



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**

**ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

**ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ**

**ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ  
ΜΙΚΡΩΝ ΝΗΣΙΩΤΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΥΨΗΛΗ  
ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

της

**ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΑΣ ΣΤΑΘΑΚΗ**

**Επιβλέπων:** Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2016





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

## ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΜΙΚΡΩΝ ΝΗΣΙΩΤΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΥΨΗΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΑΣ ΣΤΑΘΑΚΗ

**Επιβλέπων:** Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την ..... 2016

.....

Σταύρος Παπαθανασίου  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Αντώνιος Κλαδάς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Στέφανος Μανιάς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2016



.....  
ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΑ ΣΤΑΘΑΚΗ

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός

και

Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Σταθάκη Κωνσταντίνα, 2016

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

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε για την ανάθεση αυτής της διπλωματικής εργασίας καθώς και για τις γνώσεις και την καθοδήγηση που μου παρείχε.

Ιδιαίτερα θα ήθελα να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα Γιώργο Ψαρρό, για την συνεργασία, την υποστήριξη και την πολύτιμη βοήθειά του, που συνέβαλαν καθοριστικά στην ολοκλήρωση της παρούσας εργασίας.

Τέλος, ευχαριστώ την οικογένεια και τους φίλους μου για την υπομονή και την συμπαράστασή τους.





## Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η δόμηση μιας απλουστευμένης μεθοδολογίας για την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) που χαρακτηρίζονται από σημαντική αιολική διείσδυση. Ο ΗΕΠ συνίσταται στον προσδιορισμό, με ωριαίο βήμα, του ημερήσιου πλάνου ένταξης και του επιπέδου φόρτισης των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η κάλυψη της ζήτησης με γνώμονα την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος, τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του κόστους συμβατικής παραγωγής, με ταυτόχρονη τήρηση των τεχνικών περιορισμών και των λειτουργικών κανόνων του συστήματος. Η απλουστευμένη μεθοδολογία καλείται να καλύψει την ελλιπή γνώση των τεchnοοικονομικών στοιχείων των συμβατικών μονάδων και να επιλύσει το πρόβλημα του προγραμματισμού της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός συστήματος ΜΔΝ με το υφιστάμενο επίπεδο γνώσης.

Η παρουσίαση της προτεινόμενης μεθοδολογίας για τον απλουστευμένο ΗΕΠ ακολουθείται από την μαθηματική διατύπωσή του ως ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού και την μετέπειτα εφαρμογή του μέσω ετήσιων προσομοιώσεων στο σύστημα της Ικαρίας.

Πραγματοποιούνται διερευνήσεις αναφορικά με την παραμετροποίηση του προβλήματος, κυριότερες από τις οποίες είναι η εξέταση της διαμόρφωσης απαίτησης άνω εφεδρείας ενεργού ισχύος, η διερεύνηση της επίδρασης της ΤΕ παραγωγής συμβατικών μονάδων και η επίλυση απουσία προβλέψεων για την αιολική παραγωγή. Για κάθε διερεύνηση παρουσιάζονται και αξιολογούνται τα αποτελέσματά της, εστιάζοντας στην ικανοποίηση των απαιτήσεων εφεδρειών, την διείσδυση αιολικής παραγωγής και την οικονομικότητα του συστήματος.

## Λέξεις Κλειδιά

Μη Διασυνδεδεμένο Νησιωτικό σύστημα (ΜΔΝ), Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ), Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), Αιολική διείσδυση, Συμβατική παραγωγή, Τεchnοοικονομικά στοιχεία (ΤΟΣ), Στρεφόμενη εφεδρεία, Κόστος συστήματος



## **Abstract**

The purpose of this thesis is the formulation of a simplified methodology for the implementation of the Day-Ahead Scheduling (DAS) in Non-Interconnected Island (NII) systems with significant wind penetration. The DAS problem, which is solved every day on an hourly basis, for all 24 hours of the next day, is responsible for determining the unit commitment of the dispatchable units with the objective to minimize the total cost of thermal production and to maximize RES penetration subject to unit technical constraints and system operational rules. The simplified methodology aims to solve the DAS problem with the given knowledge of the technical and economical data concerning thermal units.

The presentation of the proposed methodology is followed by its formulation as a Mixed Integer Linear Programming (MILP) problem and its implementation in the autonomous island of Ikaria.

Subsequently, annual simulations are being conducted with the purpose of investigating the specialization of crucial parameters of the problem, including reserve requirements, technical minimum production of thermal units and wind production forecast. The results of each simulation are being presented and evaluated with special regard in reserve requirements compliance, wind penetration levels and total operational cost of the system.

## **Key Words**

Non-Interconnected Island (NII), Day-Ahead Scheduling (DAS), Renewable Energy Resources (RES), Wind penetration, Thermal production, Spinning Reserve, Operational cost



# Περιεχόμενα

Ευχαριστίες.....	7
Περίληψη.....	9
Abstract .....	11
<b>Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup></b> .....	17
<b>1.1. Γενικές αρχές διαχείρισης συστημάτων ΜΔΝ</b> .....	17
<b>1.2. ΚΗΕΠ σε συστήματα ΜΔΝ</b> .....	20
1.2.1. Ανασκόπηση θεσμικού πλαισίου.....	20
<b>1.3. Απλουστευμένη Μεθοδολογία Επίλυσης Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού</b> .....	23
1.3.1. Ανάγκη απλοποίησης του ΚΗΕΠ .....	23
1.3.2. Βασικές Παραδοχές και Απλοποιήσεις .....	24
<b>1.4. Μαθηματική μοντελοποίηση απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ</b> .....	26
1.4.1. Μαθηματικός Προγραμματισμός.....	26
1.4.2. Συμβολισμοί .....	27
1.4.3. Αντικειμενική Συνάρτηση .....	29
1.4.4. Περιορισμοί Προβλήματος.....	30
1.4.5. Διαμόρφωση απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος .....	35
1.4.6. Περιθώρια διείσδυσης Αιολικής Παραγωγής .....	38
1.4.7. Προσομοίωση Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου.....	40
1.4.8. Τελική διατύπωση κύριου προβλήματος απλουστευμένου ΗΕΠ.....	41
<b>Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup></b> .....	43
<b>2.1. Δεδομένα εισόδου</b> .....	43
2.1.1. Εισαγωγή στο ΣΗΕ του ΜΔΝ της Ικαρίας.....	43
2.1.2. Χαρακτηριστικά του φορτίου.....	43
2.1.3. Χαρακτηριστικά της παραγωγής ΑΠΕ .....	44
2.1.4. Τεχνικά Χαρακτηριστικά Συμβατικών Μονάδων ΤΣΠ Ικαρίας .....	46
2.1.5. Τιμολογήσεις ενέργειας.....	47
<b>2.2. ΣΑΩΛ για το σύστημα ΜΔΝ της Ικαρίας</b> .....	47
<b>Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup></b> .....	49
<b>3.1. Παραμετρική Ανάλυση και Αποτελέσματα Προσομοιώσεων</b> .....	49

3.1.1. Αντικείμενο διερεύνησης .....	49
3.1.2. Βασικό Σενάριο .....	51
3.1.3. Διερεύνηση της επίδρασης της ΤΕ παραγωγής των συμβατικών μονάδων .....	57
3.1.4. Διερεύνηση της επίδρασης της εφαρμογής περιορισμού για μέγιστο αριθμό εναύσεων συμβατικών μονάδων στη διάρκεια μιας ΗΚ .....	63
3.1.5. Διερεύνηση της επίδρασης μη τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας (κριτήριο N-1) .....	68
3.1.6. Διερεύνηση επίδρασης του ποσοστού $a(\%)$ της ζήτησης που τηρείται ως άνω στρεφόμενη εφεδρεία για τις μεταβλητότητες του φορτίου .....	81
3.1.7. Διερεύνηση της επίδρασης διαφορετικών διατυπώσεων του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης αιολικής παραγωγής .....	85
3.1.8. Διερεύνηση επίδρασης της απουσίας πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή ..	90
3.1.9. Διερεύνηση της επίδρασης εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών όταν δεν λαμβάνεται υπόψη πρόβλεψη για την αιολική παραγωγή .....	96
3.1.10. Διερεύνηση σεναρίου μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.....	101
3.1.11. Επίλυση ΗΕΠ με βάση τη θεωρούμενη σειρά ένταξης .....	105
<b>3.2. Ενδεικτικά αποτελέσματα της λειτουργίας του συστήματος</b> .....	<b>111</b>
3.2.1. Τυπική εβδομάδα χαμηλού φορτίου .....	111
3.2.2. Τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου .....	112
<b>Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup></b> .....	<b>113</b>
<b>4.1. Συμπεράσματα</b> .....	<b>113</b>
<b>Βιβλιογραφία</b> .....	<b>117</b>







## Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup>

### 1.1. Γενικές αρχές διαχείρισης συστημάτων ΜΔΝ

Ως Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) ορίζονται τα νησιά, ή συμπλέγματα νησιών, τα οποία δεν είναι συνδεδεμένα με το ηλεκτρικό σύστημα και δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας και ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα. Τα περισσότερα νησιά της Ελληνικής επικράτειας αποτελούν συστήματα ΜΔΝ καθώς η διασύνδεση τους με το ηπειρωτικό δίκτυο παρουσιάζει τεχνικές δυσκολίες. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ γίνεται κατά κύριο λόγο από Τοπικούς Σταθμούς Παραγωγής (ΤΣΠ) και από σταθμούς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Οι ΤΣΠ λειτουργούν θερμικές μονάδες με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή ελαφρύ (ντίζελ). Οι σταθμοί ΑΠΕ που συμμετέχουν πιο ενεργά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συστημάτων ΜΔΝ είναι οι αιολικοί και οι φωτοβολταϊκοί [1]. Τα ΜΔΝ, λόγω των ιδιαιτεροτήτων τους, διέπονται από ειδικούς κανόνες λειτουργίας και διαχείρισης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας τους (Αγορά ΜΔΝ), οι οποίοι καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ (Κώδικας ΜΔΝ)[2][3].

Για την εξυπηρέτηση των αναγκών της διαχείρισης των συστημάτων ΜΔΝ ο Κώδικας προβλέπει την ανάπτυξη Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ ΜΔΝ). Στα ΚΕΕ ΜΔΝ πραγματοποιούνται οι λειτουργίες της εποπτείας και της διαχείρισης των ηλεκτρικών συστημάτων ΜΔΝ και ειδικότερα του προγραμματισμού και του ελέγχου της παραγωγής τους καθώς και της παρακολούθησης και της εκκαθάρισης της Αγοράς ΜΔΝ. Για την υποβοήθηση της λειτουργίας των ΚΕΕ ΜΔΝ καθώς και της μεταξύ τους επικοινωνίας λειτουργούν συμπληρωματικά διάφορα συστήματα, τόσο πληροφοριακά όσο και συστήματα μέτρησης, καταγραφής και μεταφοράς δεδομένων. Σημαντικότερα από αυτά είναι το πληροφοριακό σύστημα ΜΔΝ, στο οποίο επιτελούνται οι βασικές υπολογιστικές διαδικασίες και λειτουργίες επικοινωνίας μεταξύ του Διαχειριστή ΜΔΝ και των συμμετεχόντων στην Αγορά ΜΔΝ (παραγωγοί, εκπρόσωποι φορτίου) και τηρούνται βάσεις δεδομένων σχετικές με τα ανωτέρω, το σύστημα εποπτείας, ελέγχου και συλλογής δεδομένων πραγματικού χρόνου, SCADA, και το σύστημα Αυτόματου Ρύθμισης Παραγωγής (ΑΓC), το οποίο υλοποιεί αλγορίθμους ελέγχου της λειτουργίας ηλεκτρικών συστημάτων όπως ο έλεγχος φορτίου-συχνότητας ρυθμίζοντας την παραγωγή των μονάδων σε πραγματικό χρόνο [2].

Μια βασική λειτουργία των ΚΕΕ ΜΔΝ είναι η διαχείριση και ο προγραμματισμός της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος ΜΔΝ που πραγματοποιείται σε τρία στάδια. Πρώτο βήμα αποτελεί η κατάστρωση και επίλυση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ). Σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ ως ΚΗΕΠ ορίζεται η διαδικασία που αποσκοπεί στον προσδιορισμό, σε ημερήσια βάση, της ένταξης και της παραγωγής ενέργειας των μονάδων ενός συστήματος ΜΔΝ ώστε να εξασφαλίζεται η κάλυψη της ζήτησης με ταυτόχρονη τήρηση των περιορισμών ασφαλείας και των λειτουργικών κανόνων του συστήματος. Ο ΚΗΕΠ εκπονείται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ πριν την έναρξη κάθε Ημέρας Κατανομής (ΗΚ), που αποτελεί το χρονικό διάστημα των 24 ωρών μιας ημερολογιακής ημέρας και αφορά ολόκληρη την ΗΚ, η οποία χωρίζεται σε δύο 12-ωρες περιόδους, Α' και Β'. Η ελάχιστη χρονική βάση για τον προγραμματισμό αυτό είναι μια πλήρης ωρολογιακή ώρα και ονομάζεται Περίοδος Κατανομής ή Ώρα Κατανομής (ΩΚ). Σε ορισμένες περιπτώσεις δίνεται η δυνατότητα

## 1.1 ΓΕΝΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΔΝ

αναθεώρησης του ΚΗΕΠ για το δεύτερο 12-ωρο (Β' περίοδος ΚΗΕΠ). Επομένως ο ΚΗΕΠ συνίσταται στον προσδιορισμό ενός προημερήσιου προκαταρκτικού προγραμματισμού του πλάνου ένταξης και του επιπέδου παραγωγής των μονάδων του συστήματος ΜΔΝ με βήμα μιας ώρας.

Επόμενο επίπεδο διαχείρισης αποτελεί η εκπόνηση των Προγραμμάτων Κατανομής (ΠΚ) η οποία πραγματοποιείται επαναληπτικά κατά τη διάρκεια της ΗΚ. Ο Διαχειριστής καταρτίζει και επιλύει το πρόβλημα του ΠΚ, περιοδικά, ανά είκοσι λεπτά της ώρας, κάνοντας χρήση επικαιροποιημένων στοιχείων από την έως τότε λειτουργία του συστήματος (επικαιροποιημένες προβλέψεις ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ, λειτουργικές καταστάσεις μονάδων, κ.λπ.). Βάσει Κώδικα ΜΔΝ, ο χρονικός ορίζοντας βελτιστοποίησης του ΠΚ είναι τετράωρος, σε αντίθεση με τον χρονικό ορίζοντα βελτιστοποίησης του ΗΕΠ που περιλαμβάνει όλες τις ΩΚ της εξαταζόμενης ΗΚ. Τα ΠΚ αποτελούν τη φυσική συνέχεια του προημερήσιου προγραμματισμού και ως εκ τούτου διέπονται από τις ίδιες αρχές και επιδιώξεις, ενώ έχουν παρόμοια υλοποίηση με τον ΚΗΕΠ. Μέσω αυτών εκδίδονται οι εντολές κατανομής που καθορίζουν το τελικό πλάνο ένταξης των μονάδων. Παράλληλα, η κοινοποίηση των αποτελεσμάτων του ΠΚ στους παραγωγούς των συστημάτων ΜΔΝ αποτελεί αρχική εντολή κατανομής αναφορικά με το επίπεδο φόρτισης των μονάδων τους. Σημειώνεται ότι κάθε μεταγενέστερη εντολή κατανομής, δηλαδή εντολή κατανομής που έχει προκύψει από μεταγενέστερη επανάληψη ΠΚ ή κατά τη ΛΠΧ, αντικαθιστά την αντίστοιχη προηγούμενη με το ίδιο αντικείμενο.

Τελευταίο στάδιο αποτελεί η Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου (ΛΠΧ). Κατά τη ΛΠΧ, έχοντας δεδομένο το πλάνο ένταξης των μονάδων όπως αυτό έχει προκύψει από τα ΠΚ και λαμβάνοντας υπόψη τις εκάστοτε συνθήκες λειτουργίας του συστήματος, πραγματοποιείται οικονομική κατανομή φορτίου σε πραγματικό χρόνο (real-time dispatch-RTD) από την οποία εν γένει προκύπτουν νέες εντολές κατανομής αναφορικά με το επίπεδο παραγωγής των ενταγμένων μονάδων. Σε αυτές τις εντολές κατανομής ανήκουν οι εντολές που προκύπτουν από αυτοματοποιημένα συστήματα ελέγχου όπως το AGC καθώς και οι εντολές περιορισμού παραγωγής (set-point) που αφορούν μη ελεγχόμενες μονάδες (π.χ. αιολικά πάρκα).

Είναι επιθυμητό να υπάρχει κοινή κατεύθυνση και συνοχή στη δόμηση και την υλοποίηση των τριών επιπέδων διαχείρισης που περιγράφηκαν έτσι ώστε τα αποτελέσματά τους να παρουσιάζουν κατά το δυνατό μικρές αποκλίσεις.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να διακριθούν με βάση τον τρόπο παραγωγής τους στις εξής κατηγορίες [2]:

- **Συμβατικές μονάδες:** Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα (π.χ. μαζούτ, ντίζελ).
- **Σταθμοί ΑΠΕ:** Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, στους οποίους ανήκουν τα αιολικά πάρκα (Α/Π), οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί (Φ/Β), οι ηλιοθερμικοί σταθμοί (ΗΘΣ), οι σταθμοί Βιομάζας-Βιοαερίου (ΣΒΒ) κ.λπ.
- **Υβριδικοί Σταθμοί (ΥΒΣ):** Σταθμοί που περιλαμβάνουν, πέρα από μονάδες ΑΠΕ, συστήματα για αποθήκευση της παραγόμενης από τις μονάδες αυτές ηλεκτρική ενέργεια καθώς και μονάδες που αξιοποιούν στη συνέχεια την ενέργεια των αποθηκευτικών συστημάτων.

Ειδικότερα, για την εφαρμογή του Κώδικα ΜΔΝ οι μονάδες που λειτουργούν σε ένα σύστημα ΜΔΝ μπορούν ακόμη να κατηγοριοποιηθούν με κριτήριο τη δυνατότητα ελέγχου της παραγωγής τους ως εξής [2] :

- **Κατανεμόμενες μονάδες με προσφορά ενέργειας στο ΚΗΕΠ ή πλήρως ελεγχόμενες μονάδες**  
Στην κατηγορία αυτή ανήκουν μονάδες των οποίων η παραγωγή μπορεί να προγραμματιστεί από τον Διαχειριστή ΜΔΝ, κατά την επίλυση του ΚΗΕΠ, με βάση μια προσφορά ενέργειας. Για τις μονάδες αυτές μπορούν να εκδοθούν εντολές κατανομής για οποιοδήποτε επίπεδο παραγωγής από την τεχνικά ελάχιστη έως τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής τους με την επιφύλαξη της τήρησης των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας τους.
- **Κατανεμόμενες μονάδες με προσφορά ωριαίου προγράμματος παραγωγής στον ΚΗΕΠ ή μερικώς ελεγχόμενες μονάδες**  
Στην κατηγορία αυτή ανήκουν μονάδες που υποβάλλουν ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής το οποίο οφείλουν να τηρήσουν εντός των επιτρεπόμενων αποκλίσεων. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται εντολές κατανομής για παραγωγή από την τεχνικά ελάχιστη μέχρι τη μέγιστη δηλωθείσα ισχύ.
- **Μη κατανεμόμενες μονάδες ή μη ελεγχόμενες μονάδες**  
Στην κατηγορία αυτή ανήκουν μονάδες που δεν δύναται να ενταχθούν στις προηγούμενες δύο κατηγορίες. Για τις μονάδες αυτές δύναται να εκδίδονται εντολές ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set point).

Οι συμβατικές μονάδες ανήκουν στην κατηγορία των πλήρως ελεγχόμενων μονάδων. Οι μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ δύναται να ανήκουν σε οποιαδήποτε από τις παραπάνω κατηγορίες αλλά εν γένει τα Α/Π και οι Φ/Β σταθμοί διαχειρίζονται ως μη ελεγχόμενες μονάδες. Τέλος, οι ΥΒΣ περιλαμβάνουν τόσο μη ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ όσο και πλήρως ελεγχόμενες μονάδες που αξιοποιούν την ενέργεια των αποθηκευτικών συστημάτων με προσφορές ενέργειας στον ΚΗΕΠ.

## 1.2. ΚΗΕΠ σε συστήματα ΜΔΝ

Η κατάσταση και επίλυση του ΚΗΕΠ είναι ένα κεντρικής σημασίας στάδιο του ημερήσιου προγραμματισμού και της διαχείρισης ενός συστήματος ΜΔΝ. Δεδομένου ότι αποτελεί το πρώτο επίπεδο προγραμματισμού, το οποίο επιπλέον πραγματοποιείται χρονικά πριν την έναρξη της εξεταζόμενης ΗΚ και με χρονικό ορίζοντα ολόκληρης της ΗΚ, ο ΚΗΕΠ έχει τη δυνατότητα να εξετάσει εποπτικά ζητήματα που δεν είναι εφικτό να ληφθούν υπόψη στα ΠΚ και στην ΛΠΧ, όπως οι χρόνοι συγχρονισμού των αργών συμβατικών μονάδων, η κατανομή της προσφερόμενης ενέργειας των ΥΒΣ εντός της ΗΚ, ο προγραμματισμός της απορρόφησης ενέργειας από ΥΒΣ για πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων τους, και συνεπώς να καθορίσει σε μεγάλο βαθμό τη λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ. Παρότι τα ΠΚ έχουν τη δυνατότητα να μεταβάλλουν τόσο την ένταξη των μονάδων όσο και το επίπεδο παραγωγής τους ενώ η ΛΠΧ να μεταβάλλει εκ νέου την παραγωγή των μονάδων, η συνέπεια μεταξύ των τριών επιπέδων διαχείρισης εξασφαλίζει ένα σημαντικό βαθμό αξιοπιστίας στα αποτελέσματα του ΚΗΕΠ. Παράλληλα, για να επιτευχθεί η συνέπεια αυτή, η δόμηση των προβλημάτων του ΚΗΕΠ, των ΠΚ και του RTD κατά τη ΛΠΧ διέπεται από τους ίδιους κανόνες και βασικούς περιορισμούς και χρησιμοποιεί επακολούθως παρόμοια μαθηματική διατύπωση και μοντελοποίηση. Τα παραπάνω, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η επίλυση του ΚΗΕΠ είναι απαραίτητη προϋπόθεση για τη μετέπειτα πραγματοποίηση των ΠΚ και της ΛΠΧ, καταδεικνύουν ότι είναι σκόπιμο να εξεταστεί με μεγαλύτερη λεπτομέρεια το πρόβλημα του ΚΗΕΠ, αρχίζοντας από μια πληρέστερη αναφορά στις απαιτήσεις του θεσμικού πλαισίου που καθορίζει την διαχείριση αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων και προχωρώντας εν συνεχεία στη διατύπωση της μεθοδολογίας κατάστρωσης και επίλυσής του.

### 1.2.1. Ανασκόπηση θεσμικού πλαισίου

#### Στόχοι ΚΗΕΠ

Πέρα από την τήρηση των βασικών περιορισμών και λειτουργικών κανόνων του συστήματος η δόμηση του προβλήματος του ΚΗΕΠ έχει ως βασικούς στόχους την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του ΜΔΝ συστήματος, τη μέγιστη δυνατή διείσδυση παραγωγής ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

#### Δεδομένα Εισόδου ΚΗΕΠ

Η κατάσταση του προβλήματος του ΚΗΕΠ αρχίζει από τη συλλογή των στοιχείων που χρησιμοποιούνται ως δεδομένα εισόδου. Αρχικά, λαμβάνονται υπόψη οι δηλώσεις που υποχρεούνται να υποβάλλουν οι συμμετέχοντες στην Αγορά ΜΔΝ, οι οποίες είναι οι εξής:

- Δηλώσεις φορτίου των εκπροσώπων φορτίου που συμμετέχουν στο ΜΔΝ σύστημα
- Δηλώσεις παραγωγής από τους παραγωγούς κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής συμβατικού καυσίμου
- Δηλώσεις παραγωγής από τους παραγωγούς κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και ΥΒΣ για κάθε μονάδα με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ
- Δηλώσεις παραγωγής από τους παραγωγούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ μονάδων με ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής
- Δηλώσεις μη διαθεσιμότητας μονάδων.

## 1.2 ΚΗΕΠ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΔΝ

Σε περίπτωση που στο σύστημα ΜΔΝ λειτουργούν μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και ΥΒΣ, αυτές δικαιούνται να υποβάλλουν επικαιροποιημένη δήλωση παραγωγής τόσο για μονάδες με προσφορά ενέργειας όσο και για μονάδες με ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής, δημιουργώντας παράλληλα την ανάγκη επικαιροποίησης για την Β' Περίοδο ΚΗΕΠ.

Ακόμη, εισάγονται ως δεδομένα για την επίλυση του ΚΗΕΠ οι παρακάτω ωριαίες προβλέψεις οι οποίες διενεργούνται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ:

- Πρόβλεψη φορτίου
- Πρόβλεψη παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ προσδιορίζει επιπρόσθετα για κάθε ΩΚ τις απαιτήσεις εφεδρειών ενεργού ισχύος, διακριτά για πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα ρύθμιση, λαμβάνοντας υπόψη τις προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ και σύμφωνα με τους κανόνες που διασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Επιπλέον, για την κατάστρωση και την επίλυση του ΚΗΕΠ απαιτείται γνώση των τεχνικοοικονομικών στοιχείων (ΤΟΣ) των κατανεμόμενων μονάδων. Στις τεχνικές παραμέτρους περιλαμβάνονται τα παρακάτω :

- Μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς των κατανεμόμενων μονάδων, με πιθανή διάκριση για τους χειμερινούς και τους θερινούς μήνες
- Τεχνικά ελάχιστη (ΤΕ) παραγωγή των κατανεμόμενων μονάδων
- Ρυθμοί μεταβολής της παραγωγής των κατανεμόμενων μονάδων:
  - Ράμπα ανόδου
  - Ράμπα καθόδου
  - Ρυθμός έναυσης
  - Ρυθμός σβέσης
- Ελάχιστοι χρόνοι παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων των συμβατικών μονάδων
- Ικανότητες παροχής εφεδρειών των κατανεμόμενων μονάδων με διάκριση σε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα

Οι οικονομικές παράμετροι αφορούν τις συμβατικές μονάδες και αφορούν τα εξής :

- Καμπύλη μεταβλητού κόστους παραγωγής
- Κόστος λειτουργίας και συντήρησης
- Κόστος εκκίνησης

Τέλος, για τη δόμηση του προβλήματος επίλυσης του ΚΗΕΠ, απαραίτητη θεωρείται η γνώση της λειτουργικής κατάστασης των κατανεμόμενων μονάδων του εξεταζόμενου συστήματος ΜΔΝ τις ΩΚ που προηγούνται της πρώτης ΩΚ της εξεταζόμενης ΗΚ. Κατά την πραγματική λειτουργία του συστήματος, η λειτουργική κατάσταση των μονάδων τις τελευταίες ΩΚ της προηγούμενης ΗΚ (D-1) θα μπορούσε να ληφθεί βάσει των αποτελεσμάτων της πιο πρόσφατης επίλυσης μεταξύ των προγραμμάτων ΚΗΕΠ και Κατανομής. Σε επίπεδο προσομοίωσης οι αντίστοιχες τιμές προσδιορίζονται βάσει των αποτελεσμάτων επίλυσης του ΚΗΕΠ για την D-1.

## Βασικοί Περιορισμοί Δόμησης του ΚΗΕΠ

Το πρόβλημα του προγραμματισμού της ένταξης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των κατανεμόμενων μονάδων ενός συστήματος είναι δυνατό να αναπαρασταθεί από ένα σύνολο περιορισμών οι οποίοι αντικατοπτρίζουν τις απαιτήσεις για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος και τα τεχνικά ζητήματα που πρέπει να ληφθούν υπόψη. Κυριότερος περιορισμός του προβλήματος του ΚΗΕΠ, είναι η τήρηση του ισοζυγίου ενέργειας, σύμφωνα με τον οποίο κάθε ΩΚ της ΗΚ, το άθροισμα της παραγόμενης ενέργειας από το σύνολο των μονάδων (κατανεμόμενων ή μη) του συστήματος ΜΔΝ πρέπει να είναι ίσο με το συνολικό φορτίο την δεδομένη ΩΚ. Επιπρόσθετα, κάθε ΩΚ της ΗΚ πρέπει να είναι δυνατή η κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος από τις κατανεμόμενες μονάδες του συστήματος. Ταυτόχρονα, για την ορθή επίλυση του προβλήματος πρέπει να ληφθούν υπόψη οι τεχνικοί περιορισμοί που διέπουν τη λειτουργία των κατανεμόμενων μονάδων, όπως η μέγιστη ικανότητα παραγωγής τους, η ΤΕ παραγωγή τους, οι ρυθμοί μεταβολής της παραγωγής, οι χρόνοι παραμονής σε κατάσταση λειτουργίας, κλπ. Τέλος, στην δόμηση του ΚΗΕΠ περιλαμβάνονται περιορισμοί που σχετίζονται με την μεγιστοποίηση της απορροφώμενης ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ και ΥΒΣ.Η μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος ΚΗΕΠ συνίσταται στην ικανοποίηση των παραπάνω περιορισμών με παράγοντα βελτιστοποίησης την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

## Αποτελέσματα ΚΗΕΠ

Τα αποτελέσματα επίλυσης ΚΗΕΠ περιγράφουν ενδεικτικά τη λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ για κάθε ΩΚ της ΗΚ. Πιο συγκεκριμένα, από την επίλυση του ΚΗΕΠ προκύπτουν το πλάνο ένταξης καθώς και η ενέργεια που προγραμματίζεται να παράγουν οι κατανεμόμενες μονάδες που συμμετέχουν στον ΗΕΠ, η ενέργεια που αναμένεται να εγχυθεί από μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ και η ενέργεια που προγραμματίζεται να απορροφήσουν οι ΥΒΣ για πλήρωση των αποθηκευτικών τους συστημάτων, διακριτά για κάθε ΩΚ.

## Χρονοδιάγραμμα

Το χρονοδιάγραμμα που ακολουθεί η διαδικασία εκπόνησης του ΚΗΕΠ είναι το εξής:

- Έξι ώρες πριν την έναρξη της εξεταζόμενης ΗΚ, δηλαδή την ώρα 18:00 της D-1, λήγει η προθεσμία υποβολής δηλώσεων
- Τρεις ώρες πριν την έναρξη της εξεταζόμενης ΗΚ, δηλαδή την ώρα 21:00 της D-1, ο Διαχειριστής ΜΔΝ καταρτίζει το ημερήσιο πρόγραμμα και δημοσιοποιεί τα αποτελέσματα
- Οκτώ ώρες μετά την έναρξη της εξεταζόμενης ΗΚ, δηλαδή στις 8:00 της ΗΚ, λήγει η προθεσμία υποβολής επικαιροποιημένων δηλώσεων παραγωγής για την Β' Περίοδο ΚΗΕΠ
- Δύο ώρες μετά τη λήξη της ανωτέρω προθεσμίας, στις 10:00 της ΗΚ, ο Διαχειριστής ΜΔΝ καταρτίζει το επικαιροποιημένο ημερήσιο πρόγραμμα που αφορά την Β' Περίοδο ΚΗΕΠ της δεδομένης ΗΚ και δημοσιοποιεί τα αποτελέσματα.

## 1.3. Απλουστευμένη Μεθοδολογία Επίλυσης Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

### 1.3.1. Ανάγκη απλοποίησης του ΚΗΕΠ

Για να είναι εφικτή μια υλοποίηση του πλήρους προβλήματος του ΚΗΕΠ όπως αυτό προκύπτει από τον Κώδικα ΜΔΝ απαιτείται ένα σημαντικό ποσοστό ωριμότητας αναφορικά με την ανάπτυξη των αναφερθέντων υποδομών διαχείρισης όπως τα ΚΕΕ και τα πληροφοριακά συστήματα αλλά και με τη γνώση των στοιχείων που εισάγονται ως δεδομένα για την επίλυσή του. Στην δεύτερη περίπτωση εμπίπτουν και τα ΤΟΣ των συμβατικών μονάδων που συμμετέχουν στο σύστημα και ειδικότερα οι ικανότητες παροχής εφεδρειών, η σημερινή γνώση των οποίων είναι ελλιπής και μη αξιόπιστη. Με δεδομένες επομένως τις παρούσες συνθήκες λειτουργίας και εποπτείας των περισσότερων συστημάτων ΜΔΝ και για την υφιστάμενη γνώση των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων που συμμετέχουν σε αυτά η θεώρηση του πλήρους προβλήματος του ΚΗΕΠ με το σύνολο των απαιτήσεων και των προδιαγραφών που θέτει ο Κώδικας ΜΔΝ δεν είναι εφικτή. Παράλληλα όμως, η ανάγκη μετάβασης σε μια νοοτροπία διαχείρισης της παραγωγής των συστημάτων ΜΔΝ σύμφωνη με τις βασικές απαιτήσεις του Κώδικα προκειμένου να αξιοποιείται κατά βέλτιστο τρόπο η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ και να επιδιώκεται η οικονομικότητα της λειτουργίας του συστήματος είναι άμεση.

Από τα παραπάνω γίνεται κατανοητό ότι η δόμηση μιας απλουστευμένης μεθοδολογίας ΗΕΠ, η οποία θα ανταποκρίνεται στα σημερινά δεδομένα όσον αφορά τη γνώση των ΤΟΣ των συμβατικών μονάδων αλλά και των δυνατοτήτων των συστημάτων διαχείρισης και εποπτείας του κάθε συστήματος ΜΔΝ, θα μπορούσε να αποτελέσει ένα σημαντικό βήμα προς την κατεύθυνση του ΚΗΕΠ. Το γεγονός ότι το πρόβλημα του απλουστευμένου ΗΕΠ θα έχει ως στόχο να αντικατοπτρίζει και να προσαρμόζεται στις υφιστάμενες συνθήκες λειτουργίας στα συστήματα ΜΔΝ επιτρέπει την θεώρηση ορισμένων παραδοχών που αφορούν το ενεργειακό μείγμα των συστημάτων ΜΔΝ, όπως αυτό διαμορφώνεται σήμερα, και την διαθεσιμότητα ή μη των προβλέψεων ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, η προτεινόμενη μεθοδολογία για τον απλουστευμένο ΗΕΠ διαφοροποιείται από το πλήρες πρόβλημα στους παρακάτω βασικούς άξονες:

- Επιτρέπει την επίλυση του προβλήματος της ένταξης και του προγραμματισμού της παραγωγής των συμβατικών μονάδων με χρήση των γνωστών τεχνοοικονομικών χαρακτηριστικών τους. Όποτε εμφανίζεται ανάγκη θεώρησης τεχνικών χαρακτηριστικών για τα οποία υπάρχει περιορισμένη γνώση, αυτή βασίζεται σε εύλογες παραδοχές.
- Λαμβάνει υπόψη μόνο τις υφιστάμενες τεχνολογίες ΑΠΕ, δηλαδή Α/Π και Φ/Β σταθμούς με μόνη δυνατότητα ελέγχου την εφαρμογή set-point, χωρίς να εξετάζει τις τεχνολογίες κατανεμόμενων ΑΠΕ με προσφορά ενέργειας στο ΚΗΕΠ. Από το παραπάνω προκύπτει ταυτόχρονα ότι παύει η ανάγκη επικαιροποίησης του ΗΕΠ για τη Β' περίοδο κατανομής.
- Εξετάζει το ενδεχόμενο επίλυσης του προβλήματος του προγραμματισμού της λειτουργίας των μονάδων χωρίς την προϋπόθεση της ύπαρξης προβλέψεων για την παραγωγή ΑΠΕ.

### 1.3. ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΗΕΠ

Παρά τις διαφοροποιήσεις της απλουστευμένης μεθοδολογίας από το πλήρες πρόβλημα ΚΗΕΠ όπως καθορίζεται στον Κώδικα ΜΔΝ, ο απλουστευμένος ΗΕΠ θα διέπεται από τους ίδιους θεσμικούς κανόνες, με σεβασμό στην τήρηση των περιορισμών ασφαλούς λειτουργίας, και θα θέτει τις ίδιες βασικές επιδιώξεις για μεγιστοποίηση της διείσδυσης παραγωγής ΑΠΕ και ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων του συστήματος ΜΔΝ.

#### 1.3.2. Βασικές Παραδοχές και Απλοποιήσεις

Στην συνέχεια περιγράφονται αναλυτικότερα οι κυριότερες παραδοχές στις οποίες στηρίζεται η δόμηση του απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ προκειμένου να είναι δυνατή η επίλυσή του με την υφιστάμενη γνώση και πληροφοριακή υποστήριξη στα συστήματα ΜΔΝ.

Η βασική διαφοροποίηση μεταξύ απλουστευμένου και πλήρους προβλήματος ΗΕΠ προκύπτει από την έλλειψη επαρκούς και αξιόπιστης γνώσης της ικανότητας παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας των συμβατικών μονάδων που συμμετέχουν στα συστήματα ΜΔΝ και η επακολούθως άγνωστη ικανότητα συμμετοχής τους στη δευτερεύουσα και τριτεύουσα ρύθμιση. Για να καλυφθεί αυτό το κενό το πρόβλημα του απλουστευμένου ΗΕΠ προσεγγίζει τους περιορισμούς που αφορούν την κάλυψη της απαίτησης εφεδριών ενεργού ισχύος χωρίς τη διάκριση μεταξύ πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας ρύθμισης αλλά με τον υπολογισμό μιας συνολικής απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία και μιας απαίτησης για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία. Παράλληλα, η ικανότητα παροχής στρεφόμενης εφεδρείας κάθε κατανεμόμενης μονάδας που είναι ενταγμένη μια ΩΚ υπολογίζεται με βάση την ικανότητά της για ανάληψη ισχύος ή για μείωση της παραγωγής της, αντίστοιχα για άνω και κάτω στρεφόμενη εφεδρεία, η οποία προκύπτει από το επίπεδο παραγωγής της την συγκεκριμένη ΩΚ και την τεχνικά μέγιστη και ελάχιστη ισχύ εξόδου της. Η θεώρηση αυτή επιτρέπει την επίλυση του ΗΕΠ χωρίς γνώση των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων που αφορούν τις διακριτές ικανότητες παροχής εφεδριών αποτυπώνοντας όμως την απαίτηση τήρησης παραγωγικού δυναμικού ενταγμένων μονάδων ικανού να διαχειριστεί το ζήτημα των εφεδριών ενεργού ισχύος και συνεπώς της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Για να επιτευχθεί το τελευταίο είναι απαραίτητη η σωστή διαστασιολόγηση των θεωρούμενων απαιτήσεων εφεδριών. Το παραπάνω είναι ένα από τα κύρια ζητήματα που έχει να αντιμετωπίσει η δόμηση του προβλήματος του απλουστευμένου ΗΕΠ.

Ακόμη, το πρόβλημα του απλουστευμένου ΗΕΠ, όπως αναφέρθηκε, δεν συμπεριλαμβάνει κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ καθώς τέτοιου είδους σταθμοί δεν συμμετέχουν σε κανένα ΜΔΝ σήμερα. Ως εκ τούτου κατά την κατάστρωση της απλουστευμένης μεθοδολογίας θα θεωρήσουμε μόνο μη ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ και συγκεκριμένα Α/Π και Φ/Β σταθμούς.

Μια βασική απαίτηση του πλήρους προβλήματος του ΚΗΕΠ που τίθεται στον Κώδικα ΜΔΝ είναι η ύπαρξη προβλέψεων για τη ζήτηση αλλά και την παραγωγή των μη κατανεμόμενων ΑΠΕ, η οποία προϋποθέτει την λειτουργία των αντίστοιχων εξειδικευμένων εργαλείων πρόβλεψης. Στην παρούσα φάση ανάπτυξης των συστημάτων διαχείρισης των ΜΔΝ τα εργαλεία αυτά δεν είναι ακόμα διαθέσιμα. Η ωριαία πρόβλεψη της ζήτησης σε επίπεδο ΗΚ είναι ένα δεδομένο εισόδου του προβλήματος ΗΕΠ απολύτως αναγκαίο καθώς υπεισέρχεται στον περιορισμό του ισοζυγίου ενέργειας και αποτελεί την κυριότερη παράμετρο του προγραμματισμού της παραγωγής ενός συστήματος ΜΔΝ.



### 1.3. ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΗΕΠ

Επομένως, τόσο στο πλήρες όσο και στο απλουστευμένο πρόβλημα είναι απαραίτητη η θεώρηση της πρόβλεψης ζήτησης η οποία μπορεί να ληφθεί με χρήση προσεγγιστικών μεθόδων χαμηλής ακρίβειας, μέχρις ότου να προχωρήσει η ανάπτυξη πιο εξειδικευμένων εργαλείων πρόβλεψης. Αντίθετα, η απαίτηση του Κώδικα ΜΔΝ για συνυπολογισμό της πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ κατά την επίλυση του προβλήματος της ένταξης και παραγωγής των μονάδων ενός συστήματος αποτελεί αντικείμενο διερεύνησης στην προτεινόμενη μεθοδολογία του απλουστευμένου προβλήματος. Ο απλουστευμένος ΗΕΠ δύναται να λυθεί και απουσία προβλέψεων αιολικής και Φ/Β παραγωγής αλλά είναι σκόπιμο να εξεταστούν και να αξιολογηθούν και οι δύο προσεγγίσεις όσον αφορά τις προβλέψεις παραγωγής ΑΠΕ.

Μια απλοποίηση που στοχεύει στην μείωση της πολυπλοκότητας του προβλήματος αποτελεί η παράληψη των περιορισμών που σχετίζονται με τη μεταβολή της ισχύος των μονάδων κατά τον συγχρονισμό τους στο δίκτυο. Θεωρούμε ότι η ελάχιστη δυνατή ισχύς εξόδου μιας μονάδας επακόλουθα από την εντολή για έναυσή της είναι αυτή της τεχνικά ελάχιστης παραγωγής της. Ακόμη, παραλείπονται οι περιορισμοί που προκύπτουν από τη διάκριση καταστάσεων αναμονής των μονάδων του συστήματος (θερμή, ενδιάμεση, ψυχρή). Πιο συγκεκριμένα, ο χρόνος για το συγχρονισμό, ο οποίος διαφέρει ανάλογα με την κατάσταση στην οποία βρίσκεται η μονάδα προ της εντολής εναύσεως, και ο χρόνος από την κατάσταση συγχρονισμού έως την κατάσταση της τεχνικά ελάχιστης παραγωγής δεν συμπεριλαμβάνονται στην δόμηση του προβλήματος.

Τέλος, όσον αφορά τα ΤΟΣ των συμβατικών μονάδων, πέρα από τις ικανότητες παροχής εφεδρειών, απαραίτητα τεχνικά χαρακτηριστικά για την επίλυση του προβλήματος του ημερήσιου προγραμματισμού λειτουργίας των μονάδων αποτελούν η τεχνικά ελάχιστη και η τεχνικά μέγιστη ισχύς των συμβατικών μονάδων, οι ελάχιστοι χρόνοι κράτησης και σβέσης καθώς και οι ρυθμοί ανόδου, καθόδου, έναυσης και σβέσης. Όσον αφορά τους ρυθμούς μεταβολής της παραγωγής των συμβατικών μονάδων, εφόσον αυτές δεν είναι σαφώς καθορισμένες στη δήλωση ΤΟΣ των μονάδων, είναι δυνατό για την επίλυση του προβλήματος να γίνουν εύλογες παραδοχές δεδομένης της τεχνολογίας των μονάδων. Πιο συγκεκριμένα, εφόσον η επίλυση στο επίπεδο του ΗΕΠ γίνεται με βήμα μιας ώρας και οι συμβατικές μονάδες που συμμετέχουν σε συστήματα ΜΔΝ είναι ΜΕΚ μπορούμε να θεωρήσουμε ότι η ισχύς εξόδου τους δύναται να μεταβληθεί από την ΤΕ στην μέγιστη αποδιδόμενη εντός του χρονικού ορίζοντα μιας ΩΚ. Επιπρόσθετα, η βελτιστοποίηση του προβλήματος της ένταξης και του προγραμματισμού του επιπέδου παραγωγής των συμβατικών μονάδων ενός συστήματος ΜΔΝ σε κάθε επίπεδο διαχείρισης καθορίζεται σε μεγάλο βαθμό από την επιδίωξη της ελαχιστοποίησης του κόστους λειτουργίας τους. Η παράμετρος αυτή απαιτεί γνώση των οικονομικών στοιχείων που σχετίζονται με τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων και ιδιαίτερα της καμπύλης μεταβλητού κόστους της κάθε μονάδας. Τα στοιχεία αυτά είναι απαραίτητα για τη βελτιστοποίηση του απλουστευμένου προβλήματος όσο και του πλήρους και μπορούν να ληφθούν από τα ΤΟΣ των μονάδων.

## 1.4. Μαθηματική μοντελοποίηση απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ

### 1.4.1. Μαθηματικός Προγραμματισμός

Το πρόβλημα της απλουστευμένης μεθοδολογίας ΗΕΠ μοντελοποιείται ως ένα πρόβλημα Μικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (mixed integer linear programming-MILP), που αποτελεί μια κατηγορία μαθηματικού προγραμματισμού.

Ο μαθηματικός προγραμματισμός χρησιμοποιείται για να προσδιοριστεί η βέλτιστη λύση σε ένα πρόβλημα που απαιτεί ένα σύνολο αποφάσεων ως προς τη χρησιμοποίηση ενός πεπερασμένου συνόλου πόρων για την επίτευξη ενός αντικειμενικού στόχου. Τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού αναπαριστούν ένα στατικό πρόβλημα με ένα σύνολο περιορισμών και μια αντικειμενική συνάρτηση [4]. Όταν οι περιορισμοί και η αντικειμενική συνάρτηση είναι γραμμικές εκφράσεις το μοντέλο αποτελεί πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (linear programming-LP)[5].

Ειδικότερα, σε ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού  $n$  μεταβλητών και  $m$  γραμμικών εξισώσεων ή ανισοτήτων, ζητούνται οι πραγματικές τιμές αυτών των μεταβλητών οι οποίες ικανοποιούν αυτές τις εξισώσεις και ανισότητες και ταυτόχρονα βελτιστοποιούν (μεγιστοποιούν ή ελαχιστοποιούν) κάποια γραμμική συνάρτηση αυτών των μεταβλητών, δηλαδή [5]:

- Ζητείται η μεγιστοποίηση ή ελαχιστοποίηση μιας γραμμικής συνάρτησης (αντικειμενική συνάρτηση):

$$z = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n c_j x_j$$

- Με την προϋπόθεση να ικανοποιούνται οι γραμμικοί περιορισμοί :

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m$$

και

$$x_j \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n$$

Προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού στα οποία μερικές ή όλες οι μεταβλητές είναι ακέραιες απαρτίζουν τον ακέραιο προγραμματισμό. Όταν πέρα από ακέραιες μεταβλητές η μοντελοποίηση του προβλήματος δύναται να περιλαμβάνει και διακριτές μεταβλητές, δηλαδή μεταβλητές που λαμβάνουν τις τιμές 0 και 1 και αναπαριστούν μεταβλητές απόφασης, το πρόβλημα αποκαλείται μικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός.

Το πρόβλημα κατάρτισης και επίλυσης του ΗΕΠ ενός αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, στο οποίο συμμετέχουν κατανεμόμενες μονάδες συμβατικού καυσίμου και μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ (Α/Π και φωτοβολταϊκοί σταθμοί), καλείται να προσδιορίσει τη βέλτιστη ένταξη και το αρχικό επίπεδο παραγωγής των μονάδων του. Βασικοί στόχοι του προβλήματος είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας του

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

συστήματος, η μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ και η τήρηση συνθηκών ασφαλούς λειτουργίας του, δεδομένης της τήρησης ενός συνόλου τεχνικών περιορισμών. Συνεπώς, δύναται να αναπαρασταθεί από μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού και να επιλυθεί με τις αντίστοιχες μεθόδους βελτιστοποίησης. Εφόσον είναι δυνατή η έκφραση των περιορισμών αλλά και της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος του ΗΕΠ με γραμμικές σχέσεις και δεδομένου ότι θα γίνει χρήση τόσο πραγματικών μεταβλητών (π.χ. ισχύς εξόδου των μονάδων) όσο και ακέραιων δυαδικών μεταβλητών απόφασης (π.χ. λειτουργικές καταστάσεις συμβατικών μονάδων) θα ακολουθηθεί η δόμησή του σύμφωνα με μοντέλα MILP. Η δόμηση προβλημάτων βελτιστοποίησης ένταξης και λειτουργίας μονάδων παραγωγής με χρήση μοντέλων MILP συναντάται ευρέως στη βιβλιογραφία [6]-[8].

Κατά τη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ΗΕΠ ως ένα πρόβλημα MILP γίνεται χρήση των ακόλουθων συμβολισμών.

##### 1.4.2. Συμβολισμοί

###### Δείκτες

$i$	Ώρα Κατανομή
$j$	Κατανεμόμενη μονάδα συμβατικού καυσίμου
$b$	Block ισχύος

###### Δεδομένα Εισόδου-Παράμετροι

$Cap(j)$	Ονομαστική ισχύς της μονάδας $j$ (kW)
$TM(j)$	Τεχνικά Ελάχιστη παραγωγή της μονάδας $j$ (kW)
$RU(j)$	Ράμπα ανόδου της μονάδας $j$ (kW/h)
$RD(j)$	Ράμπα καθόδου της μονάδας $j$ (kW/h)
$SUR(j)$	Ρυθμός έναυσης της μονάδας $j$ (kW/h)
$SDR(j)$	Ρυθμός σβέσης της μονάδας $j$ (kW/h)
$mruntime(j)$	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας $j$ (h)
$mhold(j)$	Ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας $j$ (h)

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

$P_0(j)$	Ισχύς εξόδου της μονάδας την τελευταία ΩΚ της προηγούμενης Ημέρας Κατανομής $j$ (kW)
$st_0(j)$	Κατάσταση λειτουργίας της μονάδας $j$ την τελευταία ΩΚ της προηγούμενης ΗΚ (0,1)
$mr_{un_0}(j)$	Χρόνος λειτουργίας της μονάδας $j$ μετά την τελευταία έναυσή της (h)
$mhold_0(j)$	Χρόνος κράτησης της μονάδας $j$ μετά την τελευταία σβέση της (h)
$Must\_run(j)$	Λαμβάνει την τιμή 1 όταν η μονάδα $j$ είναι μονάδα υποχρεωτικής ένταξης (0,1)
$Tg(j,b)$	Άνω όριο του $b$ block ισχύος της μονάδας $j$ (% Cap)
$CapH(i,j)$	Τεχνικά Μέγιστη παραγωγή της μονάδας $j$ την ώρα $i$ (kW)
$P_{Load}(i)$	Πρόβλεψη φορτίου την ώρα $i$ (kW)
$P_{Wind}^f(i)$	Πρόβλεψη αιολικής παραγωγής την ώρα $i$ (kW)
$P_{PV}^f(i)$	Πρόβλεψη φωτοβολταϊκής παραγωγής την ώρα $i$ (kW)
$DownResReq(i)$	Απαίτηση κάτω στρεφόμενης εφεδρείας ενεργού ισχύος την ώρα $i$ (kW)

#### Δεδομένα Εισόδου-Σταθερές

$NT$	Συνολικός χρόνος της ΗΚ (h)
$N_{thermal}$	Αριθμός κατανεμόμενων μονάδων συμβατικού καυσίμου του συστήματος
$NB$	Αριθμός block ισχύος της καμπύλης κόστους των κατανεμόμενων μονάδων συμβατικού καυσίμου
$SSUmax_{hourly}$	Μέγιστος αριθμός επιτρεπόμενων εναύσεων συμβατικών μονάδων στη διάρκεια μιας ΩΚ
$SSUmax_{daily}$	Μέγιστος αριθμός επιτρεπόμενων εναύσεων συμβατικών μονάδων στη διάρκεια μιας ΗΚ

#### Μεταβλητές

$P(i,j)$	Ισχύς εξόδου της μονάδας $j$ την ώρα $i$ (kW)
----------	---

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

$P_g(i,j,b)$	Ισχύς εξόδου του block b της μονάδας j την ώρα i (kW)
$P_{max}(i,j)$	Μέγιστη δυνατή ισχύς εξόδου της μονάδας j την ώρα i (kW)
$P_{up}(i,j)$	Συνεισφορά σε άνω στρεφόμενη εφεδρεία της μονάδας j την ώρα i (kW)
$P_{down}(i,j)$	Συνεισφορά σε κάτω στρεφόμενη εφεδρεία της μονάδας j την ώρα i (kW)
$X_{Wind}(i)$	Περικοπές αιολικής παραγωγής την ώρα i (kW)
$UpResReq(i)$	Απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας ενεργού ισχύος την ώρα i (kW)
$P_{Therm\_Loss}(i)$	Μέγιστη πιθανή απώλεια συμβατικής παραγωγής την ώρα i (kW)
$P_{Wind\_Loss}(i)$	Μέγιστη πιθανή απώλεια αιολικής παραγωγής την ώρα i (kW)
$P_{Prod\_Loss}(i)$	Μέγιστη πιθανή απώλεια παραγωγής από κατανεμόμενη ή μη μονάδα την ώρα i (kW)
$sl_{up}(i)$	Μεταβλητή χαλάρωσης τήρησης απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία την ώρα i (kW)
$sl_{down}(i)$	Μεταβλητή χαλάρωσης τήρησης απαίτησης για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία την ώρα i (kW)
$st(i,j)$	Δυαδική μεταβλητή που λαμβάνει την τιμή 0 όταν την ώρα i η μονάδα j βρίσκεται εκτός λειτουργίας και την τιμή 1 όταν βρίσκεται σε λειτουργία
$su(i,j)$	Δυαδική μεταβλητή που λαμβάνει την τιμή 1 όταν την ώρα i η μονάδα j εκκινεί.
$sd(i,j)$	Δυαδική μεταβλητή που λαμβάνει την τιμή 1 όταν την ώρα i η μονάδα j πραγματοποιεί σβέση.
$v(i,j,b)$	Δυαδική μεταβλητή που λαμβάνει την τιμή 1 όταν η ισχύς εξόδου της μονάδας j την ώρα i έχει υπερβεί το block ισχύος b.

Όλες οι παραπάνω μεταβλητές μπορούν να λάβουν μόνο μη αρνητικές τιμές.

#### 1.4.3. Αντικειμενική Συνάρτηση

Όπως έχει αναφερθεί ο ΗΕΠ έχει τρεις βασικούς στόχους, που θα αποτελέσουν τους άξονες βελτιστοποίησης του προβλήματος. Αρχικά, τίθεται η ασφαλής και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος που είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την ικανότητά του να αντιμετωπίζει απρόσμενα συμβάντα όπως η απώλεια παραγωγικού δυναμικού ή φορτίου λόγω βλάβης. Αυτό επιτυγχάνεται με την διατήρηση εφεδρειών ενεργού ισχύος, η παραβίαση των οποίων συνδέεται με ένα εικονικό κόστος. Ακόμη, βασική επιδίωξη του

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

ΗΕΠ αποτελεί η μεγιστοποίηση της απορροφόμενης ενέργειας από ΑΠΕ ή ισοδύναμα η ελαχιστοποίηση των περικοπών διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ. Στην αντικειμενική συνάρτηση ο παράγοντας αυτός προστίθεται επίσης με ένα εικονικό κόστος περικοπών αιολικής ισχύος [9]-[11]. Τέλος, η αντικειμενική συνάρτηση περιλαμβάνει το συνολικό κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Έχοντας ως χρονικό ορίζοντα βελτιστοποίησης μια ΗΚ το πρόβλημα της ένταξης και λειτουργίας των μονάδων του συστήματος ΜΔΝ βελτιστοποιείται ελαχιστοποιώντας την αντικειμενική συνάρτηση.

$$\min\{C_{operation}^{Thermal\_Units} + C_{start\_up}^{Thermal\_Units} + C_{slacks}\} \quad (1.1)$$

Όπου:

$C_{operation}^{Thermal\_Units}$  : Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων

$C_{start\_up}^{Thermal\_Units}$  : Το κόστος έναυσης των θερμικών μονάδων

$C_{slacks}$  : Το εικονικό κόστος παραβίασης των περιορισμών του προβλήματος

Η ιεράρχηση που προτείνεται για τα κόστη των μεταβλητών χαλάρωσης των περιορισμών του προβλήματος είναι η παρακάτω :

$$\Phi_{wind} \leq \Phi_{spin\_down} \leq \Phi_{spin\_up} \quad (1.2)$$

Όπου:

$\Phi_{wind}$  : Συντελεστής ποινής περικοπών αιολικής ενέργειας

$\Phi_{spin\_down}$  : Συντελεστής ποινής παραβίασης απαίτησης κάτω στρεφόμενης εφεδρείας

$\Phi_{spin\_up}$  : Συντελεστής ποινής παραβίασης απαίτησης πάνω στρεφόμενης εφεδρείας

#### 1.4.4. Περιορισμοί Προβλήματος

##### Ισοζύγιο ισχύος

Κάθε ΩΚ πρέπει να τηρείται το ισοζύγιο ισχύος, δηλαδή το άθροισμα της ισχύος εξόδου των συμβατικών μονάδων του συστήματος και της απορροφόμενης αιολικής και φωτοβολταϊκής ισχύος πρέπει να ισούται με τη ζήτηση του συστήματος.

$$\sum_{j=1}^{N_{thermal}} P(i, j) + P_{Wind}^f(i) - X_{Wind}(i) + P_{PV}^f(i) = P_{Load}(i), \quad \forall i \quad (1.3)$$

### Μεταβολή κατάστασης λειτουργίας των συμβατικών μονάδων

- Καμία μονάδα δεν μπορεί να κάνει ταυτόχρονα έναυση και σβέση

$$su(i, j) + sd(i, j) \leq 1 \quad (1.4)$$

- Κάθε έναυση ή σβέση μονάδας συνεπάγεται μεταβολή της κατάστασης λειτουργίας της

$$su(i, j) - sd(i, j) = st(i, j) - st(i - 1, j) \quad (1.5)$$

### Περιορισμοί ελάχιστων χρόνων λειτουργίας και κράτησης συμβατικών μονάδων

- Περιορισμός ελαχίστου χρόνου λειτουργίας

Ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας διασφαλίζεται ως εξής:

$$\sum_{t=i}^{i+mrun(j)-1} st(t, j) \geq mrun(j) * su(i, j) \quad (1.6)$$

Η σχέση (1.6) εξαναγκάζει την μονάδα  $j$  να παραμείνει σε λειτουργία για τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας της, από τη στιγμή αυτή τεθεί σε λειτουργία, για όλα τα πιθανά σύνολα συνεχών ωρών κατανομής μεγέθους  $mrun(j)$ .

- Περιορισμός ελαχίστου χρόνου κράτησης

Ο ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας διασφαλίζεται ως εξής:

$$\sum_{t=i}^{i+mhold(j)-1} (1 - st(t, j)) \geq mhold(j) * sd(i, j) \quad (1.7)$$

Η σχέση (1.7) εξαναγκάζει την μονάδα  $j$  να παραμείνει σε κράτηση για τον ελάχιστο χρόνο κράτησής της, από τη στιγμή που αυτή σβήνει, για όλα τα πιθανά σύνολα συνεχών ωρών κατανομής μεγέθους  $mhold(j)$ .

### Ισχύς εξόδου συμβατικών μονάδων- Παραγόμενη ισχύς από κάθε block ισχύος της γραμμικοποιημένης καμπύλης μεταβλητού κόστους

Το κόστος λειτουργίας μιας συμβατικής μονάδας εξαρτάται από το επίπεδο της παραγωγής της, αφού τόσο η κατανάλωση καυσίμου όσο και οι εκπομπές CO<sub>2</sub> είναι ανάλογα της παραγωγής της. Ο προσδιορισμός του μεταβλητού κόστους κατανάλωσης καυσίμου και εκπομπών CO<sub>2</sub> για κάθε παραγόμενη ισχύ ανάμεσα στην TE παραγωγή μέχρι και την ονομαστική ισχύ μιας μονάδας γίνεται μέσω της καμπύλης μεταβλητού κόστους των μονάδων. Η καμπύλη αυτή είναι εν γένει μη γραμμική, με αποτέλεσμα η

λειτουργία των μονάδων να μην είναι εξίσου οικονομική σε όλο το εύρος των επιπέδων παραγωγής της. Η απαίτηση του Κώδικα ΜΔΝ για ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων καθιστά επομένως τον προσδιορισμό της ισχύος εξόδου των συμβατικών μονάδων έναν παράγοντα βελτιστοποίησης.

Η μη γραμμικότητα της καμπύλης μεταβλητού κόστους των συμβατικών μονάδων συνεπάγεται επίσης, προκειμένου να είναι δυνατή η συμπερίληψή της στο μοντέλο MILP, την ανάγκη γραμμικοποίησής της, της έκφρασής της δηλαδή με μια γραμμικά τμηματική καμπύλη τα γραμμικά τμήματα της οποίας προσεγγίζουν κατά το δυνατό την αρχική μη γραμμική καμπύλη. Η γραμμικοποιημένη καμπύλη μεταβλητού κόστους αποτελείται από έναν αριθμό γραμμικών τμημάτων, ή ισοδύναμα block ισχύος, τα οποία είναι τόσα όσα απαιτείται ώστε η κλίση των τμημάτων αυτών να πλησιάζει το αντίστοιχο τμήμα της αρχικής καμπύλης [5].

Σύμφωνα με τα παραπάνω, όταν μια μονάδα βρίσκεται σε λειτουργία η ισχύς εξόδου της ισούται με το άθροισμα της ΤΕ ισχύος εξόδου της και της ισχύος που παράγεται από κάθε block ισχύος της μονάδας, το οποίο σχετίζεται με ένα διαφορετικό μεταβλητό κόστος [5].

$$P(i, j) = TM(j) * st(i, j) + \sum_{b=1}^{NB} Pg(i, j, b) \quad (1.8)$$

$$Pg(i, j, b) \geq (Cap(j) * Tg(j, b) - Cap(j) * Tg(j, b - 1)) * v(i, j, b) \quad (1.9)$$

$$Pg(i, j, b) \leq (Cap(j) * Tg(j, b) - Cap(j) * Tg(j, b - 1)) * v(i, j, b - 1) \quad (1.10)$$

Η παραγωγή κάθε block ισχύος ρυθμίζεται από τις σχέσεις (1.9)-(1.10) που προκύπτουν από την ανάγκη για τμηματική γραμμικοποίηση της καμπύλης μεταβλητού κόστους της μονάδας j. Σύμφωνα με τις σχέσεις αυτές ένα block ισχύος έχει έξοδο μεγαλύτερη του μηδενός μόνο όταν έχει ξεπεραστεί το προηγούμενο block ισχύος (μεταβλητή  $v(i, j, b-1)$ ) και λαμβάνει τη μέγιστη τιμή εξόδου του, ίση με τη διαφορά του άνω ορίου του block αυτού μείον την αντίστοιχη του προηγούμενου θέτοντας τιμή ένα στην μεταβλητή  $v(i, j, b)$ .

### Περιορισμοί μέγιστης ισχύος εξόδου συμβατικών μονάδων για μια ΩΚ

Η ισχύς εξόδου μιας συμβατικής μονάδας περιορίζεται, πέρα από την τεχνικά μέγιστη παραγωγή της, από τους ρυθμούς έναυσης, σβέσης και ανόδου της. Έτσι έχουμε τους ακόλουθους περιορισμούς :

$$P_{\max}(i, j) \leq CapH(i, j) * st(i, j) \quad (1.11)$$

Από τη σχέση αυτή προκύπτει ότι η μέγιστη ισχύς εξόδου μιας μονάδας είναι μηδέν όταν η μονάδα είναι σβηστή ενώ δεν μπορεί να ξεπερνά την τεχνικά μέγιστη παραγωγή της όταν βρίσκεται σε λειτουργία. Πρέπει να σημειωθεί ότι η τεχνικά μέγιστη ισχύς μιας μονάδας δύναται να διαφέρει από την ονομαστική της ισχύ. Για το λόγο αυτό η δόμηση του προβλήματος περιλαμβάνει την παράμετρο  $CapH(i, j)$  η οποία αντιπροσωπεύει την τεχνικά μέγιστη ισχύ εξόδου μιας μονάδας και εν γένει λαμβάνει διαφορετική τιμή από



#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

αυτή της ονομαστικής ισχύος της μονάδας ενώ διαφοροποιείται μεταξύ χειμερινών και θερινών μηνών.

$$P_{max}(i, j) \leq [ P(i - 1, j) + RU(j) ] * st(i - 1, j) + su(i, j) * SUR(j) \quad (1.12)$$

Η σχέση (12) θέτει τους περιορισμούς από τους μέγιστους ρυθμούς ανόδου, έναυσης και σβέσης, σύμφωνα με τους οποίους η ισχύς εξόδου μιας μονάδας που βρίσκεται σε λειτουργία δεν μπορεί να ξεπερνά την ισχύ εξόδου της προηγούμενης ώρας περισσότερο από την ωριαία ράμπα ανόδου της μονάδας, όταν αυτή ήταν ενταγμένη και την προηγούμενη ώρα, από τον ρυθμό έναυσης της μονάδας, όταν εκκινεί την ώρα αυτή, ή τον ρυθμό σβέσης όταν έχει προγραμματιστεί σβέση της την επόμενη ώρα.

Τελικά η ισχύς εξόδου μιας μονάδας κάθε ΩΚ πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με τη μέγιστη επιτρεπόμενη για την ώρα αυτή :

$$P(i, j) \leq P_{max}(i, j) \quad (1.13)$$

#### Περιορισμοί ελάχιστης ισχύος εξόδου συμβατικών μονάδων για μια ΩΚ

Κατά αντιστοιχία με προηγουμένως η ισχύς εξόδου μιας μονάδας περιορίζεται από την ΤΕ παραγωγή της και παράλληλα από τη ράμπα καθόδου της και τον ρυθμό σβέσης της.

$$P(i, j) \geq TM(j) * st(i, j) \quad (1.14)$$

$$P(i - 1) - P(i, j) \leq RD(j) * st(i, j) + SDR(j) * sd(i, j) \quad (1.15)$$

#### Περιορισμοί ταυτόχρονης έναυσης συμβατικών μονάδων

Διακρίνονται δύο περιπτώσεις περιορισμών σχετιζόμενων με τις ταυτόχρονες εναύσεις συμβατικών μονάδων.

- Περιορισμός ταυτόχρονων εναύσεων στην διάρκεια μιας ΩΚ

$$\sum_{j=1}^{N_{thermal}} su(i, j) \leq SSU_{max_{hourly}} \quad (1.16)$$

- Περιορισμός ταυτόχρονων εναύσεων στην διάρκεια μιας ΗΚ

$$\sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^{N_{thermal}} su(i, j) \leq SSU_{max_{daily}} \quad (1.17)$$

#### Περιορισμός κατανεμόμενων μονάδων υποχρεωτικής λειτουργίας

Σε ορισμένα συστήματα ΜΔΝ παρουσιάζεται η ανάγκη για μια ή και περισσότερες μονάδες υποχρεωτικής ένταξης (must-run), δηλαδή για μονάδες οι οποίες είναι εξαναγκασμένες σε λειτουργία ολόκληρη την ΗΚ για συγκεκριμένες χρονικές περιόδους που παρουσιάζουν ειδικές συνθήκες. Ο παραπάνω περιορισμός συμπεριλαμβάνεται στη δόμηση του ΗΕΠ μέσω της σχέσης :

$$\sum_{i=1}^{NT} st(i, j) = NT, \forall j \in Must\_run(j) = 1 \quad (1.18)$$

### Περιορισμός περικοπών αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής

$$P_{Wind}^f(i) - X_{Wind}(i) \geq 0 \quad (1.19)$$

Σύμφωνα με τη σχέση αυτή οι περικοπές αιολικής παραγωγής δεν μπορούν να λάβουν τιμή μεγαλύτερη από την εκάστοτε πρόβλεψη παραγωγής τους.

### Περιορισμοί διατήρησης εφεδρειών ενεργού ισχύος

- Συνεισφορά συμβατικών μονάδων σε άνω στρεφόμενη εφεδρεία ενεργού ισχύος

$$P\_up(i, j) = CapH(i, j) - P(i, j) \quad (1.20)$$

Στα πλαίσια του απλουστευμένου ΗΕΠ θεωρούμε ότι κάθε συμβατική μονάδα μπορεί να αποδώσει την διαφορά της τεχνικά μέγιστης ισχύος εξόδου της μια ΩΚ και της προγραμματισμένης ισχύος εξόδου της την ίδια ώρα ως άνω στρεφόμενη εφεδρεία.

- Συνεισφορά συμβατικών μονάδων σε κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ενεργού ισχύος

$$P\_down(i, j) = P(i, j) - TM(j) \quad (1.21)$$

Αντίστοιχα, η δυνατότητα παροχής κάτω στρεφόμενης εφεδρείας δίνεται από την διαφορά της προγραμματισμένης ισχύος εξόδου της μονάδας για μια ΩΚ και της τεχνικά ελάχιστης ισχύος εξόδου της.

Οι παραπάνω παραδοχές αποτελούν μια σημαντική διαφοροποίηση του απλουστευμένου ΗΕΠ από το πλήρες πρόβλημα ΚΗΕΠ, όπως αυτό περιγράφεται στον Κώδικα ΜΔΝ, καθώς στο δεύτερο υπάρχει διάκριση μεταξύ των εφεδρειών ανάλογα με τον χρόνο απόκρισης που απαιτείται. Κατά συνέπεια στον πλήρη ΚΗΕΠ η δυνατότητα κάθε μονάδας για παροχή εφεδρείας (πρωτεύουσας, δευτερεύουσας, τριτεύουσας) συνδέεται με την ικανότητα της μονάδας να αποδώσει ή να μειώσει την επιπρόσθετη ισχύ της μέσα σε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Η ικανότητα αυτή δεν είναι γνωστή για τις περισσότερες μονάδες που συμμετέχουν σε συστήματα ΜΔΝ και για το λόγο αυτό η πλήρης θεώρηση των εφεδρειών δεν είναι εφικτή στα πλαίσια του απλουστευμένου ΗΕΠ. Παρόλα αυτά η προσέγγιση που ακολουθείται παρέχει ένα καλό μέτρο εκτίμησης της διαθέσιμης εφεδρείας ενεργού ισχύος του συστήματος και επιτρέπει την συνεκτίμηση της απαίτησης για εφεδρείες και άρα για ασφαλή λειτουργία του συστήματος στο πρόβλημα του ΗΕΠ.

- Τήρηση απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία ενεργού ισχύος

Δεδομένης μιας απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία, η διαμόρφωση της οποίας αποτελεί αντικείμενο διερεύνησης της παρούσας εργασίας, το άθροισμα των δυνατοτήτων παροχής εφεδρειών των συμβατικών μονάδων που βρίσκονται σε

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

λειτουργία, όπως αυτές υπολογίστηκαν παραπάνω, πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με την απαίτηση αυτή.

$$UpResReq(i) \leq \sum_{j=1}^{N_{thermal}} (P_{up}(i,j)) + sl_{up}(i) \quad (1.22)$$

- Τήρηση Απαίτησης για Κάτω στρεφόμενη εφεδρεία Ενεργού Ισχύος

Αντίστοιχα όσον αφορά την κάτω στρεφόμενη εφεδρεία έχουμε :

$$DownResReq(i) \leq \sum_{j=1}^{N_{thermal}} (P_{down}(i,j)) + sl_{down}(i) \quad (1.23)$$

Οι όροι  $sl_{up}(i)$ ,  $sl_{down}(i)$  αποτελούν μεταβλητές χαλάρωσης και εισάγονται ώστε να υπάρχει η δυνατότητα παραβίασης των αντίστοιχων απαιτήσεων σε περίπτωση που είναι αδύνατο να ευρεθεί λύση που να ικανοποιεί τους περιορισμούς αυτούς. Οι μεταβλητές χαλάρωσης συνδέονται με εικονικά κόστη ( $\Phi_{spin\_up}$ ,  $\Phi_{spin\_down}$ ) και συμπεριλαμβάνονται στην αντικειμενική συνάρτηση. Με τον τρόπο αυτό είναι μεν εφικτή η παραβίαση για λόγους δυνατότητας επίλυσης του προβλήματος αλλά κάθε παραβίαση αυξάνει το κόστος της αντικειμενικής συνάρτησης και συνεπώς αποθαρρύνεται [7].

#### 1.4.5. Διαμόρφωση απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος

##### Αντιστοιχία με πλήρες πρόβλημα ΚΗΕΠ

Σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ οι απαιτήσεις των εφεδρειών ενεργού ισχύος προσδιορίζονται με σκοπό να διασφαλίζεται η ικανότητα επαρκούς ρύθμισης του συστήματος ΜΔΝ κάθε ΩΚ έναντι [2]:

- Των απρόβλεπτων γεγονότων απώλειας παραγωγικού δυναμικού των κατανεμόμενων μονάδων και ιδίως της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής κατανεμόμενης μονάδας που εντάσσεται για λειτουργία (κριτήριο N-1)
- Το ενδεχόμενο απώλειας μέρους της προγραμματισμένης για απορρόφηση παραγωγής μη κατανεμόμενων ΑΠΕ λόγω απρόβλεπτων γεγονότων
- Της απρόβλεπτης διακύμανσης του φορτίου και των σφαλμάτων στην πρόβλεψη της ωριαίας ζήτησης που εκφράζονται ως ποσοστό της ωριαίας ζήτησης.
- Της μεταβλητότητας της ενέργειας των μη κατανεμόμενων ΑΠΕ
- Της μη απρόβλεπτης απώλειας φορτίου λόγω σφάλματος

Καθένα από τα παραπάνω γεγονότα δημιουργεί στιγμιαία διαταραχή του ισοζυγίου ισχύος η οποία οδηγεί σε μια απόκλιση της συχνότητας του ΣΗΕ από τη συχνότητα αναφοράς. Η απόκλιση αυτή διατηρείται εντός συγκεκριμένων ορίων με τη δράση της πρωτεύουσας ρύθμισης που ενεργοποιείται άμεσα μετά την εκδήλωση του γεγονότος που την προκάλεσε, ενώ μηδενίζεται μέσω της δευτερεύουσας ρύθμισης που ενεργοποιείται στο διάστημα που ακολουθεί. Στόχος της τριτεύουσας ρύθμισης είναι η επαναφορά των επιπέδων της δευτερεύουσας ρύθμισης εφόσον αυτά έχουν μεταβληθεί από προηγούμενη δράση της.

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

Ειδικότερα, στο πλήρες πρόβλημα ορίζονται οι τρεις περιπτώσεις εφεδρειών ενεργού ισχύος, ανάλογα με τον μέγιστο δυνατό χρόνο απόκρισής τους [2].

- Εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης

Ως πρωτεύουσα ρύθμιση ορίζεται η αυτόματη διορθωτική λειτουργία των ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής μέσω ρυθμιστών ενεργού ισχύος, όπως ο ρυθμιστής στροφών ή συστήματα ηλεκτρονικών ισχύος, στις αποκλίσεις της συχνότητας του δικτύου από τη συχνότητα αναφοράς, με την οποία επιδιώκεται η εξισορρόπηση της συνολικής παραγωγής με την συνολική ζήτηση ενέργειας. Ο χρόνος για την πρωτεύουσα ρύθμιση δεν μπορεί να υπερβαίνει τα 15 δευτερόλεπτα από την εκδήλωση της διαταραχής της συχνότητας. Η ρύθμιση αυτή εν γένει δεν επαναφέρει την συχνότητα στο επίπεδο της συχνότητας αναφοράς. Η αυτόματη μεταβολή της παραγόμενης ενεργού ισχύος κάθε μονάδας εντός του χρόνου πρωτεύουσας ρύθμισης, για τη μέγιστη επιτρεπόμενη απόκλιση της συχνότητας εντός του χρόνου αυτού, αποτελεί την εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης της μονάδας. Κάθε μονάδα, ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της, πρέπει να δύναται να διατηρεί το επίπεδο παραγωγής ενεργού ισχύος της, ανάλογα με την τιμή της απόκλισης της συχνότητας, τουλάχιστον για 15 λεπτά από την εκδήλωση της διαταραχής.

- Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης

Ως δευτερεύουσα ρύθμιση ορίζεται η Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (AGC) μέσω της οποίας ρυθμίζεται η παραγωγή ενεργού ισχύος των μονάδων με στόχο την ελαχιστοποίηση της απόκλισης συχνότητας, δηλαδή του σφάλματος συχνότητας που έχει μείνει από την πρωτεύουσα ρύθμιση. Ο χρόνος δευτερεύουσας ρύθμισης δεν μπορεί να υπερβαίνει τα 5 λεπτά από την ενεργοποίησή της. Το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης ενεργού ισχύος της μονάδας, με συγκεκριμένο ρυθμό μέσω τηλερυθμίστης της από το AGC ώστε να πραγματοποιείται η δευτερεύουσα ρύθμιση, υπό την προϋπόθεση ότι αυτό το περιθώριο μεταβολής είναι πλήρως διαθέσιμο εντός του χρόνου δευτερεύουσας ρύθμισης και διατηρείται για χρονικό διάστημα τουλάχιστον 20 λεπτών, ορίζεται ως εφεδρεία δευτερεύουσας ρύθμισης της μονάδας.

- Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης

Ως τριτεύουσα ρύθμιση ορίζεται η ρύθμιση (με έκδοση εντολών κατανομής) η οποία λαμβάνει χώρα περιοδικά, προκειμένου να αποκατασταθεί το συντομότερο δυνατό το επίπεδο δευτερεύουσας ρύθμισης, με μέγιστο χρόνο απόκρισης, από τη στιγμή της έκδοσης των εντολών κατανομής, τα 7 λεπτά. Το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης ενεργού ισχύος κάθε μονάδας σε χρονικό διάστημα 15 λεπτών μετά από σχετική εντολή ώστε να πραγματοποιηθεί η τριτεύουσα ρύθμιση αποτελεί την εφεδρεία τριτεύουσας ρύθμισης της μονάδας, και καθορίζεται βάσει των ρυθμών ανόδου και καθόδου της παραγωγής κάθε μονάδας. Η μονάδα θα πρέπει να είναι σε θέση να διατηρήσει τη μεταβολή αυτή της ισχύος της τουλάχιστον για 4 ώρες από τη λήψη της ΕΚ.

Καθένα από τα γεγονότα έναντι των οποίων τηρείται εφεδρεία ενεργού ισχύος έχει διαφορετικό χρονικό ορίζοντα εμφάνισης αλλά και διαφορετική έκταση και συνεπακόλουθα επίπτωση στην συχνότητα ΣΗΕ και άρα πρέπει να καλύπτεται από τις αντίστοιχες ικανότητες εφεδρειών των μονάδων του συστήματος. Για παράδειγμα, η

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

απώλεια παραγωγικού δυναμικού πρέπει να καλύπτεται από την πρωτεύουσα ρύθμιση ενώ οι μεταβλητότητες στη ζήτηση είναι δυνατό να καλυφθούν από τη δευτερεύουσα. Από το παραπάνω συμπεραίνεται ότι η διαμόρφωση των απαιτήσεων εφεδρειών στο πλήρες πρόβλημα ΚΗΕΠ γίνεται κατά τέτοιο τρόπο ώστε η ικανότητα του συστήματος για καθεμία από τις παραπάνω ρυθμίσεις να καλύπτει τα αντίστοιχα ενδεχόμενα που απαιτούν τη δράση της.

Όπως έχει αναφερθεί, για τις περισσότερες θερμικές μονάδες που συμμετέχουν σε συστήματα ΜΔΝ δεν υπάρχει αξιόπιστη γνώση της ικανότητάς τους για πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση και συνεπακόλουθα δεν δύναται να υπολογιστούν οι παρεχόμενες εφεδρείες πρωτεύουσας και δευτερεύουσας ρύθμισης τους, όπως αυτές ορίστηκαν ανωτέρω, καθώς δεν επαρκεί η γνώση του επιπέδου παραγωγής τους. Για το λόγο αυτό, στα πλαίσια του απλουστευμένου ΗΕΠ έγινε η θεώρηση, για κάθε μονάδα που είναι ενταγμένη μια ΩΚ, μιας παρεχόμενης άνω στρεφόμενης εφεδρείας, υπολογιζόμενη από το επίπεδο παραγωγής της μονάδας και την τεχνικά μέγιστη ισχύ εξόδου της, και μιας παρεχόμενης κάτω στρεφόμενης εφεδρείας, υπολογιζόμενη από το επίπεδο παραγωγής της μονάδας και την ΤΕ ισχύ εξόδου της. Με βάση την παραπάνω θεώρηση, στον απλουστευμένο ΗΕΠ προκύπτει επίσης η ανάγκη διαμόρφωσης μιας συνολικής απαίτησης, για άνω και κάτω αντίστοιχα, στρεφόμενης εφεδρείας, χωρίς τη διάκριση μεταξύ πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας ρύθμισης. Η απαίτηση αυτή πρέπει να ανταποκρίνεται στις βασικές αρχές του Κώδικα για ασφαλή λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ, παρά την αδυναμία κάλυψης των διακριτών απαιτήσεων εφεδρείας που θα εμφανίζονταν στο πλήρες πρόβλημα ΚΗΕΠ αθροιστικά, με μια συνολική απαίτηση.

Επομένως, ζητούμενο είναι ο προσδιορισμός μιας συνολικής απαίτησης για στρεφόμενη εφεδρεία η οποία να εξασφαλίζει την ασφάλεια και την αξιοπιστία του συστήματος σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης, χωρίς να επιβαρύνει όμως το σύστημα με μη υλοποιήσιμες πρακτικά ανάγκες εφεδρειών. Αρχικά θα γίνει διάκριση μεταξύ των γεγονότων που απαιτούν άνω στρεφόμενη εφεδρεία από αυτά που απαιτούν κάτω στρεφόμενη εφεδρεία. Η απώλεια παραγωγικού δυναμικού, είτε της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής κατανεμόμενης μονάδας είτε της μη εγγυημένης παραγωγής από μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ καθώς και οι θετικές μεταβλητότητες της ζήτησης και οι αρνητικές μεταβλητότητες της παραγωγής από μη κατανεμόμενες ΑΠΕ καλύπτονται από άνω στρεφόμενη εφεδρεία. Αντίθετα η απώλεια φορτίου, οι αρνητικές μεταβλητότητες ζήτησης και οι θετικές μεταβλητότητες παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ καλύπτονται από κάτω στρεφόμενη εφεδρεία.

Στην προκείμενη ανάλυση θα γίνει η παραδοχή ότι τα σφάλματα πρόβλεψης ενσωματώνονται στις αντίστοιχες μεταβλητότητες ενώ συνολικά εκφράζονται ως διακυμάνσεις του φορτίου και υπολογίζονται ως ποσοστά της εκάστοτε ωριαίας ζήτησης. Επίσης, εφόσον θα τηρηθεί εφεδρεία ικανή να καλύψει εξολοκλήρου την απώλεια της μη εγγυημένης παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και η απαίτηση εφεδρείας κινείται σε υψηλές τιμές μπορεί να θεωρηθεί ότι οι μεταβλητότητες της παραγωγής μη κατανεμόμενων ΑΠΕ καλύπτονται επαρκώς χωρίς να υπάρχει ανάγκη τήρησης πρόσθετων ποσοτήτων εφεδρείας για τους παράγοντες αυτούς.

Ακολουθεί η διαμόρφωση των απαιτήσεων για άνω και κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ενεργού ισχύος όπως θα ενταχθούν στην τελική διατύπωση του απλουστευμένου ΗΕΠ και στηριζόμενες στις παραδοχές που προηγήθηκαν[12],[13].

### Απαίτηση Άνω Στρεφόμενης Εφεδρείας Ενεργού Ισχύος

Τηρείται άνω στρεφόμενη εφεδρεία για την πιθανότητα απώλειας είτε της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής κατανεμόμενης μονάδας που είναι ενταγμένη, σύμφωνα με το κριτήριο N-1, είτε της μη εγγυημένης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Η απαίτηση αυτή προσαυξάνεται ώστε να καλύπτει επιπρόσθετα τις θετικές διακυμάνσεις του φορτίου, οι οποίες εκφράζονται συνολικά ως ποσοστό  $\alpha(\%)$  της ωριαίας ζήτησης.

$$UpResReq(i) = \max\{P_{Therm\_Loss}(i), P_{Wind\_Loss}(i)\} + \alpha * P_{Load}(i) \quad (1.24)$$

Όπου:

$$P_{Therm\_Loss}(i) = \max\{CapH(i, j) * st(i, j)\} \quad (1.25)$$

$$P_{Wind\_Loss}(i) = (1 - guar_{pw}) * (P_W^f(i) - X_W(i)) \quad (1.26)$$

### Απαίτηση Κάτω Στρεφόμενης Εφεδρείας Ενεργού Ισχύος

Στα πλαίσια του απλουστευμένου ΗΕΠ λαμβάνεται ως απαίτηση για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ένα ποσοστό  $b(\%)$  επί της ωριαίας ζήτησης, το οποίο στοχεύει να καλύψει τόσο τις ανάγκες που προκύπτουν από την αρνητική μεταβλητότητα του φορτίου όσο και αυτές που θα προέκυπταν από ενδεχόμενη απώλεια μέρους της συνολικής ζήτησης.

$$DownResReq(i) = b * P_{Load}(i) \quad (1.27)$$

Σημειώνεται ότι εφόσον κατά τη ΛΠΧ προκύψει ανάγκη περαιτέρω αρνητικής εφεδρείας από την τηρούμενη, θεωρείται ότι οι συμβατικές μονάδες του συστήματος ΜΔΝ δύνανται να λειτουργήσουν στιγμιαία σε ισχύ κάτω της τεχνικά ελάχιστης τους, έως ότου επιλυθεί το σφάλμα στο Δίκτυο ή απενταχθεί μονάδα. Παράλληλα κατά τη διάρκεια ενός τέτοιου συμβάντος, και εφόσον υπάρχει διαθέσιμη αιολική παραγωγή, αυτή μπορεί να περιοριστεί (περικοπεί) μέσω επικαιροποιημένου set-point, ώστε να μειωθεί η συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της έκτακτης κατάστασης.

#### 1.4.6. Περιθώρια διείσδυσης Αιολικής Παραγωγής

Στα περισσότερα συστήματα ΜΔΝ το εγκατεστημένο δυναμικό μονάδων ΑΠΕ επιτρέπει την επίτευξη υψηλών διεισδύσεων παραγωγής ΑΠΕ. Παρά το γεγονός ότι επιδιώκεται η μεγιστοποίηση της απορρόφησης της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, αυτή πρέπει να γίνεται στο βαθμό που είναι τεχνικά επιτρεπτό. Πιο συγκεκριμένα, η ισχύς εξόδου των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ δύναται να ελέγχεται από την εφαρμογή λειτουργικών περιορισμών που προκύπτουν από τεχνικούς λόγους συνδεδεμένους με τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων του συστήματος. Τα φωτοβολταϊκά εξαιρούνται, εν γένει, από την επιβολή λειτουργικών περιορισμών, με την παραγωγή τους να μπορεί να θεωρηθεί μέρος

#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

του φορτίου. Αντίθετα, στην ισχύ εξόδου των Α/Π επιβάλλονται δύο ειδών λειτουργικοί περιορισμοί διείσδυσης, ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου και ο δυναμικός περιορισμός. Δεδομένης της ένταξης των μονάδων, όπως αυτή προκύπτει από την επίλυση του ΗΕΠ, υπολογίζονται οι δύο περιορισμοί αυτοί, που εκφράζουν τελικά το περιθώριο διείσδυσης αιολικής παραγωγής κάθε ΩΚ.

Ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου αντικατοπτρίζει την απαίτηση η απορροφώμενη αιολική παραγωγή να μην ξεπερνά την εναπομένουσα προς κάλυψη ζήτηση όταν από αυτή αφαιρεθεί η ισχύς που καλύπτεται απαραίτητως από το άθροισμα των ισχύων ΤΕ των ενταγμένων συμβατικών μονάδων και η απορροφώμενη φωτοβολταϊκή ισχύς. Περιγράφεται από την παρακάτω σχέση:

$$P_{WmaxT}(i) = P_{Load}(i) - P_{PV}^f(i) - \sum_{j=1}^{N_{thermal}} TM(j) * st(i,j) \quad (1.28)$$

Ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης προκύπτει από την αναγκαιότητα ύπαρξης δυναμικού ενταγμένων συμβατικών μονάδων ικανού να ανταπεξέλθει σε απότομη απώλεια της μη εγγυημένης αιολικής ισχύος και υπολογίζεται ως ποσοστό επί της εκάστοτε ισχύος του φορτίου [9]:

$$P_{WmaxD}(i) = c_D * P_{Load}(i) \quad (1.29)$$

Η τιμή του συντελεστή που καθορίζει το ανωτέρω αποδεκτό όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος,  $c_D$ , εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά του συστήματος ΜΔΝ, όπως είναι το μέγεθός του και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων που λειτουργούν στο σύστημα. Τυπικά, λαμβάνει τιμές της τάξεως του 30-35%, με το κατώτερο όριο να εφαρμόζεται κατά κύριο λόγο σε μικρού μεγέθους συστήματα και το ανώτατο σε πιο μεγάλα νησιά.

Βάση των περιορισμών αυτών και λαμβάνοντας υπόψη την συνολικά εγκατεστημένη αιολική ισχύ του ΜΔΝ συστήματος υπολογίζεται το set-point για το σύνολο των Α/Π του νησιού,  $P_{Wmax}$ , που εκφράζει τη μέγιστη δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος για μια ΩΚ.

$$P_{Wmax}(i) = \min\{P_{WmaxT}(i), P_{WmaxD}(i), P_{Winstalled}\} \quad (1.30)$$

Το άνω όριο διείσδυσης αιολικής παραγωγής που υπολογίζεται παραπάνω κατανέμεται στο σύνολο των Α/Π του συστήματος αναλογικά προς την εγκατεστημένη ισχύ τους [9].

Ο καθιερωμένος τρόπος εκτίμησης του περιθωρίου διείσδυσης αιολικής παραγωγής ενός συστήματος ΜΔΝ συνίσταται στον υπολογισμό των Συμβατικών Ανηγμένων Ωρών Λειτουργίας (ΣΑΩΛ) για το σύνολο των Α/Π του. Οι ΣΑΩΛ προκύπτουν ως το πηλίκο της μέγιστης δυνατής ετήσιας αιολικής παραγωγής  $E_{Wmax}$ , η οποία αποτελεί ουσιαστικά το άθροισμα των ωριαίων δυνατοτήτων απορρόφησης αιολικής ισχύος, προς την συνολικά εγκατεστημένη αιολική ισχύ και εκφράζουν τον ισοδύναμο χρόνο λειτουργίας του

συνόλου των Α/Π του συστήματος ΜΔΝ στην πλήρη ισχύ τους ώστε να παραχθεί η ίδια συνολική ενέργεια  $E_{Wmax}$  [14].

$$E_{Wmax} = \sum_{i=1}^{8760} P_{Wmax}(i) \quad (1.31)$$

$$\Sigma A\Omega\Lambda = \frac{E_{Wmax}}{P_{Winstalled}} \quad (1.32)$$

#### 1.4.7. Προσομοίωση Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου

Η επίλυση του απλουστευμένου ΗΕΠ, όπως έχει αναφερθεί, έχει ως αποτελέσματα τον αρχικό προγραμματισμό της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, τόσο σε επίπεδο ένταξης όσο και σε επίπεδο ισχύος εξόδου, καθώς και μια ενδεικτική δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής. Ωστόσο, η τελική λειτουργία του συστήματος διαμορφώνεται κατά τα επόμενα στάδια του ενδοημερήσιου προγραμματισμού και συγκεκριμένα από τα ΠΚ και το RTD που πραγματοποιείται κατά τη ΛΠΧ. Εφόσον στην παρούσα ανάλυση δεν μπορούν να ληφθούν υπόψη τα επικαιροποιημένα στοιχεία από την λειτουργία του συστήματος ή οι προβλέψεις και τα σχετικά σφάλματά τους που διαφοροποιούνται όσο βρισκόμαστε πιο κοντά στον χρονικό ορίζοντα επίλυσης του προβλήματος, στοιχεία στα οποία βασίζεται η εκπόνηση των ΠΚ, ο κύριος παράγοντας ο οποίος καθορίζει την τελική λειτουργία του συστήματος και τη διαφοροποιεί από τον αρχικό προγραμματισμό που έχει προκύψει από τον ΗΕΠ είναι ο υπολογισμός των set-point για την αιολική παραγωγή ανά ΩΚ. Η τελική ισχύς εξόδου των Α/Π καθορίζεται κατά τη ΛΠΧ από την εφαρμογή των set-point και διαφοροποιείται από την αντίστοιχη του ΗΕΠ καθώς δεν λαμβάνει υπόψη, όπως θα εξηγηθεί, την ανάγκη διατήρησης κάτω στρεφόμενης εφεδρείας. Προκύπτει, επομένως, η ανάγκη, προκειμένου να προσεγγιστεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η τελική λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ, ιδίως όσον αφορά τα επίπεδα φόρτισης των συμβατικών μονάδων και την διείσδυση αιολικής παραγωγής, πραγματοποίησης συμπληρωματικά του ΗΕΠ και για κάθε ΩΚ της προσομοίωσης ΛΠΧ του συστήματος ΜΔΝ.

Η ΛΠΧ δομείται και επιλύεται ως ένα ανεξάρτητο πρόβλημα ανά ΩΚ με παράγοντα βελτιστοποίησης το κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, με δεδομένη την ένταξη αυτών, και με περιορισμούς αντίστοιχους με αυτούς του προβλήματος του ΗΕΠ. Εντούτοις, κατά την ΛΠΧ μπορεί να θεωρηθεί ότι βρισκόμαστε πιο κοντά χρονικά στην ΩΚ που επιλύεται με αποτέλεσμα να μην υπάρχει ανάγκη θεώρησης των σφαλμάτων πρόβλεψης της ζήτησης ή του ενδεχομένου απώλειας φορτίου και εν συνεχεία των αντίστοιχων εφεδρειών. Αυτό επιτρέπει στις συμβατικές μονάδες να ρυθμίσουν την ισχύ εξόδου τους κατά τέτοιο τρόπο ώστε να επιτρέπουν την απορρόφηση της μέγιστης τεχνικά επιτρεπτής αιολικής ισχύος, όπως αυτή έχει προκύψει από τον αλγόριθμο υπολογισμού των set-point.

Πιο συγκεκριμένα, στην προσομοίωση ΛΠΧ εισάγονται επιπρόσθετα ως δεδομένα η κατάσταση λειτουργίας των συμβατικών μονάδων και μια δεδομένη αιολική παραγωγή που δύναται να απορροφηθεί από το σύστημα κάθε ΩΚ, η οποία προκύπτει ως το ελάχιστο μεταξύ του set-point και της προβλεπόμενης αιολικής παραγωγής για τη



#### 1.4. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΛΟΥΣΤΕΥΜΕΝΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

συγκεκριμένη ΩΚ. Τελικά, ρυθμίζεται η φόρτιση των συμβατικών μονάδων του συστήματος ώστε να επιτυγχάνεται η οικονομικά βέλτιστη λειτουργία αυτών.

$$P_{Wmax,rtd}(i) = \min\{P_{Wmax}(i), P_{Wind}^f(i)\} \quad (1.33)$$

Με γνώμονα τη συνοχή μεταξύ των θεωρήσεων του ΗΕΠ, του υπολογισμού των set-point και της ΛΠΧ πρέπει στον πρώτο να συμπεριληφθεί ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης αιολικής παραγωγής έτσι ώστε να μην είναι εφικτός ο προγραμματισμός στα πλαίσια του ΗΕΠ απορρόφησης αιολικής ισχύος που να ξεπερνά το ανώτερο όριο που προκύπτει από τον δυναμικό περιορισμό.

$$P_{Wind}^f(i) - X_{Wind}(i) \leq P_{WmaxD}(i) \quad (1.34)$$

#### 1.4.8. Τελική διατύπωση κύριου προβλήματος απλουστευμένου ΗΕΠ

Το σύνολο των περιορισμών που παρουσιάστηκαν ανωτέρω δομούν το κύριο πρόβλημα του απλουστευμένου ΗΕΠ. Για την αξιολόγηση της εφαρμοσιμότητας των απαιτήσεων του Κώδικα ΜΔΝ που σχετίζονται με την διαχείριση της παραγωγής των ΜΔΝ συστημάτων καθώς και της ορθότητας των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από την εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου διαχείρισης υλοποιούνται προσομοιώσεις που αναπαριστούν την κατάστρωση και επίλυση του απλουστευμένου ΗΕΠ στο προγραμματιστικό περιβάλλον του Matlab με τη συνδυαστική χρήση λογισμικού βελτιστοποίησης Cplex στο περιβάλλον του GAMS. Επιπρόσθετα, πραγματοποιείται παραμετρική ανάλυση αναφορικά με καθοριστικές για τη λειτουργία του συστήματος παραμέτρους καθώς και άλλων συντελεστών του προβλήματος με στόχο την εύρεση της διατύπωσης αυτής του προβλήματος του απλουστευμένου ΗΕΠ που θα εξυπηρετεί την καλύτερη δυνατή λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ, έχοντας ως βασικά κριτήρια τα επιτυγχανόμενα περιθώρια διείσδυσης ενέργειας από ΑΠΕ και την οικονομικότητα της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων που συμμετέχουν στο σύστημα.

Οι προσομοιώσεις που πραγματοποιούνται είναι ετήσιες, ενώ για να αντληθούν τα απαραίτητα συμπεράσματα για την απορρέουσα από κάθε διαφοροποιημένη διατύπωση του προβλήματος λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ είναι απαραίτητη η συμπληρωματική προσομοίωση ΛΠΧ ακόλουθα από κάθε ΗΕΠ και διακριτά για κάθε ΩΚ.

Το ΜΔΝ σύστημα το οποίο θα μελετηθεί στην παρούσα εργασία είναι αυτό του μη διασυνδεδεμένου συστήματος της Ικαρίας, τα δεδομένα του οποίου θα παρουσιαστούν στο επόμενο κεφάλαιο. Το σύστημα της Ικαρίας αποτελεί αντιπροσωπευτικό παράδειγμα μη διασυνδεδεμένου νησιού μικρού μεγέθους με αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα και χαρακτηρίζεται από τα ζητήματα, τους προβληματισμούς και τις απαιτήσεις σε επίπεδο διαχείρισης κάθε ΜΔΝ μικρού μεγέθους.

## 2.1. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup>

### 2.1. Δεδομένα εισόδου

#### 2.1.1. Εισαγωγή στο ΣΗΕ του ΜΔΝ της Ικαρίας

Η Ικαρία ηλεκτροδοτείται από έναν Τοπικό Σταθμό Παραγωγής (ΤΣΠ), με μονάδες συμβατικού καυσίμου στον οποίο λειτουργούν έντεκα στρεφόμενες εμβολοφόρες μηχανές εσωτερικής καύσης **συνολικής ικανότητας 15.874 kW**. Βασικό καύσιμο για την ηλεκτροπαραγωγή είναι το πετρέλαιο (μαζούτ και ντίζελ). Ο σταθμός βρίσκεται 1 χλμ. δυτικά της πρωτεύουσας Αγίου Κηρύκου, στη νότια πλευρά του νησιού [15],[16]. Τα στοιχεία των συμβατικών μονάδων του ΤΣΠ Ικαρίας παρουσιάζονται στη συνέχεια. Στο ΣΗΕ Ικαρίας θεωρούμε επίσης το σύνολο των αδειοδοτημένων **Α/Π συνολικής ισχύος 1835 kW** καθώς και **Φ/Β συνολικής ισχύος 700 kW**. Λαμβάνουμε ως έτος προσομοιώσεων το 2018 με **αιχμή ζήτησης 7980 kW**.

#### 2.1.2. Χαρακτηριστικά του φορτίου

Όπως έχει αναφερθεί ένα από τα απαραίτητα δεδομένα εισόδου του απλουστευμένου ΗΕΠ είναι η ωριαία πρόβλεψη της ζήτησης. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιούμε μια ωριαία χρονοσειρά φορτίου για το έτος αναφοράς 2018. Αυτή προκύπτει από κλιμάκωση της χρονοσειράς φορτίου του 2008 ώστε να ανταποκρίνεται στην πρόβλεψη για την αιχμή της ζήτησης και την ενέργεια που αναμένεται να καλυφθεί ετησίως για το 2018 (Π.2.1).

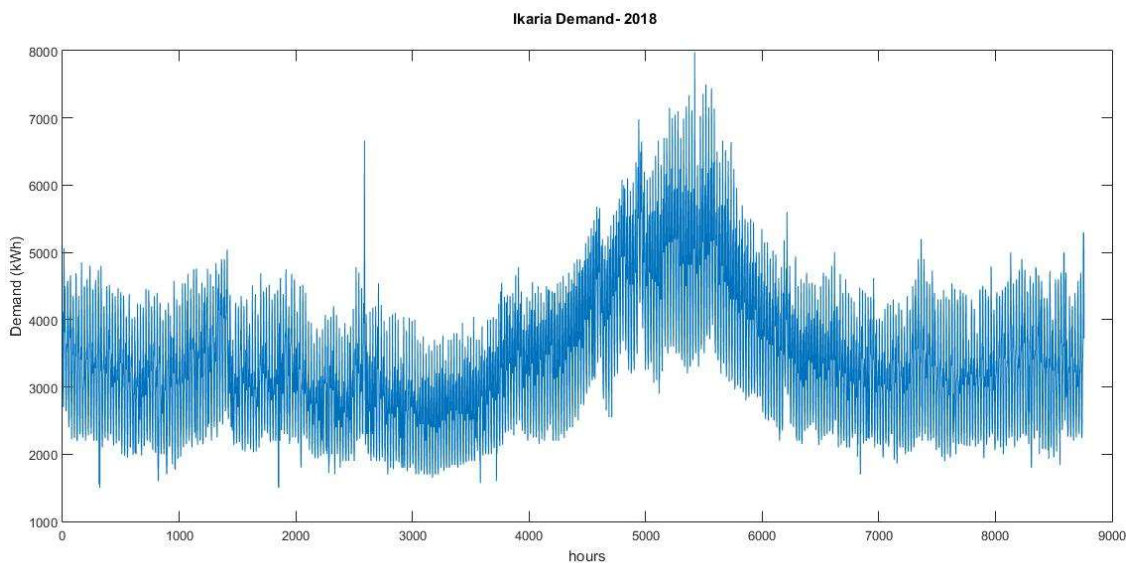
*Π.2.1 : Πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το σύστημα ΜΔΝ της Ικαρίας για το έτος 2018.*

Μέγεθος	Έτος	Τιμή
Αιχμή (MW)	2018	7,98
Ζήτηση (MWh)	2018	29.947

Η πρόβλεψη για την αιχμή της ζήτησης για το έτος 2018 είναι 7980 kW, το ελάχιστο αναμενόμενο εξυπηρετούμενο φορτίο αναμένεται να είναι 1500 kW ενώ ο συντελεστής φορτίου για την Ικαρία υπολογίζεται σε 42,84 % . Η ετήσια ενέργεια του ΣΗΕ Ικαρίας προκύπτει ίση με 29,95 GWh.

## 2.1. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ

Η χρονοσειρά της πρόβλεψης φορτίου της Ικαρίας για το έτος 2018, όπως αυτή εισάγεται στις προσομιώσεις, απεικονίζεται παρακάτω.



Σχ. 2.1 : Ετήσια χρονοσειρά πρόβλεψης φορτίου της Ικαρίας για το έτος 2018

Παρατηρείται ότι η ζήτηση του συστήματος κινείται σε χαμηλά επίπεδα ενώ ο συντελεστής φορτίου και η άνιση κατανομή της ζήτησης κατά τη διάρκεια του έτους φανερώνουν τη διαφορά στις απαιτήσεις του συστήματος σε ηλεκτρική ενέργεια κατά τους χειμερινούς και τους θερινούς μήνες στους οποίους η ζήτηση αυξάνεται σημαντικά.

### 2.1.3. Χαρακτηριστικά της παραγωγής ΑΠΕ

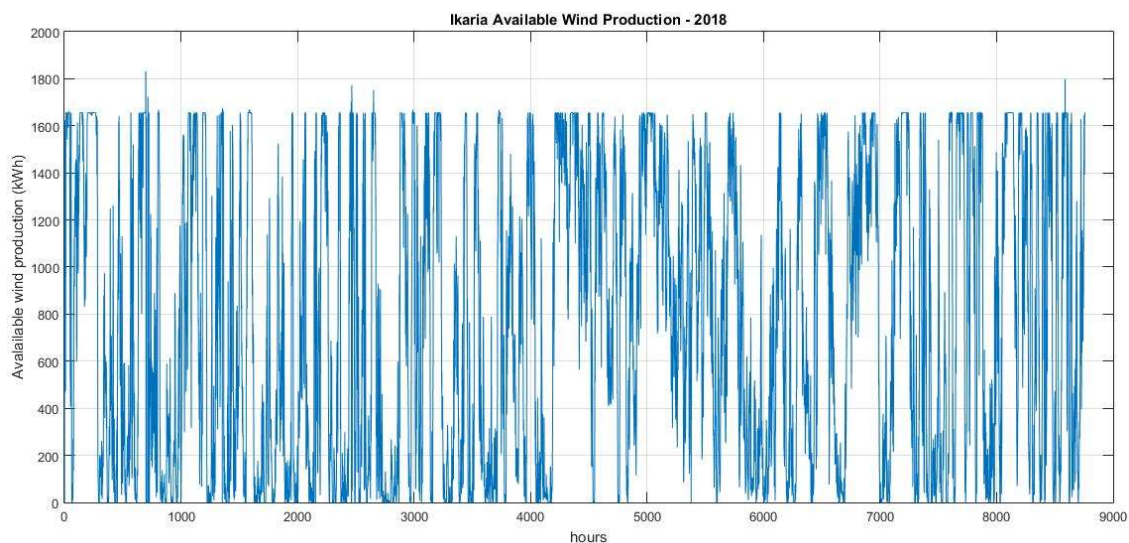
Η παραγωγή ΑΠΕ στο σύστημα ΜΔΝ της Ικαρίας στηρίζεται στην παρουσία Α/Π και Φ/Β ενώ μελλοντικά αναμένεται να λειτουργήσει ένας ΥΒΣ. Στα πλαίσια του απλουστευμένου ΗΕΠ η λειτουργία του ΥΒΣ δεν εξετάζεται καθώς τα τεχνικά στοιχεία που θα ήταν απαραίτητα για την συμπερίληψή του δεν είναι γνωστά.

### Αιολικά Πάρκα

Η ισχύς Α/Π με άδεια παραγωγής του ΜΔΝ της Ικαρίας είναι 1835 kW ενώ η ήδη εγκατεστημένη αιολική ισχύς με άδεια παραγωγής και σύμβαση πώλησης ανέρχεται στα ~600 kW. Στη βασική διερεύνηση της παρούσας εργασίας θα θεωρηθεί η αδειοδοτημένη ισχύς των 1835 kW καθώς μελετάται το έτος αναφοράς 2018 κατά το οποίο αναμένεται να λειτουργεί το σύνολο των αδειοδοτημένων Α/Π. Η ισχύς αυτή αντιπροσωπεύει ένα σενάριο υψηλής διείσδυσης αιολικής παραγωγής για το σύστημα της Ικαρίας. Παράλληλα όμως, ορισμένες διερευνήσεις θα πραγματοποιηθούν θεωρώντας την εγκατεστημένη αιολική ισχύ των 600 kW προκειμένου να εξεταστούν οι διαφορές στην λειτουργία του συστήματος μεταξύ των σεναρίων υψηλής και χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

Όπως έχει αναφερθεί το πρόβλημα του απλουστευμένου ΗΕΠ είναι δυνατό να λυθεί χωρίς την συμπερίληψη προβλέψεων της παραγωγής ΑΠΕ. Στο κύριο σενάριο μελέτης όμως θεωρούμε δεδομένη την ύπαρξη πρόβλεψης της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής την οποία εισάγουμε ως δεδομένο εισόδο για κάθε ΩΚ. Η χρονοσειρά για την ωριαία πρόβλεψη της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής προκύπτει από χρονοσειρές ανέμου σε συνδυασμό με τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών του συστήματος.

## 2.1. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ

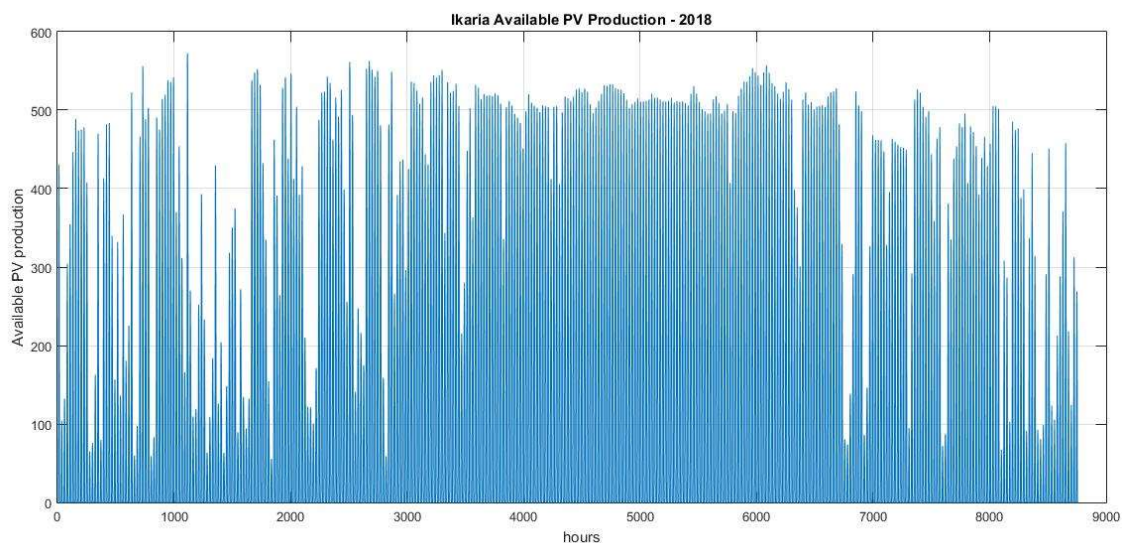


Σχ. 2.2 : Ετήσια χρονοσειρά πρόβλεψης αιολικής παραγωγής για το έτος 2018 για τα Α/Π που λειτουργούν στην Ικαρία

### Φ/Β παραγωγή

Στο σύστημα της Ικαρίας λειτουργούν διεσπαρμένα Φ/Β συνολικής ισχύος ~400 kW ενώ η αδειοδοτημένη Φ/Β ισχύς είναι 1040 kW. Στο βασικό σενάριο προσομοίωσης θεωρούμε συνολική Φ/Β ισχύ ίση με 700 kW επιχειρώντας να προσεγγίσουμε μια ορθολογική μελλοντική κατάσταση υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ δεδομένης της αιχμής του συστήματος. Στα σενάρια χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ που θα εξεταστούν λαμβάνουμε ως Φ/Β ισχύ την εγκατεστημένη ισχύ των 400 kW.

Η πρόβλεψη της διαθέσιμης Φ/Β παραγωγής εισάγεται επίσης ως δεδομένο για την επίλυση του ΗΕΠ με τη μορφή ωριαίας χρονοσειράς.



Σχ. 2.3 : Χρονοσειρά πρόβλεψης Φ/Β παραγωγής για το έτος 2018

## 2.1. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ

### 2.1.4.Τεχνικά Χαρακτηριστικά Συμβατικών Μονάδων ΤΣΠ Ικαρίας

Η προβλεπόμενη σύνθεση του δυναμικού των συμβατικών μονάδων που αναμένεται να λειτουργούν στην Ικαρία το έτος αναφοράς των προσομοιώσεων (2018) παρουσιάζεται παρακάτω.

#### Π. 2.2 : Παρουσίαση συμβατικών μονάδων ΤΣΠ Ικαρίας

ID	Κατηγορία	Καύσιμο	Θεωρούμενη Σειρά Ένταξης	Δυναμικότητα (kW)
G2	ΜΕΚ-4χ	Μαζούτ	3Α	975
G3	ΜΕΚ-4χ	Μαζούτ	2	2260
G4	ΜΕΚ-4χ	Μαζούτ	3Β	975
G5	ΜΕΚ-4χ	Μαζούτ	3C	975
G6	ΜΕΚ-4χ	Ντίζελ	4Α	1280
G7	ΜΕΚ-4χ	Ντίζελ	4Β	1280
G8	ΜΕΚ-4χ	Μαζούτ	1	3104
G9	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	5	1200
G17	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	–	1275
G18	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	–	1275
G19	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	–	1275

#### Π. 2.3 : Πίνακας βασικών τεχνικών χαρακτηριστικών συμβατικών μονάδων ΤΣΠ Ικαρίας

ID	Μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς κατά τους χειμερινούς μήνες (kW)	Μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς κατά τους θερινούς μήνες (kW)	Τεχνικό ελάχιστο (% Δυναμικότητας)	Τεχνικό ελάχιστο (kW)
G2	750	750	50	487,5
G3	2260	2000	50	1130
G4	750	750	50	487,5
G5	750	750	50	487,5
G6	1100	800	50	640
G7	1100	800	50	640
G8	3104	2750	50	1552
G9	800	800	50	600
G17	1100	1000	50	637,5
G18	1100	1000	50	637,5
G19	1100	1000	50	637,5

## 2.2. ΣΑΩΛ ΓΙΑ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ

### 2.1.5. Τιμολογήσεις ενέργειας

Όσον αφορά τις συμβατικές μονάδες διακρίνουμε το κόστος καυσίμου, το κόστος εκπομπής CO<sub>2</sub>, καθώς και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

Π. 2.4 : Κόστος καυσίμου, εκπομπών CO<sub>2</sub>, και λειτουργίας και συντήρησης

Κόστος μαζούτ	310 €/tn
Κόστος ντίζελ	670 €/klt
Κόστος εκπομπών CO <sub>2</sub>	8 €/tn
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης	2,24 €/MWh

Όσον αφορά την τιμολόγηση της παραγωγής ΑΠΕ που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος λαμβάνουμε τα παρακάτω [17]:

- **Κόστος αιολικής παραγωγής:** Τιμολογείται σε τιμή 95 €/MWh (ν.4254/2014, Υποπαράγραφος ΙΓ.1, Πίνακας Β. β.) για την ισχύ λειτουργούντων Α/Π (600 kW). Η παραγόμενη ενέργεια από νέους αιολικούς σταθμούς, επιπλέον της παραπάνω ισχύος, τιμολογείται σε τιμή 110 €/MWh (ν.4254/2014, Υποπαράγραφος ΙΓ.5, Πίνακας Α).
- **Κόστος Φ/Β παραγωγής:** Η τιμή παραγόμενης ενέργειας για τους υφιστάμενους σταθμούς (συνολικά εγκατεστημένης ισχύος 400 kW) συνεκτιμώντας στοιχεία ενεργοποίησης Φ/Β σταθμών έως το θέρος του 2013 και τον επαναπροσδιορισμό τιμών με βάση τον ν.4254/2014, Υποπαράγραφος ΙΓ.1, Πίνακας Α, λαμβάνεται μεσοσταθμικά ίση με 350 €/MWh. Η τιμή παραγόμενης ενέργειας για τους μελλοντικούς Φ/Β σταθμούς, λαμβάνοντας υπόψη τις νέες μειωμένες τιμές για τους Φ/Β σταθμούς, οι οποίες κατοχυρώνονται κατά την ηλεκτρισή του σταθμού, λαμβάνεται ίση με 70 €/MWh.

## 2.2. ΣΑΩΛ για το σύστημα ΜΔΝ της Ικαρίας

Καθώς ένα από τα βασικά αξιολογούμενα μεγέθη της απορρέουσας από την εκάστοτε παραμετρική διερεύνηση λειτουργίας του συστήματος είναι οι ΣΑΩΛ παρακάτω απεικονίζονται οι ΣΑΩΛ των συμβάσεων των Α/Π για το σύστημα της Ικαρίας σε συνάρτηση με το ποσοστό  $\gamma$  (%), το οποίο λαμβάνεται ως ο λόγος της εγκατεστημένης ισχύος Α/Π προς την ετήσια αιχμή του φορτίου [14].

## 2.2. ΣΑΩΛ ΓΙΑ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ

Π. 2.5 : Πίνακας ΣΑΩΛ συμβάσεων των υφιστάμενων Α/Π στο σύστημα της Ικαρίας.

Πίνακας υπολογισμού ΣΑΩΛ από τη Συμβάση Πώλησης του Α/Π που λειτουργεί στην Ικαρία	
Ποσοστό $\gamma$ (%)	ΣΑΩΛ (h)
0	8760
10	7110
15	6251
20	5032
25	4070
30	3394

Θεωρώντας εγκατεστημένη αιολική ισχύ ίση με 1835 kW, που αντιστοιχεί στα σενάρια **υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ**, και για την δοθείσα αιχμή του συστήματος της Ικαρίας για το έτος 2018 το ποσοστό  $\gamma$  προκύπτει ίσο με 23% και συνεπώς οι συμβατικές ΣΑΩΛ σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα υπολογίζονται ίσες με **4455 ώρες**.

Αντίστοιχα για τα σενάρια **χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ**, με εγκατεστημένη αιολική ισχύ ίση με 600 kW, το ποσοστό  $\gamma$  ισούται με 7,5% και οι συμβατικές ΣΑΩΛ είναι **7523 ώρες**.



## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup>

### 3.1. Παραμετρική Ανάλυση και Αποτελέσματα Προσομοιώσεων

#### 3.1.1. Αντικείμενο διερεύνησης

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που πραγματοποιήθηκαν για το σύστημα ΜΔΝ της Ικαρίας. Εκκινώντας από το βασικό σενάριο που περιγράφεται από τους περιορισμούς όπως αυτοί παρουσιάστηκαν στο πρώτο κεφάλαιο, και αξιολογώντας τα αποτελέσματα, δομούνται και εξετάζονται προοδευτικά διαφορετικές διατυπώσεις του προβλήματος με στόχο να προσεγγιστεί η παραμετροποίηση του προβλήματος η οποία οδηγεί σε ορθολογική λειτουργία του συστήματος με άξονα τους στόχους που θέτει θεσμικά ο Κώδικας ΜΔΝ αλλά και συγκριτικά με την εφαρμοζόμενη πρακτική.

Οι παράμετροι και οι περιορισμοί του απλουστευμένου προβλήματος που θα αποτελέσουν αντικείμενο διερεύνησης και αξιολόγησης είναι οι ακόλουθοι :

- Παραμετρική διερεύνηση της τιμής των ΤΕ των συμβατικών μονάδων
- Θεώρηση περιορισμού για τον μέγιστο επιτρεπτό αριθμό εναύσεων συμβατικών μονάδων στη διάρκεια μιας ΗΚ
- Διατύπωση απαιτήσεων εφεδρειών και εξέταση της επίπτωσης της εφαρμογής του κριτηρίου N-1
- Διερεύνηση του ποσοστού της ζήτησης που τηρείται ως άνω στρεφόμενη εφεδρεία για τις μεταβλητότητες του φορτίου
- Διατύπωση του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης αιολικής παραγωγής
- Επίπτωση της απουσίας πρόβλεψης για την παραγωγή μονάδων ΑΠΕ του συστήματος
- Εφαρμογή συντελεστή εφεδρειών αναφορικά με την επίτευξη περιθωρίων διείσδυσης αιολικής παραγωγής.
- Εξέταση σεναρίων χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ, σύμφωνα με την υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύ

Άλλες παράμετροι του προβλήματος οι οποίες παραμένουν σταθερές σε όλα τα σενάρια προσομοιώσεων είναι :

- Απαίτηση κάτω στρεφόμενης εφεδρείας: περιγράφεται από τη σχέση (1.27) με το ποσοστό  $b$  να λαμβάνει την τιμή **15%**.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

- Μέγιστος επιτρεπτός αριθμός εναύσεων συμβατικών μονάδων ανά ΩΚ: ρυθμίζεται στην τιμή **2** προκειμένου να είναι ορθολογική η λειτουργία του συστήματος.
- Εγγυημένο ποσοστό Φ/Β παραγωγής: λαμβάνεται ίσο με 1 ( $guar_{pv}=100\%$ ) καθώς θεωρούμε τη Φ/Β παραγωγή πλήρως αξιόπιστη.
- Εγγυημένο ποσοστό αιολικής παραγωγής: λαμβάνεται ίσο με 0% ( $guar_{pw}=0$ ) και άρα θεωρούμε ότι το σύνολο της αιολικής παραγωγής είναι μη εγγυημένο. Η παράμετρος αυτή υπεισέρχεται στον υπολογισμό της απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία σύμφωνα με τη σχέση (1.26). Συνεπώς προκύπτει ότι κάθε ΩΚ τηρούμε άνω στρεφόμενη εφεδρεία για πιθανή απώλεια του συνόλου της προγραμματισμένης για απορρόφηση αιολικής παραγωγής την ώρα αυτή.

Από κάθε ετήσια προσομοίωση προκύπτουν αποτελέσματα στα οποία θα στηρίζεται η αξιολόγηση της λειτουργίας του συστήματος ΜΔΝ βάσει της εκάστοτε εξεταζόμενης παραμέτρου που μεταβάλλεται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Η αξιολόγηση αυτή επικεντρώνεται στα καθοριστικής σημασίας ζητήματα που απασχολούν τη διαχείριση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός συστήματος ΜΔΝ.

Μια βασική απαίτηση του Κώδικα ΜΔΝ είναι η ασφαλής και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος. Προς τούτο τηρούνται, όπως έχουμε περιγράψει, εφεδρείες ενεργού ισχύος. Στην περίπτωση των μικρών συστημάτων ΜΔΝ η ικανοποίηση των απαιτήσεων για εφεδρείες παρουσιάζει δυσκολίες, ιδιαίτερα κατά τις περιόδους που η ζήτηση κινείται σε χαμηλά επίπεδα, καθώς δεν είναι πάντα εφικτή η ένταξη παραγωγικού δυναμικού ικανού να καλύψει τις απαιτήσεις για εφεδρεία. Επομένως η διαμόρφωση των απαιτήσεων εφεδρειών και η εξέταση της τήρησής τους είναι ένα από τα κύρια θέματα προς αξιολόγηση.

Παράλληλα, ο Κώδικας θέτει ως βασικό στόχο τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ. Η επίτευξη του στόχου αυτού κρίνεται από ένα σύνολο παραγόντων όπως οι ετήσιες περικοπές αιολικής παραγωγής καθώς και το ποσοστό συμμετοχής της παραγωγής ΑΠΕ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης.

Ένα άλλο βασικό κριτήριο για την λειτουργία ενός συστήματος ΣΗΕ είναι η οικονομικότητά του. Για το λόγο αυτό παρουσιάζονται και λαμβάνονται υπόψη στην αξιολόγηση της εκάστοτε διαμόρφωσης του προβλήματος του ΗΕΠ τα οικονομικά στοιχεία που προκύπτουν από αυτή, όπως ενδεικτικά το μεταβλητό κόστος θερμικής παραγωγής, το κόστος παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ και το συνολικό κόστος συστήματος.

Επιπρόσθετα, αξιολογείται ένα σύνολο ενδεικτικών για τη διαχείριση του συστήματος παραμέτρων όπως η κατανομή της ετήσιας ζήτησης στις συμβατικές μονάδες, ο συνολικός αριθμός εναύσεων και η μέση φόρτιση των συμβατικών μονάδων.

Ως τελικά αποτελέσματα για κάθε ΩΚ λαμβάνονται αυτά που προκύπτουν από την επίλυση της ΛΠΧ που γίνεται επακόλουθα από την επίλυση του απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ καθώς είναι αυτά που αναπαριστούν την τελική λειτουργία του συστήματος όσον αφορά τα επίπεδα παραγωγής των συμβατικών μονάδων και την απορροφώμενη κάθε ΩΚ αιολική ενέργεια που ρυθμίζονται από την εφαρμογή των set-point για την αιολική παραγωγή και την μετέπειτα οικονομική κατανομή φορτίου στις συμβατικές μονάδες στην φάση της ΛΠΧ.

## 3.1.2. Βασικό Σενάριο

**Περιγραφή**

Το αρχικό σενάριο που προσομοιώνεται λαμβάνει ως απαίτηση για άνω στρεφόμενη εφεδρεία την μέγιστη πιθανή απώλεια παραγωγής, η οποία προκύπτει ως το μέγιστο μεταξύ της ικανότητας παραγωγής της μεγαλύτερης μονάδας που βρίσκεται σε λειτουργία και της προγραμματισμένης για απορρόφηση αιολικής παραγωγής, στην οποία προστίθεται ένα ποσοστό 10% της ωριαίας ζήτησης για τις μεταβλητότητες του φορτίου. Κάνει χρήση των TE των μονάδων όπως αυτά δίνονται στον πίνακα Π.2.3, ενώ βασίζεται στην απλουστευμένη μεθοδολογία που περιγράφεται πλήρως από τους περιορισμούς που παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 1.4. Η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και Φ/Β ανταποκρίνεται στο σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ (1835 kW και 700 kW αντίστοιχα). Οι παράμετροι και τα δεδομένα που λαμβάνει υπόψη παρουσιάζονται αναλυτικότερα στον πίνακα που ακολουθεί.

Π. 3.1 : Παράμετροι προβλήματος βασικού σεναρίου.

	<b>Βασικό Σενάριο</b>
<b>Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής</b>	ναι
<b>Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)</b>	50%
<b>Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων Η/Ζ (% Cap)</b>	50%
<b>Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής</b>	$\text{Max}\{N-1, P_{\text{Wind}}-X_{\text{wind}}\}$
<b>Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (%P<sub>Load</sub>)</b>	10%
<b>Μέγιστος αριθμός εναύσεων ανά ΗΚ</b>	δεν τίθεται περιορισμός
<b>Θεώρηση δυναμικού περιορισμού</b>	30% *P <sub>Load</sub>
<b>Συντελεστής εφεδρειών</b>	δεν εφαρμόζεται

**Αποτελέσματα προσομοίωσης**

Στους πίνακες Π.3.2-Π.3.5 που ακολουθούν συνοψίζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το βασικό σενάριο.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.2 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ για το βασικό σενάριο.

	Βασικό Σενάριο
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>2546</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>	
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	20,81%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	11,17%
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>	
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%
Φ/Β διείσδυση (ετήσια)	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>	
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	14,68%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	44,60%
Περιοσπές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	50,31%

Π. 3.3 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος για το βασικό σενάριο.

<b>Κόστος</b>	
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>	
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>	
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	3.819.888 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	3.718.754 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	57.235 €
→Κόστος εντάσεων (€)	43.899 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>	
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	149,50
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	145,54
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	1,72
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>	
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	593.198 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	351.617 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>	
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>4.413.087 €</b>

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.4 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης για το βασικό σενάριο

Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης	
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	147,36
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	127,55
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	124,18
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,91
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,47
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	19,81
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	11,74
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07

Π. 3.5 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος για το βασικό σενάριο.

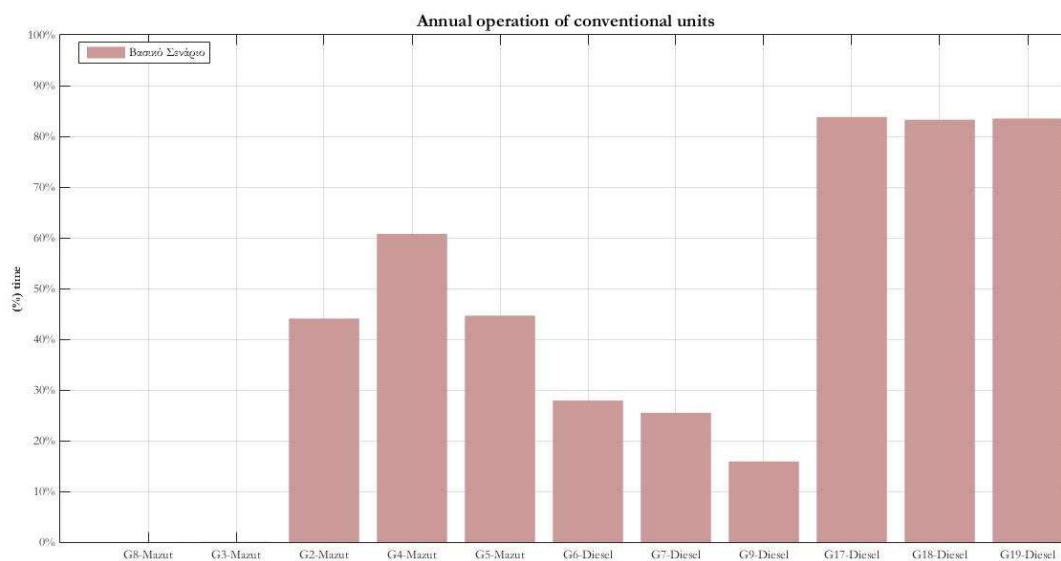
		Βασικό Σενάριο
<b>Λοιπά μεγέθη</b>		
<b>Ενώσεις θερμικών μονάδων</b>		
Συνολικές Εκκινήσεις		5764
<b>Set-points Αιολικών</b>		
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)		8696
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)		64
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>		
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ		4,69
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)		52,67%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας		15,79

Είναι σαφές ότι η λειτουργία του συστήματος όπως προκύπτει από τη συγκεκριμένη διατύπωση του ΗΕΠ δεν είναι αποδεκτή. Οι ΣΑΩΛ είναι εξαιρετικά χαμηλές καθώς είναι κατά 43% λιγότερες από τις συμβατικές, με τις περικοπές αιολικής ενέργειας ετησίως να φτάνουν το 50% της διαθέσιμης παραγωγής. Δεδομένου ότι η απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας αποτελεί κριτήριο ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, ο ΗΕΠ είναι δομημένος έτσι ώστε η ικανοποίησή της να αποκτά προτεραιότητα έναντι των υπολοίπων προς ικανοποίηση κριτηρίων του προβλήματος, δηλαδή έναντι της μεγιστοποίησης της αιολικής παραγωγής και της ελαχιστοποίησης του κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Για την ικανοποίησή της ο αλγόριθμος χρησιμοποιεί πολλές μικρές μονάδες, εκ των οποίων οι περισσότερες λειτουργούν με καύσιμο diesel, καθώς η μικρή μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς τους κάνει την απαίτηση για τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας πιο εφικτό να ικανοποιηθεί. Η ένταξη μεγάλων μονάδων με καύσιμο mazut, και ειδικότερα των δύο μεγαλύτερων μονάδων (G8, G3), αποτρέπεται από την εφαρμογή του κριτηρίου N-1 στην διαμόρφωση της απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία, καθώς η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς τους είναι πολύ μεγάλη, και σε συνδυασμό με τη χαμηλή τιμή της ζήτησης, η απαίτηση για κάλυψη πιθανής απώλειας τους δεν θα ήταν δυνατό να καλυφθεί από τις εναπομείνουσες ενταγμένες μονάδες. Η διαχείριση αυτή των μονάδων οδηγεί σε πολύ αυξημένο κόστος συστήματος,

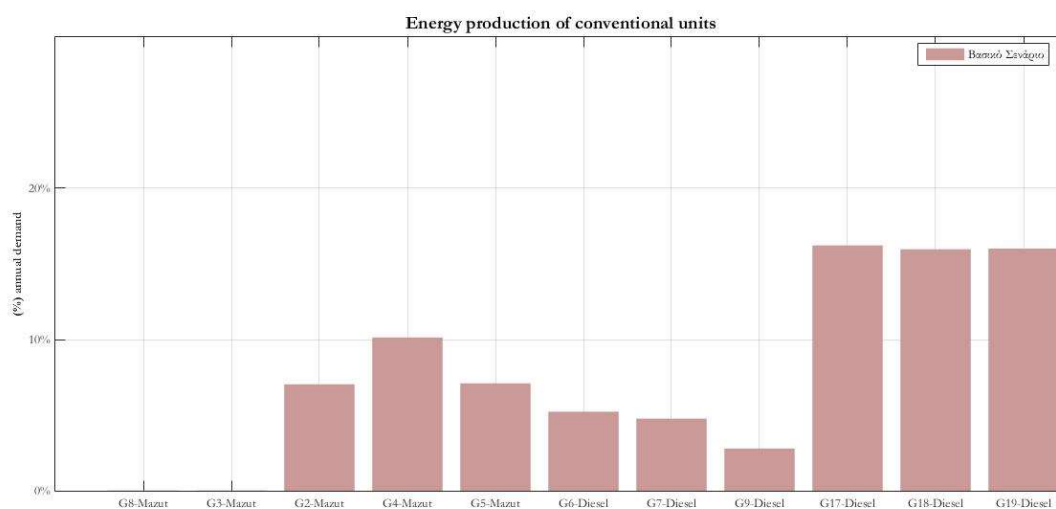
### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

καθώς η παραγωγή από μονάδες diesel είναι πιο ακριβή από την παραγωγή με καύσιμο mazut.

Τα παραπάνω επιβεβαιώνονται από τα σχήματα 3.1, 3.2 στα οποία παρουσιάζεται η συμμετοχή των συμβατικών μονάδων στην παραγωγή ενέργειας του συστήματος, όσον αφορά το χρόνο λειτουργίας τους αλλά και την συμμετοχή τους στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης. Από το σχήμα 3.1 φαίνεται ότι οι τρεις μικρές μονάδες diesel του συστήματος λειτουργούν περίπου στο 84% του χρόνου, προκειμένου να συνεισφέρουν στην ικανοποίηση της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας λειτουργώντας πολύ κοντά στην ΤΕ ισχύ εξόδου τους, σύμφωνα με το σχήμα 3.3, με άμεση επίπτωση στο λειτουργικό κόστος της συμβατικής παραγωγής.

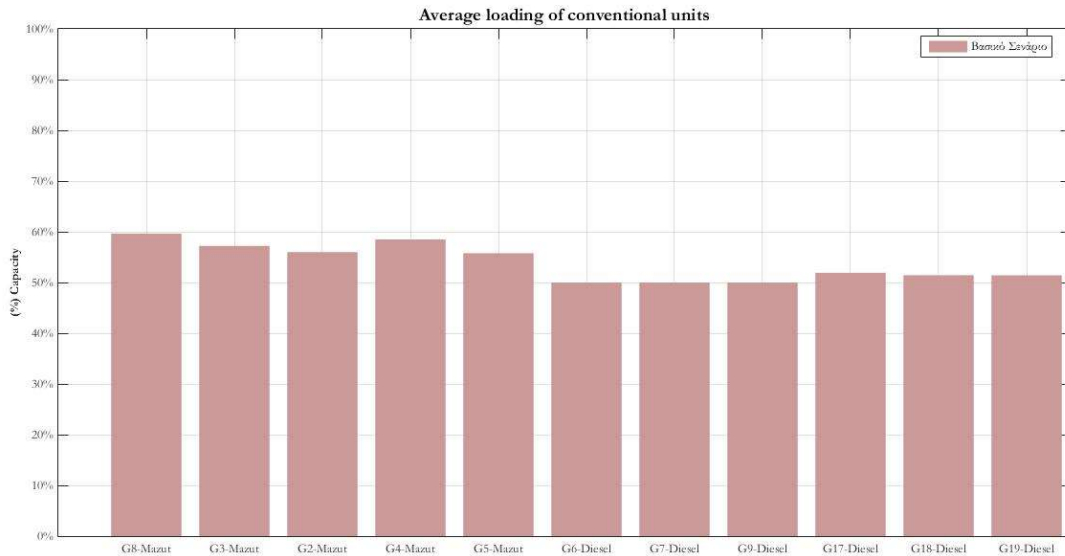


Σχ. 3.1 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή για το βασικό σενάριο



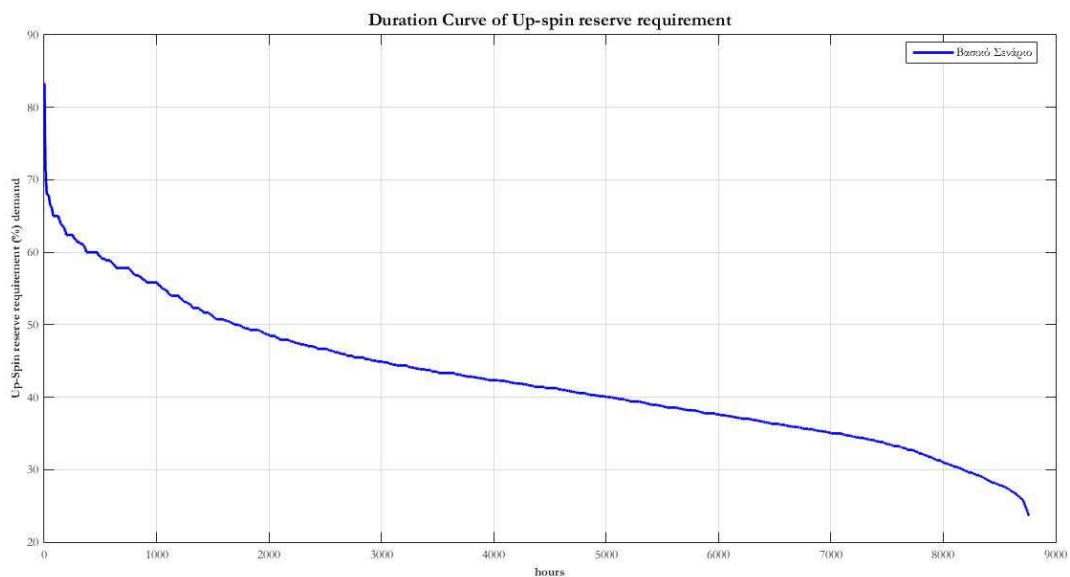
Σχ. 3.2 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης για το βασικό σενάριο

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



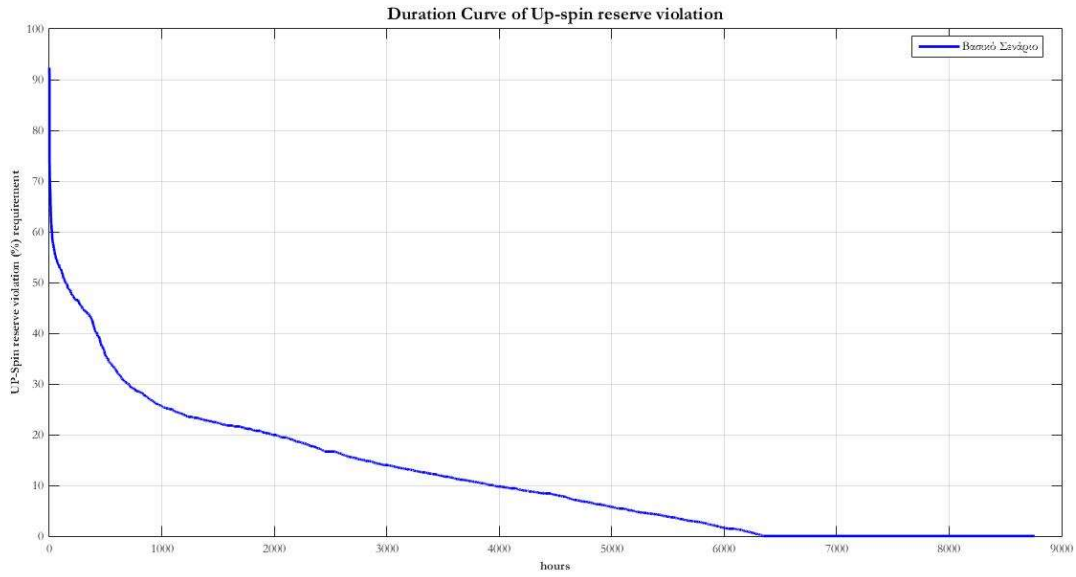
Σχ. 3.3 : Μέση φόρτιση συμβατικών μονάδων για το βασικό σενάριο

Στα σχήματα 3.4 και 3.5 παρουσιάζεται πως διαμορφώνεται η απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας καθώς και οι παραβιάσεις της κατά τη διάρκεια του έτους. Παρατηρούμε ότι η απαίτηση κινείται σε πολύ υψηλά επίπεδα ενώ παράλληλα η υψηλή τιμή της οδηγεί σε πολύ συχνές παραβιάσεις. Αντίστοιχα συχνές παραβιάσεις παρατηρούνται και στην τήρηση κάτω στρεφόμενης εφεδρείας, όπως φαίνεται από το σχήμα 3.6. Η δυνατότητα παροχής εφεδρειών των ενταγμένων μονάδων σχετίζεται με το επίπεδο της παραγωγής τους, τόσο για την άνω όσο και για την κάτω εφεδρεία. Η αυξημένη απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας έχει συνεπώς αρνητικό αντίκτυπο και στην δυνατότητα τήρησης της κάτω στρεφόμενης εφεδρείας, με την ιεράρχηση μάλιστα του εικονικού κόστους για τις παραβιάσεις των απαιτήσεων εφεδρειών (σχέση 1.2) να δίνει προτεραιότητα στην τήρηση της απαίτησης για άνω εφεδρεία.

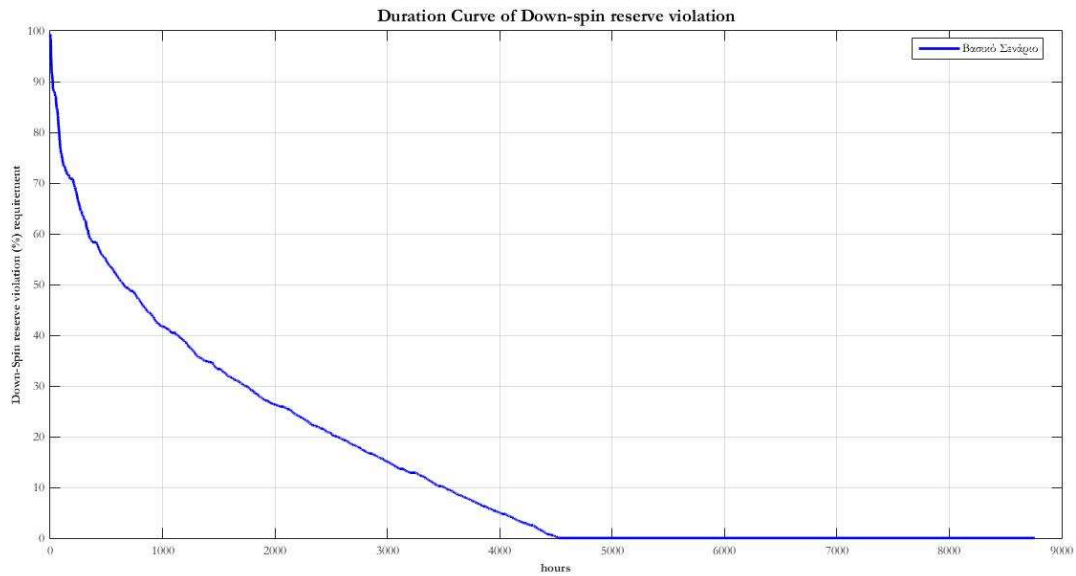


Σχ. 3.4 : Απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της ζήτησης για το βασικό σενάριο

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.5 : Παραβίαση απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης για το βασικό σενάριο

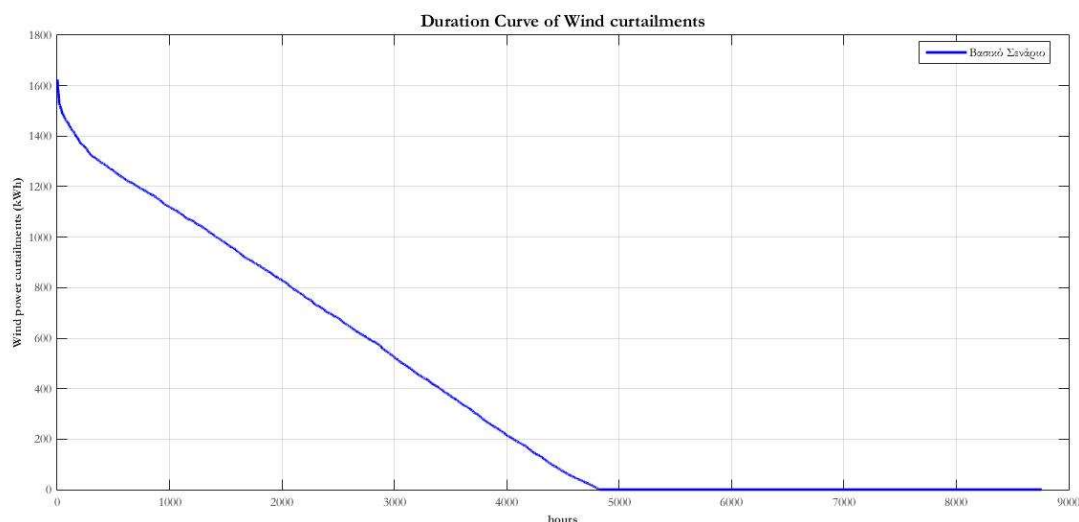


Σχ. 3.6: Παραβίαση απαίτησης για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης για το βασικό σενάριο

Ταυτόχρονα, η επιδίωξη του συστήματος να τηρεί σημαντικό δυναμικό ενταγμένων συμβατικών μονάδων προς την τήρηση των απαιτήσεων εφεδρειών οδηγεί σε τεράστιες περικοπές της διαθέσιμης αιολικής ισχύος (σχήμα 3.7).



### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.7: Περικοπές αιολικής παραγωγής για το βασικό σενάριο

Όπως γίνεται αντιληπτό από την παραπάνω ανάλυση, η τήρηση μεγάλων ποσοτήτων εφεδρειών, όπως αυτές υποδηλώνονται από την τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, πρακτικά δεν προσφέρει περαιτέρω στην ασφαλή λειτουργία του συστήματος, από τη στιγμή που αυτό δεν είναι ικανό να τις καλύψει. Σημαντικό πρόβλημα αποτελεί επίσης το γεγονός ότι η προκύπτουσα διαχείριση της παραγωγής επιτρέπει πολύ μικρά περιθώρια διείσδυσης παραγωγής ΑΠΕ και χαρακτηρίζεται από εξαιρετικά υψηλό κόστος θερμικής παραγωγής. Η αδυναμία του συστήματος να διαχειριστεί το ζήτημα των εφεδρειών μπορεί να αποδοθεί στα υψηλά ΤΕ που λαμβάνουμε για τις συμβατικές μονάδες που συμμετέχουν στο σύστημα, καθώς αφήνουν μικρότερα περιθώρια μεταβολής της ισχύος μιας μονάδας και κατ' επέκταση μικρότερη δυνατότητα παροχής εφεδρειών. Ταυτόχρονα, τα υψηλά ΤΕ παίζουν καθοριστικό ρόλο στην δυνατότητα του συστήματος για απορρόφηση αιολικής παραγωγής καθώς διαμορφώνουν τον περιορισμό τεχνικών ελαχίστων, ο οποίος στο βασικό σενάριο επικρατεί του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης κατά το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου (8696 ώρες). Συνεπώς, είναι σκόπιμο να διερευνήσουμε την επίδραση των ΤΕ των συμβατικών μονάδων στην ικανότητα του συστήματος να ανταπεξέρχεται στις αυξημένες απαιτήσεις εφεδρείας, όπως αυτές διαμορφώνονται από την εφαρμογή του κριτηρίου N-1, αλλά και στα περιθώρια διείσδυσης ΑΠΕ και την οικονομικότητα του συστήματος. Εναλλακτικά, δεδομένου του μικρού μεγέθους του συστήματος της Ικαρίας, αλλά και αρκετών άλλων συστημάτων ΜΔΝ που χαρακτηρίζονται από χαμηλή ζήτηση για μεγάλες περιόδους του έτους, θα μπορούσε να εξεταστεί η πιθανή κατάργηση της απαίτησης για τήρηση της εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.

#### 3.1.3. Διερεύνηση της επίδρασης της ΤΕ παραγωγής των συμβατικών μονάδων

##### Περιγραφή- Σκοπιμότητα διερεύνησης

Η αδυναμία του συστήματος να τηρεί την απαιτούμενη εφεδρεία και συνεπώς να ανταποκρίνεται στην απαίτηση για ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία σε συνδυασμό με τα μη αποδεκτά περιθώρια διείσδυσης ΑΠΕ για το βασικό σενάριο μας οδήγησε στην διερεύνηση της επίδρασης που θα είχε στη διαχείριση του συστήματος μια επανεξέταση

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

των αρχικών τιμών TE ισχύος των συμβατικών μονάδων που λάβαμε, βασιζόμενη σε ορθολογικά κριτήρια σύμφωνα με την τεχνολογία, το καύσιμο και τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ κάθε μονάδας. Κατά αυτόν τον τρόπο προσδιορίζουμε τις νέες τιμές TE έτσι ώστε αυτές να τίθενται στο 45% της ονομαστικής τους ισχύος για τις 4-χρονες MEK και στο 40% της ονομαστικής τους ισχύος για τις μονάδες Η/Ζ.

Με βάση τα παραπάνω προκύπτει ο ακόλουθος πίνακας για τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων που συμμετέχουν στο ΤΣΠ Ικαρίας.

Π. 3.6 : Πίνακας βασικών τεχνικών χαρακτηριστικών ΤΣΠ Ικαρίας, με τροποποιημένα TE

ID	Κατηγορία	Καύσιμο	Δυναμικότητα (kW)	Τεχνικό ελάχιστο (% Δυναμικότητας)	Τεχνικό ελάχιστο (kW)
G2	MEK-4χ	Μαζούτ	975	45	438,75
G3	MEK-4χ	Μαζούτ	2260	45	1017
G4	MEK-4χ	Μαζούτ	975	45	438,75
G5	MEK-4χ	Μαζούτ	975	45	438,75
G6	MEK-4χ	Ντίζελ	1280	45	576
G7	MEK-4χ	Ντίζελ	1280	45	576
G8	MEK-4χ	Μαζούτ	3104	45	1396,8
G9	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	1200	40	480
G17	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	1275	40	510
G18	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	1275	40	510
G19	Φορητό Η/Ζ	Ντίζελ	1275	40	510

Οι λοιπές παράμετροι του προβλήματος δίνονται παρακάτω, συγκρινόμενες με τις αντίστοιχες του βασικού σεναρίου.

Π. 3.7 : Παράμετροι προβλήματος διερεύνησης της τιμής TE των συμβατικών μονάδων

	Βασικό Σεναριο	Τροποποιημένα TE
Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής	ναι	ναι
Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)	50%	45%
Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων Η/Ζ (% Cap)	50%	40%
Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής	$\text{Max}\{N-1, P_{\text{Wind}}-X_{\text{wind}}\}$	$\text{Max}\{N-1, P_{\text{Wind}}-X_{\text{wind}}\}$
Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (%P <sub>Load</sub> )	10%	10%
Μέγιστος αριθμός εναύσεων ανά ΗΚ	δεν τίθεται περιορισμός	δεν τίθεται περιορισμός
Θεώρηση δυναμικού περιορισμού	30% *P <sub>Load</sub>	30% *P <sub>Load</sub>
Συντελεστής εφεδρειών	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

#### Αποτελέσματα προσομοίωσης

Στους ακόλουθους πίνακες 3.8-3.11 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης με τα τροποποιημένα ΤΕ συμβατικών μονάδων συγκριτικά με τα αποτελέσματα του αρχικού σεναρίου.

Π. 3.8 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ.

	Βασικό Σενάριο	Τροποποιημένα ΤΕ
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>2546</b>	<b>4196</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	20,81%	32,37%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	11,17%	17,37%
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%	26,11%
Φ/Β διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	14,68%	20,88%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	44,60%	49,16%
Περιεκτές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	50,31%	22,72%

Π. 3.9 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος.

	Βασικό Σενάριο	Τροποποιημένα ΤΕ
<b>Κόστος</b>		
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	3.819.888 €	3.302.134 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	3.718.754 €	3.186.634 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	57.235 €	53.075 €
→Κόστος εναύσεων (€)	43.899 €	62.425 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	149,50	139,37
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	145,54	134,49
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	1,72	2,63
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	593.198 €	788.403 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	351.617 €	546.822 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>		
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>4.413.087 €</b>	<b>4.090.537 €</b>

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.10 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης.

	Βασικό Σενάριο	Τροποποιημένα ΤΕ
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	147,36	136,59
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	127,55	110,26
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	124,18	106,41
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,91	1,77
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,47	2,08
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	19,81	26,33
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	11,74	18,26
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07

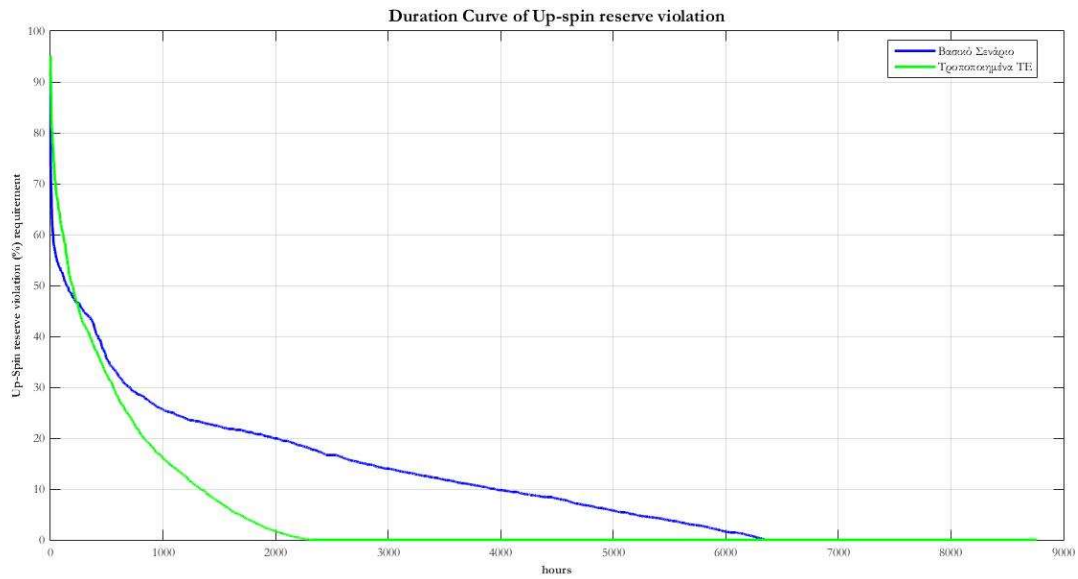
Π. 3.11 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος.

	Βασικό Σενάριο	Τροποποιημένα ΤΕ
<b>Λοιπά μεγέθη</b>		
<b>Εναύσεις θερμικών μονάδων</b>		
Συνολικές Εικινήσεις	5764	8862
<b>Set-points Αιολικών</b>		
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	8696	4141
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	64	4619
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>		
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	4,69	4,48
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	52,67%	49,78%
Μέσες εικινήσεις ημέρας	15,79	24,28

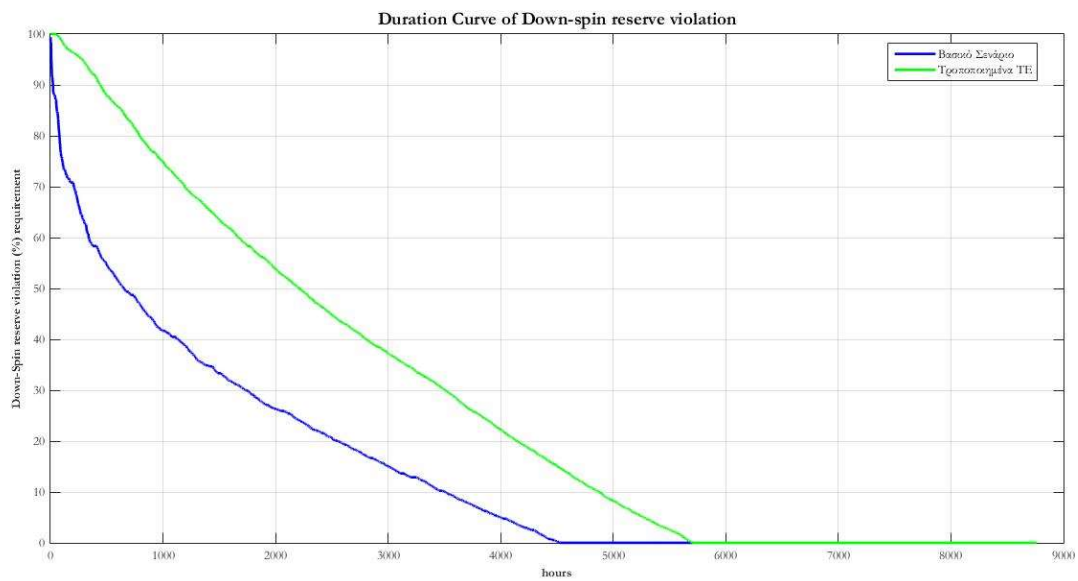
Παρατηρούμε άμεσα ότι οι νέες τιμές που λαμβάνουμε για την ΤΕ ισχύ εξόδου των συμβατικών μονάδων έχουν θετική επίδραση στη διαχείριση του συστήματος της Ικαρίας. Αρχικά, όπως φανερώνουν οι ΣΑΩΛ, επιτυγχάνονται πολύ μεγαλύτερα περιθώρια διεύθυνσης για την αιολική παραγωγή και η συμμετοχή ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται σημαντικά. Οι περικοπές αιολικών κατά τη ΛΠΧ υποδιπλασιάζονται σε σχέση με το αρχικό σενάριο, καθώς τα μειωμένα ΤΕ αφήνουν σημαντικά μεγαλύτερο περιθώριο για απορρόφηση της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής. Αυτό φαίνεται και από τη διαμόρφωση των δύο περιορισμών που τίθενται κατά την έκδοση των set-point για τα Α/Π του συστήματος, καθώς παρατηρούμε την καθοριστική μείωση της επικράτησης του περιορισμού τεχνικών ελαχίστων έναντι του δυναμικού περιορισμού στο δεύτερο σενάριο. Παρά την αύξηση τους, όμως, οι ΣΑΩΛ βρίσκονται κάτω από τις συμβατικές (4455 ώρες). Στα σχήματα 3.8 και 3.9 φαίνεται η επίδραση της αλλαγής των ΤΕ στην κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρειών. Όσον αφορά την άνω στρεφόμενη εφεδρεία παρατηρείται σημαντική βελτίωση κάτι το οποίο δεν συμβαίνει όμως για την κάτω στρεφόμενη εφεδρεία της οποίας οι παραβιάσεις αυξάνονται. Τόσο η τήρηση της απαίτησης για άνω εφεδρεία όσο και η απορρόφηση αιολικής ισχύος συνδέονται εν γένει με την λειτουργία των μονάδων σε επίπεδα παραγωγής κοντά στην ΤΕ ισχύ εξόδου τους. Το παραπάνω, σε συνδυασμό με την ιεράρχηση που λαμβάνεται για τα εικονικά κόστη, οδηγεί στις αυξημένες παραβιάσεις κάτω εφεδρείας, εφόσον υπάρχει

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

η δυνατότητα ικανοποίησης των άλλων δύο κριτηρίων για ικανοποίηση της απαίτησης άνω εφεδρείας και απορρόφησης αιολικής ισχύος.

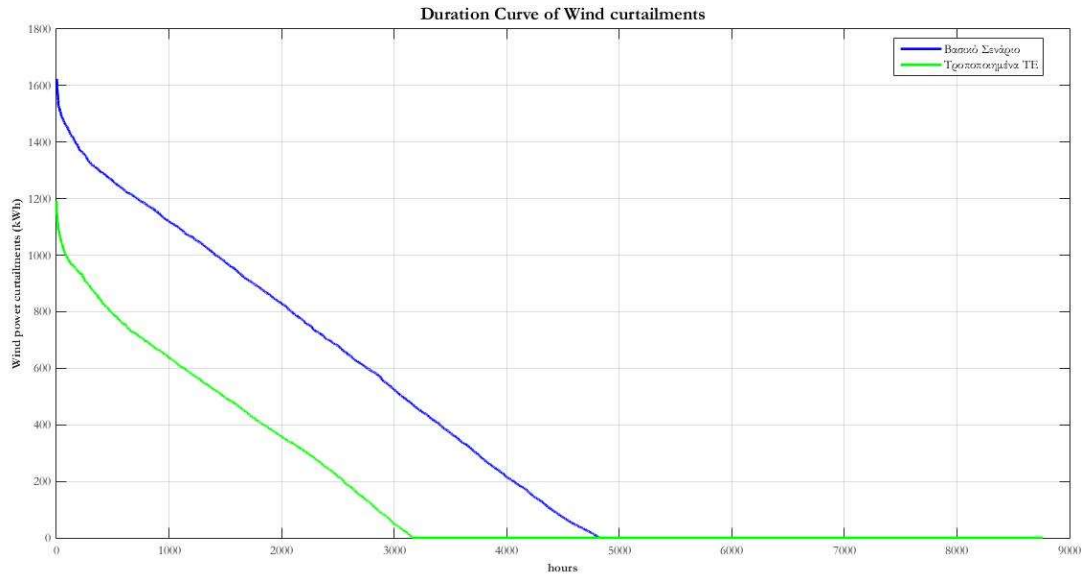


Σχ. 3.8 : Παραβίαση απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης αναλόγως της τιμής TE των συμβατικών μονάδων



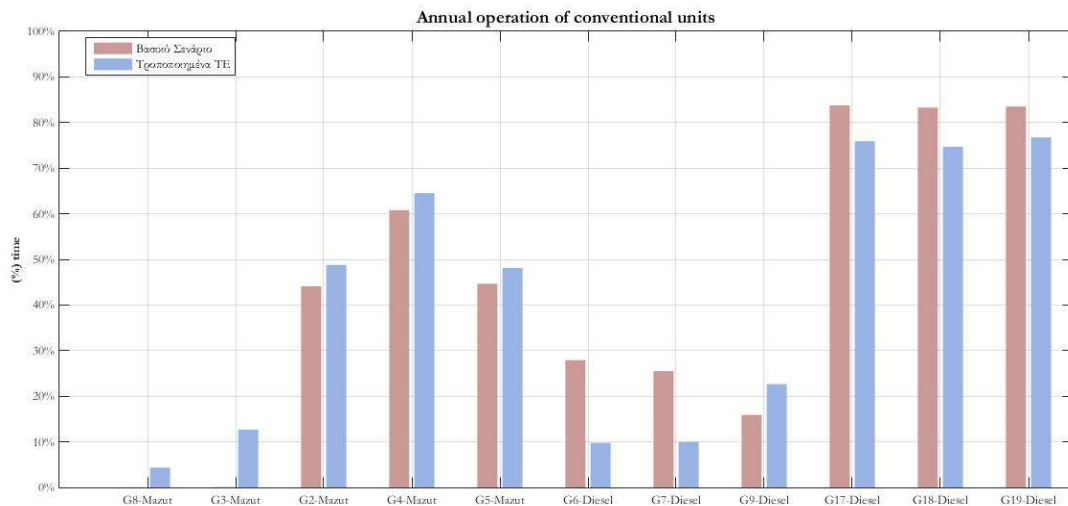
Σχ. 3.9 : Παραβίαση της απαίτησης για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης αναλόγως της τιμής TE των συμβατικών μονάδων

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



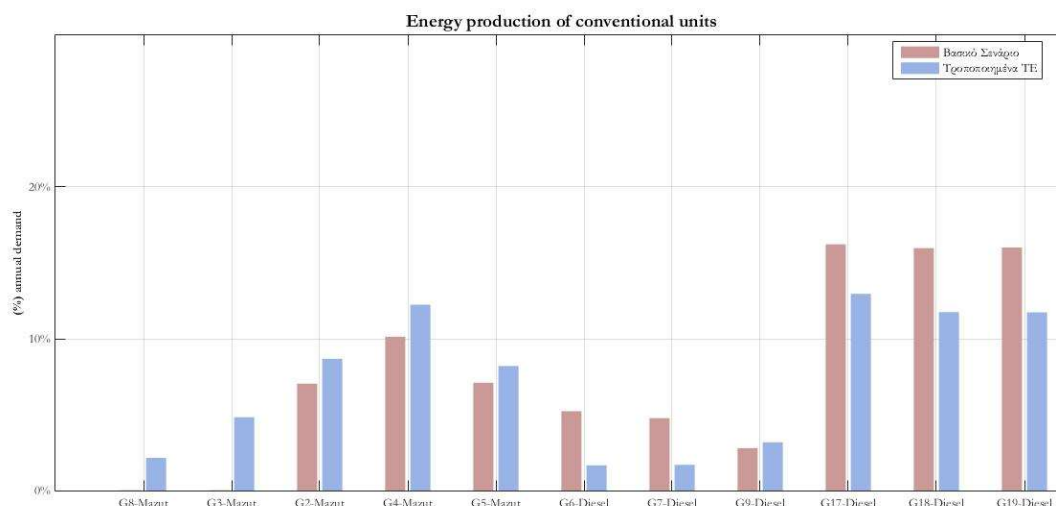
Σχ. 3.10 : Περικοπές αιολικής παραγωγής αναλόγως της τιμής TE των συμβατικών μονάδων

Αναφορικά με την διαχείριση των συμβατικών μονάδων του συστήματος παρατηρείται από τα σχήματα 3.11 και 3.12 μείωση της συμμετοχής των μονάδων diesel που οδηγεί σε μείωση του κόστους θερμικής παραγωγής και του συνολικού κόστους συστήματος. Μολονότι συγκριτικά με το αρχικό σενάριο υπάρχει βελτίωση, η συγκεκριμένη διαχείριση παραμένει μακριά από την εφαρμοζόμενη πρακτική και χαρακτηρίζεται από πολύ υψηλό κόστος λειτουργίας συμβατικών μονάδων και παραβιάσεις εφεδρειών που δεν ικανοποιούν την απαίτηση για ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Επιπρόσθετα, με άξονα την λογική διαχείριση των μονάδων του ΤΣΠ Ικαρίας σημαντικό ζήτημα αποτελεί ο πολύ μεγάλος αριθμός εναύσεων στη διάρκεια μιας ΗΚ, καθώς παρουσιάζει πρακτική δυσκολία που τον καθιστά μη εφαρμόσιμο.



Σχ. 3.11 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή για τις δύο διαφορετικές θεωρήσεις της TE παραγωγής των συμβατικών μονάδων

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.12 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης για τις δύο διαφορετικές θεωρήσεις της TE παραγωγής των συμβατικών μονάδων

Από τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης διερεύνησης μπορεί να αντληθεί το συμπέρασμα ότι η λειτουργία των συμβατικών μονάδων με χαμηλές τιμές TE ισχύος είναι κρίσιμη όσον αφορά την διαχείριση της παραγωγής ενός συστήματος ΜΔΝ, ιδιαίτερα εφόσον αυτό χαρακτηρίζεται από χαμηλές τιμές φορτίου. Η καθοριστική επίδραση της μείωσης της TE παραγωγής των συμβατικών μονάδων στα περιθώρια διείσδυσης αιολικής παραγωγής σε συνδυασμό με την επίτευξη μεγαλύτερης ευελιξίας στο ζήτημα των εφεδρειών την καθιστά ιδιαίτερα σημαντική για τη λειτουργία του συστήματος και δεδομένου ότι αποτελεί ρεαλιστική προσέγγιση με βάση την τεχνολογία των μονάδων θα υιοθετηθεί στην πορεία της παρούσας διερεύνησης για το σύστημα της Ικαρίας.

#### 3.1.4. Διερεύνηση της επίδρασης της εφαρμογής περιορισμού για μέγιστο αριθμό εναύσεων συμβατικών μονάδων στη διάρκεια μιας ΗΚ

##### Περιγραφή- Σκοπιμότητα διερεύνησης

Στη συγκεκριμένη ενότητα διερευνάται η επίδραση της εφαρμογής περιορισμού για το συνολικό αριθμό εκκινήσεων θερμικών μονάδων κατά τη διάρκεια μιας ΗΚ. Ο μέγιστος επιτρεπτός αριθμός τίθεται ίσος με **πέντε**, προκειμένου να διευκολυνθεί η διαχείριση του συστήματος και λαμβάνοντας υπόψη τον συνολικό αριθμό των μονάδων που λειτουργούν στον ΤΣΠ Ικαρίας.

Παρακάτω παρουσιάζονται οι παράμετροι των δύο συγκρινόμενων σεναρίων.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.12 : Παράμετροι προβλήματος διερεύνησης εφαρμογής περιορισμού εναύσεων συμβατικών μονάδων.

	Μη εφαρμογή περιορισμού εναύσεων	Περιορισμός 5 εναύσεων
Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής	ναι	ναι
Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)	45%	45%
Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων H/Z (% Cap)	40%	40%
Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής	Max{N-1, P <sub>Wind</sub> -X <sub>wind</sub> }	Max{N-1, P <sub>Wind</sub> -X <sub>wind</sub> }
Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (%P <sub>Load</sub> )	10%	10%
Μέγιστος αριθμός εναύσεων ανά ΗΚ	δεν τίθεται περιορισμός	5
Θεώρηση δυναμικού περιορισμού	30% *P <sub>Load</sub>	30% *P <sub>Load</sub>
Συντελεστής εφεδρειών	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται

### Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Στους ακόλουθους πίνακες Π.3.13-Π.3.16 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης συγκριτικά με το σενάριο στο οποίο οι συνολικές εκκινήσεις στη διάρκεια μιας ΗΚ δεν δέχονται περιορισμό.

Π. 3.13 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ, αναλόγως της εφαρμογής η μη του περιορισμού εναύσεων.

	Μη εφαρμογή περιορισμού εναύσεων	Περιορισμός 5 εναύσεων
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>4196</b>	<b>4208</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	32,37%	32,37%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	17,37%	17,37%
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%	26,11%
Φ/Β διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	20,88%	20,88%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	49,16%	49,16%
Περιοστές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	22,72%	22,72%



### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.14 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής η μη του περιορισμού εναύσεων.

	Μη εφαρμογή περιορισμού εναύσεων	Περιορισμός 5 εναύσεων
<b>Κόστος</b>		
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	3.302.134 €	3.326.553 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	3.186.634 €	3.258.979 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	53.075 €	53.075 €
→Κόστος εναύσεων (€)	62.425 €	14.499 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	139,37	140,40
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	134,49	137,54
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,63	0,61
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	788.403 €	788.397 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	546.822 €	546.816 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>		
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>4.090.537 €</b>	<b>4.114.950 €</b>

Π. 3.15 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης, αναλόγως της εφαρμογής η μη του περιορισμού εναύσεων.

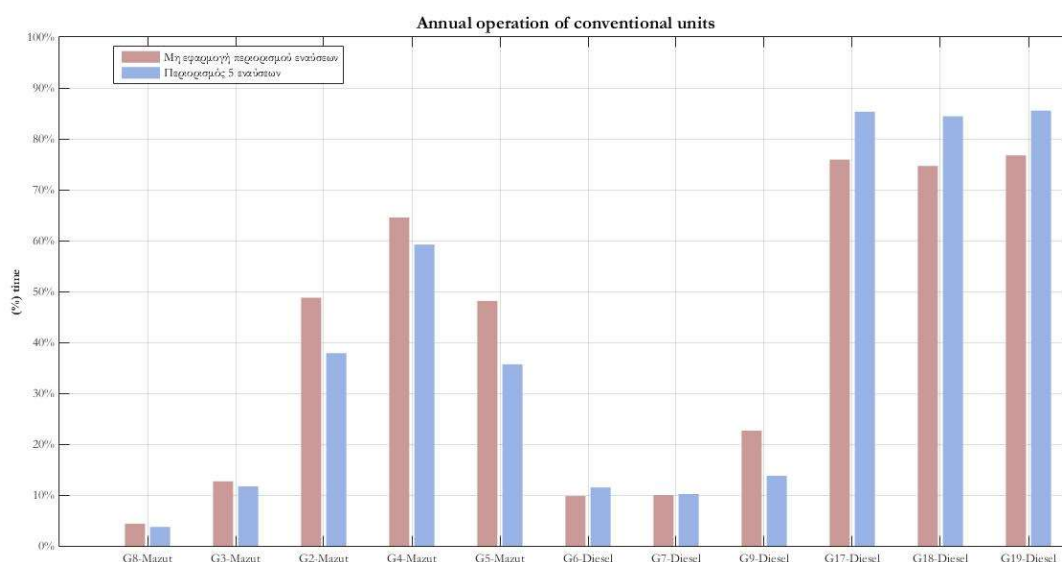
	Μη εφαρμογή περιορισμού εναύσεων	Περιορισμός 5 εναύσεων
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	<b>136,59</b>	<b>137,41</b>
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	110,26	111,08
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	106,41	108,82
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,77	1,77
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	2,08	0,48
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	26,33	26,33
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	18,26	18,26
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.16 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του περιορισμού εναύσεων.

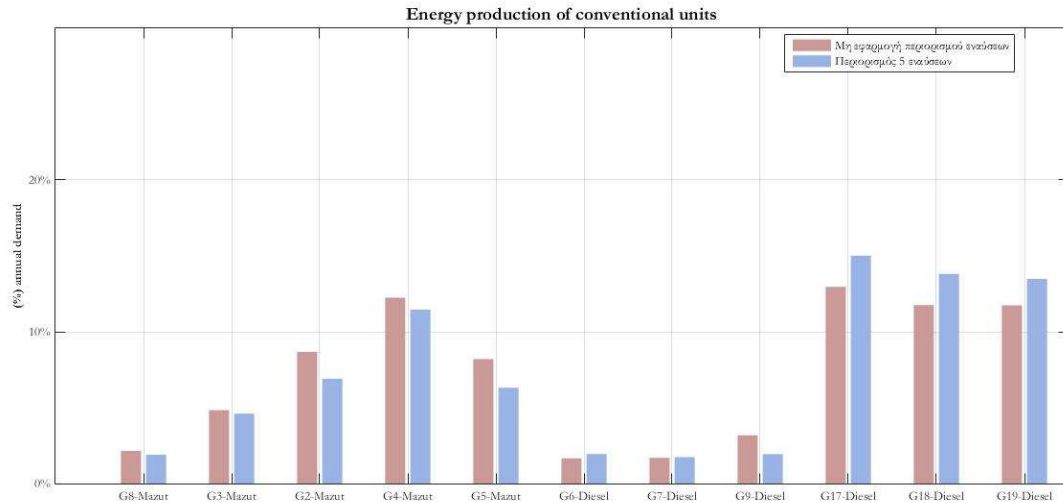
	Μη εφαρμογή περιορισμού εναύσεων	Περιορισμός 5 εναύσεων
<b>Λοιπά μεγέθη</b>		
<b>Εναύσεις θερμικών μονάδων</b>		
Συνολικές Εκκινήσεις	8862	1771
<b>Set-points Αιολικών</b>		
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	4141	4007
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	4619	4753
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>		
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	4,48	4,39
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	49,78%	50,43%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας	24,28	4,85

Η σύγκριση των αποτελεσμάτων φανερώνει ότι η παραγωγή ΑΠΕ παραμένει ανεπηρέαστη με τις ΣΑΩΛ να αυξάνονται σε μικρό βαθμό και την αιολική διείσδυση να παραμένει η ίδια. Μικρή επίπτωση παρατηρείται στο κόστος θερμικής παραγωγής καθώς ο περιορισμός των εναύσεων οδηγεί σε μεγαλύτερη χρήση των τριών μικρών μονάδων diesel, καθώς δεν υπάρχει η ίδια ευελιξία να τίθενται σε λειτουργία άλλες, πιο φτηνές μονάδες όταν η παρουσία των πρώτων δεν είναι απαραίτητη για την τήρηση εφεδρειών. Αυτό φαίνεται και στα σχήματα 3.13 και 3.14.

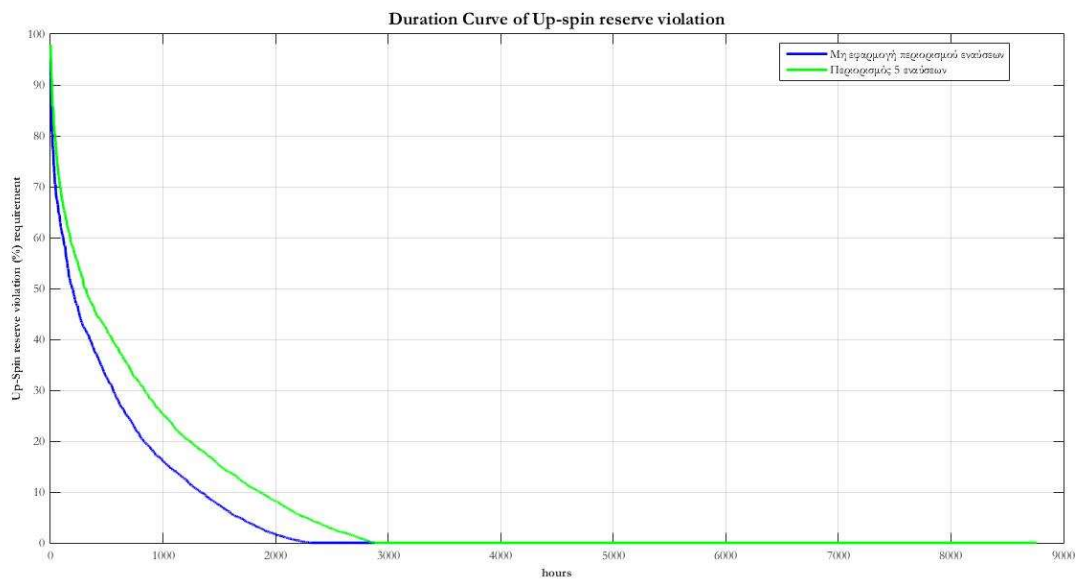


Σχ. 3.13 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή αναλόγως της εφαρμογής ή μη περιορισμού εναύσεων συμβατικών μονάδων στην διάρκεια μιας ΗΚ.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

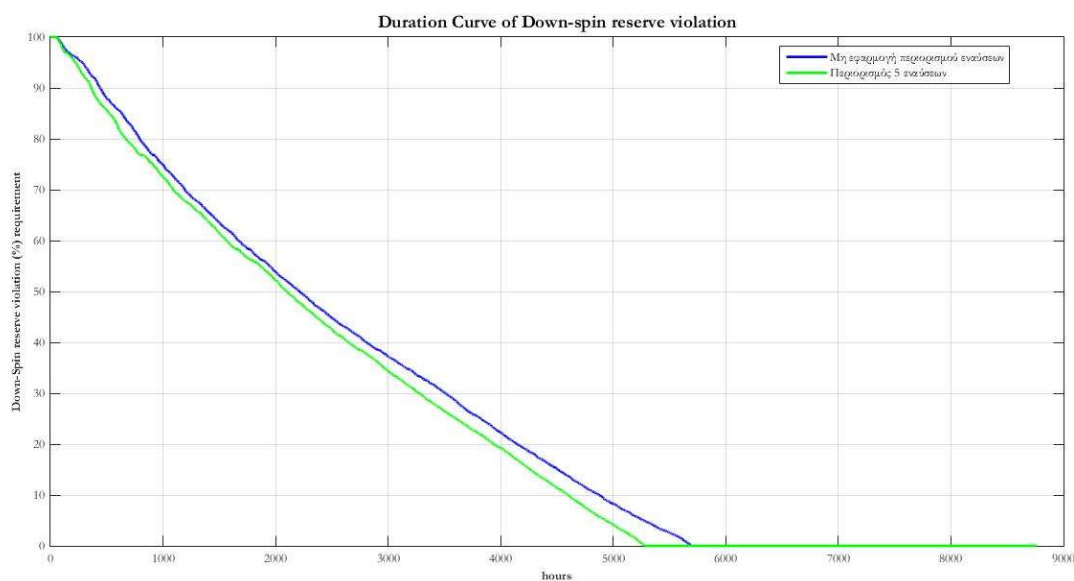


Σχ. 3.14 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης αναλόγως της εφαρμογής ή μη περιορισμού ενάυσεων συμβατικών μονάδων στην διάρκεια μιας ΗΚ.



Σχ. 3.15 : Παραβίαση απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης αναλόγως της εφαρμογής ή μη περιορισμού ενάυσεων συμβατικών μονάδων στην διάρκεια μιας ΗΚ.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.16 : Παραβίαση απαίτησης για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης αναλόγως της εφαρμογής ή μη περιορισμού εναύσεων συμβατικών μονάδων στην διάρκεια μιας ΗΚ.

Από την εποπτεία των αποτελεσμάτων προκύπτει ότι ο περιορισμός των συνολικών εκκινήσεων θερμικών μονάδων, στη διάρκεια μιας ΗΚ, δεν έχει ιδιαίτερα αρνητικές συνέπειες στη λειτουργία του συστήματος ώστε να αποτρέπεται η εφαρμογή του, η οποία διευκολύνει σε μεγάλο βαθμό την διαχείριση του ΤΣΠ.

#### 3.1.5. Διερεύνηση της επίδρασης μη τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας (κριτήριο N-1)

##### Περιγραφή-Σκοπιμότητα

Παρά την τροποποίηση των ΤΕ των συμβατικών μονάδων από την αρχική θεώρηση και της εφαρμογής περιορισμού για το συνολικό αριθμό των εναύσεων μέσα στη μέρα το σύστημα παραμένει δυσλειτουργικό καθώς χαρακτηρίζεται από έντονες παραβιάσεις εφεδρειών, από ΣΑΩΛ που υπολείπονται των ΣΑΩΛ συμβάσεων, καθώς και από μη ρεαλιστική χρησιμοποίηση των θερμικών μονάδων με άμεση συνέπεια το εξαιρετικά υψηλό κόστος συστήματος. Όπως έχει αναφερθεί ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης στην προσπάθειά του να ικανοποιήσει την απαίτηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, οδηγείται σε συστηματική ένταξη μικρών και ευέλικτων αλλά ακριβών μονάδων diesel (π.χ. φορητά Η/Ζ) αντί των μεγαλύτερων και φθηνότερων μονάδων με καύσιμο mazut, των οποίων η ένταξη αποθαρρύνεται καθώς ταυτόχρονα θα οδηγούσε σε ακόμη μεγαλύτερες απαιτήσεις εφεδρειών. Δεδομένου ότι ο συνυπολογισμός του κριτηρίου N-1 όχι μόνο καταλήγει σε μη ορθολογική λειτουργία του συστήματος αλλά διαμορφώνει και απαιτήσεις εφεδρειών που δεν ικανοποιούνται για ένα μεγάλο ποσοστό του χρόνου, θα εξετάσουμε την πιθανότητα μη τήρησης της εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.

Στην περίπτωση αυτή η απαίτηση για άνω στρεφόμενη εφεδρεία διαμορφώνεται έτσι ώστε να καλύπτει την πιθανότητα απώλειας της μη εγγυημένης αιολικής παραγωγής,

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

που θεωρούμε το σύνολο αυτής, προσαυξημένη κατά ένα ποσοστό  $a$  (%) της ωριαίας ζήτησης που αφορά τις μεταβλητότητες του φορτίου.

Η συγκεκριμένη διερεύνηση θα πραγματοποιηθεί τόσο για την αρχική θεώρηση TE (Π. 2.3) όσο και με τις αναθεωρημένες τιμές (Π. 3.6).

#### A) TE ισχύς εξόδου συμβατικών μονάδων στο 50% της δυναμικότητάς τους

Τα δύο συγκρινόμενα σενάρια παρουσιάζονται παρακάτω.

Π. 3.17 : Παράμετροι προβλήματος διερεύνησης τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας με την αρχική θεώρηση TE.

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής	ναί	ναί
Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)	50%	50%
Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων H/Z (% Cap)	50%	50%
Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής	$\text{Max}\{N-1, P_{\text{Wind}}-X_{\text{wind}}\}$	$P_{\text{Wind}}-X_{\text{wind}}$
Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (% $P_{\text{Load}}$ )	10%	15%
Μέγιστος αριθμός εναύσεων ανά ΗΚ	δεν τίθεται περιορισμός	5
Θεώρηση δυναμικού περιορισμού	30% * $P_{\text{Load}}$	30% * $P_{\text{Load}}$
Συντελεστής εφεδρειών	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται

#### Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Στους πίνακες Π 3.18-Π3.21 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης όταν δεν τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, συγκριτικά με το βασικό σενάριο στο οποίο εφαρμόζεται το κριτήριο N-1 και λαμβάνοντας τις τιμές TE συμβατικών μονάδων του αρχικού σεναρίου.

Σημειώνεται ότι στο σενάριο στο οποίο δεν τηρούμε εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας τηρούμε άνω στρεφόμενη εφεδρεία για τις μεταβλητότητες του φορτίου μεγαλύτερο ποσοστό της ζήτησης ( 15% αντί για 10%). Επίσης, εφαρμόζεται ο περιορισμός εναύσεων συμβατικών μονάδων κατά τη διάρκεια μιας ΗΚ.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.18 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (ΤΕ βασικού σεναρίου).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>2546</b>	<b>4389</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	20,81%	30,31%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	11,17%	16,27%
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%	26,11%
Φ/Β διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	14,68%	19,78%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	44,60%	46,64%
Περιεκτές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	50,31%	27,63%

Π. 3.19 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (ΤΕ βασικού σεναρίου).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>Κόστος</b>		
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	3.819.888 €	2.332.131 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	3.718.754 €	2.262.980 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	57.235 €	53.815 €
→Κόστος εναύσεων (€)	43.899 €	15.336 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	149,50	97,07
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	145,54	94,19
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	1,72	0,64
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	593.198 €	753.675 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	351.617 €	512.094 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>		
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>4.413.087 €</b>	<b>3.085.807 €</b>

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.20 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (TE βασικού σεναρίου).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	147,36	103,04
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	127,55	77,87
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	124,18	75,57
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,91	1,80
→Κόστος ενάυσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,47	0,51
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	19,81	25,17
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	11,74	17,10
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07

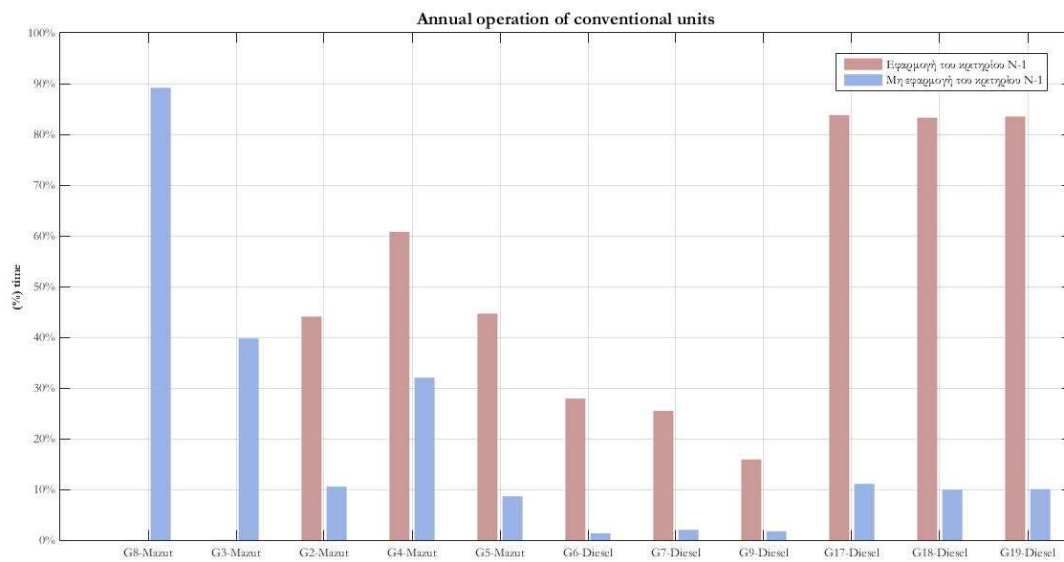
Π. 3.21 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (TE βασικού σεναρίου).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>Λοιπά μεγέθη</b>		
<b>Ενάυσεις θερμικών μονάδων</b>		
Συνολικές Εκκινήσεις	5764	1730
<b>Set-points Αιολικών</b>		
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	8696	4960
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	64	3800
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>		
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	4,69	2,16
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	52,67%	59,52%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας	15,79	4,74

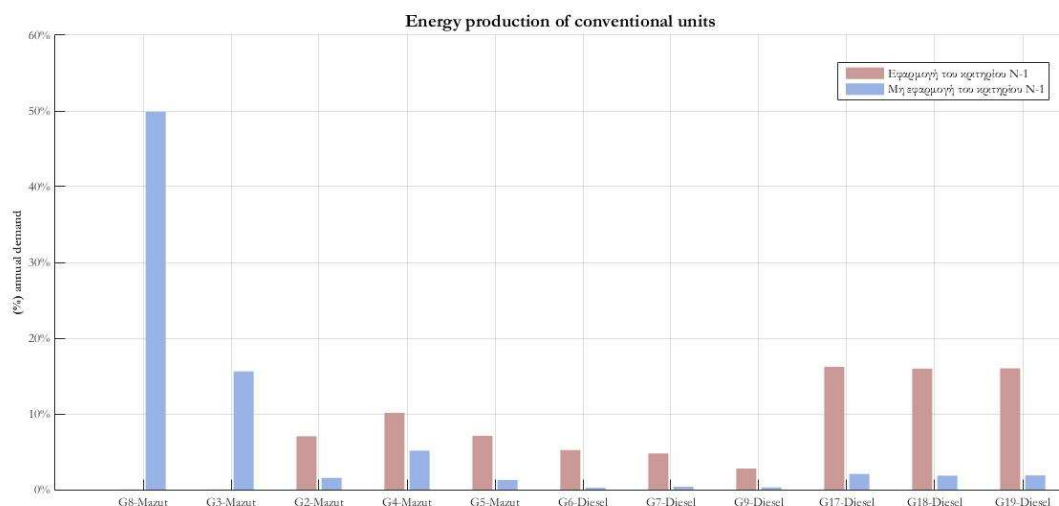
Από τους ανωτέρω πίνακες προκύπτει ότι η λειτουργία του συστήματος αλλάζει καθοριστικά, αναλόγως τη τήρησης, ή μη, άνω στρεφόμενης εφεδρείας για πιθανή απώλεια της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής ενταγμένης συμβατικής μονάδας. Με την κατάργηση του κριτηρίου N-1 σημειώνεται πολύ μεγάλη αύξηση των ΣΑΩΛ, με αντίστοιχη αύξηση στην συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος. Παράλληλα, παρατηρούνται τεράστιες διαφορές στα αποτελέσματα που σχετίζονται με το μεταβλητό κόστος της συμβατικής παραγωγής. Η τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας οδηγεί σε κόστος συμβατικής παραγωγής αυξημένο κατά 64% και σε συνολικό κόστος συστήματος αυξημένο κατά 44%. Το μεταβλητό κόστος συμβατικής παραγωγής στην περίπτωση τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας διαμορφώνεται στα 149,5 €/MWh σε αντίθεση την περίπτωση απουσίας του κριτηρίου N-1 στην άνω στρεφόμενη εφεδρεία όπου το μεταβλητό κόστος συμβατικής παραγωγής ισούται με 97,1 €/MWh. Οι αποκλίσεις αυτές μαρτυρούν μια εντελώς διαφορετική νοοτροπία διαχείρισης της θερμικής παραγωγής του συστήματος. Όπως φαίνεται από τα ακόλουθα σχήματα Σχ. 3.17-Σχ. 3.19 η συμμετοχή των μονάδων Η/Ζ με καύσιμο diesel περιορίζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό όταν η απαίτηση για τήρηση

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας δεν υφίσταται, οπότε και προτιμάται η χρήση φτηνότερων μονάδων με καύσιμο mazut, των οποίων η μεγάλη ικανότητα παραγωγής δεν συνδέεται πλέον με αύξηση της απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία. Έτσι, με την κατάργηση του κριτηρίου N-1, η μεγαλύτερη μονάδα του συστήματος (G8) βρίσκεται σε λειτουργία κατά το ~ 90% του χρόνου καλύπτοντας το 50% της ετήσιας ζήτησης. Αντίστοιχα, σημαντικά αυξάνεται και η χρήση της δεύτερης μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής μονάδας του συστήματος, με την προκύπτουσα διαχείριση να βρίσκεται σε σχετική συμφωνία με την θεωρούμενη σειρά ένταξης των μονάδων του ΤΣΠ Ικαρίας (Π.2.2).



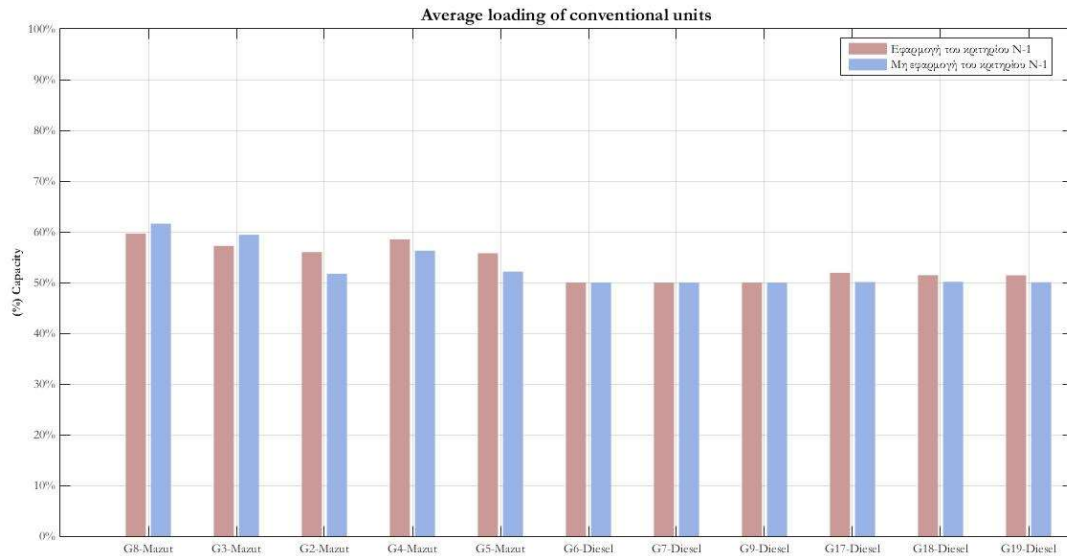
Σχ. 3.17 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (ΤΕ βασικού σεναρίου).



Σχ. 3.18 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (ΤΕ βασικού σεναρίου).

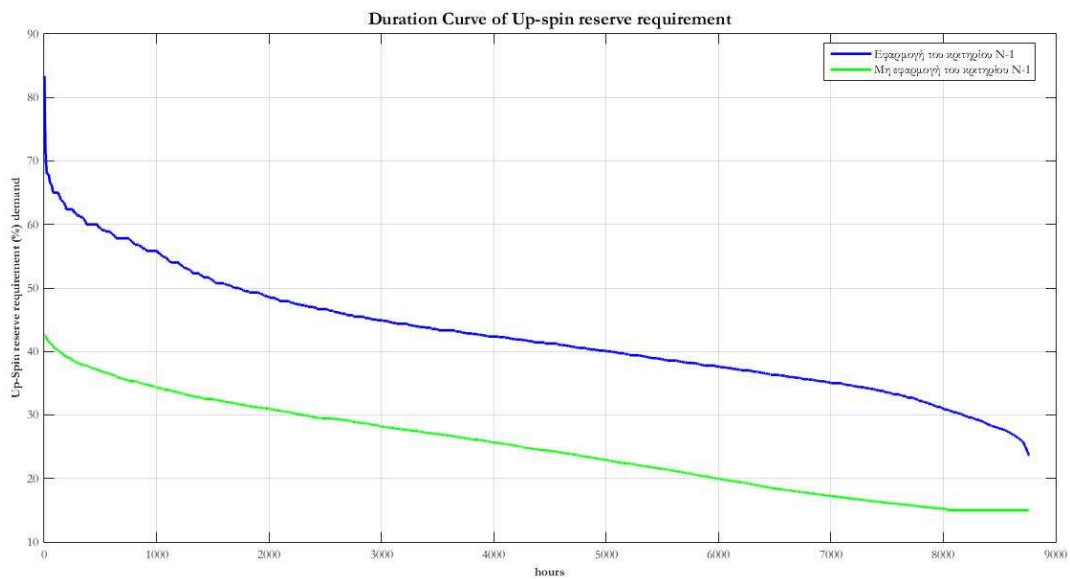


### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



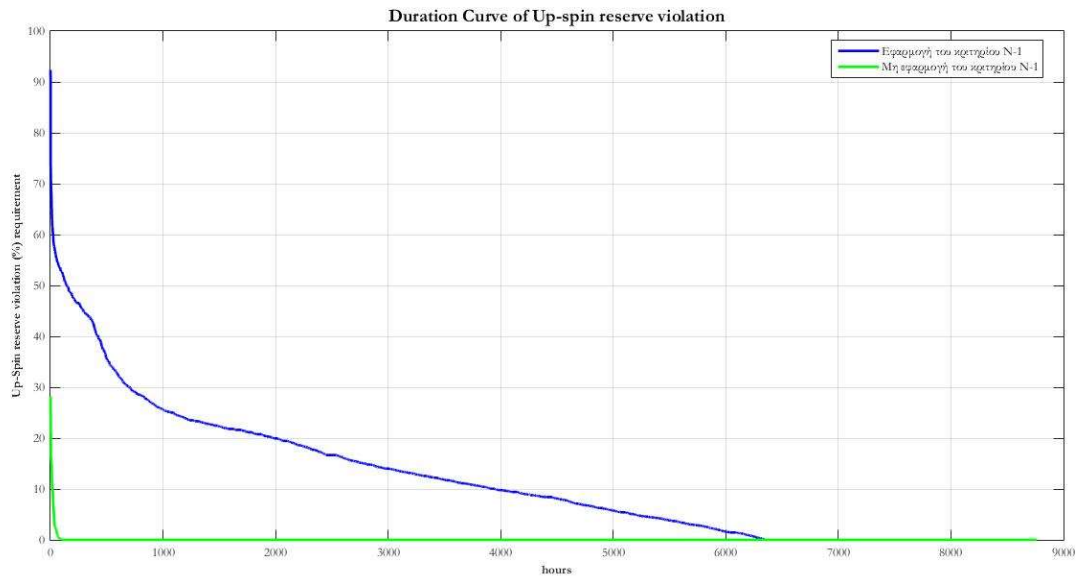
Σχ. 3.19 : Μέση φόρτιση συμβατικών μονάδων, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (TE βασικού σεναρίου).

Στα Σχ. 3.20-Σχ. 3.22 φαίνεται ότι η απορρέουσα από την μη τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας μείωση της συνολικής απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία δίνει τη δυνατότητα στο σύστημα να είναι συνεπές με τις απαιτήσεις για εφεδρεία. Όπως είχαμε παρατηρήσει οι τεράστιες απαιτήσεις άνω στρεφόμενης εφεδρείας δεν ήταν δυνατό να καλυφθούν με αποτέλεσμα να έχουμε σημαντικότερες παραβιάσεις, τόσο για την άνω όσο και την κάτω εφεδρεία. Αντίθετα, το σύστημα δείχνει να μπορεί να χειριστεί ικανοποιητικά το ζήτημα των εφεδρειών όταν η απαίτηση για άνω εφεδρεία δεν λαμβάνει υπόψη την τήρηση εφεδρείας για πιθανή απώλεια παραγωγής της μεγαλύτερης ενταγμένης μονάδας.

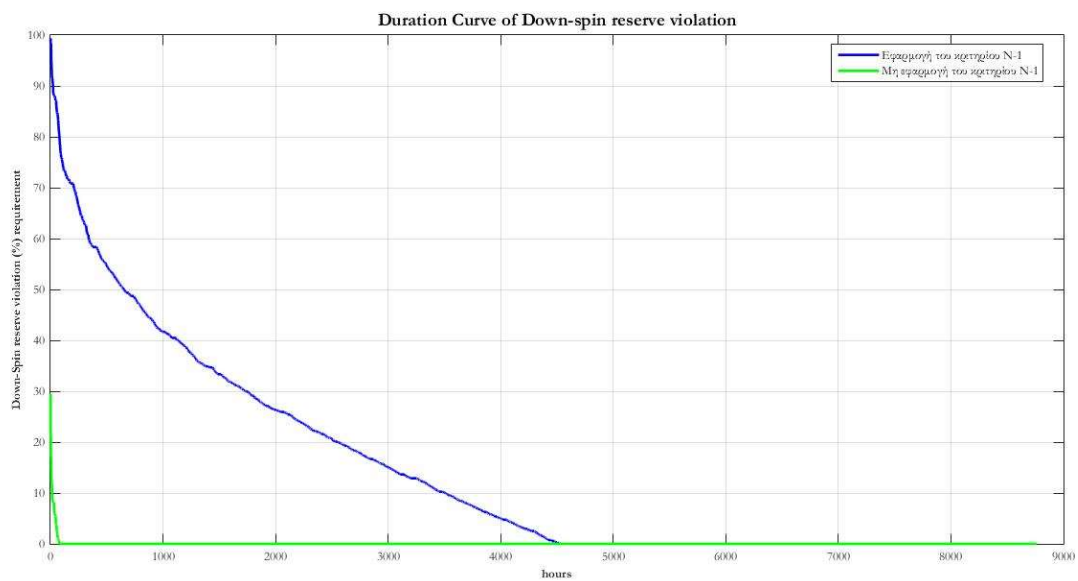


Σχ. 3.20 : Απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της ζήτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (TE βασικού σεναρίου).

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.21 : Παραβίαση απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 (TE βασικού σεναρίου).

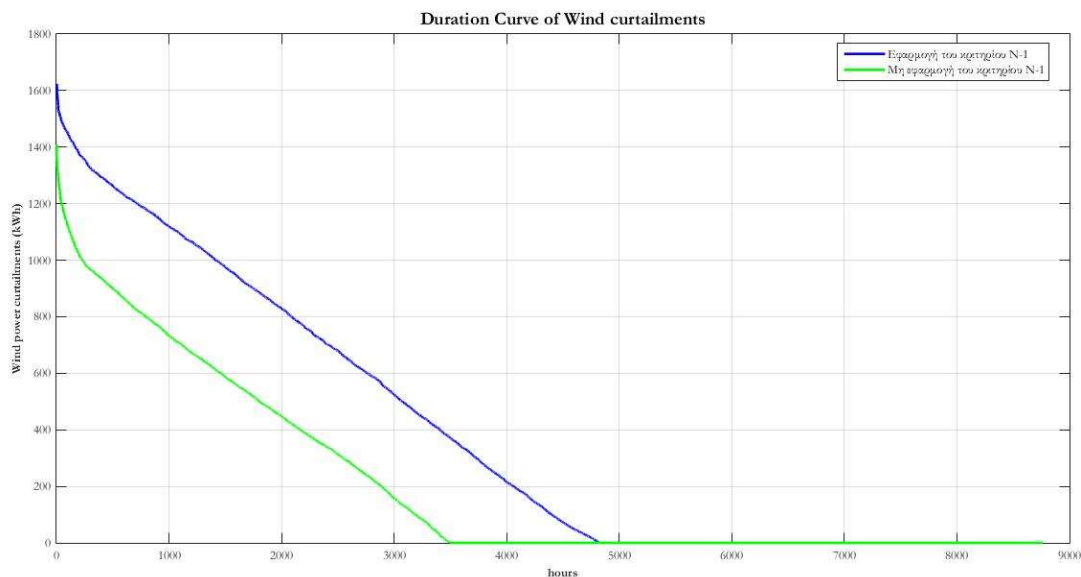


Σχ. 3.22 : Παραβίαση απαίτησης για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 (TE βασικού σεναρίου).

Τέλος, στο Σχ. 3.23 παρουσιάζονται οι αποκλίσεις στις περικοπές αιολικής ισχύος για τα δύο συγκρινόμενα σενάρια. Είναι εμφανές ότι η μη τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας οδηγεί σε ένταξη συμβατικών μονάδων που επιτρέπει μεγαλύτερη απορρόφηση αιολικής ισχύος και καταλήγει σε μείωση των περικοπών κατά 45%. Αυτό συμβαίνει διότι η αυξημένη απαίτηση εφεδρείας οδηγεί σε ένταξη συμβατικών μονάδων προκειμένου να συνεισφέρουν σε εφεδρεία, ακόμα και όταν η παραγωγή τους θα μπορούσε να καλυφθεί από διαθέσιμη αιολική παραγωγή. Το παραπάνω μπορεί να επιβεβαιωθεί και από την μείωση του μέσου όρου ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ στην περίπτωση της κατάργησης της εφεδρείας N-1 (παρά το γεγονός ότι η μείωση αυτή συνδέεται και με την ένταξη μεγαλύτερων εν γένει μονάδων). Η διαφοροποίηση αυτή

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

στην ένταξη των συμβατικών μονάδων έχει επίδραση στον περιορισμό τεχνικών ελαχίστων και ακολούθως στα περιθώρια απορρόφησης αιολικής παραγωγής.



Σχ. 3.23 : Περικοπές αιολικής παραγωγής, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 (TE βασικού σεναρίου).

#### Β) Τροποποιημένες τιμές TE ισχύος εξόδου συμβατικών μονάδων

Αντίστοιχα για τη δεύτερη ανάλυση τα συγκρινόμενα σενάρια είναι τα ακόλουθα :

Π. 3.22: Παράμετροι προβλήματος διερεύνησης τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας με τα τροποποιημένα TE συμβατικών μονάδων.

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής	ναι	ναι
Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)	45%	45%
Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων H/Z (% Cap)	40%	40%
Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής	$\text{Max}\{N-1, P_{\text{Wind}}-X_{\text{wind}}\}$	$P_{\text{Wind}}-X_{\text{wind}}$
Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (%P <sub>Load</sub> )	10%	10%
Μέγιστος αριθμός ενάυσεων ανά ΗΚ	5	5
Θεώρηση δυναμικού περιορισμού	30% *P <sub>Load</sub>	30% *P <sub>Load</sub>
Συντελεστής εφεδρειών	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

#### Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Π. 3.23 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας ( τροποποιημένα ΤΕ).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>4208</b>	<b>4809</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	32,37%	32,29%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	17,37%	17,33%
<b>Παραγωγή Φ/B</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/B παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%	26,11%
Φ/B διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	20,88%	20,84%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	49,16%	49,16%
Περιοκές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	22,72%	22,89%

Π. 3.24 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (τροποποιημένα ΤΕ).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>Κόστος</b>		
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	3.326.553 €	2.229.078 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	3.258.979 €	2.161.223 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	53.075 €	53.101 €
→Κόστος εναύσεων (€)	14.499 €	14.754 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	140,40	94,03
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	137,54	91,17
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	0,61	0,62
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	788.397 €	787.157 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	546.816 €	545.575 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>		
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>4.114.950 €</b>	<b>3.016.235 €</b>

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.25 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (τροποποιημένα TE).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	137,41	100,72
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	111,08	74,43
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	108,82	72,17
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,77	1,77
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	0,48	0,49
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	26,33	26,28
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	18,26	18,22
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07

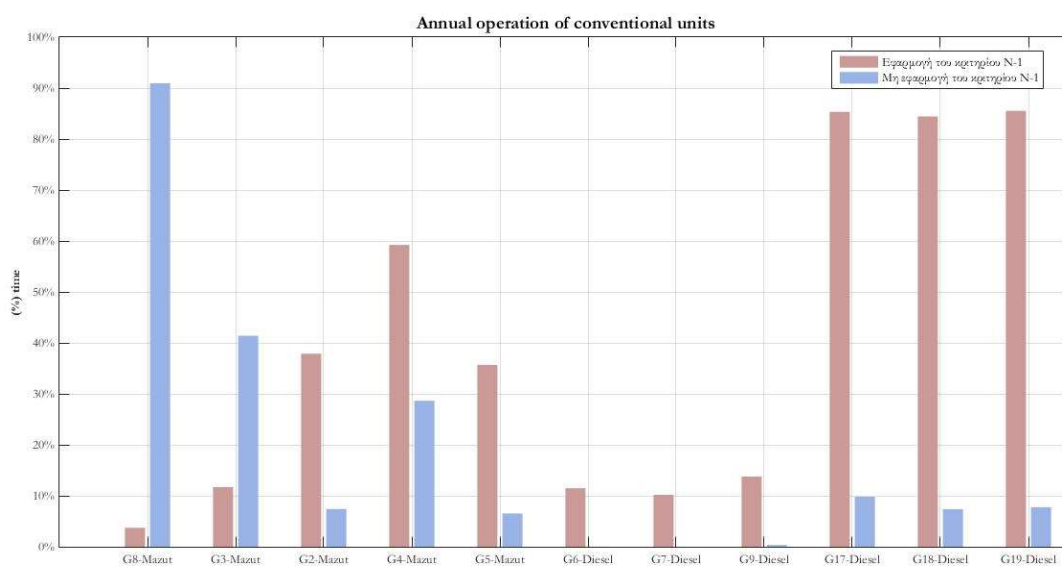
Π. 3.26 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (τροποποιημένα TE).

	Με κριτήριο N-1	Χωρίς κριτήριο N-1
<b>Λοιπά μεγέθη</b>		
<b>Εναύσεις θερμικών μονάδων</b>		
Συνολικές Εκκινήσεις	1771	1577
<b>Set-points Αιολικών</b>		
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	4007	1080
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	4753	7680
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>		
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	4,39	2,00
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	50,43%	60,39%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας	4,85	4,32

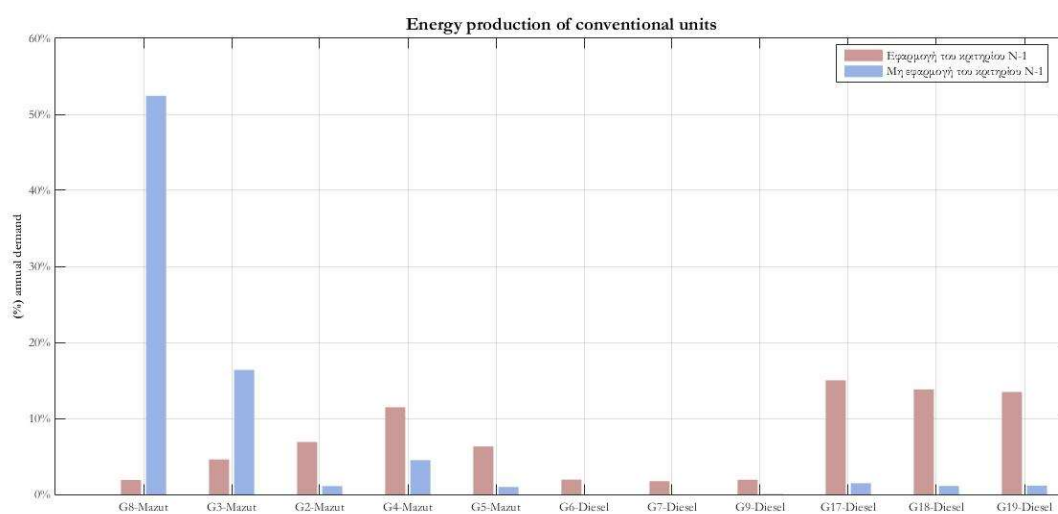
Στην περίπτωση που εφαρμόζουμε, κατά την διερεύνηση της επίδρασης της εφαρμογής του κριτηρίου N-1, τις μειωμένες τιμές TE, οι διαφορές μεταξύ των αποτελεσμάτων επικεντρώνονται στην διαχείριση των συμβατικών μονάδων του συστήματος. Πιο συγκεκριμένα, όσον αφορά τα περιθώρια διείσδυσης αιολικής παραγωγής, η κατάργηση του κριτηρίου N-1 συνοδεύεται από αύξηση στις ΣΑΩΛ των Α/Π του συστήματος στις 4809 από 4208, τιμή που ξεπερνά τις ΣΑΩΛ των συμβάσεων (4455). Παρά την αύξηση των ΣΑΩΛ δεν παρατηρούνται διαφορές στην ετήσια διείσδυση αιολικής παραγωγής. Από το παραπάνω, καθώς και από τη σύγκριση μεταξύ των σεναρίων μη τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας για τις δύο διαφορετικές θεωρήσεις TE μπορεί να αντληθεί το συμπέρασμα ότι οι τιμές TE συμβατικών μονάδων είναι καθοριστικός παράγοντας όσον αφορά την εκμετάλλευση της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής. Αντίθετα, η τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας είναι ο παράγοντας που ρυθμίζει τη διαχείριση των συμβατικών μονάδων (Σχ.3.24-Σχ. 3.26). Αντίστοιχα με την περίπτωση Α, η απαίτηση για κάλυψη πιθανής απώλειας της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής μονάδας που βρίσκεται σε λειτουργία, οδηγεί σε αποφυγή της ένταξης των μεγάλων

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

μονάδων με καύσιμο mazut και σε μη ορθολογική χρήση των ακριβών μονάδων diesel με μεγάλη επίπτωση στο κόστος παραγωγής του συστήματος. Ειδικότερα, η εφαρμογή του κριτηρίου N-1 καταλήγει σε αύξηση του κόστους θερμικής παραγωγής κατά 49% και του κόστους συστήματος κατά 36%. Η απόκλιση στο μέσο μεταβλητό κόστος συστήματος (137,4 έναντι 100,7) καταδεικνύει ότι η απαίτηση για κάλυψη απώλειας μεγαλύτερης ενταγμένης μονάδας είναι απαγορευτική από άποψη κόστους για συστήματα ΜΔΝ μικρού μεγέθους. Παράλληλα, η συμμετοχή των συμβατικών μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος όπως αυτή παρουσιάζεται στα Σχ. 3.24-Σχ. 3.25 βρίσκεται κοντά στην εφαρμοζόμενη πρακτική και προσεγγίζει ικανοποιητικά την σειρά ένταξης των μονάδων του ΤΣΠ Ικαρίας (Π.2.2) στην περίπτωση μη εφαρμογής του κριτηρίου N-1, κάτι το οποίο δεν ισχύει στην αντίθετη περίπτωση.

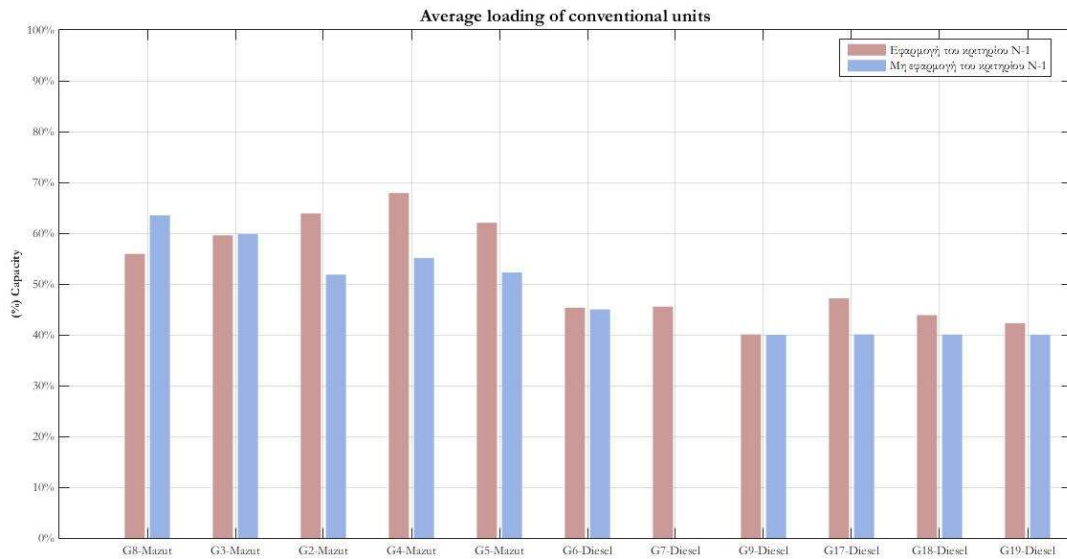


Σχ. 3.24 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (τροποποιημένα TE).



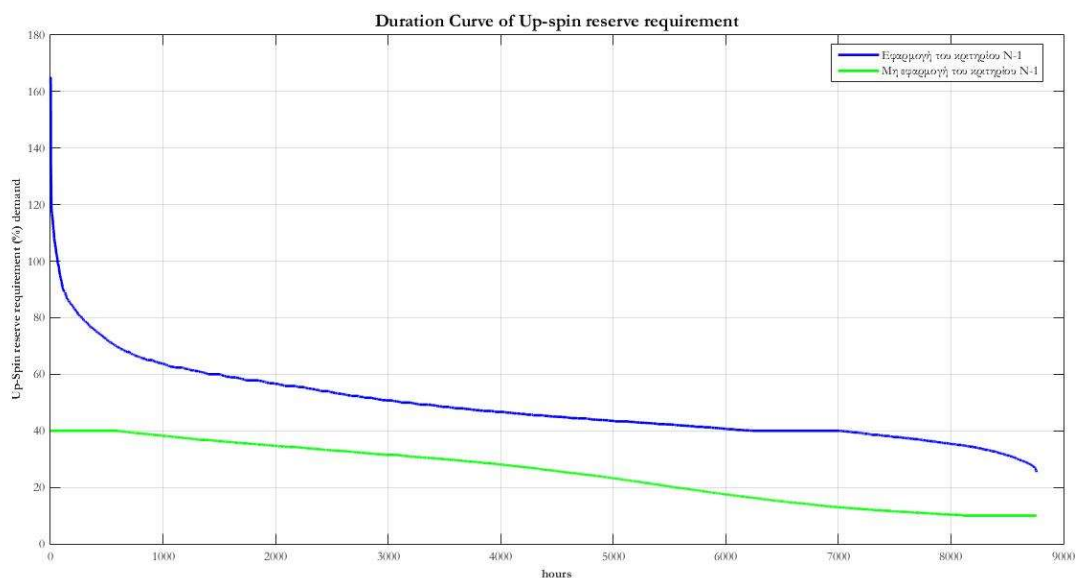
Σχ. 3.25 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτηση, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (τροποποιημένα TE)

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



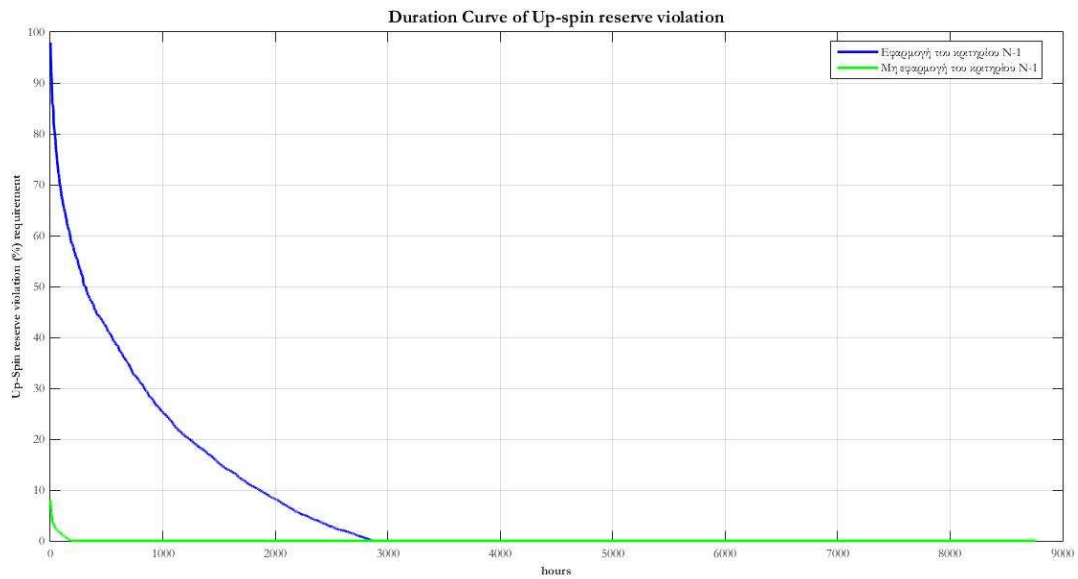
Σχ. 3.26 : Μέση φόρτιση συμβατικών μονάδων, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (τροποποιημένα TE).

Στα Σχ. 3.27- Σχ 3.29 παρουσιάζεται η διαμόρφωση της συνολικής απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία, αναλόγως της τήρησης ή μη εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας και τα αποτελέσματα αυτής στις παραβιάσεις εφεδρειών, τα οποία είναι αντίστοιχα με αυτά της διερεύνησης στην περίπτωση Α.

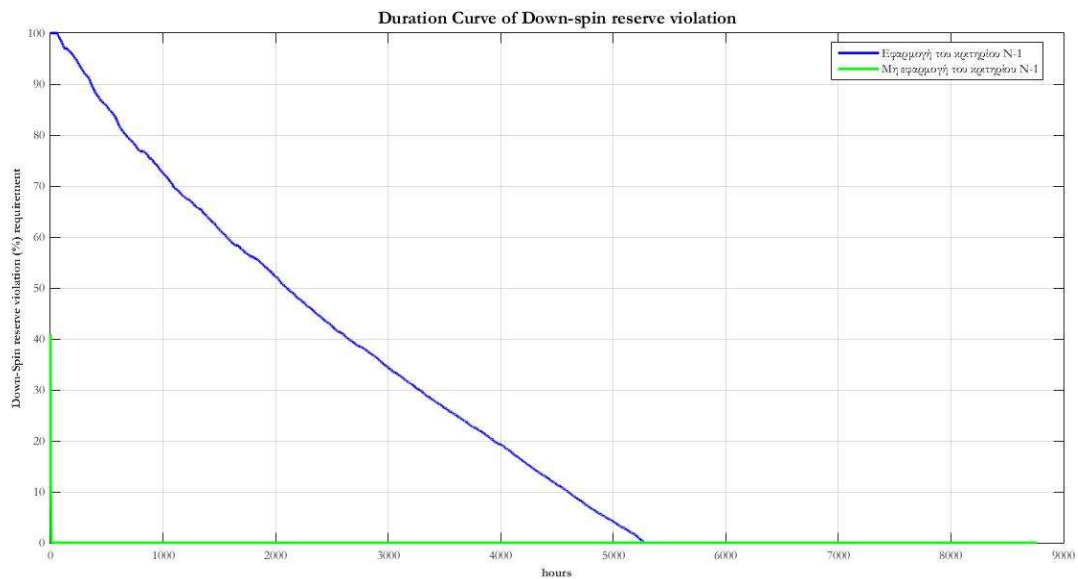


Σχ. 3.27 : Απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της ζήτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της απαίτησης άνω στρεφόμενης εφεδρείας (τροποποιημένα TE).

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.28 : Παραβίαση απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 (τροποποιημένα TE).



Σχ. 3.29 : Παραβίαση απαίτησης για κάτω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης, αναλόγως της εφαρμογής ή μη του κριτηρίου N-1 (τροποποιημένα TE).

Συμπερασματικά, και από τις δύο διερευνήσεις Α και Β, διαπιστώνεται ότι ο προβληματισμός αναφορικά με την αναγκαιότητα της τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας σε συστήματα μικρού μεγέθους είναι βάσιμος, τόσο λόγω της οικονομικής επιβάρυνσης που αυτή εισάγει και της αρνητικής επίπτωσης στη δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας ΑΠΕ όσο και λόγω της αδυναμίας του συστήματος να καλύψει τις αυξημένες απαιτήσεις εφεδρειών για μεγάλα ποσοστά του χρόνου. Ακόμη, ιδιαίτερα σημαντική παρατήρηση αποτελεί ότι οι ΣΑΩΛ ξεπερνάνε τις συμβατικές μόνο στο



### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

σενάριο στο οποίο δεν τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, και εφαρμόζονται παράλληλα οι αναθεωρημένες τιμές TE συμβατικών μονάδων.

3.1.6. Διερεύνηση επίδρασης του ποσοστού  $\alpha$ (%) της ζήτησης που τηρείται ως άνω στρεφόμενη εφεδρεία για τις μεταβλητότητες του φορτίου

#### Περιγραφή-Σκοπιμότητα

Στην ενότητα αυτή εξετάζεται η επίδραση του ποσοστού της ζήτησης που τηρείται ως άνω εφεδρεία για τις μεταβλητότητες του φορτίου, δεδομένης της κατάρτησης του κριτηρίου N-1 στον υπολογισμό της συνολικής απαίτησης. Η παραμετρική διερεύνηση θα λάβει τιμές του ποσοστού  $\alpha$ (%) 10, 15 και 20.

Προκύπτουν τα παρακάτω σενάρια (Π. 3.27).

Π. 3.27 : Παράμετροι σεναρίων διερεύνησης του ποσοστού  $\alpha$ (%) μεταβλητοτήτων της ζήτησης

	Ποσοστό $\alpha$ (% ζήτησης) απαίτησης άνω εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου		
	10%	15%	20%
Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής	ναι	ναι	ναι
Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)	45%	45%	45%
Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων Η/Ζ (% Cap)	40%	40%	40%
Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής	$P_{Wind}-X_{wind}$	$P_{Wind}-X_{wind}$	$P_{Wind}-X_{wind}$
Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (% $P_{Load}$ )	10%	15%	20%
Μέγιστος αριθμός ενάυσεων ανά ΗΚ	5	5	5
Θεώρηση δυναμικού περιορισμού	$30\% * P_{Load}$	$30\% * P_{Load}$	$30\% * P_{Load}$
Συντελεστής εφεδρειών	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται

#### Αποτελέσματα προσομοίωσης

Στους πίνακες Π. 3.28-Π. 3.31 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανωτέρω διερεύνησης.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.28 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ σε συνάρτηση με το ποσοστό α (%) που λαμβάνουμε στην απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

	Ποσοστό α (% ζήτησης) απαίτησης άνω εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου		
	10%	15%	20%
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>4809</b>	<b>4772</b>	<b>4711</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>			
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	32,29%	32,15%	31,90%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	30,00%	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	17,33%	17,26%	17,12%
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>			
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%	26,11%	26,11%
Φ/Β διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>			
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	20,84%	20,77%	20,63%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	49,16%	49,16%	47,43%
Περιεκτές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	22,89%	23,24%	23,83%

Π. 3.29 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος σε συνάρτηση με το ποσοστό α (%) που λαμβάνουμε στην απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

	Ποσοστό α (% ζήτησης) απαίτησης άνω εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου		
	10%	15%	20%
<b>Κόστος</b>			
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>			
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>			
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	2.229.078 €	2.248.340 €	2.279.330 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	2.161.223 €	2.180.398 €	2.211.331 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	53.101 €	53.152 €	53.243 €
→Κόστος εντάσεων (€)	14.754 €	14.790 €	14.756 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>			
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	94,03	94,75	95,89
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	91,17	91,89	93,03
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24	2,24
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	0,62	0,62	0,62
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>			
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	787.157 €	784.746 €	780.515 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	545.575 €	543.164 €	538.933 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>			
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>3.016.235 €</b>	<b>3.033.086 €</b>	<b>3.059.845 €</b>

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.30 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης σε συνάρτηση με το ποσοστό α (%) που λαμβάνουμε στην απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

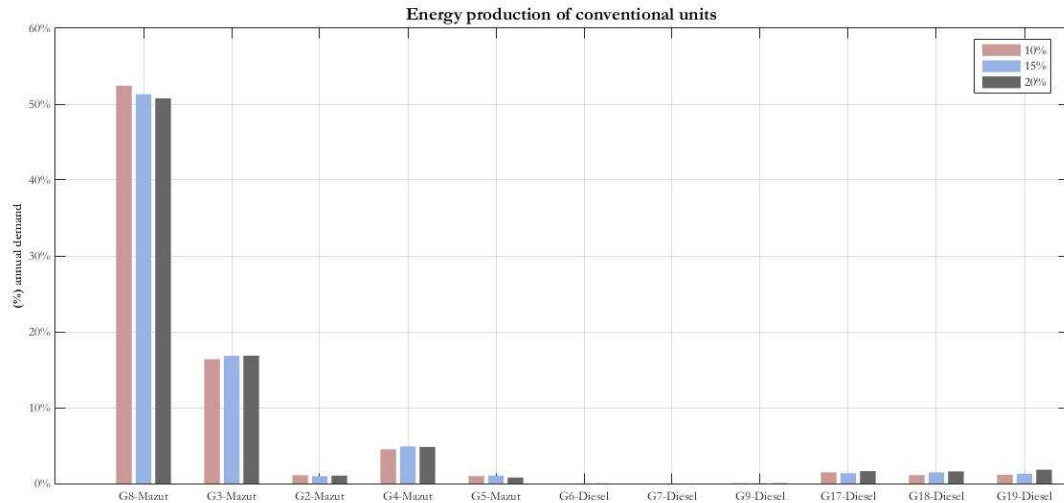
	Ποσοστό α (% ζήτησης) απαίτησης άνω εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου		
	10%	15%	20%
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>			
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	100,72	101,28	102,17
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	74,43	75,08	76,11
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	72,17	72,81	73,84
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,77	1,77	1,78
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	0,49	0,49	0,49
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	26,28	26,20	26,06
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	18,22	18,14	18,00
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07	8,07

Π. 3.31 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος σε συνάρτηση με το ποσοστό α (%) που λαμβάνουμε στην απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

	Ποσοστό α (% ζήτησης) απαίτησης άνω εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου		
	10%	15%	20%
<b>Λοιπά μεγέθη</b>			
<b>Εναύσεις θερμικών μονάδων</b>			
Συνολικές Εικινησίες	1577	1633	1692
<b>Set-points Αιολικών</b>			
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	1080	1621	2419
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	7680	7139	6341
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>			
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	2,00	2,10	2,18
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	60,39%	58,35%	56,52%
Μέσες εικινησίες ημέρας	4,32	4,47	4,64

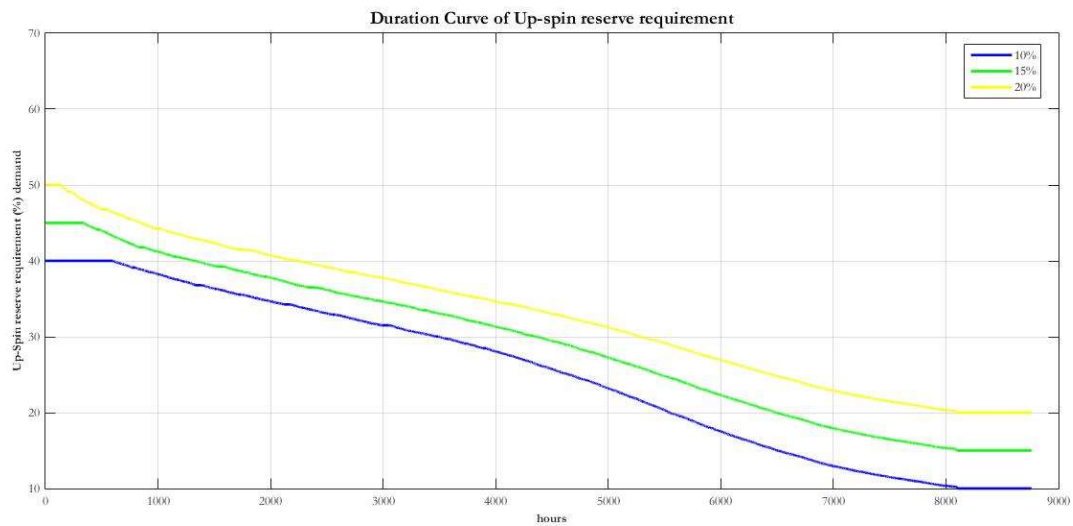
Από τα παραπάνω αποτελέσματα προκύπτει ότι η μεταβολή του ποσοστού της ζήτησης που συνυπολογίζεται μαζί με την πιθανή απώλεια της αιολικής παραγωγής στην απαίτηση για άνω στρεφόμενη εφεδρεία και αφορά τις μεταβλητότητες του φορτίου δεν προκαλεί σημαντικές διαφοροποιήσεις στη λειτουργία του συστήματος της Ικαρίας. Με την αύξηση του ποσοστού παρατηρείται μικρή μείωση στις ΣΑΩΛ και την ετήσια διείσδυση παραγωγής ΑΠΕ, καθώς και περιορισμένη αύξηση του κόστους συμβατικής παραγωγής και ακολούθως του συνολικού κόστους συστήματος. Οι αυξημένες απαιτήσεις εφεδρείας που συνοδεύουν την αύξηση του ποσοστού α(%) οδηγούν σε αύξηση της συμμετοχής των τριών μονάδων Η/Ζ (G17-G19) προς κάλυψη της απαίτησης για άνω εφεδρεία καθώς χαρακτηρίζονται από χαμηλή ΤΕ παραγωγή και μεγάλη ικανότητα παροχής εφεδρειών. Η παραπάνω διαπίστωση προκύπτει από το Σχ. 3.30 και εξηγεί το ελαφρώς αυξημένο ανηγμένο κόστος θερμικής παραγωγής.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



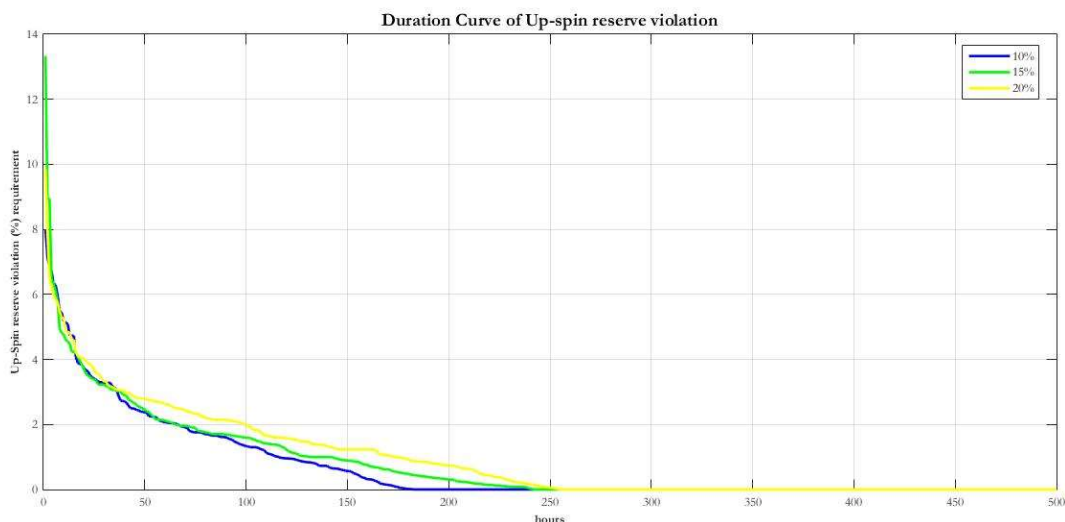
Σχ. 3.30 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης ως συνάρτηση του ποσοστού  $\alpha$  (%) που λαμβάνουμε στην απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

Στα σχήματα Σχ. 3.31 και Σχ.3.32 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας της απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία και της αντίστοιχης παραβίασης για τα τρία σενάρια που εξετάζονται. Με βάση αυτές προκύπτει ότι οι παραβιάσεις που συνοδεύουν την αυξανόμενη απαίτηση εφεδρείας δεν είναι σημαντικές και περιορίζονται σε πολύ μικρό ποσοστό του χρόνου. Οι παραβιάσεις κάτω στρεφόμενης εφεδρείας είναι αμελητέες και στις τρεις περιπτώσεις.



Σχ. 3.31 : Απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της ζήτησης σε συνάρτηση με το ποσοστό  $\alpha$  (%) που λαμβάνουμε στην απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.32 : Παραβίαση απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία ως ποσοστό της απαίτησης σε συνάρτηση με το ποσοστό  $\alpha$  (%) που λαμβάνουμε στην απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

Εφόσον η λειτουργία του συστήματος δεν επηρεάζεται σημαντικά, και δεδομένου ότι δεν τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, καταλήγουμε ότι η τιμή του ποσοστού  $\alpha$ (%) επί της ωριαίας ζήτησης που θα λαμβάνουμε στη συνέχεια στον υπολογισμό της απαίτησης για άνω στρεφόμενη εφεδρεία είναι το 15 %, καθώς αποτελεί μια ασφαλή εκτίμηση για τις μεταβλητότητες του φορτίου.

#### 3.1.7. Διερεύνηση της επίδρασης διαφορετικών διατυπώσεων του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης αιολικής παραγωγής

##### Περιγραφή-Σκοπιμότητα

Στο παρόν κεφάλαιο θα εξετάσουμε διαφορετικές προσεγγίσεις για τον δυναμικό περιορισμό, στηριζόμενοι στις αντίστοιχες διατυπώσεις του θεσμικού πλαισίου.

Στην πρότυπη σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ΦΕΚ Β' 1497) [14] ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης για τους σταθμούς αιολικής παραγωγής υπολογίζεται με βάση ένα συντελεστή  $c_d$  (%) επί της καθαρής ζήτησης  $P_{Load}$ , σύμφωνα με την σχέση (1.29)

$$P_{WmaxD}(i) = c_D * P_{Load}(i)$$

Εξετάζονται δύο τιμές για τον συντελεστή  $c_D$ , **30%** και **35%**. Τυπικά, η πρώτη τιμή ενδείκνυται για μικρού μεγέθους συστήματα ΜΔΝ, ενώ η δεύτερη για μεσαίου-μεγάλου μεγέθους συστήματα.

Στον Κώδικα ΜΔΝ [2] ο δυναμικός περιορισμός ορίζεται με βάση έναν συντελεστή  $c_r$ , μέγιστης ωριαίας διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής, επί τη συνολική μέγιστη ισχύ παραγωγής όλων των κατανεμόμενων μονάδων, οι οποίες εντάσσονται την ΩΚ  $i$  στο σύστημα. Σύμφωνα με το παραπάνω προκύπτει η εξής σχέση :

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

$$P_{WmaxD}(i) = c_r * \sum_{j=1}^{N_{thermal}} CapH(i, j) * st(i, j) \quad (3.1)$$

Η τιμή του  $c_r$  λαμβάνεται ίση με **30%**.

Στον πίνακα Π.3.32 παρουσιάζονται οι λοιπές παράμετροι των σεναρίων που προσομοιώνονται.

Π. 3.32 : Παράμετροι προβλήματος διερεύνησης δυναμικού περιορισμού αιολικής διείδυσης.

	<b>C<sub>D</sub>=30 (% Φορτίου)</b>	<b>C<sub>D</sub>=35 (% Φορτίου)</b>	<b>C<sub>r</sub>=30 (% Δυναμικότητας ενταγμένων μονάδων)</b>
<b>Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής</b>	ναι	ναι	ναι
<b>Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)</b>	45%	45%	45%
<b>Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων H/Z (% Cap)</b>	40%	40%	40%
<b>Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής</b>	P <sub>Wind-Xwind</sub>	P <sub>Wind-Xwind</sub>	P <sub>Wind-Xwind</sub>
<b>Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (%P<sub>Load</sub>)</b>	15%	15%	15%
<b>Μέγιστος αριθμός ενάυσεων ανά ΗΚ</b>	5	5	5
<b>Θεώρηση δυναμικού περιορισμού</b>	30% *P <sub>Load</sub>	35% *P <sub>Load</sub>	30% *Cap*st
<b>Συντελεστής εφεδρειών</b>	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται

### Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Στους πίνακες Π.3.33-Π.3.36 δίνονται τα αποτελέσματα της διερεύνησης που πραγματοποιείται για τις διαφορετικές προσεγγίσεις του δυναμικού περιορισμού που περιγράφηκαν.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.33 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ αναλόγως της θεώρησης για τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης αιολικής παραγωγής.

	<b>C<sub>D</sub>=30</b> (% Φορτίου)	<b>C<sub>D</sub>=35</b> (% Φορτίου)	<b>C<sub>T</sub>=30</b> (%) Δυναμικότητας ενταγμένων μονάδων)
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>4772</b>	<b>5321</b>	<b>5495</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>			
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	32,15%	34,43%	35,05%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	35,00%	40,96%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	17,26%	18,48%	18,81%
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>			
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής (% ζήτησης)	26,11%	26,11%	26,11%
Φ/Β διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>			
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	20,77%	21,99%	22,32%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	49,16%	51,75%	50,11%
Περιοσπές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	23,24%	17,79%	16,32%

Π. 3.34: Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος αναλόγως της θεώρησης για τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης αιολικής παραγωγής.

	<b>C<sub>D</sub>=30</b> (% Φορτίου)	<b>C<sub>D</sub>=35</b> (% Φορτίου)	<b>C<sub>T</sub>=30</b> (%) Δυναμικότητας ενταγμένων μονάδων)
<b>Κόστος</b>			
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>			
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>			
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	2.248.340 €	2.225.168 €	2.223.633 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	2.180.398 €	2.158.056 €	2.156.903 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	53.152 €	52.331 €	52.110 €
→Κόστος εντάσεων (€)	14.790 €	14.781 €	14.620 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>			
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	94,75	95,25	95,58
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	91,89	92,37	92,72
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24	2,24
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	0,62	0,63	0,63
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>			
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	784.746 €	823.294 €	833.649 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	543.164 €	581.712 €	592.068 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>			
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>3.033.086 €</b>	<b>3.048.461 €</b>	<b>3.057.282 €</b>

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.35 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης αναλόγως της θεώρησης για τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης αιολικής παραγωγής.

	$C_D=30$ (% Φορτίου)	$C_D=35$ (% Φορτίου)	$C_T=30$ (%) Δυναμικότητας ενταγμένων μονάδων)
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>			
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	101,28	101,79	102,09
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	75,08	74,30	74,25
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	72,81	72,06	72,02
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,77	1,75	1,74
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	0,49	0,49	0,49
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	26,20	27,49	27,84
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	18,14	19,42	19,77
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07	8,07

Π. 3.36: Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος αναλόγως της θεώρησης για τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης αιολικής παραγωγής.

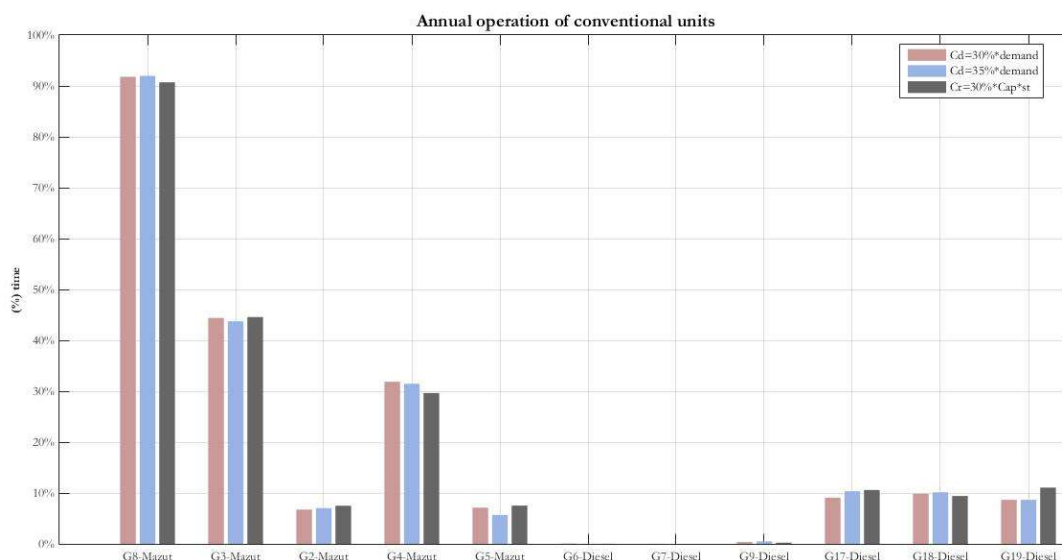
	$C_D=30$ (% Φορτίου)	$C_D=35$ (% Φορτίου)	$C_T=30$ (%) Δυναμικότητας ενταγμένων μονάδων)
<b>Λοιπά μεγέθη</b>			
<b>Εντάσεις θερμικών μονάδων</b>			
Συνολικές Εικινήσεις	1633	1633	1631
<b>Set-points Αιολικών</b>			
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	1621	3809	6102
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	7139	4951	2658
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>			
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	2,10	2,10	2,11
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	58,35%	57,38%	57,05%
Μέσες εικινήσεις ημέρας	4,47	4,47	4,47

Από τα παραπάνω αποτελέσματα συμπεραίνουμε ότι τα περιθώρια διείσδυσης αιολικής παραγωγής μεταβάλλονται αισθητά με την αλλαγή του δυναμικού περιορισμού. Όπως είναι φυσικό, η αύξηση του συντελεστή  $C_D$  αυξάνει το περιθώριο απορρόφησης αιολικής παραγωγής λόγω δυναμικού περιορισμού μειώνοντας την επικράτησή του έναντι του περιορισμού τεχνικών ελαχίστων (από 7139 σε 4951 ώρες). Το ίδιο φαίνεται ότι ισχύει και για την θεώρηση του δυναμικού περιορισμού που υπολογίζεται με βάση το άθροισμα των δυναμικότητων των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, η οποία οδηγεί σε ακόμη μεγαλύτερα περιθώρια απορρόφησης και μείωση της επικράτησης του δυναμικού περιορισμού στις 2658 ώρες. Η αύξηση του περιθωρίου απορρόφησης λόγω δυναμικού περιορισμού έχει ως αποτέλεσμα την αντίστοιχη αύξηση των ΣΑΩΛ των Α/Π του συστήματος αλλά και της συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος. Η θεώρηση του δυναμικού περιορισμού με βάση τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής των ενταγμένων συμβατικών μονάδων επιτρέπει αύξηση των ΣΑΩΛ κατά 15% σε σχέση με την αρχική προσέγγιση, σε τιμές 1000 ώρες πάνω από τις ΣΑΩΛ των συμβάσεων και μειώνει σημαντικά τις περικοπές διαθέσιμης

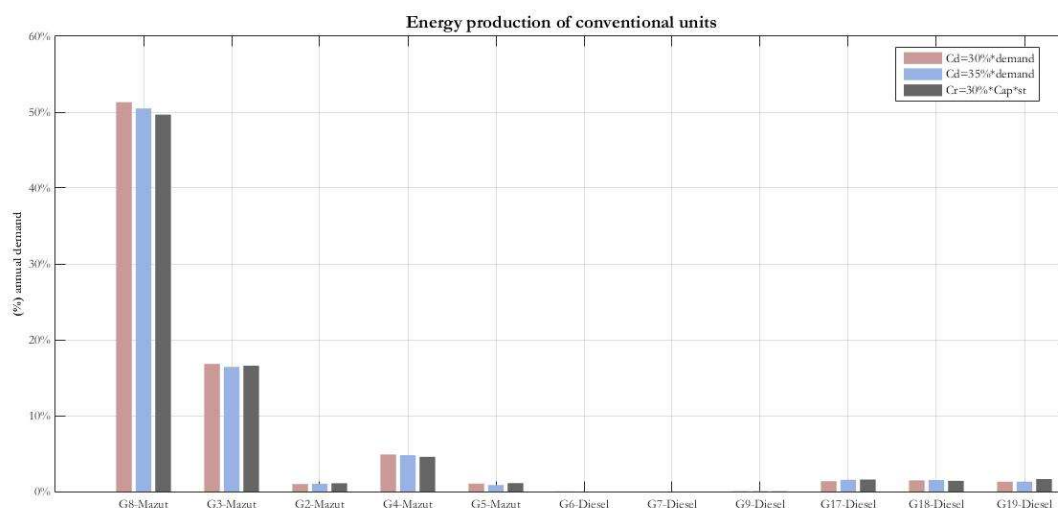


### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

αιολικής παραγωγής σχεδόν κατά 30%. Η αυξανόμενη διείσδυση αιολικής παραγωγής έχει ως αρνητική επίπτωση την περιορισμένη αύξηση του ανηγμένου μεταβλητού κόστους παραγωγής των συμβατικών μονάδων η οποία μπορεί να εντοπιστεί στη μικρή αύξηση της συμμετοχής των μονάδων diesel, όπως παρατηρείται στα σχήματα Σχ. 3.33 και Σχ. 3.34.

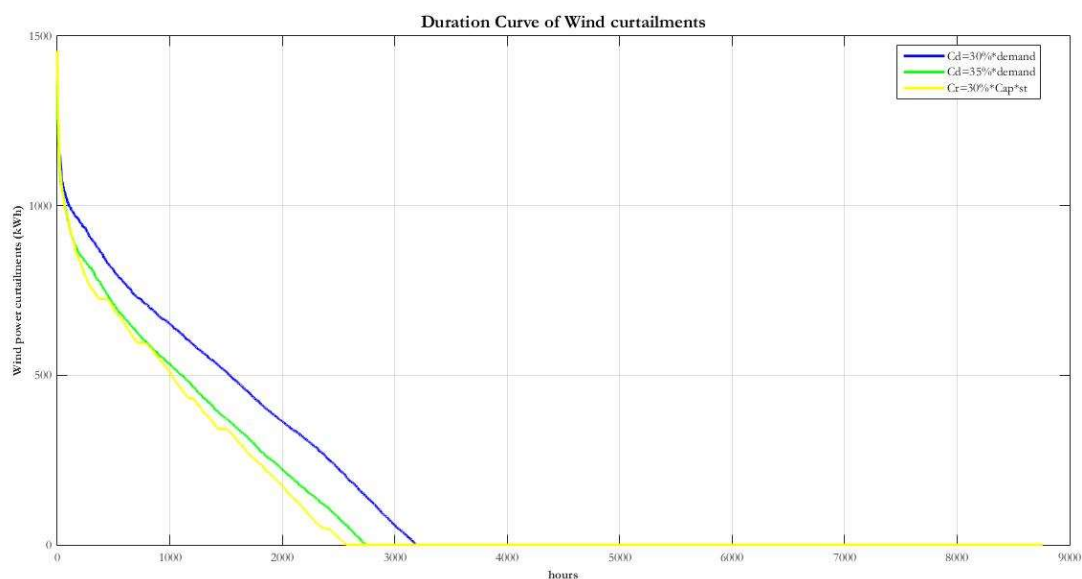


Σχ. 3.33 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή αναλόγως της θεώρησης για τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης αιολικής παραγωγής.



Σχ. 3.34 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης αναλόγως της θεώρησης για τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης αιολικής παραγωγής.

Τέλος στο Σχ. 3.35 παρουσιάζεται πως διαμορφώνονται οι περικοπές της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής για τις τρεις διαφορετικές προσεγγίσεις του δυναμικού περιορισμού. Οι παραβιάσεις εφεδρειών ( άνω και κάτω) είναι αμελητέες.



Σχ. 3.35 : Περικοπές αιολικής παραγωγής για το βασικό σενάριο, αναλόγως της θεώρησης για τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης αιολικής παραγωγής.

Συμπερασματικά, η αλλαγή της διατύπωσης του δυναμικού περιορισμού μεταβάλλει σε πολύ μεγάλο βαθμό τα επιτυγχανόμενα περιθώρια διείσδυσης αιολικής παραγωγής. Η εφαρμογή του δυναμικού περιορισμού με τιμή για τον συντελεστή  $c_D$  ίση με 35% της ωριαίας ζήτησης δεν είναι προτιμητέα σε συστήματα μικρού μεγέθους όπως η Ικαρία. Αντίθετα, με βάση την διατύπωση του Κώδικα ΜΔΝ μπορεί να υποστηριχθεί η εξέταση της πιθανότητας εφαρμογής του δυναμικού περιορισμού με βάση το άθροισμα των μέγιστων ικανοτήτων παραγωγής των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων και τιμή για τον συντελεστή  $c_T$  που θα καθορίζεται από τα χαρακτηριστικά του εκάστοτε συστήματος. Στην πορεία των διερευνήσεων, ωστόσο, θα λαμβάνουμε τον δυναμικό περιορισμό με την αρχική του θεώρηση ( $c_D=30\%$  επί της ωριαίας ζήτησης), καθώς ανταποκρίνεται στην σημερινή πρακτική στα περισσότερα συστήματα ΜΔΝ μικρού μεγέθους.

#### 3.1.8. Διερεύνηση επίδρασης της απουσίας πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή

##### Περιγραφή-Σκοπιμότητα

Μια από τις διαφοροποιήσεις της απλουστευμένης διατύπωσης του προβλήματος του ΗΕΠ από το πλήρες πρόβλημα ΚΗΕΠ είναι η δυνατότητα επίλυσής του απουσία προβλέψεων για την αιολική παραγωγή. Στην περίπτωση αυτή ο απλουστευμένος ΗΕΠ επιλύεται μη λαμβάνοντας υπόψη την αιολική παραγωγή και κατανέμοντας το σύνολο της ζήτησης στις συμβατικές μονάδες του συστήματος. Μετέπειτα, κατά τη ΛΠΧ, υπολογίζονται τα περιθώρια διείσδυσης αιολικής παραγωγής, όπως αυτά προκύπτουν για την ένταξη των μονάδων από τον ΗΕΠ, και εκδίδονται τα set-point για τα Α/Π του συστήματος. Για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων κατά την επίλυση της ΛΠΧ λαμβάνουμε ως διαθέσιμη ωριαία αιολική παραγωγή, η οποία θα περιορίζεται από την έκδοση των set-point, την ετήσια χρονοσειρά πρόβλεψης αιολικής παραγωγής.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Στον πίνακα Π. 3.37 παρουσιάζονται τα δύο συγκρινόμενα σενάρια.

Π. 3.37 : Παράμετροι προβλήματος διερεύνησης επίδρασης πρόβλεψης.

	Με πρόβλεψη	Χωρίς πρόβλεψη
Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής	ναι	όχι
Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)	45%	45%
Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων H/Z (% Cap)	40%	40%
Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής	$P_{Wind}-X_{Wind}$	-
Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (% $P_{Load}$ )	15%	15%
Μέγιστος αριθμός εναύσεων ανά ΗΚ	5	5
Θεώρηση δυναμικού περιορισμού	30% * $P_{Load}$	30% * $P_{Load}$
Συντελεστής εφεδρειών	δεν εφαρμόζεται	δεν εφαρμόζεται

### Αποτελέσματα προσομοίωσης

Στους πίνακες Π. 3.38-Π. 3.41 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος όταν δεν λαμβάνεται υπόψη η πρόβλεψη για την αιολική παραγωγή κατά την επίλυση του ΗΕΠ σε σύγκριση με τα αποτελέσματα που προκύπτουν όταν αυτή εισάγεται ως δεδομένο στον ΗΕΠ.

Π. 3.38 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ , αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.

	Με πρόβλεψη	Χωρίς πρόβλεψη
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>4772</b>	<b>4605</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	32,15%	30,96%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	17,26%	16,62%
<b>Παραγωγή Φ/B</b>		
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/B παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%	26,11%
Φ/B διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	20,77%	20,12%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	49,16%	49,16%
Περιοστές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθεσίμης)	23,24%	26,09%

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.39 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος, αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.

	Με πρόβλεψη	Χωρίς πρόβλεψη
<b>Κόστος</b>		
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	2.248.340 €	2.187.095 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	2.180.398 €	2.121.654 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	53.152 €	53.583 €
→Κόστος εναύσεων (€)	14.790 €	11.858 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	94,75	91,43
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	91,89	88,69
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	0,62	0,50
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	784.746 €	764.551 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	543.164 €	522.970 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>		
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>3.033.086 €</b>	<b>2.951.647 €</b>

Π. 3.40 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης, αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.

	Με πρόβλεψη	Χωρίς πρόβλεψη
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	<b>101,28</b>	<b>98,56</b>
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	75,08	73,03
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	72,81	70,85
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,77	1,79
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	0,49	0,40
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	26,20	25,53
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	18,14	17,46
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07

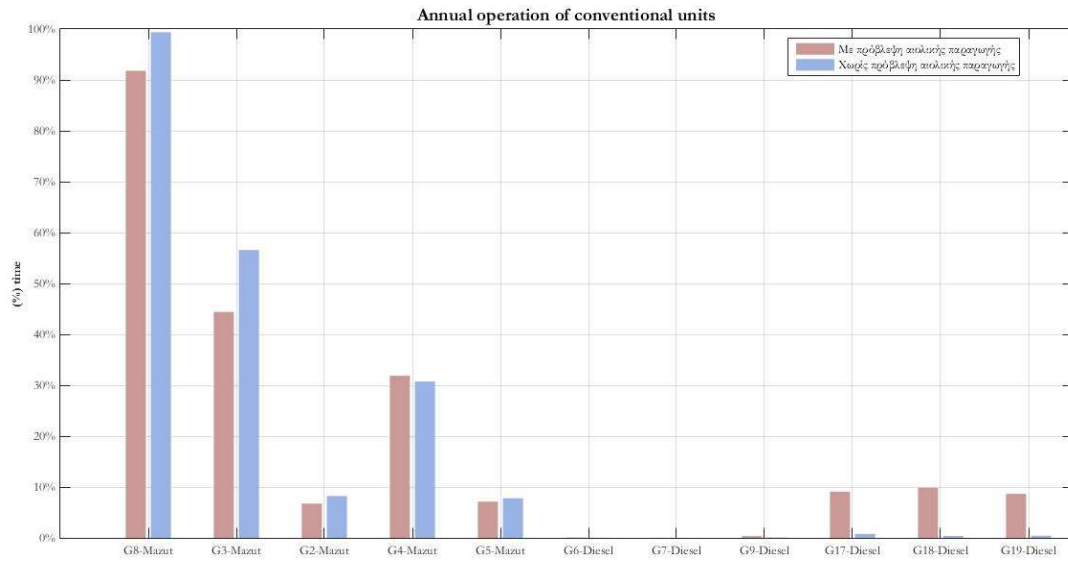
### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.41: Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος, αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.

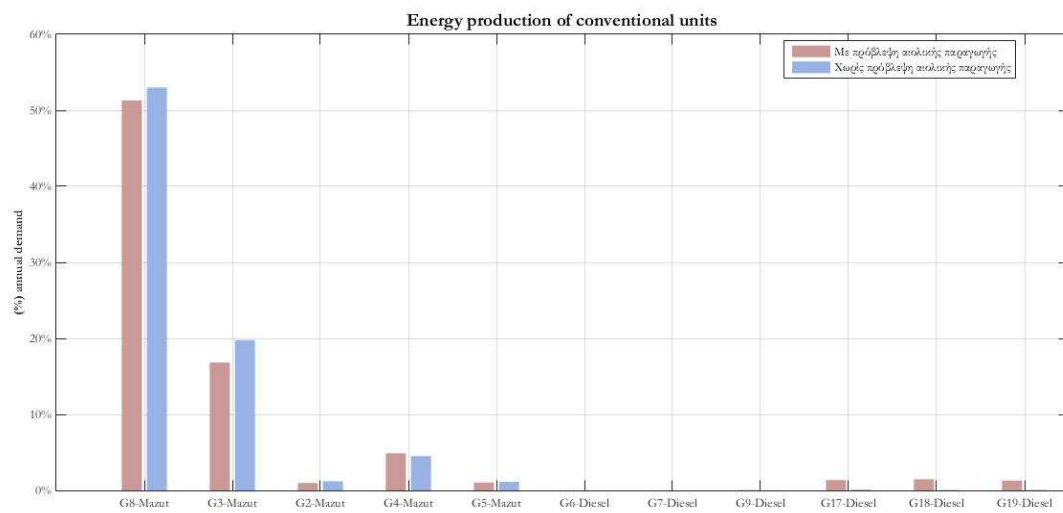
	Με πρόβλεψη	Χωρίς πρόβλεψη
<b>Λοιπά μεγέθη</b>		
<b>Εναύσεις θερμικών μονάδων</b>		
Συνολικές Εκκινήσεις	1633	1247
<b>Set-points Αιολικών</b>		
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	1621	3011
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	7139	5749
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>		
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	2,10	2,04
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	58,35%	56,77%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας	4,47	3,42

Παρατηρούμε ότι η επίλυση του απλουστευμένου προβλήματος του ΗΕΠ για το σύστημα ΜΔΝ της Ικαρίας όταν δεν λαμβάνεται υπόψη η πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής οδηγεί σε ικανοποιητικά αποτελέσματα που δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερες διαφορές από την αντίστοιχη επίλυση με χρήση των προβλέψεων. Όπως ήταν αναμενόμενο, η απουσία πρόβλεψης οδηγεί σε μείωση των ΣΑΩΛ του συστήματος, σε μικρό όμως βαθμό και σε τιμές που παραμένουν μεγαλύτερες των συμβατικών, και σε μείωση της ετήσιας αιολικής διείσδυσης. Οι περικοπές της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής αυξάνονται κατά 12% φτάνοντας το 26% της ετήσιας διαθέσιμης αιολικής ενέργειας. Η μείωση των περιθωρίων απορρόφησης αιολικής παραγωγής οφείλεται στην ανάγκη ένταξης μεγαλύτερου δυναμικού συμβατικών μονάδων για την κάλυψη της ζήτησης στη φάση του ΗΕΠ, καθώς δεν προγραμματίζεται η κάλυψη μέρους αυτής από αιολική παραγωγή. Παράλληλα, οι μειωμένες απαιτήσεις εφεδρειών (Σχ. 3.38) συνεπάγονται διαφοροποιημένη ένταξη των μονάδων. Το σκεπτικό αυτό επιβεβαιώνεται από το σχήμα Σχ. 3.36 στο οποίο παρατηρείται ότι οι δύο πρώτες μονάδες που χαρακτηρίζονται από τις υψηλότερες τιμές ΤΕ βρίσκονται σε λειτουργία κατά το 99% και 56% του χρόνου αντίστοιχα, εις βάρος του χρόνου συμμετοχής των τριών μονάδων diesel με χαμηλά ΤΕ, των οποίων η χρήση περιορίζεται καθώς οι μειωμένες απαιτήσεις εφεδρείας δεν καθιστούν αναγκαία την ένταξή τους. Για τον λόγο αυτό, διατηρώντας τον ίδιο δυναμικό περιορισμό, η επικράτηση του περιορισμού τεχνικών ελαχίστων συμβατικών μονάδων στο σενάριο χωρίς πρόβλεψη είναι σημαντικά αυξημένη ρυθμίζοντας μικρότερα περιθώρια απορρόφησης αιολικής παραγωγής. Όσον αφορά το κόστος λειτουργίας του συστήματος, παρατηρείται ότι, απουσία πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή, η αύξηση του ποσοστού της συνολικής θερμικής παραγωγής που καλύπτεται από φτηνές μονάδες με καύσιμο mazut και η αντίστοιχη μείωση της παραγωγής από μονάδες diesel, όπως παρουσιάζεται στο Σχ. 3.37, οδηγεί σε μικρότερο ανηγμένο μεταβλητό κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων (91,43 €/MWh) αλλά και μειωμένο συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος. Τέλος, η διαχείριση του συστήματος όταν δεν λαμβάνεται υπόψη η πρόβλεψη αιολικής παραγωγής περιλαμβάνει σημαντικά μικρότερο αριθμό εκκινήσεων θερμικών μονάδων.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

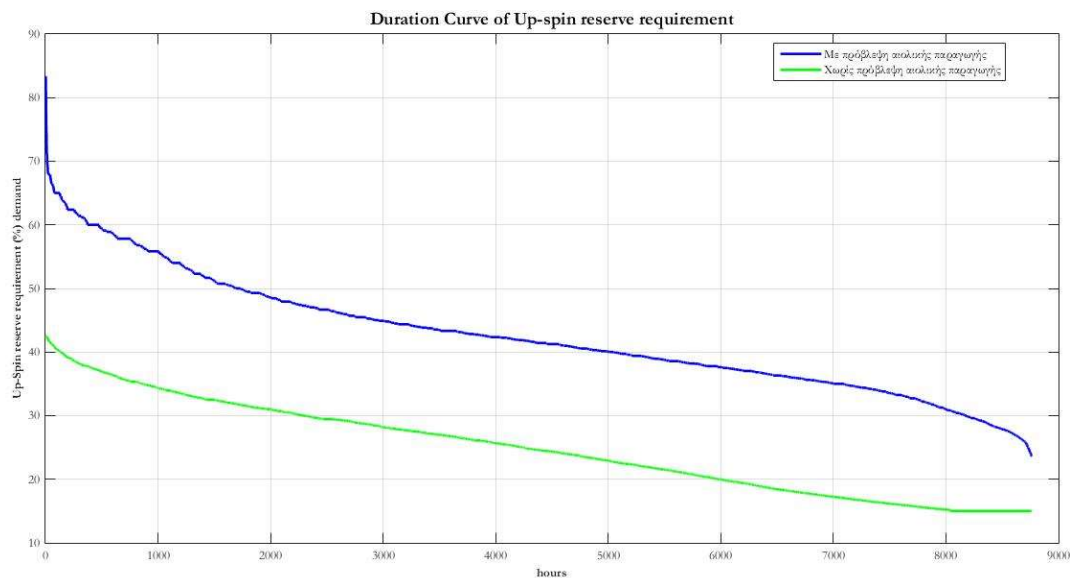


Σχ. 3.36 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή, αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.

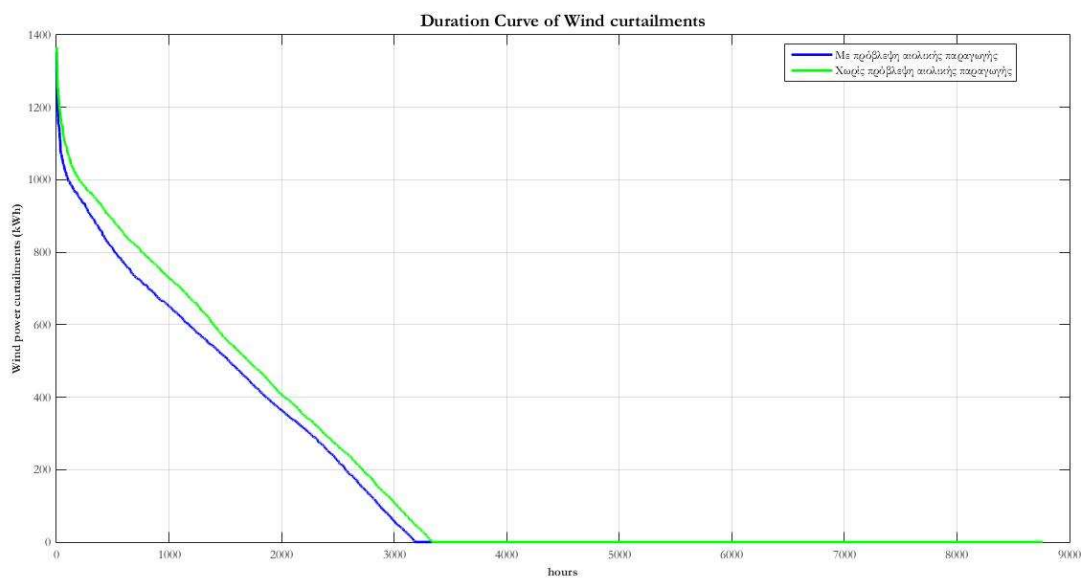


Σχ. 3.37 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης, αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.38 Απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της ζήτησης, αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.



Σχ. 3.39 : Περικοπές αιολικής παραγωγής, αναλόγως της ύπαρξης ή μη πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή.

Το συμπέρασμα που μπορεί να αντληθεί από την εξέταση των ανωτέρω αποτελεσμάτων είναι ότι στην περίπτωση του συστήματος ΜΔΝ της Ικαρίας η επίλυση του απλουστευμένου ΗΕΠ χωρίς την παρουσία πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή είναι εφικτή και δεν έχει απαγορευτικό αντίκτυπο στην διαχείριση του συστήματος. Η παρουσία πρόβλεψης, όμως, επιτρέπει σημαντικά μεγαλύτερη αιολική διείσδυση και δεδομένου ότι η μεγιστοποίηση της ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ είναι μια από τις πρωταρχικές επιδιώξεις του ΗΕΠ, είναι προτιμητέα.

### 3.1.9. Διερεύνηση της επίδρασης εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών όταν δεν λαμβάνεται υπόψη πρόβλεψη για την αιολική παραγωγή

#### Περιγραφή- Σκοπιμότητα

Όπως παρουσιάστηκε στην προηγούμενη ενότητα ο απλουστευμένος ΗΕΠ δύναται να λυθεί χωρίς να λαμβάνει υπόψη πρόβλεψη για την αιολική παραγωγή. Η απουσία πρόβλεψης όμως έχει ως επίπτωση την μείωση της αιολικής διείσδυσης. Για να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα αυτό εξετάζεται η συμπερίληψη στην επίλυση του ΗΕΠ ενός περιορισμού που θα αποσκοπεί στην διατήρηση περιθωρίου διείσδυσης για την παραγωγή ΑΠΕ έως τον βαθμό που ορίζεται από τον συντελεστή εφεδρειών μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ, ο οποίος εκφράζει το ποσοστό του φορτίου του συστήματος ΜΔΝ που κατ' ελάχιστον θα πρέπει να ικανοποιείται από ισχύ μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ κάθε ΩΚ [2].

Πιο συγκεκριμένα, στόχος της τήρησης του συντελεστή εφεδρειών είναι η ένταξη και η λειτουργία των κατανεμόμενων μονάδων, λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά τους ελάχιστα αλλά και τις εφεδρείες ισχύος τους, να επιτρέπει την απορρόφηση της παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ, τουλάχιστον μέχρι ενός επιπέδου της παραγωγής τους. Το επίπεδο αυτό προκύπτει ως γινόμενο του φορτίου του συστήματος επί τον συντελεστή εφεδρειών  $c_r$ . Η σχέση που ορίζει τον συντελεστή εφεδρειών στο σύνολο των περιορισμών που δομούν το πρόβλημα του απλουστευμένου ΗΕΠ είναι η παρακάτω:

$$P_{Load}(i) - \sum_{j=1}^{Nth} TM(j) * st(i,j) \geq c_r * P_{Load} \quad (3.2)$$

Το περιθώριο που προκύπτει από την σχέση αυτή διανέμεται τόσο στην αιολική όσο και την Φ/Β παραγωγή.

Σε περίπτωση που δεν υπάρχει δυνατότητα μέτρησης της Φ/Β παραγωγής, το πραγματικό φορτίο του συστήματος ΜΔΝ δεν είναι γνωστό και υπάρχει γνώση μόνο του φαινόμενου φορτίου στους ζυγούς του συστήματος. Στα πλαίσια των προσομοιώσεων το φαινόμενο φορτίο μπορεί να υπολογιστεί από την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής από το καθαρό φορτίο. Τότε, ο συντελεστής εφεδρειών εφαρμόζεται με την παρακάτω διαφοροποίηση, αποδίδοντας το σύνολο του περιθωρίου που προκύπτει στα Α/Π του συστήματος:

$$P_{Load}(i) - P_{PV}(i) - \sum_{j=1}^{Nth} TM(j) * st(i,j) \geq c_r * (P_{Load}(i) - P_{PV}(i)) \quad (3.3)$$

Στην περίπτωση αυτή διαφοροποιείται και η θεώρηση του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης αιολικής παραγωγής ως εξής :

$$P_{W_{maxD}}(i) = c_D * (P_{Load}(i) - P_{PV}(i)) \quad (3.4)$$

Σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ ο συντελεστής εφεδρειών δεν μπορεί να είναι μικρότερος από 35% ( $c_r=0,35$ ) για τα μεγάλα μεγέθους νησιά και από 30% ( $c_r=0,30$ ) για τα μεσαίου και μικρού μεγέθους νησιά. Για ορισμένες περιόδους του έτους, η συνολική διάρκεια των οποίων δεν υπερβαίνει το 10% του έτους, και εφόσον δημιουργούνται σημαντικά προβλήματα στην ασφάλεια της λειτουργίας ενός Συστήματος ΜΔΝ, μπορεί ο



### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

συντελεστής αυτός να περιοριστεί μέχρι το 20% [2]. Στην περίπτωση της Ικαρίας ο συντελεστής  $c_T$  λαμβάνει την τιμή 30%.

Παρακάτω παρουσιάζονται οι υπόλοιπες παράμετροι των τριών σεναρίων που περιλαμβάνει η διερεύνηση για την εφαρμογή του συντελεστή εφεδρειών.

Π. 3.42 : Παράμετροι προβλήματος διερεύνησης εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών.

	Μη εφαρμογή συντελεστή εφεδρειών	Συντελεστής εφεδρειών επί του καθαρού φορτίου	Συντελεστής εφεδρειών επί του φαινόμενου φορτίου
Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής	όχι	όχι	όχι
Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)	45%	45%	45%
Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων H/Z (% Cap)	40%	40%	40%
Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής	-	-	-
Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (%P <sub>Load</sub> )	15%	15%	15%
Μέγιστος αριθμός ενάυσεων ανά HK	5	5	5
Θεώρηση δυναμικού περιορισμού	30% *P <sub>Load</sub>	30% *P <sub>Load</sub>	30% *P <sub>Load</sub>
Συντελεστής εφεδρειών	δεν εφαρμόζεται	30%*P <sub>Load</sub>	30%*(P <sub>Load</sub> -P <sub>pv</sub> )

### Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Π. 3.43 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ, αναλόγως της εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών.

	Μη εφαρμογή συντελεστή εφεδρειών	Συντελεστής εφεδρειών επί του καθαρού φορτίου	Συντελεστής εφεδρειών επί του φαινόμενου φορτίου
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>4605</b>	<b>4772</b>	<b>4684</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>			
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	30,96%	31,80%	31,51%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%	30,00%	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	16,62%	17,07%	16,91%
<b>Παραγωγή Φ/B</b>			
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%	17,13%	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/B παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%	26,11%	26,11%
Φ/B διείσδυση (ετήσια)	3,51%	3,51%	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>			
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	20,12%	20,58%	20,42%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	49,16%	49,16%	43,41%
Περιοσπές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	26,09%	24,07%	24,77%

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.44 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών.

	Μη εφαρμογή συντελεστή εφεδρειών	Συντελεστής εφεδρειών επί του καθαρού φορτίου	Συντελεστής εφεδρειών επί του φαινομένου φορτίου
<b>Κόστος</b>			
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>			
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>			
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	2.187.095 €	2.185.002 €	2.194.698 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	2.121.654 €	2.116.689 €	2.126.280 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	53.583 €	53.278 €	53.384 €
→Κόστος εντάσεων (€)	11.858 €	15.034 €	15.034 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>			
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	91,43	91,87	92,09
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	88,69	88,99	89,22
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24	2,24	2,24
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	0,50	0,63	0,63
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>			
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	764.551 €	778.864 €	773.881 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	522.970 €	537.282 €	532.299 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	241.582 €	241.582 €	241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>			
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	105,10	105,10	105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	230,00	230,00	230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>2.951.647 €</b>	<b>2.963.866 €</b>	<b>2.968.579 €</b>

Π. 3.45 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης, αναλόγως της εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών.

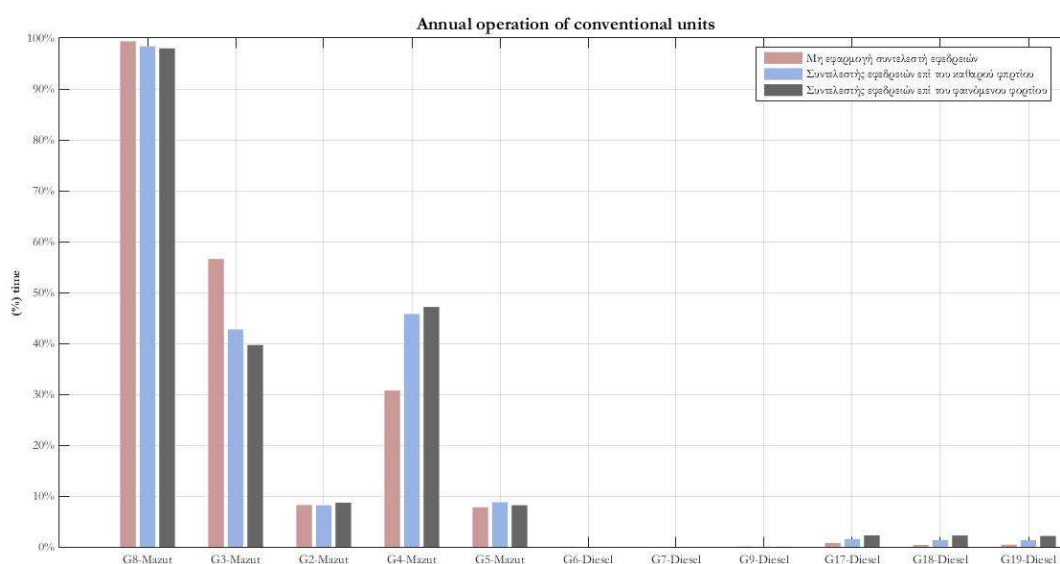
	Μη εφαρμογή συντελεστή εφεδρειών	Συντελεστής εφεδρειών επί του καθαρού φορτίου	Συντελεστής εφεδρειών επί του φαινομένου φορτίου
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>			
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>	<b>98,56</b>	<b>98,97</b>	<b>99,13</b>
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	73,03	72,96	73,29
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )	70,85	70,68	71,00
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )	1,79	1,78	1,78
→Κόστος εντάσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )	0,40	0,50	0,50
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )	25,53	26,01	25,84
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	17,46	17,94	17,77
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )	8,07	8,07	8,07

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.46 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος, αναλόγως της εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών.

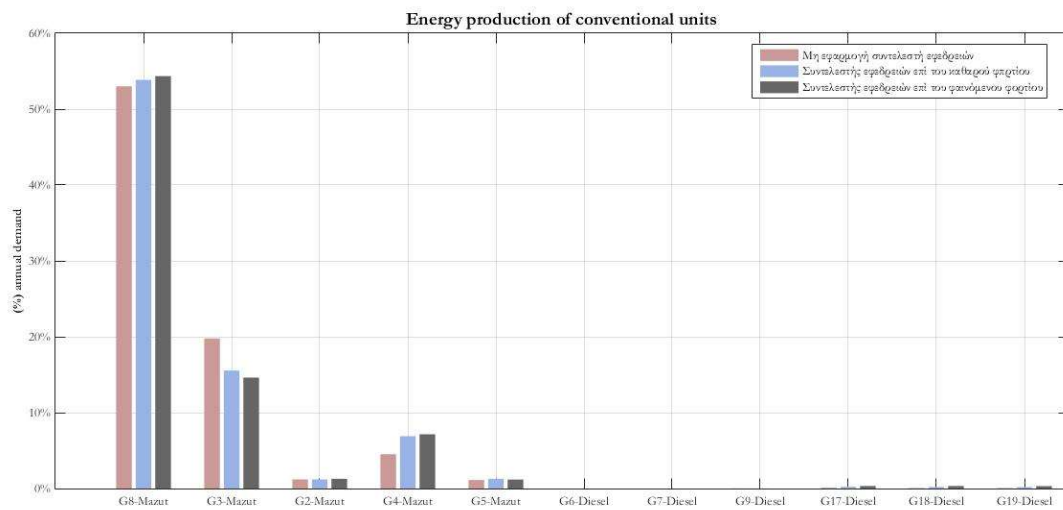
	Μη εφαρμογή συντελεστή εφεδρειών	Συντελεστής εφεδρειών επί του καθαρού φορτίου	Συντελεστής εφεδρειών επί του φαινομένου φορτίου
<b>Λοιπά μεγέθη</b>			
<b>Εναύσεις θερμικών μονάδων</b>			
Συνολικές Εκκινήσεις	1247	1589	1620
<b>Set-points Αιολικών</b>			
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	3011	1829	874
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	5749	6931	7886
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>			
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	2,04	2,08	2,08
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	56,77%	58,34%	58,90%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας	3,42	4,35	4,44

Παρατηρούμε ότι η εφαρμογή του συντελεστή εφεδρειών έχει τα επιθυμητά αποτελέσματα. Και με τις δύο προσεγγίσεις του ο συντελεστής εφεδρειών οδηγεί σε αύξηση των ΣΑΩΛ σε τιμές κοντά σε αυτές των σεναρίων στα οποία λαμβάνεται υπόψη η πρόβλεψη για την αιολική παραγωγή (~4780 ) και σε αύξηση της απορρόφησης αιολικής παραγωγής και κατά συνέπεια μείωση των περικοπών κατά τη ΛΠΧ. Η εφαρμογή του συντελεστή εφεδρειών μειώνει την ένταξη των μονάδων με υψηλή ΤΕ παραγωγή και αυξάνει τη συμμετοχή μονάδων με χαμηλότερες τιμές ΤΕ (Σχ. 3.40-Σχ. 3.41) με αποτέλεσμα μια μικρή αύξηση του ανηγμένου κόστους συμβατικής παραγωγής. Επίσης, ο συντελεστής εφεδρειών αυξάνει τις συνολικές εκκινήσεις συμβατικών μονάδων.

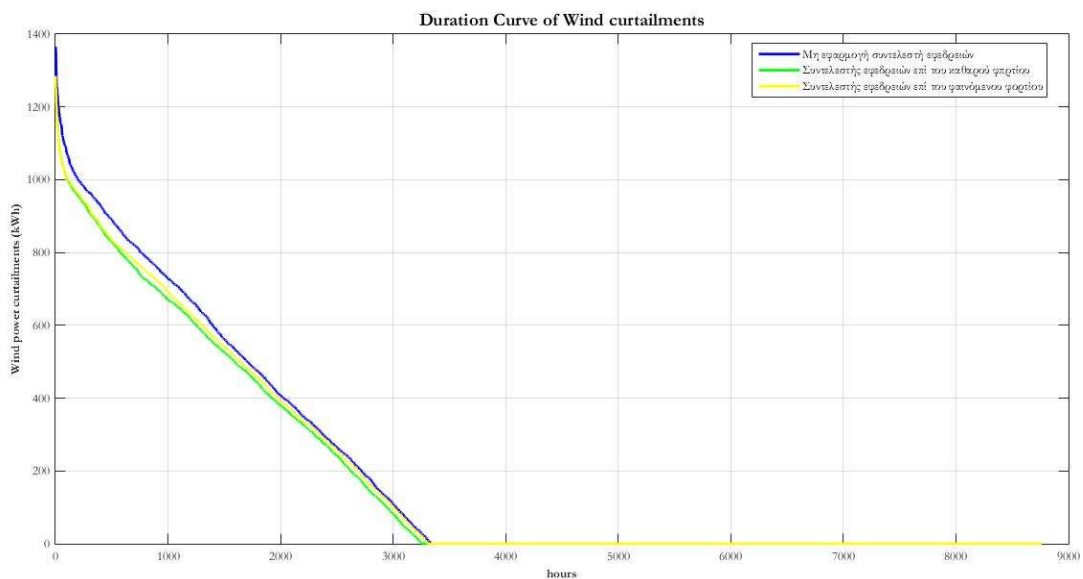


Σχ. 3.40 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή αναλόγως της εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.41 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης αναλόγως της εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών.



Σχ. 3.42 : Περικοπές αιολικής παραγωγής αναλόγως της εφαρμογής συντελεστή εφεδρειών

Στο σχήμα Σχ. 3.42 παρατηρούμε τις περικοπές διαθέσιμης αιολικής παραγωγής για τα τρία εξεταζόμενα σενάρια.

Συνολικά, στην περίπτωση απουσίας πρόβλεψης για την αιολική παραγωγή κρίνεται ιδιαίτερα χρήσιμη η συμπερίληψη του συντελεστή εφεδρειών κατά την επίλυση του ΗΕΠ καθώς οδηγεί στην επίτευξη επιπρόσθετων περιθωρίων διείσδυσης για την παραγωγή ΑΠΕ κατά τη ΔΠΧ, χωρίς κάποιο σημαντικό κόστος στην διαχείριση του συστήματος.

## 3.1.10. Διερεύνηση σεναρίου μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ

**Περιγραφή -Σκοπιμότητα**

Στην παράγραφο αυτή θα εξετάσουμε τη λειτουργία του συστήματος για την ήδη εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και Φ/Β, ίση με 600 kW και 400 kW αντίστοιχα. Οι τιμές αυτές, δεδομένης της αιχμής του, αντιπροσωπεύουν ένα σενάριο χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ για το σύστημα της Ικαρίας.

Π. 3.47 : Παράμετροι σεναρίου μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.

	<b>Μειωμένη διείσδυση ΑΠΕ</b>
<b>Πρόβλεψη Αιολικής Παραγωγής</b>	ναι
<b>Τεχνικό Ελάχιστο 4-χρονων συμβατικών μονάδων (%Cap)</b>	45%
<b>Τεχνικό Ελάχιστο συμβατικών μονάδων Η/Ζ (% Cap)</b>	40%
<b>Άνω εφεδρεία για μεγ. πιθ. απώλεια παραγωγής</b>	$P_{Wind}-X_{Wind}$
<b>Άνω εφεδρεία για μεταβλητότητες φορτίου (%<math>P_{Load}</math>)</b>	15%
<b>Μέγιστος αριθμός εναύσεων ανά ΗΚ</b>	5
<b>Θεώρηση δυναμικού περιορισμού</b>	$30\% * P_{Load}$
<b>Συντελεστής εφεδρειών</b>	δεν εφαρμόζεται

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

#### Αποτελέσματα προσομοίωσης

Π. 3.48 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ για το σενάριο μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.

	Μειωμένη διείσδυση ΑΠΕ
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>8699</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>	
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	41,85%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%
<b>Αιολική διείσδυση (ετήσια)</b>	<b>7,34%</b>
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>	
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής(% ζήτησης)	14,92%
<b>Φ/Β διείσδυση (ετήσια)</b>	<b>2,00%</b>
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>	
<b>Συνολική διείσδυση ΑΠΕ</b>	<b>9,35%</b>
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	37,09%
Περιοκτές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	0,08%

Π. 3.49 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος, για το σενάριο μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.

	Μειωμένη διείσδυση ΑΠΕ
<b>Κόστος</b>	
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>	
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>	
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)	2.450.771 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)	2.376.009 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)	60.811 €
→Κόστος ενάυσεων (€)	13.951 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>	
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )	90,28
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )	87,52
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )	2,24
→Κόστος ενάυσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )	0,51
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>	
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ	419.030 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)	208.959 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)	210.071 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>	
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)	95,00
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)	350,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>	<b>2.869.801 €</b>

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.50: Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης, για το σενάριο μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.

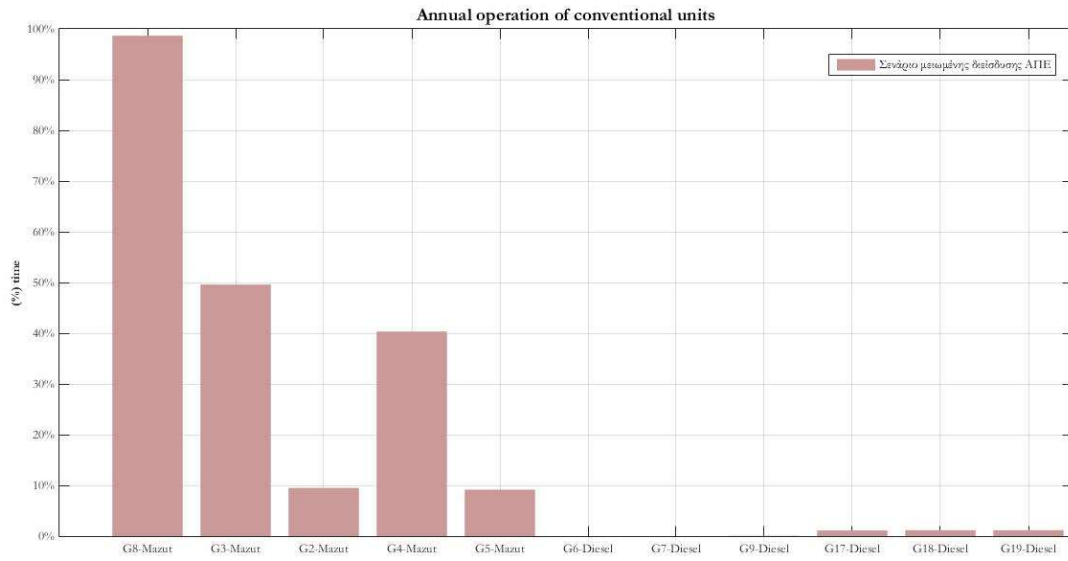
		Μειωμένη διείσδυση ΑΠΕ
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>		95,83
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )		81,84
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )		79,34
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )		2,03
→Κόστος ενάψεων (€/MWh <sub>demand</sub> )		0,47
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )		13,99
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )		6,98
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )		7,01

Π. 3.51 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος, για το σενάριο μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.

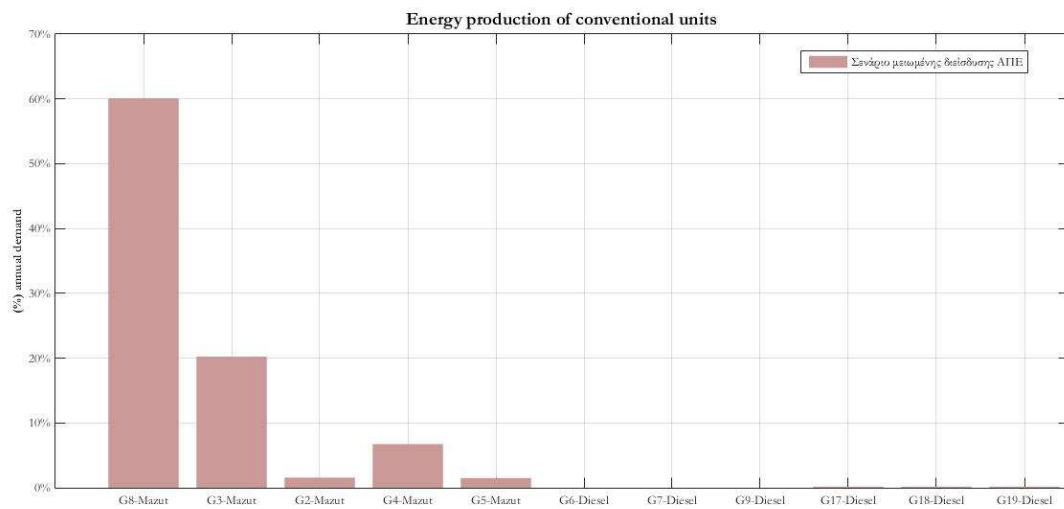
		Μειωμένη διείσδυση ΑΠΕ
<b>Λοιπά μεγέθη</b>		
<b>Ενάψεις θερμικών μονάδων</b>		
Συνολικές Εκκινήσεις		1462
<b>Set-points Αιολικών</b>		
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)		1872
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)		6888
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>		
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ		2,11
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)		64,62%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας		4,01

Στο σενάριο μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ οι ΣΑΩΛ των Α/Π του συστήματος ξεπερνούν τις ΣΑΩΛ των συμβάσεων (7523) για περισσότερες από 1000 ώρες με τις περικοπές αιολικής ισχύος να είναι μηδενικές. Μολονότι τα περιθώρια διείσδυσης αιολικής παραγωγής είναι πολύ μεγάλα, η ετήσια διείσδυση είναι σαφώς μειωμένη από το αντίστοιχο σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ, με την συνολική διείσδυση ΑΠΕ να υποδιπλασιάζεται. Από τα σχήματα Σχ. 3.43-Σχ. 3.45 φαίνεται η αυξημένη συμμετοχή μονάδων με καύσιμο mazut και η πολύ περιορισμένη λειτουργία των μονάδων diesel, που πιθανώς να σχετίζεται με το γεγονός ότι οι απαιτήσεις άνω εφεδρείας κινούνται σε χαμηλά επίπεδα (Σχ. 3.46).

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



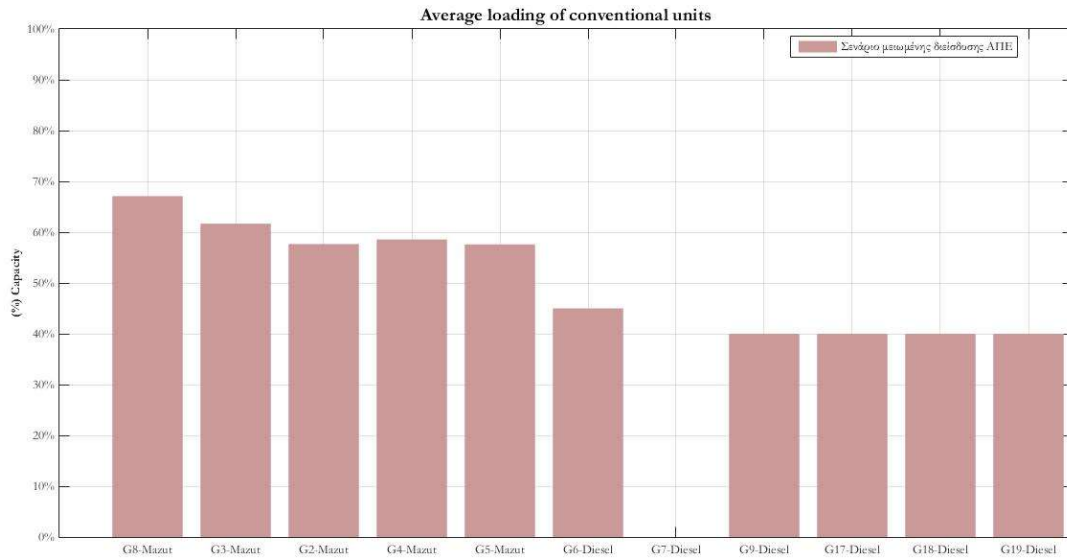
Σχ. 3.43 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή για το σενάριο μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.



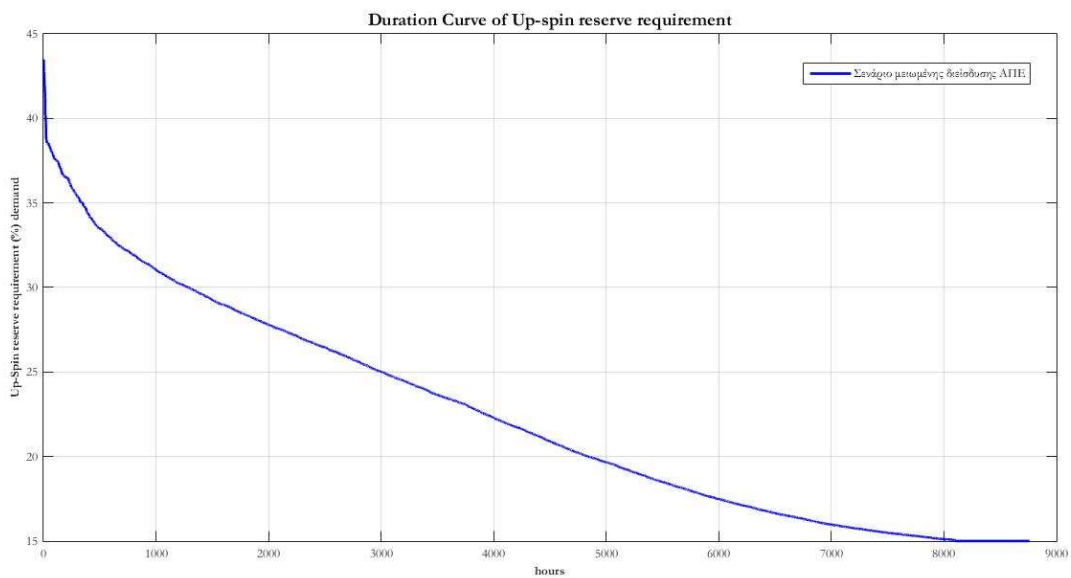
Σχ. 3.44 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης για το σενάριο μειωμένης διείσδυσης ΑΠΕ.



### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



Σχ. 3.45 : Μέση φόρτιση συμβατικών μονάδων για το σενάριο μειωμένης διεύθυνσης ΑΠΕ.



Σχ. 3.46 : Απαίτηση άνω στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της ζήτηση για το σενάριο μειωμένης διεύθυνσης ΑΠΕ.

#### 3.1.11. Επίλυση ΗΕΠ με βάση τη θεωρούμενη σειρά ένταξης

##### Περιγραφή

Η επίλυση του ΗΕΠ ακολουθώντας τη θεωρούμενη σειρά ένταξης, η οποία προκύπτει με βάση την οικονομικότητα των μονάδων, έχει το εξής σκεπτικό: για τη κάλυψη μιας δεδομένης ζήτησης εντάσσεται αρχικά η μονάδα η οποία βρίσκεται πρώτη στη σειρά

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

ένταξης και στη συνέχεια με προτεραιότητα που υπαγορεύεται από την σειρά ένταξη τους όσες μονάδες είναι απαραίτητες για να καλυφθεί η ζήτηση αυτή, με σεβασμό στους τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων, όπως η τεχνικά μέγιστη και ελάχιστη παραγωγή ή οι χρόνοι κράτησης και λειτουργίας. Η αιολική παραγωγή δεν λαμβάνεται υπόψη στο επίπεδο επίλυσης του ΗΕΠ, αλλά με βάση την ένταξη των μονάδων που έχει προκύψει από τον ΗΕΠ, υπολογίζονται τα set-point για την αιολική παραγωγή από τον δυναμικό περιορισμό και τον περιορισμό τεχνικών ελαχίστων τα οποία εφαρμόζονται στην διαθέσιμη αιολική παραγωγή κατά τη ΛΠΧ. Στην προσομοίωση που πραγματοποιούμε για τον αλγόριθμο που επιλύει τον ΗΕΠ με βάση τη σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων λαμβάνουμε τα μειωμένα ΤΕ συμβατικών μονάδων, καθώς και απαίτηση για άνω στρεφόμενη εφεδρεία για την κάλυψη των μεταβλητοτήτων του φορτίου (15% ζήτησης) και κάτω στρεφόμενη εφεδρεία για κάλυψη της πιθανής απώλειας φορτίου (15% ζήτησης).

#### Αποτελέσματα προσομοίωσης

Στους πίνακες Π. 3.52 –Π. 3.55 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της επίλυσης του ΗΕΠ με χρήση του αλγορίθμου σειράς ένταξης.

Π. 3.52 : Στοιχεία διείσδυσης ΑΠΕ για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.

	Σειρά ένταξης
<b>ΣΑΩΛ</b>	<b>4541</b>
<b>Παραγωγή Αιολικών</b>	
Συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικής παραγωγής	30,61%
Μέγιστη ωριαία αιολική διείσδυση (% ζήτησης)	30,00%
Αιολική διείσδυση (ετήσια)	16,43%
<b>Παραγωγή Φ/Β</b>	
Συντελεστής χρησιμοποίησης μη ελεγχόμενης παραγωγής	17,13%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση Φ/Β παραγωγής(% ζήτησης)	26,11%
Φ/Β διείσδυση (ετήσια)	3,51%
<b>Συνολική παραγωγή ΑΠΕ</b>	
Συνολική διείσδυση ΑΠΕ	19,94%
Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (% ζήτησης)	49,16%
Περιοστές αιολικής παραγωγής (% της συνολικής διαθέσιμης)	26,91%

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.53 : Στοιχεία μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής, κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συνολικό κόστος συστήματος για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.

		Σειρά ένταξης
<b>Κόστος</b>		
<b>Συμβατική Παραγωγή</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€)		2.208.115 €
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€)		2.132.358 €
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης(€)		53.707 €
→Κόστος εναύσεων (€)		22.050 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh συμβατικής παραγωγής</b>		
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>thermal</sub> )		92,10
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>thermal</sub> )		88,94
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>thermal</sub> )		2,24
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>thermal</sub> )		0,92
<b>Παραγωγή ΑΠΕ</b>		
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ		758.744 €
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€)		517.162 €
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€)		241.582 €
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh παραγωγής ΑΠΕ</b>		
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh)		105,10
→Κόστος μη ελεγχόμενης παραγωγής (€/MWh)		230,00
<b>Συνολικό Κόστος Συστήματος</b>		<b>2.966.858 €</b>

Π. 3.54 : Στοιχεία ανηγμένου κόστους συστήματος ανά MWh ζήτησης για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.

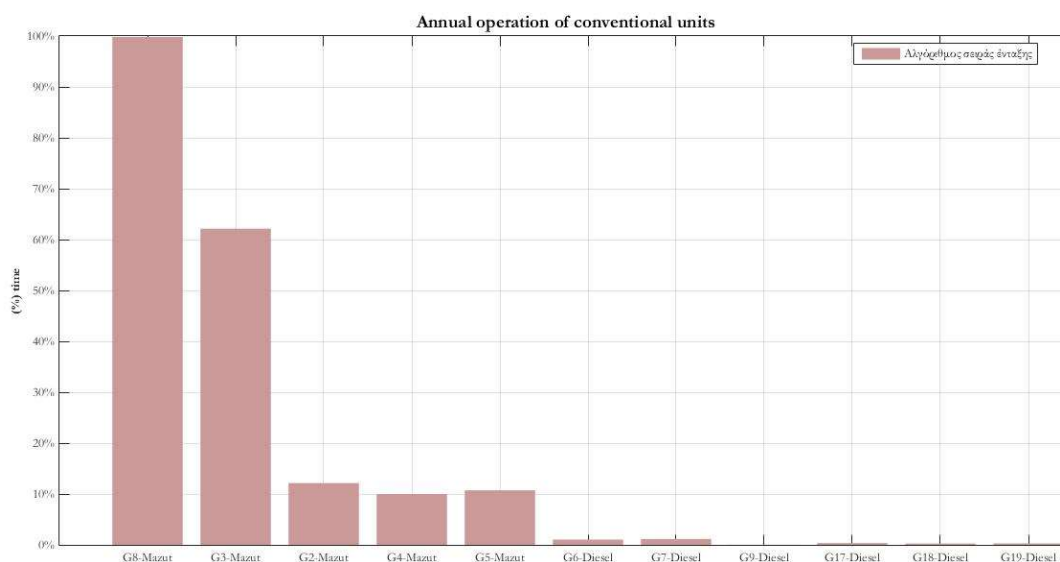
		Σειρά ένταξης
<b>Ανηγμένα κόστη ανά MWh ζήτησης</b>		
<b>Μεταβλητό κόστος συστήματος ΜΔΝ (€/MWh<sub>demand</sub>)</b>		99,07
Κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )		73,73
→Κόστος καυσίμου και εκπομπών CO <sub>2</sub> (€/MWh <sub>demand</sub> )		71,20
→Κόστος Λειτουργίας-Συντήρησης (€/MWh <sub>demand</sub> )		1,79
→Κόστος εναύσεων (€/MWh <sub>demand</sub> )		0,74
Κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh <sub>demand</sub> )		25,34
→Κόστος αιολικής παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )		17,27
→Κόστος Φ/Β παραγωγής (€/MWh <sub>demand</sub> )		8,07

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Π. 3.55 : Λοιπά επηρεαζόμενα μεγέθη ενδεικτικά της λειτουργίας του συστήματος για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.

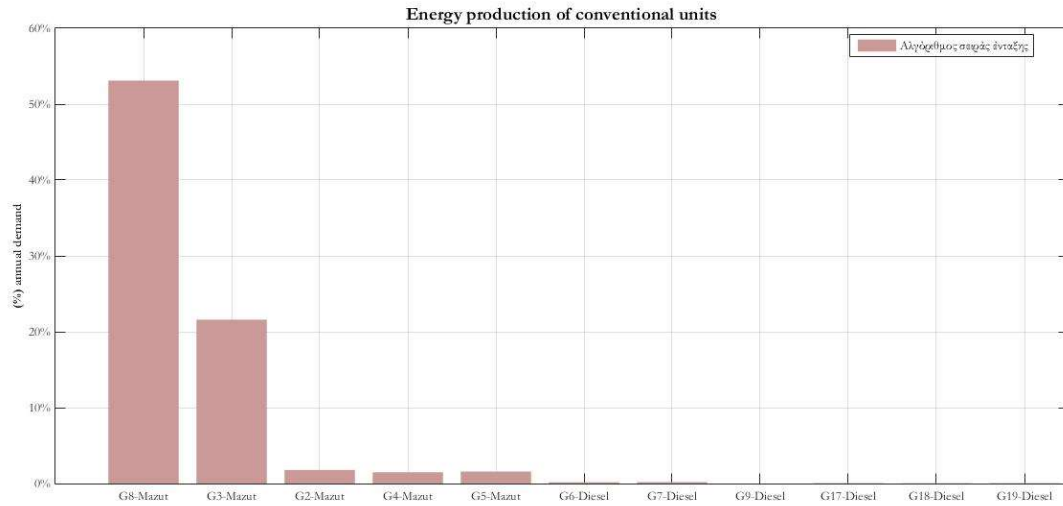
Σειρά ένταξης	
<b>Λοιπά μεγέθη</b>	
<b>Εναύσεις θερμικών μονάδων</b>	
Συνολικές Εκκινήσεις	2310
<b>Set-points Αιολικών</b>	
Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου (ώρες)	3184
Δυναμικός Περιορισμός (ώρες)	5576
<b>Ενταγμένες μονάδες</b>	
Μέσος όρος ενταγμένων μονάδων ανά ΩΚ	1,98
Μέση φόρτιση θερμικών μονάδων (% Cap)	56,62%
Μέσες εκκινήσεις ημέρας	6,33

Η επίλυση του ΗΕΠ με βάση την θεωρούμενη σειρά ένταξης οδηγεί σε ΣΑΩΛ που απέχουν πολύ λίγο από τις ΣΑΩΛ συμβάσεων και σε αιολική διείσδυση μειωμένη σε σχέση με την επίλυση του ΗΕΠ με χρήση της απλουστευμένης μεθοδολογίας (αύξηση των περικοπών κατά 15,8%). Το κόστος λειτουργίας συστήματος προκύπτει ελαφρώς μειωμένο, εις βάρος της διείσδυσης ΑΠΕ. Στα σχήματα Σχ. 3.48, Σχ. 3.49 παρουσιάζεται πώς η συμμετοχή των συμβατικών μονάδων στον ΗΕΠ και κατ' επέκταση η συμμετοχή τους στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης ακολουθεί πλήρως την θεωρούμενη σειρά ένταξης, ενώ στο σχήμα Σχ. 3.50 φαίνεται πως διαμορφώνεται η μέση φόρτιση των μονάδων. Τέλος, στο σχήμα Σχ. 3.51 δίνεται η καμπύλη διάρκειας περικοπών αιολικής ενέργειας. Παραβιάσεις εφεδρειών δεν παρατηρούνται.

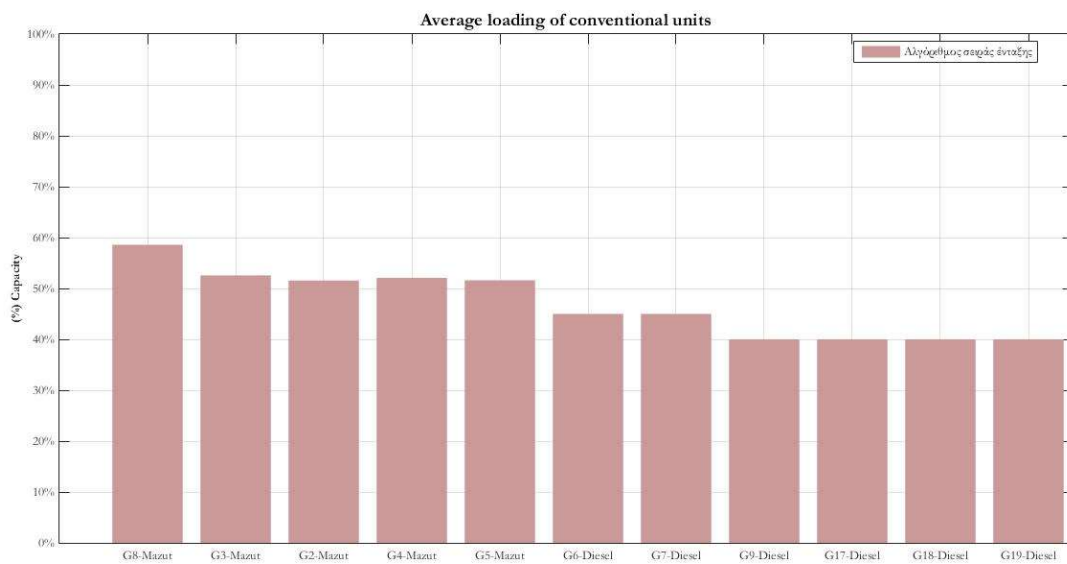


Σχ. 3.48 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

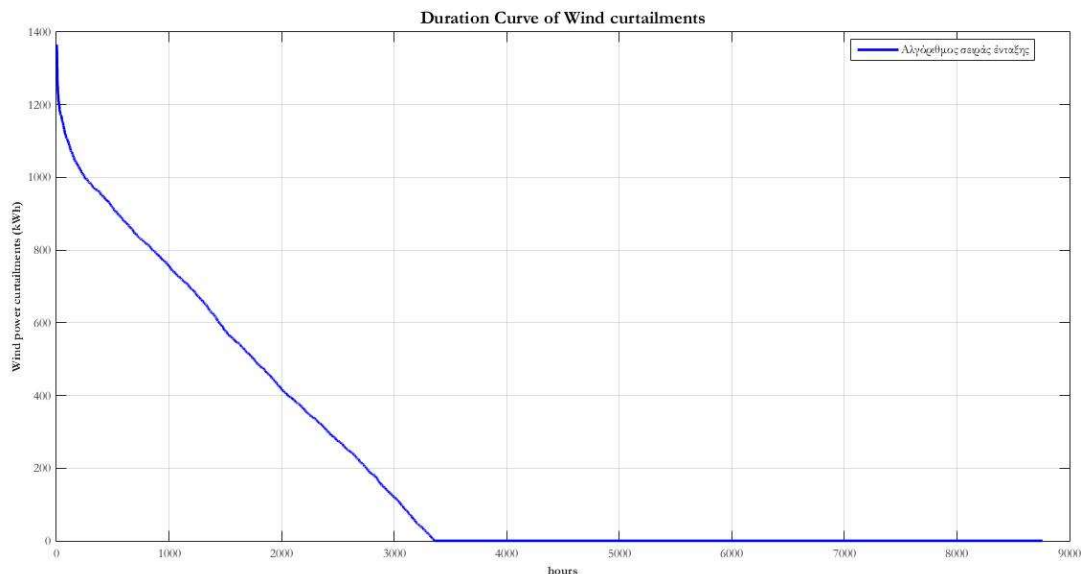


Σχ. 3. 49 : Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.



Σχ. 3. 50 : Μέση φόρτιση συμβατικών μονάδων για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.

### 3.1. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ



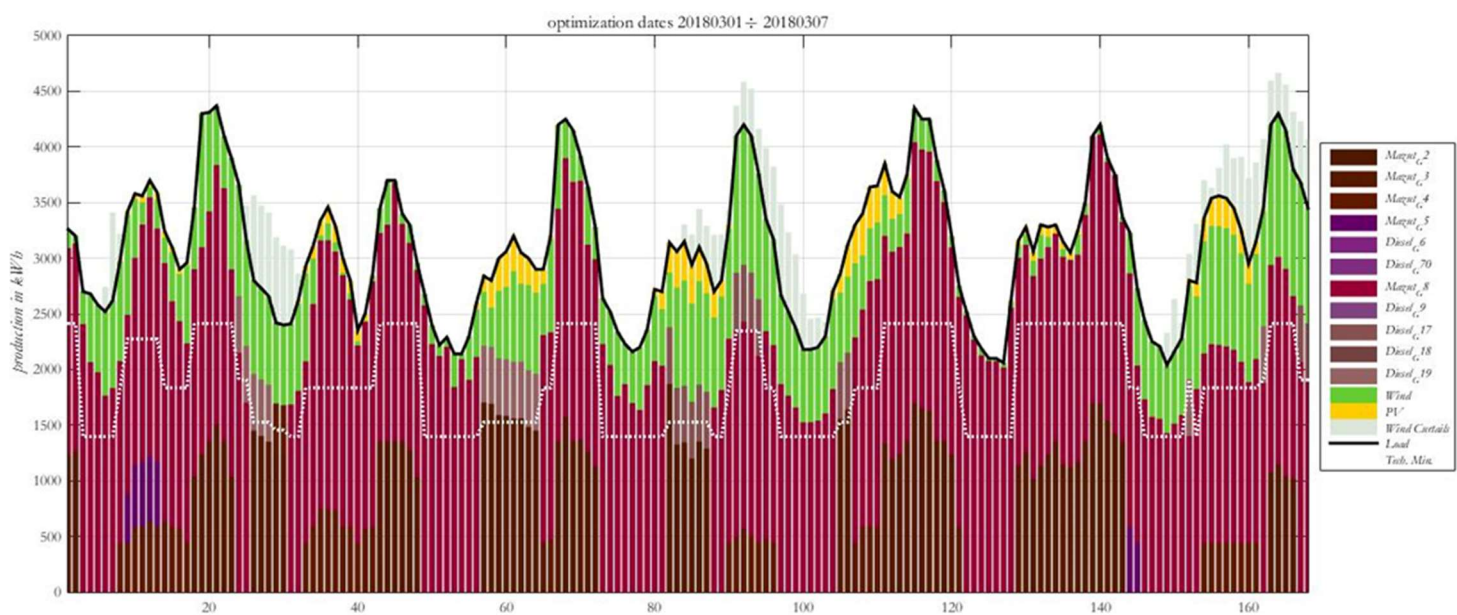
Σχ. 3. 51 : Περικοπές αιολικής παραγωγής για τον αλγόριθμο σειράς ένταξης.

Στην περίπτωση του συστήματος της Ικαρίας τα αποτελέσματα της επίλυσης βάσει του αλγορίθμου σειράς ένταξης και του απλουστευμένου ΗΕΠ δεν παρουσιάζουν σημαντικές διαφορές. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι τόσο η θεωρούμενη σειρά ένταξης όσο και η βελτιστοποίηση του ΗΕΠ βασίζονται σε αρχές οικονομικότητας της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Ο απλουστευμένος ΗΕΠ ωστόσο επιλύει βέλτιστα βάσει κανόνων και τεχνικών περιορισμών ένα πολύπλοκο πρόβλημα θέτοντας την επιδίωξη όχι μόνο για ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής των συμβατικών μονάδων αλλά και για μεγιστοποίηση της διείσδυσης παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ. Ο τελευταίος στόχος επιτυγχάνεται δίνοντας αισθητά καλύτερα αποτελέσματα από τον αλγόριθμο της σειράς ένταξης, ο οποίος δεν δύναται να εξασφαλίσει τη μεγιστοποίηση της απορρόφησης αιολικής παραγωγής. Επομένως, το γεγονός ότι η εφαρμογή της σειράς ένταξης δίνει αντίστοιχα αποτελέσματα με το πρόβλημα βελτιστοποίησης για το σύστημα της Ικαρίας, δεν είναι γενικεύσιμο συμπέρασμα για όλα τα συστήματα ΜΔΝ, αλλά μπορεί να διαφοροποιείται, αναλόγως της θεωρούμενης σειράς ένταξης, των απαιτήσεων εφεδρειών και άλλων παραμέτρων του προβλήματος.

### 3.2. Ενδεικτικά αποτελέσματα της λειτουργίας του συστήματος

Η προτεινόμενη διαχείριση του συστήματος, έχοντας λάβει υπόψη τα αποτελέσματα των διερευνήσεων που πραγματοποιήθηκαν στην παράγραφο 3.1, αντικατοπτρίζεται από το σενάριο που λαμβάνει τις μειωμένες τιμές ΤΕ παραγωγής συμβατικών μονάδων και απαίτηση για άνω εφεδρεία ικανή να καλύπτει την πιθανή απώλεια του συνόλου της προγραμματισμένης προς απορρόφηση αιολικής ισχύος και τις μεταβλητότητες του φορτίου που υπολογίζονται ως 15% της ωριαίας ζήτησης. Εφαρμόζεται επίσης ο περιορισμός εκκινήσεων συμβατικών μονάδων στη διάρκεια μιας ΗΚ, ενώ ο δυναμικός περιορισμός υπολογίζεται ως 30% επί του φορτίου του συστήματος. Τέλος, η πρόβλεψη για την αιολική παραγωγή θεωρείται γνωστή. Για τη διατύπωση αυτή του απλουστευμένου ΗΕΠ παρουσιάζεται η λειτουργία του συστήματος του νησιού της Ικαρίας κατά τη διάρκεια τυπικών εβδομάδων χαμηλού και υψηλού φορτίου το έτος 2018.

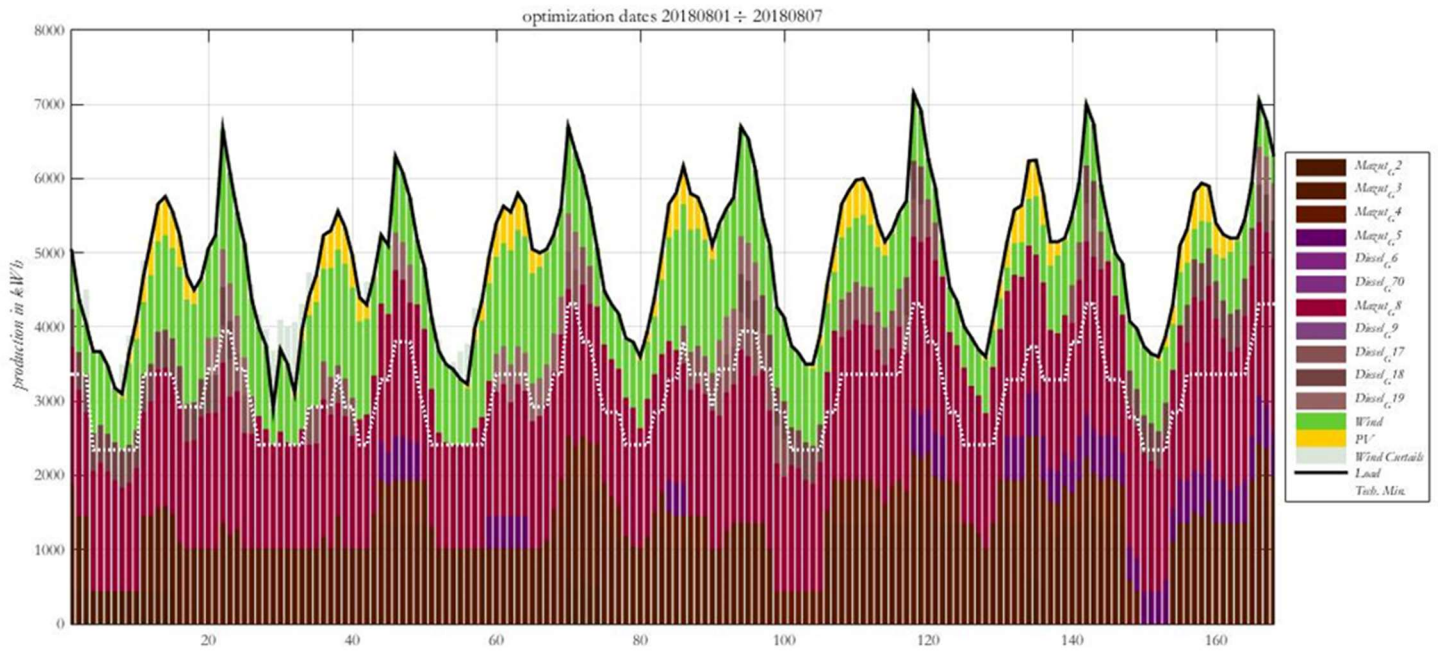
#### 3.2.1. Τυπική εβδομάδα χαμηλού φορτίου



Σχ. 3.52: Λειτουργία του συστήματος της Ικαρίας -Τυπική εβδομάδα χαμηλού φορτίου

### 3.2. ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

#### 3.2.2. Τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου



Σχ. 3.53: Λειτουργία του συστήματος της Ικαρίας -Τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου



## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup>

### 4.1. Συμπεράσματα

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας εξετάστηκε η δυνατότητα υλοποίησης ενός απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ σε συστήματα ΜΔΝ βάσει του υφιστάμενου επιπέδου γνώσης των τεχνοοικονομικών στοιχείων (ΤΟΣ) των συμβατικών μονάδων παραγωγής, δεδομένου ότι δεν είναι πλήρως και σαφώς καθορισμένες οι παράμετροι εκείνες που θα επέτρεπαν την επίλυση του πλήρους προβλήματος ΗΕΠ που περιγράφεται στον Κώδικα ΜΔΝ. Το απλουστευμένο πρόβλημα δομήθηκε με σεβασμό στις βασικές αρχές του Κώδικα ΜΔΝ τηρώντας τα κριτήρια ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας του συστήματος, μεγιστοποίησης της συμμετοχής μονάδων ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος όπως αυτό προκύπτει από το πλάνο ένταξης και το επίπεδο φόρτισης των συμβατικών μονάδων. Έτσι λοιπόν, βασική επιδίωξη της εργασίας είναι η διατύπωση της μεθοδολογίας για τη δόμηση του απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ, εν δυνάμει εφαρμόσιμου σε συστήματα ΜΔΝ μικρού και μεσαίου μεγέθους, και η εξέταση της εφαρμοσιμότητας του προτεινόμενου αλγορίθμου στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Ικαρίας. Τέλος, αντικείμενο διερεύνησης αποτελεί η παραμετροποίηση ενός πλήθους χαρακτηριστικών που λαμβάνονται υπόψη κατά τη διαχείριση της παραγωγής ενός συστήματος ΜΔΝ και επηρεάζουν το αποτέλεσμα της επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Βάσει των αποτελεσμάτων εφαρμογής του προτεινόμενου αλγορίθμου στο σύστημα της Ικαρίας, φαίνεται ότι είναι εφικτή η επίλυση ενός απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ που δύναται να ικανοποιεί επί της αρχής τις βασικές επιδιώξεις του Κώδικα ΜΔΝ. Έτσι, με την κατάλληλη θεώρηση στρεφόμενης άνω εφεδρείας, τηρούνται ταυτόχρονα τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, μεγιστοποίησης της απορροφούμενης ενέργειας που προέρχεται από σταθμούς ΑΠΕ και ελαχιστοποίησης του κόστους λειτουργίας των θερμικών μονάδων, λαμβάνοντας υπόψη μόνο το σημερινό, περιορισμένο, επίπεδο γνώσης των ΤΟΣ των μονάδων. Επομένως, η προτεινόμενη μεθοδολογία του απλουστευμένου προβλήματος ΗΕΠ θα μπορούσε να αποτελέσει μία εναλλακτική προσέγγιση για τον προσδιορισμό του πλάνου ένταξης των μονάδων ενός αυτόνομου συστήματος ΜΔΝ, που θα έβρισκε εφαρμογή στο μεσοδιάστημα έως την πλήρη γνώση των ΤΟΣ των μονάδων που είναι αναγκαία για την εφαρμογή του πλήρους προβλήματος ΚΗΕΠ που προδιαγράφει ο Κώδικας ΜΔΝ.

Από το σύνολο των διερευνήσεων που πραγματοποιήθηκαν ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η εξέταση της τήρησης εφεδρείας ικανής να καλύψει την απώλεια της μεγαλύτερης ενταγμένης μονάδας (κριτήριο N-1). Στην περίπτωση της Ικαρίας διαπιστώνεται ότι η τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας δεν μπορεί να υποστηριχθεί ικανοποιητικά και οδηγεί σε μη ορθολογική λειτουργία του συστήματος καθώς συνοδεύεται από έντονες παραβιάσεις εφεδρειών, εξαιρετικά χαμηλή διείσδυση παραγωγής ΑΠΕ και ιδιαίτερα αυξημένο κόστος συστήματος. Αν και σε καμία περίπτωση το συμπέρασμα αυτό δεν μπορεί να γενικευτεί, η εξέταση της Ικαρίας δημιουργεί τον προβληματισμό για τη διερεύνηση της εφαρμογής του κριτηρίου N-1 στα συστήματα ΜΔΝ μικρού μεγέθους. Είναι πιθανό η αδυναμία τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας να παρατηρείται και σε άλλα μικρά συστήματα, αναλόγως του προφίλ της

#### 4.1. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

ζήτησης και των χαρακτηριστικών των συμβατικών μονάδων που συμμετέχουν σε αυτά, και ιδίως της ΤΕ παραγωγής και της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος τους,

Ένα ακόμη σημαντικό αποτέλεσμα της ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε αποτελεί η ανάδειξη της σημασίας της ΤΕ παραγωγής των συμβατικών μονάδων. Γίνεται αντιληπτό ότι χαμηλότερες τιμές ΤΕ παραγωγής έχουν ως αποτέλεσμα καλύτερη λειτουργία του συστήματος. Τα ΤΕ, διαμορφώνοντας τον περιορισμό διείσδυσης τεχνικών ελαχίστων, παίζουν καθοριστικό ρόλο στην δυνατότητα ενός συστήματος να απορροφά τη διαθέσιμη αιολική παραγωγή, καθώς για την ίδια ένταξη μονάδων οι χαμηλότερες τιμές ΤΕ μπορούν να οδηγήσουν σε σημαντική αύξηση του περιθωρίου διείσδυσης παραγωγής ΑΠΕ. Παράλληλα, η τιμή της ΤΕ ισχύος εξόδου μιας συμβατικής μονάδας σχετίζεται άμεσα με την δυνατότητά της για παροχή στρεφόμενης εφεδρείας και κατά συνέπεια χαμηλότερες τιμές της αυξάνουν την συνεισφορά των ενταγμένων μονάδων σε εφεδρείες, διευκολύνοντας την ικανοποίηση των απαιτήσεων εφεδρειών του συστήματος.

Εξίσου σημαντικό συμπέρασμα αποτελεί το γεγονός ότι ο απλουστευμένος ΗΕΠ εφαρμόζεται ικανοποιητικά απουσία πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής. Στην περίπτωση αυτή θεωρείται αναγκαίο στη διατύπωση του προβλήματος να συμπεριληφθούν επιπλέον περιορισμοί, που θα διασφαλίζουν ότι το πλάνο ένταξης των συμβατικών μονάδων που προκύπτει από τον ΗΕΠ θα επιτρέψει την απορρόφηση μιας ελάχιστης παραγωγής ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο. Ειδικά για το σύστημα της Ικαρίας παρατηρείται ότι η εφαρμογή του ΗΕΠ χωρίς πρόβλεψη αιολικής παραγωγής δίνει ικανοποιητικά αποτελέσματα, ακόμη και χωρίς την συμπερίληψη των ανωτέρω περιορισμών.

Επιπλέον, η επίλυση του προβλήματος του απλουστευμένου ΗΕΠ είναι δυνατή απουσία καταγραφής της Φ/Β παραγωγής σε πραγματικό χρόνο, λαμβάνοντας ως είσοδο το φαινόμενο φορτίο στους ζυγούς του συστήματος που εκφράζει την πραγματική ζήτηση όταν από αυτή έχει αφαιρεθεί η Φ/Β παραγωγή.

Από τις υπόλοιπες διερευνήσεις που πραγματοποιήθηκαν τα βασικά συμπεράσματα που προκύπτουν όσον αφορά το σύστημα της Ικαρίας είναι τα εξής :

- Το γεγονός ότι ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης, όταν δεν εφαρμόζεται ο περιορισμός των εκκινήσεων, οδηγεί σε πολύ συχνές εναύσεις και σβέσεις μονάδων απέχει από την πραγματικότητα διαχείρισης των μονάδων και δεν είναι εύκολα εφαρμόσιμο. Ο περιορισμός, συνεπώς, του πλήθους των ημερήσιων εναύσεων συμβατικών μονάδων αποτελεί υπόθεση εξορθολογισμού της διαχείρισης του συστήματος και δεν φαίνεται να επηρεάζει δυσμενώς τη λειτουργία του.
- Η διατύπωση του δυναμικού περιορισμού παίζει καθοριστικό ρόλο στα περιθώρια διείσδυσης αιολικής παραγωγής του συστήματος. Η θεώρηση δυναμικού περιορισμού βάσει των ικανοτήτων παραγωγής των ενταγμένων συμβατικών μονάδων φαίνεται να επιτυγχάνει σημαντικά αυξημένη αιολική διείσδυση σε σχέση με την εκτίμησή του ως ποσοστό της ζήτησης. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο αν αναλογιστεί κανείς ότι στις πλείστες των περιπτώσεων οι ικανότητες παραγωγής των ενταγμένων συμβατικών μονάδων θα είναι μεγαλύτερες ή ίσες της συνολικής ζήτησης, γεγονός που επιβάλλεται

#### 4.1. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

αφενός από την ανάγκη κάλυψης του ισοζυγίου ενέργειας και αφετέρου από την ανάγκη τήρησης στρεφόμενης εφεδρείας για το σύνολο της αιολικής παραγωγής.

- Η ένταξη και ο προγραμματισμός του επιπέδου παραγωγής των συμβατικών μονάδων του συστήματος, όπως αυτά προκύπτουν από την επίλυση του απλουστευμένου ΗΕΠ πλεονεκτεί έναντι της ένταξης που ρυθμίζεται από την σειρά ένταξης καθώς επιτρέπει μεγαλύτερη διείσδυση αιολικής παραγωγής που αποτελεί έναν πρωταρχικό στόχο για την διαχείριση της παραγωγής σε συστήματα ΜΔΝ.

Η μεθοδολογία και η αλγοριθμική υλοποίηση του απλουστευμένου ΗΕΠ, όπως αυτή παρουσιάστηκε στην παρούσα εργασία, δύναται να εφαρμοστεί ως μια πρώτη προσέγγιση σε όλα τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας ΜΔΝ. Κάθε ξεχωριστό σύστημα ΜΔΝ απαιτεί ωστόσο εξειδικευμένη παραμετροποίηση σύμφωνα με τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του συστήματος, όπως είναι το προφίλ της ζήτησης, καθώς και με τα τεχνοοικονομικά στοιχεία των μονάδων που συμμετέχουν σε αυτό. Ενδεικτικά, η διαμόρφωση των απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος, ο μέγιστος επιτρεπτός αριθμός εναύσεων συμβατικών μονάδων κατά τη διάρκεια μιας ημέρας, κ.α. οφείλουν να προσδιορίζονται μέσω μελετών και διερευνήσεων ξεχωριστά για κάθε σύστημα με γνώμονα τα χαρακτηριστικά του και τις ειδικές συνθήκες που επικρατούν σε αυτό. Συνεπώς, παρά το γεγονός ότι η εφαρμογή του απλουστευμένου αλγορίθμου στο σύστημα της Ικαρίας αποτελεί μια πρώτη ένδειξη της λειτουργίας του, τα συμπεράσματα των διερευνήσεων που πραγματοποιήθηκαν δεν δύναται να γενικευτούν για άλλα συστήματα ΜΔΝ, καθένα από τα οποία απαιτεί μεμονωμένη εξέταση. Εντούτοις, η παρούσα εργασία είναι ιδιαίτερα σημαντική καθώς παράγει μια σαφή εικόνα για τα ζητήματα που απασχολούν την διαχείριση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός συστήματος ΜΔΝ μικρού και μεσαίου μεγέθους και θέτει τις κατευθυντήριες γραμμές για τις μελέτες που κρίνεται σκόπιμο να διεξαχθούν προκειμένου η διατύπωση του απλουστευμένου ΗΕΠ να προσαρμοστεί στις ανάγκες κάθε ξεχωριστού συστήματος ΜΔΝ.



## Βιβλιογραφία

- [1]: [http://www.rae.gr/site/categories\\_new/electricity/market/mdn.csp](http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp)
- [2]: Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. ΦΕΚ 304 τ.Β., 11.2 2014.
- [3]: N. Hatziaargyriou et al., "Energy Management in the Greek Islands", CIGRE 2012
- [4]: [https://en.wikipedia.org/wiki/Mathematical\\_optimization](https://en.wikipedia.org/wiki/Mathematical_optimization)
- [5]: Thomas S. Ferguson, "Linear Programming: A Concise Introduction"
- [6]: J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market", IEEE Transactions on Power Systems, 2000.
- [7]: M. Carrión and J. M. Arroyo, "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem", IEEE Transactions on Power Systems, 2006.
- [8]: C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, "Optimal self-scheduling of a thermal producer in short-term electricity markets by MILP," IEEE Transactions on Power Systems, 2010
- [9]: P. Andrianesis, P. Biskas, and G. Liberopoulos, "An overview of Greece's wholesale electricity market with emphasis on ancillary services", Electric Power Systems Res, 2011.
- [10]: A. D. Papalexopoulos, P. Andrianesis, S. A. Papathanassiou, "Energy Control Centers and Electricity Markets in the Greek Non Interconnected Islands", in MedPower, 2014.
- [11]: J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," IEEE Transactions Energy Convers., Jun. 2008.
- [12]: "UCTE Operation Handbook," European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2004.
- [13]: Ερευνητικό έργο LaRIInEM, Παραδοτέο 3.1. "Μέθοδοι προσδιορισμού των αναγκαίων επιπέδων εφεδρείας του Συστήματος ΗΕ-Βιβλιογραφική ανασκόπηση", Έκδοση 1.0, Θεσσαλονίκη, Μάιος 2013
- [14]: Τύπος και περιεχόμενο συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ΦΕΚ Β' 1497)
- [15]: Ελένη-Μαργαρίτα Μιχοπούλου, "Μελέτη του ΣΗΕ της Ικαρίας και του προς ανέγερση Υβριδικού Σταθμού της Ικαρίας, ανάπτυξη του νομοθετικού πλαισίου ένταξης του σταθμού στο νησί", <http://artemis.cslab.ntua.gr>
- [16]: Κατσάφαρος Ιωάννης, "Μελέτη του Ενεργειακού Συστήματος της Ικαρίας", Πάτρα, Δεκέμβριος 2011
- [17]: Νόμος 4254: Μέτρα στήριξης και ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας στο πλαίσιο εφαρμογής του ν. 4046/2012 και άλλες διατάξεις.
- [18]: Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Αθήνα, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 2008

