεργοποίησης θεωρείται ίσο με το μισό του κόστους ψυχρής εκκίνησης, δηλαδή ίσο με το μισό του κόστους λειτουργίας σε πλήρες φορτίο της εκάστοτε μονάδας που αποσυγχρονίζεται.

### 3.2.2.8. Ελάχιστοι χρόνοι: κράτησης και λειτουργίας

Ο ελάχιστος χρόνος κράτησης και ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας των μονάδων θεωρούνται και στις δυο περιπτώσεις ίσοι με 3 ώρες.

### 3.2.3. Χαρακτηριστικά ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ

Όσον αφορά τα χαρακτηριστικά ηλεκτροπαραγωγής από μονάδες ΑΠΕ, όπως αναφέρεται στο υποκεφάλαιο 2.4, θεωρείται ότι όλο το δυναμικό ΑΠΕ αποτελείται από αιολικό και ηλιακό δυναμικό.

#### 3.2.3.1. Αιολικό Δυναμικό

Πιο συγκεκριμένα το αιολικό που υποθετικά παράγεται στο σύστημα προκύπτει από τη χρησιμοποίηση μιας υποτιθέμενης ανεμογεννήτριας με μέγιστη παραγόμενη ισχύ τα  $0,5 MW$  όπου υποθέτοντας συντελεστή δυναμικότητας  $0,5$ , υπολογίζεται ότι παράγονται  $2233 MWh$  ετησίως ανά εγκατεστημένη ανεμογεννήτρια, δηλαδή περίπου  $6 MWh$  ανά ημέρα.

Στα πλαίσια της ανάλυσης του μοντέλου που αναπτύσσεται στην παρούσα εργασία θεωρείται ότι η μέση διαθέσιμη ωριαία παραγωγή από αιολικό δυναμικό είναι ίση με  $0,25 MWh$  λαμβάνοντας υπόψη τις περικοπές ανέμου .

#### 3.2.3.2. Ηλιακό Δυναμικό

Για τη θεώρηση που αφορά το ηλιακό δυναμικό θεωρείται η υποτιθέμενη εγκατάσταση ηλιακού πάρκου που περιγράφεται στο υποκεφάλαιο 2.4 όπου η αναμενόμενη ηλεκτροπαραγωγή αγγίζει τις  $162 MWh$  ετησίως . Στα πλαίσια της ανάλυσης του μοντέλου, θεωρείται ότι η διαθέσιμη ωριαία ηλεκτροπαραγωγή από ηλιακό δυναμικό είναι ίση με  $0,15 MWh$  και ότι θα είναι διαθέσιμο κατά τις ώρες μεταξύ 7 π.μ. έως 5 μ.μ.

## 4. Αποτελέσματα αλγόριθμου

---

Με στόχο την επίλυση του μοντέλου και την ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος όπως περιγράφεται και αναλύεται στο κεφάλαιο 3, εφαρμόζονται οι περιορισμοί ( 3.1)-( 3.42) και εισάγονται τα στοιχεία που περιγράφονται στο υποκεφάλαιο 3.2 σε προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB. Από την επίλυση του μοντέλου αυτού, προκύπτουν τα αποτελέσματα του αλγορίθμου όπως αυτά καταδεικνύονται και αναλύονται στη συνέχεια.

### 4.1. Επεξήγηση σεναρίων και περιπτώσεων ζήτησης φορτίου

Προκειμένου να εφαρμοστεί και να καταδειχθεί η χρησιμότητα του μοντέλου που αναπτύσσεται στην παρούσα εργασία καθώς και με στόχο την ανάδειξη των διαφορετικών αναγκών του συστήματος που οφείλονται στην εποχικότητα του φορτίου, επιλέγονται να αναλυθούν συνολικά 5 σενάρια για δυο περιπτώσεις (Α και Β) το κάθε ένα.

Πιο συγκεκριμένα η περίπτωση Α, αφορά την επίλυση του μοντέλου του κεφαλαίου 3 για το εκάστοτε σενάριο όπου λαμβάνονται στοιχεία φορτίου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης φορτίου (Πίνακας 4.1) ενώ η περίπτωση Β, αφορά την επίλυση του μοντέλου για το εκάστοτε σενάριο όπου λαμβάνονται στοιχεία φορτίου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης φορτίου (Πίνακας 4.2). Η περίπτωση Α αφορά το φορτίο της Δευτέρας 10/08/2020 από τις 6 π.μ. μέχρι τις 5 π.μ. της επόμενης ημέρας, ενώ η περίπτωση Β αφορά το φορτίο της Παρασκευής 10/04/2020 από τις 6 π.μ. μέχρι τις 5 π.μ. της επόμενης ημέρας.

Στο Σενάριο 1 επιλύεται το πρόβλημα δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας παραλείποντας τη διείσδυση ΗΟ και τη χρήση ΑΠΕ στο σύστημα. Θεωρείται δηλαδή ότι το πλήθος των οχημάτων είναι μηδενικό όπως και η συνεισφορά των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο Σενάριο 2 επιλύεται το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με διείσδυση ΗΟ με περιορισμό ως προς το χρόνο εκκίνησης των φορτίσεων, χωρίς την ύπαρξη παραγωγής από ΑΠΕ. Θεωρείται δηλαδή ότι η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι μηδενική και πως το συνολικό πλήθος των ΗΟ είναι 1000, τα οποία ανεξαρτήτως χρόνου ολοκλήρωσης των διαδρομών δεν μπορούν να φορτιστούν πριν από την 16<sup>η</sup> περίοδο.

Στο σενάριο 3 επιλύεται το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με διείσδυση ΗΟ χωρίς τον περιορισμό ως προς το χρόνο εκκίνησης των φορτίσεων και χωρίς την ύπαρξη παραγωγής από ΑΠΕ. Θεωρείται δηλαδή ότι η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι μηδενική και πως το συνολικό πλήθος των ηλεκτροκίνητων οχημάτων είναι 1000, τα οποία μπορούν να φορτιστούν εφόσον έχουν ολοκληρώσει κάποιο μέρος (ομάδες αμφίδρομων οχημάτων) ή την πλήρη διαδρομή τους.

Στο Σενάριο 4 επιλύεται το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με αξιοποίηση ηλιακού και αιολικού δυναμικού θεωρώντας μηδενική διείσδυση ΗΟ. Θεωρείται δηλαδή η ύπαρξη και λειτουργία παραγωγής από ηλιακό δυναμικό που παράγει ωριαία 0,15 MWh από τις 7:00 μέχρι τις 17:00 . Η μέση διαθέσιμη ωριαία παραγωγή από αιολικό δυναμικό θεωρείται ίση με 0,25 MWh πριν τις περικοπές καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας.

Τέλος στο Σενάριο 5 επιλύεται το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας με αξιοποίηση ηλιακού και αιολικού δυναμικού θεωρώντας πλήρη διείσδυση ΗΟ. χωρίς περιορισμό ως προς το χρόνο εκκίνησης φορτίσεων . Δηλαδή το τελευταίο σενάριο συνδυάζει τα Σενάρια 3 και 4.

|           |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 10/8/2020 | h6   | h7   | h8   | h9   | h10  | h11  | h12  | h13  | h14  | h15  | h16  | h17  |
|           | 1,21 | 1,11 | 1,15 | 1,25 | 1,33 | 1,39 | 1,35 | 1,34 | 1,34 | 1,27 | 1,25 | 1,26 |
|           | h18  | h19  | h20  | h21  | h22  | h23  | h24  | h1   | h2   | h3   | h4   | h5   |
|           | 1,34 | 1,55 | 1,71 | 1,86 | 1,78 | 1,61 | 1,49 | 1,42 | 1,31 | 1,24 | 1,21 | 1,16 |

Πίνακας 4.1: στοιχεία φορτίου ανά ώρα για μια ημέρα υψηλής ζήτησης φορτίου (Περίπτωση Α).

|           |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 10/4/2020 | h6   | h7   | h8   | h9   | h10  | h11  | h12  | h13  | h14  | h15  | h16  | h17  |
|           | 0,53 | 0,5  | 0,48 | 0,48 | 0,45 | 0,44 | 0,42 | 0,41 | 0,37 | 0,33 | 0,32 | 0,34 |
|           | h18  | h19  | h20  | h21  | h22  | h23  | h24  | h1   | h2   | h3   | h4   | h5   |
|           | 0,48 | 0,59 | 0,7  | 0,81 | 0,76 | 0,68 | 0,63 | 0,59 | 0,53 | 0,55 | 0,53 | 0,5  |

Πίνακας 4.2: στοιχεία φορτίου ανά ώρα για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης φορτίου (Περίπτωση Β).

Με στόχο την ανάλυση των αποτελεσμάτων για κάθε σενάριο δημιουργούνται τα διαγράμματα: a) Ωριαίας ηλεκτροπαραγωγής των μονάδων σε λειτουργία 1 και 2, b) Ωριαίου κόστους συγχρονισμού και αποσυγχρονισμού, c) Ωριαίου ποσοστού φόρτισης (λειτουργίας) των συμβατικών μονάδων επί της μέγιστης ικανότητας ηλεκτροπαραγωγής τους, d) Ωριαίου κόστους καυσίμων, e) Ολικού ωριαίου κόστους, f) Ωριαίας προσδιδόμενης ισχύος για τη φόρτιση των ΗΟ.

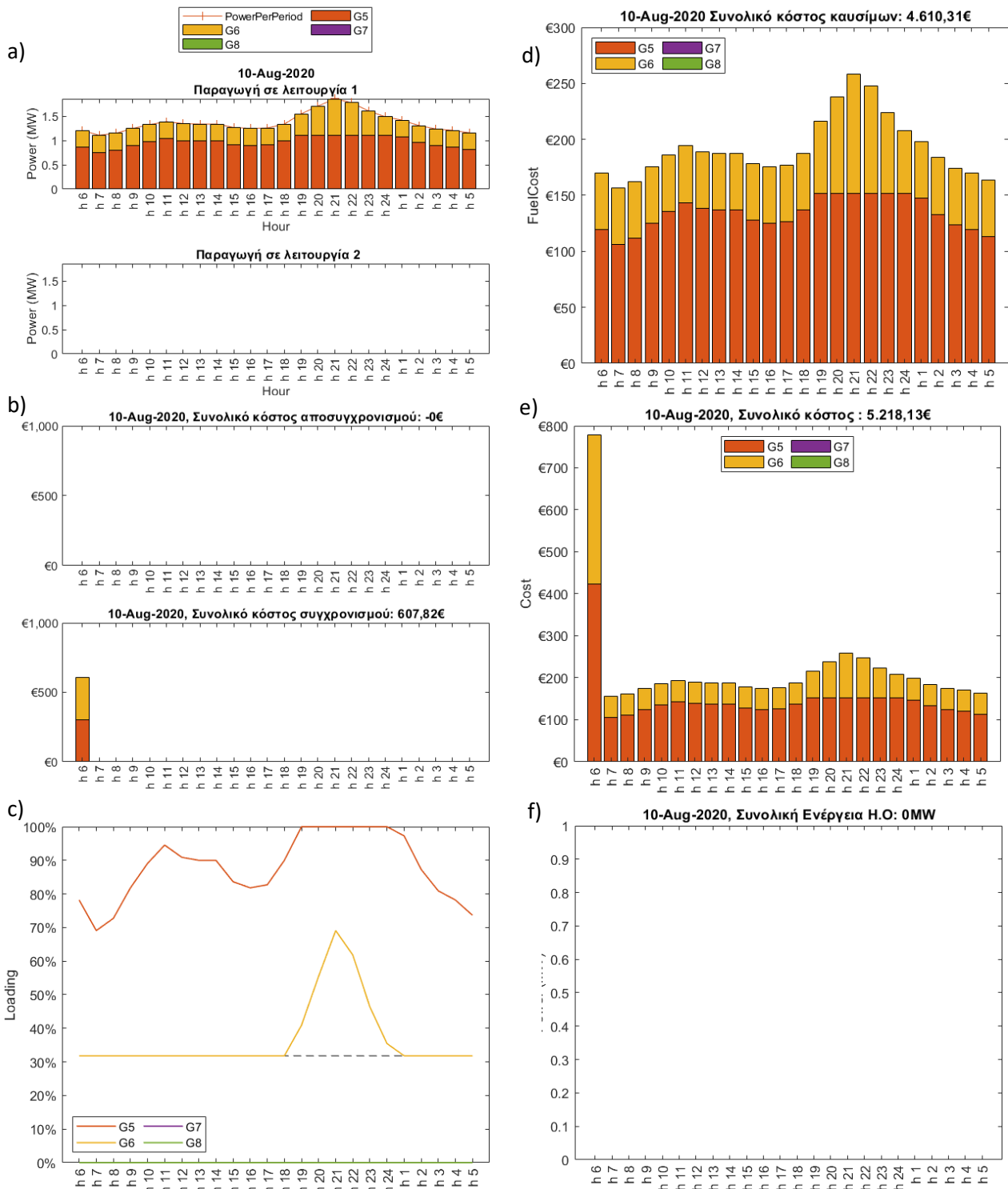
Τα αποτελέσματα των Σεναρίων 1 έως 5 και μια σύντομη τεχνική ανασκόπηση αυτών, παρατίθενται στο επόμενο υποκεφάλαιο για κάθε περίπτωση (Α και Β).



## 4.2. Αποτελέσματα Σεναρίων

### 4.2.1. Σενάριο 1

#### 4.2.1.1. Περίπτωση Α



Σχήμα 4.1: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, χωρίς διείσδυση ΗΟ και χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 1Α)

Στην περίπτωση του προβλήματος δέσμησης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού ενέργειας (ΠΑΜΟΔΕ) χωρίς ΗΟ και χωρίς τη χρήση ΑΠΕ στο σύστημα για μια ημέρα υψηλής ζήτησης (Σενάριο 1Α), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση δύο μονάδων (G5 και G6) για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους χρονικών διαστημάτων (6π.μ.). Παρατηρείται ακόμα ότι η μονάδα G6 χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο στο χαμηλότερο σημείο λειτουργίας της εκτός από τις ώρες 18:00 με 24:00 (Πίνακας 4.4) όπου παρουσιάζεται σημαντική αύξηση φορτίου και αυξάνεται η συνεισφορά της σε υψηλότερο ποσοστό φόρτισης με στόχο να καλυφθεί η πρόσθετη ζήτηση που ξεπερνάει τις δυνατότητες της μονάδας G5. Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία των μονάδων G5 και G6 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 5.218€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 4.610€ ενώ περίπου 608€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση των μονάδων που θεωρείται ότι δεν λειτουργούσαν κατά τις περιόδους πριν από το τρέξιμο του μοντέλου. Λαμβάνεται δηλαδή ψυχρή εκκίνηση και για τις δύο μονάδες.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν επίσης οι στρεφόμενες εφεδρείες του συστήματος που επιλέγονται να τηρούνται προκειμένου να μπορούν να καλύπτονται απρόβλεπτες καταστάσεις που θα επηρέαζαν τη δυναμικότητα παραγωγής (Πίνακας 4.3).

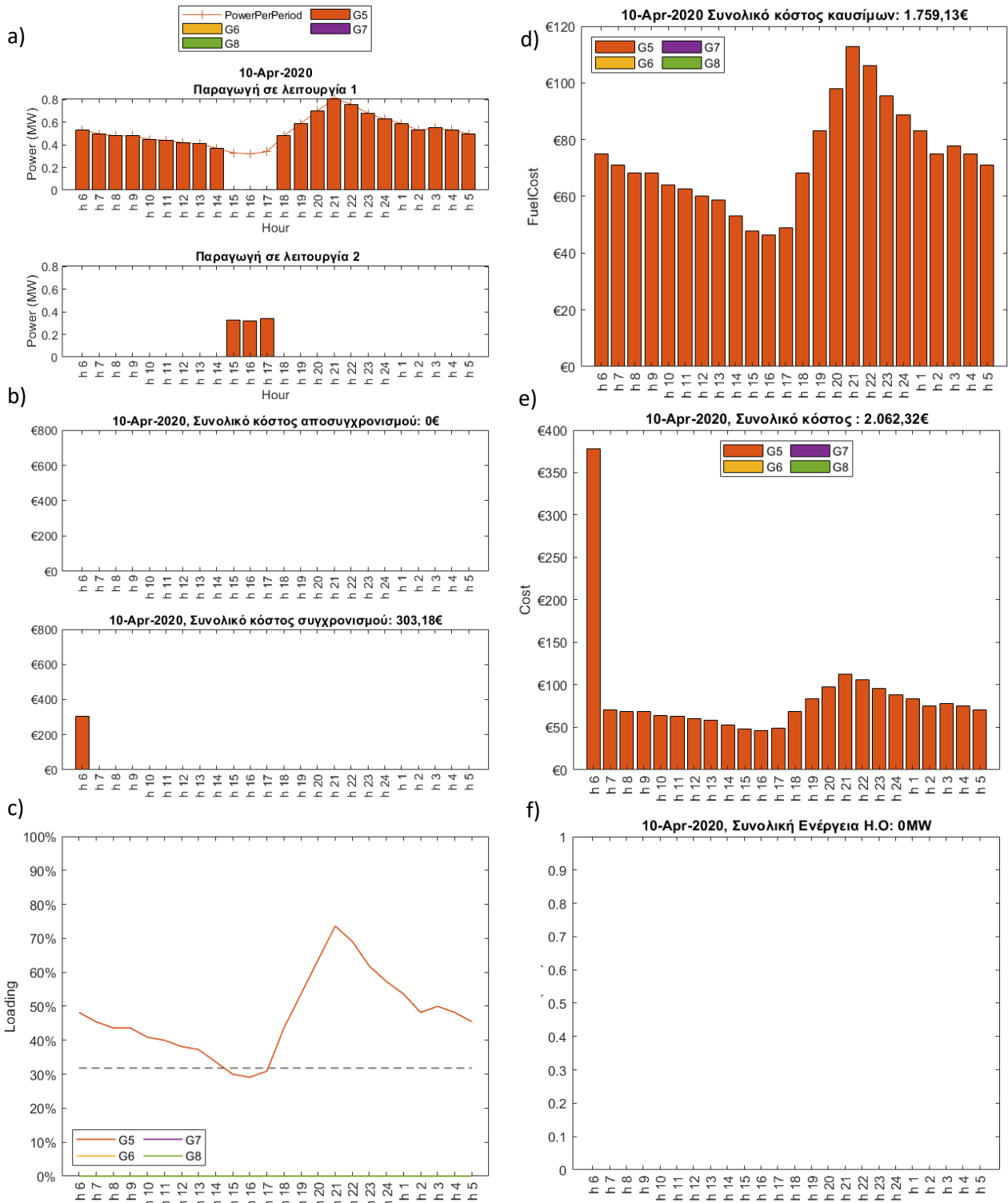
| Στρεφόμενες εφεδρείες | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                    | 0,24 | 0,34 | 0,3  | 0,2  | 0,12 | 0,06 | 0,1  | 0,11 | 0,11 | 0,18 | 0,2  | 0,19 |
| G6                    | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| G7                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| G8                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                       | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                    | 0,11 |      |      |      |      |      |      | 0,03 | 0,14 | 0,21 | 0,24 | 0,29 |
| G6                    | 0,75 | 0,65 | 0,49 | 0,34 | 0,42 | 0,59 | 0,71 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| G7                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| G8                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.3: Στρεφόμενες εφεδρείες συστήματος για το Σενάριο 1Α

| Παραγωγή σε Λειτουργία1 | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                      | 0,86 | 0,76 | 0,8  | 0,9  | 0,98 | 1,04 | 1    | 0,99 | 0,99 | 0,92 | 0,9  | 0,91 |
| G6                      | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |
| G7                      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| G8                      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                         | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                      | 0,99 | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,07 | 0,96 | 0,89 | 0,86 | 0,81 |
| G6                      | 0,35 | 0,45 | 0,61 | 0,76 | 0,68 | 0,51 | 0,39 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |
| G7                      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| G8                      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.4: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή μονάδων για το σενάριο 1Α

4.2.1.2. Περίπτωση Β



Σχήμα 4.2: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, χωρίς διείδυση ΗΟ και χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 1B)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ χωρίς ΗΟ και χωρίς τη χρήση ΑΠΕ στο σύστημα για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης (Σενάριο 1B), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση μίας μόνο μονάδας (G5) για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου. Παρατηρείται ότι η μονάδα G5 χρησιμοποιείται σε Λειτουργία 2 (Πίνακας 4.6) κατά τις ώρες 15:00 έως 18:00 όπου παρουσιάζεται σημαντική μείωση φορτίου. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται ο μη συγχρονισμός της πιο ευέλικτης μονάδας (G8) ενώ ταυτόχρονα δεν απενεργοποιείται η μονάδα που βρίσκεται σε λειτουργία, εξοικονομώντας κατά αυτόν τον τρόπο σημαντικό μέρος του κόστους του συστήματος. Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία της μονάδας G5 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 2.063€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 1.760€ ενώ περίπου 303€ απαιτούνται για το συγχρονισμό της μονάδας G5.

| Παραγωγή σε Λειτουργία1 | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                      | 0,53 | 0,5  | 0,48 | 0,48 | 0,45 | 0,44 | 0,42 | 0,41 | 0,37 |      |      |      |
|                         | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                      | 0,48 | 0,59 | 0,7  | 0,81 | 0,76 | 0,68 | 0,63 | 0,59 | 0,53 | 0,55 | 0,53 | 0,5  |

Πίνακας 4.5: Ηλεκτροπαραγωγή σε λειτουργία 1 για το Σενάριο 1B

| Παραγωγή σε Λειτουργία 2 | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                       |      |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,33 | 0,32 | 0,34 |
|                          | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

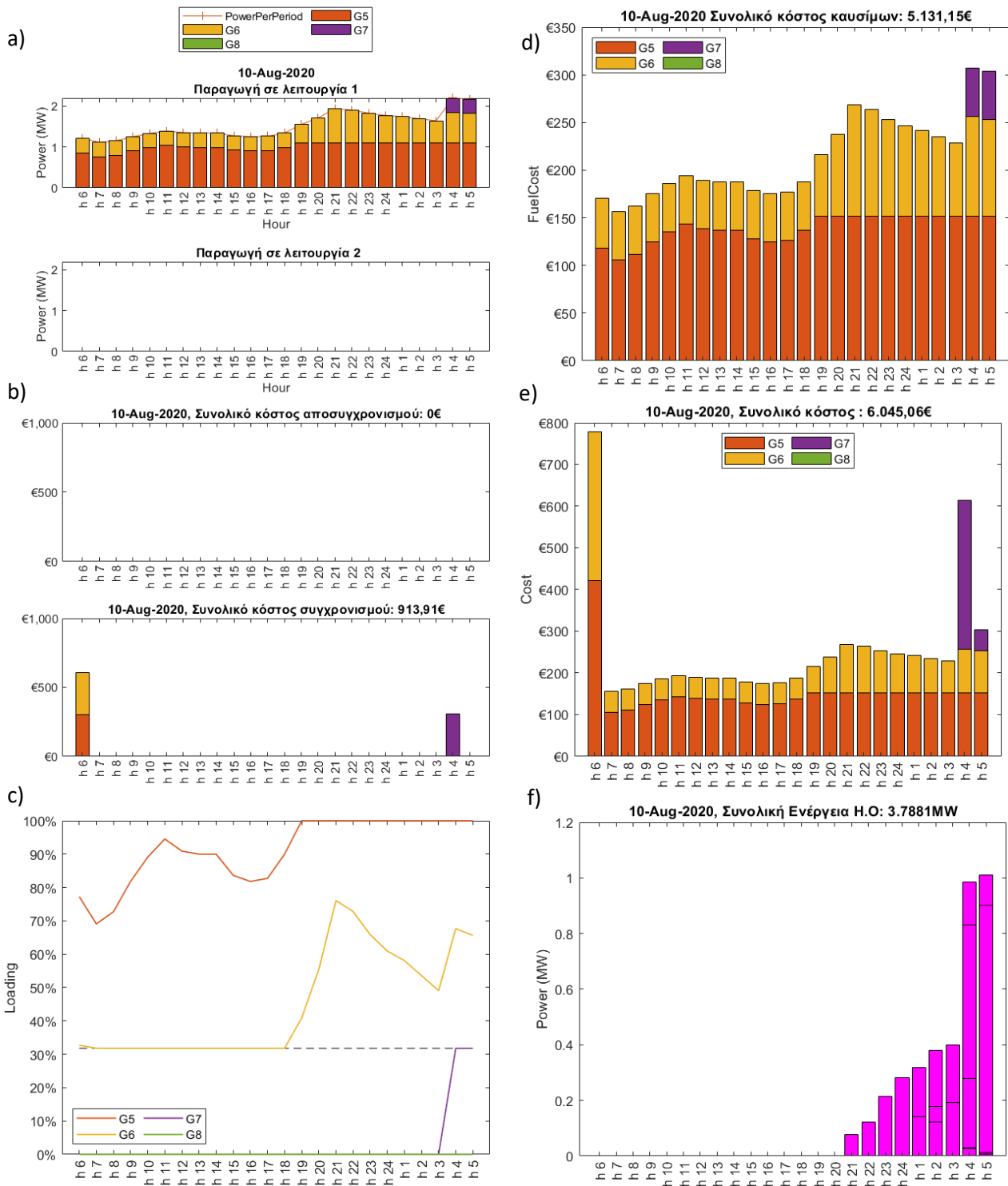
Πίνακας 4.6: Ηλεκτροπαραγωγή σε λειτουργία 2 για το Σενάριο 1B

| Στρεφόμενες εφεδρείες | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                    | 0,57 | 0,6  | 0,62 | 0,62 | 0,65 | 0,66 | 0,68 | 0,69 | 0,73 | 0,77 | 0,78 | 0,76 |
|                       | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                    | 0,62 | 0,51 | 0,4  | 0,29 | 0,34 | 0,42 | 0,47 | 0,51 | 0,57 | 0,55 | 0,57 | 0,6  |

Πίνακας 4.7: Στρεφόμενες εφεδρείες συστήματος για το Σενάριο 1B

4.2.2. Σενάριο 2

4.2.2.1. Περίπτωση Α



Σχήμα 4.3: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με χρονικό περιορισμό στην διείσδυση ΗΟ, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 2Α)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με χρονικό περιορισμό ως προς τη φόρτιση των ΗΟ χωρίς τη χρήση ΑΠΕ για μια ημέρα υψηλής ζήτησης (Σενάριο 2Α), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση δύο μονάδων (G5 και G6) από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους ενώ αναγκάζεται να ενεργοποιήσει και τη μονάδα (G7) κατά τις δυο τελευταίες χρονικές περιόδους (4:00 και 5:00) για την κάλυψη της επιπλέον ζήτησης που επιφέρουν τα ΗΟ. Να σημειωθεί ότι το φορτίο που επιφέρουν τα ΗΟ (Πίνακας 4.8) παρουσιάζεται από την 16<sup>η</sup> περίοδο (21:00) σύμφωνα με τον περιορισμό που επιβάλλεται, η παραγωγική δυναμικότητα όμως των μονάδων G5 και G6 δεν επαρκεί για την πλήρη κάλυψη των αναγκών που επιφέρουν τα ΗΟ κατά τις ώρες 4:00 και 5:00.

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία των μονάδων G5, G6 και G8 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 6.045€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 5.131€ ενώ περίπου 914€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση των μονάδων. Συγκρίνοντας επομένως τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 1Α παρατηρείται ότι η διείσδυση των ΗΟ επιφέρει περίπου 3,8 MW στην συνολική ζήτηση με αποτέλεσμα να αυξάνει τα συνολικά κόστη παραγωγής κατά 827€, εκ των οποίων τα 521€ αφορούν την επιπλέον απαραίτητη ηλεκτροπαραγωγή για την κάλυψη του επιπλέον φορτίου και τα 306€ αφορούν την ενεργοποίηση της ευέλικτης μονάδας G7.

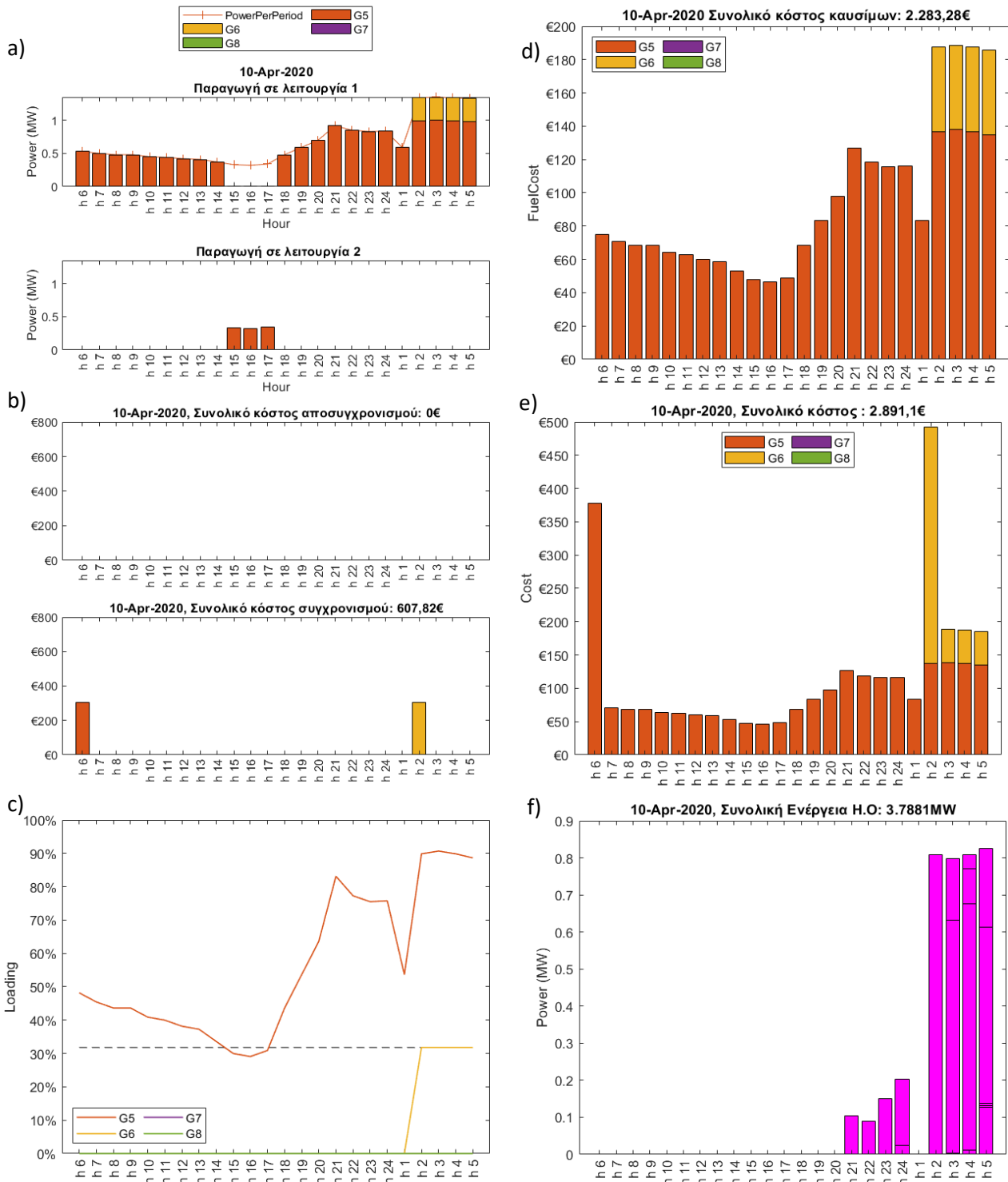
| Ωριαίο φορτίο από ΗΟ | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Όμάδα1               |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,03 | 0    |
| Όμάδα2               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,12 |      | 0    | 0    |
| Όμάδα3               |      |      |      |      |      |      |      | 0,14 | 0,06 | 0,19 | 0,25 | 0    |
| Όμάδα4               |      |      |      |      |      |      | 0,28 |      |      |      | 0,55 | 0,01 |
| Όμάδα5               |      |      |      | 0,08 | 0,12 | 0,21 |      | 0,18 |      |      |      | 0,89 |
| Όμάδα6               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,2  | 0,21 | 0,15 | 0,11 |

Πίνακας 4.8: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 2Α

| Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                     | 0,85 | 0,76 | 0,8  | 0,9  | 0,98 | 1,04 | 1    | 0,99 | 0,99 | 0,92 | 0,9  | 0,91 |
| G6                     | 0,36 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |
| G7                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| G8                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                        | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                     | 0,99 | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  |
| G6                     | 0,35 | 0,45 | 0,61 | 0,84 | 0,8  | 0,72 | 0,67 | 0,64 | 0,59 | 0,54 | 0,74 | 0,72 |
| G7                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,35 | 0,35 |
| G8                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.9: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 2Α

4.2.2.2. Περίπτωση Β



Σχήμα 4.4: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με χρονικό περιορισμό στην διεύθυνση ΗΟ, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 2B)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με χρονικό περιορισμό ως προς τη φόρτιση των ΗΟ χωρίς τη χρήση ΑΠΕ για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης (Σενάριο 2B), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση της μονάδας G5 από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους ενώ ενεργοποιεί τη μονάδα G6 κατά τις τέσσερις τελευταίες χρονικές περιόδους (2:00 έως 5:00) για την κάλυψη της επιπλέον ζήτησης που επιφέρουν τα ΗΟ. Να σημειωθεί ότι το φορτίο που επιφέρουν τα ΗΟ (Πίνακας 4.10) παρουσιάζεται από την 16<sup>η</sup> περίοδο (21:00) σύμφωνα με τον περιορισμό που επιβάλλεται. Η παραγωγική δυναμικότητα της μονάδας G5 δεν επαρκεί για την πλήρη κάλυψη των αναγκών που επιφέρουν τα ΗΟ κατά τις ώρες 2:00 έως 5:00. Παρατηρείται και πάλι, σε συμφωνία με το Σενάριο 1B ότι η μονάδα G5 λειτουργεί σε Λειτουργία 2 κατά τις ώρες 15:00 έως 18:00 για την αποφυγή του συγχρονισμού της ευέλικτης μονάδας G8 και ταυτόχρονη απενεργοποίηση της ίδιας εξοικονομώντας κατά αυτόν τον τρόπο σημαντικό μέρος του συνολικού κόστους.

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία των μονάδων G5 και G6 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 2.891€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 2.283€ ενώ περίπου 608€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση των μονάδων. Συγκρίνοντας επομένως τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 1B παρατηρείται ότι η διείσδυση των ΗΟ επιφέρει περίπου 3,8 MW στην συνολική ζήτηση με αποτέλεσμα αυξάνει τα συνολικά κόστη παραγωγής κατά 828€, εκ των οποίων τα 524€ αφορούν την επιπλέον απαραίτητη ηλεκτροπαραγωγή για την κάλυψη του επιπλέον φορτίου και τα 304€ αφορούν την ενεργοποίηση της μονάδας G6.

| Ωριαίο φορτίο από ΗΟ | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1 | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|
| Όμάδα1               |      |      |      |      |      |      | 0,02 |     |      | 0    | 0    | 0    |
| Όμάδα2               |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |      | 0,13 |
| Όμάδα3               |      |      |      |      |      |      |      |     |      | 0,63 | 0,01 | 0    |
| Όμάδα4               |      |      |      |      |      |      |      |     |      | 0,17 | 0,67 | 0,01 |
| Όμάδα5               |      |      |      | 0,1  |      |      |      |     | 0,81 |      | 0,09 | 0,47 |
| Όμάδα6               |      |      |      |      | 0,09 | 0,15 | 0,18 |     |      |      | 0,04 | 0,21 |

Πίνακας 4.10: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 2B

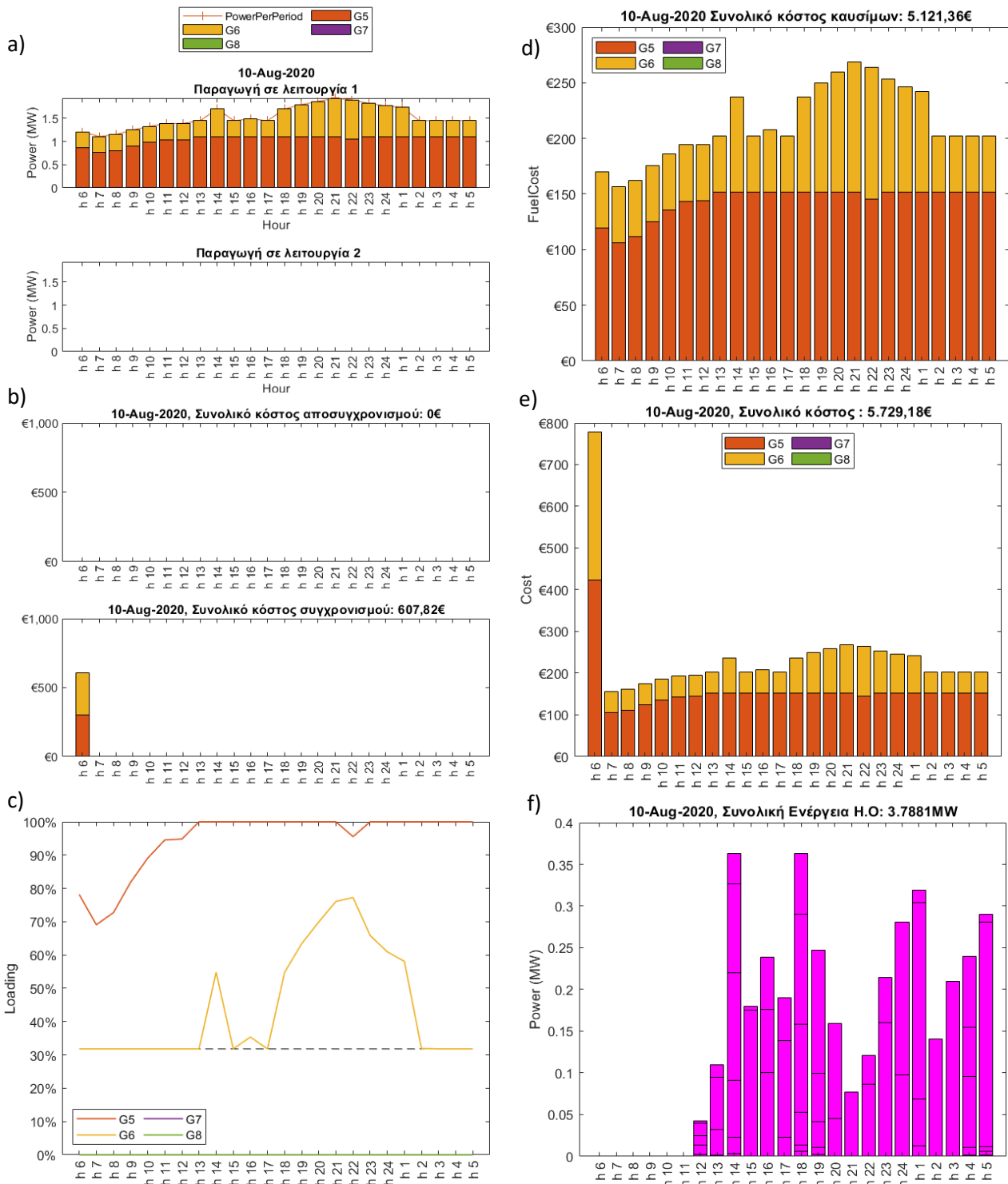
| Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                     | 0,53 | 0,5  | 0,48 | 0,48 | 0,45 | 0,44 | 0,42 | 0,41 | 0,37 | 0,33 | 0,32 | 0,34 |
| G6                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                        | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                     | 0,48 | 0,59 | 0,7  | 0,91 | 0,85 | 0,83 | 0,83 | 0,59 | 0,99 | 1    | 0,99 | 0,98 |
| G6                     |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |

Πίνακας 4.11: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 2B



4.2.3. Σενάριο 3

4.2.3.1. Περίπτωση Α



Σχήμα 4.5: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με διεύθυνση ΗΟ χωρίς χρονικό περιορισμό, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 3Α)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με πλήρη διείσδυση ΗΟ χωρίς τη χρήση ΑΠΕ για μια ημέρα υψηλής ζήτησης (Σενάριο 3Α), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση των μονάδων G5 και G6 από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους ενώ σε αντίθεση με το Σενάριο 2Α (Πίνακας 4.9) δεν ενεργοποιείται η μονάδα G7 για την κάλυψη της επιπλέον ζήτησης που επιφέρουν τα ΗΟ. Δηλαδή το φορτίο που επιφέρουν τα ΗΟ (Πίνακας 4.12) κατανέμεται ούτως ώστε, η παραγωγική δυναμικότητα των μονάδων G5 και G6 να επαρκεί για την πλήρη κάλυψη των αναγκών που επιφέρουν τα ΗΟ κατά τη διάρκεια της ημέρας. Να σημειωθεί ότι για αρκετά μεγάλο χρονικό διάστημα η μονάδα G5 εργάζεται στο πλήρες επιτρεπόμενο φορτίο όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.5(c).

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία των μονάδων G5 και G6 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 5.729€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 5.121€ ενώ περίπου 608€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση των μονάδων. Συγκρίνοντας επομένως τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 2B επιτυγχάνεται εξοικονόμηση 316€ χάρη στη μη ενεργοποίηση της μονάδας G7.

| Ωριαίο φορτίο από ΗΟ | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Όμάδα1               |      |      |      |      |      |      | 0    | 0    | 0    |      |      |      |
| Όμάδα2               |      |      |      |      |      |      | 0    |      | 0,02 |      |      | 0,02 |
| Όμάδα3               |      |      |      |      |      |      | 0,01 | 0,03 | 0,07 |      |      | 0,12 |
| Όμάδα4               |      |      |      |      |      |      | 0,01 |      | 0,13 |      | 0,1  |      |
| Όμάδα5               |      |      |      |      |      |      | 0,02 | 0,06 | 0,11 | 0,17 | 0,08 |      |
| Όμάδα6               |      |      |      |      |      |      | 0    | 0,02 | 0,04 | 0,01 | 0,06 | 0,05 |
|                      | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| Όμάδα1               | 0,01 | 0    |      |      |      |      |      | 0,01 |      |      | 0    | 0    |
| Όμάδα2               | 0,01 | 0,01 |      |      |      |      |      | 0,06 |      |      | 0,01 | 0    |
| Όμάδα3               | 0,04 | 0,03 |      |      |      | 0,16 | 0,1  |      |      |      | 0,09 | 0    |
| Όμάδα4               | 0,11 | 0,06 | 0,05 |      | 0,09 |      |      | 0,24 |      |      | 0,06 | 0,01 |
| Όμάδα5               | 0,13 | 0,15 |      | 0,08 |      | 0,05 |      | 0,01 | 0,14 | 0,21 |      | 0,27 |
| Όμάδα6               | 0,07 |      | 0,11 |      | 0,03 |      | 0,18 |      |      |      | 0,09 | 0,01 |

Πίνακας 4.12: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 3Α

| Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                     | 0,86 | 0,76 | 0,8  | 0,9  | 0,98 | 1,04 | 1,04 | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  |
| G6                     | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,6  | 0,35 | 0,39 | 0,35 |
| G7                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                        | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                     | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,05 | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  |
| G6                     | 0,6  | 0,7  | 0,77 | 0,84 | 0,85 | 0,72 | 0,67 | 0,64 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |
| G7                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.13: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 3Α

4.2.3.2. Περίπτωση Β



Σχήμα 4.6: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με διείδυση ΗΟ χωρίς χρονικό περιορισμό, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 3B)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με πλήρη διείσδυση ΗΟ χωρίς τη χρήση ΑΠΕ για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης (Σενάριο 3B), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση της μονάδας G5 από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους ενώ σε αντίθεση με το Σενάριο 2B δεν ενεργοποιείται η μονάδα G6 για την κάλυψη της επιπλέον ζήτησης που επιφέρουν τα ΗΟ. Να σημειωθεί ότι το φορτίο που επιφέρουν τα ΗΟ (Πίνακας 4.14) καλύπτεται πλήρως από την παραγωγική δυναμικότητα της μονάδας G5. Παρατηρείται επίσης, αντίθετα με το Σενάριο 1B ότι η μονάδα G5 δεν εισέρχεται σε λειτουργία 2 κατά τις ώρες 15:00 έως 18:00 καθώς το φορτίο που επιφέρουν τα ΗΟ διαχειρίζεται με τρόπο ώστε να μην υποφορτιστεί η μονάδα G5 (Σχήμα 4.6 c. & f. ).

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία της μονάδας G5 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 2.575€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 2.272€ ενώ περίπου 303€ οφείλονται στα κόστη εκκίνησης . Συγκρίνοντας επομένως τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 2B παρατηρείται ότι με τη διείσδυση των ΗΟ χωρίς χρονικό περιορισμό επιτυγχάνεται εξοικονόμηση 316€ χάρη στη μη ενεργοποίηση της μονάδας G6.

| Ωριαίο φορτίο από ΗΟ | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Όμάδα1               |      |      |      |      |      |      | 0    |      | 0    | 0    |      | 0    |
| Όμάδα2               |      |      |      |      |      |      | 0    | 0,01 | 0    |      |      | 0,03 |
| Όμάδα3               |      |      |      |      |      |      | 0,01 | 0,01 | 0,09 | 0,04 |      | 0,07 |
| Όμάδα4               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,14 | 0,06 |      | 0,02 |
| Όμάδα5               |      |      |      |      |      |      | 0,02 | 0,06 | 0,07 | 0,21 |      | 0,17 |
| Όμάδα6               |      |      |      |      |      |      | 0    | 0,02 | 0,04 | 0,05 | 0,03 | 0,08 |
|                      | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| Όμάδα1               |      |      | 0,01 |      | 0    |      |      |      |      |      |      | 0,01 |
| Όμάδα2               | 0,01 | 0,01 | 0,01 |      | 0,02 |      |      |      |      |      | 0,04 | 0    |
| Όμάδα3               | 0,04 | 0,01 | 0,08 |      |      | 0,16 |      |      |      |      | 0,13 | 0    |
| Όμάδα4               | 0,13 | 0,06 | 0,04 |      |      |      |      |      | 0,1  |      | 0,05 | 0,24 |
| Όμάδα5               | 0,04 | 0,1  |      | 0,1  |      |      | 0,2  | 0,23 |      | 0,25 | 0,02 | 0,01 |
| Όμάδα6               | 0,06 | 0,05 | 0,03 |      | 0,11 | 0,01 |      |      | 0,16 |      | 0,03 | 0,01 |

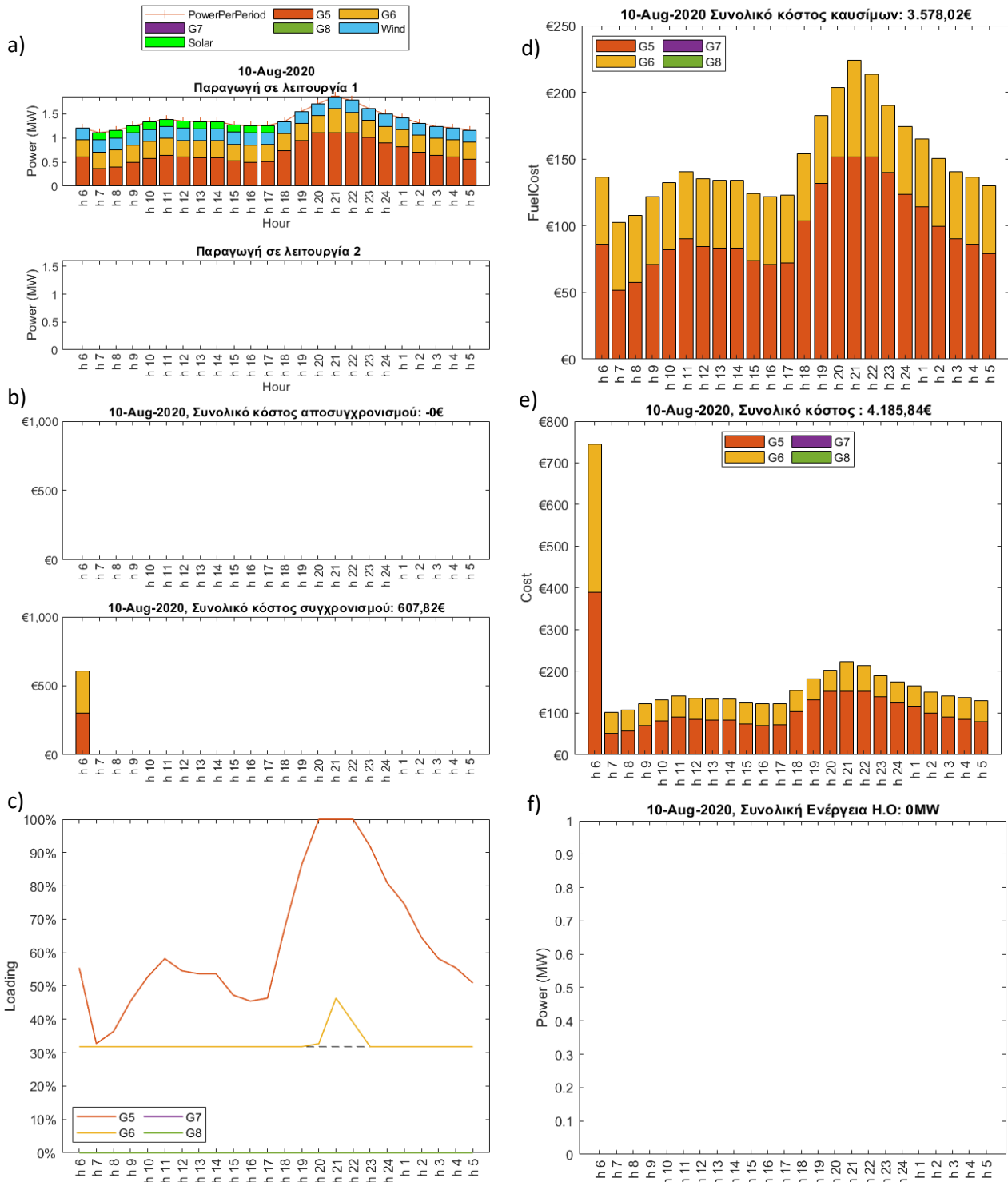
Πίνακας 4.14: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 3B

| Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| G5                     | 0,53 | 0,5  | 0,48 | 0,48 | 0,45 | 0,44 | 0,45 | 0,5  | 0,72 | 0,7  | 0,35 | 0,7  |
| G6                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                        | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| G5                     | 0,77 | 0,82 | 0,87 | 0,91 | 0,89 | 0,86 | 0,83 | 0,82 | 0,79 | 0,8  | 0,79 | 0,78 |
| G6                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.15: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 3B

### 4.2.4. Σενάριο 4

#### 4.2.4.1. Περίπτωση Α



Σχήμα 4.7: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με διείδυση ΑΠΕ, χωρίς ΗΟ (Σενάριο 4Α)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με χρήση ΑΠΕ χωρίς διείδυση ΗΟ για μια ημέρα υψηλής ζήτησης (Σενάριο 4Α), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση των

μονάδων G5 και G6 από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους ενώ παρατηρείται ότι το φορτίο που προσφέρεται από τις ΑΠΕ (Πίνακας 4.17) απορροφάται πλήρως από το σύστημα, και σε συνδυασμό με την παραγωγική δυναμικότητα των μονάδων G5 και G6 καλύπτονται οι ανάγκες φορτίου κατά τη διάρκεια της ημέρας. Να σημειωθεί ότι η λειτουργία των ΑΠΕ μειώνει το φορτίο της μονάδας G5 σε σύγκριση με το Σενάριο 1Α, με αποτέλεσμα να εργάζεται για πολύ λιγότερο χρόνο στο πλήρες επιτρεπόμενο φορτίο όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.7(c). Αξιοσημείωτο είναι επίσης το γεγονός ότι, παρόλο που απορροφάται πλήρως η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ, αυτή αρκεί για να καλύψει μόνον ένα αρκετά μικρό ποσοστό της συνολικής ζήτησης που παρουσιάζει το φορτίο (Πίνακας 4.16)

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία των μονάδων G5 και G6 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 4.186€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 3.578€ ενώ περίπου 608€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση των μονάδων. Συγκρίνοντας επομένως τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 1Α επιτυγχάνεται συνολική εξοικονόμηση 1032€ (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα κόστη λειτουργίας των ΑΠΕ) κάτι που οφείλεται στο μειωμένο συνολικό κόστος καυσίμων λόγω της διεύθυνσης ΑΠΕ.

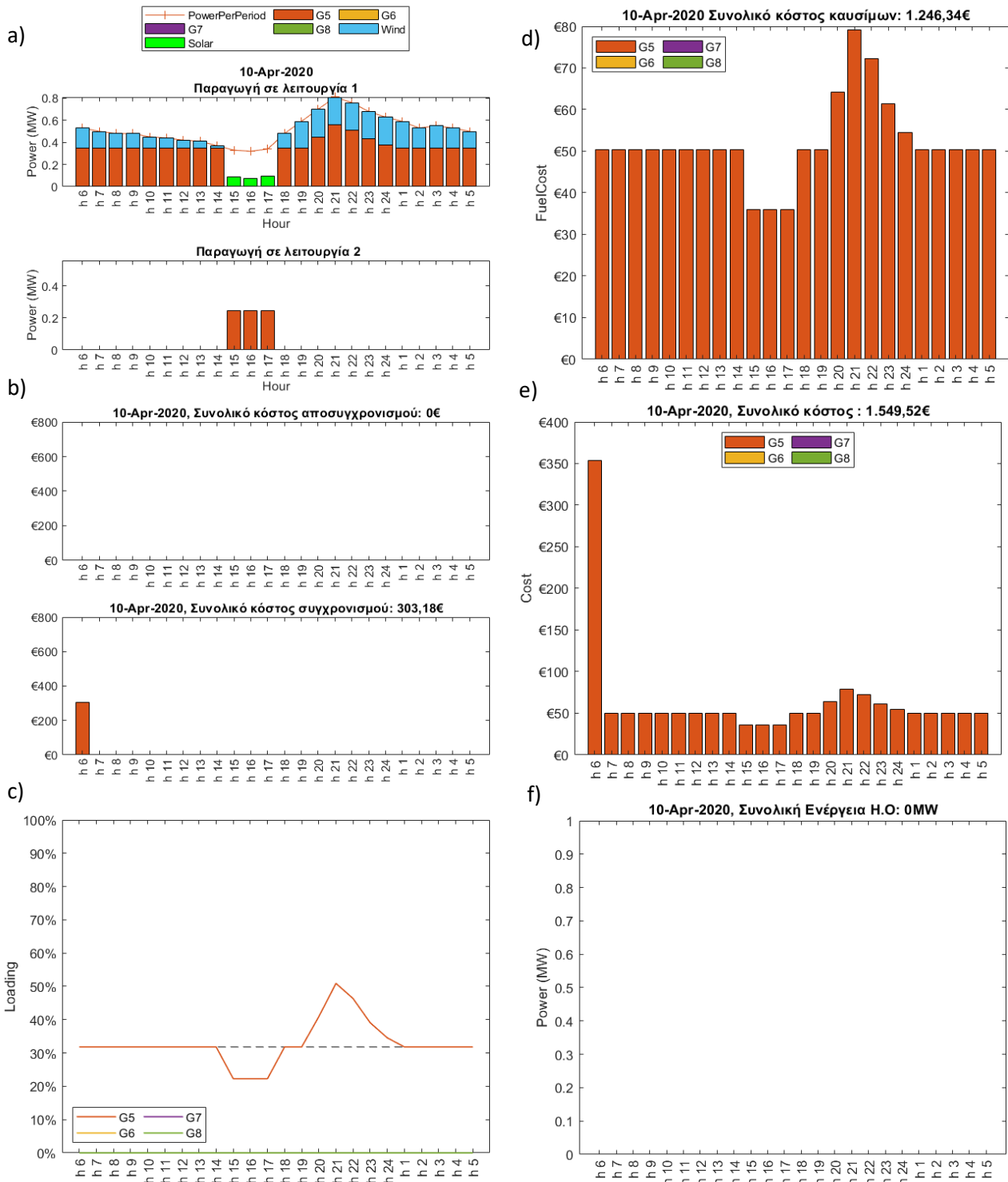
|      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
| 21%  | 36%  | 35%  | 32%  | 30%  | 29%  | 30%  | 30%  | 30%  | 31%  | 32%  | 32%  |
| h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| 19%  | 16%  | 15%  | 13%  | 14%  | 16%  | 17%  | 18%  | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  |

Πίνακας 4.16: Ποσοστό διεύθυνσης ΑΠΕ ως προς το συνολικό φορτίο (Σενάριο 4Α)

|                          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
| Αιολικό( <i>MWh</i> )    | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| % αξιοποίησης αιολικού   | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Ηλιακό ( <i>MWh</i> )    |      | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| % αξιοποίησης ηλιακού    |      | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
|                          | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| Αιολικό( <i>MWh</i> )    | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| % αξιοποίησης αιολικού   | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Ηλιακό( <i>MWh</i> )     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| % αξιοποίησης ηλιακού    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.17: Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ από το σύστημα (Σενάριο 4Α)

4.2.4.2. Περίπτωση Β



Σχήμα 4.8: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με διείσδυση ΑΠΕ, χωρίς ΗΟ (Σενάριο 4Β)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με χρήση ΑΠΕ χωρίς διείσδυση ΗΟ για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης (Σενάριο 4B), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση της μονάδας G5 από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους ενώ παρατηρείται ότι το φορτίο που προσφέρεται από τις ΑΠΕ (Πίνακας 4.18) δεν απορροφάται πλήρως από το σύστημα. Να σημειωθεί ότι η λειτουργία των ΑΠΕ μειώνει το φορτίο της μονάδας G5 σε σύγκριση με το Σενάριο 1B με αποτέλεσμα να εργάζεται για πολύ μεγάλο χρόνο στο κατασκευαστικά προτεινόμενο ελάχιστο φορτίο, εκτός από τις ώρες 15:00 έως 18:00 όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.8(a. & c.), που επιλέγεται η συμβατική μονάδα G5 να εισέλθει σε Λειτουργία 2. Το γεγονός ότι η μονάδα G5 λειτουργεί στο επίπεδο TML αποδίδεται στην ανάγκη τήρησης στρεφόμενων εφεδρειών, κάτι που επιφέρει σαν αποτέλεσμα τη χαμηλή απορρόφηση της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία της μονάδας G5 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 1.550€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 1.246€ ενώ περίπου 304€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση των μονάδων. Συγκρίνοντας επομένως τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 1B επιτυγχάνεται συνολική εξοικονόμηση 512€ (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα κόστη λειτουργίας των ΑΠΕ) κάτι που οφείλεται στο μειωμένο συνολικό κόστος καυσίμων λόγω της διείσδυσης ΑΠΕ.

| Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Αιολικό(MWh)             | 0,18 | 0,15 | 0,13 | 0,13 | 0,1  | 0,09 | 0,07 | 0,06 | 0,02 |      |      |      |
| % αξιοποίησης αιολικού   | 72%  | 60%  | 52%  | 52%  | 40%  | 36%  | 28%  | 24%  | 8%   |      |      |      |
| Ηλιακό (MWh)             |      |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,09 | 0,08 | 0,1  |
| % αξιοποίησης ηλιακού    |      |      |      |      |      |      |      |      |      | 57%  | 50%  | 63%  |
|                          | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| Αιολικό(MWh)             | 0,13 | 0,24 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,24 | 0,18 | 0,2  | 0,18 | 0,15 |
| % αξιοποίησης αιολικού   | 52%  | 96%  | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 96%  | 72%  | 80%  | 72%  | 60%  |
| Ηλιακό(MWh)              |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| % αξιοποίησης ηλιακού    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.18: Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ από το σύστημα (Σενάριο 4B)

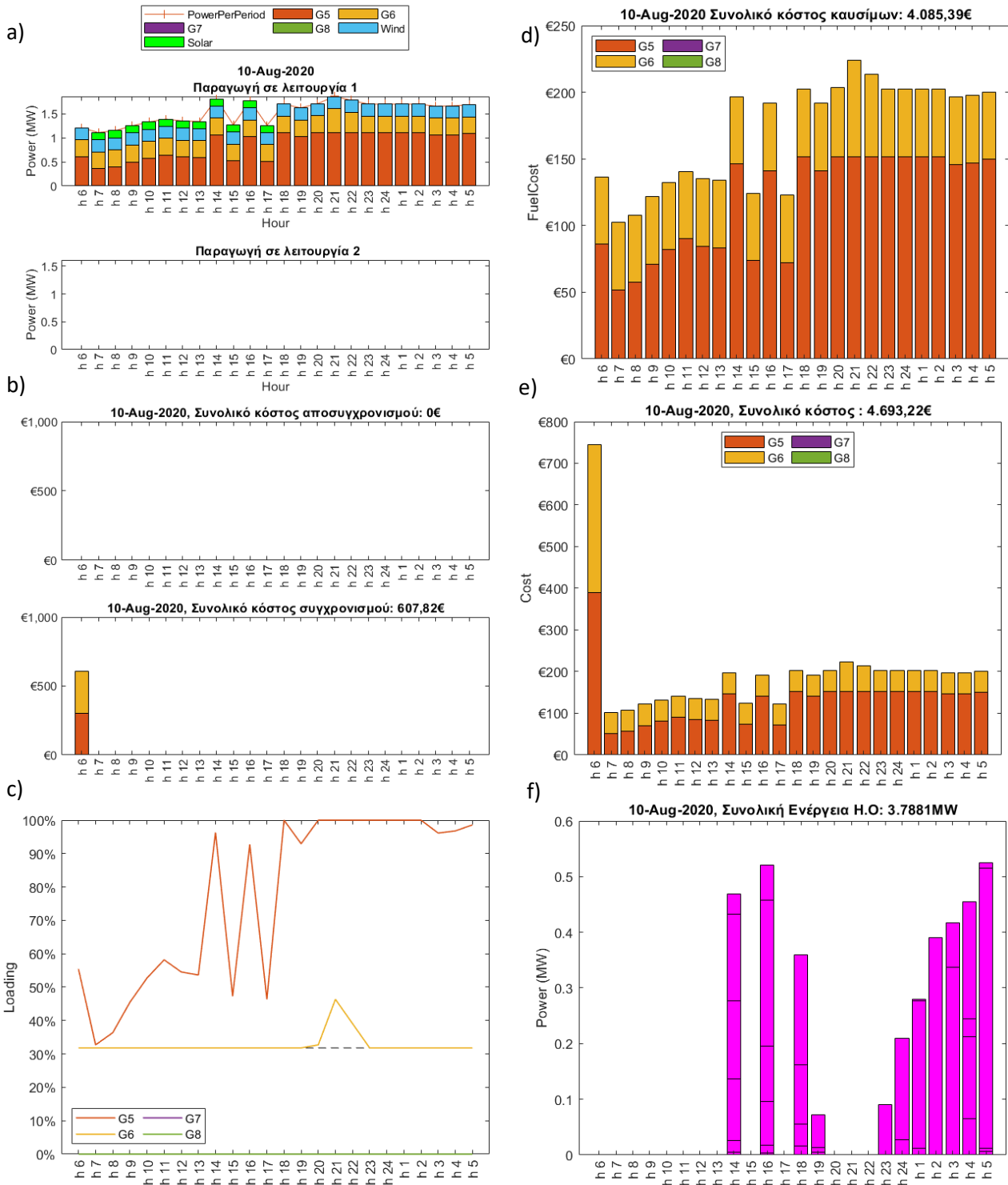
| h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| 0,35 | 0,35 | 0,45 | 0,56 | 0,51 | 0,43 | 0,38 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |

Πίνακας 4.19: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συμβατικών μονάδων (Σενάριο 4B)



4.2.5. Σενάριο 5

4.2.5.1. Περίπτωση Α



Σχήμα 4.9: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με διείδυση ΑΠΕ, και πλήρη διείδυση ΗΟ (Σενάριο 5Α)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με αξιοποίηση ΑΠΕ και πλήρη διεύθυνση ΗΟ. για μια ημέρα υψηλής ζήτησης (Σενάριο 5Α), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση των μονάδων G5 και G6 από την πρώτη περίοδο του εξεταζόμενου εύρους ενώ παρατηρείται ότι το φορτίο που προσφέρεται από τις ΑΠΕ απορροφάται πλήρως από το σύστημα σε αντιστοιχία με το Σενάριο 4Α. Να σημειωθεί ότι η λειτουργία των ΑΠΕ μειώνει το φορτίο της μονάδας G5 σε σύγκριση με το Σενάριο 3Α με αποτέλεσμα να εργάζεται για πολύ λιγότερο χρόνο στο πλήρες επιτρεπόμενο φορτίο όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.9(c). Παρατηρείται και πάλι (σε συμφωνία με το Σενάριο 4Α) πως η πλήρης απορρόφηση της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ καλύπτει μικρό ποσοστό της συνολικής ζήτησης που παρουσιάζει το φορτίο (Πίνακας 4.20)

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία των μονάδων G5 και G6 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 4.694€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 4.086€ ενώ περίπου 608€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση των μονάδων. Συγκρίνοντας επομένως τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 3Α επιτυγχάνεται συνολική εξοικονόμηση 1035€ (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα κόστη λειτουργίας των ΑΠΕ) κάτι που οφείλεται στο μειωμένο συνολικό κόστος καυσίμων λόγω της διεύθυνσης ΑΠΕ και στη διαφορετική κατανομή φόρτισης των ΗΟ.

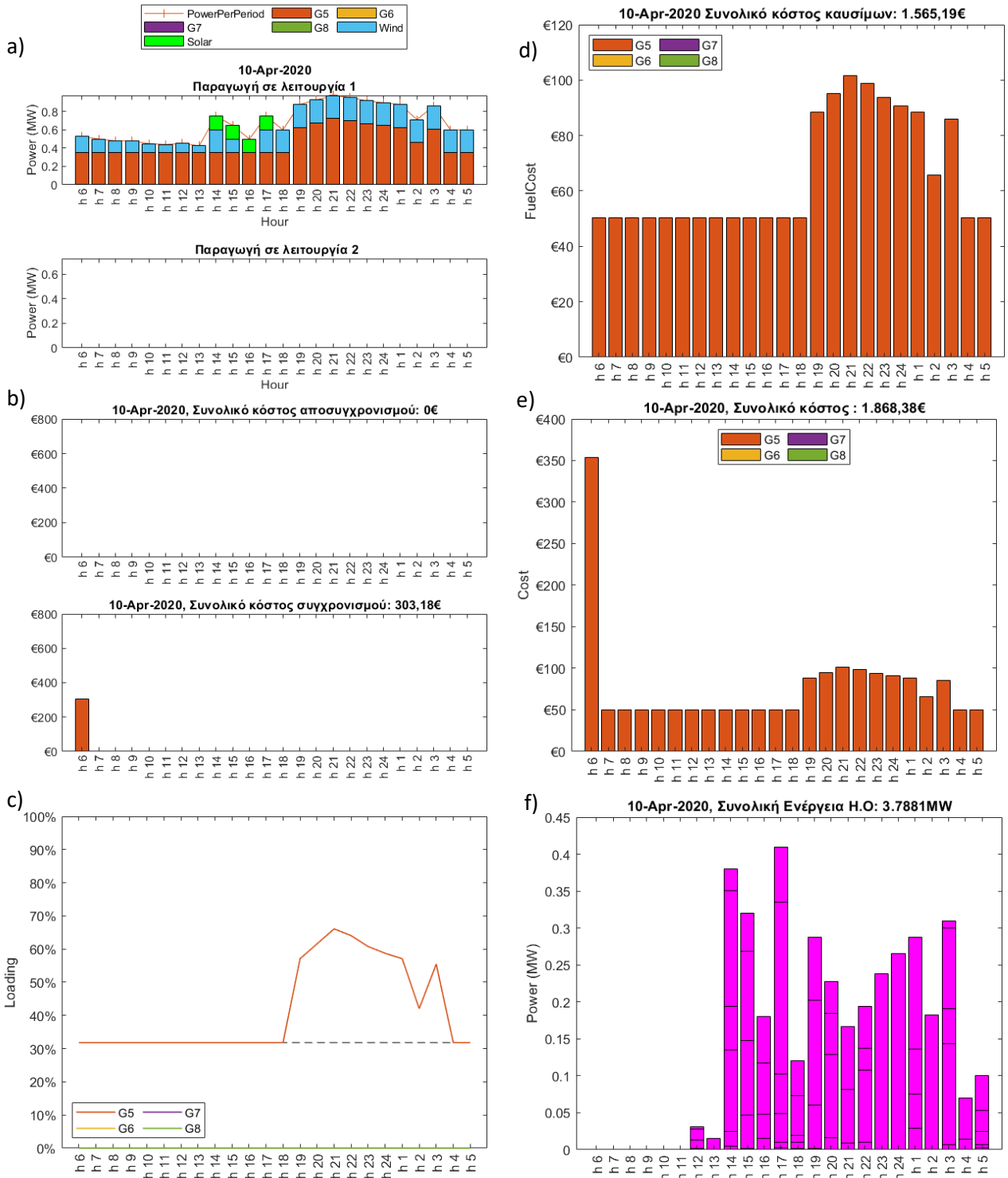
|      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
| 21%  | 36%  | 35%  | 32%  | 30%  | 29%  | 30%  | 30%  | 22%  | 31%  | 23%  | 32%  |
| h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| 15%  | 15%  | 15%  | 13%  | 14%  | 15%  | 15%  | 15%  | 15%  | 15%  | 15%  | 15%  |

Πίνακας 4.20: Ποσοστό διεύθυνσης ΑΠΕ ως προς το συνολικό φορτίο (Σενάριο 5Α)

| Ωριαίο φορτίο από ΗΟ | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Όμάδα1               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0    |      | 0    |      |
| Όμάδα2               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,02 |      | 0,02 |      |
| Όμάδα3               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,11 |      | 0,08 |      |
| Όμάδα4               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,14 |      | 0,1  |      |
| Όμάδα5               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,16 |      | 0,26 |      |
| Όμάδα6               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,04 |      | 0,06 |      |
|                      | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| Όμάδα1               |      | 0    |      |      |      |      |      | 0,01 |      | 0    |      | 0    |
| Όμάδα2               | 0,02 | 0,01 |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,07 | 0    |
| Όμάδα3               | 0,04 |      |      |      |      |      |      | 0,26 |      |      | 0,15 | 0    |
| Όμάδα4               | 0,11 | 0,06 |      |      |      |      |      | 0    | 0,39 |      | 0,03 | 0,01 |
| Όμάδα5               | 0,2  |      |      |      |      |      | 0,03 |      |      | 0,34 |      | 0,5  |
| Όμάδα6               |      |      |      |      |      | 0,09 | 0,18 |      |      | 0,08 | 0,21 | 0,01 |

Πίνακας 4.21: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 5Α

4.2.5.2. Περίπτωση Β



Σχήμα 4.10: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με διεύθυνση ΑΠΕ, και πλήρη διεύθυνση ΗΟ (Σενάριο 5B)

Στην περίπτωση του ΠΔΜΟΔΕ με αξιοποίηση ΑΠΕ και πλήρη διείσδυση ΗΟ. για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης (Σενάριο 5B), ο αλγόριθμος επιλέγει την ενεργοποίηση της μονάδας G5 ενώ παρατηρείται ότι το φορτίο που προσφέρεται από τις ΑΠΕ (Πίνακας 4.22) δεν απορροφάται πλήρως από το σύστημα, παρόλο που εμφανίζει αρκετά μεγαλύτερη απορρόφηση συγκριτικά με το Σενάριο 4B. Να σημειωθεί ότι η ένταξη των ΗΟ σε συνδυασμό με τη λειτουργία των ΑΠΕ μειώνει το φορτίο της μονάδας G5 σε σύγκριση με το Σενάριο 3B με αποτέλεσμα να εργάζεται κατά κύριο λόγο στο κατασκευαστικά προτεινόμενο ελάχιστο φορτίο, ενώ κατορθώνεται η λειτουργία της μονάδας σε Λειτουργία 1 καθ'όλο το εξεταζόμενο εύρος όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.10(a&c). Το γεγονός ότι η μονάδα G5 λειτουργεί στο επίπεδο TML αποδίδεται στην ανάγκη τήρησης στρεφόμενων εφεδρειών, κάτι που επιφέρει σαν αποτέλεσμα τη χαμηλή απορρόφηση της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.

Υπολογίζεται ότι το συνολικό κόστος για τη λειτουργία της μονάδας G5 ανέρχεται περίπου στο ύψος των 1.868€ εκ των οποίων τα κόστη καυσίμων φτάνουν στην τιμή των 1.565€ ενώ περίπου 303€ απαιτούνται για την ενεργοποίηση της μονάδας G5. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα που προκύπτουν με αυτά του Σεναρίου 3B επιτυγχάνεται συνολική εξοικονόμηση 707€ (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα κόστη λειτουργίας των ΑΠΕ) κάτι που οφείλεται στο μειωμένο συνολικό κόστος καυσίμων λόγω της διείσδυσης ΑΠΕ. Παρατηρείται ότι η αύξηση του φορτίου που επιφέρουν τα ΗΟ αυξάνει την απορρόφηση των ΑΠΕ και συνεπώς επιτυγχάνεται εξοικονόμηση με τη χρήση ΑΠΕ συγκριτικά με το Σενάριο 4B.

| Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Αιολικό( <i>MWh</i> )    | 0,18 | 0,15 | 0,13 | 0,13 | 0,1  | 0,09 | 0,1  | 0,08 | 0,25 | 0,15 |      | 0,25 |
| % αξιοποίησης αιολικού   | 72%  | 60%  | 52%  | 52%  | 40%  | 36%  | 41%  | 30%  | 100% | 60%  |      | 100% |
| Ηλιακό ( <i>MWh</i> )    |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| % αξιοποίησης ηλιακού    |      |      |      |      |      |      |      |      | 100% | 100% | 100% | 100% |
|                          | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| Αιολικό( <i>MWh</i> )    | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| % αξιοποίησης αιολικού   | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Ηλιακό( <i>MWh</i> )     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| % αξιοποίησης ηλιακού    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Πίνακας 4.22: : Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ από το σύστημα (Σενάριο 5B)

|      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
| 34%  | 30%  | 27%  | 27%  | 22%  | 20%  | 22%  | 18%  | 53%  | 46%  | 30%  | 53%  |
| h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| 42%  | 28%  | 27%  | 26%  | 26%  | 27%  | 28%  | 28%  | 35%  | 29%  | 42%  | 42%  |

Πίνακας 4.23: Ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ ως προς το συνολικό φορτίο (Σενάριο 5Α)

| Ωριαίο φορτίο από ΗΟ | h 6  | h 7  | h 8  | h 9  | h 10 | h 11 | h 12 | h 13 | h 14 | h 15 | h 16 | h 17 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Όμάδα1               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0    | 0    |      | 0    |
| Όμάδα2               |      |      |      |      |      |      | 0    |      | 0,02 |      | 0,02 | 0,01 |
| Όμάδα3               |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,11 | 0,04 | 0,03 | 0,04 |
| Όμάδα4               |      |      |      |      |      |      | 0,01 |      | 0,06 | 0,1  | 0,07 | 0,05 |
| Όμάδα5               |      |      |      |      |      |      | 0,02 |      | 0,16 | 0,12 |      | 0,23 |
| Όμάδα6               |      |      |      |      |      |      | 0    | 0,02 | 0,03 | 0,05 | 0,06 | 0,08 |
|                      | h 18 | h 19 | h 20 | h 21 | h 22 | h 23 | h 24 | h 1  | h 2  | h 3  | h 4  | h 5  |
| Όμάδα1               | 0    | 0    |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,01 | 0    |
| Όμάδα2               | 0,01 |      | 0,02 | 0,01 | 0,01 |      |      | 0,03 |      | 0,01 |      | 0    |
| Όμάδα3               | 0,01 |      | 0,11 |      | 0,1  |      |      |      |      | 0,14 | 0,06 | 0    |
| Όμάδα4               | 0,05 | 0,06 | 0,05 |      |      |      | 0,27 | 0,05 |      | 0,05 |      | 0,02 |
| Όμάδα5               | 0,05 | 0,14 | 0,04 | 0,07 | 0,03 | 0,24 |      | 0,06 | 0,18 | 0,11 |      | 0,03 |
| Όμάδα6               |      | 0,09 |      | 0,09 | 0,06 |      |      | 0,15 |      | 0,01 |      | 0,05 |

Πίνακας 4.24: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 5Β

### 4.3. Συνοπτική σύγκριση αποτελεσμάτων

Συνοψίζοντας τα αποτελέσματα που προκύπτουν, καταδεικνύεται πως η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων σε συνδυασμό με την ένταξη μονάδων ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να επιφέρει οικονομικότερα αποτελέσματα εάν πραγματοποιείται και καταρτάται ο κατάλληλος ημερήσιος προγραμματισμός σε ένα οποιοδήποτε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Με την ανάλυση του σεναρίου 1 επεξηγείται η κατανομή φορτίου και η κατανομή του κόστους, ενώ ταυτόχρονα προβάλλεται η αναγκαιότητα της ύπαρξης και τήρησης των στρεφόμενων εφεδρειών ενός συστήματος. Ακόμα, καταδεικνύεται η χρησιμότητα της διεπίπεδης λειτουργίας των μονάδων για την κάλυψη κυρίως των περιόδων χαμηλής ζήτησης. Με τα σενάρια 2 και 3 αναλύεται η διαμόρφωση που επιφέρεται στο σύστημα από τη διείσδυση των ΗΟ και παρατηρείται η χρησιμότητα του μοντέλου ως προς τη διαχείρισή τους ως ευέλικτα φορτία, που πολλές φορές μπορεί να διευκολύνει το χρονοπρογραμματισμό της ηλεκτροπαραγωγής, παρόλο που επιφέρει σημαντικές προσαυξήσεις στην συνολική ζήτηση φορτίου.

Από τη σύγκριση των σεναρίων 2 και 3 επομένως, εξάγεται το συμπέρασμα ότι η ύπαρξη χρονοπρογραμματισμού στην φόρτιση των ΗΟ, μπορεί να επιφέρει σημαντική εξοικονόμηση ως προς το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, εξομαλύνοντας επίσης τα επίπεδα φόρτισης των μονάδων. Κάτι τέτοιο μπορεί να επιτευχθεί με τη μέθοδο της «έξυπνης φόρτισης» και μέσω βελτιστοποιημένων στρατηγικών χρέωσης.

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των περιπτώσεων Α και Β για τα Σενάρια 4 και 5 διαπιστώνεται ότι ενώ για την περίπτωση υψηλής ζήτησης ενέργειας θα παρουσίαζε ενδιαφέρον η αύξηση του δυναμικού ανανεώσιμων πηγών ενέργειας καθώς η προκύπτουσα ηλεκτροπαραγωγή θα μπορούσε να απορροφηθεί από το σύστημα, στην περίπτωση χαμηλής ζήτησης φορτίου μια τέτοια επένδυση δεν θα επέφερε κανένα αποτέλεσμα. Παρατηρείται δηλαδή ότι εξ αιτίας της ανάγκης τήρησης στρεφόμενων εφεδρειών κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης περιορίζεται σε μεγάλο βαθμό η διείσδυση και η απορρόφηση της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ. Κάτι που αποτελεί ένα ιδιαίτερα σημαντικό πρόβλημα για το νησί της Αστυπάλαιας και γενικότερα για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά της ελληνικής επικράτειας, καθώς παρουσιάζουν πολύ έντονη διακύμανση και εποχικότητα φορτίου.

## 5. Συμπεράσματα- Μελλοντικές κατευθύνσεις

Στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται μια μέθοδος δέσμευσης μονάδων και οικονομικού διαμοιρασμού βασισμένη σε ΓΠΜΑ (MILP) για απομονωμένα συστήματα ισχύος, που επιτυγχάνει την εύρεση οικονομικότερης λύσης επιτρέποντας τη λειτουργία των θερμικών μονάδων κάτω από το τεχνικό ελάχιστο επίπεδο φόρτισής τους και παράλληλα δίνοντας έμφαση στην επίδραση των ηλεκτρικών οχημάτων στην πλευρά της παραγωγής. Η ανάγκη ενσωμάτωσης μιας τέτοιας λειτουργικότητας στο κλασικό πρόβλημα ΔΜ-ΟΔ προκύπτει με στόχο να επιλύεται το προφανές παράδοξο της δέσμευσης ακριβών αλλά ευέλικτων μονάδων αιχμής κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης, καθώς και να ενισχύεται η διείσδυση των ΑΠΕ. Η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ΔΜ-ΟΔ-ΜΑ δύο επιπέδων απαιτεί τον καθορισμό ενός μειωμένου ελάχιστου φορτίου, χαμηλότερου από το τυπικό τεχνικό ελάχιστο όριο, αλλά αρκετά υψηλού για την αποφυγή περιττών λειτουργικών κινδύνων και κόστους. Η λειτουργία σε Λειτουργία 2 (μεταξύ RML και TML) συντονίζεται μέσω παραγόντων ποινής κόστους για να αποτρέπεται η παρατεταμένη και άσκοπη υποφόρτιση των θερμικών μονάδων.

Δοκιμασμένο σε δέκα διαφορετικά σενάρια, το μοντέλο δύο επιπέδων που παρουσιάζεται αποδείχθηκε ένα πολύτιμο και ευέλικτο εργαλείο για τη διαχείριση της ηλεκτροπαραγωγής, ειδικά σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Η υιοθέτησή του μειώνει το κόστος παραγωγής του συστήματος και τις περικοπές ΑΠΕ και επιλύει ζητήματα μη εύρεσης λύσεων ΔΜ-ΟΔ σε απομονωμένα συστήματα ισχύος, ενώ η λειτουργία των μονάδων σε χαμηλά φορτία εφαρμόζεται σε περιορισμένες περιπτώσεις και επομένως χωρίς ιδιαίτερους κινδύνους όσον αφορά τη λειτουργία και συντήρησή τους .

Στα πλαίσια της ενσωμάτωσης των ΗΟ χρησιμοποιήθηκε ένας γενικός αλγόριθμος που ομαδοποιεί τα μεμονωμένα οχήματα, επιτρέποντας έτσι την αποτελεσματική ενσωμάτωσή τους στο μοντέλο, χωρίς να απαιτούνται συμβιβασμοί στη λεπτομέρεια και το ρεαλισμό των σεναρίων.

Πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις για διαφορετικά σενάρια χάρη στην ανάλυση των οποίων διαπιστώθηκε ότι εάν η φόρτιση είναι τυχαία χωρίς κανένα κεντρικό έλεγχο, το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενδέχεται να μην μπορεί να εξυπηρετήσει τη ζήτηση, ή να καταφεύγει σε πολύ ακριβούς τρόπους κάλυψής της. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση φορτίου (συμπεριλαμβανομένων των αναγκών στρεφόμενων εφεδρειών) κατά τις ώρες αιχμής μπορεί να υπερβαίνει την ικανότητα παραγωγής του συστήματος εάν δεν δημιουργηθεί κατάλληλο πρόγραμμα φόρτισης των ΗΟ. Επομένως, σε μια τέτοια περίπτωση χωρίς κεντρικό σύστημα ελέγχου φόρτισης και δημιουργίας προγράμματος φόρτισης, θα πρέπει να γίνονται πρόσθετες επενδύσεις για εγκατάσταση υψηλότερης δυναμικότητας παραγωγής. Η λύση αυτή αποφεύγεται με τη χρήση του μοντέλου που παρουσιάζεται, βελτιστοποιώντας τη φόρτιση και

επιτρέποντας υψηλότερο επίπεδο διείσδυσης ΗΟ καθώς ο αλγόριθμος αποφασίζει πότε θα φορτίσει τα ΗΟ στο σύστημα επιτυγχάνοντας την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής.

Μελλοντικές μελέτες θα μπορούσαν να επικεντρωθούν στην δυνατότητα του παρόντος αλγορίθμου (που δεν εφαρμόστηκε στα πλαίσια της συγκεκριμένης μελέτης), να αναλύεται η επίδραση των ηλεκτρικών οχημάτων στις εκπομπές CO<sub>2</sub>. Το καθαρό όφελος των ηλεκτρικών οχημάτων μπορεί να υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ των εκπομπών CO<sub>2</sub> που αποφεύγονται με την αντικατάσταση των συμβατικών οχημάτων με ΗΟ, μείον τις εκπομπές CO<sub>2</sub> από την πρόσθετη ηλεκτροπαραγωγή που αυτά επιφέρουν.

Μια ακόμη μέθοδος που θα μπορούσε να εξετασθεί ως μέσο ενίσχυσης της ένταξης των ανανεώσιμων πηγών στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με ταυτόχρονη αξιοποίηση της διείσδυσης των ΗΟ, είναι η σύνδεση και φόρτιση των ΗΟ στο δίκτυο κατά τις ώρες όπου η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι υψηλή και δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα. Θα μπορούσε δηλαδή το παρόν μοντέλο να συνδυαστεί με κάποιον αλγόριθμο αξιοποίησης της λειτουργίας «οχήματα στο δίκτυο (V2G)» με στόχο την αξιοποίηση των ΗΟ ως ευέλικτα σημεία αποθήκευσης ενέργειας, με αποτέλεσμα να επιτρέπεται μεγαλύτερη διείσδυση και απορρόφηση των ΑΠΕ με οικονομικότερο τρόπο.

Με στόχο την ακόμη υψηλότερη απορρόφηση της ηλεκτροπαραγωγής από μονάδες ΑΠΕ κρίνεται σκόπιμη η μελέτη εγκατάστασης μέσω αποθήκευσης ενέργειας προκειμένου να μην χάνεται αλλά να αποθηκεύεται η παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ. Μια τέτοια πρόσθετη δυνατότητα στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας θα μείωνε τα επίπεδα τήρησης στρεφόμενων εφεδρειών και συνεπώς τα συνολικά κόστη λειτουργίας του συστήματος ενώ παράλληλα θα επέτρεπε την πλήρη αξιοποίηση και απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.



## Αναφορές

---

- ABB, 2011. *Technical Application Papers No.13 Wind power plants*, s.l.: s.n.
- Abdi, H., 2021. Profit-based unit commitment problem: A review of models, methods, challenges, and future directions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Abdou, I. & Tkiouat, M., 2018. Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review.. *International Journal of Electrical & Computer Engineering (2088-8708) v.8.3*.
- Abujarad, S. Y. M. M. W. J. J. J., 2017. Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 215--223.
- Aghaei, M. a. K. N. M. et al., 2020. Solar PV systems design and monitoring. *Photovoltaic Solar Energy Conversion*, pp. 117--145.
- Alizadeh, M. et al., 2016. Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1186--1193.
- Anderson, M., 2017. *European Technology & Innovation Platform On Wind Energy*, s.l.: s.n.
- Anon., 2018. *Καμπύλη Ισχύος Α/Γ*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <http://aiolikastinaitoloakarnania.blogspot.com/2018/10/anemogennitries-onomastiki-isxys-kai-pragmatikotita.html>
- astypalaia.gr, 2021. *Κλίμα και Γεωγραφία - Αστυπάλεια*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://www.astypalaia.gr/%CE%BA%CE%BB%CE%AF%CE%BC%CE%B1-%CE%BA%CE%B1%CE%B9-%CE%B3%CE%B5%CF%89%CE%B3%CF%81%CE%B1%CF%86%CE%AF%CE%B1-climate-and-geography/>
- Bhardwaj, A. et al., 2012. Unit commitment in electrical power system-a literature review. *2012 IEEE international power engineering and optimization conference Melaka, Malaysia*, pp. 275--280.
- Bikeri, A. K., Muriithi, C. M. & Kihato, P. K., 2015. A review of unit commitment in deregulated electricity markets. *Proceedings of Sustainable Research and Innovation Conference*, pp. 9--13.
- Borba, B. S. M., Szklo, A. & Schaeffer, R., 2012. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy*, pp. 469--481.
- Boulanger, A. G., Chu, A. C., Maxx, S. & Waltz, D. L., 2011. Vehicle electrification: Status and issues. *Proceedings of the IEEE*, pp. 1116--1138.
- Brown, D. et al., 2021. The Future of the EU Automotive Sector. *European Parliament document for Industry, Research and Energy ITRE*, p. 38.

- Carrion, M. & Arroyo, J. M., 2006. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on power systems*, pp. 1371--1378.
- Chalakatevaki, M. et al., 2017. Creating the electric energy mix in a non-connected island. *Energy Procedia*, pp. 425--434.
- Chandram, K., Subrahmanyam, N. & Sydulu, M., 2008. New approach with muller method for profit based unit commitment. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. s.l.:IEEE, pp. 1--8.
- Chandrasekaran, K., Hemamalini, S., Simon, S. P. & Padhy, N. P., 2012. Thermal unit commitment using binary/real coded artificial bee colony algorithm. *Electric Power Systems Research*, pp. 109--119.
- Cochran, J. et al., 2014. *Flexibility in 21st century power systems*, CO (United States): National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden,.
- Columbus, C. C. a. C. K. a. S. S. P., 2012. Nodal ant colony optimization for solving profit based unit commitment problem for GENCOs. *Applied soft computing*, pp. 145--160.
- Das, H., Rahman, M., Li, S. & Tan, C., 2020. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews v.120*, p. 109618.
- e-astypalea.gov.gr, 2021. *e-Astypalea Services*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://e-astypalea.gov.gr/>
- Eberle, U. & Von Helmolt, R., 2010. Sustainable transportation based on electric vehicle concepts: a brief overview. *Energy & Environmental Science*, pp. 689--699.
- EEA-EU, 2016. *Electric vehicles in Europe*, s.l.: s.n.
- EEA-EU, 2021. *Emissions of air pollutants from transport*, s.l.: European Environment Agency.
- Ghose, T., Kishore, M. G. & Sukumar, P., 2006. Solution of profit based unit commitment considering market equilibrium condition. *IEEE Power India Conference*.
- Gjorgiev, B., Kancev, D., Cepin, M. & Volkanovski, A., 2015. Multi-objective unit commitment with introduction of a methodology for probabilistic assessment of generating capacities availability. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, pp. 236--249.
- Hadley, S. W. & Tsvetkova, A. A., 2009. Potential impacts of plug-in hybrid electric vehicles on regional power generation. *The Electricity Journal*, pp. 56--68.
- Hamilton, J., Negnevitsky, M. & Wang, X., 2018. Economics of renewable energy integration and energy storage via low load diesel application. *Energies*, p. 1080.
- Hedegaard, K., Ravn, H., Juul, N. & Meibom, P., 2012. Effects of electric vehicles on power systems in Northern Europe. *Energy*, pp. 356--368.

- Hobbs, B. F., Rothkopf, M. H., O'Neill, R. P. & Chao, H.-p., 2006. *The next generation of electric power unit commitment models*. 36 ed. s.l.:Springer Science & Business Media.
- Hosseini, S. H., Khodaei, A. & Aminifar, F., 2007. A novel straightforward unit commitment method for large-scale power systems. *IEEE transactions on power systems*, pp. 2134--2143.
- Joshi, A., 2019. Review of vehicle engine efficiency and emissions. *SAE International Journal of Advances and Current Practices in Mobility*, pp. 734--761.
- Kaboli, S. H. A. & Alqallaf, A. K., 2019. Solving non-convex economic load dispatch problem via artificial cooperative search algorithm. *Expert Systems with Applications*, pp. 14--27.
- Khalid, M. R. a. A. M. S. a. S. A. a. A. M. J., 2019. A Comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid. *Elsevier- Etransportation*, p. 100006.
- Kumar, L., Gupta, K. K. & Jain, S., 2013. Architecture and configuration of electrified vehicles: A review. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 1--6.
- Lee, K.-S. & Song, S.-H., 2007. An Explicit Column Generation Algorithm for the Profit Based Unit Commitment Problem in Electric Power Industry. *IE interfaces*, pp. 186--194.
- Li, N. et al., 2015. Flexible operation of batteries in power system scheduling with renewable energy. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 685--696.
- Li, T. & Shahidehpour, M., 2005. Price-based unit commitment: A case of Lagrangian relaxation versus mixed integer programming. *IEEE transactions on power systems*, pp. 2015--2025.
- Li, Z., Khajepour, A. & Song, J., 2019. A comprehensive review of the key technologies for pure electric vehicles. *Elsevier-Energy v.182*, pp. 824-839.
- Loisel, R., 2012. Power system flexibility with electricity storage technologies: A technical--economic assessment of a large-scale storage facility. *International journal of electrical power & energy systems*, pp. 542--552.
- Madzharov, D., Delarue, E. & D'haeseleer, W., 2014. Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling. *Energy*, pp. 285--294.
- Ma, J. et al., 2013. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. *2013 IEEE power & energy society general meeting*, pp. 1--11.
- MAN Diesel & Turbo, 2017. *Emission Project Guide - MAN B&W Two-stroke Marine Engines.*, Denmark: s.n.
- Manimekalai, P., Harikumar, R. & Raghavan, S., 2013. An overview of batteries for photovoltaic (PV) systems. *International Journal of Computer Applications*.
- Mantawy, A., Abdel-Magid, Y. L. & Selim, S. Z., 1998. A simulated annealing algorithm for unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 197--204.
- meteo.gr, 2021. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://meteosearch.meteo.gr/>

- Negnevitsky, M., Hamilton, J. & Wang, X., 2017. Economic rationalization of energy storage under low load diesel application. *Energy Procedia*, pp. 65--70.
- Noel, L., De Rubens, G. Z., Sovacool, B. & Kester, J., 2019. Fear and loathing of electric vehicles: The reactionary rhetoric of range anxiety. *Energy research & social science v.48*, pp. 96--107.
- Padhy, N. P., 2004. Unit commitment-a bibliographical survey. *IEEE Transactions on power systems*, pp. 1196--1205.
- Papathanassiou, S. A. & Boulaxis, N. G., 2006. Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems. *Renewable energy*, pp. 457--479.
- Pokharel, B. K., Shrestha, G., Lie, T. & Fleten, S.-E., 2005. Price based unit commitment for Gencos in deregulated markets. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 428--433.
- ppel.gov.gr, 2020. Περιφέρεια Πελοποννήσου. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://www.ppel.gov.gr/wp-content/uploads/2020/08/fotomeg.jpg.webp>
- Psarros, G. N., Nanou, S. I., Papaefthymiou, S. V. & Papathanassiou, S. A., 2018. Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration. *Renewable Energy*, pp. 338--352.
- Psarros, G. N. & Papathanassiou, S. A., 2019. A unit commitment method for isolated power systems employing dual minimum loading levels to enhance flexibility. *Electric Power Systems Research*.
- Rezvani, A., Gandomkar, M., Izadbakhsh, M. & Ahmadi, A., 2015. Environmental/economic scheduling of a micro-grid with renewable energy resources. *Journal of cleaner production*, pp. 216--226.
- Richter, C. W. & Sheble, G. B., 2000. A profit-based unit commitment GA for the competitive environment. *IEEE Transactions on Power systems*, pp. 715--721.
- Saber, A. Y. & Venayagamoorthy, G. K., 2009. Unit commitment with vehicle-to-grid using particle swarm optimization. *IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1--8.
- Saravanan, B., Das, S. & Sikri, S. a. K. D., 2013. A solution to the unit commitment problem—a review. *Frontiers in Energy*, pp. 223--236.
- Shukla, A. & Singh, S. N., 2016. Multi-objective unit commitment with renewable energy using hybrid approach. *IET renewable power generation*, pp. 327--338.
- Sirizi, M., Ardehali, M. & Nazari, M., 2010. A new approach for solving profit-based unit commitment problem in competitive electricity market. *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, pp. 1307--1316.
- smartastypalea.gov.gr, 2021. Ηλεκτροκίνηση οχημάτων – Smart & Sustainable Island. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://smartastypalea.gov.gr/ilektrokinisi-oximaton/?lang=el>
- Stamou, P. et al., 2017. Creating the electric energy mix of a non-connected Aegean island. *European Geosciences Union General Assembly, Geophysical Research Abstracts*.

- Sun, X. A., 2011. *Advances in electric power systems: robustness, adaptability, and fairness*, s.l.: Massachusetts Institute of Technology.
- Taylor, J. et al., 2010. Evaluations of plug-in electric vehicle distribution system impacts. *IEEE PES General Meeting*, pp. 1--6.
- Ting, T., Yang, X.-S., Cheng, S. & Huang, K., 2015. Hybrid metaheuristic algorithms: past, present, and future. *Recent advances in swarm intelligence and evolutionary computation*, pp. 71--83.
- Transport & Environment, 2020. *EU public charging infrastructure needs until 2030*, Brussels: European Federation for Transport and Environment AISBL.
- Tsalavoutis, V. A., Vrionis, C. G. & Tolis, A. I., 2021. Optimizing a unit commitment problem using an evolutionary algorithm and a plurality of priority lists. *Operational Research*, pp. 1--54.
- Vrionis, C., Tsalavoutis, V. & Tolis, A., 2020. A Generation Expansion Planning model for integrating high shares of renewable energy: A Meta-Model Assisted Evolutionary Algorithm approach. *Applied Energy*.
- Wood, A. J., Wollenberg, B. F. & Sheble, G. B., 2013. *Power generation, operation, and control*. s.l.: John Wiley & Sons.
- Yamin, H. Y., 2004. Review on methods of generation scheduling in electric power systems. *Electric Power Systems Research*, pp. 227--248.
- Zhang, Q., McLellan, B. C., Tezuka, T. & Ishihara, K. N., 2013. A methodology for economic and environmental analysis of electric vehicles with different operational conditions. *Energy*, pp. 118--127.
- Zhang, X., Zhao, J. & Chen, X., 2009. A hybrid method of lagrangian relaxation and genetic algorithm for solving UC problem. *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, pp. 1--6.
- Γκερεδάκης, Ε., 2021. *Επισκόπηση τεχνολογίας και νομοθετικού πλαισίου λειτουργίας σταθμών φόρτισης για ηλεκτρικά αυτοκίνητα-Κατευθύνσεις για την εγκατάσταση σταθμού φόρτισης στο ΕΛΜΕΠΑ*, Ηράκλειο: ΕΛΜΕΠΑ.
- Δανιήλ, Β., 2018. *Διερεύνηση χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μη συνδεδεμένο νησί της Αστυπάλαιας*, Αθήνα: ΕΜΠ.
- ΔΕΔΔΗΕ, 2021a. *Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά / ΔΕΔΔΗΕ*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-ape-thermiki-paragogis/>
- ΔΕΔΔΗΕ, 2021b. *Το Δίκτυο Ηλεκτρισμού*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://deddie.gr/el/deddie/to-diktuo-ilektrismou/>
- ΔΕΔΔΗΕ, 2021. *Ηλεκτρικά Συστήματα ΜΔΝ / ΔΕΔΔΗΕ*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/ilektrika-systimata-mdn/>

- ΔΕΔΔΗΕ, 2021. *ΗΣ Ασυπάλαιας / ΔΕΔΔΗΕ*. [Ηλεκτρονικό]  
 Available at: <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/dimosieusi-imerisiou-energeiakou-programmatismou/%CE%B7%CF%83-%CE%B1%CF%83%CF%84%CF%85%CF%80%CE%AC%CE%BB%CE%B1%CE%B9%CE%B1%CF%82/>
- ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΧΡΗΜΑΤΙΣΤΗΡΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε., 2019. *Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*, s.l.: Έκδοση 5.4.
- ΕΟΠ - ΕΥ, 2020. *Μεταφορές*, s.l.: Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος.
- Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2016. *Ευρωπαϊκή στρατηγική για την κινητικότητα χαμηλών εκπομπών*, Βρυξέλλες: s.n.
- Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2018. *Καθαρός πλανήτης για όλους*, Βρυξέλλες: s.n.
- Κακαράς, Ε. & Καρέλλας, Σ., 2015. *Αποκεντρωμένα Θερμικά Συστήματα*. Αθήνα: Εκδόσεις ΤΣΟΤΡΑΣ.
- Καρκατσούλη, Ι., 2010. *Επιδρασεις Της Συνδεσης Ηλεκτρικων Οχηματων Σε Δικτυα Διανομης Ηλεκτρικης Ενεργειας Για Μονιμη Κατασταση Λειτουργιας Και Μελετη Αυξησης Της Διεισδυσης ΑΠΕ*, s.l.: ΕΜΠ, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών.
- Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας,, 2017. *cres.gr*. [Ηλεκτρονικό]  
 Available at: [http://www.cres.gr/kape/energeia\\_politis/energeia\\_politis\\_windmill.htm](http://www.cres.gr/kape/energeia_politis/energeia_politis_windmill.htm)
- Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, 2017. *Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας*. [Ηλεκτρονικό].
- Κολιός, Κ., 2019. *Σχεδιασμός σταθμού ταχείας φόρτισης*, Θεσσαλονίκη: ΑΠΘ.
- ΛΑΓΗΕ, 2013. *Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*, s.l.: ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, Έκδοση 1.0.
- Παπαδιάς, Β. & Κονταξής, Γ., 2003. *Ηλεκτρική Οικονομία*. s.l.: Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
- ΡΑΕ, 2018. *ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΡΑΕ - Η Ηλεκτρική Διασύνδεση των Κυκλάδων*. [Ηλεκτρονικό]  
 Available at: <https://www.rae.gr/deltia-tipou/1567/>
- ΡΑΕ, 2020. *Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών*, s.l.: Έκδοση 3η.
- ΡΑΕ, 2021a. *Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί του Προγράμματος Ανάπτυξης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) περιόδου 2021-2027*. [Ηλεκτρονικό]  
 Available at: <https://www.rae.gr/diavoulefseis/14369/>
- ΡΑΕ, 2021b. *Μη Διασυνδ. Νησιά*. [Ηλεκτρονικό]  
 Available at: <https://www.rae.gr/mi-diasynd-nisia/>
- ΡΑΕ, 2021c. *ΕΚΘΕΣΗ ΠΕΠΡΑΓΜΕΝΩΝ 2020*, Αθήνα: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

Σεμερτζίδης, Γ., 2020. Εφαρμογή εξελικτικού αλγορίθμου για την επίλυση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων σε τομείς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με θερμικές μονάδες, ηλεκτρικά οχήματα και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, σ.λ.: ΕΜΠ-ΣΜΜ-ΒΔΕΕ.

## Κατάλογος Σχημάτων

|   |     |
|---|-----|
| Σχήμα 2.1: Καμπύλη διακύμανσης ωριαίας ζήτησης ενέργειας στην Αστυπάλαια για το έτος 2019 .....   | 59  |
| Σχήμα 2.2: Διαγράμματα ημερήσιας ζήτησης ανά μήνα του έτους 2019, (α) Χειμερινή περίοδος, (β) Περίοδος Άνοιξης, (γ) Εαρινή Περίοδος, (δ) Φθινοπωρινή Περίοδος.....      | 60  |
| Σχήμα 2.3: Μη γραμμικό μοντέλο φορτίου-καιρού.....  | 62  |
| Σχήμα 2.4: Ζήτηση φορτίου σε ωριαίο επίπεδο για: (α) μια τυπική ημέρα χειμώνα και (β) μια τυπική ημέρα θέρους .....   | 68  |
| Σχήμα 2.5: Διάγραμμα μέγιστης ημερήσιας ζήτησης – μέσης ημερήσιας θερμοκρασίας 2015-2020 .....  | 69  |
| Σχήμα 2.6: Διάγραμμα ελάχιστης ημερήσιας ζήτησης – μέσης ημερήσιας θερμοκρασίας 2015-2020 .....   | 69  |
| Σχήμα 2.7: Διάγραμμα εβδομαδιαίας διασποράς θερμοκρασίας- ζήτησης ενέργειας ( $T - S$ ) για τα έτη 2015-2020 .....  | 70  |
| Σχήμα 2.8: εκτίμηση $Lt$ της μη εξαρτώμενης από τον καιρό συνιστώσας για κάθε μελλοντική εβδομάδα για τα έτη 2021-2025 .....  | 70  |
| Σχήμα 2.9: Πρόβλεψη εβδομαδιαίων μέγιστων 2021-2025.....  | 71  |
| Σχήμα 3.1:Γραμικοποίηση του κόστους σε Λειτουργία 1 , προσαρμογή εικόνας από (Psarros & Papathanassiou, 2019).....  | 75  |
| Σχήμα 3.2: Προσδιορισμός του τεχνητού κόστους λειτουργίας σε Λειτουργία 2 .....   | 77  |
| Σχήμα 3.3: Κατανομή διαδρομών στο διάστημα 24 ωρών για τις κατηγορίες μονόδρομων και αμφίδρομων διαδρομών, Προσαρμογή των στοιχείων από (Madzharov, et al., 2014) ..... | 89  |
| Σχήμα 3.4: Κατανομή των αποστάσεων επί του συνόλου διαδρομών για τις 6 ομάδες, Προσαρμογή των στοιχείων από (Madzharov, et al., 2014) .....                             | 90  |
| Σχήμα 4.1: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, χωρίς διείσδυση ΗΟ και χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 1Α).....   | 97  |
| Σχήμα 4.2: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, χωρίς διείσδυση ΗΟ και χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 1Β).....  | 99  |
| Σχήμα 4.3: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με χρονικό περιορισμό στην διείσδυση ΗΟ, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 2Α).....                                   | 101 |
| Σχήμα 4.4: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με χρονικό περιορισμό στην διείσδυση ΗΟ, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 2Β).....                                  | 103 |
| Σχήμα 4.5: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με διείσδυση ΗΟ χωρίς χρονικό περιορισμό, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 3Α) .....                                 | 105 |
| Σχήμα 4.6: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με διείσδυση ΗΟ χωρίς χρονικό περιορισμό, χωρίς ΑΠΕ (Σενάριο 3Β) .....                                | 107 |
| Σχήμα 4.7: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με διείσδυση ΑΠΕ, χωρίς ΗΟ (Σενάριο 4Α) .....  | 109 |

|   |     |
|---|-----|
| Σχήμα 4.8: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με διείσδυση ΑΠΕ, χωρίς ΗΟ (Σενάριο 4B) .....               | 111 |
| Σχήμα 4.9: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα υψηλής ζήτησης, με διείσδυση ΑΠΕ, και πλήρη διείσδυση ΗΟ (Σενάριο 5A) .....  | 113 |
| Σχήμα 4.10: Αποτελέσματα αλγορίθμου για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης, με διείσδυση ΑΠΕ, και πλήρη διείσδυση ΗΟ (Σενάριο 5B)..... | 115 |

## Κατάλογος Πινάκων

|   |     |
|---|-----|
| Πίνακας Σ.1:Κατάλογος συμβόλων κεφαλαίου 3 .....  | 13  |
| Πίνακας Σ.2: Κατάλογος συμβόλων κεφαλαίου 2 .....   | 15  |
| Πίνακας 1.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς και σταθμούς ΑΠΕ, ζήτηση και αιχμή φορτίου, ανά νησιωτικό σύμπλεγμα, κατά το έτος 2020, Πηγή: (ΡΑΕ, 2021c)..... | 36  |
| Πίνακας 2.1: Η/Ζ ΤΣΠ Αστυπάλαιας, Πηγή: (ΡΑΕ, 2021α) .....  | 57  |
| Πίνακας 2.2: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αστυπάλαιας, Πηγή: (ΡΑΕ, 2021α) .....   | 58  |
| Πίνακας 2.3: Χαρακτηριστικά προτεινόμενου φωτοβολταϊκού πάρκου, Πηγή: (Chalakatenaiki, et al., 2017) .....  | 72  |
| Πίνακας 3.1: Διαχωρισμός ομάδων $e$ βάση της μέσης ταχύτητάς τους και των αποστάσεων των διαδρομών που εκτελούν. ....   | 89  |
| Πίνακας 3.2: Κατανάλωση και κόστος καυσίμου, σε γνωστές φορτίσεις των μονάδων, Προσαρμογή δεδομένων από (Psarros, et al., 2018).....  | 93  |
| Πίνακας 4.1: στοιχεία φορτίου ανά ώρα για μια ημέρα υψηλής ζήτησης φορτίου (Περίπτωση Α).....   | 96  |
| Πίνακας 4.2: στοιχεία φορτίου ανά ώρα για μια ημέρα χαμηλής ζήτησης φορτίου (Περίπτωση Β).....  | 96  |
| Πίνακας 4.3: Στρεφόμενες εφεδρείες συστήματος για το Σενάριο 1Α .....   | 98  |
| Πίνακας 4.4: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή μονάδων για το σενάριο 1Α.....  | 98  |
| Πίνακας 4.5: Ηλεκτροπαραγωγή σε λειτουργία 1 για το Σενάριο 1Β.....   | 100 |
| Πίνακας 4.6: Ηλεκτροπαραγωγή σε λειτουργία 2 για το Σενάριο 1Β.....   | 100 |
| Πίνακας 4.7:Στρεφόμενες εφεδρείες συστήματος για το Σενάριο 1Β .....  | 100 |
| Πίνακας 4.8:Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 2Α.....   | 102 |
| Πίνακας 4.9: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 2Α .....  | 102 |
| Πίνακας 4.10: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 2Β.....   | 104 |
| Πίνακας 4.11: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 2Α .....   | 104 |
| Πίνακας 4.12: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 3Α.....   | 106 |
| Πίνακας 4.13: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 3Α .....   | 106 |
| Πίνακας 4.14: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 3Β .....  | 108 |
| Πίνακας 4.15: Ωριαία ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα για το Σενάριο 3Β.....  | 108 |
| Πίνακας 4.16: Ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ ως προς το συνολικό φορτίο (Σενάριο 4Α)....  | 110 |
| Πίνακας 4.17: Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ από το σύστημα (Σενάριο 4Α).....   | 110 |
| Πίνακας 4.18: Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ από το σύστημα (Σενάριο 4Β).....   | 112 |
| Πίνακας 4.19: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συμβατικών μονάδων (Σενάριο 4Β) .....  | 112 |
| Πίνακας 4.20: Ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ ως προς το συνολικό φορτίο (Σενάριο 5Α)....  | 114 |
| Πίνακας 4.21: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 5Α.....   | 114 |
| Πίνακας 4.22: : Απορρόφηση δυναμικού ΑΠΕ από το σύστημα (Σενάριο 5Β).....   | 116 |



Πίνακας 4.23: Ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ ως προς το συνολικό φορτίο (Σενάριο 5Α).... 117  
 Πίνακας 4.24: Ωριαίο φορτίο από ΗΟ ανά ομάδα για το Σενάριο 5Β ..... 117  
 Πίνακας Ι.1: Πλήθος οχημάτων ανά ώρα και ομάδα..... 130  
 Πίνακας Ι.2: Θεωρούμενα και πραγματικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ..... 130

## Κατάλογος Εικόνων

---

Εικόνα 1.1: Το Δίκτυο Ηλεκτρισμού, Πηγή (ΔΕΔΔΗΕ, 2021b)..... 16  
 Εικόνα 1.2: Μέρη υβριδικών ηλεκτρικών και ηλεκτρικών οχημάτων, Πηγή: (EEA-EU, 2016)..... 23  
 Εικόνα 1.3: Ηλεκτρικά Οχήματα με Κυψέλες Καυσίμου, Πηγή: (EEA-EU, 2016)..... 24  
 Εικόνα 1.4: Ηλεκτρικά οχήματα αυξημένης αυτονομίας, Πηγή (EEA-EU, 2016)..... 24  
 Εικόνα 1.5: Ανεμογεννήτριες: α) κατακόρυφου, Πηγή: (ABB, 2011) και β) οριζόντιου άξονα, Πηγή: (Anderson, 2017)..... 28  
 Εικόνα 1.6: Μέρη τυπικής Α/Γ οριζόντιου άξονα, Πηγή: (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, 2017)..... 30  
 Εικόνα 1.7: Καμπύλη ισχύος Α/Γ οριζόντιου άξονα, Πηγή: (Αnon., 2018)..... 30  
 Εικόνα 1.8: Φωτοβολταϊκό πάρκο, Πηγή: (ppel.gov.gr, 2020) ..... 32  
 Εικόνα 1.9: Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Αύγουστο 2021, Πηγή: (ΔΕΔΔΗΕ, 2021α) ..... 35

## Παράρτημα

|     | Two Ways group 1,6 | One way group 1,6 | Two Ways group 3,2 | One way group 3,2 | Two Ways group 8 | One way group 8 | Two Ways group 16 | One way group 16 | Two Ways group 40 | One way group 40 | Two Ways group 80 | One way group 80 |
|-----|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|------------------|-----------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|
| h1  |                    |                   |                    |                   |                  |                 |                   |                  |                   |                  |                   |                  |
| h2  |                    |                   |                    |                   |                  |                 |                   |                  |                   |                  |                   |                  |
| h3  |                    |                   |                    |                   |                  |                 |                   |                  |                   |                  |                   |                  |
| h4  |                    |                   |                    |                   |                  |                 |                   |                  |                   |                  |                   |                  |
| h5  |                    |                   |                    |                   |                  |                 |                   |                  |                   |                  |                   |                  |
| h6  | 2                  |                   | 5                  |                   | 10               | 1               | 6                 |                  | 5                 |                  | 1                 |                  |
| h7  | 6                  |                   | 16                 | 1                 | 31               | 2               | 20                | 1                | 15                | 1                | 4                 |                  |
| h8  | 13                 | 1                 | 31                 | 2                 | 62               | 4               | 40                | 3                | 29                | 2                | 7                 |                  |
| h9  | 8                  | 1                 | 21                 | 1                 | 41               | 3               | 27                | 2                | 19                | 1                | 5                 |                  |
| h10 | 6                  |                   | 15                 | 1                 | 31               | 2               | 20                | 1                | 14                | 1                | 4                 |                  |
| h11 | 8                  |                   | 18                 | 1                 | 37               | 2               | 24                | 2                | 17                | 1                | 4                 |                  |
| h12 | 8                  |                   | 19                 | 1                 | 37               | 2               | 24                | 2                | 17                | 1                | 4                 |                  |
| h13 | 8                  | 1                 | 21                 | 1                 | 41               | 3               | 27                | 2                | 19                | 1                | 5                 |                  |
| h14 | 8                  | 1                 | 19                 | 1                 | 38               | 2               | 25                | 2                | 18                | 1                | 4                 |                  |
| h15 | 9                  | 1                 | 22                 | 1                 | 44               | 3               | 28                | 2                | 21                | 1                | 5                 |                  |
| h16 | 10                 | 1                 | 23                 | 2                 | 47               | 3               | 30                | 2                | 22                | 1                | 6                 |                  |
| h17 | 12                 | 1                 | 30                 | 2                 | 60               | 4               | 39                | 2                | 28                | 2                | 7                 |                  |
| h18 | 9                  | 1                 | 23                 | 1                 | 45               | 3               | 29                | 2                | 21                | 1                | 5                 |                  |
| h19 | 7                  |                   | 16                 | 1                 | 33               | 2               | 21                | 1                | 15                | 1                | 4                 |                  |
| h20 | 4                  |                   | 10                 | 1                 | 19               | 1               | 12                | 1                | 9                 | 1                | 2                 |                  |
| h21 | 3                  |                   | 7                  |                   | 13               | 1               | 9                 | 1                | 6                 |                  | 2                 |                  |
| h22 | 2                  |                   | 4                  |                   | 9                | 1               | 6                 |                  | 4                 |                  | 1                 |                  |
| h23 | 1                  |                   | 2                  |                   | 5                |                 | 3                 |                  | 2                 |                  | 1                 |                  |
| h24 |                    |                   |                    |                   |                  |                 |                   |                  |                   |                  |                   |                  |

Πίνακας Ι.1: Πλήθος οχημάτων ανά ώρα και ομάδα

| $p^{RML}$ | $p^{TML}(MW)$ | $p^{max}(MW)$ | $RU(MW/min)$ | $RD(MW/min)$ | $UT(h)$ | $DT(h)$ |
|-----------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------|---------|
| 0,245     | 0,35          | 1,1           | 0,5          | 0,8          | 3       | 3       |
| 0,245     | 0,35          | 1,1           | 0,5          | 0,8          | 3       | 3       |
| 0,245     | 0,35          | 1,1           | 0,5          | 0,8          | 3       | 3       |
| -         | 0,15          | 1,1           | 0,5          | 0,8          | 3       | 3       |

Πίνακας Ι.2: Θεωρούμενα και πραγματικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής