



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

**ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΝΗΣΙΩΤΙΚΟΥ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΜΕ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ
ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΚΑΛΛΙΟΠΗΣ Β. ΝΑΤΟΥΔΗ

Επιβλέπων : Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2015



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

**ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΝΗΣΙΩΤΙΚΟΥ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΜΕ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ
ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΚΑΛΛΙΟΠΗΣ Β. ΝΑΤΟΥΔΗ

Επιβλέπων : Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την2015.

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

.....
Στέφανος Μανιάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Αντώνιος Κλαδάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2015

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

Copyright © Νατούδη Καλλιόπη, 2015.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Ευχαριστίες

Ευχαριστώ θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Παπαθανασίου Σταύρο για την ανάθεση αυτής της διπλωματικής εργασίας, για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο επίκαιρο θέμα και για την πολύτιμη επιστημονική του καθοδήγηση.

Ιδιαίτερα ευχαριστώ τον διδάκτορα Στέφανο Παπαευθυμίου και την μηχανικό και συνεργάτη του κ. Παπαθανασίου, Σοφία Κορκίζογλου, οι οποίοι με τις γνώσεις, την εμπειρία και την καθοδήγηση που μου παρείχαν, συνέβαλαν καθοριστικά στην ολοκλήρωση της παρούσας εργασίας.

Δεν θα μπορούσα να παραλείψω τα μέλη του εργαστηρίου Γιώργο Ψαρρό και Γιάννα Θεοπούλου, για τις ενδιαφέρουσες επιστημονικές συζητήσεις που είχαμε στα πλαίσια εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας.

Αισθάνομαι την ανάγκη να ευχαριστήσω τους γονείς μου και τον αδερφό μου Χρήστο, που με στήριξαν και με στηρίζουν όλα αυτά τα χρόνια των σπουδών μου. Τέλος ένα μεγάλο ευχαριστώ στον Τάσο και σε όλους τους φίλους μου, που μου στάθηκαν στα όμορφα φοιτητικά χρόνια που περάσαμε.

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η βέλτιστη κατάρτιση και η επίλυση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ) με εφαρμογή στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΔΝ), με σημαντική αιολική και Φ/Β διείσδυση. Ο ΚΗΕΠ συνίσταται στον προσδιορισμό, σε ημερήσια βάση, της ένταξης και της φόρτισης των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής, με απώτερο στόχο την μεγιστοποίηση της διείσδυσης μη κατανεμόμενης παραγωγής ΑΠΕ, υπό το ελάχιστο δυνατό κόστος συμβατικής παραγωγής, λαμβανομένων υπόψη των τεχνικών περιορισμών των μονάδων και των λειτουργικών κανόνων του συστήματος. Στους λειτουργικούς κανόνες περιλαμβάνονται και οι απαιτήσεις εφεδριών του συστήματος, καθώς παίζουν καθοριστικό ρόλο στην διαμόρφωση ασφαλών συνθηκών για την επίτευξη υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ. Κατά τη διαμόρφωση των απαιτήσεων έγινε προσπάθεια ώστε να ληφθούν υπόψιν όλοι οι παράγοντες που μπορεί να διαταράξουν την ομαλή λειτουργία του συστήματος, είτε αυτοί αφορούν την αβεβαιότητα της πρωτογενούς ενέργειας ΑΠΕ, είτε του φορτίου, είτε σφάλματα στο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού.

Γίνεται η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος της ένταξης των μονάδων παραγωγής, το οποίο μοντελοποιείται ως ένα πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού. Για το σκοπό αυτό, χρησιμοποιείται μοντέλο λογιστικής προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στην προγραμματιστική γλώσσα του περιβάλλοντος Matlab 7.10 και για την επίλυση χρησιμοποιείται το λογισμικό βελτιστοποίησης Cplex 12.5.

Παρουσιάζονται αποτελέσματα ετήσιων προσομοιώσεων του συστήματος της Κρήτης, με έτος αναφοράς το 2018. Διερευνώνται δύο βασικά σενάρια λειτουργίας του συστήματος, με και χωρίς μονάδες υποχρεωτικής ένταξης (must run) . Εκθέτονται και αξιολογούνται αποτελέσματα που αφορούν τη διείσδυση και τις περικοπές ΑΠΕ, τις απαιτήσεις εφεδριών προς τήρηση, τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, καθώς και ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα που αφορούν το σύστημα παραγωγής του νησιού συνολικά.

Λέξεις Κλειδιά

Μη Διασυνδεδεμένο Νησιωτικό Σύστημα, Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός, Μικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός, Διείσδυση ΑΠΕ, Ένταξη Συμβατικών Μονάδων, Στρεφόμενη Εφεδρεία, set-points, Μέσο Κόστος Συστήματος

Abstract

The purpose of this thesis is the optimal formulation and solution of the Rolling Daily Ahead Scheduling (DAS), applicable in a Non-Interconnected Island (NII) system with significant PV and wind penetration. The DAS performs the unit commitment of the dispatchable units, on an hourly basis for the day ahead, with a view to optimizing the system cost while ensuring increased RES penetration and taking into account the technical limitations of units and functional rules of the system. Reserve system requirements are included in these rules, since they play a key role in shaping the safe conditions for achieving high RES penetration. While formulating the reserves requirements, there was an attempt to take into account all the factors that can disrupt the operation of the system, whether they relate to the uncertainty of primary RES energy, either the load, or errors in the electrical system of the island.

The unit commitment problem is modeled as a Mixed Integer Linear Programming (MILP) problem. We used Matlab 7.10 for modeling the Rolling DAS problem and CPLEX 12.5 to solve the resulting MILP problem.

In this thesis we present results of annual simulations of the autonomous power system of Crete, for the year of 2018. We investigated two basic scenarios of the system's operation, with and without must-run conventional units. We display and evaluate results regarding RES penetration and curtailments, reserve requirements, the operation of conventional units, as well as energy and financial results relating to the power system of the island as a whole.

Keywords

Non-Interconnected Island, Daily Ahead Scheduling, Mixed Integer Linear Programming, RES Penetration, Conventional Unit Commitment, Spinning Reserve, set-points, Mean System Cost

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες	7
Περίληψη	9
Abstract	11
1 Συστήματα ΜΔΝ	14
1.1 Χαρακτηριστικά ΜΔΝ συστημάτων	14
1.2 Διείσδυση ΑΠΕ στα συστήματα ΜΔΝ	16
1.3 Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών	20
2 Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός	24
2.1 Δηλώσεις ΚΗΕΠ	25
2.2 Πρόβλεψη φορτίου	27
2.3 Πρόβλεψη παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ .	27
2.4 Εκτίμηση απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος	28
2.5 Επίλυση του ΚΗΕΠ	29
2.6 Δημοσιοποίηση και γνωστοποίηση στοιχείων ημερήσιου προγράμματος	30
2.7 Οργάνωση και τήρηση αρχείου ΚΗΕΠ	30
3 Το πρόβλημα της ένταξης των μονάδων παραγωγής	31
3.1 Γενικά στοιχεία μαθηματικού προγραμματισμού	31
3.2 Μοντελοποίηση του προβλήματος	33
3.2.1 Εισαγωγή	33
3.2.2 Βασικές παράμετροι για την προσομοίωση αυτόνομου συστήμα- τος με αιολική και Φ/Β διείσδυση	34
3.2.3 Διαμόρφωση απαιτήσεων εφεδρειών συστήματος	35
3.3 Μαθηματική μοντελοποίηση του ΗΕΠ	39
3.3.1 Αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση	42
3.3.2 Διατύπωση περιορισμών του συστήματος	43
4 Δεδομένα εισόδου	49
4.1 Εισαγωγή στο ΣΗΕ της Κρήτης	49
4.2 Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	49
4.3 Συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού	51
4.4 Κύρια δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	52
4.4.1 Βασικές χρονοσειρές	52

4.4.2	Συμβατικές μονάδες και τεχνικο-οικονομικά χαρακτηριστικά . .	54
4.4.3	Παράμετροι των απαιτήσεων εφεδρειών στο σύστημα της Κρήτης	58
4.5	Αλγόριθμος υπολογισμού set-points για τα Α/Π	61
4.5.1	Προσδιορισμός μέγιστης δυνατής απορρόφησης αιολικής παραγωγής	61
5	Αποτελέσματα Προσομοιώσεων	63
5.1	Βασικά σενάρια προσομοίωσης	64
5.1.1	Κατανομή φορτίου και εφεδρειών	64
5.1.2	Παραγωγή και περικοπές σταθμών ΑΠΕ	74
5.1.3	Απαιτήσεις και διαθεσιμότητα εφεδρειών	77
5.1.4	Λειτουργία των συμβατικών μονάδων	86
5.1.5	Κόστος συστήματος	95
6	Συμπεράσματα	97
6.1	Συγκεντρωτική αποτίμηση των αποτελεσμάτων της εργασίας	97
6.2	Περαιτέρω διερεύνηση	100

Κεφάλαιο 1

Διαχείριση και λειτουργία των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ

1.1 Χαρακτηριστικά ΜΔΝ συστημάτων

Σύμφωνα με το εγχειρίδιο του ΑΔΜΗΕ, Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) είναι τα νησιά της Ελληνικής επικράτειας που δεν συνδέονται με το Σύστημα και το Δίκτυο Διανομής της ηπειρωτικής περιοχής. Τα περισσότερα νησιά σήμερα στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο) ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από Αυτόνομους ή Τοπικούς Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ ή ΤΣΠ), οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και από τους σταθμούς ΑΠΕ οι οποίοι είναι κατά κύριο λόγο αιολικοί και φωτοβολταϊκοί, ενώ υπάρχουν και κάποιοι μικροί υδροηλεκτρικοί. Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και τεχνολογικών δυσκολιών που υφίσταντο μέχρι πρότινος, αλλά και λόγω οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από τριάντα δύο (32) αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών), και η Λειτουργία και Διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων). Στο σχήμα 1.1 απεικονίζεται ο χάρτης της Ελλάδας με τα ΜΔΝ συστήματα.[1].

Ακολουθεί μια σύντομη περιγραφή των πιο συνηθισμένων συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ :

- **Ατμοηλεκτρικές (Steam turbines):** Χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα (κάρβουνο, μαζούτ, φυσικό αέριο) που καίγονται στο λέβητα για να δημιουργήσουν υπέρθερμο ατμό, ο οποίος κινεί τον στρόβιλο.(Απόδοση 30-45%, πολύ αργή εκκίνηση (πολλές ώρες), μικρό λειτουργικό κόστος).
- **Αεριοστροβιλικές (Gas turbines):** Ο ατμοσφαιρικός αέρας συμπιέζεται και οδηγείται στον θάλαμο καύσης όπου ψεκάζεται με πετρέλαιο diesel ή φυσικό αέριο.

Τα αέρια οδηγούνται στον αεριοστρόβιλο που τον αναγκάζουν να περιστραφεί. (Απόδοση 25-35%, γρήγορη εκκίνηση, χρήση ως μονάδες αιχμής, υψηλό κόστος λειτουργίας).

- **Συνδυασμένου κύκλου (Combined cycle):** Συνδυασμός αεριοστροβιλικού και ατμοηλεκτρικού σταθμού. Τα αέρια από την έξοδο του αεριοστρόβιλου διοχετεύονται σε ένα άλλο λέβητα όπου παράγεται ατμός που κινεί ατμοστρόβιλο. (Απόδοση 50%).
- **Εσωτερικής καύσης (Internal combustion):** Χρησιμοποιούν έμβολα (πιστόνια) για να μετατρέπουν πίεση σε μηχανική ενέργεια. Χρησιμοποιείται diesel ή φυσικό αέριο ως καύσιμο το οποίο εκρήγνυται μέσα στον θάλαμο καύσης και καίγεται. Το πιστόνι δημιουργεί περιστρεφόμενη κίνηση μέσω ενός άξονα. (Απόδοση 50%). Χρησιμοποιούνται συνήθως σε μικρά συστήματα και σε μεγάλα κτίρια για να παρέχουν εφεδρική ισχύ.



Σχήμα 1.1: Αυτόνομα Συστήματα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών[1].

Τα συμπλέγματα των νησιών στον Ελλαδικό χώρο παρουσιάζουν ποικίλες ιδιαιτερότητες σε σχέση με τα Διασυνδεδεμένα Ηλεκτρικά Συστήματα, αλλά και με άλλα Νησιωτικά Συστήματα παγκοσμίως. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην ιδιαίτερη γεωγραφική κατάσταση που επικρατεί, δηλαδή στα πολλά απομονωμένα και μικρά ηλεκτρικά συστήματα από τα οποία αποτελείται το Ελληνικό Νησιωτικό Δίκτυο. Προκύπτει συνεπώς μία σειρά από προβλήματα και δυσκολίες στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της επαρκούς, ασφαλούς και αξιόπιστης ηλεκτροδότησης του συνόλου των κατοίκων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

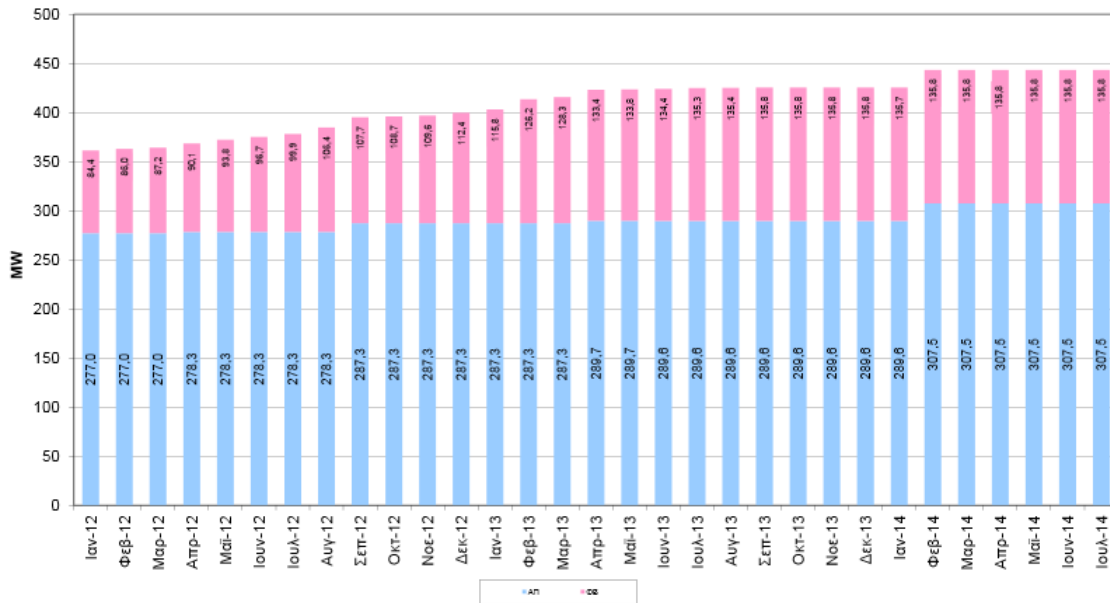
Μία από τις μεγαλύτερες προκλήσεις που αντιμετωπίζουν τα συστήματα ΜΔΝ είναι η ικανότητα τους να ικανοποιούν τις απαιτήσεις των πελατών τους σε ισχύ και ενέργεια, δεδομένου του περιορισμένου αριθμού μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλά νησιά. Δεν υπάρχει η δυνατότητα κατανομής του φορτίου που πραγματοποιείται στο διασυνδεδεμένο σύστημα, δηλαδή μία ζήτηση φωτίου να μπορεί να εξυπηρετηθεί από ένα σταθμό παραγωγής που βρίσκεται μακριά γεωγραφικά από το σημείο ζήτησης. Λόγω της γεωγραφικής απομόνωσης των αυτόνομων συστημάτων, πρέπει να παράγεται επιτόπου η απαιτούμενη ενέργεια. Το πρόβλημα γίνεται ακόμη πιο σοβαρό λαμβάνοντας υπόψη τις εξαναγκασμένες (τυχαίες) βλάβες και τις προγραμματισμένες διακοπές (συντηρήσεις) του εξοπλισμού του συστήματος. Τίθεται επίσης το θέμα ασφάλειας του δικτύου, δηλαδή κατά πόσο είναι ικανό να παραμείνει σε λειτουργία μετά την εκδήλωση ξαφνικών διαταραχών που μπορεί να συμβούν (π.χ. βραχυκύκλωμα, φυσικές καταστροφές).

Ένα ακόμη χαρακτηριστικό των νησιών, που χρήζει ιδιαίτερης αντιμετώπισης, είναι η άνιση κατανομή της ζήτησης στις εποχές του έτους. Αν και κατά τους χειμερινούς μήνες οι κάτοικοι των περισσότερων νησιών είναι περιορισμένοι σε αριθμό, κατά τους καλοκαιρινούς μήνες ο πληθυσμός αυξάνεται ραγδαία εξαιτίας του τουρισμού. Ταυτόχρονα παρατηρείται και αντίστοιχη αύξηση της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, σε επίπεδα που δεν είναι δυνατόν πάντα να καλυφθούν. Στην περίπτωση της Κρήτης για παράδειγμα, η ελάχιστη ημερήσια ζήτηση είναι γύρω στα 200 MW ενώ η μέγιστη μπορεί να υπερβαίνει τα 500 MW. Αυτό έχει ως συνέπεια ο συντελεστής φορτίου να είναι συνήθως χαμηλός σχετικά με το μέγεθος του συστήματος.

1.2 Διείσδυση ΑΠΕ στα συστήματα ΜΔΝ

Η ενεργειακή εξάρτηση από ορυκτά καύσιμα, όπως μαζούτ και ντίζελ, έχει ως αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, κάτι το οποίο επιβαρύνει οικονομικά όχι μόνο τους κατοίκους των εν λόγω νησιών, αλλά όλους τους καταναλωτές της επικράτειας, καθώς το υψηλό κόστος επιμερίζεται στις χρεώσεις των λογαριασμών τους μέσω της παροχής Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ για ΜΔΝ). Μάλιστα η τιμή του πετρελαίου αναμένεται να αυξηθεί ραγδαία μέσα στα επόμενα χρόνια, καθώς τα αποθέματα λιγοστεύουν, ενώ αντίθετα η ζήτηση σε παγκόσμιο επίπεδο ολοένα και αυξάνεται. Αυτό, σε συνδυασμό με το ρυπογόνο χαρακτήρα της συμβατικής παραγωγής, που είναι αντιφατικός με την υποχρέωση της Ελλάδας να συμμορφώνεται με τα ευρωπαϊκά και διεθνή πρότυπα για την προστασία του περιβάλλοντος, έχει οδηγήσει τα τελευταία χρόνια σε αυξημένο επενδυτικό ενδιαφέρον για τις ΑΠΕ στα ελληνικά νησιά. Η εγκατεστημένη

ισχύς σε MW των αιολικών και των φωτοβολταϊκών σταθμών στα ΜΔΝ για τα έτη 2012-2014 απεικονίζεται γραφικά στο σχήμα 1.2, ενώ στον πίνακα 1.1 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά για κάθε μήνα του 2014, η εγκαταστημένη ισχύς σε MW και η ηλεκτροπαραγωγή σε MWh για κάθε κατηγορία ΑΠΕ ξεχωριστά, αλλά και στο σύνολο.



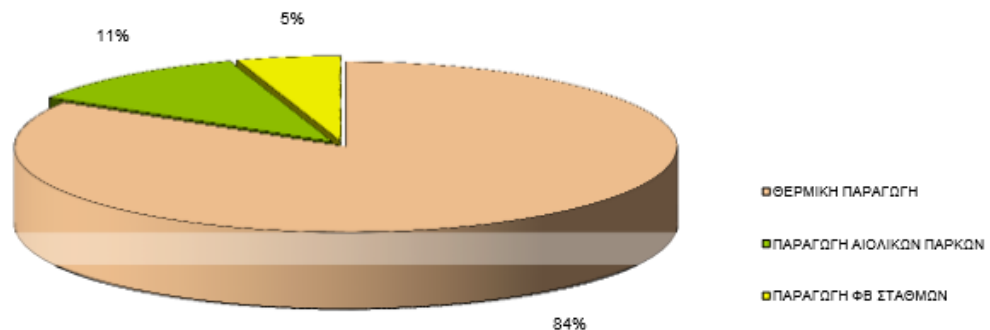
Σχήμα 1.2: Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τα έτη 2012-2014[2].

Πίνακας 1.1: Συγκεντρωτικά Στοιχεία Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το Δωδεκάμηνο 2014[2]

ΜΗΝΑΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ*		ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ		ΣΥΝΟΛΟ	
	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)
Ιανουάριος	289,64	41.679,97	135,74	10.489,29	0,30	-55,7	425,68	52.113,56
Φεβρουάριος	307,49	39.642,43	135,84	13.773,45	0,30	0	443,63	53.415,88
Μάρτιος	307,49	64.625,77	135,84	15.577,60	0,30	0	443,63	80.203,37
Απρίλιος	307,49	40.334,63	135,84	23.144,13	0,30	0	443,63	63.478,76
Μάιος	307,49	51.831,08	135,84	23.842,58	0,30	47,12	443,63	76.720,78
Ιούνιος	307,49	57.598,27	135,84	25.751,82	0,30	43,38	443,63	83.393,27
Ιούλιος	307,49	75.693,74	135,84	28.847,70	0,30	0	443,63	102.541,44
Αύγουστος	307,51	82.853,19	135,84	28.245,14	0,30	0	443,64	111.098,33
Σεπτέμβριος	307,51	57.410,35	135,84	24.724,51	0,30	0	443,64	82.134,86
Οκτώβριος	307,51	62.048,34	135,84	18.834,90	0,30	0	443,74	80.883,24
Νοέμβριος	308,71	54.700,22	135,84	13.191,49	0,30	0	444,95	67.891,71
Δεκέμβριος	315,91	50.863,41	135,84	10.434,43	0,30	0,00	452,15	61.297,84
Σύνολο	315,91	679.281,40	135,94	234.856,84	0,30	34,8	452,15	914.173,04

Ωστόσο παρά το υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό που επικρατεί στο Αιγαίο, η διείσδυση της μη ελεγχόμενης παραγωγής ΑΠΕ (κατ' αρχήν Α/Π και Φ/Β) στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα συγκρατείται σε χαμηλά επίπεδα, εξαιτίας των

περιορισμών διείσδυσης που επιβάλλουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής. Οι περιορισμοί αυτοί έχουν ως αποτέλεσμα την εκμετάλλευση μέρους της δυνητικά διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, με το ποσοστό των απορρίψεων ενέργειας να αυξάνει δραστικά όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ.



Σχήμα 1.3: Ποσοστά Ηλεκτροπαραγωγής ανά κατηγορία μονάδων στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά - Ιούλιος 2014 [2]

Πίνακας 1.2: Συγκεντρωτικά Στοιχεία Ηλεκτροπαραγωγής ανά ΜΔΝ - Ιούλιος 2014 [2]

ΝΗΣΙ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ 2013 (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ* ΕΤΗΣΙΑ ΔΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2013 (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ
ΚΡΗΤΗ	819,25	587,00	251.543,23	62.605,83	19,9%
ΡΟΔΟΣ	232,61	188,50	81.616,03	17.567,08	17,7%
ΛΕΣΒΟΣ	81,664	63,87	23.371,13	4.306,48	15,6%
ΚΩΣ - ΛΕΡΟΣ	105,4	90,50	32.054,45	4.721,72	10,7%
ΚΑΛΥΜΝΟΣ	18,15		9.547,10	259,15	
ΛΗΜΝΟΣ	23,178	14,00	5.411,73	590,40	9,8%
ΜΗΛΟΣ	20,6	11,50	4.503,92	798,50	15,1%
ΠΑΡΟΣ-ΑΝΤΙΠΑΡΟΣ-ΝΑΞΟΣ-ΙΟΣ - ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ	71,524	62,40	23.197,29	3.946,63	14,5%
ΧΙΟΣ - ΨΑΡΑ	71,682	43,50	16.450,80	2.243,20	12,0%
ΣΥΡΟΣ	39,7	20,60	8.921,45	581,31	6,1%
ΣΑΜΟΣ	47,75	28,80	10.692,32	3.024,01	22,0%
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	17,904	11,01	4.165,14	529,90	11,3%
ΜΥΚΟΝΟΣ	49,84	35,40	18.307,59	428,11	2,3%
ΛΟΙΠΑ ΝΗΣΙΑ	121,805		33.134,11	939,12	2,8%
ΣΥΝΟΛΟ	1.721,06		522.916,27	102.541,44	16,4%

Σύμφωνα με το σχήμα 1.3, τον Ιούλιο του 2014 για το σύνολο των συστημάτων ΜΔΝ, το ποσοστό κάλυψης της ηλεκτροπαραγωγής από θερμικές μονάδες εκτιμήθηκε στο 84% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής, ενώ από σταθμούς ΑΠΕ μόλις στο 16%. Στον πίνακα 1.2, φαίνεται για τον ίδιο μήνα, η ηλεκτροπαραγωγή από θερμικές μονάδες και από μονάδες ΑΠΕ ανά σύστημα ΜΔΝ. Η μεγαλύτερη διείσδυση

ΑΠΕ συμβαίνει στα μεγάλα ΣΗΕ της Κρήτης, της Ρόδου, της Λέσβου και της Σάμου, ωστόσο υπολείπεται σημαντικά του ποσοστού των παραγωγής των θερμικών. Στα υπόλοιπα νησιωτικά συστήματα το ποσοστό διείσδυσης είναι αρκετά χαμηλό. Για την παρουσίαση των στοιχείων επιλέχτηκε ο Ιούλιος ως ενδεικτικός μήνας υψηλής ζήτησης φορτίου αλλά και παραγωγής ΑΠΕ.

Η αξιόπιστη εκτίμηση των δυνατοτήτων διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ενός ΜΔΝ προϋποθέτει την κατά το δυνατόν ακριβή ποσοτικοποίηση των παραπάνω περιορισμών και της επίπτωσής τους στη λειτουργία του συστήματος.

Αφειτηρία των περιορισμών είναι το γεγονός ότι το μικρό μέγεθος των συστημάτων αυξάνει την πιθανότητα απότομης απώλειας μεγάλου μέρους της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, είτε λόγω της πρωτογενούς μεταβλητότητας της παραγωγής ΑΠΕ (κυρίως των Α/Π) καθώς εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες (ηλιοφάνεια, επίπεδα ανέμου κλπ), η πρόβλεψη των οποίων αφενός μεν καθίσταται δυνατή σε ικανοποιητικό βαθμό μόνο βραχυπρόθεσμα, αφετέρου δε δεν συμβαδίζει πάντα με τη ζήτηση, είτε κυρίως λόγω της πιθανότητας σφαλμάτων στο ηλεκτρικό σύστημα των νησιών τα οποία μπορεί να οδηγήσουν στην μαζική αποσύνδεση σταθμών. Για τον λόγο αυτό, η συνήθης πρακτική των διαχειριστών των συστημάτων είναι να τηρούν υψηλή στρεφόμενη εφεδρεία στις ελεγχόμενες μονάδες, ώστε να μπορεί να καλυφθεί ενδεχόμενη απώλεια του μεγαλύτερου μέρους ή του συνόλου της εκάστοτε παραγωγής ΑΠΕ. Αυτό μεταφράζεται στην ένταξη συμβατικών μονάδων ικανότητας επαρκούς για την κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους της ζήτησης φορτίου.

Με δεδομένη την ικανότητα των προς ένταξη συμβατικών μονάδων κάθε χρονική στιγμή, η συμβατική παραγωγή δεν μπορεί να είναι μικρότερη από το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων αυτών. Συνεπώς, η διείσδυση της μη ελεγχόμενης ΑΠΕ παραγωγής περιορίζεται κάθε ώρα και είναι το πολύ ίση με τη διαφορά της ωριαίας συνολικής ζήτησης από την ελάχιστη συμβατική παραγωγή. Ο περιορισμός αυτός αίται γνωστός ως "Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου". Επιπλέον, επειδή ο ρυθμός ανάληψης φορτίου των συμβατικών μονάδων, σε περίπτωση απώλειας μη ελεγχόμενης παραγωγής, είναι περιορισμένος, εισάγεται ένας ακόμη περιορισμός για την αποδεκτή διείσδυση μη ελεγχόμενης παραγωγής ΑΠΕ, γνωστός ως "Δυναμικός Περιορισμός". Ο δυναμικός περιορισμός σήμερα υπολογίζεται ως ποσοστό (συνήθως 30-35%) επί του εκάστοτε φορτίου του συστήματος. Συνολικά, η μέγιστη μη ελεγχόμενη παραγωγή ΑΠΕ (κατά βάση αιολική) που μπορεί να εγγέται κάθε χρονική στιγμή στο σύστημα καθορίζεται από τον αυστηρότερο από τα δύο παραπάνω περιορισμούς (τεχνικού ελαχίστου και δυναμικό) και μεταφράζεται σε εντολή περιορισμού της παραγόμενης ισχύος (set-point), η οποία επιμερίζεται στα Α/Π του νησιού αναλογικά προς την εγκατεστημένη ισχύ τους. Οι παραπάνω περιορισμοί δεν αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ των σταθμών ΑΠΕ, αλλά την αποδιδόμενη από αυτούς ισχύ κατά τη λειτουργία και η τιμή τους δεν είναι δεδομένη, αλλά εξαρτάται από την εκάστοτε λειτουργική κατάσταση του συστήματος (κυρίως από το φορτίο).

Οι περιορισμοί διείσδυσης (set-point) της μη ελεγχόμενης παραγωγής ΑΠΕ εφαρμόζονται στην πράξη μόνο στα αιολικά πάρκα, των οποίων η παραγόμενη ισχύς περιορίζεται όσο απαιτείται. Επιπρόσθετα πρέπει να ληφθεί υπόψη και το γεγονός ότι, σε επίπεδο νησιού, η πλεονάζουσα αιολική παράγωγή (πχ κατά τη διάρκεια της νύχτας όπου μπορεί να έχουμε ισχυρούς ανέμους ενώ η ζήτηση είναι περιορισμένη) απορρίπτεται, αφού δεν είναι δυνατόν να αποθηκευτεί σε μεγάλα ποσά, αλλά ούτε

και να μεταφερθεί σε μέρη με υψηλότερη ζήτηση, στην περίπτωση νησιού που δεν είναι διασυνδεδεμένο με τον ηπειρωτικό χώρο ή με άλλο νησιωτικό συγκρότημα. Σε ό,τι αφορά τη Φ/Β παραγωγή, δεν επιβάλλεται κανένας λειτουργικός περιορισμός στην ισχύ εξόδου των Φ/Β σταθμών, η οποία πρακτικώς θεωρείται ενσωματωμένη στο φορτίο του δικτύου, λόγω του μικρού μεγέθους των σταθμών αυτών, της υψηλής διασποράς τους στο δίκτυο διανομής των νησιών και της συγκριτικά μικρότερης μεταβλητότητας της ισχύος εξόδου τους.

Συνεπώς οι τεχνικές προϋποθέσεις για την επίτευξη υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ αποτελούν αντικείμενο έρευνας, καθώς δεν υπάρχει ακόμη σημαντική εμπειρία λειτουργίας πραγματικών συστημάτων υπό τέτοιες συνθήκες, ενώ επίσης η τεχνολογία των μονάδων παραγωγής από ορισμένες κατηγορίες ΑΠΕ, καθώς και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, βρίσκεται επίσης σε φάση ανάπτυξης. Στο σημείο αυτό πρέπει να αναφερθεί ότι τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να βελτιώσουν την ασφάλεια και αξιοπιστία των νησιωτικών συστημάτων καλύπτοντας τη ζήτηση με οικονομικό τρόπο και επιτυγχάνοντας μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ. Αυτά μπορούν να αναπτυχθούν σαν αποκεντρωμένες μονάδες στο δίκτυο μικρής σχετικά ισχύος ή σαν κεντρικές μονάδες μεγαλύτερης ισχύος χρησιμοποιώντας τις κατάλληλες τεχνολογίες και λαμβάνοντας υπόψη ότι δεν υπάρχει μια μοναδική τεχνολογία που να μπορεί να καλύψει όλες τις ανάγκες των δικτύων. Οι πιο συνηθισμένες τεχνολογίες αποθήκευσης είναι:

- Υδραυλική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω συστημάτων αντλησιοταμίευσης, στο πλαίσιο των υβριδικών σταθμών (ΥΒΣ).
- Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε συσσωρευτές (μπαταρίες), επίσης ως συνιστώσες των υβριδικών σταθμών.
- Αποθήκευση θερμικής ενέργειας σε δεξαμενές τηγμένου άλατος, στο εσωτερικό των ηλιοθερμικών σταθμών.

Απαιτούνται επιπροσθέτως τα αναγκαία έργα υποδομής του δικτύου ώστε να θεωρούνται εφικτά τα διάφορα σενάρια που προκύπτουν από την παραπάνω έρευνα[3].

1.3 Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών

Μετά από μακρά περίοδο ζυμώσεων με τους εμπλεκόμενους φορείς και δύο διαδικασίες δημόσιας διαβούλευσης, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) έλαβε οριστική απόφαση για την θέσπιση του Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ, Αριθ. απόφ. 39/2014) και άνοιξε το δρόμο για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού στα νησιά. Με τον Κώδικα αυτόν επιχειρείται, για πρώτη φορά στη χώρα μας, η θέσπιση των βασικών κανόνων λειτουργίας και διαχείρισης μικρών απομονωμένων ηλεκτρικών συστημάτων, όπως είναι τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών, τα οποία, όπως προαναφέρθηκε, παρουσιάζουν πλήθος ιδιαιτεροτήτων σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα, αλλά και με άλλα νησιωτικά συστήματα παγκοσμίως. Ο κώδικας καταρτίστηκε από τη ΡΑΕ με γνώμονα την εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος.

Αποσκοπεί επομένως[4]:

1. στην ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής των συμβατικών μονάδων και των σχετικών επιβαρύνσεων των καταναλωτών από τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ)
2. στη διασφάλιση της καλής και ασφαλούς λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων και της απρόσκοπτης ηλεκτροδότησης των καταναλωτών των ΜΔΝ με τη θέσπιση κανόνων προγραμματισμού, διαχείρισης και λειτουργίας των μονάδων παραγωγής στα συστήματα ΜΔΝ
3. στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, περιλαμβανομένων και των υβριδικών σταθμών
4. στο άνοιγμα της αγοράς για την επί ίσοις όροις δραστηριοποίηση προμηθευτών/παραγωγών
5. στην καθιέρωση διαφανών διαδικασιών διαχείρισης και πληροφόρησης, πιστοποίησης και ελέγχου, σε όλο το φάσμα της δραστηριότητας της παραγωγής

Δεδομένου ότι δεν υφίστανται, παγκοσμίως, παρόμοιοι Κώδικες για τη ρύθμιση αντίστοιχων ηλεκτρικών συστημάτων και αγορών, η κατάρτιση του Κώδικα ΜΔΝ από τη ΡΑΕ παρουσίασε αυξημένο βαθμό δυσκολίας, καθώς όφειλε να διαμορφώσει και να ενσωματώσει κανόνες για τις ακόλουθες σημαντικές ιδιαιτερότητες:

- α) Την ανάγκη πλήρους εφαρμογής των κανόνων των Ευρωπαϊκών Οδηγιών για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλά, μικρά και διαφορετικού μεγέθους, νησιωτικά συστήματα (32 ηλεκτρικά συστήματα, με αιχμή ζήτησης από μερικές εκατοντάδες kW έως και αρκετές εκατοντάδες MW).
- β) Τη σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στα νησιωτικά αυτά συστήματα, τόσο από τεχνολογίες μη ελεγχόμενης παραγωγής (π.χ. αιολικά και φωτοβολταϊκά, των οποίων η συμμετοχή στο ενεργειακό ισοζύγιο ορισμένων νησιών ήδη υπερβαίνει το 20%), όσο και από τεχνολογίες ελεγχόμενης παραγωγής που αναμένεται να αναπτυχθούν στα νησιά (ηλιοθερμικά, κ.α.).
- γ) Την ανάγκη ενσωμάτωσης του ειδικού πλαισίου που ισχύει για τους υβριδικούς και τους ηλιοθερμικούς σταθμούς.
- δ) Τη μη δυνατότητα εφαρμογής των καθιερωμένων κανόνων λειτουργίας μιας ανεπτυγμένης ηλεκτρικής αγοράς, λόγω του εξαιρετικά περιορισμένου αριθμού παραγωγών που συμμετέχουν στη διαμόρφωση τιμών στα ΜΔΝ (σήμερα, μοναδικός παραγωγός από συμβατικές μονάδες στα ΜΔΝ είναι η ΔΕΗ Α.Ε., χωρίς να αναμένεται σημαντική δραστηριοποίηση νέων παραγωγών από συμβατικές μονάδες, ενώ παράλληλα ισχύει και το καθεστώς των εγγυημένων τιμών αγοράς / feed-in tariff για τις μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ).
- ε) Τη λειτουργία της συγκεκριμένης αγοράς μέσω της παροχής Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) και την ανάγκη συγκράτησης του συνολικού κόστους παραγωγής,

που επιβαρύνει σήμερα τους καταναλωτές της επικράτειας με το ποσό των 600 εκ. € περίπου ετησίως (ΥΚΩ για ΜΔΝ), καθώς και την ανάγκη και υποχρέωση επαρκούς τεκμηρίωσης του ετήσιου αυτού κόστους.

- στ) Την ανάγκη σχεδιασμού, από μηδενική βάση, ενός ολοκληρωμένου συστήματος διαχείρισης, εποπτείας και ελέγχου των τοπικών Συστημάτων ΜΔΝ και της αγοράς των ΜΔΝ, καθώς και τη δυσκολία εφαρμογής των σχετικών ρυθμίσεων, λόγω των βασικών ελλείψεων σε υποδομές και ανθρώπινο δυναμικό.
- ζ) Την ανάγκη απλοποίησης των διαδικασιών, όπου αυτό είναι αναγκαίο, χωρίς να επέρχεται μείωση του οφέλους για τους τελικούς καταναλωτές ή/και τους συμμετέχοντες στην αγορά των ΜΔΝ (π.χ. απλοποίηση του προγραμματισμού της παραγωγής και κατανομής σε μικρά Συστήματα ΜΔΝ, ειδικές προβλέψεις για νησιά για τα οποία έχει χορηγηθεί παρέκκλιση από διατάξεις της Οδηγίας, κ.λπ.).
- η) Άλλες τοπικές ιδιαιτερότητες, όπως είναι η ανάγκη ύπαρξης σημαντικής εφεδρείας ισχύος, οι μεγάλες εποχικές αυξομειώσεις της ζήτησης, και ο χαμηλός Συντελεστής Φορτίου (λόγω κυρίως της έντονης τουριστικής περιόδου).

Με το νέο Κώδικα ΜΔΝ εισάγονται δύο καινοτομίες. Η πρώτη αφορά στην υλοποίηση Πληροφοριακού Συστήματος ΜΔΝ στο οποίο τηρούνται βάσεις δεδομένων και ιστορικά αρχεία για όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά, δηλαδή παραγωγούς και εκπροσώπους φορτίου, τους σταθμούς παραγωγής (θερμικούς και ΑΠΕ), τις μονάδες κάθε σταθμού παραγωγής, τους μετρητές και τις μετρήσεις που λαμβάνονται από αυτούς. Η υλοποίηση του Πληροφοριακού Συστήματος ΜΔΝ θα πραγματοποιηθεί σταδιακά μέσα στην επόμενη πενταετία. Στο διάστημα αυτό θα επιτευχθεί η οργάνωση μητρώων στη βάση δεδομένων, η ηλεκτρονική πρόσβαση παραγωγών και εκπροσώπων φορτίου, η λειτουργία υποσυστημάτων και η πιστοποίησή του πληροφοριακού συστήματος.

Η δεύτερη καινοτομία είναι η υλοποίηση Κέντρων 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 Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας έχουν σκοπό την εποπτεία της λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων και τη διαχείριση της παραγωγής καθενός εξ'αυτών, καθώς και τη βέλτιστη κατανομή φορτίου σε αυτά, διασφαλίζοντας τον ενεργειακό εφοδιασμό κάθε ηλεκτρικού συστήματος με τον πλέον οικονομικό τρόπο.

Κάθε Τοπικό ΚΕΕ ΜΔΝ αποτελείται τουλάχιστον από τα ακόλουθα βασικά επιμέρους συστήματα[4]:

1. Το σύστημα εποπτείας, ελέγχου και συλλογής δεδομένων (SCADA), για την συλλογή και επεξεργασία δεδομένων από τους συμβατικούς σταθμούς, τους σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικούς σταθμούς, το δίκτυο ΥΤ, εφόσον υπάρχει, και των κυρίων γραμμών ΜΤ του συστήματος ΜΔΝ, καθώς και την αποστολή εντολών λειτουργίας και ελέγχου επιμέρους εξοπλισμού των μονάδων και του Δικτύου, με σκοπό την εποπτεία και τη διαχείριση της λειτουργίας τους.
2. Το σύστημα Αυτόματου Ρύθμισης Παραγωγής (AGC), το οποίο αποτελεί βασική υποδομή για τη λειτουργία της ρύθμισης της παραγωγής μέσω της έκδοσης των

εντολών κατανομής στις μονάδες και περιλαμβάνει το απαραίτητο λογισμικό με τους αλγορίθμους ελέγχου της λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων (έλεγχος φορτίου-συχνότητας, real-time dispatch, κλπ.), τα οποία βασίζονται στις μετρήσεις πραγματικού χρόνου που λαμβάνονται από το SCADA.

3. Το τοπικό πληροφοριακό σύστημα, για την υποστήριξη της λειτουργίας των ανωτέρω αλγορίθμων, την αποθήκευση και επεξεργασία στοιχείων, την ανταλλαγή στοιχείων με το κεντρικό πληροφοριακό σύστημα του Κεντρικού ΚΕΕ ΜΔΝ, την έκδοση αναφορών και εν γένει την υποστήριξη όλων των πληροφοριακών διεργασιών που επιτελούνται σε επίπεδο τοπικού ΚΕΕ ΜΔΝ.

Τα τοπικά ΚΕΕ ΜΔΝ σχεδιάζονται για κάθε σύστημα ΜΔΝ από τον Διαχειριστή ΜΔΝ έτσι ώστε να ανταποκρίνονται στην πολυπλοκότητα των συστημάτων ΜΔΝ, η οποία καθορίζεται ιδίως από[4]:

- Το μέγεθος του ηλεκτρικού συστήματος κάθε ΜΔΝ και τα επίπεδα τάσης του ηλεκτρικού δικτύου του.
- Το πλήθος των συμβατικών σταθμών παραγωγής και οι τεχνολογίες των μονάδων (ατμομονάδες, ΜΕΚ, αεριοστρόβιλοι, συνδυασμένου κύκλου).
- Το είδος και το μέγεθος των σταθμών ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών, που είναι ήδη εγκατεστημένοι ή αναμένεται να εγκατασταθούν στα επόμενα 10 χρόνια και ιδίως το ενδεχόμενο εισαγωγής σταθμών με ιδιαίτερα χαρακτηριστικά λειτουργίας (υβριδικών, ηλιοθερμικών, κλπ).
- Τους επιμέρους κανόνες της αγοράς ΜΔΝ.

Με βάση τα παραπάνω κριτήρια, τα συστήματα ΜΔΝ διακρίνονται σε δύο κύριες ομάδες[4]:

- α) Η πρώτη ομάδα περιλαμβάνει συστήματα ΜΔΝ κυρίως μεγάλου μεγέθους, τα οποία περιλαμβάνουν κατά κανόνα δίκτυο ΥΤ, περισσότερους του ενός συμβατικούς σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ (όπως Α/Π, Φ/Β, ηλιοθερμικούς σταθμούς, σταθμούς βιομάζας, κλπ) και υβριδικούς σταθμούς διαφόρων τεχνολογιών και αρχών διαχείρισης.
- β) Η δεύτερη ομάδα περιλαμβάνει συστήματα ΜΔΝ κυρίως μικρού ή μεσαίου μεγέθους, που έχουν έναν κατά κανόνα συμβατικό σταθμό, σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών διαφόρων τεχνολογιών, αλλά δεν διαθέτουν δίκτυο ΥΤ. Ιδιαίτερη υπο-ομάδα δύναται να αποτελούν συστήματα ΜΔΝ που έχουν αποκλειστικά ένα σταθμό παραγωγής με πλήρως ελεγχόμενες μονάδες, καθώς και μη κατανεμόμενους σταθμούς ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 2

Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Μία από τις βασικότερες λειτουργίες του Κεντρικού ΚΕΕ ΜΔΝ είναι η κατάρτιση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ). Σκοπός του Κυλιόμενου Ημερήσιου Προγραμματισμού είναι ο προσδιορισμός σε ημερήσια βάση, της ένταξης και της παραγωγής ενέργειας των κατανεμόμενων μονάδων, για την κάλυψη της ζήτησης κάθε συστήματος ΜΔΝ, με κριτήρια τη μέγιστη δυνατή διείσδυση ενέργειας ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής, υπό τον περιορισμό τήρησης των περιορισμών ασφαλείας και των λειτουργικών κανόνων του συστήματος που προβλέπονται στον Κώδικα ΜΔΝ.

Ο ΚΗΕΠ διενεργείται διακριτά και ανεξάρτητα για κάθε Σύστημα ΜΔΝ, πριν την έναρξη κάθε ημέρας κατανομής για ολόκληρη την ημέρα κατανομής (Α' και Β' περίοδος ΚΗΕΠ), και επικαιροποιείται μια φορά κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής στην οποία αφορά (Β' περίοδος ΚΗΕΠ)[4].

Η διαδικασία ΚΗΕΠ θα συνίσταται από τα εξής στάδια :

- Συλλογή και έλεγχος δηλώσεων που υποβάλλονται στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ
- Πρόβλεψη φορτίου
- Πρόβλεψη παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ (Α/Π και Φ/Β)
- Εκτίμηση απαιτούμενων εφεδρειών για το σύστημα
- Επίλυση του ΚΗΕΠ
- Δημοσιοποίηση και γνωστοποίηση στοιχείων ημερήσιου προγράμματος
- Οργάνωση και τήρηση αρχείου ΚΗΕΠ

2.1 Συλλογή και έλεγχος δηλώσεων που υποβάλλονται στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ

Στο πλαίσιο κατάρτισης του ΚΗΕΠ, υποβάλλονται οι εξής τύποι δηλώσεων: οι δηλώσεις φορτίου, οι δηλώσεις παραγωγής, οι δηλώσεις από τον Διαχειριστή ΜΔΝ και οι δηλώσεις διαθεσιμότητας και μη διαθεσιμότητας.

Δήλωση φορτίου

Δήλωση φορτίου υποβάλλουν οι εκπρόσωποι φορτίου για πελάτες που καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια στο σύστημα ΜΔΝ, περιλαμβανομένων και των αυτοπρομηθευόμενων πελατών, καθώς και των παραγωγών με αποθηκευτικές μονάδες και για τα φορτία των βοηθητικών συστημάτων της μονάδας τους, όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή της μονάδας τους. Όσον αφορά τις δηλώσεις των προμηθευτών και των αυτοπρομηθευόμενων πελατών, έχουν ως μόνο στόχο την καλύτερη δυνατή εκτίμηση της ζήτησης του συστήματος από πλευράς Διαχειριστή ΜΔΝ και δεν είναι δεσμευτικές. Για τους παραγωγούς όμως των οποίων οι σταθμοί απορροφούν ενέργεια από το δίκτυο για την εξυπηρέτηση των αναγκών τους (πλην ιδιοκαταναλώσεων), καθώς και τους παραγωγούς των υβριδικών σταθμών για απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο με στόχο την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής τους, η δήλωση φορτίου είναι υποχρωτική. Ο Διαχειριστής συγκεντώνει τις δηλώσεις φορτίου που υποβλήθηκαν και αποδέχεται έως την κατάρτιση του ΗΕΠ όσες έχουν υποβληθεί νομίμως και εμπροθέσμως.

Δήλωση παραγωγής

Δήλωση παραγωγής υποχρεούνται να υποβάλλουν:

- Οι παραγωγοί κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής συμβατικού καυσίμου, των οποίων η δήλωση αφορά στην μέγιστη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που είναι ικανή να εγχύσει στο δίκτυο η κάθε κατανεμόμενη μονάδα, για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής.
- Οι παραγωγοί ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών για κάθε κατανεμόμενη μονάδα με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ, των οποίων η δήλωση αφορά στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που θα εγχύσει κάθε μονάδα στο δίκτυο, συνολικά για τον χρονικό ορίζοντα της ημέρας κατανομής.
- Οι παραγωγοί ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ που μπορούν να υποβάλλουν ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής για κάθε μονάδα τους ή για το σύνολο του σταθμού, των οποίων η δήλωση αφορά στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που θα εγχύσει ο σταθμός στο δίκτυο για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής.
- Οι αυτοπαραγωγοί για τις μονάδες των εγκαταστάσεών τους, των οποίων η δήλωση αφορά στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που θα εγχύσει ο σταθμός στο Δίκτυο ΜΔΝ για τις αντίστοιχες κατηγορίες μονάδων.

Λοιποί παραγωγοί ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ και αυτοπαραγωγοί μη κατανεμόμενων μονάδων δεν υποβάλλουν δήλωση παραγωγής. Ο Διαχειριστής συγκεντώνει τις δηλώσεις παραγωγής που υποβλήθηκαν και αποδέχεται όσες έχουν υποβληθεί νομίμως και εμπροθέσμως.

Δηλώσεις Διαχειριστή ΜΔΝ

Στο πλαίσιο του ημερήσιου προγραμματισμού, ο Διαχειριστής υποβάλλει τις ακόλουθες δηλώσεις:

- Δήλωση που αφορά στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που προγραμματίζεται να εγχύσουν στο Δίκτυο ΜΔΝ για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής, κατανεμόμενες μονάδες οι οποίες βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία.
- Δήλωση που αφορά στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που εκτιμάται ότι θα εγχύσουν κατά μέγιστο στο Δίκτυο ΜΔΝ για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής, οι μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.
- Δήλωση συνολικού φορτίου, που αφορά στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που εκτιμάται ότι θα απορροφηθεί συνολικά από το Δίκτυο ΜΔΝ για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής.

Δήλωση διαθεσιμότητας

Με την δήλωση διαθεσιμότητας από την πλευρά του παραγωγού, ορίζεται η δυνατότητα της μονάδας να διατηρεί τα τεχνικά και λειτουργικά της χαρακτηριστικά και να εξασφαλίζει αποδεκτά επίπεδα αξιοπιστίας λειτουργίας.

Δήλωση μη διαθεσιμότητας

Αντίστοιχα, η δήλωση μη διαθεσιμότητας περιλαμβάνει περιγραφή των τεχνικών αιτιών, στα οποία οφείλεται η μη διαθεσιμότητα της μονάδας. Η δήλωση μη διαθεσιμότητας διακρίνεται σε δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας.

Δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας οφείλει να υποβάλλει ο παραγωγός σε περίπτωση βλάβης μονάδας που είχε δηλωθεί ως διαθέσιμη κατά την κατάρτιση του ΚΗΕΠ, και η οποία καθιστά αδύνατη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη μονάδα τουλάχιστον έως τη λήξη της επόμενης κατά σειρά προθεσμίας υποβολής δηλώσεων στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ ή της επικαιροποίησής του. Στην εν λόγω δήλωση θα πρέπει να αναφέρεται και ο εκτιμώμενος χρόνος μη διαθεσιμότητάς της μονάδας.

Δήλωση μερικής μη διαθεσιμότητας οφείλει να υποβάλλει ο παραγωγός σε περίπτωση βλάβης μονάδας που είχε δηλωθεί ως διαθέσιμη κατά την κατάρτιση του ΚΗΕΠ, και η οποία συνεπάγεται αδυναμία της μονάδας να παράγει ηλεκτρική ενέργεια που αντιστοιχεί στην καθαρή ισχύ της μονάδας ή εν γένει μεταβολή των καταχωρημένων τεχνικών χαρακτηριστικών της, για χρονικό διάστημα τουλάχιστον έως τη λήξη της επόμενης κατά σειρά προθεσμίας υποβολής δηλώσεων στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ ή της επικαιροποίησής του. Στην εν λόγω δήλωση θα πρέπει αναφέρονται

τα νέα χαρακτηριστικά της μονάδας, καθώς και ο εκτιμώμενος χρόνος της μερικής μη διαθεσιμότητάς της.

2.2 Πρόβλεψη φορτίου

Στο πλαίσιο του ημερήσιου προγραμματισμού ο Διαχειριστής ΜΔΝ διενεργεί την πρόβλεψη φορτίου για κάθε ημέρα κατανομής. Ως δεδομένα εισόδου στο λογισμικό πρόβλεψης μπορούν να χρησιμοποιηθούν τα παρακάτω στοιχεία :

- Τις αποδεκτές δηλώσεις φορτίου που υπέβαλαν οι εκπρόσωποι φορτίου.
- Την πρόβλεψη έγχυσης ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ για τις οποίες δεν υποβάλλονται δηλώσεις παραγωγής.
- Ιστορικά στοιχεία φορτίου και στατιστικά στοιχεία που προκύπτουν από την επεξεργασία αυτών.
- Προγνώσεις καιρικών συνθηκών και αντίστοιχα στατιστικά στοιχεία συσχέτισης φορτίου και παραμέτρων καιρικών συνθηκών.
- Χειρισμούς του δικτύου που αναμένεται να επηρεάσουν το φορτίο.
- Προγραμματισμένες περικοπές φορτίου.
- Ιδιαίτερα γεγονότα, όπως ακραίες καιρικές συνθήκες, κοινωνικά γεγονότα κλπ.

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.

2.3 Πρόβλεψη παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ

Για την επίλυση του ΚΗΕΠ απαιτείται πρόβλεψη παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για τις μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, για τις οποίες δεν υποβάλλονται δηλώσεις παραγωγής. Διακρίνονται στις ελεγχόμενες μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ που δέχονται set-point περιορισμού και στις μη ελεγχόμενες που εξαιρούνται από τους κανόνες ένταξης και λειτουργίας μονάδων των Κεφαλαίων 44-47 του Κώδικα ΜΔΝ.

Ως δεδομένα εισόδου στο λογισμικό πρόβλεψης μπορούν να χρησιμοποιηθούν τα παρακάτω στοιχεία :

- Δηλώσεις μη διαθεσιμότητας των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.
- Ιστορικά στοιχεία παραγωγής ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών ανά τεχνολογία και στατιστικά στοιχεία που προκύπτουν από την επεξεργασία αυτών.

- 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, ιδίως την ενεργειακή απόδοση σε σχέση με την πρωτογενή ανανεώσιμη πηγή και ενδεχόμενη κατηγοριοποίηση αυτών, εφόσον κρίνεται αναγκαίο.
- Χειρισμούς του δικτύου που θα επηρεάσουν τη διαθέσιμη παραγωγή
- Άλλα στοιχεία που συλλέγονται ή/και γνωστοποιούνται στον Διαχειριστή σχετικά με τη διαθεσιμότητα και την κατάσταση λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ, καθώς και την κατάσταση λειτουργίας του Συστήματος. Ειδικότερα, κάθε παραγωγός από μη κατανεμόμενες μονάδες (εκτός των μονάδων που εξαιρούνται από τους κανόνες ένταξης και λειτουργίας) υποχρεούται να ενημερώνει άμεσα τον Διαχειριστή ΜΔΝ σε κάθε περίπτωση μείζονος βλάβης των μονάδων ή παρατεταμένης διακοπής της λειτουργίας τους για οποιονδήποτε λόγο.

Αποτέλεσμα της παραπάνω διαδικασίας είναι η εκτίμηση της μέσης ωριαίας παραγωγής ενέργειας για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

2.4 Εκτίμηση απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος

Για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ, θα πρέπει για κάθε ώρα 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, κατά τη λειτουργία του σε πραγματικό χρόνο, λόγω:

- της απρόβλεπτης διακύμανσης του φορτίου και των σφαλμάτων πρόβλεψης 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, και ιδίως της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής κατανεμόμενη μονάδα που εντάσσεται για λειτουργία, για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής,
- της μεταβλητότητας της ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, σύμφωνα με τους λειτουργικούς κανόνες ένταξης των μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών, λαμβανομένων υπόψη και των προγραμμάτων παραγωγής που τυχόν έχουν υποβληθεί για τις μονάδες αυτές, καθώς και το ενδεχόμενο απώλειας μέρους της παραγωγής τους λόγω απρόβλεπτων γεγονότων.

2.5 Επίλυση του ΚΗΕΠ

Δεδομένα εισόδου

Για την επίλυση του ΚΗΕΠ για την επόμενη Ημέρα Κατανομής, λαμβάνονται υπόψη τα παρακάτω δεδομένα :

- Οι αποδεκτές δηλώσεις παραγωγής.
- Οι δηλώσεις που υποβάλλονται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ
- Η διαθεσιμότητα των μονάδων, σύμφωνα με το εγκεκριμένο πρόγραμμα συντήρησης και τις δηλώσεις μη διαθεσιμότητας των μονάδων.
- Οι τεχνικές παράμετροι των κατανεμόμενων μονάδων :
 - τεχνικά ελάχιστη παραγωγή,
 - μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς,
 - ρυθμοί μεταβολής της παραγωγής και διαθέσιμες εφεδρείες,
 - ελάχιστοι χρόνοι παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων.
- Οι οικονομικές παράμετροι των κατανεμόμενων συμβατικών μονάδων και συγκεκριμένα :
 - η Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής κάθε Μονάδας,
 - το κόστος εκκίνησης από οποιαδήποτε κατάσταση αναμονής έως το φορτίο που αντιστοιχεί στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή,
 - το κόστος επικουρικών υπηρεσιών.

Η επικαιροποίηση του ημερήσιου προγράμματος γίνεται με τα ανωτέρω στοιχεία, όπως αυτά έχουν επικαιροποιηθεί κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής, και τις επικαιροποιημένες δηλώσεις παραγωγής οι οποίες αναφέρονται στην Β' Περίοδο ΚΗΕΠ.

Αποτελέσματα επίλυσης

Τα προγράμματα που εξάγονται από την επίλυση του ΗΕΠ αποτελούνται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής :

- Κατάσταση συμβατικών μονάδων παραγωγής (κράτηση, εκκίνηση, λειτουργία ή σβέση).
- Προγραμματισμό της ενέργειας που πρόκειται να παραχθεί από τις κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής, συμβατικές ή ΑΠΕ.
- Έγχυση ενέργειας από τις μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ.
- Απορρόφηση ενέργειας από τους υβριδικούς σταθμούς για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής τους.

- Παροχή εφεδρειών από τις κατανεμόμενες μονάδες: θετική και αρνητική πρωτεύουσα, θετική και αρνητική δευτερεύουσα, στρεφόμενη και μη στρεφόμενη τριτεύουσα.

Η μονελοποίηση του ΗΕΠ περιγράφεται αναλυτικά στο επόμενο κεφάλαιο.

2.6 Δημοσιοποίηση και γνωστοποίηση στοιχείων ημερήσιου προγράμματος

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του τα ακόλουθα στοιχεία, που αφορούν το Ημερήσιο Πρόγραμμα και το Επικαιροποιημένο Ημερήσιο Πρόγραμμα:

- Πρόβλεψη φορτίου και ΑΠΕ.
- Υποβληθείσες δηλώσεις από τους συμμετέχοντες.
- Αποτελέσματα της επίλυσης του ΚΗΕΠ

Επίσης ο Διαχειριστής ΜΔΝ δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του προκαταρκτικά απολογιστικά στοιχεία της πραγματικής λειτουργίας του Συστήματος, για κάθε ώρα κατανομής της προηγούμενης ημέρας κατανομής, τα οποία περιλαμβάνουν το πραγματικό φορτίο και την παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ και των υβριδικών, καθώς και των συμβατικών μονάδων, διακριτά ανά μονάδα.

2.7 Οργάνωση και τήρηση αρχείου ΚΗΕΠ

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ υποχρεούται να τηρεί πλήρη στοιχεία σχετικά με τη λειτουργία του ΚΗΕΠ, περιλαμβανομένης και της επικαιροποίησής του, σε οργανωμένη βάση δεδομένων, η οποία περιλαμβάνει τουλάχιστον:

- Τα δεδομένα, τις παραμέτρους και τους περιορισμούς που λαμβάνονται υπόψη κατά την επίλυση του ΚΗΕΠ (συμπεριλαμβανομένων των προβλέψεων φορτίου, παραγωγής ΑΠΕ και αναγκών εφεδρειών ενεργού ισχύος).
- Τα αποτελέσματα επίλυσης του ΚΗΕΠ.
- Αρχείο των αποδεικτικών λήψης των κοινοποιούμενων αποτελεσμάτων προς τους συμμετέχοντες σε σχέση με τον ΚΗΕΠ.

Τα παραπάνω στοιχεία τηρούνται από τον Διαχειριστή για χρονικό διάστημα πέντε τουλάχιστον ετών και οι συμμετέχοντες στον ΚΗΕΠ έχουν δικαίωμα πρόσβασης σε αυτά.

Κεφάλαιο 3

Το πρόβλημα της ένταξης των μονάδων παραγωγής

3.1 Γενικά στοιχεία μαθηματικού προγραμματισμού

Ο Μαθηματικός Προγραμματισμός χρησιμοποιείται για να προσδιορισθεί η καλύτερη ή η άριστη λύση σ'ένα πρόβλημα που απαιτεί μία απόφαση ή ένα σύνολο αποφάσεων σχετικά με τη χρησιμοποίηση του συνόλου των περιορισμένων πόρων για την επίτευξη ενός αντικειμενικού στόχου. Ένα ηλεκτρικό δίκτυο για παράδειγμα, θα πρέπει να σχεδιαστεί, αλλά και να προγραμματίζει τη λειτουργία του με τέτοιο τρόπο ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση του φορτίου σε ηλεκτρική ενέργεια, με το ελάχιστο εφικτό κόστος, τηρώντας παράλληλα διαφόρων ειδών περιορισμούς (τεχνικούς, ασφαλείας κ.α.). Τα μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού παρέχουν το κατάλληλο πλαίσιο ώστε οι βέλτιστες αποφάσεις να λαμβάνονται με ακριβή και επιστημονικό τρόπο.

Τα βήματα που απαρτίζουν το μαθηματικό προγραμματισμό είναι τα ακόλουθα:

- Μετατροπή ενός στατικού προβλήματος σε μαθηματικό μοντέλο που περιλαμβάνει όλα τα απαραίτητα στοιχεία του προβλήματος.
- Διερεύνηση των διαφορετικών λύσεων του προβλήματος.
- Εύρεση της πιο κατάλληλης ή της άριστης λύσης.

Το πρόβλημα του Μαθηματικού Προγραμματισμού εκφράζεται ως εξής:

Αναζητούνται οι τιμές των μεταβλητών x_1, \dots, x_n (μεταβλητές απόφασης) ώστε να ικανοποιούνται οι m συνθήκες (ανισότητες ή ισότητες) της μορφής

$$g_i(x_1, \dots, x_n) \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.1)$$

που καλούνται γενικά περιορισμοί (constraints) και επιπλέον να μεγιστοποιείται ή να ελαχιστοποιείται η συνάρτηση:

$$z = f(x_1, \dots, x_n) \quad (3.2)$$

Με άλλα λόγια το πρόβλημα του Μαθηματικού Προγραμματισμού είναι ένα πρόβλημα μεγιστοποίησης ή ελαχιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης. Το

είδος των συναρτήσεων των περιορισμών, όσο και της αντικειμενικής συνάρτησης χαρακτηρίζουν το πρόβλημα του μαθηματικού προγραμματισμού ως γραμμικό, ακέραιο, στοχαστικό, δυναμικό κ.λ.π.

Γραμμικός προγραμματισμός

Ο γραμμικός προγραμματισμός περιλαμβάνεται στις τεχνικές του μαθηματικού προγραμματισμού και είναι η τεχνική στην οποία ο αντικειμενικός στόχος περιγράφεται από μια γραμμική συνάρτηση των μεταβλητών του προβλήματος. Πιο συγκεκριμένα, οι περιορισμοί και η αντικειμενική συνάρτηση διατυπώνονται ως εξής:

$$f(x_1, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} x_j \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.3)$$

$$z = f(x_1, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (3.4)$$

όπου a_{ij} και c_j γνωστές πραγματικές σταθερές, τότε το πρόβλημα βελτιστοποίησης καλείται πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (linear programming).

Κατά συνέπεια, το γενικό πρόβλημα του γραμμικού προγραμματισμού έχει τη μορφή:

$$\begin{aligned} z &= \{max, min\} (c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n) \\ a_{11} x_1 + a_{12} x_2 + \dots + a_{1n} x_n &\{ \leq, =, \geq \} b_1 \\ &\vdots \\ a_{m1} x_1 + a_{m2} x_2 + \dots + a_{mn} x_n &\{ \leq, =, \geq \} b_m \\ x_1, x_2, \dots, x_n &\geq 0 \end{aligned} \quad (3.5)$$

Μια πιο συνεπτυγμένη έκφραση του προβλήματος προκύπτει εάν όλοι οι περιορισμοί είναι εξισώσεις ή ανισώσεις της ίδιας φοράς:

$$\begin{aligned} z &= \{max, min\} \bar{c}^T \bar{x} \\ A\bar{x} &\{ \leq, =, \geq \} \bar{b} \\ \bar{x} &\geq 0 \end{aligned} \quad (3.6)$$

όπου $\bar{x} = (x_1, \dots, x_n)^T$, $\bar{c} = (c_1, \dots, c_n)^T$, $\bar{b} = (b_1, \dots, b_m)^T$, $\bar{0} = (0, \dots, 0)^T \in R^m$ και

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Προβλήματα τα οποία λύνονται με τον γραμμικό προγραμματισμό είναι όλα τα προβλήματα βελτιστοποίησης με περιορισμούς και αφορούν τη βέλτιστη κατανομή των περιορισμένων πόρων. Επίσης χρησιμοποιείται συχνά για να προσδιορίσει το βέλτιστο σχέδιο λειτουργίας μιας παραγωγικής διαδικασίας. Προβλήματα δηλαδή, καθορισμού των ποσοτήτων που πρέπει να παραχθούν από κάθε προϊόν σε σχέση με ότι βρίσκεται στις αποθήκες με σκοπό τη μεγιστοποίηση του κέρδους. Ο γραμμικός προγραμματισμός ακόμα χρησιμοποιείται για την επίλυση προβλημάτων ενέργειας, προστασίας του περιβάλλοντος, διοίκησης προσωπικού κλπ.

Μικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός

Ο ακέραιος προγραμματισμός ασχολείται με προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού στα οποία μερικές ή όλες οι μεταβλητές είναι ακέραιες. Στην πράξη όμως εμφανίζονται προβλήματα που θα πρέπει να συμπεριλάβουν και διακριτές μεταβλητές που αναπαριστούν συνήθως κάποια απόφαση, όπως για παράδειγμα την έναρξη ή τη σβέση μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μεταβλητές απόφασης παίρνουν τις τιμές 0 ή 1. Μια επέκταση του ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, ώστε να συμπεριληφθούν και οι διακριτές μεταβλητές απόφασης είναι ο μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός (mixed- integer linear programming).

3.2 Μοντελοποίηση του προβλήματος της ένταξης των μονάδων παραγωγής

3.2.1 Εισαγωγή

Στο πλαίσιο λειτουργίας της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η ένταξη των μονάδων (Unit Commitment-UC) αποτελεί ένα ζωτικής σημασίας έργο βελτιστοποίησης, καθώς διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στον καθημερινό σχεδιασμό της λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων ισχύος. Λόγω της πολύπλοκης και συνδυαστικής φύσης του, προσελκύει πολλές ερευνητικές προσπάθειες.

Στις παραδοσιακές μη απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, η ένταξη των μονάδων αναφέρεται στον οικονομικό προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών μονάδων παραγωγής, σε καθημερινό ή σε εβδομαδιαίο χρονικό ορίζοντα, με σκοπό να ικανοποιήσει πλήρως τη ζήτηση φορτίου και τις ανάγκες σε στρεφόμενη εφεδρεία με το ελάχιστο λειτουργικό κόστος, ικανοποιώντας παράλληλα όλους τους λειτουργικούς περιορισμούς των μονάδων, όπως τους ελάχιστους χρόνους ένταξης ή κράτησης, τη μέγιστη δυνατότητα αύξησης ή μείωσης της παραγόμενης ισχύος, την ελάχιστη και τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής.

Στις απελευθερωμένες αγορές ενέργειας το πρόβλημα της ένταξης των μονάδων, την επίλυση του οποίου αναλαμβάνει ο ανεξάρτητος Διαχειριστής του Δικτύου, διατυπώνεται παρόμοια με αυτό στις κεντρικά σχεδιασμένες αγορές, με τη διαφορά ότι υπάρχει η πρόσθετη απαίτηση της μεγιστοποίησης των συνολικών κερδών των επιχειρήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό την ανάπτυξη επιτυχημένων στρατηγικών υποβολής προσφορών σε μια ανταγωνιστική αγορά.

Η ένταξη των μονάδων είναι ένα μεγάλης κλίμακας, μη κυρτό, μη γραμμικό, μεικτό ακέραιο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Επειδή οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας αλλάζουν ραγδαία, υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για το πώς επιλύονται τα νέα μοντέλα ένταξης μονάδων παραγωγής και τι σκοπούς εξυπηρετούν. Κατά συνέπεια, για την επίλυση τους έχουν προταθεί διάφορες μέθοδοι όπως η μέθοδος χαλάρωσης Lagrange, ο μεικτός ακέραιος προγραμματισμός, γενετικοί αλγόριθμοι, μιμητικοί αλγόριθμοι, η μέθοδος επιλεκτικής απαρίθμησης, υβριδικές μέθοδοι.[11]

Από τις προαναφερθείσες μεθόδους, η μέθοδος χαλάρωσης Lagrange αποτελεί την πιο ευρέως διαδεδομένη λόγω της ικανότητάς της να επιλύει ευρείας κλίμακας προβλήματα. Ωστόσο ως προς το UC πρόβλημα παρουσιάζει τα εξής μειονεκτήματα[12]:

1. Μη διαφορίσιμα και μη κυρτά λειτουργικά κόστη των μονάδων απαιτούν πολυπλοκή μοντελοποίηση προκειμένου να υπολογιστεί αποτελεσματικά το κόστος κάθε κατάστασης κάθε ώρας.
2. Το κόστος εκκίνησης των μονάδων είναι συνάρτηση του χρόνου κράτησής τους. Αυτή η χρονική εξάρτηση του κόστους εκκίνησης αυξάνει την πολυπλοκότητα της μοντελοποίησής του, καθώς αυξάνει τον αριθμό των καταστάσεων που πρέπει να εξεταστούν κάθε ώρα.
3. Για την εκτίμηση της ικανότητας παροχής στρεφόμενης εφεδρείας των μονάδων πρέπει να ληφθούν υπόψη οι ράμπες ανόδου και καθόδου της παραγωγής, κάτι το οποίο δυσχεραίνει την υπολογιστική πολυπλοκότητα του μοντέλου.

Τα παράπανω μειονεκτήματα της μεθόδου μπορεί να οδηγήσουν σε υποβέλτιστες λύσεις. Αντιθέτως, ο μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός εγγυάται σύγκλιση στην βέλτιστη λύση σε πεπερασμένο αριθμό βημάτων. Συνεπώς έχει δοθεί ιδιαίτερη βάση στην ανάπτυξη αλγορίθμων όπως η μέθοδος Branch and Cut, για την επίλυση MILP προβλημάτων, καθώς επίσης είναι διαθέσιμα εμπορικά λογισμικά βελτιστοποίησης με ευρείας κλίμακας δυνατότητες.

Ένα σημαντικό θέμα κατά την κατάστροψη του μαθηματικού μοντέλου του προβλήματος της ένταξης των μονάδων στην παρούσα εργασία είναι η διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ και η διαχείριση των κανόνων τήρησης λειτουργικής στρεφόμενης και μη στρεφόμενης εφεδρείας, προκειμένου να εξασφαλιστεί η ασφάλεια και η ευρωστία του συστήματος.

3.2.2 Βασικές παράμετροι για την προσομοίωση αυτόνομου συστήματος με αιολική και Φ/Β διείσδυση

Ο ημερήσιος προγραμματισμός του συστήματος παραγωγής συνίσταται στον βέλτιστο προγραμματισμό ένταξης και φόρτισης των κατανεμόμενων θερμικών μονάδων, με διείσδυση μη κατανεμόμενης παραγωγής ΑΠΕ (αιολικά και φωτοβολταϊκά), χρησιμοποιώντας μοντέλο μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Ο ορίζοντας προγραμματισμού είναι ημερήσιος με κατανομή μίας ώρας.

Η προσομοίωση του ΗΕΠ συνίσταται, βάσει του Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ Συστημάτων, στην εύρεση της μέγιστης δυνατής συνολικής διείσδυσης ενέργειας από ΑΠΕ, υπό το ελάχιστο δυνατό κόστος θερμικής παραγωγής, λαμβανομένων υπόψη των τεχνικών περιορισμών των μονάδων και των λειτουργικών κανόνων του συστήματος.

Ειδικότερα, για την επίλυση του ΗΕΠ λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα:

1. Το κόστος των θερμικών μονάδων, που συνίσταται σε κόστος καυσίμου, σταθερό λειτουργικό, δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 , αποζημίωσης εφεδρειών και εκκινήσεων.
2. Το προφίλ (24 ωριαίες τιμές) φορτίου του συστήματος και διαθεσιμότητας αιολικής και Φ/Β παραγωγής που αντιστοιχεί στην εκάστοτε ημέρα και είναι αποτελέσματα πρόβλεψης.
3. Τεχνικές παράμετροι και περιορισμοί των θερμικών μονάδων:

- Τεχνικό μέγιστο και ελάχιστο μονάδων (MW).
- Ωριαίες ράμπες ανόδου-καθόδου (MW/h).
- Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας (μετά την έναυση) και ελάχιστος χρόνος κράτησης (μετά τη σβέση).
- Ικανότητα παροχής πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας.
- Ρυθμός μεταβολής της παραγωγής (MW/min).

4. Λειτουργικοί κανόνες και περιορισμοί του συστήματος γενικότερα:

- Υποχρεωτική λειτουργία θερμικών μονάδων (must-run).
- Απαιτήσεις πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας, διακριτά για θετική και αρνητική, καθώς και απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας. Οι απαιτήσεις εφεδρειών διαμορφώνονται με βάση κανόνες και παραδοχές, όπως ειδικότερα αναλύονται στην επόμενη ενότητα.

Αποτέλεσμα της επίλυσης του ημερήσιου προγραμματισμού είναι, για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής, η ένταξη και φόρτιση των κατανεμόμενων μονάδων και η απορρόφηση παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ, διακριτά ανά τεχνολογία (αιολικά, Φ/Β), καθώς και η προκύπτουσα περικοπή της διαθέσιμης παραγωγής τους.

3.2.3 Διαμόρφωση απαιτήσεων εφεδρειών συστήματος

Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.4.4, ο Διαχειριστής του συστήματος υποχρεούται να καθορίζει τις εκάστοτε απαιτούμενες ποσότητες στρεφόμενης και μη στρεφόμενης εφεδρείας, ώστε να διασφαλίζεται η ασφάλεια και η αξιοπιστία της λειτουργίας του, σε συνθήκες μεταβλητότητας και αβεβαιότητας. Σε περιπτώσεις μάλιστα όπου εξετάζεται η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ, η ευρωστία του συστήματος είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τις τηρούμενες πολιτικές εφεδρειών.

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας προτείνονται κάποιοι κανόνες για την διαμόρφωση των απαιτήσεων εφεδρειών οι οποίοι είναι παραμετροποιήσιμοι μέσα στον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ και επομένως μπορούν να τροποποιηθούν και να αναπροσαρμοστούν. Μάλιστα, στόχος της παρούσας εργασίας είναι να γίνει μια πλήρης εκτίμηση των απαιτήσεων των εφεδρειών ενός αυτόνομου συστήματος, ώστε η άρση του δυναμικού περιορισμού της διείσδυσης ΑΠΕ (ενότητα 2.2) να μην απειλεί την ασφάλεια του συστήματος.

Εφεδρείες για την ομαλή λειτουργία

Απαιτούνται εφεδρείες για την κάλυψη τόσο σφαλμάτων στην πρόβλεψη της ωριαίας ζήτησης και της παραγωγής ΑΠΕ, όσο και της αναμενόμενης μεταβλητότητας τους εντός της περιόδου κατανομής. Τα σφάλματα πρόβλεψης θα εκτιμώνται ως ποσοστά του προβλεπόμενου φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ αντίστοιχα για κάθε ώρα

κατανομής της ημέρας κατανομής. Τα εν λόγω ποσοστά είτε θα ορίζονται από τον χειριστή είτε θα καθορίζονται αυτόματα βάσει των πιθανοτικών προβλέψεων φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ και καθορισμένων διαστημάτων εμπιστοσύνης, σύμφωνα με κάποιους κανόνες που θα καθοριστούν σε συνεργασία με τον ανάδοχο κατάρτισης του ΗΕΠ και θα είναι τροποποιήσιμοι.

Η αναμενόμενη μεταβλητότητα φορτίου θα εκτιμάται επίσης ως ποσοστό του φορτίου και θα καθορίζεται από τον χειριστή. Ως προς την αναμενόμενη μεταβλητότητα της παραγωγής ΑΠΕ, θα ορίζονται μεταβλητότητες για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ (π.χ. Α/Π, Φ/Β) ξεχωριστά και διακριτά για τις ελεγχόμενες και μη ελεγχόμενες μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ και θα εκτιμώνται ως ποσοστά της αντίστοιχης προβλεπόμενης παραγωγής τους, τα οποία ποσοστά μπορούν να διαφοροποιούνται για τα διάφορα επίπεδα παραγωγής ΑΠΕ. Τα ποσοστά αυτά ή οι καμπύλες ποσοστών θα προκαθορίζονται από τον χειριστή. Επίσης οι ανωτέρω μεταβλητότητες μπορούν να διακριθούν στις γρήγορες, συνεχείς μικρομεταβολές που απαιτούν εφεδρείες με γρήγορη απόκριση και στις πιο αργές, ενδοωριαίες μεταβολές που απαιτούν εφεδρείες με αργότερη απόκριση. Σημειωτέον ότι η γρήγορη μεταβλητότητα αποτελεί υποσύνολο της αργής και μπορεί να εκφραστεί ως ποσοστό αυτής, το οποίο θα καθορίζεται επίσης από τον χειριστή.

Εφεδρείες για πιθανές διαταραχές

Εξετάζονται τα ακόλουθα ενδεχόμενα:

- Απρόβλεπτη διακύμανση του φορτίου, π.χ. απώλεια γραμμής διανομής. Χειρότερη περίπτωση η απώλεια της γραμμής με το μεγαλύτερο φορτίο, το οποίο μπορεί να εκτιμηθεί ως ποσοστό του προβλεπόμενου φορτίου. Το εν λόγω ποσοστό (συντελεστής αναλογίας) θα καθορίζεται βάσει απολογιστικών δεδομένων προηγούμενων περιόδων ή από τον χειριστή.
- Απρόβλεπτα γεγονότα απώλειας παραγωγικού δυναμικού των κατανεμόμενων μονάδων. Χειρότερη περίπτωση η απώλεια της μονάδας με τη μεγαλύτερη αναμενόμενη φόρτιση, όπως αυτή θα προκύψει από την επίλυση του ΚΗΕΠ.
- Ενδεχόμενο απώλειας μέρους της παραγωγής ΑΠΕ. Χειρότερη περίπτωση να χαθεί το μη εγγυημένο ποσοστό της αναμενόμενης παραγωγής των μη κατανεμόμενων ΑΠΕ (ελεγχόμενων και μη), όπως αυτή θα προκύψει από την επίλυση του ΚΗΕΠ.

Ο αλγόριθμος θα λαμβάνει υπόψη είτε τις χειρότερες περιπτώσεις απώλειας φορτίου ή παραγωγής κατανεμόμενων μονάδων, είτε εναλλακτικά προκαθορισμένα ποσοστά των ανωτέρω ισχύων (ποσοστό απώλειας του προβλεπόμενου φορτίου ή ποσοστό απώλειας της συνολικής κατανεμόμενης παραγωγής). Στην περίπτωση απώλειας του μη εγγυημένου ποσοστού παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ, θα λαμβάνεται υπόψη η δυσμενέστερη περίπτωση. Ο ακριβής καθορισμός των καταστάσεων και των ποσοστών που θα λαμβάνονται υπόψη από τον αλγόριθμο επίλυσης, θα πραγματοποιείται από τον χειριστή.

Ενδεικτικά οι απαιτούμενες εφεδρείες (πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα) για το σύστημα θα μπορούσαν να καθορίζονται όπως περιγράφεται παρακάτω, με τα τελικά κριτήρια προσδιορισμού τους να καθορίζονται από τον χειριστή:

Απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας

- Η απαιτούμενη θετική εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης $PR_{up}(i)$ για το σύστημα θα ισούται με τη μέγιστη αναμενόμενη απώλεια παραγωγής, είτε κατανεμόμενης $p(i, j)$, είτε ΑΠΕ, $P_{ΑΠΕ_{μη_εγγ}}$. Στην περίπτωση της απώλειας κατανεμόμενης μονάδας θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη ότι ταυτόχρονα χάνεται και η δυνατότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας από πλευράς της $Xrsv1_{up}(i, j)$, όπως αυτή θα προκύψει από την επίλυση του ΚΗΕΠ. Συγκεκριμένα:

$$PR_{up}(i) = \max [\max [p(i, j) + Xrsv1_{up}(i, j)], P_{ΑΠΕ_{μη_εγγ}}] \quad (3.8)$$

- Η απαιτούμενη αρνητική εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης $PR_{dn}(i)$, για το σύστημα θα ισούται με τη μέγιστη αναμενόμενη απώλεια φορτίου με περιορισμό τη μέγιστη απώλεια M/Σ .

Απαιτήσεις δευτερεύουσας εφεδρείας

- Η θετική εφεδρεία δευτερεύουσας ρύθμισης $SR_{up}(i)$, θα καθορίζεται βάσει της εκτιμώμενης θετικής γρήγορης μεταβλητότητας φορτίου σε σχέση με την προβλεπόμενη μέση ωριαία ζήτηση $P_{L_{\gamma\rho\eta\gamma_μετα\alpha\beta\lambda},i}^+$, συν τη διαφορά (εφόσον αυτή είναι θετική) της εκτιμώμενης αρνητικής γρήγορης μεταβλητότητας της παραγωγής ΑΠΕ $P_{ΑΠΕ_{\gamma\rho\eta\gamma_μετα\alpha\beta\lambda},i}^-$, μείον τη διαφορά της μέγιστης φόρτισης κατανεμόμενης μονάδας (όπου λαμβάνεται υπόψη και η αντίστοιχη παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία από τη συγκεκριμένη μονάδα), από την απαιτούμενη θετική εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης. Δηλαδή θα τηρείται δευτερεύουσα εφεδρεία για την κάλυψη της θετικής μεταβλητότητας φορτίου και για το σύνολο της αρνητικής γρήγορης μεταβλητότητας παραγωγής ΑΠΕ, εφόσον η μέγιστη φόρτιση κατανεμόμενης μονάδας υπερβαίνει τη μη εγγυημένη παραγωγή ΑΠΕ, ή με άλλα λόγια αν η αναμενόμενη απώλεια κατανεμόμενης ισχύος υπερβαίνει την αντίστοιχη απώλεια παραγωγής ΑΠΕ. Σε αντίθετη περίπτωση, το τμήμα της δευτερεύουσας εφεδρείας που θα κρατείται για την αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα παραγωγής ΑΠΕ, θα απομειώνεται κατά τη διαφορά της πρωτεύουσας θετικής εφεδρείας μείον τη μέγιστη φόρτιση κατανεμόμενης μονάδας. Προς κατανόηση των ανωτέρω παρατίθεται η παρακάτω εξίσωση:

$$SR_{up}(i) = P_{L_{\gamma\rho\eta\gamma_μετα\alpha\beta\lambda},i}^+ + \max [P_{ΑΠΕ_{\gamma\rho\eta\gamma_μετα\alpha\beta\lambda},i}^- - (PR_{up}(i) - \max \{p(i, j) + Xrsv1_{up}(i, j)\}), 0] \quad (3.9)$$

Η συνολική αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα ΑΠΕ προκύπτει από τη συνεισφορά της μεταβλητότητας τόσο των μη ελεγχόμενων $P_{ΑΠΕ_{\gamma\rho\eta\gamma_μετα\alpha\beta\lambda},i}^{-,noncontr}$, όσο και των ελεγχόμενων $P_{ΑΠΕ_{\gamma\rho\eta\gamma_μετα\alpha\beta\lambda},i}^{-,contr}$, μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ. Μάλιστα στην περίπτωση των ελεγχόμενων, η μεταβλητότητά τους απομειώνεται κατά τις προκύπτουσες (από την επίλυση του ΚΗΕΠ) περικοπές. Ο προσδιορισμός της συνολικής αρνητικής γρήγορης μεταβλητότητας ΑΠΕ για την οποία απαιτούνται εφεδρείες, δεν είναι εύκολη υπόθεση και θα πραγματοποιείται σύμφωνα με

κάποιους κανόνες που θα καθοριστούν και θα είναι τροποποιήσιμοι. Τα παραπάνω οδηγούν στην παρακάτω εξίσωση για τον προσδιορισμό της γρήγορης μεταβλητότητας ΑΠΕ.

$$P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^- = \max[P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^{-,noncontr}, P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^{-,contr} - P_{ΑΠΕ\pi\epsilon\rho\iota\kappa}]$$

- Η αρνητική εφεδρεία δευτερεύουσας ρύθμισης θα ισούται με την εκτιμώμενη αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα φορτίου ως προς την προβλεπόμενη μέση τιμή του (η οποία όμως θα πολλαπλασιάζεται με ένα συντελεστή 1- α , όπου α το ποσοστό απώλειας φορτίου που θεωρήθηκε στον προσδιορισμό της αρνητικής πρωτεύουσας εφεδρείας), συν τη θετική γρήγορη μεταβλητότητα παραγωγής ΑΠΕ.

Η συνολική θετική γρήγορη μεταβλητότητα ΑΠΕ προκύπτει ομοίως από τη συνεισφορά της μεταβλητότητας τόσο των μη ελεγχόμενων $P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^{+,noncontr}$ όσο και των ελεγχόμενων $P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^{+,contr}$ μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και διαμορφώνεται τελικά ως η μέγιστη μεταξύ των δύο. Δηλαδή:

$$P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^+ = \max[P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^{+,noncontr}, P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^{+,contr}]$$

Απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας

- Η απαιτούμενη τριτεύουσα εφεδρεία $TR_{up}(i)$, στρεφόμενη και μη, θα καθορίζεται βάσει του εκτιμώμενου θετικού σφάλματος πρόβλεψης φορτίου $P_{L\sigma\phi\alpha\lambda\mu\alpha,i}^+$, συν την αργή μεταβλητότητα φορτίου $P_{L\alpha\rho\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^+$ (έχοντας αφαιρέσει το ποσοστό που αφορά τη γρήγορη), συν τη διαφορά (εφόσον αυτή είναι θετική) του αρνητικού σφάλματος πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ $P_{ΑΠΕ\sigma\phi\alpha\lambda\mu\alpha,i}^-$, συν την αρνητική αργή μεταβλητότητα ΑΠΕ $P_{ΑΠΕ\alpha\rho\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^-$ (έχοντας αφαιρέσει το ποσοστό που αφορά τη γρήγορη), μείον τη διαφορά (εφόσον αυτή είναι θετική) της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ, μείον την αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα ΑΠΕ, μείον τη μέγιστη φόρτιση κατανεμόμενης μονάδας.

Δηλαδή θα τηρείται τριτεύουσα εφεδρεία για την κάλυψη του θετικού σφάλματος πρόβλεψης φορτίου και για το αρνητικό σφάλμα πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ, καθώς και για τις αντίστοιχες αργές μεταβλητοτήτες τους, εφόσον η μέγιστη φόρτιση κατανεμόμενης μονάδας υπερβαίνει το άθροισμα της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ μείον την αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα ΑΠΕ. Σε αντίθετη περίπτωση, το τμήμα της τριτεύουσας εφεδρείας που θα κρατείται για το αρνητικό σφάλμα πρόβλεψης και την αργή μεταβλητότητα παραγωγής ΑΠΕ, θα απομειώνεται κατά τη διαφορά της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ μείον την αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα ΑΠΕ, μείον τη μέγιστη φόρτιση κατανεμόμενης μονάδας. Προς κατανόηση των ανωτέρω παρατίθεται η παρακάτω εξίσωση:

$$\begin{aligned} TR_{up}(i) = & P_{L\sigma\phi\alpha\lambda\mu\alpha,i}^+ + P_{L\alpha\rho\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^+ - P_{L\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^+ \\ & + \max [P_{ΑΠΕ\sigma\phi\alpha\lambda\mu\alpha,i}^- + P_{ΑΠΕ\alpha\rho\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^- - P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^-, \\ & - \max [(P_{ΑΠΕ\mu\eta\epsilon\gamma\gamma} - P_{ΑΠΕ\gamma\rho\eta\gamma_μ\epsilon\tau\alpha\beta\lambda,i}^- - \max\{p(i,j)\}), 0], 0] \end{aligned} \quad (3.10)$$

Όσον αφορά τον προσδιορισμό της συνολικής αργής αρνητικής μεταβλητότητας ΑΠΕ, ισχύουν τα ίδια με τον προσδιορισμό της γρήγορης αρνητικής μεταβλητότητας ΑΠΕ.

Η επίλυση του ημερήσιου προγραμματισμού λαμβάνει υπόψη τις απαιτήσεις εφεδρειών. Η ένταξη και η φόρτιση των θερμικών μονάδων γίνεται κατά τέτοιο τρόπο ώστε, με βάση τις δεδομένες ικανότητες παροχής των εν λόγω εφεδρειών από τις διαθέσιμες μονάδες παραγωγής, να καλύπτονται οι τιθέμενες συνολικές απαιτήσεις για το σύστημα.

3.3 Μαθηματική μοντελοποίηση του ΗΕΠ

Στην παρούσα ενότητα επιχειρείται η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος της ένταξης και της κατανομής των μονάδων παραγωγής σε αυτόνομο ΣΗΕ όπου λειτουργούν αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Στόχος δεν είναι να παρουσιαστούν αναλυτικά μία προς μία οι μαθηματικές εξισώσεις, αλλά οι πιο βασικές, για να γίνει κατανοητή η ποιοτική λειτουργία του συστήματος.

Για εποπτικούς λόγους παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι συμβολισμοί και η σημασία δεικτών, των σταθερών και των μεταβλητών που χρησιμοποιούνται για τη μαθηματική περιγραφή του προβλήματος.

Δείκτες

i	:	Ώρα κατανομής(1 ώρα).
j	:	Συμβατικές μονάδες παραγωγής.
wp	:	Αιολικά πάρκα.
pv	:	Φωτοβολταϊκοί σταθμοί.
m	:	Block ισχύος.

Σύνολα

$spin$:	Σύνολο των μονάδων που μπορούν να παρέχουν στροφόμενη εφεδρεία.
$nonspin$:	Σύνολο των μονάδων που μπορούν να παρέχουν μη στροφόμενη εφεδρεία.

Σταθερές

T	:	Χρονικός ορίζοντας προγραμματισμού (24 ώρες).
$D(i)$:	Ζήτηση φορτίου την ώρα i (MW).
CAP	:	Ονομαστική ισχύς της μονάδας j (MW).
$SUR(j)$:	Ρυθμός έναυσης της μονάδας j (MW/h).
$SDR(j)$:	Ρυθμός σβέσης της μονάδας j (MW/h).
$RU(j)$:	Ρυθμός ανόδου της μονάδας j (MW/h).
$RD(j)$:	Ρυθμός καθόδου της μονάδας j (MW/h).
$mrun(j)$:	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας j (h).
$mstop(j)$:	Ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας j (h).
$P_{0h}(j)$:	Αρχική ισχύς εξόδου μονάδας j , πριν την έναρξη του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού, δηλαδή την ώρα 0 (MW).
$ST_{0h}(j)$:	Αρχική κατάσταση ένταξης (on ή off) της μονάδας j πριν την έναρξη του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού, δηλαδή την ώρα 0.
$In_up_time(j)$:	Αρχική ισχύς εξόδου μονάδας j , πριν την έναρξη του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού, δηλαδή την ώρα 0 (MW).
$NL(j)$:	Αριθμός block ισχύος της μονάδας j .
$T_G(j, m)$:	Άνω όριο του block m της μονάδας j (MW).
$fc_slope(j, m)$:	Μεταβλητό κόστος καυσίμου και εκπομπών CO_2 στο m block της μονάδας j (€/MWh).
$fc_TM(j)$:	Μεταβλητό κόστος καυσίμου και εκπομπών CO_2 στο τεχνικό ελάχιστο της μονάδας j (€).
$SU_cost(j)$:	Κόστος εκκίνησης της μονάδας j (€/MW/εκκίνηση).
$MO_cost(j)$:	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας j (€/MWh).

$PR_{CAP}(j)$:	Ικανότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας της μονάδας j .
$SR_{CAP}(j)$:	Ικανότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας της μονάδας j .
$TR_{CAPspin}(j)$:	Ικανότητα παροχής στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας της μονάδας j .
$TR_{CAPnonspin}(j)$:	Ικανότητα παροχής μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας της μονάδας j .
$Q_{wp}(i)$:	Διαθέσιμη αιολική παραγωγή την ώρα i (MW).
$Q_{pv}(i)$:	Διαθέσιμη Φ/Β παραγωγή την ώρα i (MW).

Συνεχείς Μεταβλητές

$p(i, j)$:	Ισχύς εξόδου της μονάδας j την ώρα i (MW).
$p_G(i, j, m)$:	Παραγόμενη ισχύς από το m block της μονάδας j την ώρα i (MW).
$p_{max}(i, j)$:	Μέγιστη δυνατή ισχύς εξόδου της μονάδας j την ώρα i (MW).
$X_{wp}(i)$:	Περικοπές αιολικής ισχύος την ώρα i (MW).
$X_{pv}(i)$:	Περικοπές Φ/Β ισχύος την ώρα i (MW).
$PR_{up}(i)$:	Απαίτηση του συστήματος σε θετική πρωτεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$PR_{dn}(i)$:	Απαίτηση του συστήματος σε αρνητική πρωτεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$SR_{up}(i)$:	Απαίτηση του συστήματος σε θετική δευτερεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$SR_{dn}(i)$:	Απαίτηση του συστήματος σε αρνητική δευτερεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$TR_{up}(i)$:	Απαίτηση του συστήματος σε θετική τριτεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).

$Xrsv1_{up}(i, j)$:	Συνεισφορά της μονάδας j σε θετική πρωτεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$Xrsv1_{dn}(i, j)$:	Συνεισφορά της μονάδας j σε αρνητική πρωτεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$Xrsv2_{up}(i, j)$:	Συνεισφορά της μονάδας j σε θετική δευτερεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$Xrsv2_{dn}(i, j)$:	Συνεισφορά της μονάδας j σε αρνητική δευτερεύουσα εφεδρεία την ώρα i (MW).
$Xrsv3_{spin}(i, j)$:	Συνεισφορά της μονάδας j σε τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία την ώρα i (MW).
$Xrsv3_{nonspin}(i, j)$:	Συνεισφορά της μονάδας j σε τριτεύουσα μη στρεφόμενη εφεδρεία την ώρα i (MW).

Διαδικές μεταβλητές

$ST(i, j)$:	Λαμβάνει την τιμή 1 αν την ώρα i , η μονάδα j βρίσκεται σε λειτουργία.
$SU(i, j)$:	Λαμβάνει την τιμή 1 αν την ώρα i , η μονάδα j εκκινεί.
$SD(i, j)$:	Λαμβάνει την τιμή 1 αν την ώρα i , η μονάδα j τίθεται εκτός λειτουργίας.
$t(i, j, m)$:	Λαμβάνει την τιμή 1 αν την ώρα i , η ισχύς εξόδου της μονάδας j έχει υπερβεί το block m .
$ST_{nonspin}(i, j)$:	Λαμβάνει την τιμή 1 αν την ώρα i , η μονάδα j μπορεί να παρέχει μη στρεφόμενη εφεδρεία.

3.3.1 Αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση

Επειδή πρωτεύων στόχος είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ, αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης του ΗΕΠ θα αποτελεί η ελαχιστοποίηση των συνολικών αιολικών και Φ/Β περικοπών. Επιπλέον, στην αντικειμενική συνάρτηση θα συμπεριλαμβάνεται το συνολικό κόστος παραγωγής του συστήματος για όλη την ημέρα κατανομής, που ανάγεται στο κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων, το οποίο συνίσταται από τα παρακάτω:

- Μεταβλητό κόστος παραγωγής (κόστος καυσίμου, δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 , κόστος λειτουργίας και συντήρησης).
- Κόστος εκκίνησης.

Με βάση τα παραπάνω, η μαθηματική διατύπωση της αντικειμενικής συνάρτησης είναι:

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^T \left(\sum_{j=1}^N \left((fc_{TM}(j) + TM(j) \cdot MO_{cost}) \cdot ST(i, j) + \sum_{m=1}^{NL(j)} (fc_{slope}(j, m) + MO_{cost}(j)) \cdot p_G(i, j, m) + SU_{cost}(j) \cdot SU(i, j) \right) \right) + \sum_{i=1}^T X_{wp}(i) + \sum_{i=1}^T X_{pv}(i) \right\} \quad (3.11)$$

Στην αντικειμενική συνάρτηση μπορεί να προστεθεί επίσης το κόστος επικουρικών υπηρεσιών (πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και μη στρεφόμενη τριτεύουσα) που θα αποζημιώνονται βάσει Κώδικα ΜΔΝ. Σημειωτέον ότι το εν λόγω κόστος δεν θα υπολογίζεται με βάση τις παρεχόμενες εφεδρείες που προκύπτουν από τον ΚΗΕΠ αλλά με βάση τις ικανότητες σε εφεδρείες των ενταγμένων μονάδων.

Επίσης στην αντικειμενική συνάρτηση θα περιλαμβάνονται κόστη (penalties) για τη μη τήρηση συγκεκριμένων περιορισμών (π.χ. όταν το ισοζύγιο ενέργειας δεν μπορεί να ικανοποιηθεί ή όταν δεν επαρκούν οι θετικές εφεδρείες). Τα κόστη αυτά θα είναι το γινόμενο της απόκλισης του εκάστοτε περιορισμού επί έναν συντελεστή κόστους αρκετά υψηλό. Με αυτόν τον τρόπο θα μπορούν να προκύψουν λύσεις ακόμα και όταν δεν μπορούν να ικανοποιηθούν όλοι οι περιορισμοί, με τις μικρότερες όμως δυνατές αποκλίσεις.

Οι συντελεστές των penalties θα καθορίζονται με βάση την αυστηρότητα των περιορισμών που θέλουμε να επιβάλλουμε. Οι αυστηρότεροι περιορισμοί θα λαμβάνουν και υψηλότερους συντελεστές. Ενδεικτική σειρά περιορισμών βάσει αυστηρότητάς τους:

- Ισοζύγιο ενέργειας
- Θετικές εφεδρείες
- Απορρόφηση ενέργειας από ΑΠΕ
- Αρνητικές εφεδρείες

Από την επίλυση του ΗΕΠ θα προκύπτει ποιοι περιορισμοί παραβιάστηκαν και κατά πόσο, βάσει των θετικών τιμών των αντίστοιχων μεταβλητών.

3.3.2 Διατύπωση περιορισμών του συστήματος

Ισοζύγιο ισχύος

Για κάθε ώρα κατανομής πρέπει να τηρείται το ισοζύγιο ισχύος, δηλαδή η παραγόμενη ενεργός ισχύς από συμβατικές μονάδες και μονάδες ΑΠΕ, πρέπει να είναι ίση με την ζήτηση φορτίου του συστήματος. Αυτό περιγράφεται από την ισότητα:

$$\sum_{j=1}^N p(i, j) + [Q_{wp}(i) - X_{wp}(i)] + [Q_{pv}(i) - X_{pv}(i)] = D(i, j), \quad \forall i \quad (3.12)$$

Σημειωτέον ότι η παραγόμενη ισχύς των ΑΠΕ υπολογίζεται αν από την προβλεπόμενη παραγωγή τους αφαιρέσουμε τις περικοπές που προκύπτουν κατά την επίλυση του ΗΕΠ.

Περιορισμοί blocks ισχύος της παραγωγής των συμβατικών μονάδων

Οι μονάδες παραγωγής παρέχουν στο δίκτυο ενέργεια σε μορφή block ισχύος, καθένα από τα οποία έχει διαφορετικό μεταβλητό κόστος. Το άθροισμα της συνολικής ισχύος των blocks αυτών θα πρέπει να ισούται με την ισχύ εξόδου της μονάδας j σε κάθε περίοδο i του χρονικού ορίζοντα της μελέτης. Μαθηματικά αυτό εκφράζεται ως:

$$p(i, j) = TM(j) \cdot ST(i, j) + \sum_{m=1}^{NL(j)} p_G(i, j, m), \quad \forall i, j \quad (3.13)$$

Η μεταβλητή $p_G(i, j, m)$ εκφράζει το ποσό ισχύος που προσφέρει η μονάδα j , από το block m , την ώρα i . Η ελάχιστη τιμή της είναι μηδέν, όταν η μονάδα δεν παρέχει ενέργεια από το συγκεκριμένο block και η μέγιστη τιμή της είναι ίση με $T_G(j, m)$ που εκφράζει το μέγιστο εύρος ισχύος του διακριτού διαστήματος m της μονάδας j . Με άλλο λόγια θα πρέπει να ισχύει:

$$0 \leq p_G(i, j, m) \leq T_G(j, m), \quad \forall i, j, m \quad (3.14)$$

Με βάση τα παραπάνω, η γραμμική τμηματική συνάρτηση του μεταβλητού κόστους καυσίμου της μονάδας j περιγράφεται μαθηματικά ως εξής:

$$C(m) = fc_TM(j) + \sum_{m=1}^{NL(j)} fc_slope(j, m) \cdot p_G(i, j, m) \quad (3.15)$$

Περιορισμοί εφεδρειών του συστήματος

Για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής, το άθροισμα των δεσμευμένων (με βάση τον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ) παρεχόμενων εφεδρειών των συμβατικών μονάδων, για κάθε τύπο εφεδρείας (πρωτεύουσα, δευτερεύουσα, τριτεύουσα), θα είναι τουλάχιστον ίσο με την ανάλογη συνολική απαίτηση εφεδρείας του συστήματος. Επίσης θεωρείται ότι υψηλότερης ποιότητας εφεδρείες (αυτές με γρηγορότερη απόκριση) μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ικανοποίηση των απαιτούμενων εφεδρειών με αργότερη απόκριση.

Ετσι, θα ισχύει για τις θετικές εφεδρείες:

$$\sum_{j=1}^N Xrsv1_{up}(i, j) \geq PR_{up}(i), \quad \forall i \quad (3.16)$$

$$\sum_{j=1}^N Xrsv1_{up}(i, j) + \sum_{j=1}^N Xrsv2_{up}(i, j) \geq PR_{up}(i) + SR_{up}(i), \quad \forall i \quad (3.17)$$

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^N Xrsv1_{up}(i, j) + \sum_{j=1}^N Xrsv2_{up}(i, j) + \sum_{j=1}^N Xrsv3_{spin}(i, j) + \sum_{j=1}^N Xrsv3_{nonspin}(i, j) \\ \geq PR_{up}(i) + SR_{up}(i) + TR_{up}(i), \quad \forall i \end{aligned} \quad (3.18)$$

και για τις αρνητικές αντίστοιχα :

$$\sum_{j=1}^N Xrsv1_{dn}(i, j) \geq PR_{dn}(i), \quad \forall i \quad (3.19)$$

$$\sum_{j=1}^N Xrsv1_{dn}(i, j) + \sum_{j=1}^N Xrsv2_{dn}(i, j) \geq PR_{dn}(i) + SR_{dn}(i), \quad \forall i \quad (3.20)$$

Οι απαιτήσεις του συστήματος για κάθε τύπο εφεδρείας, διαμορφώνονται μέσα στον αλγόριθμο επίλυσης σύμφωνα με την ενότητα 3.2.3.

Η συμμετοχή κάθε μονάδας j σε στρεφόμενη και μη στρεφόμενη εφεδρεία περιορίζεται από την ικανότητα της να παρέχει τον συγκεκριμένο τύπο εφεδρείας, σύμφωνα με τα τεχνικά της χαρακτηριστικά, βάσει Κώδικα ΜΔΝ. Αυτό διατυπώνεται με τους εξής περιορισμούς:

$$Xrsv1_{\{up,dn\}}(i, j) \leq PR_{CAP}(j), \quad \forall i, j \quad (3.21)$$

$$Xrsv2_{\{up,dn\}}(i, j) \leq SR_{CAP}(j), \quad \forall i, j \quad (3.22)$$

$$Xrsv3_{spin}(i, j) \leq TR_{CAP_{spin}}(j), \quad \forall i, j \in spin \quad (3.23)$$

$$Xrsv3_{nonspin}(i, j) \geq TM(j) \cdot ST_{nonspin}(i, j), \quad \forall i, j \in nonspin \quad (3.24)$$

$$Xrsv3_{nonspin}(i, j) \leq TR_{CAP_{nonspin}}(j) \cdot ST_{nonspin}(i, j), \quad \forall i, j \in nonspin \quad (3.25)$$

Όπως φαίνεται κι από τις εξισώσεις (3.24) και (3.25), για να μπορεί μια μονάδα να παρέχει μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, θα πρέπει να είναι ικανή να αποδώσει ισχύ τουλάχιστον ίση με το τεχνικό της ελάχιστο, εντός δεκαπέντε λεπτών, δηλαδή όσο διαρκεί η εφεδρεία τριτεύουσας ρύθμισης. Απαραίτητες προϋποθέσεις είναι επίσης, η μονάδα να μην είναι ενταγμένη την προηγούμενη ώρα από αυτή που ο αλγόριθμος έχει επιλέξει τη συμμετοχής της στην μη στρεφόμενη εφεδρεία καθώς και να έχει τηρήσει τον ελάχιστο χρόνο κράτησής της, αν έχει προηγηθεί σβέση της. Αυτές οι δύο προϋποθέσεις εξασφαλίζονται μέσω της μεταβλητής $ST_{nonspin}$, η οποία εμπλέκεται σε μερικές ακόμη ανισότητες, οι οποίες δεν αναγράφονται καθώς επιδιώκεται μια σύντομη αλλά κυρίως ποιοτική περιγραφή του μοντέλου .

Περιορισμοί ισχύος εξόδου των συμβατικών μονάδων

Η ισχύς εξόδου μίας συμβατικής μονάδας σε λειτουργία, υπόκειται σε τεχνικούς περιορισμούς και μπορεί να μεταβάλλεται ελεύθερα μόνο ανάμεσα στο τεχνικό ελάχιστο και στο τεχνικό μέγιστό της.

Ο περιορισμός μέγιστης παραγωγής διατυπώνεται ως εξής:

$$p(i, j) + Xrsv1_{up}(i, j) + Xrsv2_{up}(i, j) + Xrsv3_{spin}(i, j) \leq CAP(j) \cdot ST(i, j), \quad \forall i, j \quad (3.26)$$

δηλαδή, η προγραμματισμένη ισχύς εξόδου μαζί με την προγραμματισμένη θετική στρεφόμενη εφεδρεία της μονάδας, δεν μπορεί να υπερβαίνει την μέγιστη ικανότητα παραγωγής της.

Ο περιορισμός ελάχιστης παραγωγής διατυπώνεται ως εξής:

$$p(i, j) - Xrsv1_{dn}(i, j) - Xrsv2_{dn}(i, j) \geq TM(j) \cdot ST(i, j), \quad \forall i, j \quad (3.27)$$

δηλαδή, η προγραμματισμένη ισχύς εξόδου μείον την προγραμματισμένη αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία της μονάδας δεν πρέπει να καταπατά το τεχνικό της ελάχιστο.

Περιορισμοί ωριαίων ρυθμών ανόδου και καθόδου των συμβατικών μονάδων

Ο περιορισμός του ωριαίου ρυθμού ανόδου της ισχύος εξόδου μίας συμβατικής μονάδας, περιγράφεται ως εξής:

$$p_{max}(i, j) \leq p(i - 1, j) + RU(j) \cdot ST(i - 1, j) + SUR(j) \cdot SU(i, j), \quad \forall i, j \quad (3.28)$$

Σύμφωνα με την παραπάνω σχέση, όταν η μονάδα j , που είναι σε λειτουργία, πρόκειται να αυξήσει την ισχύ εξόδου της στο χρονικό διάστημα μεταξύ των ωρών κατανομής $i - 1$ και i , η μέγιστη ισχύς εξόδου της την ώρα i θα είναι ίση με την ισχύ εξόδου της προηγούμενης ώρας, αυξημένη το πολύ κατά την ωριαία ράμπα ανόδου της $RU(j)$. Αν η μονάδα πρόκειται να εκκινήσει την ώρα i , η μέγιστη ισχύς εξόδου της θα είναι το πολύ ίση με τον ρυθμό έναυσής της, $SUR(j)$. Είναι προφανές ότι η τιμή του ρυθμού έναυσης πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας, ώστε να μην παραβιάζεται ο περιορισμός ελάχιστης παραγωγής που περιγράφεται στην παραπάνω παράγραφο.

Ο περιορισμός του ωριαίου ρυθμού καθόδου της ισχύος εξόδου μίας συμβατικής μονάδας, περιγράφεται ως εξής:

$$p(i - 1, j) - p(i, j) \leq RD(j) \cdot ST(i, j) + SDR(j) \cdot SD(i, j), \quad \forall i, j \quad (3.29)$$

Δηλαδή, όταν η μονάδα j πρόκειται να μειώσει την ισχύ εξόδου της στο χρονικό διάστημα μεταξύ των ωρών κατανομής $i - 1$ και i , η μείωση αυτή θα είναι το πολύ ίση με την ωριαία ράμπα καθόδου της, $RD(j)$. Αν η μονάδα πρόκειται να σβήσει την ώρα i , για να μπορέσει να επιτευχθεί σβέση, πρέπει την αμέσως προηγούμενη ώρα η ισχύς εξόδου της να είναι το πολύ ίση με τον ρυθμό σβέσης της, $SDR(j)$. Αντίστοιχα με τον ρυθμό έναυσης, ο ρυθμός σβέσης πρέπει να είναι τουλάχιστον ίσος με το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας.

Περιορισμός ελάχιστου χρόνου λειτουργίας των συμβατικών μονάδων

Ο περιορισμός του ελάχιστου χρόνου λειτουργίας της συμβατικής μονάδας j , περιγράφεται μαθηματικά ως εξής:

$$\sum_{i=1}^{L(j)} [1 - ST(i, j)] = 0, \quad \forall i, j \quad (3.30)$$

$$\sum_{ii=i}^{i+mrun(j)-1} ST(ii, j) \geq mrun(j) \cdot SU(i, j), \quad \forall j, i = L(j) + 1, \dots, T - mrun(j) + 1 \quad (3.31)$$

$$\sum_{ii=i}^T [ST(ii, j) - SU(i, j)] \geq 0, \quad \forall j, i = T - mrun(j) + 2, \dots, T \quad (3.32)$$

όπου

$$L(j) = \min\{T, [mrun(j) - In_up_time(j)] \cdot ST_0h(j)\}.$$

Αναλυτικότερα, η ισότητα (3.30), εξασφαλίζει την τήρηση του ελάχιστου χρόνου λειτουργίας σε περίπτωση που η μονάδα έχει εκκινήσει την προηγούμενη ημέρα κατανομής, αλλά όχι νωρίτερα από τις τελευταίες $mrun - 1$ ώρες του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού (εικοσιτετράωρο), με αποτέλεσμα να πρέπει να συνεχίσει να λειτουργεί για τις πρώτες $L(j)$ ώρες της τρέχουσας ημέρας. Η ανισότητα (3.31), εξασφαλίζει την τήρηση του ελάχιστου χρόνου λειτουργίας, αν η μονάδα εκκινήσει εντός της τρέχουσας ημέρας του ΗΕΠ, νωρίτερα από τις τελευταίες $mrun - 1$ ώρες του εικοσιτετράωρου. Τέλος, η ανισότητα (3.32) υποχρεώνει τη μονάδα να λειτουργεί μέχρι το τέλος του χρονικού ορίζοντα, σε περίπτωση που αυτή έχει εκκινήσει όχι νωρίτερα από τις τελευταίες $mrun - 1$ ώρες της τρέχουσας ημέρας.

Περιορισμός ελάχιστου χρόνου κράτησης των συμβατικών μονάδων

Ο περιορισμός του ελάχιστου χρόνου κράτησης της συμβατικής μονάδας j , περιγράφεται μαθηματικά ως εξής:

$$\sum_{i=1}^{F(j)} ST(i, j) = 0, \quad \forall i, j \quad (3.33)$$

$$\sum_{ii=i}^{i+mstop(j)-1} [1 - ST(ii, j)] \geq mstop(j) \cdot SD(i, j), \quad (3.34)$$

$$\forall j, i = F(j) + 1, \dots, T - mstop(j) + 1$$

$$\sum_{ii=i}^T [1 - ST(ii, j) - SD(i, j)] \geq 0, \quad (3.35)$$

$$\forall j, i = T - mstop(j) + 2, \dots, T$$

όπου

$$F(j) = \min\{T, [mstop(j) - In_down_time(j)] \cdot [1 - ST_0h(j)]\}.$$

Αναλυτικότερα, η ισότητα (3.33), εξασφαλίζει την τήρηση του ελάχιστου χρόνου κράτησης σε περίπτωση που η μονάδα έχει σβήσει την προηγούμενη ημέρα κατανομής, αλλά όχι νωρίτερα από τις τελευταίες $mstop - 1$ ώρες του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού (εικοσιτετράωρο), με αποτέλεσμα να πρέπει να παραμείνει σβηστή για τις πρώτες $F(j)$ ώρες της τρέχουσας ημέρας. Η ανισότητα (3.34), εξασφαλίζει την τήρηση του ελάχιστου χρόνου κράτησης, αν η μονάδα τεθεί εκτός λειτουργίας εντός της τρέχουσας ημέρας του ΗΕΠ, νωρίτερα από τις τελευταίες $mstop - 1$ ώρες του εικοσιτετράωρου. Τέλος, η ανισότητα (3.35) υποχρεώνει τη μονάδα να παραμείνει εκτός λειτουργίας μέχρι το τέλος του χρονικού ορίζοντα, σε περίπτωση που αυτή έχει σβήσει όχι νωρίτερα από τις τελευταίες $mstop - 1$ ώρες της τρέχουσας ημέρας.

Περιορισμός διαθεσιμότητας μονάδων ΑΠΕ

Κάθε ώρα κατανομής, τόσο η απορροφώμενη αιολική όσο και η απορροφώμενη φωτοβολταϊκή ισχύς, πρέπει να είναι το πολύ ίση με την αντίστοιχη προβλεπόμενη διαθέσιμη ισχύ. Δηλαδή,

$$Q_{wp}(i) - X_{wp}(i) \leq Q_{wp}(i), \quad \forall i \quad (3.36)$$

$$Q_{pv}(i) - X_{pv}(i) \leq Q_{pv}(i), \quad \forall i \quad (3.37)$$

Όπως προαναφέρθηκε, το περιγραφόμενο μοντέλο δεν συνεκτιμά δυναμικό περιορισμό διείσδυσης ΑΠΕ, καθώς στόχος είναι να διαμορφωθούν επαρκείς απαιτήσεις εφεδρειών, όσον αυτό είναι δυνατό, που να διασφαλίζουν την ασφάλεια και την ευρωστία του συστήματος, ακόμα και σε καταστάσεις υψηλής διείσδυσης.

Κεφάλαιο 4

Δεδομένα εισόδου

4.1 Εισαγωγή στο ΣΗΕ της Κρήτης

Το ΣΗΕ της Κρήτης είναι το μεγαλύτερο αυτόνομο σύστημα στην Ελλάδα. Η διασύνδεση του δεν έχει γίνει εφικτή έως σήμερα για τεχνικούς κυρίως λόγους, λόγω της μεγάλης απόστασης που υπάρχει από την ηπειρωτική χώρα και της εξειδικευμένης τεχνογνωσίας που απαιτείται. Επιπλέον, η διασύνδεση γίνεται ακόμη πιο δυσχερής λόγω του ασθενούς δικτύου της Νότιας Πελοποννήσου.

Σήμερα το ΣΗΕ της Κρήτης περιλαμβάνει σχεδόν όλα τα είδη συμβατικών μονάδων: ατμοστρόβιλους, μονάδες εσωτερικής καύσης, αεριοστρόβολους και μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Επίσης διαθέτει αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς με υπολογίσιμο βαθμό διείσδυσης. Το σύστημα μεταφοράς είναι σύστημα ΥΤ 150 kV με μία διπλή γραμμή των 66 kV .

Κατά τις τελευταίες δεκαετίες το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα, που οφείλονται στην οριακή κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια του νησιού κατά τους θερινούς μήνες και στο ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού, οι οποίες χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ και diesel, ενώ οι περισσότερες από αυτές είναι παλαιές μονάδες με χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειωμένη διαθεσιμότητα και σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα. Σημαντικό ρόλο στην αντιμετώπιση των παραπάνω προβλημάτων καλούνται να παίξουν οι ΑΠΕ, οι οποίες μπορούν να λειτουργήσουν συμπληρωματικά με το ηλεκτρικό σύστημα, αντικαθιστώντας συμβατικές μονάδες. Ωστόσο, η μέχρι σήμερα διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι μάλλον περιορισμένη, παρά το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό του, γεγονός που οφείλεται στα σημαντικά προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα όπως αυτό της Κρήτης.

4.2 Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

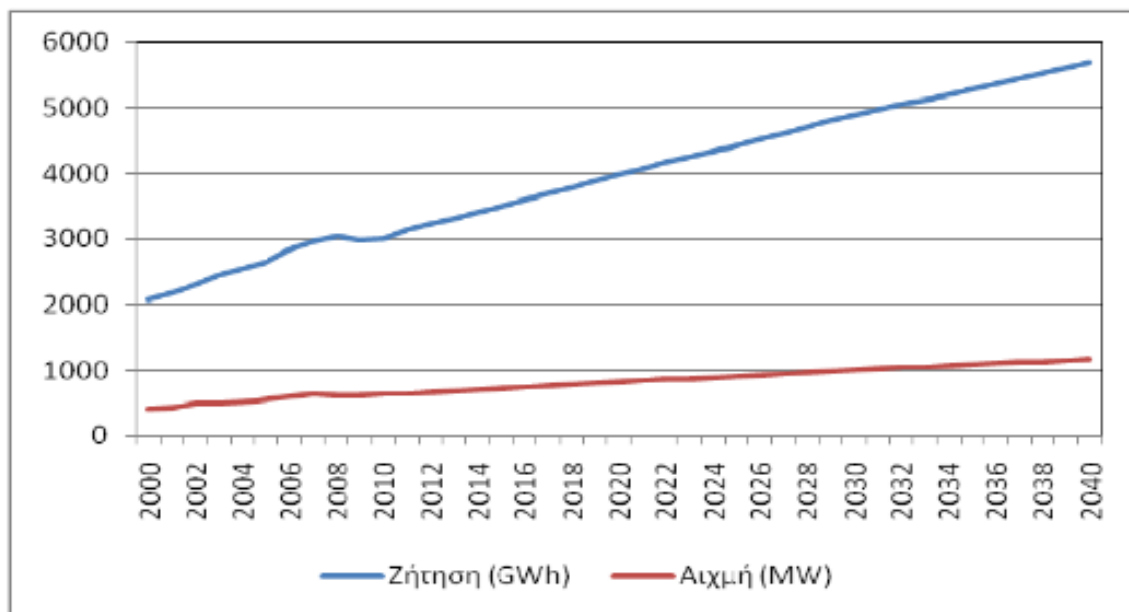
Η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της αιχμής στην Κρήτη για την περίοδο 2000-2010 (ιστορικά στοιχεία) παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 4.1: Ιστορικά στοιχεία εξέλιξης της ζήτησης ενέργειας και αιχμής στην Κρήτη

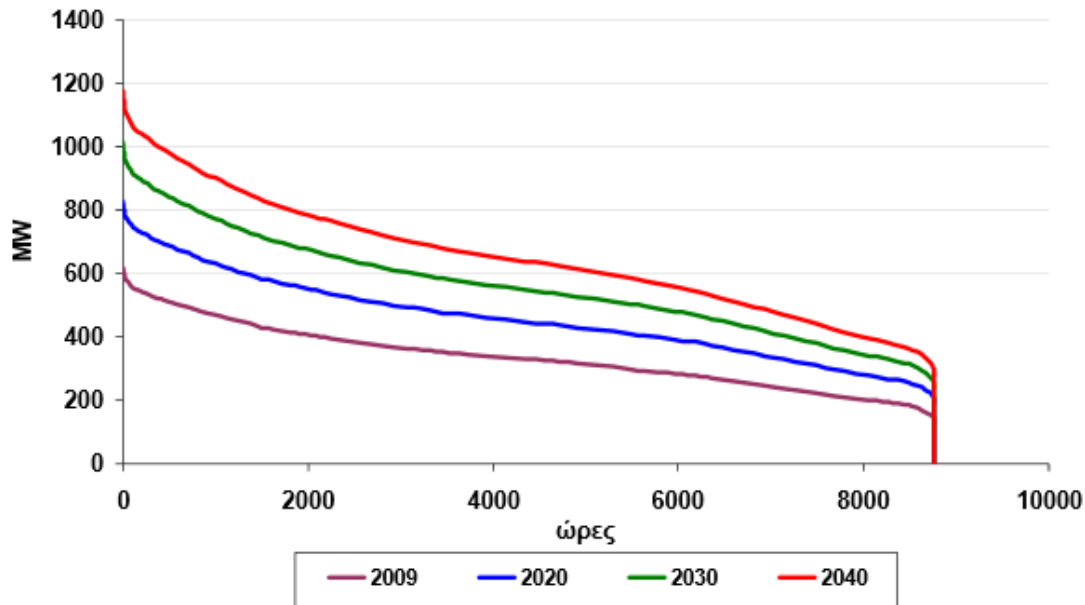
ΕΤΟΣ	Ζήτηση (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Μέση ωριαία αιχμή (MW)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Σ.Φ. (%)
2000	2078		418		56.6
2001	2192	5.5	448	7.3	55.8
2002	2301	5.0	506	12.9	51.9
2003	2445	6.3	498	-1.5	56.1
2004	2545	4.1	529	6.2	54.7
2005	2654	4.3	560	5.9	54.1
2006	2832	6.7	605	8.0	53.4
2007	2961	4.5	650	7.4	52.0
2008	3047	2.9	633	-2.6	54.9
2009	2989	-1.9	618	-2.4	55.2
2010	3014	0.8	638	3.2	53.9

Είναι εμφανής η ανοδική, επί το πλείστον, εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία δεκαετία. Στο γεγονός αυτό συντέλεσαν οι γρήγοροι ρυθμοί ανάπτυξης του νησιού, καθιστώντας νέες ενεργειακές απαιτήσεις οι οποίες αυξάνονται διαρκώς μέχρι σήμερα.

Τα παρακάτω διαγράμματα δείχνουν γραφικά την διαχρονική εξέλιξη της ζήτησης και της αιχμής, καθώς και την εξέλιξη της καμπύλης διάρκειας φορτίου της Κρήτης.



Σχήμα 4.1: Εκτίμηση της εξέλιξης της ζήτησης ενέργειας και αιχμής στην Κρήτη



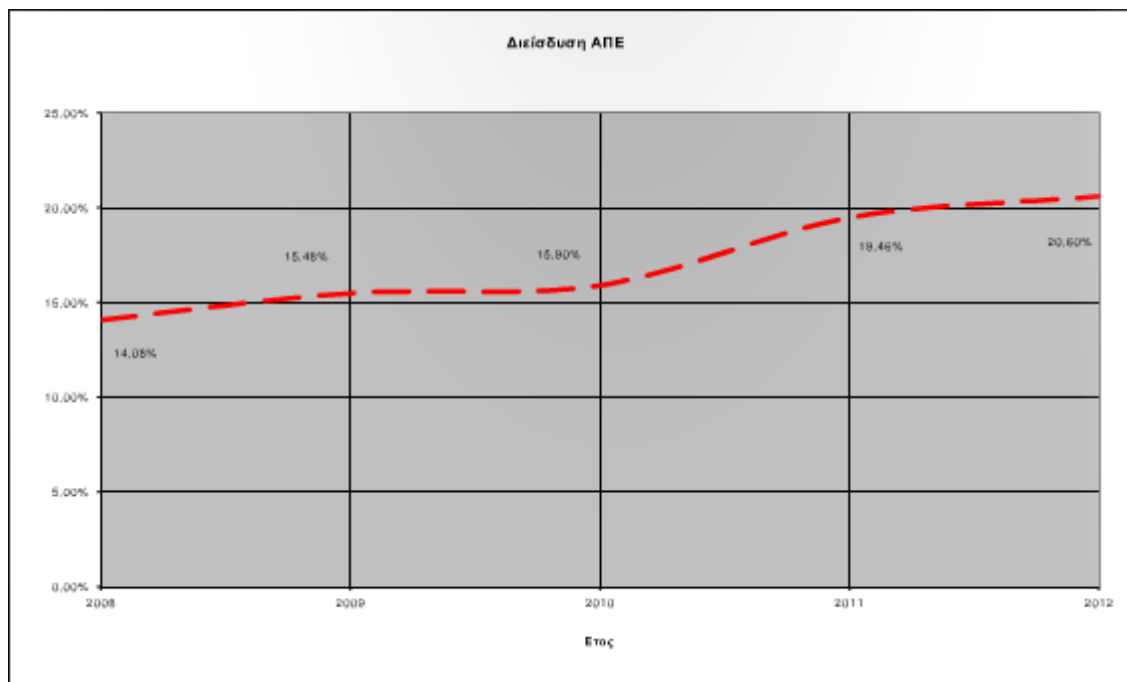
Σχήμα 4.2: Εξέλιξη της καμπύλης διάρκειας φορτίου της Κρήτης

Αν και από το 2009 τα μεγέθη της ζήτησης και της αιχμής εμφανίζονται σταθερά (με βάση τον πίνακα 4.1), λόγω της οικονομικής ύφεσης, μακροπρόθεσμα αναμένεται σημαντική αύξηση της ζήτησης, κυρίως λόγω της ηλεκτροκίνησης στις μεταφορές και της μεγάλης διείσδυσης των αντλιών θερμότητας στον κτιριακό τομέα.

4.3 Συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού

Τα τελευταία χρόνια έχουν προστεθεί στο νησί και αρκετές μονάδες ΑΠΕ, κυρίως ανεμογεννήτριες, ενώ αυξητική τάση υπάρχει και στις μονάδες παραγωγής από φωτοβολταϊκά συστήματα. Στο σχήμα 4.3 απεικονίζεται η εξέλιξη της διείσδυσης ΑΠΕ κατά τα έτη 2008-2012. Στα τέλη του 2009 η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ήταν 165 MW, και από αυτές προερχόταν το 15,5% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται κάθε χρόνο στην Κρήτη. Μέχρι το 2012 το ποσοστό αυτό έφτασε περίπου το 20%, με τις νέες μονάδες που εγκαταστάθηκαν το 2010.

Ωστόσο, υπάρχει ένα όριο: Επειδή η παροχή ενέργειας από αυτά τα συστήματα (κυρίως αιολικά) θεωρείται ασταθής, το βασικό δίκτυο της ΔΕΗ που βασίζεται στους θερμικούς σταθμούς για τεχνικούς λόγους δεν μπορεί να δεχτεί πάνω από ένα ορισμένο ποσοστό ισχύος από Α.Π.Ε. Το 2001 το ποσοστό αυτό εκτιμήθηκε μεταξύ 10 - 15%, ενώ το 2011 έφτασε στο 20%. Στην πράξη, καθώς εξελίσσεται η τεχνολογία και τα διάφορα συστήματα ελέγχου, το ποσοστό αυτό αυξάνεται κάπως. Σημαντική αύξηση φαίνεται πως μπορεί να γίνει με την κατασκευή, σε συνδυασμό με ανεμογεννήτριες, αντλιοσταμιομημάτων (υδροηλεκτρικά αντίστροφης λειτουργίας), που αποθηκεύουν την περισσευούμενη ηλεκτρική ενέργεια και μπορούν να τη δώσουν στο δίκτυο αργότερα.



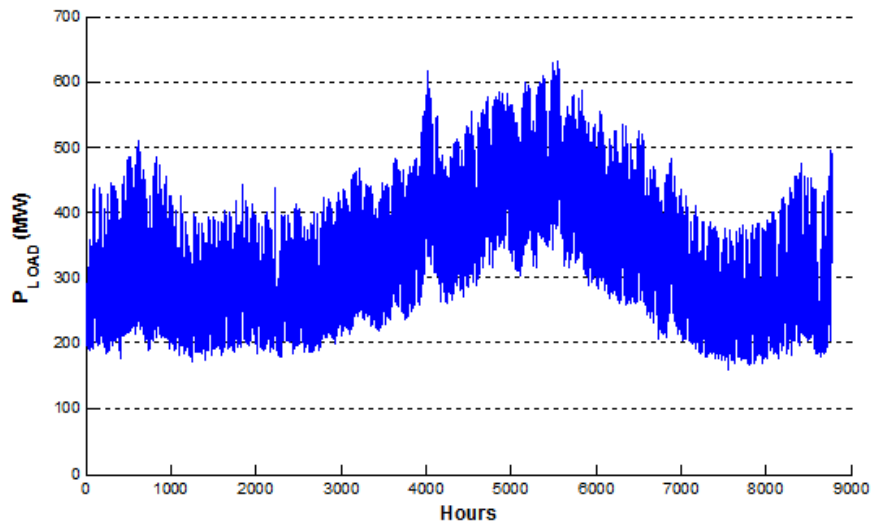
Σχήμα 4.3: Εξέλιξη της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης

4.4 Κύρια δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Το μαθηματικό μοντέλο του ΗΕΠ, η διατύπωση του οποίου έγινε στο κεφάλαιο 3, εφαρμόζεται για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, υπό διείσδυση ΑΠΕ (αιολικών και φωτοβολταϊκών). Σκοπός της εργασίας είναι η επίτευξη ετήσιας προσομοίωσης του συστήματος του νησιού, με στόχο τη διερεύνηση των δυνατοτήτων μεγιστοποίησης της διείσδυσης ΑΠΕ και την εκτίμηση των ενεργειακών αποτελεσμάτων και των οικονομικών επιπτώσεων από την ενσωμάτωσή τους, καθώς και τη διαμόρφωση των απαιτούμενων εφεδρειών για την ασφάλεια του συστήματος. Το έτος στο οποίο αναφέρεται η προσομοίωση είναι το 2018.

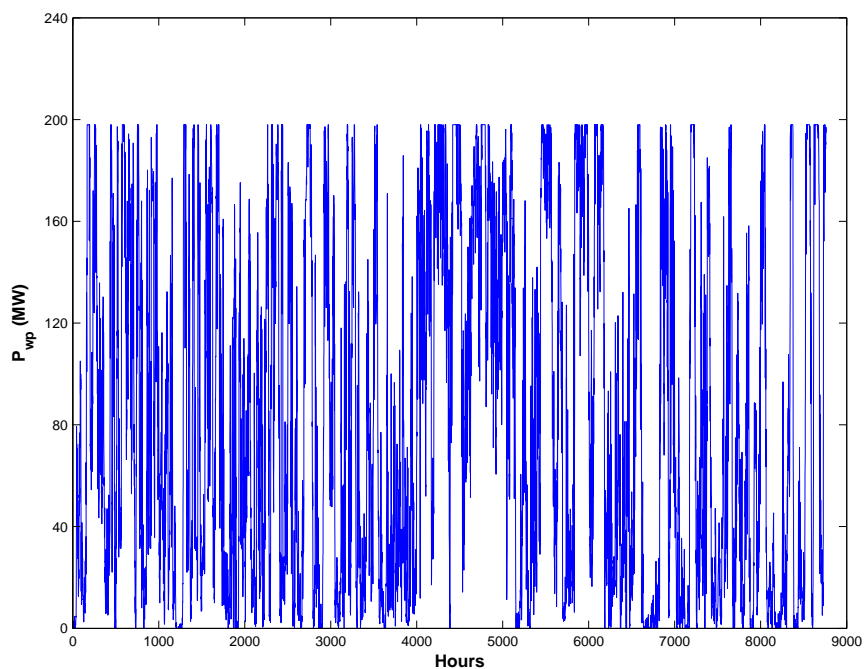
4.4.1 Βασικές χρονοσειρές

Η χρονοσειρά ζήτησης για το έτος 2018 διαμορφώθηκε με βάση την χρονοσειρά του 2010. Η αιχμή ζήτησης για το 2018 εκτιμάται περίπου στα 630MW. Στο σχήμα που ακολουθεί απεικονίζεται η χρονοσειρά της ζήτησης για το έτος της προσομοίωσης.



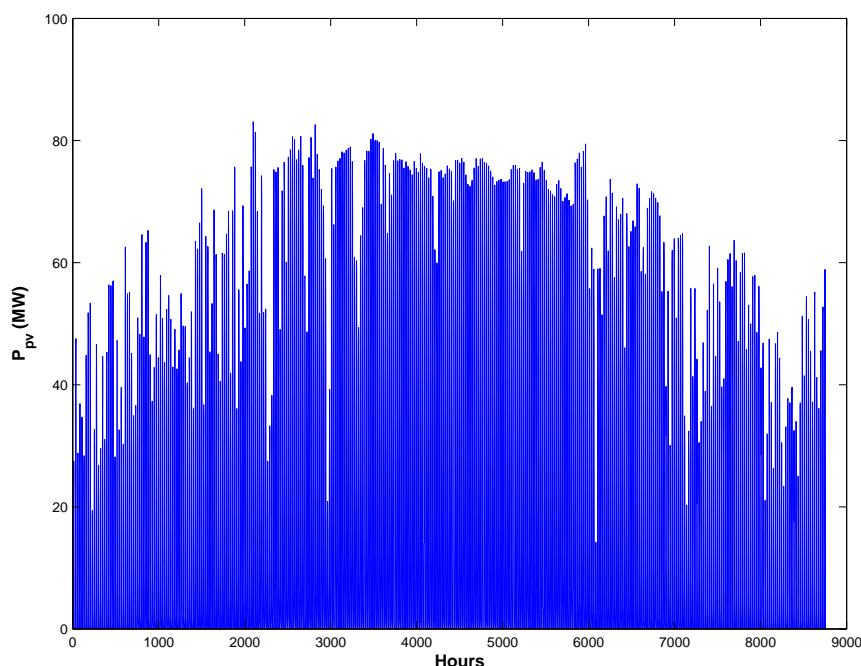
Σχήμα 4.4: Χρονοσειρά φορτίου του συστήματος της Κρήτης για το έτος 2018

Για την πρόβλεψη της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής το έτος 2018, χρησιμοποιήθηκαν τρεις ωριαίες ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ανέμου, με διαφορετική μέση ταχύτητα ανέμου, οι οποίες έχουν μετρηθεί σε τοποθεσίες των νομών Λασιθίου, Ηρακλείου και Χανίων, όπου βρίσκονται αιολικά πάρκα. Κάθε Α/Π συμβάλει στην πρόβλεψη της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής κατά αναλογία με την εγκατεστημένη ισχύ του το έτος 2010. Για την εξαγωγή της τελικής χρονοσειράς της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής, η οποία απεικονίζεται στο σχήμα 4.5, συνδυάστηκαν οι τρεις χρονοσειρές με την τυπική καμπύλη ισχύος Α/Γ, τύπου VestasV52.



Σχήμα 4.5: Χρονοσειρά διαθέσιμης αιολικής παραγωγής για το έτος 2018

Με ανάλογο τρόπο, για την πρόβλεψη της διαθέσιμης φωτοβολταϊκής παραγωγής χρησιμοποιήθηκαν τρεις ωριαίες ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας, οι οποίες προέκυψαν από μετρήσεις ηλιακών δεδομένων στις τοποθεσίες που αναφέρθηκαν παραπάνω. Σε αντίθεση με τα αιολικά, η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς θεωρείται ισοκατανομημένη στις τρεις περιοχές. Η χρονοσειρά της προβλεπόμενης φωτοβολταϊκής παραγωγής για το έτος 2018 απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα.



Σχήμα 4.6: Χρονοσειρά διαθέσιμης φωτοβολταϊκής παραγωγής για το έτος 2018

4.4.2 Συμβατικές μονάδες και τεχνικο-οικονομικά χαρακτηριστικά

Σήμερα στην Κρήτη λειτουργούν τρεις μεγάλοι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής που βρίσκονται στον Αθρινόλακκο Λασηθίου, στα Λινοπεράματα Ηρακλείου και στην Ξυλοκαμάρα στα Χανιά. Βασικό καύσιμο για την ηλεκτροπαραγωγή είναι το πετρέλαιο (μαζούτ και ντήζελ). Η συνολική καθαρή ικανότητα των τριών σταθμών είναι 810 MW . Και οι τρεις σταθμοί αποτελούνται συνολικά από εικοσιεφτά συμβατικές μονάδες παραγωγής όλων των τεχνολογιών: Ατμοστρόβιλοι (ΑΤΜ), Μονάδες Εσωτερικής Κάυσης (ΜΕΚ), Αεριοστρόβιλοι (ΑΣ) και Μονάδες Συνδυασμένου Κύκλου (ΣΚ). Η κατανομή τους ανά σταθμό φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 4.2: Συμβατικές μονάδες ανά σταθμό παραγωγής

Σταθμοί παραγωγής	ΑΤΜ	ΣΚ	ΜΕΚ	ΑΣ
Αθρινόλακκος	2	-	4	-
Λινοπεράματα	5	-	4	5
Χανιά	-	1	-	6

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων, όπως χρησιμοποιήθηκαν για την προσομοίωση του έτους 2018, παρατίθενται στον πίνακα 4.3.

Πίνακας 4.3: Τεχνικά χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ(kW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ(kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ(% ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ)
ST ATHNo1	mazut	46500	43200	19000	44
ST ATHNo2	mazut	46500	43200	19000	44
ST LIN VI	mazut	25000	23500	18000	76.6
ST LIN V	mazut	25000	23500	18000	76.6
ST LIN IV	mazut	25000	23500	18000	76.6
ST LIN III	mazut	15000	14300	8000	55.9
ST LIN II	mazut	15000	14300	8000	55.9
CC XANIWN	diesel	132300	52000	25000	48.1
ICE ATHNo 1	mazut	51120	49670	25000	50.3
ICE ATHNo 2	mazut	51120	49670	35000	70.5
ICE ATHNo 3	mazut	51120	49670	25000	50.3
ICE ATHNo 4	mazut	51120	49670	25000	50.3
ICE LIN No 1	mazut	12280	11000	3000	27.3
ICE LIN No 2	mazut	12280	11000	3000	27.3
ICE LIN No 3	mazut	12280	11000	3000	27.3
ICE LIN No 4	mazut	12280	11000	3000	27.3
GT XAN No 11	diesel	59368	58000	10000	17.2
GT XAN No 12	diesel	59368	58000	10000	17.2
GT LIN No 3	diesel	43300	42700	5000	11.7
GT LIN No 5	diesel	27950	27550	5000	18.1
GT XAN No 2	diesel	27950	27550	5000	18.1
GT LIN No 4	diesel	14720	13500	3000	22.2
GT XAN No 5	diesel	30000	29200	3000	10.3
GT LIN No 2	diesel	16250	15000	3000	20
GT XAN No 1	diesel	16200	14000	3000	21.4
GT XAN No 4	diesel	24000	19750	5000	25.3

Μονάδες υποχρεωτικής λειτουργίας

Σήμερα, οι ατμομονάδες και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου λειτουργούν όλο τον χρόνο, πλην των περιόδων συντήρησής τους και κατέχουν το μεγαλύτερο ποσοστό συμμετοχής στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού. Το ισχύον σενάριο βέβαια, δεν είναι πολύ ενθαρρυντικό για την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, καθώς το συνολικό τεχνικό ελάχιστο των συμβατικών μονάδων του συστήματος διατηρείται μόνιμα σε υψηλό επίπεδο. Ωστόσο, η σημερινή πραγματικότητα και τα προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να αντιμετωπίσει το δίκτυο του νησιού δεν αφήνουν πολλά περιθώρια μη δέσμευσης μονάδων σε υποχρεωτική λειτουργία (must run). Στα πλαίσια της

προσομοίωσης της παρούσας διπλωματικής εργασίας, επειδή βασικός στόχος είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ χωρίς όμως να κινδυνεύει η ασφάλεια του συστήματος, θεωρούμε *must run* τις τρεις πρώτες ατμομονάδες του παραπάνω πίνακα, δηλαδή τις δύο ατμομονάδες του Αθερινόλακκου και την ατμομονάδα VI των Λινοπεραμάτων, καθώς και την μονάδα συνδυασμένου κύκλου.

Ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας και κράτησης

Οι ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας και κράτησης των συμβατικών μονάδων επιλέχθηκαν όπως ορίζει ο Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ και παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 4.4: Ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας και κράτησης συμβατικών μονάδων

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΛΑΧΙΣΤΟΣ ΧΡΟΝΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΕΛΑΧΙΣΤΟΣ ΧΡΟΝΟΣ ΚΡΑΤΗΣΗΣ
ΑΤΜ	8	4
ΣΚ	8	4
ΜΕΚ	2	1
ΑΣ	1	1

Ωριαίες ράμπες ανόδου και καθόδου

Οι ωριαίες ράμπες ανόδου και καθόδου της παραγωγής των συμβατικών μονάδων, ορίστηκαν σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ. Συγκεκριμένα, οι μονάδες εσωτερικής καύσης και οι αεριοστρόβιλοι έχουν τη δυνατότητα να αλλάζουν πλήρως την παραγωγή τους από ώρα σε ώρα, ενώ οι ατμομονάδες και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου μπορούν να μεταβάλουν την ισχύ εξόδου τους κατά ποσότητα ίση με το 90% της ονομαστικής τους ισχύος.

Ικανότητες παροχής εφεδρειών

Με βάση τον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ, κάθε μονάδα πρέπει να έχει δυνατότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας σε MW εξόδου, η οποία θα κυμαίνεται από 10% ως 20% της ονομαστικής της ικανότητας, ανάλογα με την τεχνολογία της μονάδας. Για τις μονάδες της Κρήτης οι ικανότητες παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας συγκεντρώνονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 4.5: Ικανότητες παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΠΑΡΟΧΗΣ ΠΡΩΤΕΥΟΥΣΑΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ (% ΤΗΣ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ)
ΑΤΜ	10
ΣΚ	10
ΜΕΚ	15
ΑΣ	20

Οι ικανότητες παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας συγκεντρώνονται στον πίνακα 4.6.

Πίνακας 4.6: Ικανότητες παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΠΑΡΟΧΗΣ ΔΕΥΤΕΡΕΥΟΥΣΑΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ (% ΤΗΣ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ)
ΑΤΜ	5
ΣΚ	15
ΜΕΚ	20
ΑΣ	20

Η ικανότητα παροχής θετικής τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας μίας μονάδας ισούται με την ισχύ εξόδου που μπορεί να αποδώσει η μονάδα εντός δεκαπέντε λεπτών. Καθορίζεται δηλαδή από τον ρυθμό ανόδου της παραγωγής της μονάδας. Προκύπτει έτσι ο πίνακας 4.7.

Πίνακας 4.7: Ικανότητες παροχής τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΠΑΡΟΧΗΣ ΤΡΙΤΕΥΟΥΣΑΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ (% ΤΗΣ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ)
ΑΤΜ	22,5
ΣΚ	22,5
ΜΕΚ	75
ΑΣ	75

Τριτεύουσα μη στρεφόμενη εφεδρεία μπορούν να αποδώσουν οι πολύ γρήγορες μονάδες, που έχουν τη δυνατότητα να συγχρονιστούν στο σύστημα εντός δεκαπέντε περίπου λεπτών. Στην περίπτωση της Κρήτης αυτή την δυνατότητα την έχουν μόνο οι αεριοστρόβιλοι με ικανότητα παροχής μη στρεφόμενης εφεδρείας ίσης με το 50% της ονομαστικής τους ισχύος.

Οικονομικά χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

Η καμπύλη κόστους κάθε μονάδας διαμορφώθηκε με βάση τα στοιχεία της ειδικής κατανάλωσης καυσίμου σε τρία επίπεδα παραγωγής, όταν η ισχύς εξόδου είναι ίση με το 50%, το 75% και το 100% της ονομαστικής ισχύος της. Το μεταβλητό κόστος καυσίμου υπολογίζεται συναρτήσει της παραγωγής της κάθε μονάδας, βάσει της αντίστοιχης καμπύλης κατανάλωσης καυσίμου. Για την ακρίβεια, η καμπύλη κατανάλωσης καυσίμου αποτυπώνεται σε βαθμωτά επίπεδα, με το πλήθος των βαθμίδων να εξαρτάται από την κυρτότητα της καμπύλης, και στα ενδιάμεσα σημεία εφαρμόζεται γραμμική παρεμβολή. Ομοίως, οι εκπομπές CO_2 υπολογίζονται συναρτήσει της παραγωγής κάθε μονάδας, με βάση την κατανάλωση καυσίμου σε κάθε επίπεδο παραγωγής, και θεωρώντας μια συγκεκριμένη τιμή εκπομπών ανά ποσότητα

καυσίμου, ως σταθερά χαρακτηριστική του καυσίμου. Η τελική καμπύλη μεταβλητού κόστους καυσίμου (γραμμική συνάρτηση), ενσωματώνει τα κόστη καυσίμου και εκπομπών. Στη διαμόρφωση του τελικού μεταβλητού κόστους συνεκτιμάται επίσης το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M), καθώς και το κόστος εκκινήσεων.

4.4.3 Παράμετροι των απαιτήσεων εφεδρειών στο σύστημα της Κρήτης

Στα πλαίσια της προσομοίωσης, οι απαιτήσεις του συστήματος διαμορφώθηκαν σύμφωνα με την υποενότητα 3.2.3. Στην παρούσα υποενότητα περιγράφονται πιο συγκεκριμένα οι παράμετροι που χρησιμοποιήθηκαν.

Παράμετροι απαιτήσεων πρωτεύουσας εφεδρείας

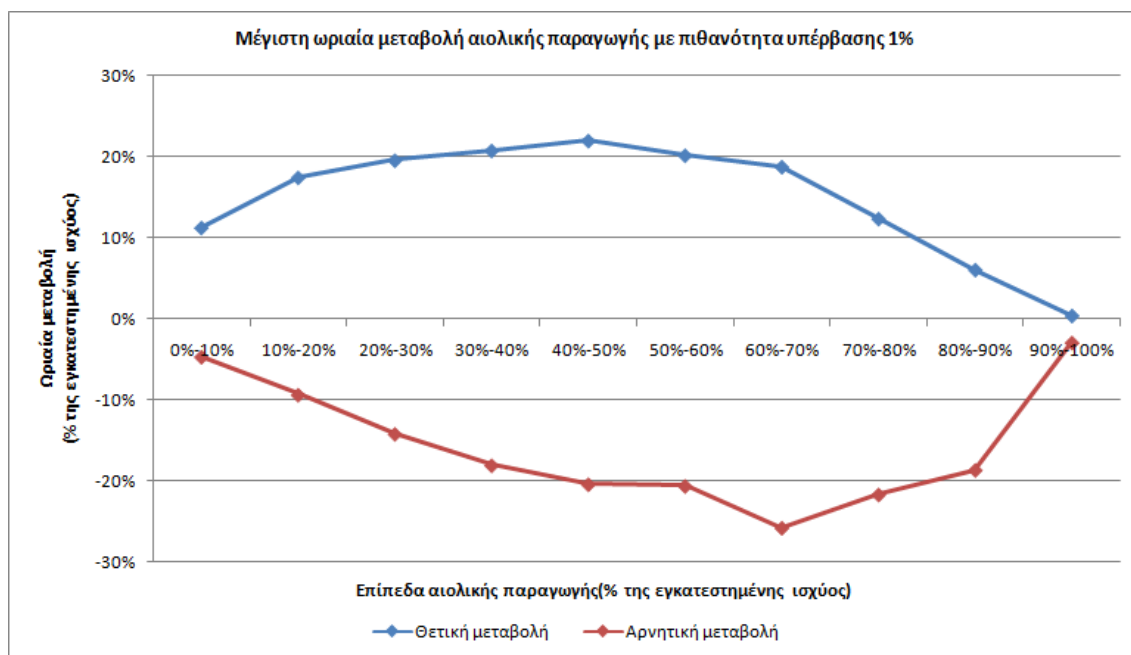
Για την θετική πρωτεύουσα, θεωρούμε ως μέγιστη απώλεια συμβατικής παραγωγής την στατική τιμή των 52MW, η οποία αντιστοιχεί στην πλήρη απώλεια της μονάδας συνδυασμένου κύκλου, όταν αυτή δεν λειτουργεί με πλήρη δυναμικότητα. Η παραπάνω απαίτηση τηρείται διαζευκτικά με την μέγιστη αναμενόμενη απώλεια παραγωγής από ΑΠΕ (αιολικά και φ/β), η οποία ορίζεται ως $(1 - \lambda_{wp}) \cdot (Q_{wp}(i) - X_{wp}(i)) + (1 - \lambda_{pv}) \cdot Q_{pv}(i)$. Οι παράμετροι λ_{wp} , λ_{pv} , αντιστοιχούν στα ποσοστά εγγυημένης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής και οι τιμές τους αποτελούν αντικείμενο προς διερεύνηση.

Για την αρνητική πρωτεύουσα, για κάθε ώρα κατανομής κρατάμε στρεφόμενη εφεδρεία για το 10% του φορτίου, ποσοστό που θεωρήσαμε ότι αντιστοιχεί στη μέγιστη αναμενόμενη απώλεια φορτίου. Το ποσοστό αυτό περιορίζεται από την ονομαστική ισχύ ενός μετασχηματιστή ΥΤ/ΜΤ του νησιού, που είναι 50 MVA .

Μεταβλητότητα αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής

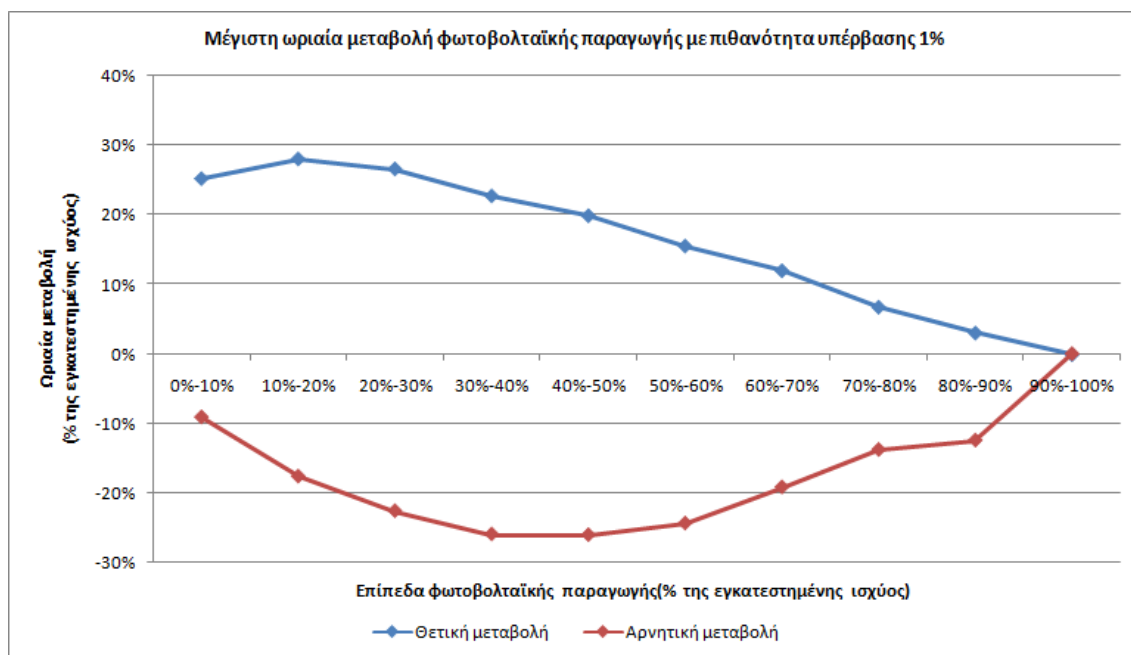
Προκειμένου να προσδιοριστούν ποσοτικά οι απαιτήσεις δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας, είναι αναγκαία η επεξεργασία ωριαίων ιστορικών δεδομένων αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, με στόχο την εκτίμηση της ωριαίας μεταβλητότητας της παραγωγής από ΑΠΕ .

Ως προς την αιολική παραγωγή, τα διαθέσιμα δεδομένα που αναλύθηκαν στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής, είναι οι μετρήσεις ωριαίας παραγωγής των Α/Π του νησιού για το έτος 2011 και μία χρονοσειρά διαθέσιμης αιολικής παραγωγής που προέκυψε από τρεις ταυτοχρονισμένες της ΡΑΕ, μετρημένες σε τρεις διαφορετικές περιοχές. Υπολογίστηκε η στατιστική διακύμανση των μεταβολών της αιολικής παραγωγής μεταξύ διαδοχικών ωρών, τόσο με βάση τις μετρήσεις όσο και με τη χρονοσειρά. Η μέγιστη θετική και αρνητική μεταβολή, με διάστημα εμπιστοσύνης 99%, υπολογίστηκε ως μέσος όρος των τιμών που προέκυψαν από τις δύο αναλύσεις και απεικονίζεται στο σχήμα 4.7. Η ωριαία μεταβολή και τα επίπεδα αιολικής παραγωγής αναφέρονται ως ποσοστά της εγκατεστημένης ισχύος.



Σχήμα 4.7: Μέγιστη ωριαία μεταβολή αιολικής παραγωγής

Με αντίστοιχο τρόπο, από ανάλυση χρονοσειρών παραγωγής Φ/Β της Κρητης, υπολογίστηκε η μέγιστη θετική και αρνητική μεταβολή της φωτοβολταϊκής παραγωγής, η οποία απεικονίζεται στο σχήμα 4.8.



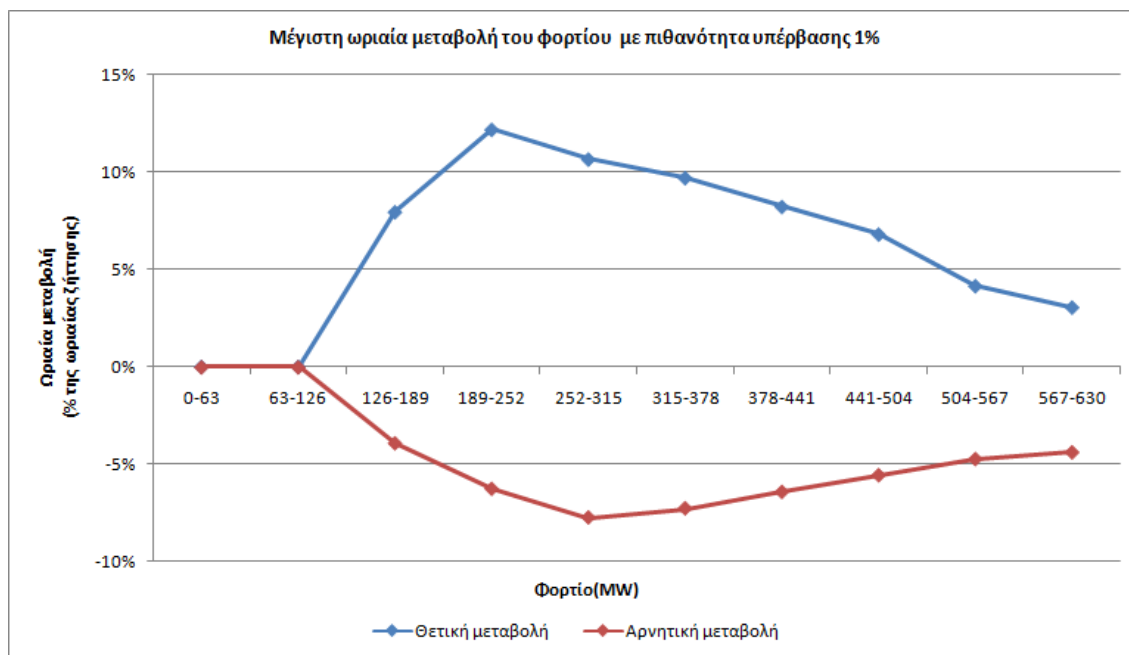
Σχήμα 4.8: Μέγιστη ωριαία μεταβολή φωτοβολταϊκής παραγωγής

Οι παραπάνω μεταβλητότητες μπορούν να διακριθούν σε γρήγορες και αργές με ποσοστό $a\%$ των συνολικών να αντιστοιχεί στις γρήγορες και $(100 - a)\%$ στις

αργές. Η τιμή της παραμέτρου a επιλέγεται για αρχή 50%, αλλά μπορεί να θεωρηθεί παράμετρος προς διερεύνηση.

Μεταβλητότητα φορτίου

Μετά από ανάλυση της χρονοσειράς φορτίου για το έτος 2018, προκύπτει η μέγιστη ωριαία θετική και αρνητική μεταβλητότητα της ζήτησης, η οποία απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα. Η ωριαία μεταβολή αναφέρεται ως ποσοστό της ωριαίας ζήτησης.



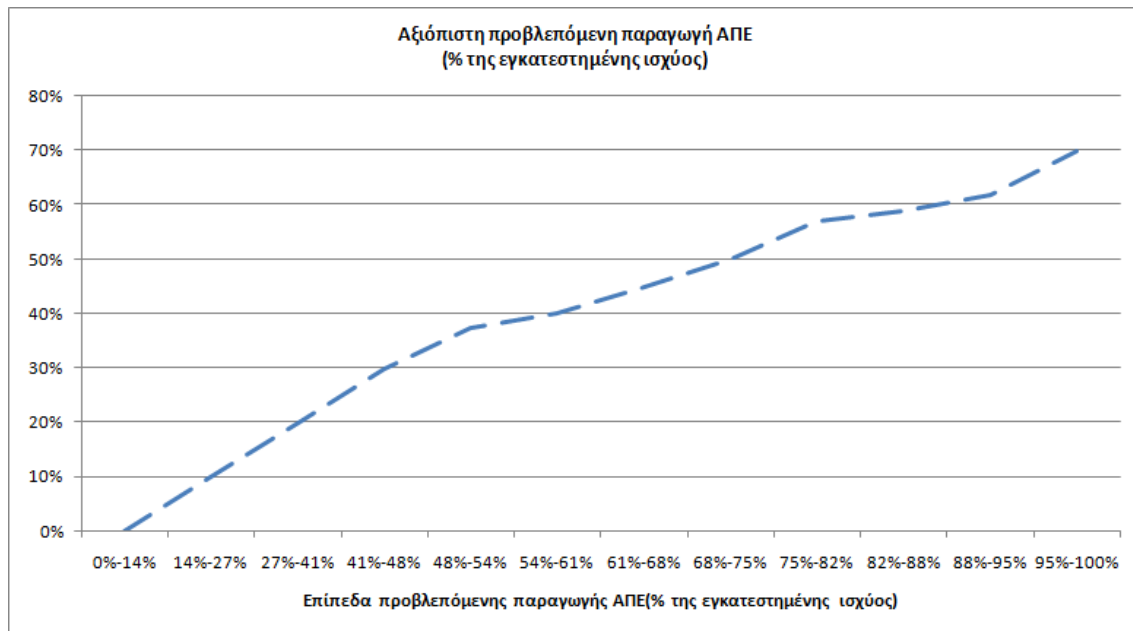
Σχήμα 4.9: Μέγιστη ωριαία μεταβολή του φορτίου

Στην περίπτωση του φορτίου, τα ποσοστά που αντιστοιχούν στην γρήγορη και αργή μεταβλητότητα επιλέγονται 30% και 70% της συνολικής, αντίστοιχα.

Σφάλματα πρόβλεψης

Το σφάλμα πρόβλεψης φορτίου στην Κρήτη, για τον προσδιορισμό της απαίτησης τριτεύουσας εφεδρείας, θεωρήθηκε εμπειρικά ίσο με 2% του ωριαίου φορτίου.

Για τον προσδιορισμό του σφάλματος πρόβλεψης ΑΠΕ, λόγω έλλειψης δεδομένων, χρησιμοποιήθηκε το παρακάτω διάγραμμα. Το σφάλμα πρόβλεψης εξαρτάται από το επίπεδο της προβλεπόμενης παραγωγής ΑΠΕ (συνολικά αιολικά και Φ/Β) που στο διάγραμμα εκφράζεται ως ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, για κάθε επίπεδο παραγωγής ΑΠΕ, το σφάλμα πρόβλεψης υπολογίζεται αν αφαιρέσουμε την τιμή στον κάθετο άξονα του διαγράμματος από τη συνολικά προβλεπόμενη παραγωγή ΑΠΕ. Η τιμή του σφάλματος εκφράζεται επίσης ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος.



Σχήμα 4.10: Διάγραμμα υπολογισμού σφάλματος πρόβλεψης ΑΠΕ

4.5 Αλγόριθμος υπολογισμού set-points για τα Α/Π

Μια από τις λειτουργίες ελέγχου του συστήματος σε πραγματικό χρόνο που απαιτείται να περιλαμβάνονται στο προς υλοποίηση ΚΕΕ, είναι και ο υπολογισμός περιορισμών φόρτισης (set-points) για τις μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ και ουσιαστικά για τα αιολικά πάρκα (Α/Π) του νησιού. Στην παρούσα ενότητα αναπτύσσεται ο αλγόριθμος υπολογισμού των set-points προς τα Α/Π της Κρήτης. Τα set-points θα υπολογίζονται και θα αποστέλλονται σε πραγματικό χρόνο στα επιμέρους Α/Π, στον κύκλο δηλαδή εκτέλεσης του AGC, στον οποίο αποστέλλονται τα set-points στις κατανεμόμενες μονάδες.

4.5.1 Προσδιορισμός μέγιστης δυνατής απορρόφησης αιολικής παραγωγής

Η μέγιστη δυνατή απορρόφηση αιολικής παραγωγής από το σύστημα, $P_{w,max}(i)$, υπολογίζεται με βάση:

- Τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου των κατανεμόμενων μονάδων (συμβατικών μονάδων των θερμικών σταθμών).
- Τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων, ο οποίος θα προσδιορίζεται βάσει των ικανοτήτων πρωτεύουσας εφεδρείας των κατανεμόμενων μονάδων σύμφωνα με τις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων. Συγκεκριμένα, ο δυναμικός περιορισμός θα ισούται με το άθροισμα των ικανοτήτων σε πρωτεύουσα εφεδρεία των ενταγμένων μονάδων. Από τον συνολικό περιορισμό διείσδυσης θα αφαιρεθεί το μη εγγυημένο ποσοστό Φ/Β παραγωγής

$(1 - \lambda_{pv}) \cdot [Q_{pv}(i) - X_{pv}(i)]$. Θεωρείται ότι το εναπομένον δυναμικό περιθώριο διείσδυσης για τα Α/Π εφαρμόζεται μόνο στο μη αξιόπιστο μέρος της αιολικής παραγωγής $(1 - \lambda_{wp}) \cdot [Q_{wp}(i) - X_{wp}(i)]$.

Η μέγιστη δυνατή απορρόφηση αιολικής παραγωγής από το σύστημα, $Pw_{max}(i)$, υπολογίζεται λαμβάνοντας τον αυστηρότερο από τους δύο ανωτέρω περιορισμούς και δίνεται από την παρακάτω σχέση :

$$Pw_{max}(i) = \min \left[P_L(i) - P_{pv}(i) - P_{Cmin}(i), \frac{\sum_j PR_{CAP}(j) - (1 - \lambda_{pv}) \cdot P_{pv}(i)}{1 - \lambda_{wp}} \right] \quad (4.1)$$

όπου: $P_L(i)$: Το πραγματικό φορτίο του νησιού την ώρα i .
 $P_{pv}(i)$: Η Φ/Β παραγωγή του νησιού ($Q_{pv} - X_{pv}$) την ώρα i .
 $P_{Cmin}(i)$: Το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων όλων των ενταγμένων συμβατικών μονάδων των θερμικών σταθμών την ώρα i .
 $PR_{CAP}(i)$: Η ικανότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας της ενταγμένης κατανεμόμενης μονάδας j την ώρα i .

Το συνολικό set-point $PW_{set,tot}$ για τα Α/Π δεν θα ξεπερνά τη μέγιστη ικανότητα αιολικής παραγωγής $PW_{inst,tot}$ (πρακτικά ίση με την εγκατεστημένη) στο νησί:

$$PW_{set,tot}(i) = \min [Pw_{max}(i), PW_{inst,tot}] \quad (4.2)$$

Πληροφοριακά, το συνολικό set-point $PW_{set,tot}$, θα επιμερίζεται στα επιμέρους Α/Π βάσει των ικανοτήτων τους, $PW_{inst,k}$:

$$PW_{set,k}(i) = PW_{set,tot}(i) \cdot \frac{PW_{inst,k}}{PW_{inst,tot}} \quad (4.3)$$

Όσον αφορά τον υπολογισμό των ΣΑΩΛ των Α/Π, αυτές θα δίνονται από την εξής σχέση :

$$\Sigma A\Omega\Lambda = \frac{\sum_{i=1}^{8760} PW_{set,tot}(i)}{PW_{inst,tot}} \quad (4.4)$$

Κεφάλαιο 5

Αποτελέσματα Προσομοιώσεων

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τις ετήσιες προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν, για διάφορα σενάρια λειτουργίας του ΣΗΕ της Κρήτης. Για κάθε σενάριο διενεργείται επίλυση του ΗΕΠ του συστήματος, για όλες τις μέρες του έτους αναφοράς.

Βασικά αποτελέσματα τα οποία παρατίθενται και σχολιάζονται στο παρόν κεφάλαιο αφορούν:

- Την αναμενόμενη λειτουργία των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής (ένταξη και φόρτιση σε ωριαία βάση), με αναλυτική προσομοίωση του συνόλου των ημερών του έτους.
- Την εκτίμηση της αναγκαίας περικοπής διαθέσιμης ισχύος και ενέργειας ΑΠΕ.
- Των απαιτούμενων, διαθέσιμων και παρεχόμενων τύπων εφεδρειών του συστήματος.
- Τα ετήσια ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα παραγωγής του νησιού συνολικά.

Στις προσομοιώσεις θεωρήθηκε ότι περικοπές επιδέχονται μόνο τα αιολικά, ενώ η διαθέσιμη Φ/Β παραγωγή απορροφάται πάντα από το σύστημα. Ακόμη, ως προς τη διαμόρφωση της απαίτησης θετικής πρωτεύουσας εφεδρείας θεωρήθηκε ποσοστό εγγυημένης αιολικής παραγωγής ίσο με 50% ($\lambda_{wp} = 0.5$), ενώ η Φ/Β παραγωγή θεωρήθηκε πλήρως εγγυημένη ($\lambda_{pv} = 1$), δηλαδή δεν τηρείται θετική πρωτεύουσα εφεδρεία για τα Φ/Β. Επίσης, αν και ο αλγόριθμος το επιτρέπει παραμετρικά, δεν λήφθηκαν υπόψιν κόστη επικουρικών υπηρεσιών λόγω έλλειψης στοιχείων.

Επισημαίνεται ότι για τις συμβατικές μονάδες γίνεται ομαδοποίηση των αποτελεσμάτων ως προς τις τεχνολογίες παραγωγής, δηλαδή τις ατμοηλεκτρικές μονάδες, τις μονάδες εσωτερικής καύσης, τις αεριοστροβικές μονάδες και τη μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Ειδικά για τις μονάδες εσωτερικής καύσης, σε πολλά αποτελέσματα γίνεται διάκριση στις μονάδες του σταθμού του Αθερινόλακκου και στις μονάδες των Λινοπεραμάτων, λόγω της διαφορετικής τεχνολογίας και των τεχνικών χαρακτηριστικών τους.

5.1 Βασικά σενάρια προσομοίωσης

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις του συστήματος της Κρήτης με χρονικό ορίζοντα το έτος 2018, με στόχο την εκτίμηση των δυνατοτήτων επίτευξης υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ και τον προσδιορισμό του ενδεδειγμένου προγράμματος ένταξης των συμβατικών μονάδων για τον σκοπό αυτό, δεδομένων των απαιτήσεων εφεδρειών που προτάθηκαν στο κεφάλαιο 3. Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η εκτίμηση της επίπτωσης στο κόστος συστήματος.

Ως βασικό σενάριο θεωρήθηκε η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών ίση με 220 MW, εκ των οποίων τα 212 MW είναι αυτά που είτε λειτουργούν είτε αναμένεται να λειτουργήσουν άμεσα, και τα υπόλοιπα προβλέπεται να λειτουργούν ως το 2018. Αντίστοιχα για τα Φ/Β, η εγκατεστημένη ισχύς των οποίων θεωρήθηκε ίση με 102 MW, εκ των οποίων τα 81 MW θεωρούνται λειτουργούντα ενώ τα υπόλοιπα αναμένεται να λειτουργήσουν ως το 2018.

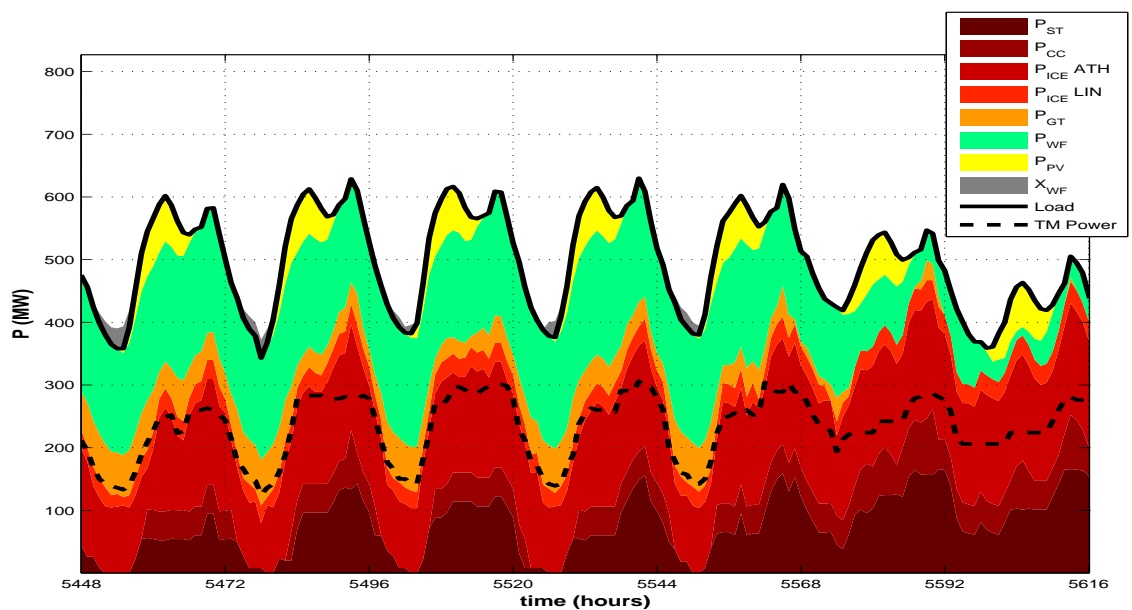
Όσον αφορά τα επιπρόσθετα σενάρια, πραγματοποιήθηκε καταρχάς μία προσομοίωση του συστήματος χωρίς καμία μονάδα δεσμευμένη (must run), ώστε να διερευνηθεί η βέλτιστη λειτουργία του συστήματος σε ιδανικές συνθήκες, σε περίπτωση δηλαδή που δεν τίθενται θέματα ασφαλείας που καθιστούν αναγκαία την παρέμβαση στο πρόγραμμα ένταξης των μονάδων. Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε μία προσομοίωση με υποχρεωτική δέσμευση των μονάδων που αναφέρονται στην υποενότητα 4.4.2. Στόχος της παρούσας ανάλυσης και σύγκρισης των δύο σεναρίων είναι η διερεύνηση της επίπτωσης της υποχρεωτικής ένταξης τριών ατμομονάδων και του συνδυασμένου κύκλου στη λειτουργία του συστήματος.

Ακολουθεί η παρουσίαση των αποτελεσμάτων. Αρχικά παρουσιάζονται κάποια αναλυτικά αποτελέσματα ξεχωριστά για τα δύο σενάρια, ενώ στη συνέχεια απεικονίζονται σε κοινά διαγράμματα κάποια ετήσια αποτελέσματα για καλύτερη εποπτεία και σύγκριση.

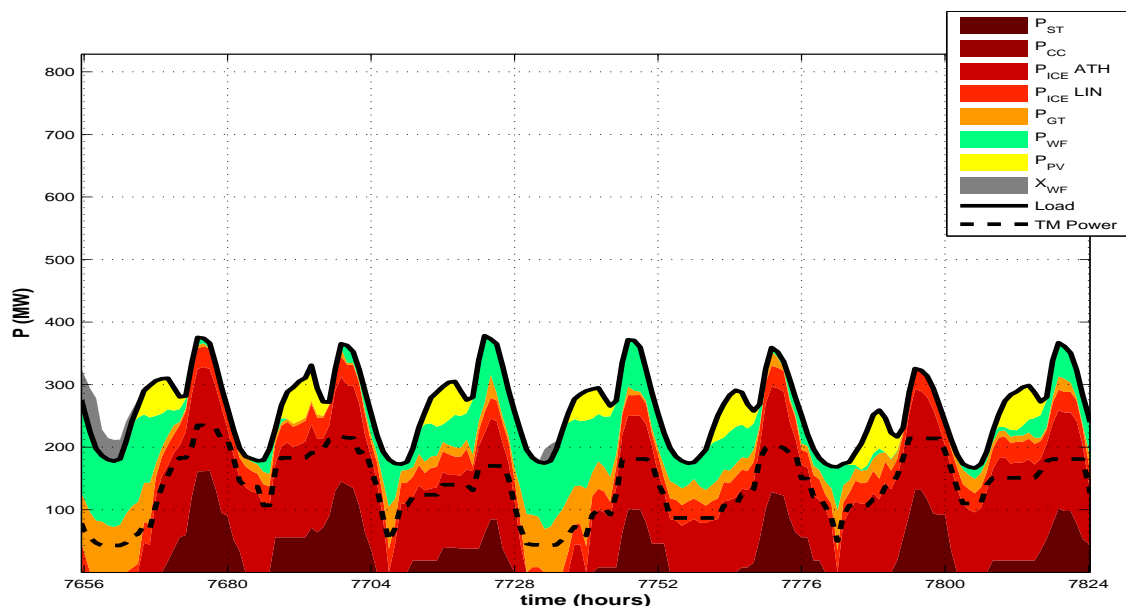
5.1.1 Κατανομή φορτίου και εφεδρειών

Χωρίς must run μονάδες

Στο σχήμα 5.1 παρουσιάζεται η λειτουργία του συστήματος του νησιού κατά τη διάρκεια τυπικών εβδομάδων χαμηλού και υψηλού φορτίου του έτους 2018. Σε κάθε διάγραμμα παρουσιάζεται η κάλυψη της ωριαίας ζήτησης του νησιού (Load: συνεχής μαύρη γραμμή) από τις διάφορες κατηγορίες μονάδων: ατμοηλεκτρικές (ST), μονάδα συνδυασμένου κύκλου (CC), μονάδες εσωτερικής καύσης (ICE), αεριοστροβιλικές (GT), αιολικά (WF) και Φ/Β (PV). Απεικονίζονται επίσης οι περικοπές των αιολικών (γκρι χρώμα) και το συνολικό τεχνικό ελάχιστο των συμβατικών μονάδων (TM Power: διακεκομμένη μαύρη γραμμή).



(α)



(β)

Σχήμα 5.1: Λειτουργία του συστήματος της Κρήτης με Α/Π 220MW και Φ/Β 102MW. (α) Τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου, (β) Τυπική εβδομάδα χαμηλού φορτίου

Κατ' αρχάς, είναι εμφανής η αποκοπή της μεσημβρινής αιχμής λόγω της Φ/Β παραγωγής, η οποία όπως προαναφέρθηκε δεν επιδέχεται περικοπές. Η αιολική παραγωγή είναι διαθέσιμη όλες τις ώρες της ημέρας και παρουσιάζει έντονη στοχαστικότητα. Ειδικά την εβδομάδα υψηλού φορτίου η αιολική διείσδυση είναι ιδιαίτερα υψηλή. Οι περισσότερες περικοπές συμβαίνουν κυρίως τις πρωινές ώρες, στην «κοιλιά» του φορτίου, καθώς το χαμηλό φορτίο σε συνδυασμό με το τεχνικό ελάχιστο των συμβατικών μονάδων αλλά και τις απαιτήσεις σε αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία,

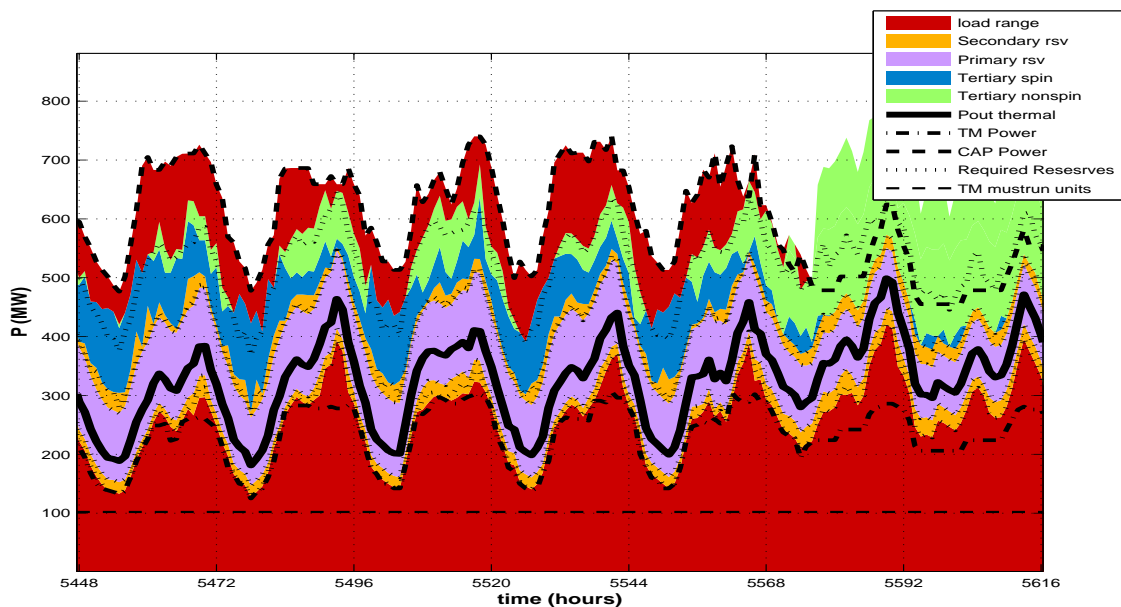
δεν επιτρέπουν στο σύστημα να απορροφήσει όλη τη διαθέσιμη αιολική παραγωγή. Αντίθετα, στη βραδινή αιχμή σπάνια συμβαίνουν περικοπές (μόνο σε περιπτώσεις που η διαθέσιμη αιολική παραγωγή πλεονάζει) καθώς οι αυξημένες ανάγκες του συστήματος σε ζήτηση οδηγούν σε πλήρη απορρόφηση της παραγωγής ΑΠΕ.

Όσον αφορά τη συμβατική παραγωγή, το μεγαλύτερο ποσοστό καλύπτεται από τις νηζελογεννήτριες του Αθερινόλακκου. Αυτό είναι αναμενόμενο καθώς πρόκειται για μονάδες με υψηλή δυναμικότητα, ενώ υπερτερούν των ατμομονάδων και της μονάδας συνδυασμένου κύκλου (επίσης μονάδες με υψηλή δυναμικότητα) στην οικονομικότητα, καθώς έχουν μικρότερη ειδική κατανάλωση και στην ευελιξία ένταξης και απένταξης (γρήγορες μονάδες, μικροί χρόνοι ελάχιστης λειτουργίας και κράτησης). Οι ατμομονάδες και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου, λόγω των υψηλών τεχνικών ελαχίστων και των μεγάλων χρόνων λειτουργίας και κράτησης, συνήθως εντάσσονται μετά την πρωινή «κοιλιά» όταν οι ανάγκες του συστήματος είναι αυξημένες. Κατά συνέπεια, την εβδομάδα χαμηλού φορτίου η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού είναι ακόμη πιο περιορισμένη. Αξίζει μάλιστα να σημειωθεί πως σε καταστάσεις τόσο χαμηλού φορτίου ο αλγόριθμος δεν εντάσσει καθόλου τη μονάδα συνδυασμένου κύκλου, καθώς είναι ιδιαίτερα ακριβή και δεν υπάρχει λόγος να επιβαρυνθεί οικονομικά το σύστημα όταν οι ανάγκες του μπορούν να καλυφθούν από οικονομικότερες μονάδες.

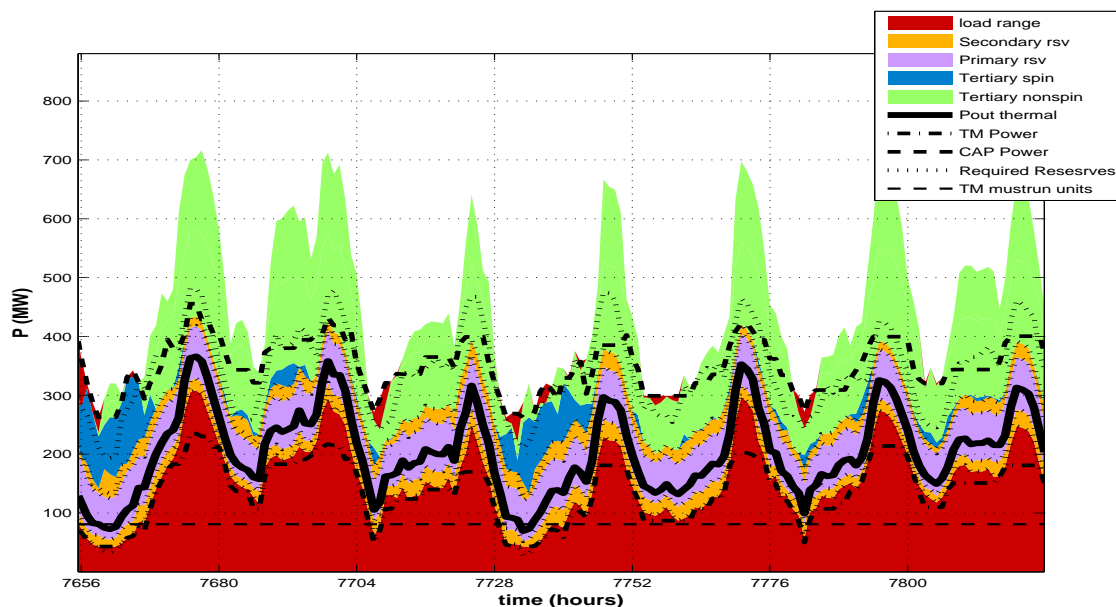
Οι νηζελογεννήτριες των Λινοπεραμάτων και οι αεριοστροβλικές μονάδες έχουν μειωμένη συμμετοχή σε σχέση με τις νηζελογεννήτριες του Αθερινόλακκου και τις ατμοηλεκτρικές μονάδες, οι πρώτες λόγω περιορισμένων δυνατοτήτων (ναί μεν χαμηλά τεχνικά ελάχιστα, αλλά συγχρόνως πολύ μικρές ονομαστικές ικανότητες) και οι δεύτερες λόγω μη οικονομικότητας. Λόγω της ευελιξίας τους (χαμηλά τεχνικά ελάχιστα, μικροί χρόνοι λειτουργίας και κράτησης), ο βασικός ρόλος τους είναι να παρέχουν στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα, γι' αυτό και φορτίζονται κοντά στα τεχνικά τους ελάχιστα. Οι αεριοστροβίλοι μάλιστα προτιμώνται έναντι των νηζελογεννητριών γιατί εκτός από την ευελιξία στην ένταξη και απένταξη, συνδυάζουν και υψηλή ονομαστική ικανότητα, επομένως μπορούν να ανταπεξέλθουν καλύτερα σε ένα σύστημα με υψηλές απαιτήσεις σε στρεφόμενη εφεδρεία. Όπως φαίνεται κι από το σχήμα 5.1, τις ημέρες όπου η αιολική διείσδυση είναι υψηλή και συνεπώς οι απαιτήσεις του συστήματος σε στρεφόμενη εφεδρείας αυξημένες, η συμμετοχή των αεριοστροβίλων υπερτερεί έναντι των νηζελογεννητριών των Λινοπεραμάτων. Αντίστοιχα τις ημέρες όπου η αιολική διείσδυση είναι περιορισμένη (6^η και 7^η μέρα της εβδομάδας υψηλού φορτίου, 2^η και 6^η μέρα της εβδομάδας χαμηλού φορτίου) μειώνεται ή και αποφεύγεται η ένταξη των ακριβών αεριοστροβίλων και ευνοείται η ένταξη των νηζελογεννητριών.

Το σχήμα 5.2 αφορά τη λειτουργία αποκλειστικά των συμβατικών μονάδων. Απεικονίζεται η φόρτιση των ενταγμένων συμβατικών μονάδων (Pout thermal: έντονη συνεχής μαύρη γραμμή), καθώς και η ολική τεχνικά ελάχιστη (TM Power) και μέγιστη (CAP Power) παραγωγή τους με τις αντίστοιχες διακεκομμένες γραμμές. Μέ κόκκινο χρώμα απεικονίζεται το εύρος φόρτισης των ενταγμένων μονάδων. Πέριξ του σημείου φόρτισης απεικονίζονται οι παρεχόμενες θετικές και αρνητικές εφεδρείες, σε διαφορετικές ζώνες χρωμάτων για κάθε τύπο εφεδρείας. Έτσι η παρεχόμενη

πρωτεύουσα εφεδρεία αντιστοιχεί στο μωβ χρώμα, η δευτερεύουσα στο πορτοκαλί, η στρεφόμενη τριτεύουσα στο μπλε και η μη στρεφόμενη τριτεύουσα στο πράσινο. Κοντά στα όρια κάθε ζώνης απεικονίζεται επίσης με αχνή διακεκομμένη γραμμή (Required rsv) η απαίτηση του συστήματος για τον αντίστοιχο τύπο εφεδρείας. Για τους πιο αργούς τύπους εφεδρειών οι απαιτήσεις απεικονίζονται αθροιστικά με τις απαιτήσεις των γρήγορων.



(α')



(β)

Σχήμα 5.2: Λειτουργία συμβατικών μονάδων, απαιτούμενες και παρεχόμενες εφεδρείες. (α) Τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου, (β) Τυπική εβδομάδα χαμηλού φορτίου

Υπενθυμίζεται ότι :

1. Οι απεικονιζόμενες απαιτήσεις περιγράφονται αναλυτικά στην υποενότητα 3.2.3, και οι αναλυτικές παράμετροι στην υποενότητα 4.4.3.
2. Εφεδρείες με γρήγορη απόκριση μπορούν να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις εφεδριών με πιο αργή απόκριση.

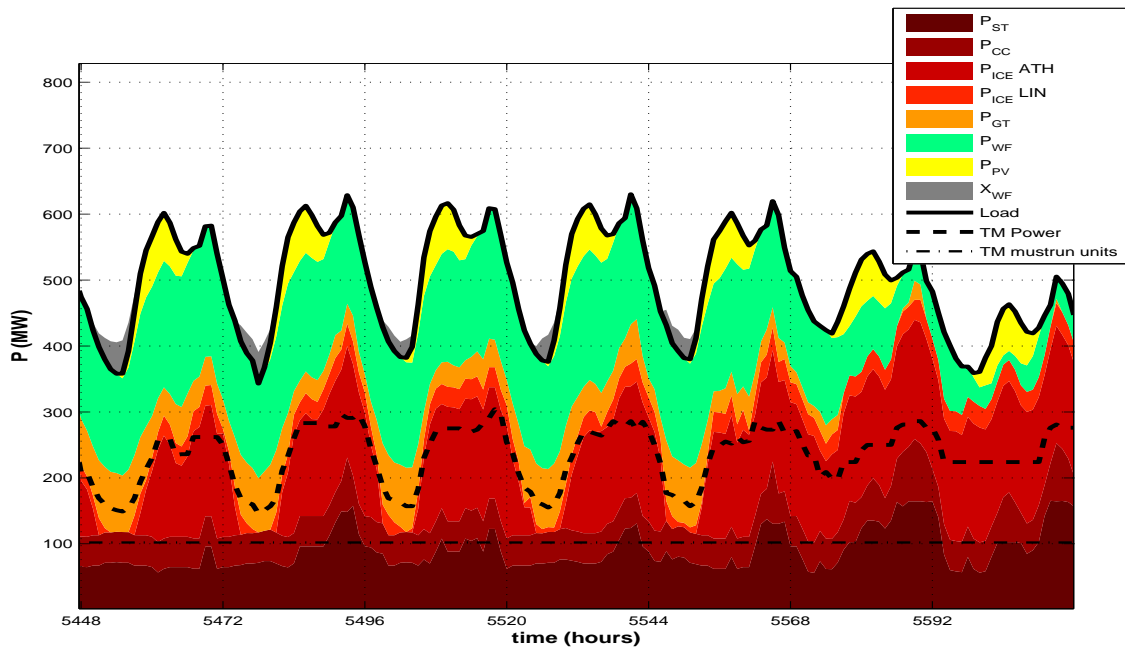
Είναι εμφανές ότι τις ημέρες που τόσο η ζήτηση φορτίου όσο και η αιολική διεύθυνση είναι υψηλές, οι απαιτήσεις του συστήματος σε εφεδρείες είναι αυξημένες. Επιπλέον, η διαθέσιμη μη στρεφόμενη εφεδρεία είναι περιορισμένη καθώς όπως προαναφέρθηκε κατά την ανάλυση του σχήματος 5.1, εντάσσονται περισσότεροι αεριοστρόβιλοι για να καλύψουν τις απαιτήσεις σε στρεφόμενη εφεδρεία.

Πρέπει να τονιστεί επίσης ότι όσον αφορά τη μη στρεφόμενη εφεδρεία, στο σχήμα 5.2 απεικονίζεται η συνολικά διαθέσιμη κάθε ώρα, γι αυτό πολύ συχνά φαίνεται να υπερκαλύπτει την αντίστοιχη απαίτηση του συστήματος (δύο τελευταίες μέρες της εβδομάδας υψηλού φορτίου και όλη η εβδομάδα χαμηλού φορτίου). Με λίγα λόγια, ο αλγόριθμος προτείνει για την παροχή μη στρεφόμενης εφεδρείας, όσες αεριοστροβλικές μονάδες δεν είναι ενταγμένες και έχουν τηρήσει τον ελάχιστο χρόνο κάτησης αν έχει προηγηθεί σβέση τους. Τα πράγματα θα ήταν διαφορετικά αν είχαν συμπεριληφθεί κόστη επικουρικών υπηρεσιών. Σ' αυτή την περίπτωση εκτός του ότι δεν θα είχαμε περίσσεια μη στρεφόμενη εφεδρεία, ο αλγόριθμος θα στάθμιζε αν συμφέρει να καλυφθεί ένα μέρος της απαίτησης σε τριτεύουσα από μη στρεφόμενη που έχει ένα μικρό κόστος, ή από στρεφόμενη που ναι μεν δεν έχει κόστος αλλά ενδεχομένως να οδηγήσει σε ένταξη ακριβότερων μονάδων. Πάντως σε κάθε περίπτωση θα επέλεγε την οικονομικότερη λύση.

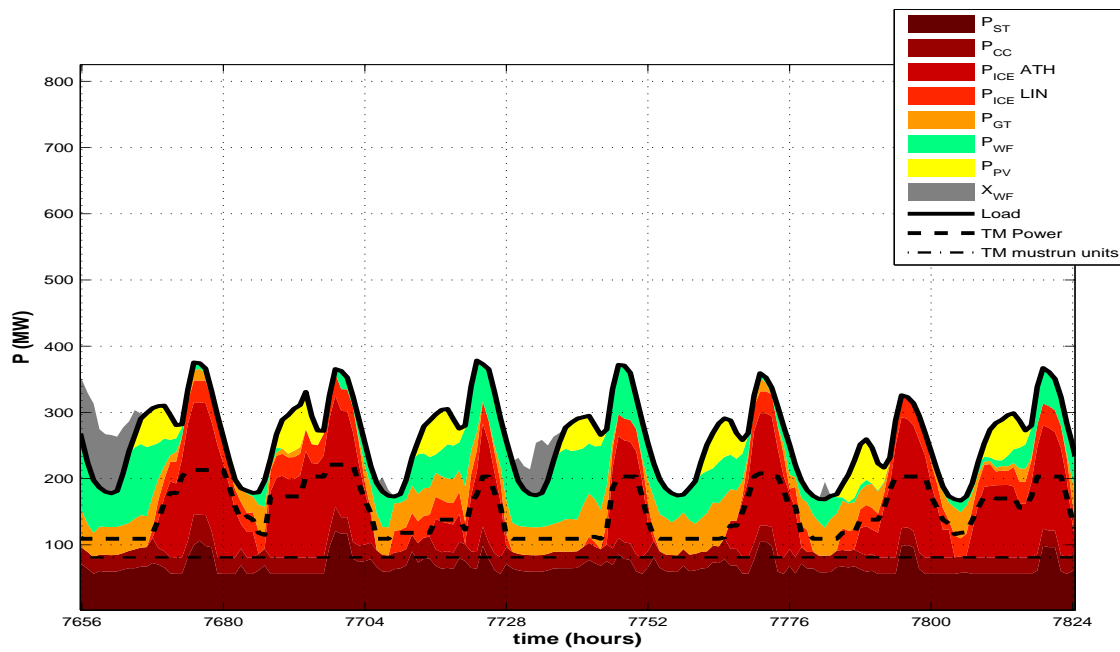
Με must run μονάδες

Ακολουθούν τα σχήματα 5.3, 5.4 με τη λειτουργία του συστήματος για τις ίδιες εβδομάδες, έχοντας θεωρήσει υποχρεωτικής ένταξης τρεις ατμοηλεκτρικές μονάδες και τη μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Στα συγκεκριμένα σχήματα απεικονίζεται επιπλέον το συνολικό τεχνικό ελάχιστο των υποχρεωτικά ενταγμένων μονάδων (TM mustrun units).

Η υποχρεωτική ένταξη των τεσσάρων μονάδων έχει ως αποτέλεσμα ένα τμήμα της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής που πριν καλυπτόταν από τις νηζελογεννήτριες του Αθρινόλακκου να καλύπτεται τώρα από τις ατμομονάδες και τη μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Αυτό, όπως θα διερευνηθεί αναλυτικότερα και παρακάτω, έχει αρνητική επίπτωση στο κόστος του συστήματος. Ακόμη, παρατηρείται μικρή αύξηση στις περικοπές των αιολικών (κυρίως κατά τις πρωινές «κοιλιάδες»), που οφείλεται στο ότι οι υποχρεωτικά δεσμευμένες μονάδες αυξάνουν τη συνολική τεχνικά ελάχιστη παραγωγή των συμβατικών μονάδων, κάτι το οποίο επιδρά αρνητικά στην διεύθυνση ΑΠΕ.

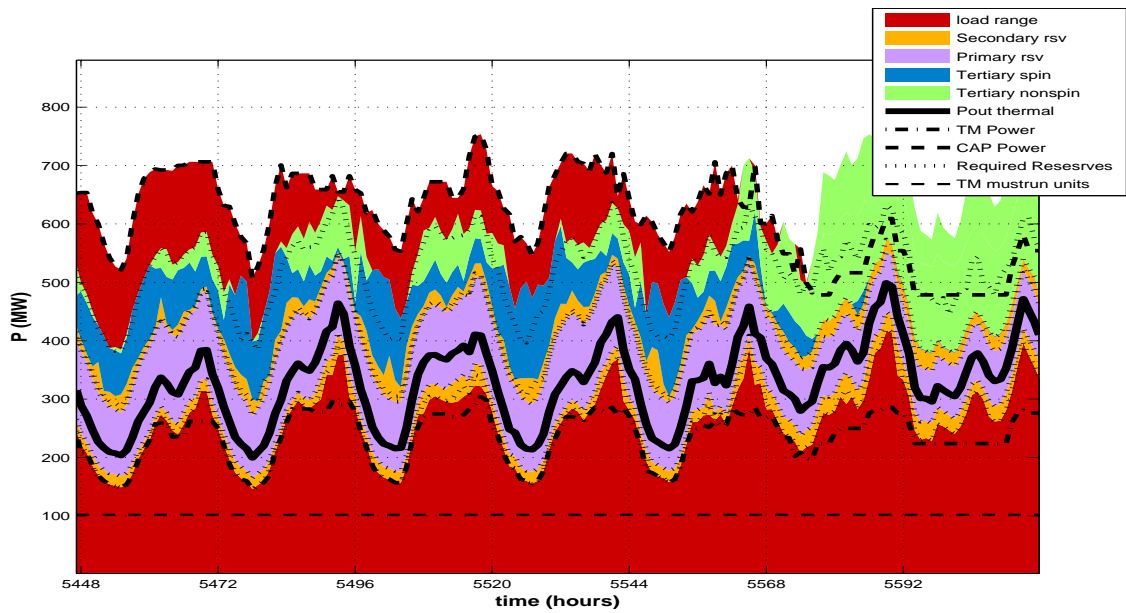


(α')

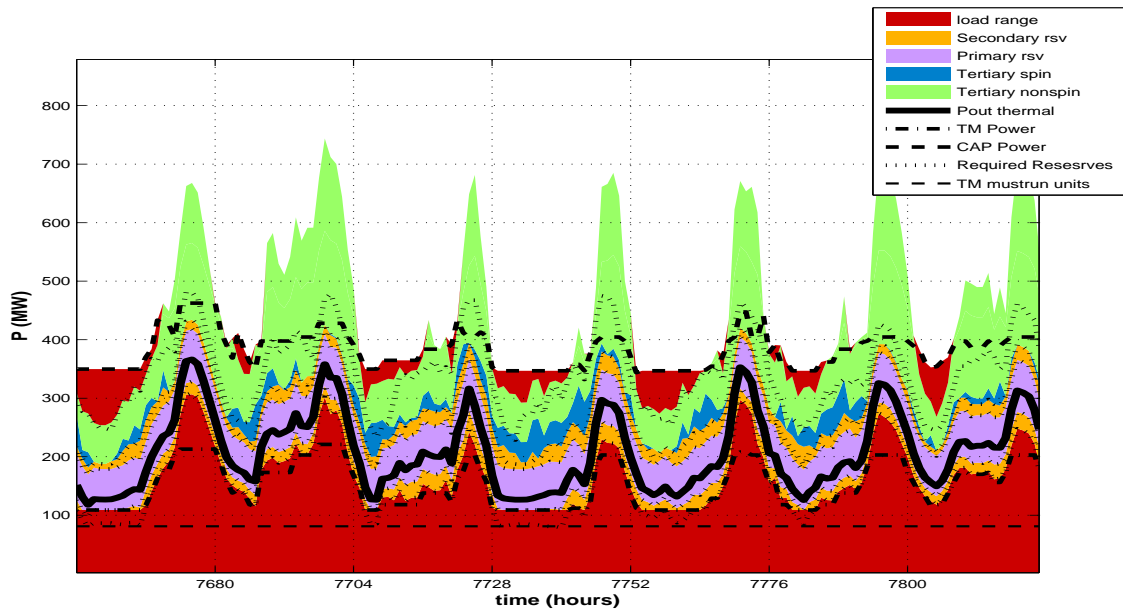


(β)

Σχήμα 5.3: Λειτουργία του συστήματος της Κρήτης με Α/Π 220MW και Φ/Β 102MW.
 (α) Τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου, (β) Τυπική εβδομάδα χαμηλού φορτίου



(α)



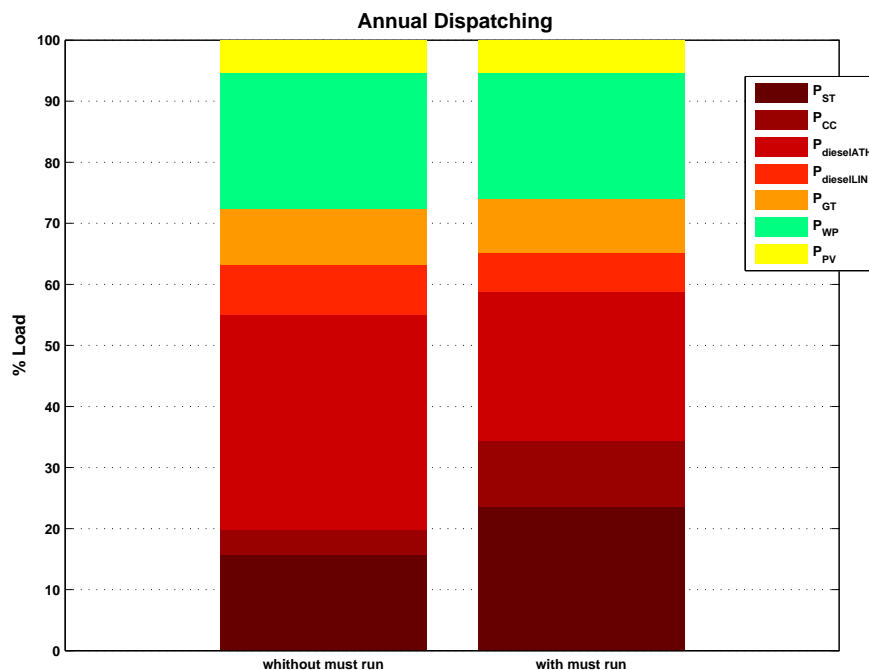
(β)

Σχήμα 5.4: Λειτουργία συμβατικών μονάδων, απαιτούμενες και παρεχόμενες εφεδρείες. (α) Τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου, (β) Τυπική εβδομάδα χαμηλού φορτίου

Η πιο βασική παρατήρηση που προκύπτει από το σχήμα 5.4 και συγκεκριμένα από την εβδομάδα χαμηλού φορτίου, είναι η «χαλάρωση» της απαίτησης του συστήματος σε αρνητική δευτερεύουσα εφεδρεία, προς όφελος της διείσδυσης ΑΠΕ. Ο αλγόριθμος ακολουθεί αυτήν την τακτική γιατί του επιβάλαμε να δίνει προτεραιότητα στην διείσδυση ΑΠΕ σε σχέση με την τήρηση των απαιτήσεων αρνητικής στρεφόμενης εφεδρείας (υποενότητα 3.3.1.). Ειδικότερα, θα παρατηρούσαμε μεγαλύτερη αύξηση

των περικοπών στο σχήμα 5.3.

Οι παρατηρήσεις από την αναλυτική παρουσίαση των δύο παραπάνω εβδομάδων γενικεύονται και στην ετήσια λειτουργία του συστήματος.



Σχήμα 5.5: Συμμετοχή των διάφορων τύπων μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης

Πίνακας 5.1: Ποσοστά συμμετοχής στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού, ανά κατηγορία μονάδων

	χωρίς must run	με must run
ATM	15.8%	23.7%
ΣΚ	4.1%	10.7%
ΜΕΚ ΑΘΕΡ.	35.1%	24.5%
ΜΕΚ ΛΙΝ.	8.2%	6.2%
ΑΣ	9.2%	9%
Α/Π	22.4%	20.6%
Φ/Β	5.3%	5.3%

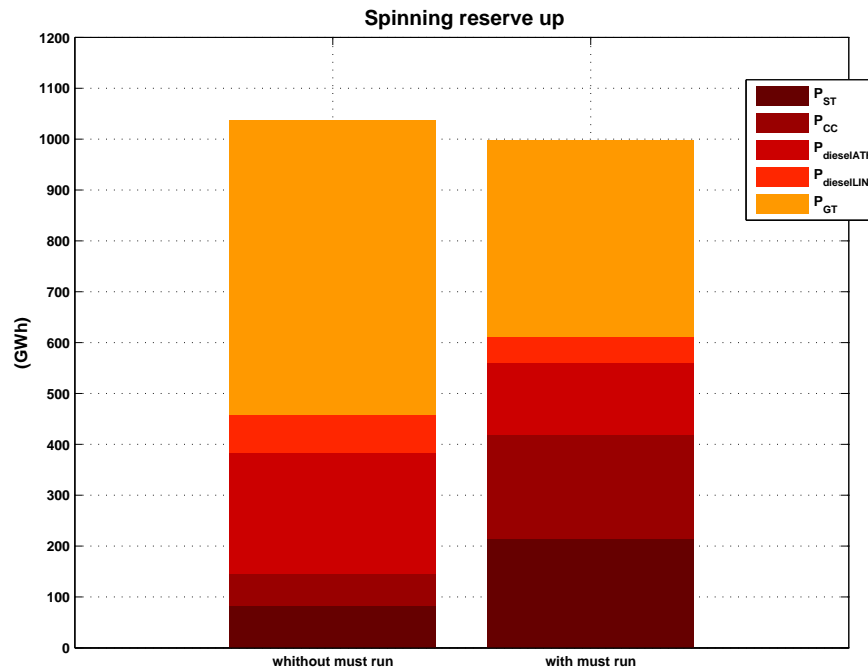
Στο σχήμα 5.5 και στον πίνακα που ακολουθεί, απεικονίζεται η ετήσια κατανομή της ηλεκτροπαραγωγής του νησιού στις διάφορες κατηγορίες μονάδων, ως ποσοστό του συνολικού φορτίου, για κάθε ένα από τα δύο σενάρια. Στο σενάριο με must run μονάδες η ετήσια διείσδυση αιολικής ενέργειας μειώνεται από 22.4% σε 20.6% του συνολικού ετήσιου φορτίου, ενώ η συνολική παραγωγή ΑΠΕ από 27.7% σε 26%.

Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί ότι η μέγιστη στιγμιαία διείσδυση ΑΠΕ αγγίζει το 69.1% για το σενάριο χωρίς must run και το 58.2% για το σενάριο με must run .

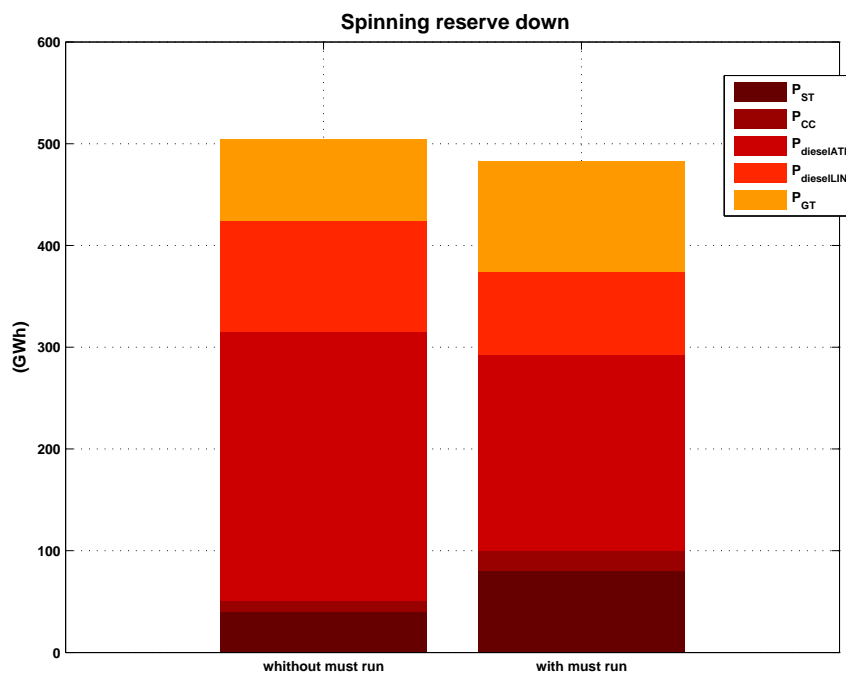
Αναφορικά με τη συμβατική παραγωγή, διαπιστώνεται η ενίσχυση της συνεισφοράς των ατμοηλεκτρικών μονάδων και της μονάδας συνδυασμένου κύκλου σε βάρος των μονάδων εσωτερικής καύσης και κυρίως σε βάρος των νηζελογεννητριών του Αθερινόλακκου. Η διαφορά στο ποσοστό συμμετοχής των αεριοστρόβιλων είναι αμελητέα.

Στα σχήματα 5.6 και 5.7, απεικονίζεται το ποσό της συνολικής θετικής και αρνητικής αντίστοιχα στρεφόμενης εφεδρείας που δεσμεύει ο αλγόριθμος για την κάλυψη των απαιτήσεων, ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων. Καταρχάς, προκύπτουν κάποιες γενικές παρατηρήσεις που είναι κοινές και στα δύο σενάρια. Όσον αφορά τη θετική εφεδρεία, το μεγαλύτερο τμήμα της προβλέπεται να καλυφθεί από τους αεριοστρόβιλους. Όπως προαναφέρθηκε, είναι οι πιο ευέλικτες μονάδες και μπορούν να ανταποκριθούν γρήγορα σε τυχόν μεταβολές της αιολικής παραγωγής. Επιπλέον λόγω της υψηλής ονομαστικής τους ικανότητας μπορούν να καλύψουν αρκετά υψηλές απαιτήσεις εφεδρειών. Ως προς την αρνητική εφεδρεία, είναι κυρίως υπόθεση των νηζελογεννητριών και κυρίως του σταθμού του Αθερινόλακκου. Οι τελευταίες είναι οικονομικές μονάδες και έχουν τη δυνατότητα να φορτιστούν σε υψηλά επίπεδα ώστε να επιβαρύνουν το κόστος του συστήματος όσο το δυνατόν λιγότερο. Ακόμη, πρόκειται για τη δεύτερη πιο ευέλικτη κατηγορία μονάδων μετά τους αεριοστρόβιλους.

Συγκρίνοντας τα δύο σενάρια παρατηρούμε καταρχάς ότι η δεσμευμένη στρεφόμενη εφεδρεία, θετική και αρνητική, είναι ελαφρώς λιγότερη στο σενάριο με must run μονάδες. Η μείωση στη θετική εφεδρεία συνδέεται άμεσα με το ότι στο συγκεκριμένο σενάριο παρατηρείται μικρή μείωση της αιολικής παραγωγής, από την οποία εξαρτάται η απαίτηση πρωτεύουσας εφεδρείας. Η μείωση στην αρνητική εφεδρεία οφείλεται, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, στην επιλογή του αλγορίθμου να «χαλαρώσει» την απαίτηση αρνητικής δευτερεύουσας εφεδρείας ώστε να περιορίσει τις περικοπές αιολικής ισχύος. Στο σημείο αυτό αξίζει να αναφερθεί ότι στο σενάριο χωρίς must run μονάδες όλες οι απαιτήσεις εφεδρειών τηρούνται πιστά. Στο σενάριο με must run ισχύει το ίδιο για τις θετικές απαιτήσεις και για την αρνητική πρωτεύουσα η οποία επιδέχεται αμελητέα χαλάρωση ίση με 0.43% της συνολικής απαίτησης. Δεν ισχύει το ίδιο για την αρνητική δευτερεύουσα απαίτηση, η οποία επιδέχεται χαλάρωση 12.4%. Επιπλέον, η ανακατομή που υφίσταται το μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού στο δεύτερο σενάριο, αποτυπώνεται και στις δεσμευμένες εφεδρείες. Έτσι, όσον αφορά τη θετική εφεδρεία μεγάλο τμήμα της παρεχόμενης μετατοπίζεται από τους αεριοστρόβιλους και τις νηζελογεννήτριες, στις ατμομονάδες και στη μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Όσον αφορά την αρνητική παρεχόμενη εφεδρεία, η μετατόπιση πραγματοποιείται κυρίως από τις νηζελογεννήτριες στις ατμομονάδες και τους αεριοστρόβιλους.



Σχήμα 5.6: Δεσμευμένη θετική στρεφόμενη εφεδρεία ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων

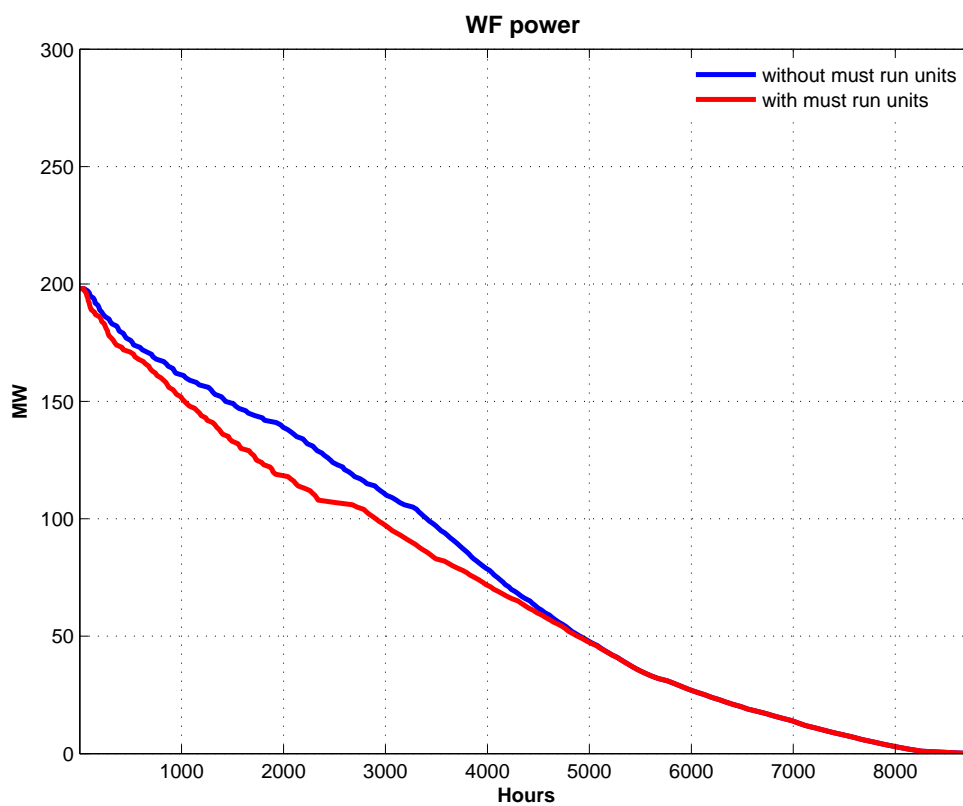


Σχήμα 5.7: Δεσμευμένη αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων

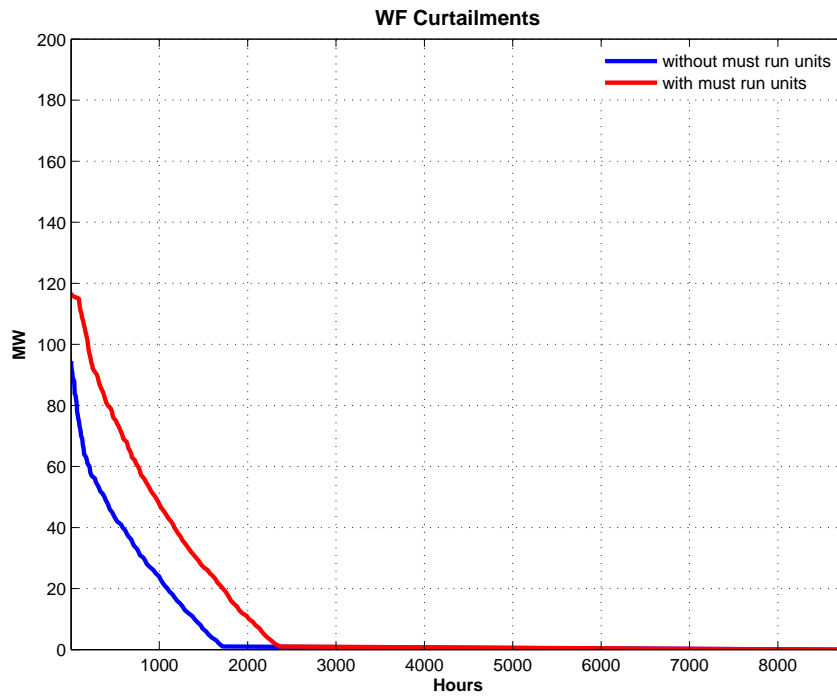
5.1.2 Παραγωγή και περικοπές σταθμών ΑΠΕ

Στα σχήματα 5.5 και 5.6 απεικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας της παραγόμενης ισχύος και των περικοπών των Α/Π, για τα δύο σενάρια που αναπτύχθηκαν παραπάνω, ενώ στο σχήμα 5.7 απεικονίζεται η καμπύλη διάρκειας της Φ/Β παραγωγής. Στο σχήμα 5.8 απεικονίζεται η συνολική παραγωγή ΑΠΕ .

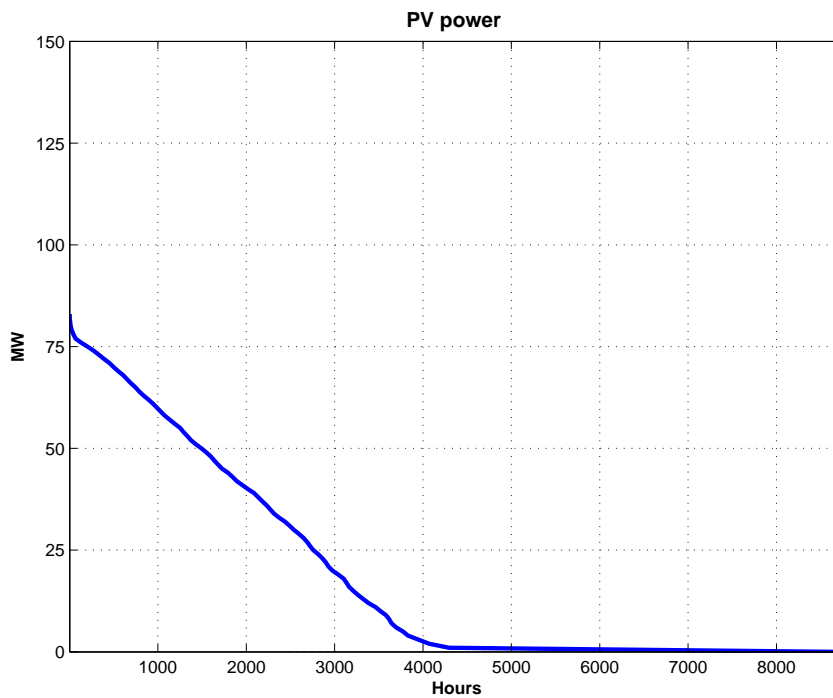
Με την υποχρεωτική δέσμευση μονάδων σημειώνεται μείωση της δυνατότητας απορρόφησης της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής, με αντίστοιχη αύξηση των περικοπών. Συγκεκριμένα, οι περικοπές για το σενάριο χωρίς must run μονάδες ανέρχονται στο 7.54% της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής και στο 6.18% της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ. Για το σενάριο με must run μονάδες τα αντίστοιχα ποσοστά είναι σχεδόν διπλάσια, δηλαδή 12.12% και 14.79%. Η Φ/Β παραγωγή είναι κοινή και για τα δύο σενάρια, καθώς δεν επιδέχεται περικοπές.



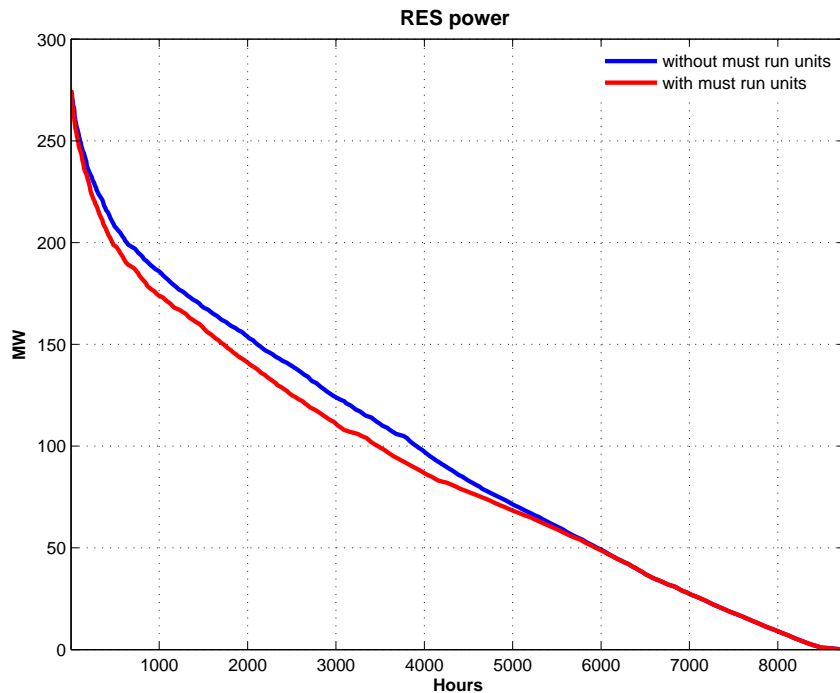
Σχήμα 5.8: Καμπύλη διάρκειας αιολικής παραγωγής



Σχήμα 5.9: Καμπύλη διάρκειας περικοπών αιολικής παραγωγής



Σχήμα 5.10: Καμπύλη διάρκειας φωτοβολταϊκής παραγωγής

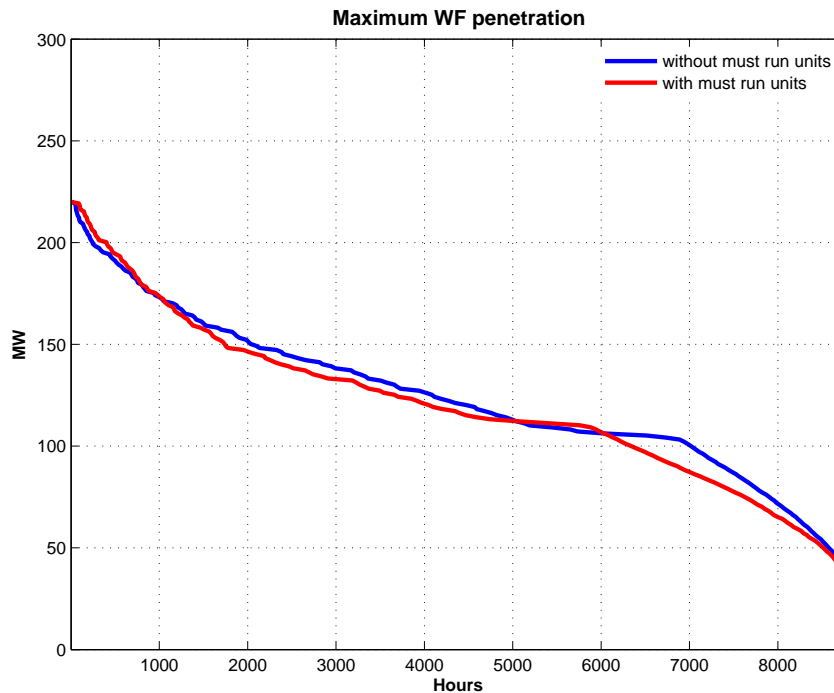


Σχήμα 5.11: Καμπύλη διάρκειας συνολικής παραγωγής ΑΠΕ

Σε ό,τι αφορά τις περικοπές της αιολικής παραγωγής, η βασικότερη αιτία αυτών είναι τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, σε συνδυασμό με τις απαιτήσεις για τήρηση αρνητικής στρεφόμενης εφεδρείας. Συνδυαστικά, οι δύο αυτές παράμετροι έχουν ως επίπτωση τη διατήρηση του ελάχιστου σημείου φόρτισης των συμβατικών μονάδων σε υψηλά επίπεδα, περιορίζοντας το περιθώριο απορρόφησης ισχύος ΑΠΕ. Περαιτέρω, οι απαιτήσεις για τήρηση θετικής στρεφόμενης εφεδρείας μπορεί να επιβάλλουν την ένταξη περισσότερων κατανεμόμενων μονάδων, προκειμένου η συνολική ικανότητα παροχής των εφεδρειών να ικανοποιεί τις σχετικές απαιτήσεις.

Στο σχήμα 5.9 απεικονίζεται η καμπύλη διάρκειας της μέγιστης δυνατής αιολικής παραγωγής που μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα, εφόσον έχουν υπολογιστεί οι εντολές κατανομής ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set-points) που αποστέλλονται στα Α/Π. Η υποχρεωτική δέσμευση των τριών ατμομονάδων και της μονάδας συνδυασμένου κύκλου έχει επίπτωση στη δυνατότητα του συστήματος για απορρόφηση αιολικής παραγωγής μέσα στα πλαίσια της ασφαλούς λειτουργίας του, ανεξάρτητα από τον διαθέσιμο άνεμο. Όπως παρατηρείται και από το σχήμα, στο σενάριο χωρίς must run μονάδες, το σύστημα εμφανίζει, στο σύνολο του έτους, ελαφρώς μεγαλύτερη δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής σε σχέση με το σενάριο με must run. Ωστόσο στο τελευταίο σενάριο αυξάνεται ο αριθμός των ωρών που μπορεί να επιτευχθεί η μέγιστη τιμή της μέγιστης δυνατής αιολικής διείσδυσης.

Στον πίνακα 5.1 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά κάποιοι ενεργειακοί δείκτες που αφορούν τα αιολικά πάρκα του νησιού, για κάθε σενάριο. Όπως ήταν αναμενόμενο, οι δείκτες είναι υψηλότεροι για το σενάριο χωρίς μονάδες υποχρεωτικής λειτουργίας.



Σχήμα 5.12: Καμπύλη διάρκειας μέγιστης δυνατής αιολικής απορρόφησης βάσει set-points

Πίνακας 5.2: Ενεργειακά αποτελέσματα των Α/Π του συστήματος της Κρήτης

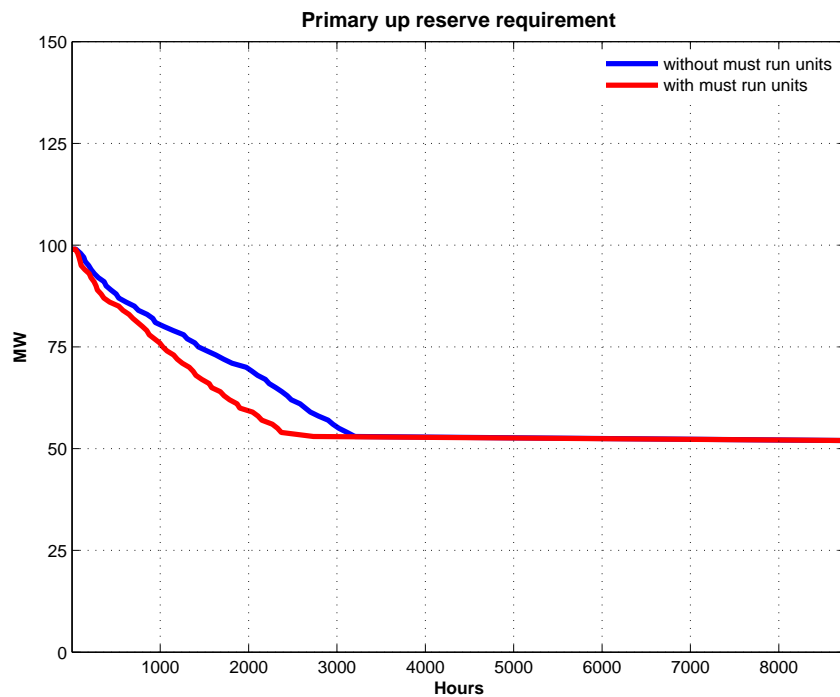
ΣΕΝΑΡΙΟ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (GWh)	ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (GWh)	ΣΑΩΛ (h)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ (%)	ΜΕΓΙΣΤΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ (%)
Χωρίς must run	674.61	55	4971	35	56.74
Με must run	621.76	107.88	4819	32.26	55.02

5.1.3 Απαιτήσεις και διαθεσιμότητα εφεδρειών

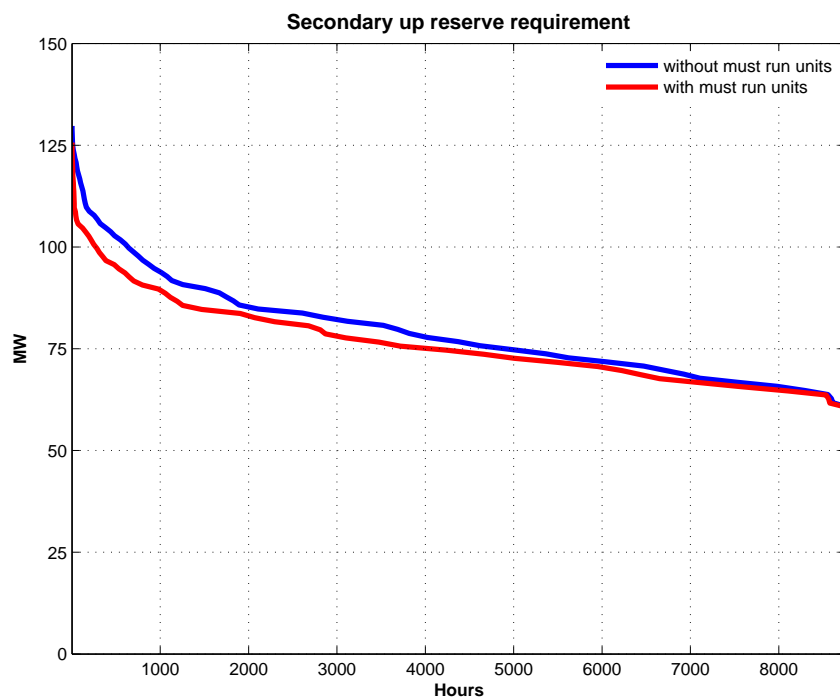
Η επίλυση του ΗΕΠ λαμβάνει υπόψιν τις απαιτήσεις εφεδρειών που διαμορφώθηκαν στο κεφάλαιο 3, διακριτά για θετική και αρνητική, καθώς και για κάθε τύπο. Η ένταξη και η φόρτιση των συμβατικών μονάδων γίνεται κατά τέτοιο τρόπο ώστε, με βάση τις δεδομένες ικανότητες παροχής των εν λόγω εφεδρειών από τις διαθέσιμες μονάδες, να καλύπτονται οι τιθέμενες απαιτήσεις για το σύστημα. Δεδομένου ότι τα περιθώρια εφεδρειών των μονάδων που δεσμεύονται για την ικανοποίηση των απαιτήσεων, επηρεάζουν τον προγραμματισμό φόρτισής τους, η κατανομή των εφεδρειών στις μονάδες γίνεται κατά τρόπο οικονομικά βέλτιστο. Συνεπώς, όπως παρατηρήθηκε και στα σχήματα 5.6 και 5.7, η θετική εφεδρεία γενικά κατανέμεται στις μονάδες υψηλού κόστους ενώ η αρνητική σε πιο οικονομικές μονάδες.

Στα σχήματα από 5.13 ως 5.15 απεικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας των θετικών απαιτήσεων πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας, για κάθε

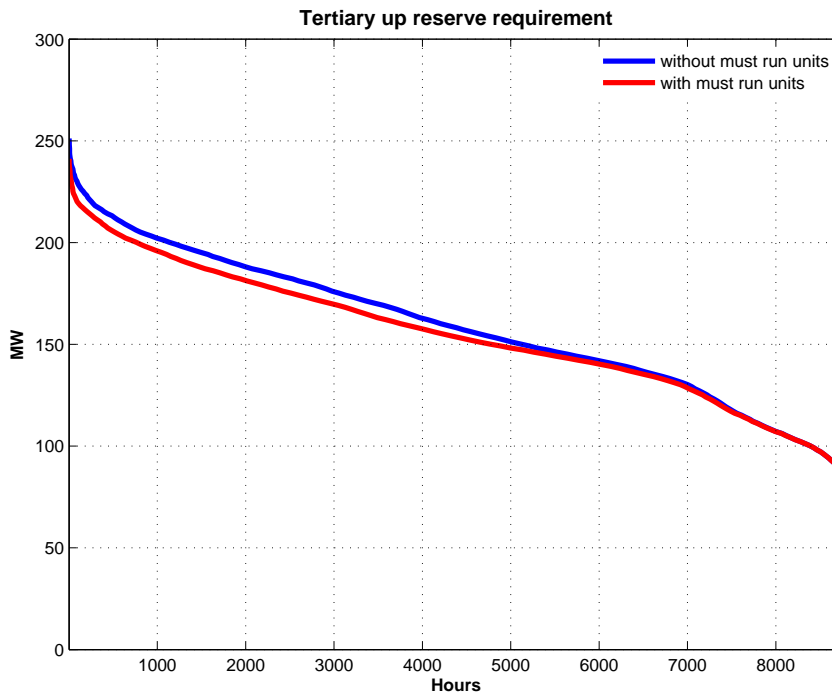
σενάριο. Οι απαιτήσεις των πιο αργών τύπων εφεδρειών, από πλευράς απόκρισης, απεικονίζονται αθροιστικά με τις απαιτήσεις των πιο γρήγορων τύπων.



Σχήμα 5.13: Καμπύλη διάρκειας απαιτούμενης πρωτεύουσας θετικής εφεδρείας



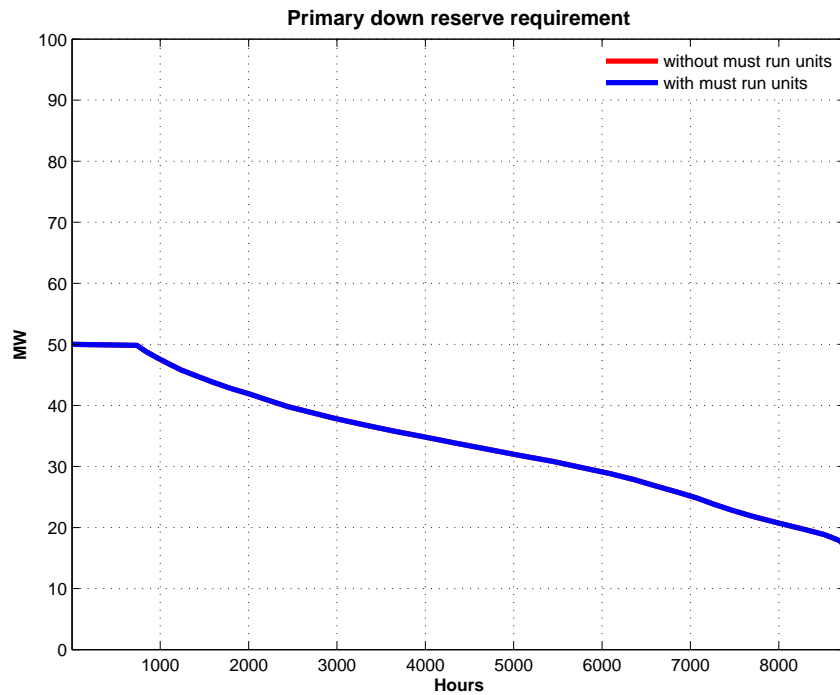
Σχήμα 5.14: Καμπύλη διάρκειας απαιτούμενης δευτερεύουσας θετικής εφεδρείας



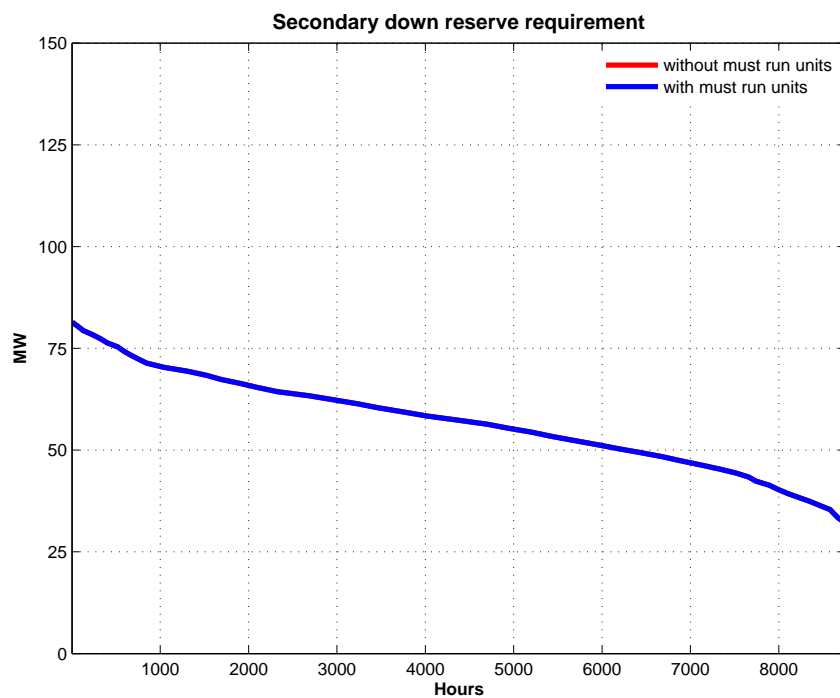
Σχήμα 5.15: Καμπύλη διάρκειας απαιτούμενης τριτεύουσας θετικής εφεδρείας

Σύμφωνα με το σχήμα 5.15 η μέγιστη τιμή θετικής εφεδρείας που πρέπει να πληρεί το σύστημα κυμαίνεται μεταξύ 240 και 250 MW (ανάλογα με το σενάριο) και η ελάχιστη λίγο πάνω από 80 MW, ενώ για περισσότερες από τις μισές περιόδους κατανομής του έτους η συνολική απαίτηση ξεπερνά τα 150 MW. Είναι εμφανές ότι στο σενάριο χωρίς must run μονάδες οι θετικές απαιτήσεις εφεδρειών είναι αυξημένες. Η διαφοροποίηση αυτή οφείλεται στην αυξημένη αιολική διείσδυση που επιτυγχάνεται στο εν λόγω σενάριο, καθώς επηρεάζει τη μέγιστη αναμενόμενη απώλεια παραγωγής ΑΠΕ, για την οποία τηρείται πρωτεύουσα εφεδρεία.

Από την άλλη πλευρά, όπως διαπιστώνεται και από τα σχήματα 5.16 και 5.17, οι απαιτήσεις αρνητικών εφεδρειών ταυτίζονται και για τα δύο σενάρια και η εξάρτησή τους από την αιολική παραγωγή είναι αμελητέα. Η μέγιστη τιμή αρνητικής εφεδρείας ανέρχεται στα 80 MW και η ελάχιστη στα 50 MW.



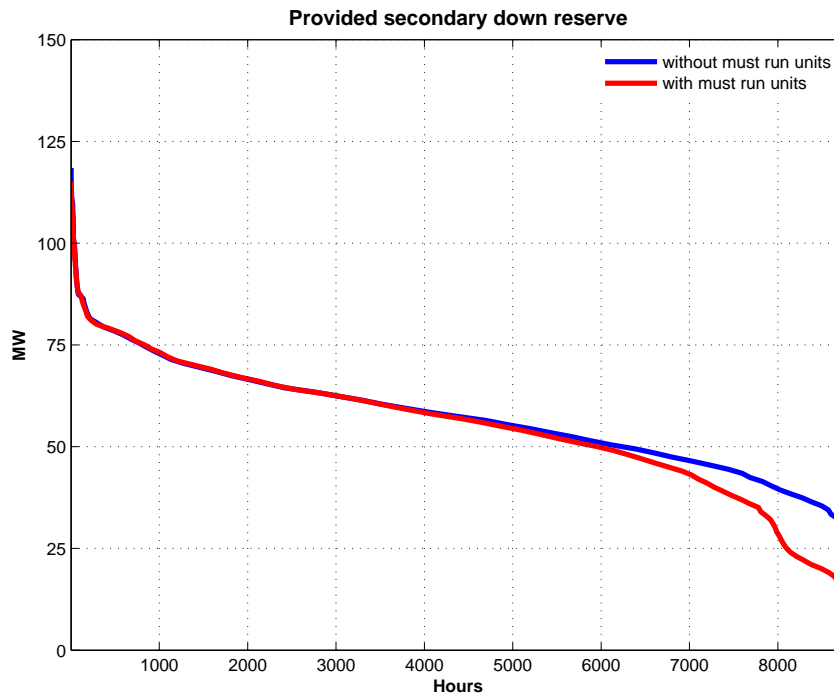
Σχήμα 5.16: Καμπύλη διάρκειας απαιτούμενης πρωτεύουσας αρνητικής εφεδρείας



Σχήμα 5.17: Καμπύλη διάρκειας απαιτούμενης δευτερεύουσας αρνητικής εφεδρείας

Υπενθυμίζεται ότι στο σενάριο χωρίς must run μονάδες, οι παραπάνω απαιτήσεις, θετικές και αρνητικές, τηρούνται πιστά. Το ίδιο ισχύει και για τις απαιτήσεις

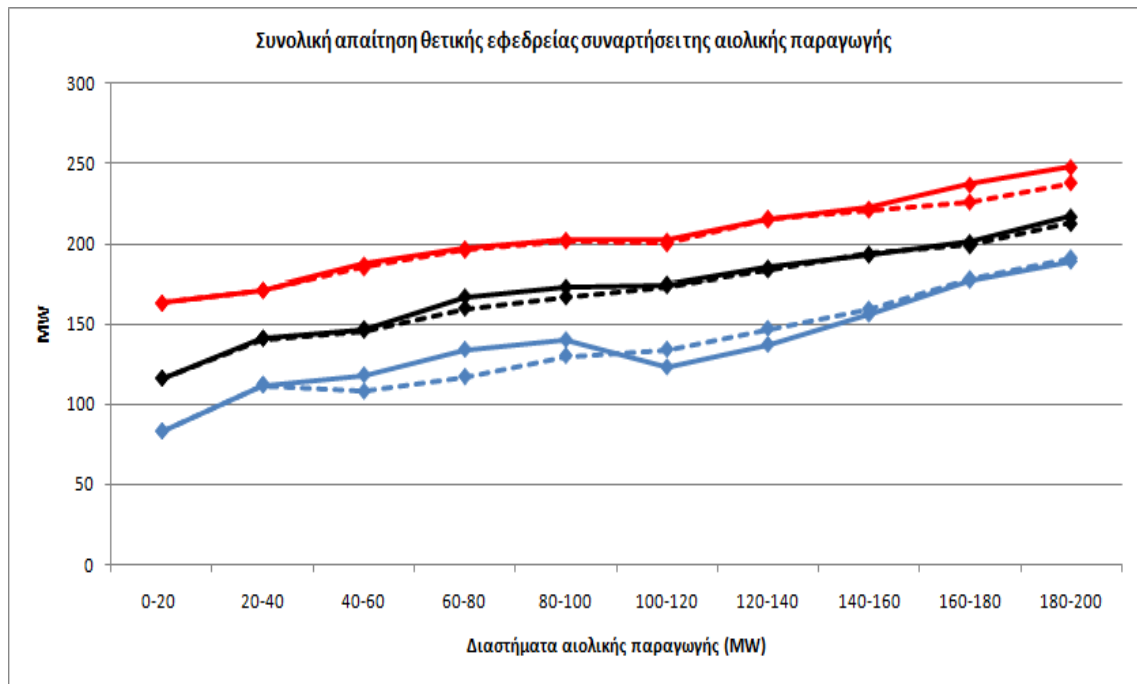
στο σενάριο με must run, πλην της αρνητικής δευτερεύουσας απαίτησης η οποία επιδέχεται χαλάρωση 12.4%. Ενδεικτικό είναι το σχήμα 5.18, όπου απεικονίζεται η συνολική παρεχόμενη αρνητική εφεδρεία για τα δύο σενάρια. Η αντίστοιχη απαίτηση ταυτίζεται με την μπλε καμπύλη, δηλαδή την παρεχόμενη για το σενάριο χωρίς must run.



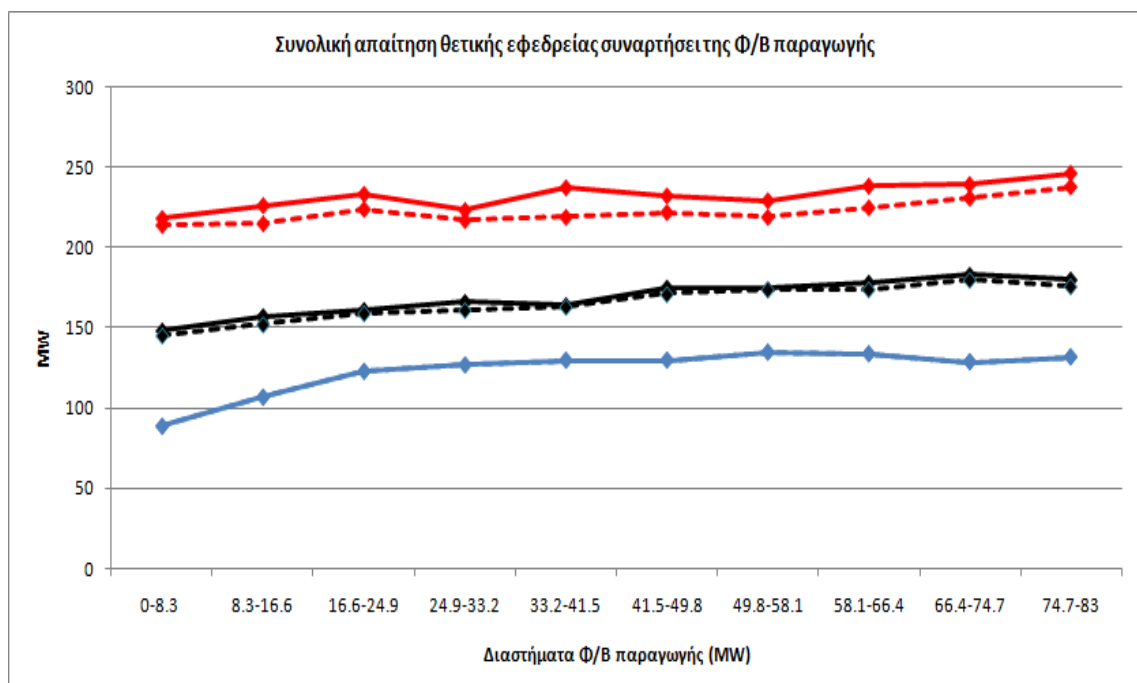
Σχήμα 5.18: Καμπύλη διάρκειας παρεχόμενης δευτερεύουσας αρνητικής εφεδρείας

Επισημαίνεται επίσης ότι οι απαιτήσεις των σχημάτων 5.13, 5.14 αφορούν μόνο τη στρεφόμενη εφεδρεία, ενώ μέρος της συνολικής θετικής απαίτησης του σχήματος 5.15 καλύπτεται και από μη στρεφόμενη εφεδρεία.

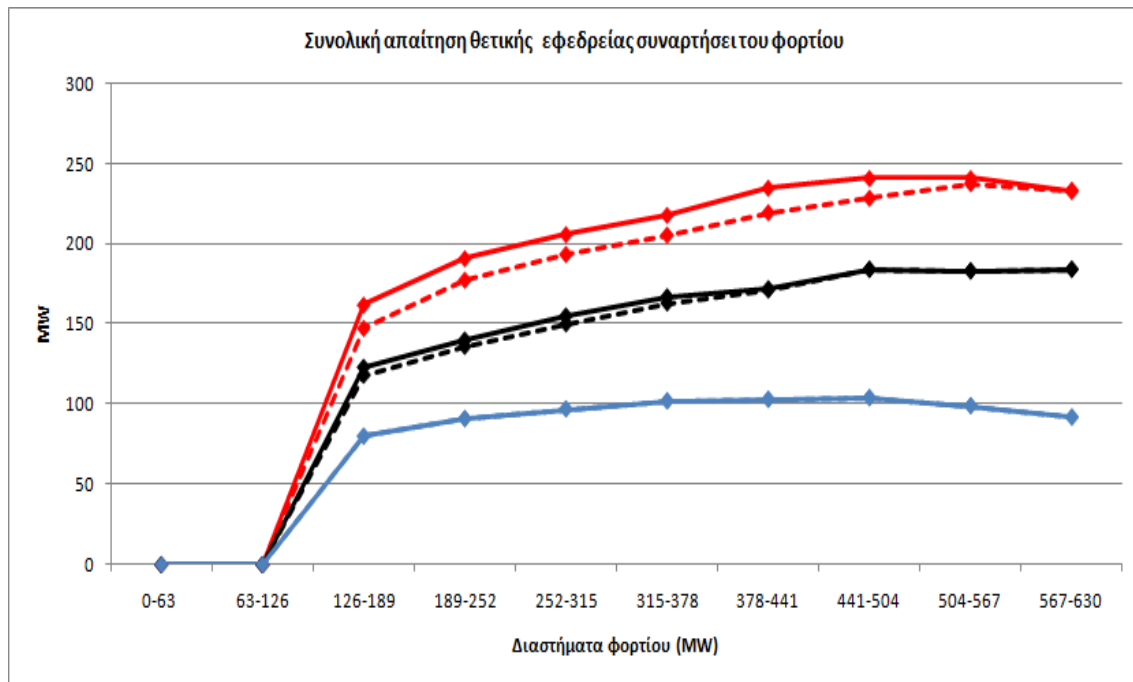
Στα σχήματα από 5.19 ως 5.21 απεικονίζεται η συνολική απαίτηση θετικής εφεδρείας σε συσχέτιση με την αιολική και τη Φ/Β παραγωγή, καθώς και με το φορτίο. Σε κάθε σχήμα απεικονίζονται έξι γραφικές παραστάσεις. Οι τρεις συνεχείς αφορούν το σενάριο χωρίς must run μονάδες και οι τρεις διακεκομμένες το σενάριο με must run μονάδες. Ως προς τα χρώματα, με κόκκινο απεικονίζονται οι μέγιστες τιμές για κάθε διάστημα με πιθανότητα υπέρβασης 1%, με μαύρο χρώμα οι μέσες τιμές και με μπλε χρώμα οι ελάχιστες τιμές, επίσης με πιθανότητα υπέρβασης 1%. Για παράδειγμα, για το σενάριο χωρίς must run, στο διάστημα αιολικής παραγωγής από 60 ως 80 MW εμφανίζεται μέγιστη απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας περί τα 200 MW, μέση τιμή περί τα 170 MW και ελάχιστη περί τα 130 MW. Οι αντίστοιχες τιμές για το σενάριο με must run είναι 200, 160 και 120 MW.



Σχήμα 5.19: Εξέλιξη της συνολικής απαίτησης θετικής εφεδρείας συναρτήσει της αιολικής παραγωγής



Σχήμα 5.20: Εξέλιξη της συνολικής απαίτησης θετικής εφεδρείας συναρτήσει της Φ/Β παραγωγής



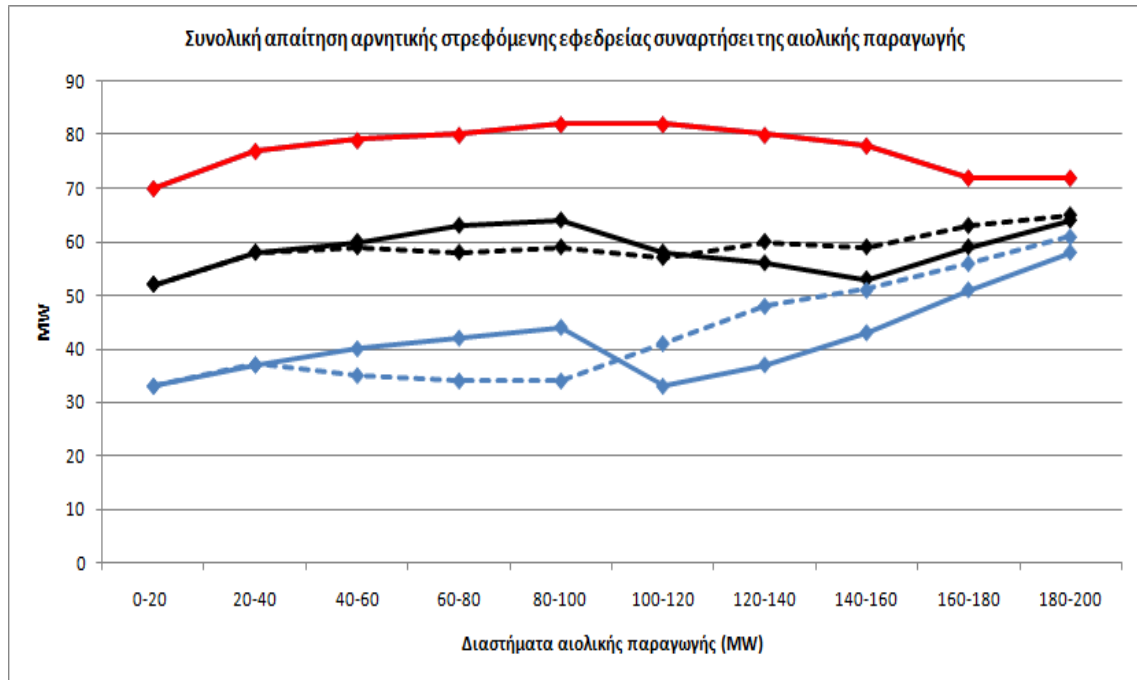
Σχήμα 5.21: Εξέλιξη της συνολικής απαίτησης θετικής εφεδρείας συναρτήσει του φορτίου

Η κλιμάκωση της αιολικής παραγωγής οδηγεί σε ανάλογη αύξηση της συνολικής απαίτησης θετικής εφεδρείας του συστήματος. Η συνολική αύξηση από τα κατώτατα μέχρι τα ανώτατα επίπεδα αιολικής παραγωγής προσεγγίζει τα 100 MW, πρόκειται δηλαδή για σημαντική ποσότητα. Δεν παρατηρείται κάποια ουσιαστική συσχέτιση με την Φ/Β παραγωγή και θα λέγαμε ότι η απαίτηση παρουσιάζει σταθερότητα (ίσως μια ανεπαίσθητη ανοδική πορεία κυρίως στις μέσες τιμές των διαστημάτων), κάτι το οποίο ήταν αναμενόμενο καθώς κατά την προσομοίωση η Φ/Β παραγωγή θεωρήθηκε πλήρως εγγυημένη. Τέλος, η συνολική απαίτηση θετικής εφεδρείας ακολουθεί την ανοδική πορεία της ζήτησης φορτίου για τιμές του φορτίου μέχρι 441 περίπου MW, ενώ για υψηλότερες τιμές παραμένει σταθερή. Αξίζει να επισημανθεί ότι και στα τρία σχήματα, στα περισσότερα επίπεδα είτε αιολικής παραγωγής, είτε Φ/Β παραγωγής, είτε φορτίου, το σύστημα πρέπει να μπορεί να διαθέσει τουλάχιστον 100 MW θετικής εφεδρείας.

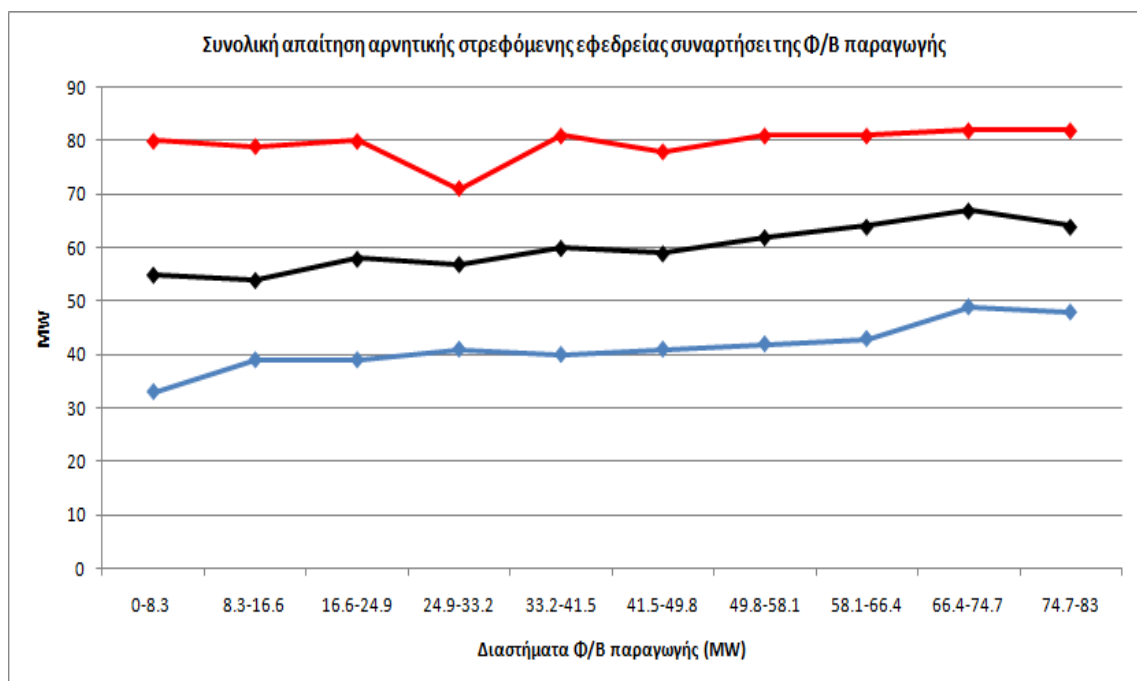
Ακολουθούν τα αντίστοιχα σχήματα για την συνολική απαίτηση αρνητικής εφεδρείας. Στα σχήματα 5.23 και 5.24 παρατηρείται ότι οι συνεχείς γραμμές ταυτίζονται με τις διακεκομμένες. Αυτό συμβαίνει γιατί η Φ/Β παραγωγή και το φορτίο είναι κοινά και στα δύο σενάρια, δεδομένης βέβαια και της κοινής απαίτησης αρνητικής εφεδρείας.

Δεν παρατηρείται καμία ουσιαστική συσχέτιση της αρνητικής απαίτησης τόσο με την αιολική όσο και με την Φ/Β παραγωγή. Έτσι κι αλλιώς οι τελευταίες δεν εμπλέκονται άμεσα στην διαμόρφωση των αρνητικών απαιτήσεων, παρά μόνο μέσω των θετικών μεταβλητοτήτων τους. Το φορτίο αντίθετα, αποτελεί την κύρια συνιστώσα στην διαμόρφωση της απαίτησης της αρνητικής πρωτεύουσας εφεδρείας και συνεπώς και της συνολικής απαίτησης, κάτι το αποτυπώνεται και στο σχήμα 5.24. Προκύπτει

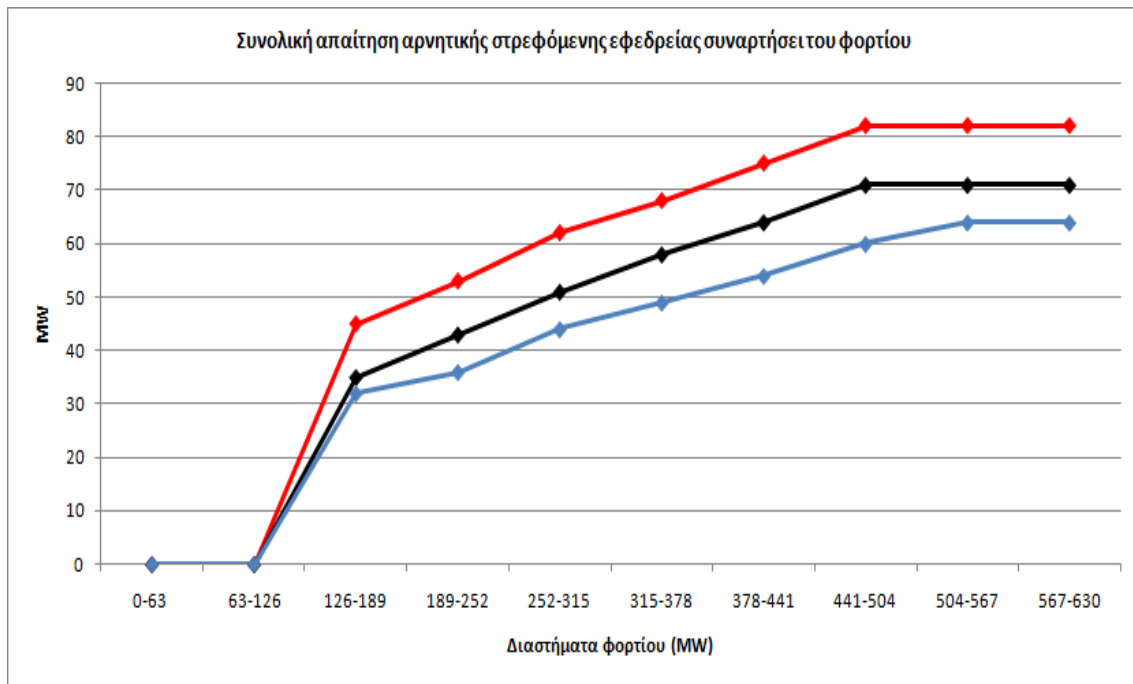
λοιπόν ότι η κλιμάκωση του φορτίου οδηγεί σε αύξηση της συνολικής απαίτησης αρνητικής εφεδρείας του συστήματος.



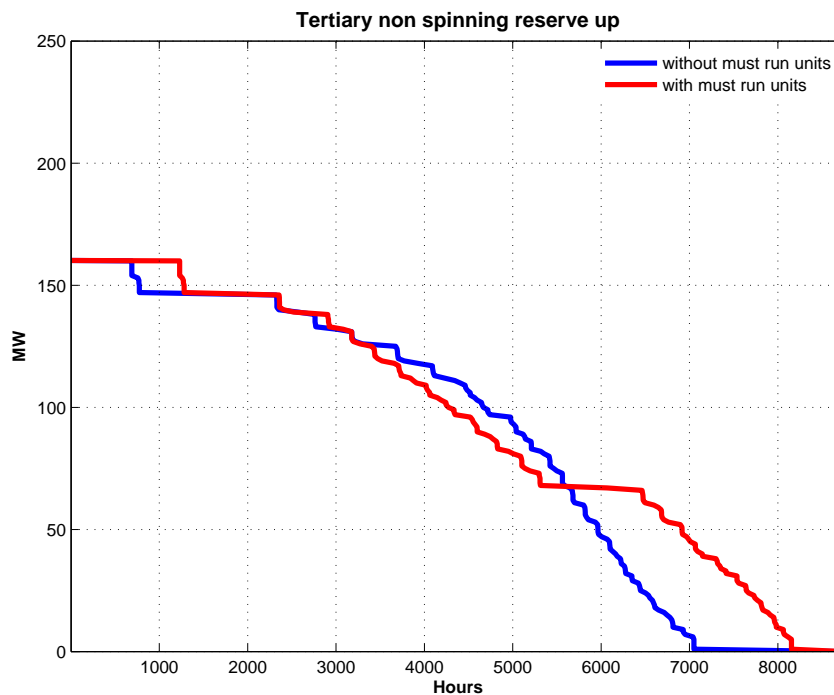
Σχήμα 5.22: Εξέλιξη της συνολικής απαίτησης αρνητικής στρεφόμενης εφεδρείας συναρτήσει της αιολικής παραγωγής



Σχήμα 5.23: Εξέλιξη της συνολικής απαίτησης αρνητικής στρεφόμενης εφεδρείας συναρτήσει της Φ/Β παραγωγής



Σχήμα 5.24: Εξέλιξη της συνολικής απαίτησης αρνητικής στρεφόμενης εφεδρείας συναρτήσει του φορτίου



Σχήμα 5.25: Καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης τριτεύουσας μη στρεφόμενης εφεδρείας

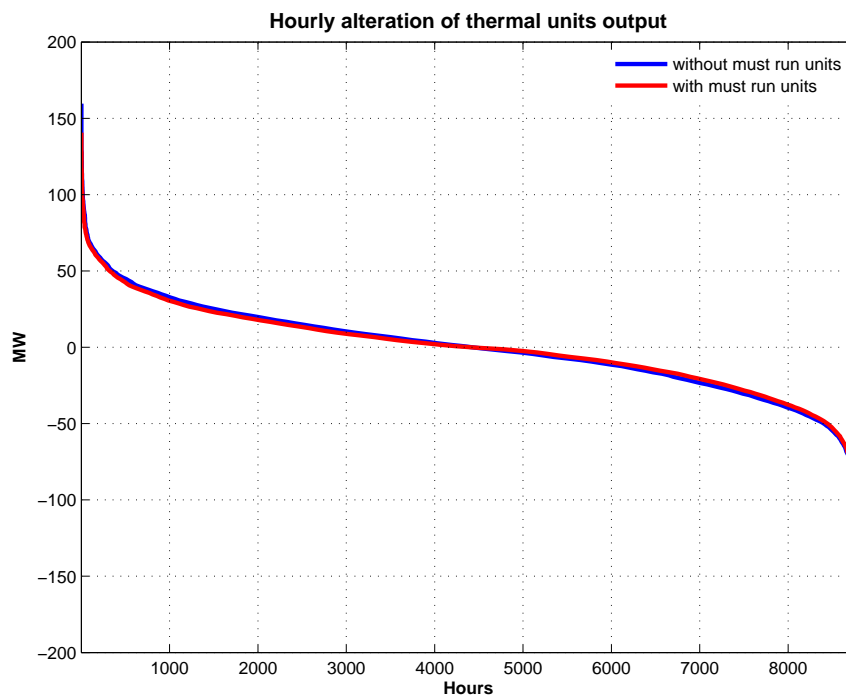
Στο σχήμα 5.25 απεικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας της διαθέσιμης τριτεύουσας μη στρεφόμενης εφεδρείας, για κάθε σενάριο. Το βασικό συμπέρασμα που

εξάγεται από το συγκεκριμένο σχήμα είναι ότι στο σενάριο με must run μονάδες το σύστημα έχει διαθέσιμη μη στρεφόμενη εφεδρεία για περίπου χίλιες ώρες περισσότερες σε σχέση με το σενάριο χωρίς must run μονάδες. Προκύπτει ότι η συνολική ετήσια διαθέσιμη ποσότητα μη στρεφόμενης εφεδρείας ανέρχεται στα 826.9 MWh για το σενάριο με must run και στα 769.9 MWh για το σενάριο χωρίς must run.

5.1.4 Λειτουργία των συμβατικών μονάδων

Η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο σύστημα και η τήρηση των απαιτούμενων εφεδρειών, καθιστά αναγκαία την κατάλληλη προσαρμογή της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Η προσαρμογή αυτή αφορά τη μεταβλητότητα της συμβατικής παραγωγής και τη συχνότητα των εντάξεων και απεντάξεων.

Στο σχήμα 5.11 απεικονίζεται η καμπύλη διάρκειας της ωριαίας μεταβολής της συνολικής παραγωγής των θερμικών μονάδων, για τα δύο σενάρια. Γενικά η μεταβλητότητα της συμβατικής παραγωγής εμφανίζεται ελάχιστα αυξημένη στο σενάριο χωρίς must run μονάδες, ωστόσο η βασική διαφορά εντοπίζεται στις θετικές ακραίες τιμές. Πιο συγκεκριμένα στο σενάριο χωρίς must run μονάδες η μέγιστη συμβατική μεταβολή αγγίζει τα 160MWh/h ενώ στο σενάριο με must run, τα 140MWh/h . Επομένως η αύξηση της ολικής διείσδυσης δυσχεραίνει την διαχείριση του συμβατικού συστήματος.

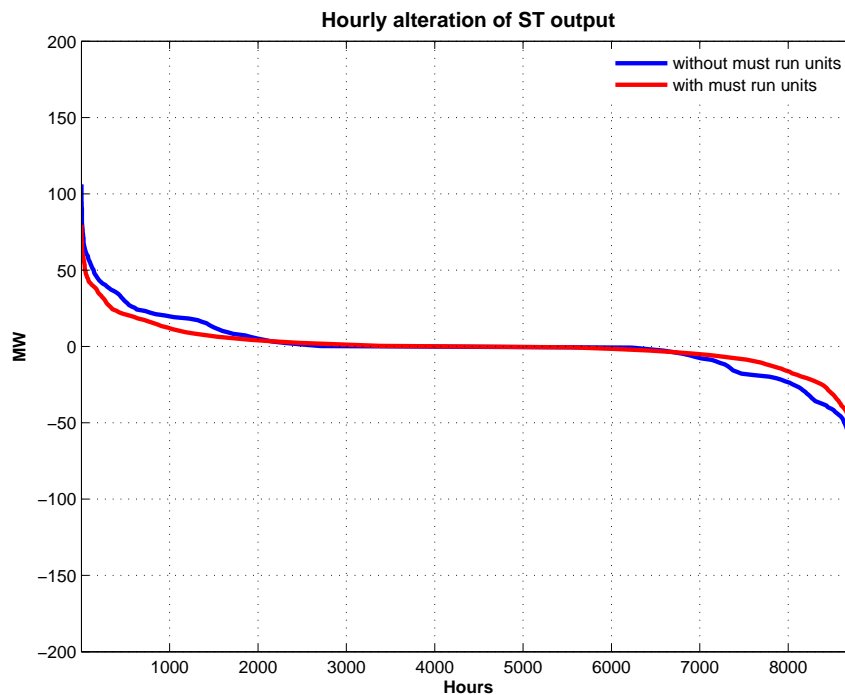


Σχήμα 5.26: Καμπύλη διάρκειας ωριαίας μεταβολής της ολικής παραγωγής των θερμικών μονάδων

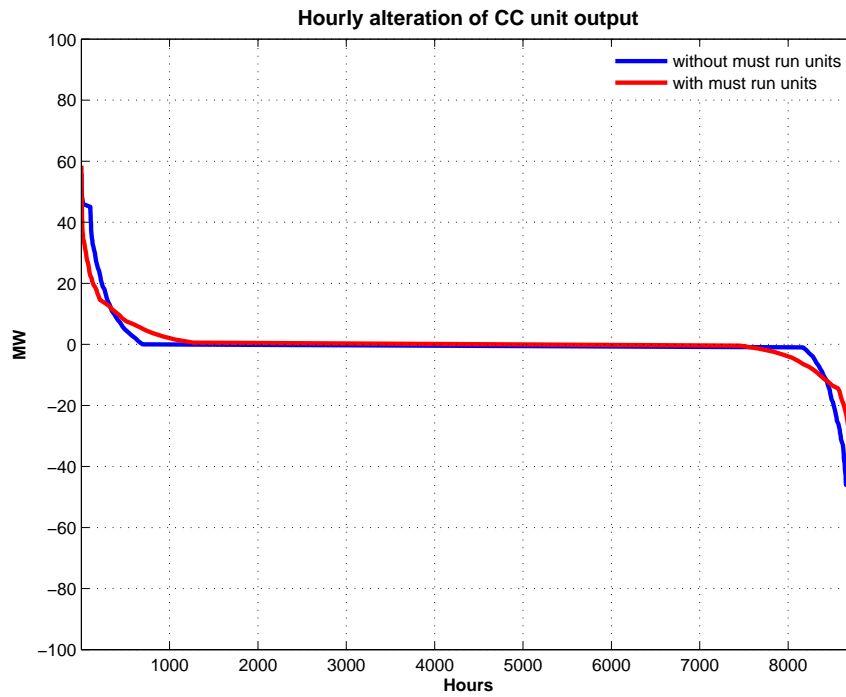
Στα σχήματα από 5.11 μέχρι 5.15 απεικονίζεται η καμπύλη διάρκειας της ωριαίας μεταβολής ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι καμπύλες των ατμομονάδων και του συνδυασμένου κύκλου, καθώς είναι αυτές που δεσμεύονται υποχρεωτικά στο δεύτερο σενάριο. Ως προς τις ατμομονάδες, οι ωριαίες μεταβολές και κυρίως οι ακραίες τιμές τους, θετικές και αρνητικές, εμφανίζονται ιδιαίτερα αυξημένες στο πρώτο σενάριο. Αναλυτικότερα, η ακραία θετική μεταβολή πλησιάζει τα 110MW/h, σε σχέση με τα 80MW/h του σεναρίου με must run, ενώ η ακραία αρνητική τιμή παίρνει τις τιμές 112MW/h και 65 MW/h αντίστοιχα. Όσον αφορά τη μονάδα συνδυασμένου κύκλου αν και οι ακραίες τιμές των μεταβολών δεν διαφέρουν ιδιαίτερα, η κλίση των δύο καμπυλών διαφέρει αρκετά, πράγμα που σημαίνει ότι για πολλές ώρες κατανομής του έτους οι ωριαίες μεταβολές μεταξύ των δύο σεναρίων απέχουν πολύ. Η μέγιστη θετική διαφορά μεταξύ των ωριαίων μεταβολών των δύο σεναρίων ανέρχεται στα 23MW/h και η αρνητική στα 24MW/h. Είναι αναμενόμενο, όταν κάποιες μονάδες τίθενται σε υποχρεωτική λειτουργία η ισχύς εξόδου τους να μην εμφανίζει πολύ μεγάλες ωριαίες μεταβολές, καθώς αποκλείονται εντάξεις και απεντάξεις τους. Το γεγονός αυτό ενισχύεται ακόμη περισσότερο αν οι μονάδες αυτές έχουν υψηλά τεχνικά ελάχιστα (όπως στην περίπτωση των ατμομονάδων και του συνδυασμένου κύκλου), οπότε η συχνή ένταξη ή σβέση τους (πόσο μάλλον αν πρόκειται για ταυτόχρονη ένταξη ή σβέση πολλών μονάδων) σε περίπτωση που δεν δεσμεύονται, προκαλεί αυξημένες ωριαίες μεταβολές.

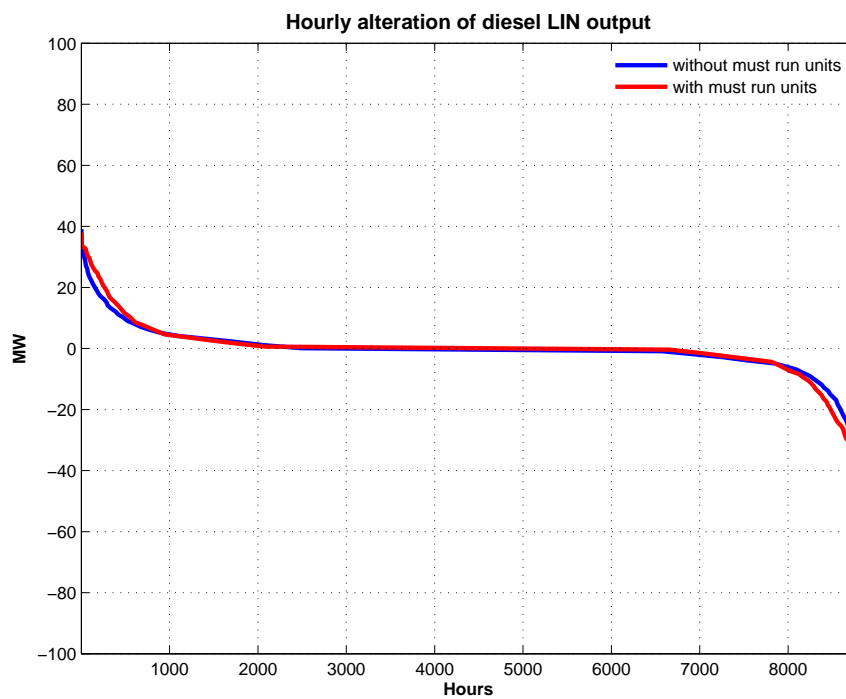
Σε αντίθεση με τις παραπάνω κατηγορίες μονάδων, οι νηζελογεννήτριες και ιδιαίτερα του Αθερινόλακκου παρουσιάζουν αυξημένες ωριαίες μεταβολές στο σενάριο με must run μονάδες. Τέλος όσον αφορά τις αεριοστροβιλικές μονάδες, η υποχρεωτική λειτουργία των τεσσάρων μονάδων έχει αμελητέα επίπτωση στην καμπύλη των ωριαίων μεταβολών τους.



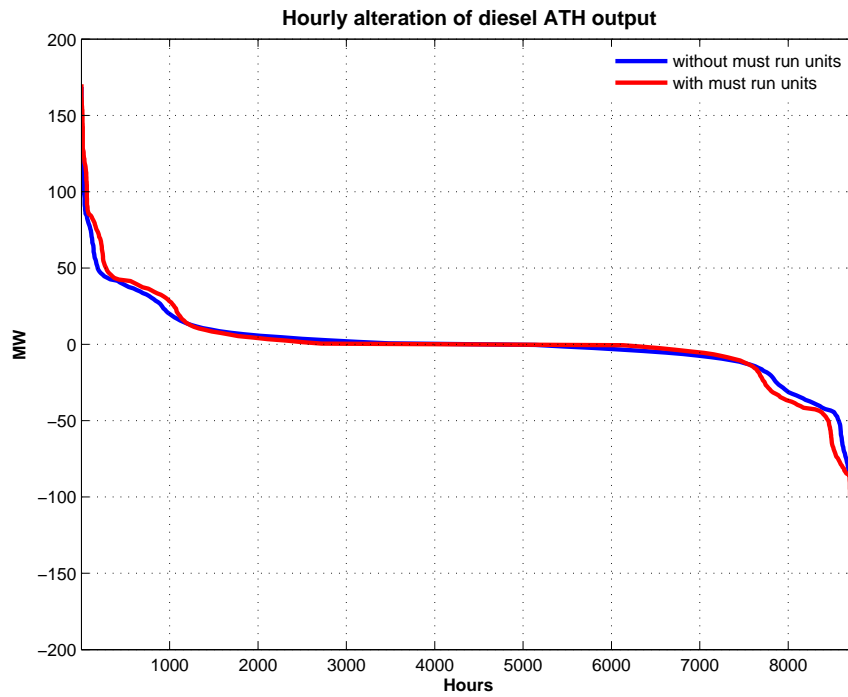
Σχήμα 5.27: Καμπύλη διάρκειας ωριαίας μεταβολής της ολικής παραγωγής των ατμοηλεκτρικών μονάδων



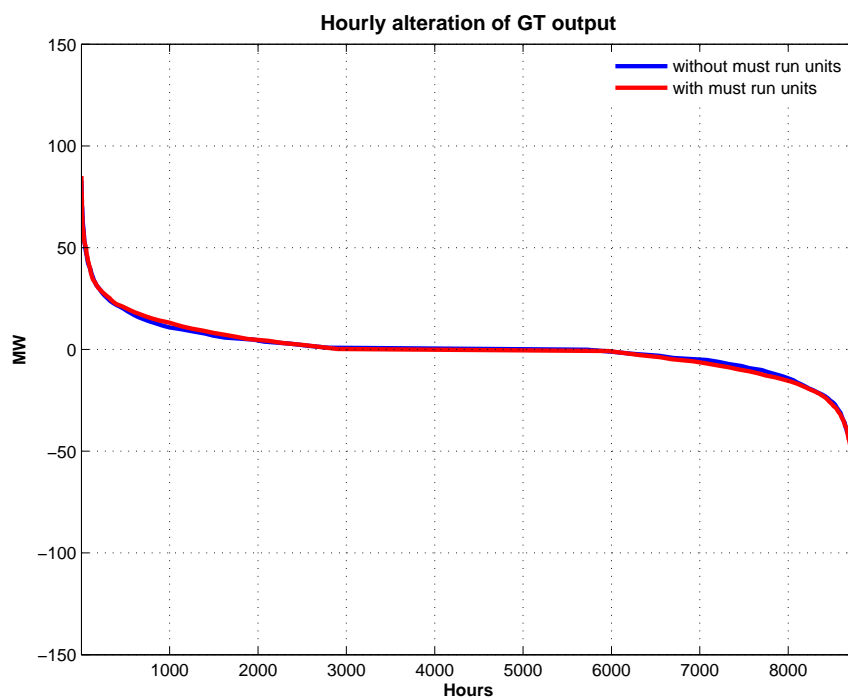
Σχήμα 5.28: Καμπύλη διάρκειας ωριαίας μεταβολής της παραγωγής της μονάδας συνδυασμένου κύκλου



Σχήμα 5.29: Καμπύλη διάρκειας ωριαίας μεταβολής της ολικής παραγωγής των ΜΕΚ Λινοπεραμάτων



Σχήμα 5.30: Καμπύλη διάρκειας ωριαίας μεταβολής της ολικής παραγωγής των ΜΕΚ Αθερινόλακκου



Σχήμα 5.31: Καμπύλη διάρκειας ωριαίας μεταβολής της ολικής παραγωγής των αεριοστροβιλικών μονάδων

Για την εξαγωγή ορθότερων συμπερασμάτων παρατίθενται και οι πίνακες 5.2, 5.3 και 5.4, με επιπρόσθετες πληροφορίες για τη συχνότητα και το πλήθος των εναύσεων και σβέσεων ανά κατηγορία και ανά σταθμό.

Πίνακας 5.3: Ποσοστό περιόδων κατανομής του έτους στις οποίες συντελούνται μεταβολές στην ένταξη των συμβατικών μονάδων

	Χωρίς must run μονάδες	Με must run μονάδες
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται αλλαγή ένταξης(έναυση ή σβέση) των συμβατικών μονάδων	68.29%	60.94%
εκ των οποίων...		
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται αλλαγή ένταξης(έναυση ή σβέση) 1 μονάδας	19.08%	15.66%
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται ταυτόχρονη αλλαγή ένταξης(έναυση ή σβέση) 2 μονάδων	16.74%	14.83%
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται ταυτόχρονη αλλαγή ένταξης(έναυση ή σβέση) ≥ 3 μονάδων	32.48%	30.45%

Πίνακας 5.4: Πλήθος περιόδων κατανομής στις οποίες συντελούνται εναύσεις συμβατικών μονάδων, ανά κατηγορία σταθμών

		χωρίς must run	με must run
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται ταυτόχρονη έναυση ≥ 3 μονάδων	ATM Αθερ.	0	0
	ATM Λιγ.	56	20
	MEK Αθερ.	30	67
	MEK Λιγ.	161	280
	ΑΣ Χαν.	122	96
	ΑΣ Λιγ.	119	104
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται ταυτόχρονη έναυση 2 μονάδων	ATM Αθερ.	49	1
	ATM Λιγ.	162	78
	MEK Αθερ.	113	178
	MEK Λιγ.	204	184
	ΑΣ Χαν.	276	330
	ΑΣ Λιγ.	232	288
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται έναυση 1 μονάδας	ATM Αθερ.	458	0
	ATM Λιγ.	618	321
	MEK Αθερ.	899	898
	MEK Λιγ.	469	390
	ΑΣ Χαν.	1286	1391
	ΑΣ Λιγ.	1132	1201
	ΣΚ	107	0

Πίνακας 5.5: Πλήθος περιόδων κατανομής στις οποίες συντελούνται σβέσεις συμβατικών μονάδων, ανά κατηγορία σταθμών

		χωρίς must run	με must run
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται ταυτόχρονη σβέση ≥ 3 μονάδων	ATM Αθερ.	0	0
	ATM Λιγ.	47	17
	ΜΕΚ Αθερ.	38	59
	ΜΕΚ Λιγ.	164	287
	ΑΣ Χαν.	111	94
	ΑΣ Λιγ.	121	99
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται ταυτόχρονη σβέση 2 μονάδων	ATM Αθερ.	58	0
	ATM Λιγ.	190	90
	ΜΕΚ Αθερ.	116	223
	ΜΕΚ Λιγ.	206	180
	ΑΣ Χαν.	288	346
	ΑΣ Λιγ.	240	284
Περίοδοι κατανομής στις οποίες γίνεται σβέση 1 μονάδας	ATM Αθερ.	444	0
	ATM Λιγ.	602	315
	ΜΕΚ Αθερ.	864	838
	ΜΕΚ Λιγ.	452	378
	ΑΣ Χαν.	1301	1374
	ΑΣ Λιγ.	1114	1207
	ΣΚ	107	0

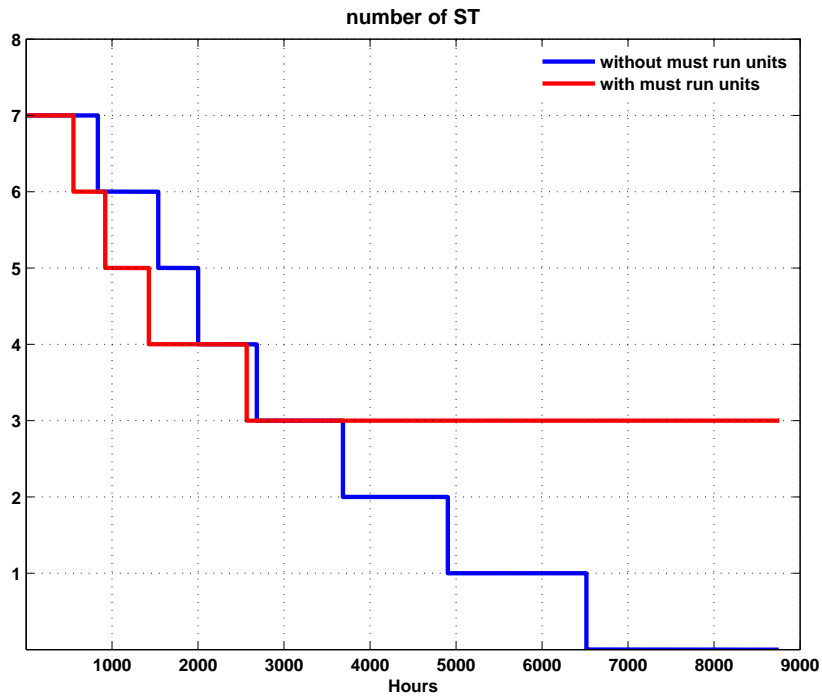
Πιο συγκεκριμένα, στον πίνακα 5.3, παρουσιάζονται οι ώρες κατανομής του έτους, σε μορφή ποσοστού, στις οποίες συντελούνται αλλαγές στην ένταξη (έναυση ή σβέση) των μονάδων. Είναι αξιοσημείωτο ότι και για τα δύο σενάρια, πάνω από τις μισές ώρες του έτους συμβαίνει έναυση ή σβέση τουλάχιστον μίας μονάδας. Τα αντίστοιχα ποσοστά των περιόδων αγγίζουν το 68.29% για το σενάριο χωρίς must run και το 60.94% για το σενάριο με must run. Προφανώς τα ποσοστά του πίνακα που αφορούν το πρώτο σενάριο είναι πιο αυξημένα. Η αύξηση της διεύθυνσης ΑΠΕ (εν προκειμένω της αιολικής παραγωγής) σε ένα σύστημα, αυξάνει τη συχνότητα των εντάξεων και απεντάξεων των συμβατικών μονάδων, καθώς η συμβατική παραγωγή πρέπει να είναι σε θέση να «παρακολουθεί» την αιολική μεταβλητότητα και αν χρειαστεί, μέσα σε εύλογο χρονικό διάστημα να παρέχει την απαιτούμενη εφεδρεία για την ασφάλεια του συστήματος. Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης το γεγονός, ότι και στα δύο σενάρια πάνω από το 30% των ωρών κατανομής συντελείται ταυτόχρονη αλλαγή ένταξης τριών και πάνω μονάδων.

Στους πίνακες 5.4 και 5.5 απεικονίζεται πιο αναλυτικά το πλήθος των εναύσεων και σβέσεων. Διαπιστώνεται ότι οι αεριοστροβιλικές μονάδες, λόγω της ευελιξίας τους (γρήγορη απόκριση, μικροί χρόνοι λειτουργίας και κράτησης) εμφανίζουν τις περισσότερες εντάξεις και απεντάξεις σε σχέση με τις άλλες κατηγορίες μονάδων. Επιβεβαιώνεται επίσης το συμπέρασμα που εξάγεται για τις ατμομονάδες από τις καμπύλες των ωριαίων μεθολών τους, δηλαδή ότι στο σενάριο με must run μονάδες μειώνονται πάρα πολύ οι εντάξεις και οι απεντάξεις τους. Σημειώνεται ότι οι ατμομονάδες του Αθερινόλακκου εμφανίζουν μικρότερο πλήθος εναύσεων/σβέσεων σε σχέση με αυτές των Λινοπεραμάτων γιατί είναι λιγότερες σε αριθμό (δύο έναντι πέντε). Για τις νηξελογεννήτριες του Αθερινόλακκου παρατηρείται σημαντική αύξηση των ταυτόχρονων εκκινήσεων και σβέσεων στο σενάριο με must run μονάδες ενώ

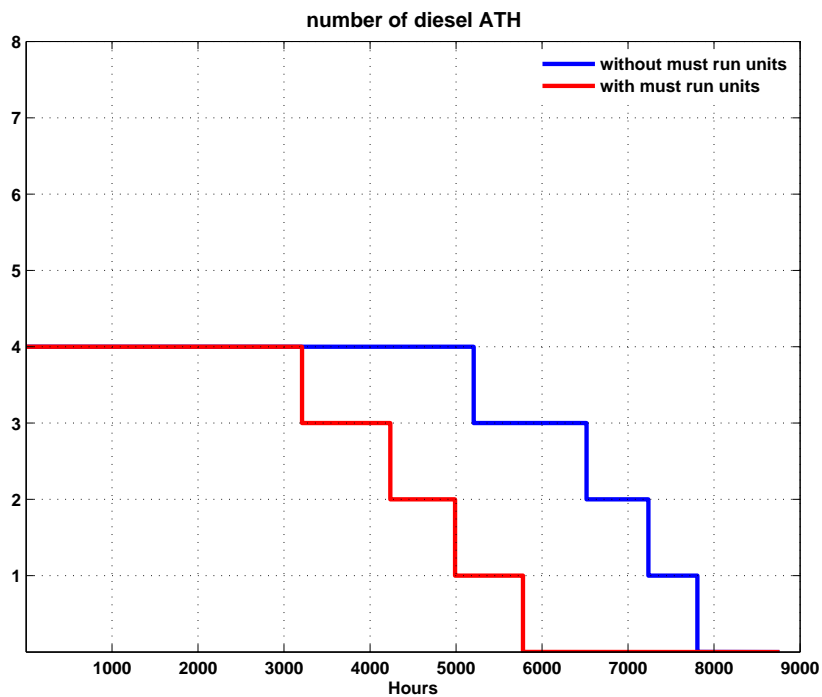
οι εντάξεις και απεντάξεις μίας μονάδας μένουν στο ίδιο επίπεδο. Η αύξηση των ταυτόχρονων εκκινήσεων και σβέσεων εξηγεί και τις αυξημένες ωριαίες μεταβολές που διαπιστώθηκαν παραπάνω, καθώς πρόκειται για μονάδες με υψηλά τεχνικά ελάχιστα. Όσον αφορά τις νηζελογεννήτριες Λινοπεραμάτων στο σενάριο με *must run* παρατηρείται μείωση στις εναύσεις και σβέσεις μίας μονάδας καθώς και στις ταυτόχρονες εναύσεις και σβέσεις δύο μονάδων, ωστόσο ισχύει το αντίθετο στις εναύσεις και σβέσεις τριών και πάνω μονάδων. Τέλος η μη οικονομικότητα της μονάδας του συνδυασμένου κύκλου δικαιολογεί το περιορισμένο πλήθος εναύσεων στο σενάριο που δεν δεσμεύεται σε υποχρεωτική λειτουργία.

Στα σχήματα από 5.17 ως 5.20 απεικονίζεται η καμπύλη διάρκειας του πλήθους των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, ανά κατηγορία μονάδων. Συνοπτικά παρατηρούνται τα εξής:

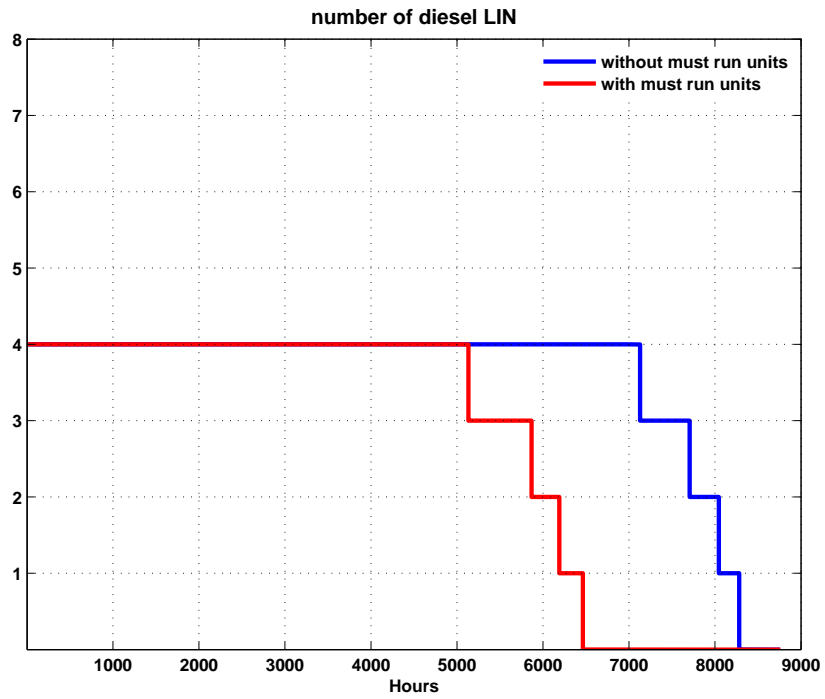
- Αύξηση του πλήθους και των ωρών λειτουργίας των ατμομονάδων στο σενάριο με *must run* μονάδες.
- Μείωση των ωρών που λειτουργούν ενταγμένες όλες οι νηζελογεννήτριες του Αθερινόλακκου.
- Μείωση των ωρών που λειτουργούν ενταγμένες όλες οι νηζελογεννήτριες των Λινοπεραμάτων.
- Ως προς τους αεριοστροβίλους δεν βγαίνει ξεκάθαρο συμπέρασμα. Παρατηρείται σημαντική μείωση των ωρών όπου λειτουργούν ταυτόχρονα όλες οι μονάδες. Η μείωση αυτή αλλά σε μικρότερο βαθμό, τείνει να διατηρηθεί μέχρι την ταυτόχρονη λειτουργία πέντε και άνω μονάδων. Ίσως αυτό οφείλεται και στην αύξηση της διαθέσιμης μη στρεφόμενης εφεδρείας στο σενάριο με *must run* μονάδες που παρατηρήθηκε στο σχήμα 5.25. Για μικρότερο αριθμό ενταγμένων αεριοστροβίλων, δεν υπάρχει ξεκάθαρη συσχέτιση μεταξύ των δύο σεναρίων. Ωστόσο, μπορούμε να συμπεράνουμε ότι στο σύνολο του έτους, οι αεριοστροβίλοι λειτουργούν λιγότερες ώρες στο σενάριο με *must run*, (κι ως διατηρείται η συνολική παραγωγή τους αμετάβλητη) γεγονός που ενισχύει την αυξημένη διαθεσιμότητα μη στρεφόμενης εφεδρείας.



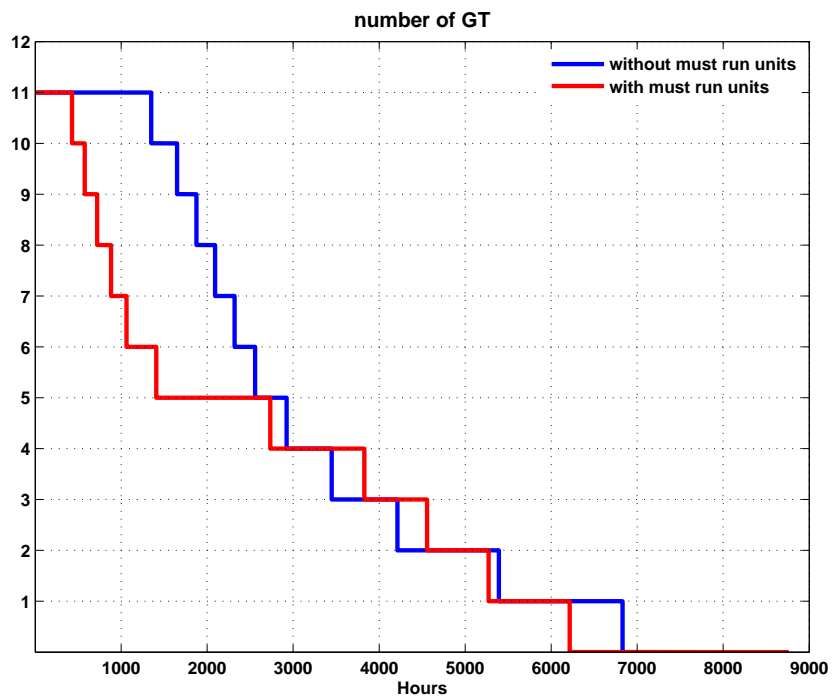
Σχήμα 5.32: Καμπύλη διάρκειας πλήθους ενταγμένων ατμοηλεκτρικών μονάδων



Σχήμα 5.33: Καμπύλη διάρκειας πλήθους ενταγμένων μονάδων εσωτερικής καύσης Αθρινόλακκου



Σχήμα 5.34: Καμπύλη διάρκειας πλήθους ενταγμένων μονάδων εσωτερικής καύσης Λινοπεραμάτων



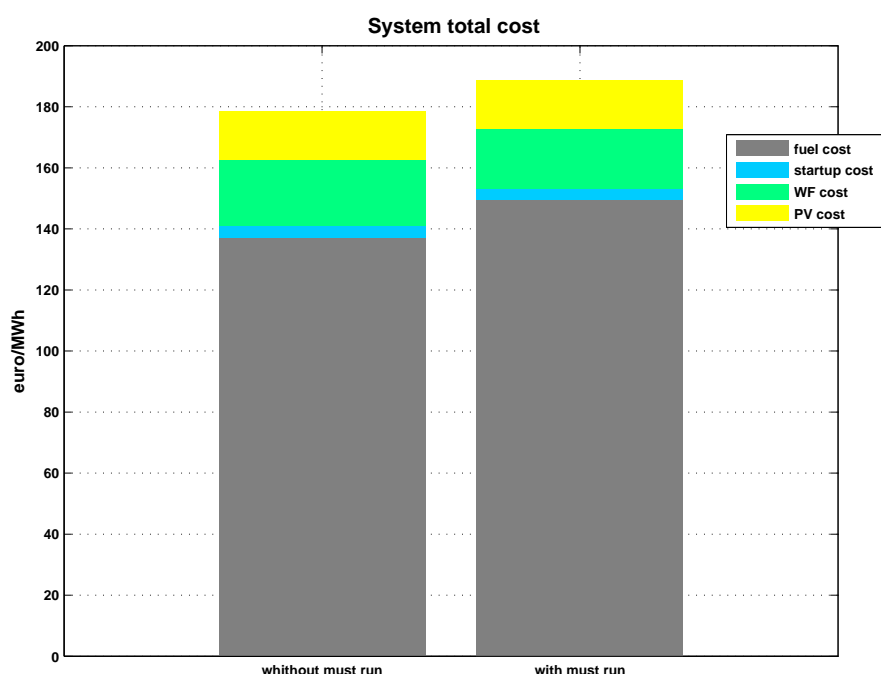
Σχήμα 5.35: Καμπύλη διάρκειας πλήθους ενταγμένων αεριοστροβλικών μονάδων

5.1.5 Κόστος συστήματος

Το κόστος παραγωγής του συστήματος περιλαμβάνει:

- το κόστος καυσίμου, όπως περιγράφηκε στην υποενότητα 4.4.2 (κόστος καυσίμου συμβατικών μονάδων, εκπομπών CO_2 και κόστος O&M)
- κόστος εκκινήσεων
- πληρωμές για την παραγόμενη ενέργεια από τους σταθμούς ΑΠΕ(Α/Π και Φ/Β).

Στο σχήμα που ακολουθεί απεικονίζεται το μέσο ετήσιο κόστος του συστήματος της Κρήτης για τα δύο σενάρια προσομοίωσης. Με τα διάφορα χρώματα απεικονίζονται οι παραπάνω συνιστώσες, ώστε να είναι εμφανής η συμβολή τους στη διαμόρφωση της τελικής τιμής. Το μέσο κόστος υπολογίζεται ως το άθροισμα όλων των συνιστωσών προς το συνολικό φορτίο, σε ετήσια βάση.



Σχήμα 5.36: Σύνθεση του μέσου ετήσιου κόστους παραγωγής του συστήματος

Συγκεκριμένα, το μέσο κόστος συστήματος για το σενάριο χωρίς must run μονάδες ανέρχεται στα 178.5 €/MWh, ενώ με must run μονάδες στα 188.7 €/MWh. Η διαφορά αυτή δεν μπορεί να αγνοηθεί, δεδομένου ότι θα επιβαρύνει τους καταναλωτές. Όπως φαίνεται και από το σχήμα, η αύξηση του κόστους οφείλεται κυρίως στην αύξηση του κόστους καυσίμου των συμβατικών μονάδων. Είναι λογικό καθώς στο δεύτερο σενάριο μεγάλο μέρος της συμβατικής παραγωγής μετατοπίζεται από τις νηζελογεννήτριες (σχήμα 5.5), που είναι οικονομικές μονάδες, στις ατμομονάδες και τον συνδυασμένο κύκλο που είναι πολύ πιο ακριβές. Επιπλέον ένα μικρό ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής που στο πρώτο σενάριο καλυπτόταν από τα αιολικά, στο δεύτερο καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες. Εκτός δηλαδή από την μετατόπιση,

υφίσταται και μια μικρή αύξηση της συμβατικής παραγωγής ίση με τη μείωση της αιολικής διείσδυσης στο σενάριο υποχρεωτικής δέσμευσης μονάδων.

Ως προς το κόστος των συμβατικών μονάδων, προκύπτει ίσο με 195.3 €/MWh στο σενάριο χωρίς must run και ίσο με 206.8 €/MWh στο σενάριο με must run . Το μέσο κόστος των συμβατικών μονάδων υπολογίζεται ως το άθροισμα των συνιστωσών που αφορούν τις συμβατικές μονάδες (κόστος καυσίμου και εκκινήσεων) προς τη συνολική ετήσια συμβατική παραγωγή.

Κεφάλαιο 6

Συμπεράσματα

6.1 Συγκεντρωτική αποτίμηση των αποτελεσμάτων της εργασίας

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας πραγματοποιήθηκε διερεύνηση των δυνατοτήτων μεγιστοποίησης της διείσδυσης ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, υπό το ελάχιστο δυνατό κόστος συστήματος, υπό την τήρηση συγκεκριμένων απαιτήσεων εφεδρείας. Κατά τη διαμόρφωση των απαιτήσεων έγινε προσπάθεια ώστε να ληφθούν υπόψιν όλοι οι παράγοντες που μπορεί να διαταράξουν την ομαλή λειτουργία του συστήματος, είτε αυτοί αφορούν την αβεβαιότητα της πρωτογενούς ενέργειας ΑΠΕ, είτε του φορτίου, είτε σφάλματα στο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού. Αξίζει επιπλέον να σημειωθεί, ότι δεν επιβλήθηκε ο δυναμικός περιορισμός στον συντελεστή αιολικής διείσδυσης, όπως συνηθίζεται στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά του Αιγαίου. Συμπεριλαμβανομένων των παραπάνω, προτάθηκε αναλυτικό μαθηματικό μοντέλο επίλυσης του προβλήματος της ένταξης των μονάδων παραγωγής. Το προτεινόμενο μοντέλο του ΗΕΠ χρησιμοποιήθηκε για την προσομοίωση του συστήματος της Κρήτης με χρονικό ορίζοντα το έτος 2018, ώστε να εκτιμηθεί η μελλοντική λειτουργία του συστήματος. Παρακάτω παρατίθενται οι κύριες διαπιστώσεις και τα συμπεράσματα από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε.

Γενική παρατήρηση αποτελεί το γεγονός ότι, και στα δύο σενάρια που εξετάστηκαν, επιτυγχάνεται σημαντική διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού, με ποσοστό που ξεπερνά το 25% του συνολικού ετήσιου φορτίου. Οι τιμές ετήσιας διείσδυσης για τα δύο σενάρια συγκεντρώνονται στον πίνακα 6.1. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα, προκύπτει ότι η δέσμευση μονάδων σε υποχρεωτική λειτουργία περιορίζει την περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, καθώς διατηρείται σε υψηλό επίπεδο η συνολική τεχνικά ελάχιστη παραγωγή των συμβατικών μονάδων. Πόσο μάλλον όταν ακολουθείται η σημερινή πρακτική λειτουργίας του συστήματος του νησιού, κατά την οποία δεσμεύονται σε υποχρεωτική λειτουργία όλες οι ατμομονάδες και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Η αρνητική επίπτωση των must run μονάδων επιβεβαιώνεται και από τον πίνακα 6.2, στον οποίο συνοψίζεται το σύνολο των απορρίψεων (αφορούν μόνο τους αιολικούς σταθμούς) ως ποσοστό της διαθέσιμης παραγωγής, για τα εξετασθέντα σενάρια. Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι σημαντικό παράγοντα που συμβάλλει στον περιορισμό της διείσδυσης ΑΠΕ και

κατά συνέπεια στην αύξηση των περικοπών, αποτελούν, εκτός από τα τεχνικά ελάχιστα, οι υψηλές απαιτήσεις εφεδρειών που έχουν τεθεί και ιδιαίτερα οι απαιτήσεις αρνητικής εφεδρείας. Επισημαίνεται μάλιστα, σύμφωνα με το σχήμα 4.7, ότι ακόμα και σε περιόδους κατανομής με μέτρια διαθεσιμότητα αιολικής παραγωγής, η απαίτηση αρνητικής εφεδρείας είναι υψηλή, δεδομένου ότι η θετική μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής παίρνει τις μέγιστες τιμές της (περί το 20% της εγαστημένης ισχύος). Περαιτέρω, οι απαιτήσεις για τήρηση θετικής στρεφόμενης εφεδρείας μπορεί να επιβάλλουν την ένταξη περισσότερων συμβατικών μονάδων, προκειμένου η συνολική ικανότητα παροχής εφεδρειών να ικανοποιεί τις σχετικές απαιτήσεις. Συνεπώς οδηγούμαστε στο συμπέρασμα ότι κατά τις περιόδους υψηλής διαθεσιμότητας αιολικής παραγωγής, οι περικοπές οφείλονται κυρίως στα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, η φόρτιση των οποίων κυμαίνεται σε χαμηλότερα επίπεδα λόγω των σχετικά μικρότερων απαιτήσεων αρνητικής εφεδρείας.

Πίνακας 6.1: Ετήσια διείσδυση ΑΠΕ ως ποσοστό του φορτίου, ανά σενάριο προσομοίωσης

	2018 χωρίς must run	2018 με must run
Α/Π	22.4%	20.6%
Φ/Β	5.3%	5.3%
ΑΠΕ	27.7%	25.9%

Πίνακας 6.2: Ετήσιες περικοπές ΑΠΕ ως ποσοστό της διαθέσιμης παραγωγής, ανά σενάριο προσομοίωσης

	2018 χωρίς must run	2018 με must run
Α/Π	7.54%	12.12%
ΑΠΕ	6.18%	14.79%

Η αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα του νησιού δημιουργεί ανάγκες τήρησης πρόσθετων ποσοτήτων στρεφόμενης εφεδρείας. Επιπλέον δημιουργεί την ανάγκη προσαρμογής της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων στην μεταβλητότητα της διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ, ιδίως της αιολικής, κάτι το οποίο οδηγεί τελικά στην αύξηση των ωριαίων ρυθμών μεταβολής της παραγωγής των συμβατικών μονάδων και στην αύξηση της συχνότητας των εντάξεων και των απένταξεών τους. Παρατηρείται μάλιστα σημαντικό πλήθος περιόδων κατανομής όπου απαιτούνται ταυτόχρονες εναύσεις/σβέσεις περισσότερων των δύο μονάδων. Με λίγα λόγια επιβαρύνεται πολύ η διαχείριση του συμβατικού συστήματος.

Οι αυξημένες απαιτήσεις εφεδρειών και οι απαιτήσεις ευελιξίας του συστήματος σε καταστάσεις υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, έχουν ως αποτέλεσμα τη μαζικότερη ένταξη ευέλικτων (μικροί χρόνοι λειτουργίας και κράτησης, χαμηλά τεχνικά ελάχιστα, μεγάλες ράμπες ανόδου/καθόδου, μεγάλες ικανότητες παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας), αλλά υψηλότερου κόστους μονάδων, όπως οι αεριοστρόβιλοι, σε βάρος πιο «αργών» μονάδων όπως οι ατμομονάδες. Και στα δύο σενάρια που προσομοιώθηκαν, η θετική εφεδρεία παρέχεται κατά κύριο λόγο από τις αεριοστροβιλικές μονάδες, ενώ η αρνητική εφεδρεία είναι υπόθεση κυρίως των μονάδων εσωτερικής καύσης. Οι τελευταίες αποτελούν τη δεύτερη πιο ευέλικτη κατηγορία μονάδων και όταν εντάσσονται, φορτίζονται σε υψηλά επίπεδα για λόγους οικονομικότητας, οπότε έχουν το περιθώριο να ρυθμίσουν προς τα κάτω την παραγωγή τους όταν χρειαστεί.

Η αυξανόμενη χρήση των αεριοστρόβιλων έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων και κατά συνέπεια την αύξηση του ολικού κόστους παραγωγής του νησιού, το οποίο επωμίζονται οι καταναλωτές. Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι η δημιουργία των προϋποθέσεων για ασφαλή επίτευξη υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ έχει ως τίμημα την αύξηση του κόστους παραγωγής.

Στον πίνακα 6.3 συνοψίζονται οι τιμές του μέσου κόστους συστήματος και του μέσου κόστους των συμβατικών μονάδων για κάθε σενάριο. Δεδομένου ότι το ποσοστό των αεριοστρόβιλων παραμένει σχεδόν αμετάβλητο και στα δύο σενάρια (γύρω στο 9%), η αύξηση του κόστους στο σενάριο με *must run* οφείλεται στο ότι λειτουργούν περισσότερες ώρες οι τρεις ατμομονάδες και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου, έναντι των οικονομικότερων μονάδων εσωτερικής καύσης και των αιολικών. Με βάση αυτό, μπορούμε να ισχυριστούμε ότι στα πλαίσια της πραγματικής λειτουργίας, που δεσμεύονται υποχρεωτικά όλες οι ατμομονάδες, η τήρηση των παρόντων απαιτήσεων στρεφόμενης εφεδρείας θα οδηγήσει σε μη βιώσιμο για τους καταναλωτές κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Θα πρέπει να επιτευχθεί κάποιος συμβιβασμός που ή θα αφορά χαλάρωση των απαιτήσεων, ή μείωση των υποχρεωτικά ενταγμένων ατμομονάδων, ακόμη και αντικατάστασή τους από πιο οικονομικές και ευέλικτες μονάδες, όπως οι μονάδες εσωτερικής καύσης.

Πίνακας 6.3: Μέσο ετήσιο κόστος συστήματος και συμβατικών μονάδων, ανά σενάριο προσομοίωσης

	2018 χωρίς <i>must run</i>	2018 με <i>must run</i>
Μέσο κόστος συστήματος (€/MWh)	178.5	188.7
Μέσο κόστος συμβατικών μονάδων (€/MWh)	195.3	206.8

6.2 Περαιτέρω διερεύνηση

Ως επέκταση της παρούσας εργασίας, μπορεί να διερευνηθεί η επίδραση των δι-
άφορων συνιστωσών που συνθέτουν τις απαιτήσεις εφεδρειών, όπως περιγράφηκαν
στο κεφάλαιο 3, στις συνολικές απαιτήσεις στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος
και κατ' επέκταση στο πρόγραμμα ένταξης των συμβατικών μονάδων, στη διείσδυση
ΑΠΕ και στο μέσο κόστος συστήματος. Για παράδειγμα θα μπορούσαν να εκτελε-
στούν προσομοιώσεις αυξομειώνοντας το ποσοστό εγγυημένης αιολικής παραγωγής
που λαμβάνεται υπόψιν στη διαμόρφωση της απαίτησης θετικής πρωτεύουσας εφε-
δρείας, όπως επίσης και του ποσοστού εγγυημένης Φ/Β παραγωγής, που σε όλες τις
παραπάνω προσομοιώσεις θεωρήθηκε 100%.

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας δεν διερευνήθηκε επίσης η δυνατότητα ε-
φαρμογής περικοπών και στην Φ/Β παραγωγή. Σ' αυτήν την περίπτωση τίθεται το
θέμα της κατανομής των αναγκαίων περικοπών στους αιολικούς και τους Φ/Β σταθ-
μούς, καθώς επηρεάζουν με διαφορετικό τρόπο τις ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών
του συστήματος και άρα τη φόρτιση των συμβατικών μονάδων.

Τέλος, θα είχε ιδιαίτερο ενδιαφέρον η ενσωμάτωση στο μαθηματικό και υπολογι-
στικό μοντέλο που προτάθηκε, ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ, όπως οι ΥΒΣ και οι ΗΘΣ,
κάτι το οποίο μπορεί να οδηγήσει στην επίτευξη σημαντικά υψηλότερων διεισδύσεων
ΑΠΕ. Λόγω του ελεγχόμενου χαρακτήρα της παροχής τους και της εσωτερικής απο-
θήκευσης ενέργειας που διαθέτουν, οι σταθμοί αυτοί επιτρέπουν την υποκατάσταση
συμβατικών μονάδων παραγωγής κατά τη λειτουργία του συστήματος, ενώ η ύπαρξη
αποθήκευσης τους καθιστά ενεργειακά και οικονομικά αποδοτικούς σε συνθήκες
έντονου κορεσμού του συστήματος.

Βιβλιογραφία

- [1] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), [Online].
Διαθέσιμο: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp
- [2] Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), *Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το έτος 2014*, Ιούλιος 2014
- [3] ΕΜΠ - ΕΠΙΣΕΥ *Διερεύνηση των δυνατοτήτων μεγιστοποίησης της διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Ρόδου σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα (έτος 2015)*, Τελική Έκθεση Έργου του Ιδρύματος Χάινριχ Μπελ και του Πράσινου Ινστιτούτου, Φεβρουάριος 2013
- [4] Ν. 3809/2014: *Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ)*. Τεύχος ΦΕΚ Β' 304, 11-2-2014.
- [5] Ερευνητικό έργο LaRIInEM, *Παραδοτέο 3.1. Μέθοδοι προσδιορισμού των αναγκαίων επιπέδων εφεδρείας του Συστήματος ΗΕ - Βιβλιογραφική ανασκόπηση*. Θεσσαλονίκη: Έκδοση 1.0, Μάιος 2013.
- [6] Alex D. Papalexopoulos, Panagiotis Andrianesis, Stavros Papathanassiou, "Energy Control Centers and Electricity Markets in the Greek Non Interconnected Islands", part of the DAFNI project *Consulting Services for the development of Energy Control Centers and Electric Vehicle Charging Stations in the Greek Non-Interconnected Islands*, 2013-2014.
- [7] Panagiotis Andrianesis, George Liberopoulos, Constantinos Varnavas "The Impact of Wind Generation on Isolated Power Systems: The Case of Cyprus"
- [8] Panagiotis Andrianesis, Pantelis Biskas, George Liberopoulos, "An overview of Greece's wholesale electricity market with emphasis on ancillary services", *Electric Power Systems Research* 81, pp. 1631-1642, 2011
- [9] Panagiotis Andrianesis, Pantelis Biskas, George Liberopoulos, C. W. Hansen and A.D. Papalexopoulos, "Operational impact and cost analysis of increasing wind generation in the island of Crete", *IEEE Systems Journal*, vol 6, no.2, pp. 287-295, 2012
- [10] N. Hatziargyriou *et al.*, "Energy Management in the Greek Islands", CIGRE 2012

- [11] Miguel Carrion, Jose Arroyo, "A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 21, no.3, pp. 1371-1378, August 2006
- [12] J. M. Arroyo, A. J. Conejo, "Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 15, no.3, pp. 1098-1104, August 2000
- [13] Jose Manuel Arroyo, Antonio J. Conejo, "Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 17, no.4, pp. 1225-1231, November 2002
- [14] C. C. Rajan and M. R. Mohan, "An evolutionary programming-based tabu search method for solving the unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 19, no.1, pp. 577-585, February 2004
- [15] S. Papaefthimiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, "Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids", *IET Renewable Power Generation*, vol 3, Iss. 3, pp. 293-307, 2009
- [16] Stefanos V. Papaefthimiou, Eleni G. Karamanou, Stavros A. Papathanassiou, Michael P. Papadopoulos, "A Wind-Hydro-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the Autonomous Island System of Ikaria", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol 1, No. 3, pp. 163-172, October 2010
- [17] Κ. Βουρνάς, Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 2010.
- [18] Σταύρος Αθ. Παθανασίου *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*. Αθήνα: Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 2008.