



ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΜΕΣΟΓΕΙΑΚΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ

**ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
“ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ”**

**Εκτίμηση της Συνεισφοράς των Πηγών Διεσπαρμένης Παραγωγής σε
Δείκτες Αξιοπιστίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Κωνσταντίνος Ε. Φιορέντζης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός & Μηχανικός Υπολογιστών Πολυτεχνείου Κρήτης

Επιβλέπων: Αντώνιος Γ. Τσικαλάκης, Επίκουρος Καθηγητής ΗΜΜΥ

Ηράκλειο, Μάρτιος 2020



HELLENIC MEDITERRANEAN UNIVERSITY

MSC PROGRAMM "ENERGY SYSTEMS"

**Distributed Generation Impact Assessment on the Reliability Indices
of the Power System of Crete**

POST-GRADUATE THESIS

Konstantinos E. Fiorentzis

Electrical and Computer Engineer, Technical University of Crete

Supervisor: Antonios G. Tsikalakis, Assistant Professor of ECE

Heraklion, March 2020

Κωνσταντίνος Ε. Φιορέντζης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός & Μηχανικός Υπολογιστών Πολυτεχνείου Κρήτης

Copyright © Κωνσταντίνος Ε. Φιορέντζης, 2020

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 Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου.

Ευχαριστίες

Η διατριβή αυτή εκπονήθηκε στο πλαίσιο του Διατμηματικού Προγράμματος Μεταπτυχιακών Σπουδών “Ενεργειακά Συστήματα”, του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου, υπό την επίβλεψη του Επίκουρου Καθηγητή κ. Αντώνιου Τσικαλάκη.

Θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη και τις ευχαριστίες μου:

- Στον Καθηγητή μου κ. Αντώνιο Τσικαλάκη, για τη σημαντική επιστημονική καθοδήγηση, τις πολύτιμες συμβουλές, τις καίριες επισημάνσεις και γενικότερα την άψογη συνεργασία η οποία αποτέλεσε καταλυτικό παράγοντα για την ολοκλήρωση της μεταπτυχιακής μου διατριβής.
- Στον Καθηγητή μου κ. Εμμανουήλ Καραπιδάκη, για το αμέριστο ενδιαφέρον, τις υποδείξεις και τις εύστοχες παρατηρήσεις καθ’ όλη τη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής.
- Στον Βοηθό Διευθυντή της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νήσων, κ. Εμμανουήλ Θαλασσινάκη για την παροχή σημαντικών στοιχείων και πληροφοριών, καθώς και για το ενδιαφέρον που εξέφρασε από την πρώτη στιγμή για το αντικείμενο της διατριβής.
- Σε όλα τα μέλη του εργαστηρίου Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου για την στήριξη και τις άριστες μεταξύ μας σχέσεις.

Κωνσταντίνος Ε. Φιορέντζης

Μάρτιος 2020

Περίληψη

Οι πηγές Διεσπαρμένης Παραγωγής (Distributed Generation) συμβάλλουν σημαντικά στη βελτίωση της αξιοπιστίας των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Η διαθέσιμη ισχύς τους όχι μόνο ενισχύει εν γένει το σύστημα παραγωγής του εκάστοτε ΣΗΕ, όμως εξαιτίας του ότι πρόκειται για διεσπαρμένη διαθέσιμη ισχύ, συμβάλλει σημαντικά στην ενίσχυση της τοπικής αξιοπιστίας. Για το λόγο αυτό, η συγκεκριμένη μεταπτυχιακή διατριβή πραγματεύεται τη διερεύνηση της πιθανής συμβολής της αξιοσημείωτης εγκατεστημένης ισχύος διεσπαρμένης παραγωγής, στο ΣΗΕ Κρήτης.

Σε πρώτο στάδιο, εκτιμάται η συμβολή των επιπλέον 20MW φωτοβολταϊκών (Φ/Β) εγκαταστάσεων στην παροχή εγγυημένης ισχύος στο ΣΗΕ Κρήτης και στην ενίσχυση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Η ισχύς των 20MW επιλέχθηκε ως το όριο ισχύος, όπως έχει οριστεί από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, για τις επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις, για την αυτόνομη λειτουργία του συστήματος.

Στη συνέχεια, η έρευνα εστιάζεται στο μεταβατικό στάδιο του ΣΗΕ Κρήτης, πριν τη διασύνδεσή του με το ηπειρωτικό, κατά το οποίο αναμένεται να εφαρμοστεί απόφαση για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα. Στην περίπτωση αυτή υιοθετείται σενάριο το οποίο θέτει εκτός τις παλαιότερες θερμικές μονάδες ατμού του ΣΗΕ Κρήτης. Πρόκειται για απομάκρυνση συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 100MW, προαναγγέλλοντας ένα σημαντικό πρόβλημα σχετικά με την αξιοπιστία του συστήματος. Η συγκεκριμένη διατριβή επισημαίνει το σοβαρό αυτό πρόβλημα, αξιολογώντας τα επίπεδα αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής στην κατάσταση αυτή. Εξετάζονται τρόποι βελτίωσης της αξιοπιστίας, οι οποίοι επικεντρώνονται στην παραγωγή των επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων, στην εξέταση διαφόρων σεναρίων συνδρομής των υφιστάμενων Η/Ζ ιδιωτών, καθώς και στον συνδυασμό των δύο αυτών περιπτώσεων.

Όμως η διατριβή θέλοντας να τονίσει τη σημασία των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής και σε επίπεδο τοπικότητας, εξετάζει τη συμβολή τους σε επίπεδο αξιοπιστίας υποσταθμού, με έμφαση στην περίπτωση των Η/Ζ. Για τον λόγο αυτό πραγματοποιείται καταγραφή των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης με ταξινόμηση “ανά υποσταθμό” του δικτύου. Η μελέτη εστιάζεται στον υποσταθμό της Σταλίδας στην ανατολική Κρήτη, με κριτήριο το υψηλό φορτίο και πιο συγκεκριμένα την υψηλή φόρτιση του, συγκριτικά με τους μετασχηματιστές (2x50MVA) Υ.Τ / Μ.Τ που διαθέτει, ιδιαίτερα την περίοδο του καλοκαιριού.

Οι παραπάνω αναλύσεις προκύπτουν από τη μεθοδολογία που παραθέτει η εν λόγω διατριβή, η οποία βασίζεται σε πιθανοτική ανάλυση. Οι εκτιμήσεις στηρίζονται στους συμβατικούς δείκτες αξιοπιστίας LOLP, EENS και LOLE οι οποίοι εκτιμώνται ανά μήνα και ανά τύπο ώρας, λαμβάνοντας υπόψη το Ρυθμό Μη Προγραμματισμένων Διακοπών (ΡΜΠΔ) των εγκατεστημένων θερμικών μονάδων αλλά και των Η/Ζ στις σχετικές περιπτώσεις. Αξίζει να σημειωθεί ότι η διατριβή αυτή πρωτοτυπεί, εισάγοντας έναν νέο δείκτη αξιοπιστίας. Πρόκειται για τον δείκτη LWLOLE (Load With LOLE), ο οποίος ποσοτικοποιεί την πιθανή ισχύ που δεν μπορεί να καλυφθεί από τις διαθέσιμες πηγές παραγωγής για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

Συνοψίζοντας, η διατριβή αυτή αποδεικνύει ότι η συνεισφορά της διεσπαρμένης παραγωγής αναμένεται να είναι σημαντική αναφορικά με τη βελτίωση της αξιοπιστίας του ΣΗΕ Κρήτης, ιδιαίτερα στο δύσκολο μεταβατικό στάδιο πριν την διασύνδεση του με το ηπειρωτικό. Τέλος, αποτελεί σημαντικό εφόδιο για τον διαχειριστή του συστήματος, καθώς ο ίδιος με το νέο δείκτη LWLOLE έχει την πληροφορία για τη μέγιστη πιθανή απώλεια ισχύος ανά μήνα και ανά τύπο ώρας, ώστε να εφαρμόσει τις κατάλληλες τεχνικές για τη συντήρηση του απαιτούμενο επιπέδου αξιοπιστίας.

Λέξεις Κλειδιά: Αξιοπιστία, Επάρκεια, Διαθεσιμότητα, Διεσπαρμένη Παραγωγή, Αυτόνομα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μικροδίκτυα, Πιθανοτικές τεχνικές, Ηλεκτροπαραγωγή Ζεύγη, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Φωτοβολταϊκά, Τριτεύουσα Εφεδρεία

Summary

The contribution of Distributed Generation (DG), to Electrical Power Systems' Reliability is significant. The installed capacity of DG sources not only increases the overall capacity of the generation system, but also contributes significantly to enhance local reliability. For that reason, this dissertation assesses the contribution of the remarkable installed DG capacity of the Power System of Crete on its reliability indices.

First, the capacity credit of 20MW additional photovoltaic (PV) installations is estimated and then further calculations are made in order to assess the improvement of the reliability of the generation system. The capacity of 20MW was selected as the power limit, which has been set by Regulatory Authority for Energy (RAE), for the additional PV plants in case of the autonomous operation of the Power System of Crete.

As a next step, this research focuses on the transitional stage of the Power System of Crete, before being interconnected with the mainland. Such a decision is expected to turn off the older steam units of the Power System of Crete, in order to limit emissions of certain pollutants into the atmosphere according to EC Directives. The installed capacity of these units is about 100MW, which indicates a major problem as regards to the reliability of the generation system. This serious problem is highlighted by estimating the reliability level of the production system in this situation. Therefore, this thesis examines how this problem could be addressed, focusing on the contribution of 20MW additional PV installations, the consideration of different capacity scenarios of the existing gensets, and by combining these two cases.

However, this dissertation seeks to prove how important is the DG production at the local level, by considering their contribution to substation reliability, with emphasis on the case of existing gensets. Consequently, the DG sources of the Power System of Crete are collected with an extra classification by the substation to whom they belong. This analysis focuses on the case of Stalis substation in eastern Crete, due to the high load demand or more specifically the high loading of its transformers (2x50MVA High to Medium Voltage), especially in summer period.

The results of this research derived from the methodology that was followed, which is based on a probabilistic analysis. The reliability evaluation is based on the conventional reliability indices LOLP, EENS, LOLE, which are classified by month and hour type, taking into account the Forced Outage Rate (FOR) of the installed conventional units and gensets, where necessary. It is worth mentioning that this thesis introduces a new reliability index. This is the LWLOLE (Load With LOLE) index, which represents the maximum value of load expected not to be supplied from the thermal units, for a specified time period.

To summarize, this dissertation proves that the contribution of DG sources is expected to be significant in terms of improving the reliability indexes of the power system of Crete, especially during the difficult transition stage before its interconnection with the mainland. Finally, the new index LWLOLE, reflect the highest probable load not to be supplied for each month and hour type. As a result, this study gives to the operator of the system the information needed, in order to apply the most appropriate corrective actions.

Key Words: Reliability, Adequacy, Availability, Distributed Generation, Autonomous Power Systems, Microgrids, Probabilistic Techniques, Gensets, Renewable Energy Sources, Photovoltaics, Tertiary Reserve

Περιεχόμενα

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Αξιοπιστία Λειτουργίας των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας..... | 4 |
| 1.1 | Μη διαθεσιμότητα και βλάβες | 4 |
| 1.1.1 | Σημασία της Αξιοπιστίας για τους καταναλωτές..... | 6 |
| 1.1.2 | Βλάβες Στοιχείων εν σειρά και παράλληλα | 8 |
| 1.2 | Δείκτες Αξιοπιστίας..... | 9 |
| 1.3 | Αξιοπιστία Λειτουργίας των Συστημάτων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας | 12 |
| 1.3.1 | Μη Διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής | 13 |
| 1.3.2 | Πίνακας της Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος..... | 15 |
| 1.3.3 | Δείκτες Αξιοπιστίας των Συστημάτων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας .. | 17 |
| 1.3.4 | Χρήση της αντεστραμμένης καμπύλης διάρκειας για εξαγωγή των δεικτών . | 20 |
| 1.4 | Τρόποι ενίσχυσης της Αξιοπιστίας του Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας | 24 |
| 1.4.1 | Συνδρομή συμβατικών μονάδων παραγωγής | 24 |
| 1.4.2 | Συνδρομή της διασύνδεσης..... | 25 |
| 1.4.3 | Συνδρομή της διαχείρισης της ζήτησης | 25 |
| 1.4.4 | Πιθανή συνδρομή Διεσπαρμένης παραγωγής | 26 |
| 1.4.5 | Πιθανή συνδρομή αποθήκευσης ενέργειας..... | 28 |
| 1.5 | Σκοπός και δομή της διατριβής..... | 28 |
| 1.5.1 | Δομή της διατριβής | 29 |
| 2 | Ανάλυση απαιτούμενων δεδομένων για το ΣΗΕ της Κρήτης..... | 31 |
| 2.1 | Στοιχεία ζήτησης και παραγωγής από ΑΠΕ στο νησί | 31 |
| 2.1.1 | Ζήτηση του ΣΗΕ της Κρήτης | 31 |
| 2.1.2 | Στατιστικά στοιχεία παραγωγής ΑΠΕ..... | 33 |
| 2.1.3 | Φορτίο που εξυπηρετήθηκε από τις θερμικές μονάδες του νησιού | 34 |
| 2.2 | Θερμικές μονάδες | 35 |
| 2.2.1 | Τεχνικοί περιορισμοί και ικανότητα παραγωγής | 35 |
| 2.2.2 | Κόστος κατανάλωσης καυσίμου θερμικών μονάδων | 38 |
| 2.2.3 | Συντήρηση και μη διαθεσιμότητα θερμικών μονάδων παραγωγής..... | 39 |
| 2.3 | Φόρτιση Υ/Σ Κρήτης..... | 42 |
| 3 | Καταγραφή της Διεσπαρμένης Παραγωγής στο ΣΗΕ Κρήτης | 45 |
| 3.1 | Καταγραφή της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ..... | 46 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 3.1.1 | Καταγραφή εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β εγκαταστάσεων..... | 46 |
| 3.1.2 | Καταγραφή εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών πάρκων..... | 50 |
| 3.2 | Καταγραφή των εγκατεστημένων Η/Ζ στο νησί της Κρήτης..... | 51 |
| 3.2.1 | Ταξινόμηση ανά περιοχή - νομό..... | 51 |
| 3.2.2 | Ταξινόμηση ανά επίπεδο ισχύος..... | 57 |
| 3.2.3 | Ταξινόμηση των Η/Ζ ανά υποσταθμό..... | 58 |
| 3.2.4 | Υπολογισμός εγκατεστημένης ισχύος Η/Ζ με άγνωστη ισχύ..... | 66 |
| 3.2.5 | Εκτίμηση Εγκατεστημένης ισχύος Η/Ζ ανά Υ/Σ με βάση την ελάχιστη εγκατεστημένη ισχύ ανά τύπο ιδιοκτήτη..... | 69 |
| 3.2.6 | Ομάδες Καταναλωτών με σημαντική ισχύ εγκατεστημένων Η/Ζ..... | 71 |
| 3.2.7 | Συγκεντρωτικά συμπεράσματα..... | 72 |
| 3.3 | Συγκεντρωτική Ισχύς Διεσπαρμένης Παραγωγής και Συνολικής Παραγωγής ανά Υποσταθμό του δικτύου της Κρήτης..... | 76 |
| 4 | Εκτίμηση Φορτίου και Ανάλυση της Αξιοπιστίας των Θερμικών Μονάδων στην Υφιστάμενη Κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης..... | 79 |
| 4.1 | Ανάλυση της μεθοδολογίας..... | 79 |
| 4.1.1 | Εκτίμηση του φορτίου προς τις θερμικές μονάδες..... | 80 |
| 4.1.2 | Μεθοδολογία ανάλυσης Αξιοπιστίας των υφιστάμενων θερμικών μονάδων.. | 84 |
| 4.1.3 | Ανάλυση βασικών παραδοχών για τη διεσπαρμένη παραγωγή..... | 86 |
| 5 | Παρουσίαση των Αποτελεσμάτων σε Επίπεδο Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.... | 88 |
| 5.1 | Εκτίμηση τελικού φορτίου ανά μήνα και ανά τύπο ώρας..... | 88 |
| 5.2 | Αξιολόγηση της Αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής στην υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης..... | 89 |
| 5.2.1 | Ανάλυση τυπικών δεικτών Αξιοπιστίας..... | 90 |
| 5.2.2 | Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE..... | 92 |
| 5.3 | Αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής αυξάνοντας την εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β εγκαταστάσεων του ΣΗΕ Κρήτης κατά 20%..... | 94 |
| 5.3.1 | Συνεισφορά των 20% επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων στην εγγυημένη ισχύ του ΣΗΕ Κρήτης..... | 95 |
| 5.3.2 | Αξιολόγηση Αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης ύστερα από την προσθήκη 20MW εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β..... | 96 |
| 5.4 | Αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής ύστερα από την αξιοποίηση των υφιστάμενων Η/Ζ του νησιού της Κρήτης..... | 100 |
| 5.4.1 | Ανάλυση αποτελεσμάτων Αξιοπιστίας στη μεταβατική κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης χωρίς τα Η/Ζ..... | 101 |
| 5.4.2 | Ανάλυση αποτελεσμάτων συμπεριλαμβανομένων των Η/Ζ..... | 102 |

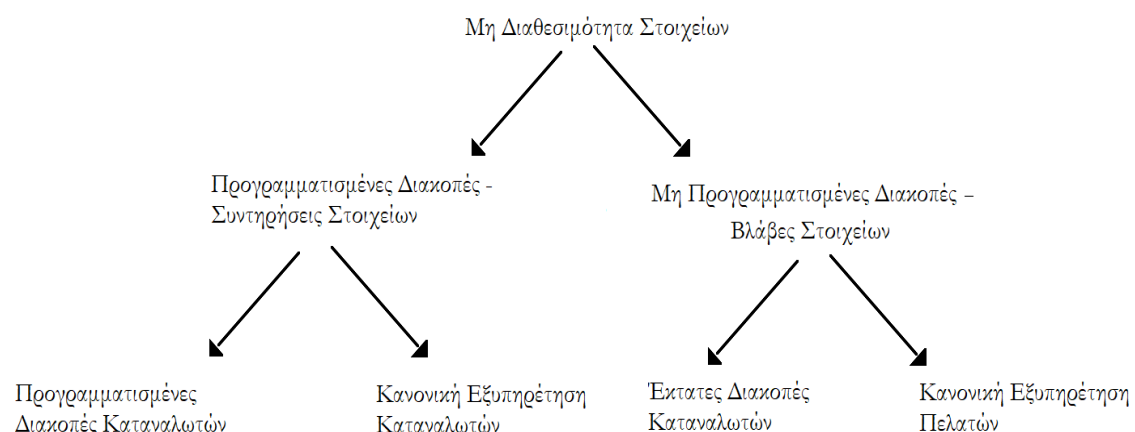
| | | |
|-------|--|-----|
| 5.5 | Αξιολόγηση της Αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής συνδυάζοντας τις περιπτώσεις των επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων ισχύος 20MW και των μονάδων Η/Ζ του ΣΗΕ Κρήτης | 108 |
| 5.5.1 | Ανάλυση τυπικών δεικτών Αξιοπιστίας..... | 108 |
| 5.5.2 | Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE..... | 113 |
| 6 | Αξιολόγησης της αξιοπιστίας σε επίπεδο τοπικότητας, ύστερα από την αξιοποίηση των υφιστάμενων Η/Ζ. Case Study: Υποσταθμός Σταλίδας | 116 |
| 6.1.1 | Ανάλυση τυπικών δεικτών Αξιοπιστίας..... | 117 |
| 6.1.2 | Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE..... | 120 |
| 7 | Συμπεράσματα..... | 122 |
| 7.1 | Δείκτες Αξιοπιστίας..... | 124 |
| 7.2 | Συμπεράσματα ανά σενάριο υπολογισμού..... | 124 |
| 7.2.1 | Επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις ισχύος 20MW στην υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης | 125 |
| 7.2.2 | Αξιοποίηση των υφιστάμενων Η/Ζ του δικτύου της Κρήτης | 126 |
| 7.2.3 | Επίπτωση 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων | 126 |
| 7.2.4 | Συνδυασμός επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων και μονάδων Η/Ζ..... | 127 |
| 7.3 | Συμβολή των μονάδων Η/Ζ στην βελτίωση της τοπικής αξιοπιστίας..... | 128 |
| 7.4 | Συνοψίζοντας | 129 |
| 7.5 | Μελλοντικές Επεκτάσεις Διατριβής..... | 130 |
| 8 | Βιβλιογραφία | 132 |

1 Αξιοπιστία Λειτουργίας των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ένας πολύ διαδεδομένος και κοινά αποδεκτός ορισμός για την “Αξιοπιστία Λειτουργίας” είναι ο εξής: “Αξιοπιστία Λειτουργίας είναι η πιθανότητα ενός συστήματος να εκτελεί την αποστολή του επαρκώς για τη σχεδιαζόμενη χρονική περίοδο και τις επικρατούσες λειτουργικές συνθήκες” [1]. Συνεπώς η Ανάλυση Αξιοπιστίας της Λειτουργίας ενός συστήματος αποτελεί μια αξιολόγηση η οποία βασίζεται σε πιθανοτικές μεθόδους και λαμβάνει υπόψη τις ανάγκες του εξεταζόμενου συστήματος καθώς και τους διαθέσιμους πόρους με τους οποίους εκείνες πρόκειται να καλυφθούν. Με την ανάλυση αυτή ποσοτικοποιείται η διαθεσιμότητα ή μη διαθεσιμότητα ενός συστήματος, συνήθως για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, η αποτίμηση της αξιοπιστίας αποτελεί μια ιδιαίτερα πολύπλοκη διαδικασία η οποία για τον λόγο αυτό συνήθως διακρίνεται σε τρεις επιμέρους κατηγορίες ή και συνδυασμό των επιμέρους κατηγοριών, αναφορικά με τα τρία πρωταρχικά υποσυστήματα, της παραγωγής, μεταφοράς και της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

1.1 Μη διαθεσιμότητα και βλάβες

Η ανάλυση της αξιοπιστίας σε οποιοδήποτε επίπεδο εκ των τριών προαναφερθέντων είναι απαραίτητο να συμπεριλαμβάνει τη μη διαθεσιμότητα των στοιχείων που το αποτελούν, λόγω χάρη των μονάδων παραγωγής για τα συστήματα παραγωγής, των γραμμών μεταφοράς και των μετασχηματιστών για τα συστήματα μεταφοράς και διανομής. Σύμφωνα με το γράφημα 1.1, η έννοια της μη διαθεσιμότητας στοιχείων σχετίζεται με τις προγραμματισμένες διακοπές τους που αφορούν τις συντηρήσεις στις οποίες τίθενται τα εν λόγω στοιχεία, καθώς και με τις μη προγραμματισμένες διακοπές τους οι οποίες είναι συνέπεια των βλαβών των επιμέρους στοιχείων.



Γράφημα 1.1 Έννοιες συνδεδεμένες με τη “Μη διαθεσιμότητα”

Οι προγραμματισμένες διακοπές στοιχείων περιλαμβάνουν όλες τις ελεγχόμενες καταστάσεις μη διαθεσιμότητας, οι οποίες είναι αποτέλεσμα συνήθως των προγραμματισμένων συντηρήσεων των συνιστωσών ενός ΣΗΕ. Ως συντήρηση λοιπόν (maintenance), μπορεί να θεωρηθεί οποιαδήποτε προγραμματισμένη αποσύνδεση κλάδων ή στοιχείων του συστήματος ώστε να λάβουν χώρα διαδικασίες συντήρησης σε ένα ή περισσότερα από τα στοιχεία που περιλαμβάνονται στους αντίστοιχους κλάδους. Τέτοιες καταστάσεις συντήρησης ενδέχεται να οδηγήσουν σε προγραμματισμένες διακοπές

καταναλωτών. Η μη διακοπή της εξυπηρέτησης των καταναλωτών επιτυγχάνεται με κατάλληλο εναλλακτικό σχεδιασμό της τροφοδοσίας τους εφόσον υπάρχει διαθέσιμη ισχύς ή εναλλακτική διαδρομή για την εξυπηρέτηση της ζήτησης. Αυτού τους είδους ο σχεδιασμός είναι γενικά γνωστός ως κριτήριο “N-1”.

Στο σημείο αυτό, αξίζει να σημειωθεί ότι το κριτήριο “N-1” είναι ένας κανόνας σύμφωνα με τον οποίο τα στοιχεία του συστήματος που παραμένουν σε λειτουργία μετά τη διακοπή λειτουργίας ενός στοιχείου του συστήματος, (όπως γραμμή μεταφοράς, μετασχηματιστής ή μονάδας παραγωγής ή και σε μερικές περιπτώσεις ζυγός συστήματος) πρέπει να είναι σε θέση να εξυπηρετούν τη μεταβολή των ροών του συστήματος που προκαλούνται από αυτή τη μία και μόνο βλάβη.

Ο όρος της διακοπής έχει διπλή σημασία, καθώς με εκείνον περιγράφονται οι διακοπές των καταναλωτών καθώς και οι διακοπές του εξοπλισμού ενός συστήματος. Στην αγγλική ορολογία οι δύο αυτές έννοιες διαχωρίζονται με τους όρους “interruption” και “outage” που περιγράφουν τις διακοπές των καταναλωτών και του εξοπλισμού αντίστοιχα. Οι μη προγραμματισμένες διακοπές στοιχείων συνδέονται με τις λεγόμενες βλάβες οι οποίες είναι ικανές να δημιουργήσουν οποιαδήποτε διαταραχή που σχετίζεται με την απώλεια, ολοκληρωτική ή μη, της τροφοδοτούμενης ισχύος προς το φορτίο. Όπως και στην περίπτωση των συντηρήσεων που έχει ήδη αναλυθεί, οι έκτακτες αυτές καταστάσεις μη διαθεσιμότητας είναι δυνατόν να οδηγήσουν σε διακοπή των καταναλωτών όταν δεν τηρείται το κριτήριο “N-1” ή όταν η ζήτηση φορτίου υπερβαίνει την ικανότητα παραγωγής, όπως παρατηρείται συνήθως σε περιπτώσεις απρόσμενων βλαβών σε μονάδες παραγωγής και κρίσιμων γραμμών στα συστήματα μεταφοράς. Οι απρόσμενες αυτές βλάβες που λαμβάνουν χώρα στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας διακρίνονται στις εξής κατηγορίες:

- **Παθητικές Βλάβες (Passive Failures):** είναι οι καταστάσεις βλάβης των στοιχείων του συστήματος, οι οποίες δεν προκαλούν την επενέργεια των διακοπών προστασίας του συστήματος και τίθενται εκτός λειτουργίας μόνο τα στοιχεία που ανήκουν στον κλάδο που παρουσιάστηκε η βλάβη.
- **Ενεργές Βλάβες (Active Failures):** είναι οι καταστάσεις βλάβης των στοιχείων του συστήματος που προκαλούν την ενεργοποίηση της πρωταρχικής ζώνης προστασίας και επομένως την πιθανή αποσύνδεση και άλλων κλάδων, εκτός από αυτόν όπου παρουσιάστηκε η βλάβη.
- **Μόνιμες Βλάβες (Permanent Failures):** είναι οι βλάβες που προκαλούν φθορά των στοιχείων και για την αποκατάστασή τους απαιτείται επισκευή τους. Διαρκούν ένα αρκετά σημαντικό χρονικό διάστημα.
- **Παροδικές Βλάβες (Temporary Failures):** είναι οι βλάβες που μπορούν να μην προκαλέσουν φθορά των στοιχείων ενώ ο χρόνος επισκευής είναι σημαντικά μικρότερος από τον αντίστοιχο χρόνο των μόνιμων βλαβών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η πτώση ξύλου ή η επαφή κλαδιού σε γραμμή μεταφοράς.
- **Μεταβατικές Βλάβες (Transient Failures):** είναι οι βλάβες που δεν προκαλούν φθορά των στοιχείων και η ομαλή λειτουργία του συστήματος αποκαθίσταται με την αυτόματη λειτουργία των διακοπών προστασίας. Κατά συνέπεια πρόκειται για βλάβες μικρής διάρκειας και η επίδρασή τους στους δείκτες αξιοπιστίας είναι συνήθως αμελητέα, ως προς τη διάρκεια αλλά ενδέχεται να είναι σημαντική ως προς τη συχνότητα.

- **Βλάβες Κοινής Αιτίας (Common Mode Failures):** είναι τα ενδεχόμενα βλάβης τα οποία προκαλούνται από ένα εξωτερικό αίτιο, θέτουν δύο ή περισσότερα στοιχεία εκτός λειτουργίας ενώ αυτές οι βλάβες δεν μπορούν να θεωρηθούν σαν επακόλουθο η μία της άλλης.

Οι διακοπές της τροφοδότησης εξαιτίας των παραπάνω βλαβών, είναι πιθανόν να έχουν επίπτωση σε μικρό εύρος φορτίων-καταναλωτών ή και σε μεγάλες περιοχές του συστήματος οδηγώντας ακόμα και σε ολική διακοπή της τροφοδότησης, ανάλογα πάντα με το επίπεδο της βλάβης και το σχεδιασμό του συστήματος παραγωγής, διανομής ή μεταφοράς. Οι διακοπές στα συστήματα μεταφοράς συγκριτικά με εκείνες στα συστήματα διανομής έχουν χαμηλή συχνότητα εμφάνισης, όμως επηρεάζουν ένα πολύ μεγάλο αριθμό φορτίων. Αντίθετα, οι βλάβες στα συστήματα διανομής έχουν επίπτωση σε πολύ μικρότερο αριθμό καταναλωτών.

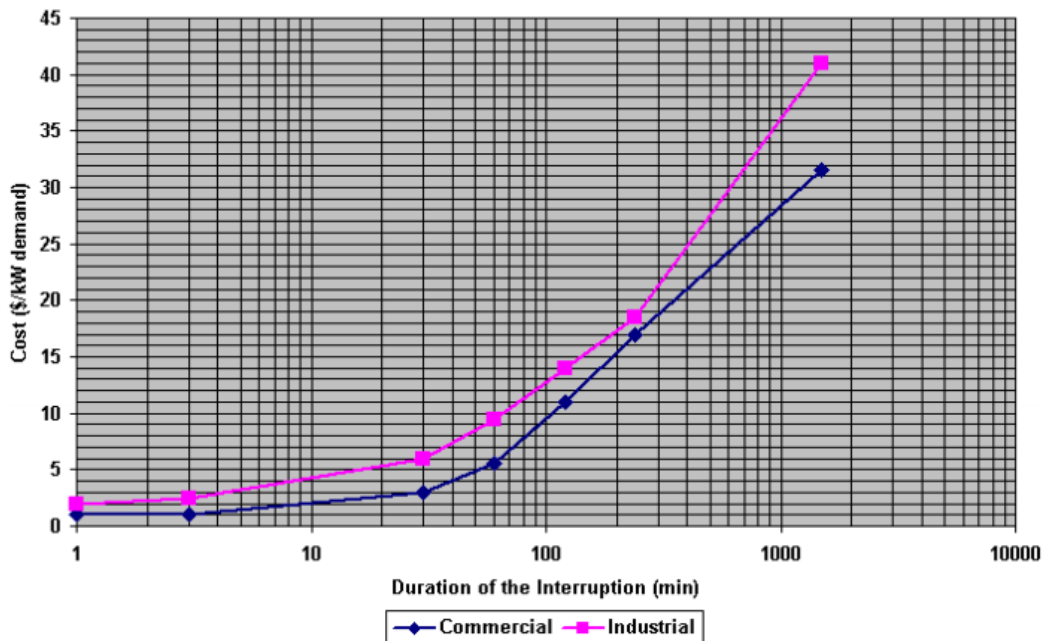
Προχωρώντας ένα βήμα παρακάτω, αξίζει να σημειωθεί ότι η διάρκεια μη διαθεσιμότητας συναντάται στη διεθνή βιβλιογραφία ως ποσοστό διαθεσιμότητας για ένα σύστημα. Για παράδειγμα αν σημειώνονται 9 ώρες κατά τις οποίες η διαθέσιμη παραγωγή δεν αρκεί για να καλύψει τη ζήτηση σε ένα έτος, η μη διαθεσιμότητα είναι ίση με $9 \div 8760 = 0,1\%$, ενώ η διαθεσιμότητα ίση με $100\% - 0,1\% = 99,9\%$. Σύμφωνα με την [2] προϋπόθεση, συνήθως για τα συστήματα παραγωγής αποτελούν τα “6” εννιάρια τα οποία κατά τον πίνακα 1.1, αντιστοιχούν σε 99,9999% διαθεσιμότητα και σε 31,5 δευτερόλεπτα διάρκειας μη διαθεσιμότητας.

Πίνακας 1.1 Επίπεδα διαθεσιμότητας σε ετήσια βάση [2]

| Διαθεσιμότητα (%) | "Εννιάρια" | Διάρκεια Μη Διαθεσιμότητας |
|-------------------|------------|----------------------------|
| 90 | 1 | 36,5 ημέρες |
| 99 | 2 | 3,7 ημέρες |
| 99,9 | 3 | 8,8 ώρες |
| 99,99 | 4 | 52,6 λεπτά |
| 99,999 | 5 | 5,3 λεπτά |
| 99,9999 | 6 | 31,5 δευτερόλεπτα |
| 99,99999 | 7 | 3,2 δευτερόλεπτα |
| 99,999999 | 8 | 0,3 δευτερόλεπτα |

1.1.1 Σημασία της Αξιοπιστίας για τους καταναλωτές

Από τη σκοπιά της κατανάλωσης, είναι προφανές ότι δεν έχουν όλοι οι καταναλωτές τις ίδιες απαιτήσεις σε θέματα αξιοπιστίας. Οι βιομηχανικοί καταναλωτές απαιτούν υψηλότερη στάθμη αξιοπιστίας σε σχέση με τους καταναλωτές χαμηλής τάσης, καθώς εκεί έγκεινται προβλήματα ανεπανόρθωτων βλαβών και ασφάλειας από πιθανές διακοπές τροφοδότησης ή ποιότητας ισχύος που καταναλώνουν τα μηχανήματα. Για αυτό και πολλές φορές σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις υπάρχει ιδιόκτητο, εφεδρικό συνήθως, σύστημα παραγωγής (H/Z) και διανομής ενέργειας. Το γράφημα 1.2 απεικονίζει το κόστος των ζημιών που προκαλείται, λόγω των διακοπών της τροφοδότησης, σε συνάρτηση με τη χρονική διάρκεια διακοπής, για τις δύο αυτές μεγάλες κατηγορίες καταναλωτών.



Γράφημα 1.2 Κόστος διακοπής σε συνάρτηση με τη διάρκεια διακοπής [3]

Η συνάρτηση (1.1), προσεγγίζει ικανοποιητικά το κόστος της μη διανεμόμενης ενέργειας για τις διάφορες περιπτώσεις φορτίων και τη χρονική διάρκεια των διακοπών.

$$FC_p(t) = (a + bt + ct^2) \cdot P \quad (1.1)$$

Όπου P η διακοπτόμενη ισχύς και t η χρονική διάρκεια διακοπής. Ο πρώτος όρος της (1.1) δηλώνει το κόστος των ζημιών από διακοπές πολύ μικρής χρονικής διάρκειας, ο δεύτερος όρος από διακοπές μέσης διάρκειας και ο τρίτος το κόστος των ζημιών από μακροχρόνιες διακοπές.

Οι περιπτώσεις βλαβών σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να έχουν δυσμενείς συνέπειες για ένα καταναλωτή. Οι απρόσμενες διακοπές πελατών ακόμα και με φθορά του ηλεκτρολογικού τους εξοπλισμό αποτελούν πιθανές επιπτώσεις για τους πελάτες. Η κατάσταση στην περίπτωση των επιχειρήσεων συντηρήσεων είναι καλύτερη με σαφώς πιο ανώδυνα αποτελέσματα για τους καταναλωτές. Πρόκειται για προγραμματισμένες επιδιορθωτικές ενέργειες τις οποίες αναλαμβάνει ο αρμόδιος διαχειριστής και οφείλει να ενημερώσει ύστερα από σχετική ανακοίνωση. Ο πίνακας 1.2 παραθέτει μια σειρά από ανακοινώσεις του ΔΕΔΔΗΕ για προγραμματισμένες συντηρήσεις στο Νομό Ηρακλείου. Διακρίνεται ότι μια τέτοια ανακοίνωση περιλαμβάνει τις περιοχές που θα επηρεάσει η εκάστοτε προγραμματισμένη διακοπή, καθώς και την ακριβή ημερομηνία και διάρκεια της. Με τον τρόπο αυτό ενημερώνονται οι καταναλωτές οι οποίοι ανάλογα με την κατηγορία στην οποία ανήκουν, (βιομηχανικοί καταναλωτές, δημόσιες υπηρεσίες, επιχειρήσεις πώλησης τροφίμων κ.α.) προγραμματίζουν την τροφοδοσία των φορτίων δίνοντας προτεραιότητα στα λεγόμενα “κρίσιμα φορτία” είτε επιδιώκουν να εξυπηρετήσουν πλήρως τις καταναλώσεις τους. Αντίθετα σε μια μη προγραμματισμένη διακοπή δεν υπάρχει τέτοια ευχέρεια.

Πίνακας 1.2 Προγραμματισμένες διακοπές στο Νομό Ηρακλείου

| Από ημ:νία και ώρα | Εως ημ:νία και ώρα | Δήμος κοινότητα | Περιγραφή περιοχής | Αριθμός Σημειώματος | Σκοπός διακοπής |
|--------------------------|--------------------------|-----------------|---|---------------------|-----------------|
| 20/1/2020 8:00:00 πμ | 20/1/2020 9:00:00 πμ | ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ | Στην ε.ο.Ηρακλείου - Μοιρών από την επιχείρηση γεωργικών εφοδίων Προκοπίου μέχρι την επιχείρηση Ύδραμα.Στις περιοχές των επιχειρήσεων κρεοπωλείου Παρασύρη, ρούχων XXL, Μαρκέτου, του κόμβου προς ΠΑΓΝΗ, της επιχείρησης Βεληβασάκη, των κτηριακών εγκαταστάσεων του ΙΚΑ, των επιχειρήσεων Λεμονάκη και FIAT και του πρατηρίου υγρών καυσίμων ΒΡ. | | Κατασκευές |
| 20/1/2020 8:00:00 πμ | 20/1/2020 1:00:00 μμ | ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ | Στις Κάτω Ασίτες, στην περιοχή της εκκλησίας της Παναγίας Μαλεβή και της οικίας Χριστοδουλάκη Παρασκευή. | | Κατασκευές |
| 20/1/2020 8:00:00 πμ | 20/1/2020 1:30:00 μμ | ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ | Στην ε.ο.Ηρακλείου - Μοιρών από το πρατήριο υγρών καυσίμων ΒΡ μέχρι την επιχείρηση Ύδραμα.Στις περιοχές των επιχειρήσεων ξυλαποθήκης Χαλκιάδακη πλυντηρίου αυτοκινήτων autotrack, Λυγερού, Γιαννούλη, Motorcar, AMCO, Casa di Bagno, Τσαφανάκης, ΚΣΟΣ.Επίσης στις Γούρνες Τεμένους, στις περιοχές Χαλάσματα και παπούρα Κυριαζή, στις εγκαταστάσεις του σταθμού ΟΤΕ στις Γούρνες και σε όλες τις επιχειρήσεις και αντλιοστάσια των παραπάνω περιοχών. | | Κατασκευές |
| 20/1/2020 12:00:00 μμ | 20/1/2020 1:30:00 μμ | ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ | Στην ε.ο.Ηρακλείου - Μοιρών από την επιχείρηση γεωργικών εφοδίων Προκοπίου μέχρι την επιχείρηση Ύδραμα.Στις περιοχές των επιχειρήσεων κρεοπωλείου Παρασύρη, ρούχων XXL, Μαρκέτου, του κόμβου προς ΠΑΓΝΗ, της επιχείρησης Βεληβασάκη, των κτηριακών εγκαταστάσεων του ΙΚΑ, των επιχειρήσεων Λεμονάκη και FIAT και του πρατηρίου υγρών καυσίμων ΒΡ. | | Κατασκευές |
| 20/1/2020 1:00:00 μμ | 20/1/2020 2:00:00 μμ | ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ | Στις Κάτω Ασίτες, στο δρόμο προς Ι.Μ.Γοργολαίνη, στην περιοχή της εκκλησίας της Παναγίας και του εργοταξίου Περγομυβράκη. | | Κατασκευές |
| 21/1/2020 8:00:00 πμ | 21/1/2020 9:00:00 πμ | ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ | Στο χωριό Προφ.Ηλίας, στην περιοχή των ελαιουργείων Καφαλάκη και Κοκολογιάννη, της πίσω πλατείας του χωριού και στην περιοχή της εξόδου του χωριού προς το Κυπαρίσι.στις περιοχές των αρδευτικών Καλονάκη, Ευδάκη, Δασκαλάκη, Συμμεράκη.Επίσης στο χωριό Κυπαρίσι και στους οικισμούς Σινάπι και Πύργος και σε όλες τις επιχειρήσεις και αντλιοστάσια των παραπάνω περιοχών. | | Κατασκευές |
| 21/1/2020 1:30:00 μμ | 21/1/2020 3:00:00 μμ | ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ | Στο χωριό Προφ.Ηλίας, στην περιοχή των ελαιουργείων Καφαλάκη και Κοκολογιάννη, της πίσω πλατείας του χωριού και στην περιοχή της εξόδου του χωριού προς το Κυπαρίσι.στις περιοχές των αρδευτικών Καλονάκη, Ευδάκη, Δασκαλάκη, Συμμεράκη.Επίσης στο χωριό Κυπαρίσι και στους οικισμούς Σινάπι και Πύργος και σε όλες τις επιχειρήσεις και αντλιοστάσια των παραπάνω περιοχών. | | Κατασκευές |
| 22/1/2020 8:30:00 πμ | 22/1/2020 12:00:00 μμ | ΒΙΑΝΝΟΥ | Στο Δ.Βιάννου στα χωριά Άνω Βιάννος στο κέντρο του χωριού και στην περιοχή του κέντρου υγείας και στο Λουτράκι Βιάννου. | | Κατασκευές |

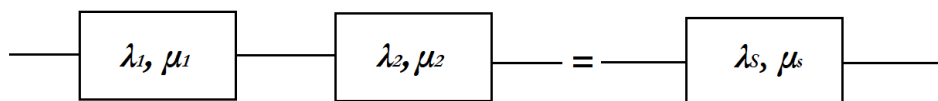
1.1.2 Βλάβες Στοιχείων εν σειρά και παράλληλα

Η τυποποιημένη διαδικασία μοντελοποίησης της αξιοπιστίας συστημάτων είναι η αποσύνθεση του σε υποσυστήματα και η εκτίμηση των δεικτών του συστήματος σε συνάρτηση με τους δείκτες των δομικών τους μονάδων με εφαρμογή κατάλληλων μαθηματικών εξισώσεων. Η μελέτη της αξιοπιστίας των τεχνολογικών συστημάτων γενικότερα βασίζεται στο ακόλουθο σύνολο τριών μεγεθών:

- λ : Ρυθμός Βλαβών (failures/year)
- r : Μέσος Χρόνος Αποκατάστασης της βλάβης (εκτός λειτουργίας) (hours/year)
- U : Μη Διαθεσιμότητα Συστημάτων (hours/year)

Σε αρκετές περιπτώσεις μελετών της αξιοπιστίας λειτουργίας των τεχνολογικών συστημάτων, γίνεται η θεώρηση ότι είναι συστήματα που συνδέονται είτε σε σειρά είτε παράλληλα τα οποία συνιστούν τη βάση για την ανάλυση συστημάτων με πολυπλοκότερη συνδεσμολογία. Με την έννοια αυτή δε νοείται ο φυσικός τρόπος σύνδεσης των δομικών μονάδων, αλλά η λογική τους σύνδεση αντικατοπτρίζοντας τον τρόπο με τον οποίο εμφανίζεται η βλάβη (reliability block diagrams).

Εάν σε ένα σύστημα υπάρχει η απαίτηση λειτουργίας όλων των δομικών του μονάδων για την επιτυχή του λειτουργία, τότε αυτά θεωρούνται συνδεδεμένα σε σειρά (γράφημα 1.3), το οποίο σημαίνει ότι όλα τα επιμέρους εξαρτήματά τους είναι απαραίτητα για τη σωστή λειτουργία του συστήματος.



Γράφημα 1.3 Παράσταση ενός συστήματος με δύο στοιχεία συνδεδεμένα σε σειρά (reliability block diagram)

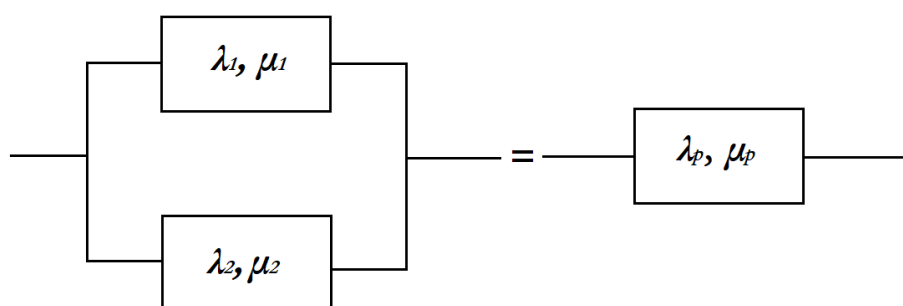
Στην περίπτωση αυτή ο ρυθμός βλαβών λ , ο μέσος χρόνος αποκατάστασης της βλάβης r και η μη διαθεσιμότητα του συστήματος U , υπολογίζονται από τις τρεις ακόλουθες εξισώσεις αντίστοιχα.

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (1.2)$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i}{\lambda_s} \quad (1.3)$$

$$U_s = \lambda_s \cdot r_s \quad (1.4)$$

Στην περίπτωση των συστημάτων με στοιχεία συνδεδεμένα παράλληλη σύνδεση (γράφημα 1.4), οι αντίστοιχοι βασικοί παράμετροι που σχετίζονται με τις βλάβες του συστήματος υπολογίζονται από τις εξισώσεις (1.5), (1.6), (1.7).



Γράφημα 1.4 Παράσταση ενός συστήματος με δύο στοιχεία συνδεδεμένα παράλληλα (reliability block diagram)

$$\lambda_p = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot (r_1 + r_2) \quad (1.5)$$

$$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} \quad (1.6)$$

$$U_p = \lambda_p \cdot r_p \quad (1.7)$$

1.2 Δείκτες Αξιοπιστίας

Η αποτίμηση της αξιοπιστίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται με τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας σε κάθε ζυγό του συστήματος. Οι δείκτες αυτοί υπολογίζονται χρησιμοποιώντας υπολογιστικές, αναλυτικές, αριθμητικές τεχνικές που βασίζονται στην θεωρία πιθανοτήτων. Διάφορες εταιρίες διεθνούς φήμης, όπως η IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), η EEI (Edison Electric Institute) και η EPRI (Electric Power Research Institute) διαθέτουν μερικούς κοινούς όρους οι οποίοι

αναφέρονται στην αξιοπιστία παροχής ηλεκτρισμού ως προς τους καταναλωτές-πελάτες. Οι πιο συνηθισμένοι από αυτούς είναι οι παρακάτω:

- **SAIFI: System Average Interruption Frequency Index:** Ο αριθμός των περιόδων λ.χ. σε ένα έτος κατά τις οποίες ένας καταναλωτής ή μία περιοχή μένει εκτός τροφοδοσίας έστω και για 1min έστω και για 1kW.

$$SAIFI = \frac{\text{Total No. of Customers Interrupted}}{\text{Total No. of Customers}} \quad (1.8)$$

$$= \frac{(\text{No. of Customers Interrupted}) * (\text{No. of Interruptions})}{\text{Total No. of Customers}}$$

- **SAIDI: System Average Interruption Duration Index:** Το συνολικό χρονικό διάστημα σε μία περίοδο π.χ. σε ένα έτος κατά το οποίο ένας καταναλωτής ή μία περιοχή μένει εκτός τροφοδοσίας.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total No. of Customers}} \quad (1.9)$$

$$= \frac{\sum (\text{Duration of Outage}) * (\text{No. Customers Affected})}{(\text{Total No. Customers})}$$

- **CAIFI: Customer Average Interruption Frequency Index:** Είναι η μέση συχνότητα μη τροφοδοσίας ανά καταναλωτή. Είναι το πηλίκο του συνόλου των διακοπών προς το σύνολο των καταναλωτών

$$CAIFI = \frac{\text{Total No. Customer Interruptions}}{\text{No. of Customers Affected}} \quad (1.10)$$

- **CAIDI Customer Average Interruption Duration Index:** Είναι ο μέσος χρόνος μη τροφοδοσίας ανά καταναλωτή. Είναι το πηλίκο της συνολικής διάρκειας των διακοπών προς το σύνολο των καταναλωτών. Συχνά χρησιμοποιείται ισοδύναμα ο όρος Customer Minutes Outage (CMO). Ο λόγος είναι ότι κάποιες εταιρείες έχουν περιορίσει το χρόνο διακοπών των καταναλωτών σε επίπεδα λεπτών ανά έτος.

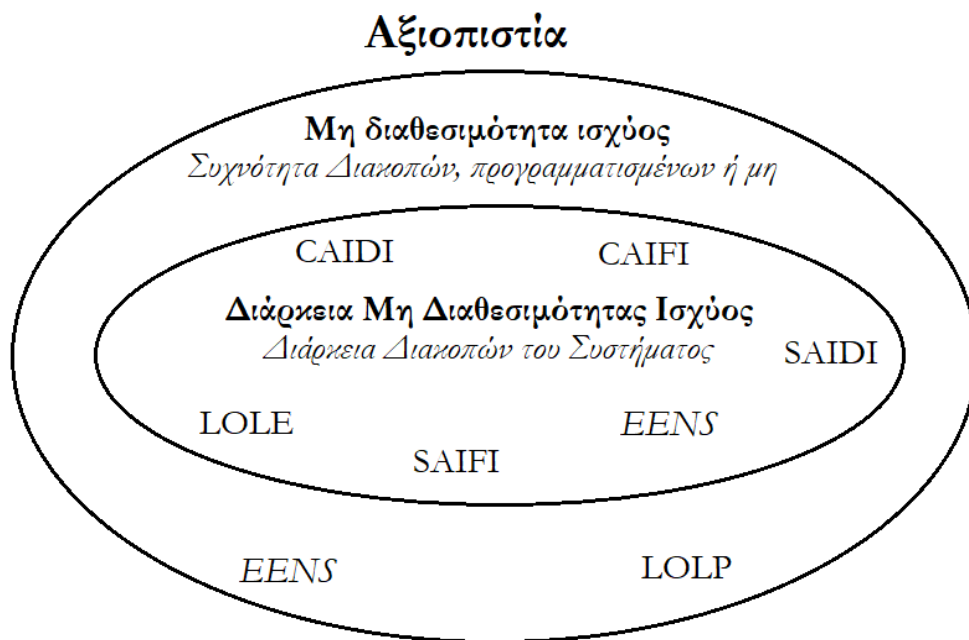
$$CAIDI = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total No. of Customer Interruptions}} \quad (1.11)$$

- **Πιθανότητα μη εξυπηρέτησης φορτίου (Loss of Load Probability (LOLP))**
Είναι η πιθανότητα να μην εξυπηρευτεί έστω και 1kW ή MW, ανάλογα με το μέγεθος του συστήματος, ζήτησης. Είναι αδιάστατο νούμερο και όντας πιθανότητα έχει μέγιστο το 1.

- **Αναμενόμενο μη εξυπηρετούμενο φορτίο (Loss of Load Expectation (LOLE))**
Είναι η διάρκεια μη εξυπηρέτησης έστω και 1kW ή MW, ανάλογα με το μέγεθος του συστήματος, ζήτησης. Αναφέρεται σε διάρκεια/yr συνήθως.
- **Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (Expected Energy Not Supplied (EENS)) :**
Είναι η συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ή σε ένα δίκτυο διανομής. Μονάδα μέτρησης είναι kWh ή MWh. Εναλλακτικά η πιθανότητα μη τροφοδοσίας μέρους κατανάλωσης αναφέρεται με τον όρο Loss of Energy Expectation (LOEE).

Οι δείκτες LOLP, LOLE και EENS θα αναλυθούν λεπτομερώς στην επόμενη ενότητα “Αξιοπιστία Λειτουργίας των Συστημάτων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας”.

Συνοψίζοντας, οι δείκτες αξιοπιστίας ενός συστήματος παραγωγής ή ενός ΣΗΕ γενικότερα πηγάζουν από τη διαθεσιμότητα (Availability) του ως προς την κάλυψη του φορτίου ζήτησης. Η έννοια της μη διαθεσιμότητας, σύμφωνα με το γράφημα 1.5, εμπεριέχει τις παραμέτρους της ισχύος και της διάρκειας. Η πιθανότητα απώλειας φορτίου LOLP, και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια EENS υπολογίζονται μέσω της μη διαθεσιμότητας ισχύος και της συχνότητας των διακοπών, ενώ οι υπόλοιποι δείκτες μέσω της διάρκειας μη διαθεσιμότητας ισχύος.



Γράφημα 1.5 Ιεραρχία δεικτών αξιοπιστίας σε σύνδεση με την έννοια της “Μη Διαθεσιμότητας”

Οι διάφορες ηλεκτρικές εταιρίες υπολογίζουν τους παραπάνω δείκτες μέσω πραγματικών στοιχείων, που εμπεριέχουν πληροφορίες μη διαθεσιμότητας εξοπλισμού (διακοπές εξοπλισμού, outages) και διακοπών καταναλωτών (interruption). Τέτοια στοιχεία γίνονται γνωστά από ημερολόγια λειτουργίας των ΣΗΕ που συμπεριλαμβάνουν βλάβες και γενικότερα ανωμαλίες του συστήματος, όπως το παράδειγμα του πίνακα 1.3 που αποτελεί ένα απόσπασμα του πίνακα καταγραφής συμβάντων από το Ετήσιο Δελτίο Ειμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης για το έτος 2018 [4].

Πίνακας 1.3 Απόσπασμα από το ημερολόγιο καταγραφής συμβάντων του ΣΗΕ Κρήτης

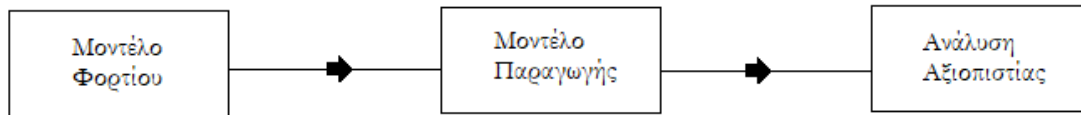
| ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ | ΣΥΜΒΑΝΤΑ | ΑΠΩΛΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ |
|------------|---|-------------------|
| | Στη διάρκεια του μήνα υπήρξαν 5 Πτώσεις μονάδων Diesel χωρίς επιπτώσεις για το Σύστημα | |
| 1/10/2018 | Ωρα: 12:14 Diesel No.1 ΑΘΕΡ. TRIP από φορτίο 45,0/434,0 MW ΠΤΩΣΗ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ F-> 49,7 c/sec Ωρα: 14:02 ΑΙΤΙΑ:Ταλάντωση φορτίου. Λειτουργία H/N UF στους Υ/Σ ΗΡI,ΗΡII,ΗΡIII,ΜΟΙΡΕΣ,ΣΤΑΛΙΔΑΣ Διακοπές καταναλωτών επί 31-42 λεπτά με μέγιστο φορτίο διακοπής 28,78 MW και συνολική απώλεια ενέργειας 16,94 MWh. | 16,94 |
| 5/10/2018 | Ωρα: 15:49 Diesel No.1 ΑΘΕΡ. TRIP από φορτίο 45,0/..... MW ΠΤΩΣΗ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ F-> 49,7 c/sec Ωρα: 17:04 ΑΙΤΙΑ: Λειτουργία H/N UF στους Υ/Σ ΗΡI,ΗΡII,ΗΡIII,ΜΟΙΡΕΣ,ΣΤΑΛΙΔΑΣ Διακοπές καταναλωτών επί 5-11 λεπτά με μέγιστο φορτίο διακοπής 27,01 MW και συνολική απώλεια ενέργειας 3,56 MWh. | 3,56 |
| 24/10/2018 | Ωρα: 8:59 ΑΤΜ No.2 ΑΘΕΡ. TRIP από φορτίο 45,0/370,0 MW ΠΤΩΣΗ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ F-> 49,2 c/sec Ωρα: 17:10 ΑΙΤΙΑ:Πτώση ανεμιστήρα fdfun στο θάλαμο καύσης. Λειτουργία H/N UF στους Υ/Σ ΗΡI,ΗΡIII,ΜΟΙΡΕΣ,ΣΤΑΛΙΔΑΣ Διακοπές καταναλωτών επί 19 λεπτά με μέγιστο φορτίο διακοπής 27,43 MW και συνολική απώλεια ενέργειας 8,68 MWh. | 8,68 |

Η συγκεκριμένη καταγραφή περιλαμβάνει περιγραφή του συμβάντος, την ακριβή ημερομηνία και ώρα καθώς και την ενέργεια που χάνεται εξαιτίας του. Συγκριτώντας την πληροφορία αυτή εξάγονται στοιχεία αναφορικά με τους δείκτες αξιοπιστίας τα οποία μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε επιμέρους επίπεδα όπως στο επίπεδο της παραγωγής ή των δικτύων μεταφοράς και διανομής για την σχετικής τους αξιολόγηση.

Ένα πολύ μεγάλο μέρος των βλαβών οφείλεται στις κλιματικές/καιρικές συνθήκες. Σύμφωνα με την [5], τα δίκτυα διανομής κρίνονται πιο ευάλωτα σε τέτοιου τύπου βλάβες σε αντίθεση με τα συστήματα παραγωγής και μεταφοράς στα οποία σημειώνουν μικρότερη συχνότητα εμφάνισης. Η υγρασία, ο άνεμος και οι κεραυνοί πλήττουν κυρίως τα συστήματα διανομής και μεταφοράς, ενώ η θερμοκρασία επηρεάζει την ποιότητα του καυσίμου καθώς και τα συστήματα ψύξης στις θερμοϊκές μονάδες παραγωγής.

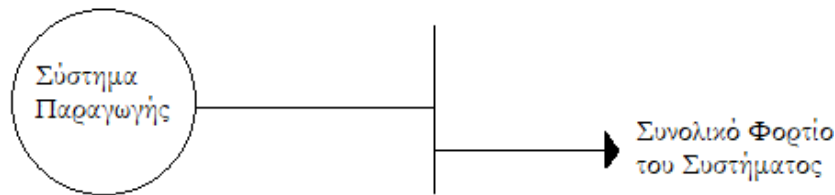
1.3 Αξιοπιστία Λειτουργίας των Συστημάτων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο προσδιορισμός της απαιτούμενης παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος για την τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου των καταναλωτών αποτελεί ένα σημαντικό τμήμα της διαδικασίας σχεδιασμού και λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η βασική μέθοδος υπολογισμού της ικανότητας παραγωγής ισχύος ενός συστήματος συνίσταται από τρία μέρη, σύμφωνα με το γράφημα 1.6. Πιο συγκεκριμένα η αξιοπιστία, για τα συστήματα παραγωγής καθορίζεται από το φορτίο που πρέπει να ικανοποιηθεί καθώς και από τη διαθέσιμη ισχύ των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής. Συνεπώς, πριν από το στάδιο αυτό, προηγείται η διαδικασία εκτίμησης του φορτίου, η οποία βασίζεται σε πιθανοτικές μεθόδους. Επομένως τα δύο μοντέλα, παραγωγής και φορτίου αντίστοιχα, συνδυάζονται για να προκύψουν τελικά οι σχετικοί δείκτες αξιοπιστίας.



Γράφημα 1.6 Διαδικασία υπολογισμού της αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Αξίζει να σημειωθεί ότι στα πλαίσια του υπολογισμού της αξιοπιστίας των συστημάτων παραγωγής αγνοείται η αντίστοιχη ανάλυση και οι σχετικοί περιορισμοί του συστήματος μεταφοράς, όπως φαίνεται στο μοντέλο του γραφήματος 1.7.



Γράφημα 1.7 Τυπικό μοντέλο του συστήματος παραγωγής.

1.3.1 Μη Διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής

Όλες οι συμβατικές μονάδες ενός ΣΗΕ υπόκεινται σε πολλές τυχαίες μη προγραμματισμένες διακοπές. Με την εκτίμηση της αξιοπιστίας ενός συστήματος παραγωγής, αξιολογείται η ικανότητα των μονάδων παραγωγής να εξυπηρετήσουν τη ζήτηση. Η απλούστερη στοχαστική μέθοδος για την εκτίμηση της αξιοπιστίας μιας μονάδας παραγωγής είναι το μοντέλο δύο καταστάσεων σύμφωνα με την εξίσωση (1.12). Το μοντέλο αυτό ορίζει δύο πιθανές καταστάσεις για κάθε μονάδα. Η μονάδα παραγωγής είτε είναι ικανή να παράγει στην ονομαστική της ισχύ, είτε βρίσκεται εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης, με την αντίστοιχη πιθανότητα σε κάθε περίπτωση. Η πιθανότητα να είναι διαθέσιμη η μονάδα ορίζεται ως p_i , ενώ η πιθανότητα μη διαθεσιμότητας της, q_i η οποία ονομάζεται “Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών” (ΡΜΠΔ), “Forced Outage Rate” (FOR).

$$p_i + q_i = 1 \quad (1.12)$$

Συνεπώς, κάθε μονάδα παραγωγής διακρίνεται από μια πιθανότητα q_i που εκφράζει τον ΡΜΠΔ της, ο οποίος είναι άμεσα συνδεδεμένος με τις ενδεχόμενες βλάβες της. Ο υπολογισμός του ΡΜΠΔ προκύπτει από τους χρόνους που οι μονάδες είναι διαθέσιμες για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, συνήθως ενός έτους για τις θερμικές μονάδες των ΣΗΕ. Συνεπώς, η διαθεσιμότητα (p_i) και η μη διαθεσιμότητα (q_i) μιας μονάδας παραγωγής δίνεται από τις εξισώσεις (1.13) και (1.14).

$$p_i = 1 - q_i = \frac{T_{on}}{T_{on} + T_{off}} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{occ}{\lambda} \quad (1.13)$$

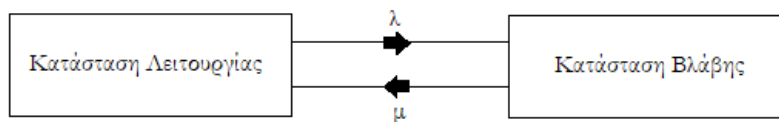
$$q_i = 1 - p_i = \frac{T_{off}}{T_{on} + T_{off}} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{occ}{\mu} \quad (1.14)$$

όπου T_{on} : ο χρόνος λειτουργίας της μονάδας

T_{off} : ο χρόνος που η μονάδα βρίσκεται εκτός λειτουργίας.

λ : ο αναμενόμενος ρυθμός βλάβης
 μ : ο αναμενόμενος ρυθμός επισκευής
 m : ο μέσος χρόνος για εμφάνιση βλάβης $= 1/\lambda$
 r : μέσος χρόνος επισκευής $= 1/\mu$
 $m+r$: μέσος χρόνος μεταξύ βλαβών
 ω : συχνότητα κυκλικής περιόδου
 T : χρόνος κυκλικής περιόδου $= 1/\omega$

Το γράφημα 1.8 απεικονίζει γραφικά το μοντέλο δύο καταστάσεων για μια μονάδα παραγωγής, η οποία βρίσκεται σε κατάσταση λειτουργίας ή σε κατάσταση επισκευής.



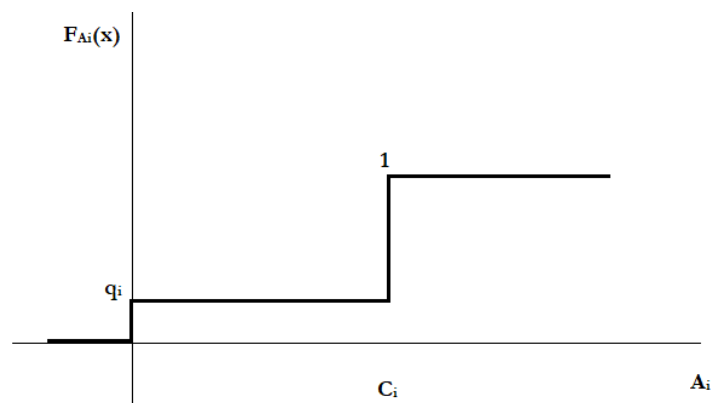
Γράφημα 1.8 Μοντέλο δύο καταστάσεων των μονάδων παραγωγής.

Έστω C_i η ονομαστική ισχύς της μονάδας I , τότε για την τυχαία μεταβλητή A_i που αναπαριστά τη διαθέσιμη ισχύ της μονάδας i , υπολογίζεται η αθροιστική συνάρτηση κατανομής $F_{A_i}(x)$ και η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f_{A_i}(x)$ σύμφωνα με τις εξισώσεις (1.15) και (1.16) όπου $u(x)$ η μοναδιαία βηματική συνάρτηση.

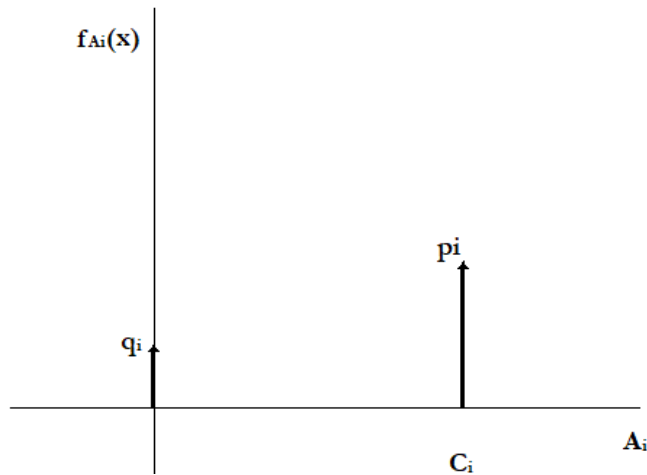
$$F_{A_i}(x) = q_i \cdot u(x) + p_i \cdot u(x - C_i) \quad (1.15)$$

$$f_{A_i}(x) = q_i \cdot \delta(x) + p_i \cdot \delta(x - C_i) \quad (1.16)$$

Το γράφημα 1.9 αναπαριστά την αθροιστική συνάρτηση κατανομής, ενώ το γράφημα 1.10 τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της διαθέσιμης παραγωγής A_i της μονάδας i .



Γράφημα 1.9 Αθροιστική συνάρτηση κατανομής της διαθέσιμης παραγωγής της μονάδας [6]



Γράφημα 1.10 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της διαθέσιμης παραγωγής της μονάδας [6]

Το μοντέλο δύο καταστάσεων αντιπροσωπεύει την διαχείριση, αναφορικά με τη διαδικασία λειτουργίας και συντήρησης, των μονάδων βάσης. Για τις υπόλοιπες μονάδες, κυμαινόμενου και φορτίου αιχμής οι οποίες λειτουργούν λιγότερες ώρες με αποτέλεσμα να εντάσσονται συχνότερα στο σύστημα, έχοντας ως αποτέλεσμα τη συχνότερη διακοπή της λειτουργίας τους, ο ΡΜΠΔ δεν αντιπροσωπεύει πλήρως τον τρόπο διαχείρισή τους. Αντίθετα, το μοντέλο Markov προσθέτει δύο επιπλέον καταστάσεις για την μονάδα, την κατάσταση “εφεδρείας” και την κατάσταση “βλάβης” για τις περιπτώσεις που η μονάδα δεν χρειάζεται.

1.3.2 Πίνακας της Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος

Οι μονάδες παραγωγής ενός ΣΗΕ, διαθέτουν μια τιμή ΡΜΠΔ, όπως προκύπτει από την ανάλυση της ενότητας 1.3.1. Επειδή όμως στην πραγματικότητα, τα μεγάλα συστήματα αποτελούνται από ένα μεγάλο αριθμό μονάδων διαφορετικών μεγεθών και διαφορετικών ΡΜΠΔ, είναι απαραίτητη η δημιουργία ενός μοντέλου παραγωγής το οποίο θα περιλαμβάνει τα επιμέρους μοντέλα παραγωγής των μονάδων. Πρόκειται για τον Πίνακα της Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος ο οποίος περιλαμβάνει τις τιμές ισχύος που αντιστοιχούν στις πιθανές καταστάσεις απώλειας ισχύος, καθώς και τις αντίστοιχες πιθανότητες εμφάνισής τους. Το παράδειγμα που ακολουθεί παρουσιάζει έναν πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος.

| Απώλεια Ισχύος (MW) | Πιθανότητα |
|------------------------|------------|
| 0 | 0,941192 |
| 3 | 0,038416 |
| 5 | 0,019208 |
| 6 | 0,000392 |
| 8 | 0,000784 |
| 11 | 0,000008 |
| Σύνολο | 1 |

Συνήθως οι πίνακες αυτοί ορίζονται με συγκεκριμένο βήμα απώλειας ισχύος-bins. Επομένως αν για το παραπάνω παράδειγμα οριστούν bins των 5MW, τότε ο πίνακας μετατρέπεται ως εξής:

| Απώλεια Ισχύος (MW) | Πιθανότητα |
|---------------------|---|
| 0 | $0,941192 + 2/5 (0,038416) = 0,9565584$ |
| 5 | $0,019208 + 3/5 (0,038416) + 4/5 (0,000392) + 2/5 (0,000784) = 0,0428848$ |
| 10 | $1/5 (0,000392) + 3/5 (0,000784) + 4/5 (0,000008) = 0,0005552$ |
| 15 | $1/5 (0,000008) = 0,0000016$ |
| Σύνολο | 1 |

Ουσιαστικά η πιθανότητα της τιμής απώλειας ισχύος η οποία βρίσκεται μεταξύ δύο bins, σπάει και μοιράζεται στην πιθανότητα των δύο αυτών bins με ποσοστό το οποίο εκφράζει την “αριθμητική του απόσταση” από εκείνα.

1.3.2.1 Προσθήκη μονάδας σε πίνακα πιθανότητας απώλειας

Όσο μεγαλύτερη είναι διαθέσιμη ισχύς από μονάδες παραγωγής σε ένα σύστημα τόσο πιο αξιόπιστο μπορεί να θεωρηθεί. Συνεπώς η πιθανότητα για απώλεια ισχύος μειώνεται, όταν προστίθενται μονάδες. Ως προσθήκη μονάδας, μπορεί να θεωρηθεί η εγκατάσταση στο σύστημα μιας νέας ή η επιστροφή κάποιων ύστερα από βλάβη/συντήρηση. Η πιθανότητα η απώλεια ισχύος να είναι ίση με x , μετά από την προσθήκη μονάδας, ονομαστικής ισχύος C και ΡΜΠΔ q_i , δίνεται από τη σχέση (1.17)

$$p(x) = p'(x) \cdot (1 - q_i) + p'(x - C) \cdot q_i \quad (1.17)$$

όπου $p'(x)$ η πιθανότητα απώλειας ισχύος πριν την προσθήκη της εν λόγω μονάδας. Για να οριστούν οι αρχικές συνθήκες του πίνακα της πιθανότητας απώλειας ισχύος, είναι απαραίτητο να εξετασθεί η περίπτωση για την οποία εισάγεται η πρώτη μονάδα i του πίνακα. Στην περίπτωση αυτή, ισχύει ότι $p(0) = 1 - q_i$ και $p(C) = q_i$, ενώ $p'(X - C) = 0$ όταν $X < C$. Για την δημιουργία επιθυμητού αλγόριθμου, αρκεί να εφαρμοστεί επαναληπτικά η εξίσωση (1.17). Αντικαθιστώντας τις πιθανότητες $p(x)$ και $p'(x)$ της εξίσωσης (1.17) με τις αθροιστικές πιθανότητες $P(X)$ και $P'(X)$ αντίστοιχα, υπολογίζεται η πιθανότητα της απώλειας ισχύος να είναι μεγαλύτερη ή ίση της τιμής X σύμφωνα με την εξίσωση (1.18), όπου $P'(X) = 0$ για $X > 0$ και $P'(X) = 1$ για $X \leq 0$.

$$P(x) = P'(x) \cdot (1 - q_i) + P'(x - C) \cdot q_i \quad (1.18)$$

Εάν στον πίνακα πιθανότητα απώλειας ισχύος του παραδείγματος στην αρχή της ενότητας 1.3.2, προστεθεί μια μονάδα ισχύος 5MW με ΡΜΠΔ=3%, τότε εφαρμόζοντας την εξίσωση (1.17) και την (1.18) για την αθροιστική πιθανότητα, τότε προκύπτει ο ακόλουθος νέος πίνακας:

| Απώλεια Ισχύος (MW) | Πιθανότητα | Αθροιστική Πιθανότητα |
|---------------------|-------------|-----------------------|
| 0 | 0,927861648 | 1 |
| 5 | 0,070295008 | 0,072138352 |
| 10 | 0,001825088 | 0,001843344 |
| 15 | 0,000018208 | 0,000018256 |
| 20 | 0,000000048 | 0,000000048 |
| Σύνολο | 1 | - |

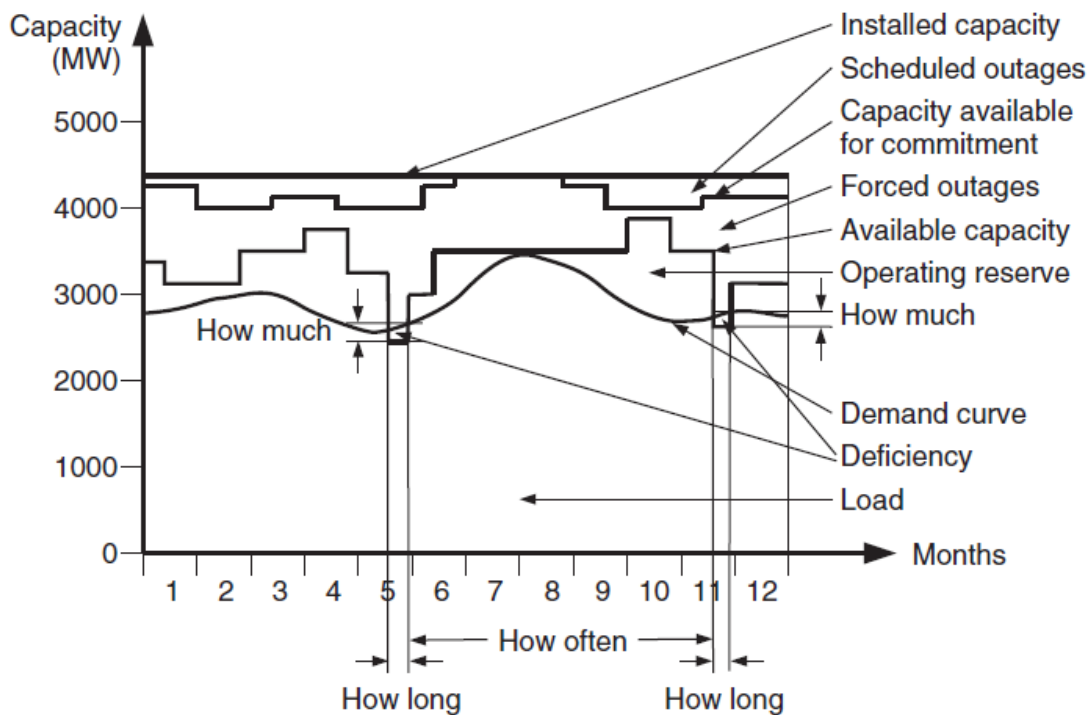
1.3.2.2 Απομάκρυνση μονάδας από πίνακα πιθανότητας απώλειας

Σε αντίθεση με την προηγούμενη ενότητα (1.3.2.1), η αξιοπιστία του συστήματος ελαττώνεται όταν μειώνονται οι διαθέσιμες μονάδες, καθώς λιγότερη διαθέσιμη ισχύς καλείται πλέον να αναλάβει το αναμενόμενο φορτίο. Τέτοιες καταστάσεις σημειώνονται σε περιόδους προγραμματισμένης συντήρησης όπου οι μονάδες τίθενται εκτός λειτουργίας για το απαιτούμενο χρονικό διάστημα. Επομένως, απαιτείται η δημιουργία νέου πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος χρησιμοποιώντας την εξίσωση (1.17), αγνοώντας αυτή τη φορά τις μονάδες που βρίσκονται εκτός, υπό συντήρηση. Επιπλέον, λύνοντας την (1.18) ως προς $P'(X)$ προκύπτει η εξίσωση η οποία αποτελεί την εξίσωση υπολογισμού του πίνακα της πιθανότητας απώλειας ισχύος, κατά τη διαδικασία απομάκρυνσης μονάδας.

$$P'(x) = \frac{P(x) - P'(x-C) \cdot q_i}{q_i} \quad (1.19)$$

όπου $P'(X-C)=1$ όταν $X \leq C$.

Η ανάλυση που προηγήθηκε γίνεται περισσότερο κατανοητή με το ακόλουθο γράφημα το οποίο απεικονίζει τη διαθέσιμη ισχύ παραγωγής, το προφίλ φορτίου για ένα έτος καθώς και τα σχετικά σημεία όπου η διαθέσιμη ισχύς κρίνεται ανεπαρκής για την εξυπηρέτηση του φορτίου.



Γράφημα 1.11 Διαθέσιμη ισχύς παραγωγής και ζήτηση φορτίου συναρτήσει των προγραμματισμένων ή μη διακοπών των μονάδων παραγωγής [7].

1.3.3 Δείκτες Αξιοπιστίας των Συστημάτων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Για να αξιολογηθεί η αξιοπιστία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε οποιοδήποτε επίπεδο, είτε σε εκείνο της παραγωγής, της μεταφοράς ή της διανομής είναι απαραίτητη η γνώση του μοντέλου φορτίου. Συνδυάζοντας το μοντέλο παραγωγής με το αντίστοιχο μοντέλο φορτίου, υπολογίζονται οι δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος. Στη

συγκεκριμένη διατριβή οι πιθανοτικές τεχνικές που χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση της αξιοπιστίας του ΣΗΕ, αναφέρονται στην εκτίμηση της επάρκειας. Συνεπώς, οι υπολογιζόμενοι δείκτες αξιοπιστίας αναφέρονται πρωτίστως στην επάρκεια του συστήματος, η οποία αφορά την διαθεσιμότητα ισχύος για την κάλυψη του φορτίου. Στη συνέχεια παρατίθενται οι βασικότεροι δείκτες που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση της αξιοπιστίας λειτουργίας των ΣΗΕ.

1.3.3.1 Πιθανότητα απώλειας φορτίου – Loss of Load Probability (LOLP)

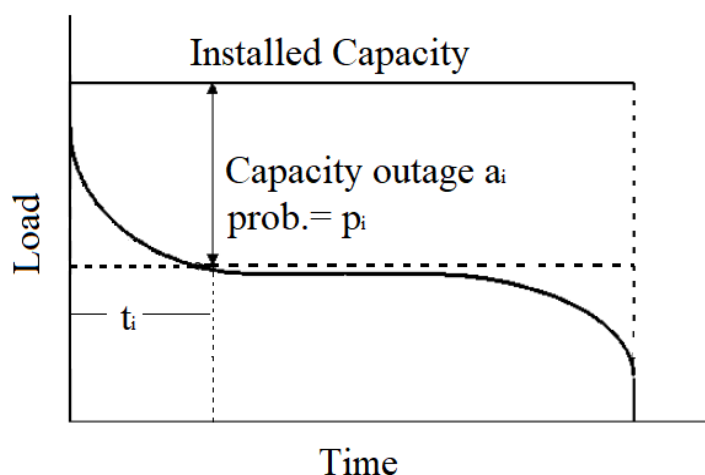
Αποτελεί τον πιο βασικό δείκτη για την εκτίμηση της αξιοπιστίας των συστημάτων και ορίζεται ως η πιθανότητα το ηλεκτρικό φορτίο να υπερβεί τη διαθέσιμη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Πρόκειται ουσιαστικά για την εκάστοτε πιθανότητα ανά τιμή απώλειας ισχύος του πίνακα της πιθανότητας απώλειας ισχύος. Μειονέκτημα αυτού του δείκτη είναι ότι ορίζει την πιθανότητα εμφάνισης του προβλήματος αλλά όχι την επίπτωσή του στο πλήθος των καταναλωτών που επιβαρύνονται, καθώς δεν λαμβάνει υπόψη το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος. Είναι τελείως διαφορετικό και κρισιμότερο δέκα καταναλωτές να έχουν 6 ώρες ρεύμα, από το να μην έχουν 100 καταναλωτές 0.6 ώρες το μήνα. Με τον τρόπο αυτό, δεν μπορεί να αναγνωρίσει τη διαφορά μεταξύ μιας μικρού και μιας μεγάλου μεγέθους απώλειας φορτίου, καθώς όλες οι απώλειες φορτίου θεωρούνται ισοδύναμες.

1.3.3.2 Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου - Loss of Load Expectation (LOLE)

Πρόκειται για τον αριθμό των ημερών ή των ωρών σε κάποια χρονική περίοδο ανάλυσης, η οποία είναι συνήθως ένα ημερολογιακό έτος (ημέρες/έτος ή ώρες/έτος), για τις οποίες η ημερήσια ή η ωριαία αιχμή του φορτίου ξεπερνά τη συνολική διαθέσιμη ισχύ του συστήματος πάντα μέσω πιθανοτικής ανάλυσης. Ο δείκτης της αναμενόμενης απώλειας φορτίου προκύπτει από την πιθανότητα απώλειας φορτίου και δίνεται από την εξίσωση (1.20),

$$LOLE = \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i \quad (1.20)$$

όπου σύμφωνα με το γράφημα 1.12, n είναι ο αριθμός των καταστάσεων απώλειας ισχύος του πίνακα της πιθανότητας απώλειας ισχύος, p_i είναι η πιθανότητα της κατάστασης i με απώλεια ισχύος a_i και t_i ο αριθμός των μονάδων χρόνου στην αναλυόμενη περίοδο κατά τις οποίες η απώλεια ισχύος a_i έχει ως αποτέλεσμα την απώλεια φορτίου.



Γράφημα 1.12 Μηνιαία τροφοδοτούμενη ενέργεια E_i λόγω μη διαθεσιμότητας ισχύος a_i με πιθανότητα p_i [8]

Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί ότι η απώλεια φορτίου και η απώλεια ισχύος αντικατοπτρίζουν δύο διαφορετικές έννοιες οι οποίες πολλές φορές συγχέονται μεταξύ τους. Με τον όρο απώλεια ισχύος δηλώνεται η απώλεια της παραγόμενης ισχύος η οποία είναι δυνατόν να προκαλέσει και απώλεια φορτίου του εξεταζόμενου συστήματος. Αντικαθιστώντας τον πρώτο όρο της εξίσωσης με τον δείκτη LOLP προκύπτει η σχέση η οποία δείχνει τη σχέση μεταξύ των δεικτών LOLP και LOLE.

$$LOLE = \sum_{i=1}^n LOLP_i \cdot t_i \quad (1.21)$$

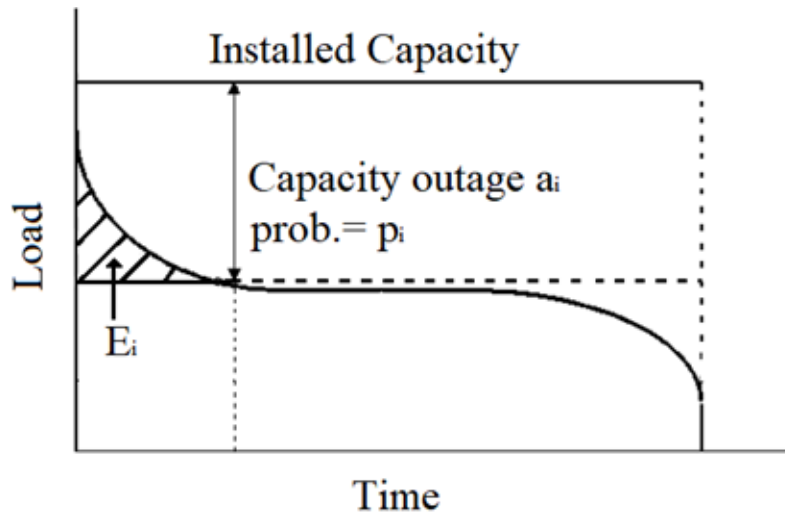
Επιπλέον παραμετροποιώντας καταλλήλως τις προηγούμενες δύο εξισώσεις, ο δείκτης LOLE μπορεί να χρησιμοποιηθεί για περιπτώσεις στις οποίες δεν απαιτείται ο υπολογισμός της συνολικής απώλειας φορτίου. Για παράδειγμα, αφαιρώντας το άθροισμα από τις εξισώσεις προκύπτει η διάρκεια απώλειας φορτίου για απώλεια ισχύος a_i , ενώ αλλάζοντας την αρχική τιμή του i , π.χ. $i=c$, υπολογίζεται η συνολική διάρκεια απώλειας φορτίου για απώλεια ισχύος $a_i \geq a_c$. Όπως ο δείκτης LOLP έτσι και ο δείκτης LOLE έχει το μειονέκτημα ότι δεν λαμβάνει υπόψιν το μέγεθος της απώλειας ισχύος ή εν τέλει της ενέργειας.

1.3.3.3 Αναμενόμενη μη Τροφοδοτούμενη Ενέργεια – Loss of Energy Expectation (LOEE) ή Expected Energy not Supplied (EENS)

Με τον εν λόγω δείκτη, ορίζεται η αναμενόμενη ενέργεια (MWh/χρονική περίοδο) που δεν θα προσφερθεί στους καταναλωτές λόγω εκείνων των περιστάσεων κατά τις οποίες το ηλεκτρικό φορτίο υπερβαίνει τη διαθέσιμη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Αποτελεί ένα ενεργειακό δείκτη ιδανικό για την αποσαφήνιση του προβλήματος της αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ, καθώς απεικονίζει πιο ρεαλιστικά τη σοβαρότητα των σχετικών ανεπαρκειών αποδίδοντας την απολεσθείσα ενέργεια. Υπολογίζεται από την σχέση (1.22) :

$$EENS = \sum_{i=1}^n E_i \cdot p_i \quad (1.22)$$

όπου σύμφωνα με το γράφημα 1.13 E_i είναι η ενέργεια που δεν τροφοδοτείται κατά τη διάρκεια της περιόδου ανάλυσης όταν έχει συμβεί απώλεια ισχύος a_i και P_i είναι η πιθανότητα της κατάστασης i του πίνακα της πιθανότητας απώλειας ισχύος, με n καταστάσεις απώλειας ισχύος.



Γράφημα 1.13 Μη τροφοδοτούμενη ενέργεια E_i λόγω μη διαθεσιμότητας ισχύος a_i με πιθανότητα p_i [8]

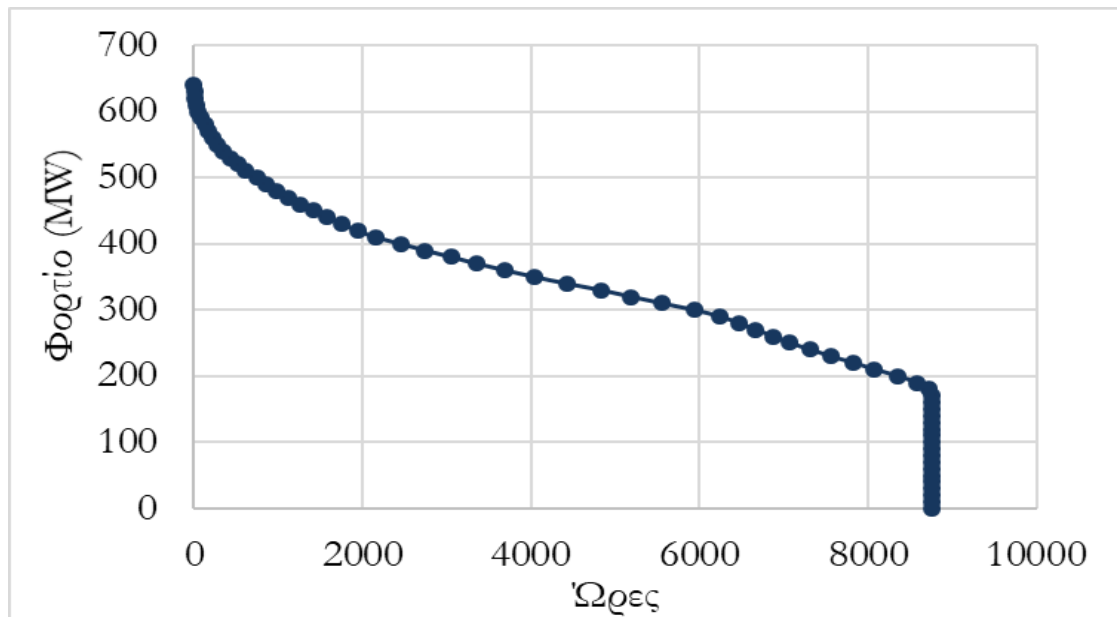
1.3.4 Χρήση της αντεστραμμένης καμπύλης διάρκειας για εξαγωγή των δεικτών

Μια παρεμφερής διαδικασία υπολογισμού θα αναλυθεί στο σημείο αυτό, η οποία χρησιμοποιεί εκ νέου την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με μια μικρή διαφοροποίηση. Η καμπύλη διάρκειας διάρκειας φορτίου που χρησιμοποιήθηκε στα δύο προηγούμενα γραφήματα, έχει στον άξονα y το φορτίο και στον άξονα x τη διάρκεια - χρόνο. Η νέα καμπύλη έχει στον άξονα y την πιθανότητα εμφάνισης του φορτίου και στον άξονα x το φορτίο, συνθέτοντας την λεγόμενη αντεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου. Για τον υπολογισμό της πρώτης περίπτωσης, της καμπύλης διάρκειας φορτίου, καταγράφεται η συχνότητα εμφάνισης του φορτίου σε διάρκεια χρόνου και εν τέλει η αθροιστική συχνότητα εμφάνισης, όπως παραθέτει ο πίνακας 1.4. Στον πίνακα αυτόν παρουσιάζεται μια κατανομή φορτίου του δικτύου της Κρήτης για ένα έτος. Το φορτίο (MW) έχει ταξινομηθεί σε τομείς (bins) των 10MW. Η συχνότητα εμφάνισης αντιπροσωπεύει την καταγραφή του αριθμού των παρατηρήσεων για κάθε bin, ο οποίος αντιστοιχεί στον αριθμό των ωρών (8760 παρατηρήσεις ετησίως). Η πιθανότητα εμφάνισης και τελικά η αθροιστική πιθανότητα προκύπτει από την δεύτερη στήλη του πίνακα 1.4 τα στοιχεία της οποίας διαιρούνται με τις συνολικές εξεταζόμενες ώρες.

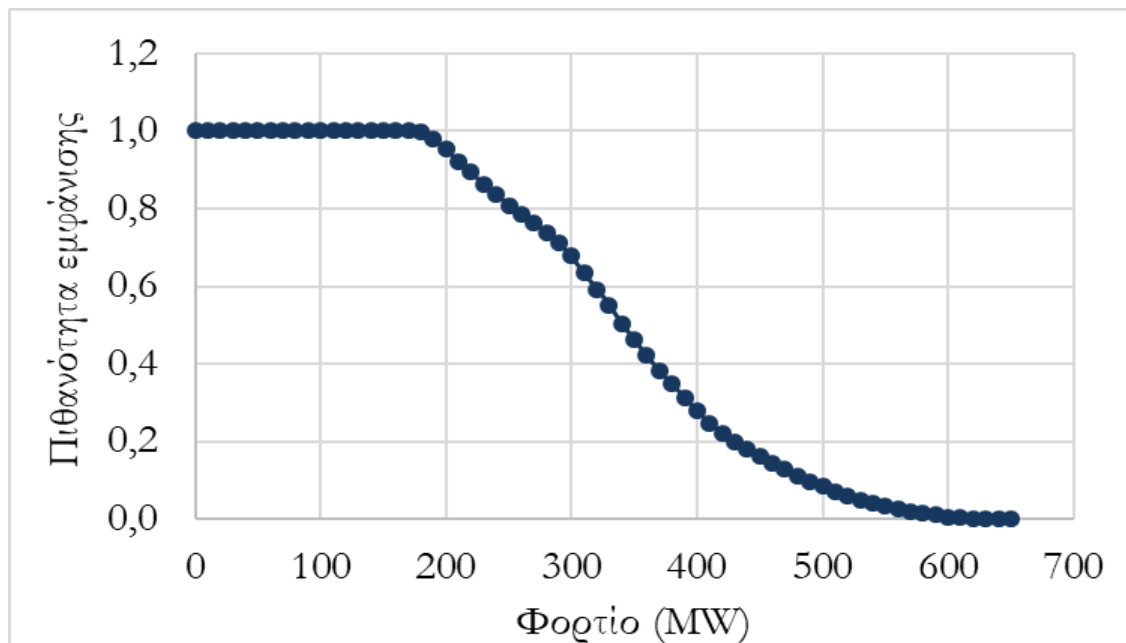
Πίνακας 1.4 Διαφοροποίηση συχνότητας εμφάνισης φορτίου (σε ώρες) με πιθανότητα εμφάνισης του, για μια κατανομή φορτίου του δικτύου της Κρήτης για ένα έτος

| Φορτίο (MW) | Συχνότητα εμφάνισης (Ωρες) | Αθροιστική συχνότητα εμφάνισης (Ωρες) | Πιθανότητα εμφάνισης (%) | Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης(%) |
|-------------|----------------------------|---------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| 0 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 10 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 20 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 30 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 40 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 50 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 60 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 70 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 80 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 90 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 100 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 110 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 120 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 130 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 140 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 150 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 160 | 0 | 8760 | 0,0% | 100% |
| 170 | 1 | 8759 | 0,01% | 99,99% |
| 180 | 32 | 8727 | 0,37% | 99,62% |
| 190 | 147 | 8580 | 1,68% | 97,95% |
| 200 | 227 | 8353 | 2,59% | 95,35% |
| 210 | 273 | 8080 | 3,12% | 92,24% |
| 220 | 251 | 7829 | 2,87% | 89,37% |
| 230 | 272 | 7557 | 3,11% | 86,27% |
| 240 | 241 | 7316 | 2,75% | 83,52% |
| 250 | 241 | 7075 | 2,75% | 80,76% |
| 260 | 193 | 6882 | 2,20% | 78,56% |
| 270 | 210 | 6672 | 2,40% | 76,16% |
| 280 | 202 | 6470 | 2,31% | 73,86% |
| 290 | 225 | 6245 | 2,57% | 71,29% |
| 300 | 310 | 5935 | 3,54% | 67,75% |
| 310 | 376 | 5559 | 4,29% | 63,46% |
| 320 | 369 | 5190 | 4,21% | 59,25% |
| 330 | 359 | 4831 | 4,10% | 55,15% |
| 340 | 411 | 4420 | 4,69% | 50,46% |
| 350 | 378 | 4042 | 4,32% | 46,14% |
| 360 | 353 | 3689 | 4,03% | 42,11% |
| 370 | 328 | 3361 | 3,74% | 38,37% |
| 380 | 307 | 3054 | 3,50% | 34,86% |
| 390 | 307 | 2747 | 3,50% | 31,36% |
| 400 | 292 | 2455 | 3,33% | 28,03% |
| 410 | 296 | 2159 | 3,38% | 24,65% |
| 420 | 219 | 1940 | 2,50% | 22,15% |
| 430 | 185 | 1755 | 2,11% | 20,03% |
| 440 | 171 | 1584 | 1,95% | 18,08% |
| 450 | 166 | 1418 | 1,89% | 16,19% |
| 460 | 156 | 1262 | 1,78% | 14,41% |
| 470 | 148 | 1114 | 1,69% | 12,72% |
| 480 | 135 | 979 | 1,54% | 11,18% |
| 490 | 128 | 851 | 1,46% | 9,71% |
| 500 | 108 | 743 | 1,23% | 8,48% |
| 510 | 135 | 608 | 1,54% | 6,94% |
| 520 | 93 | 515 | 1,06% | 5,88% |
| 530 | 86 | 429 | 0,98% | 4,90% |
| 540 | 75 | 354 | 0,86% | 4,04% |
| 550 | 75 | 279 | 0,86% | 3,18% |
| 560 | 52 | 227 | 0,59% | 2,59% |
| 570 | 59 | 168 | 0,67% | 1,92% |
| 580 | 37 | 131 | 0,42% | 1,50% |
| 590 | 41 | 90 | 0,47% | 1,03% |
| 600 | 39 | 51 | 0,45% | 0,58% |
| 610 | 20 | 31 | 0,23% | 0,35% |
| 620 | 14 | 17 | 0,16% | 0,19% |
| 630 | 11 | 6 | 0,13% | 0,07% |
| 640 | 6 | 0 | 0,07% | 0% |

Το γράφημα 1.14 απεικονίζει τη καμπύλη διάρκειας φορτίου, ενώ το γράφημα 1.15 την ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου για τα στοιχεία του πίνακα 1.4.

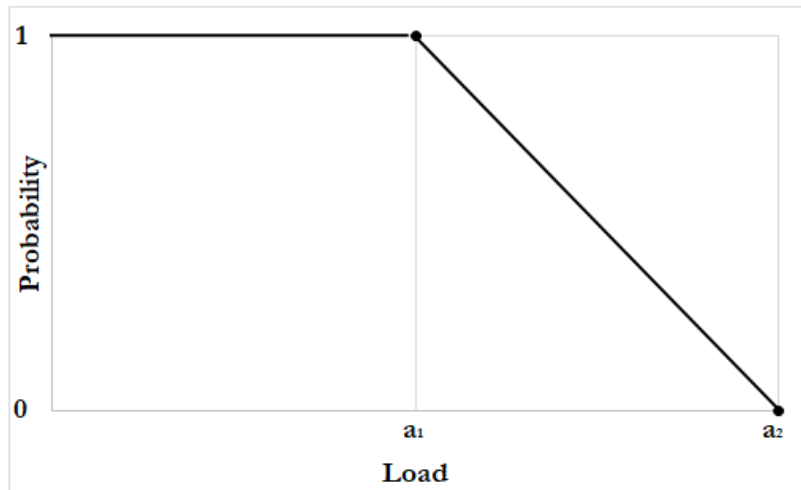


Γράφημα 1.14 Καμπύλη διάρκειας φορτίου με χρήση των ωρών εμφάνισης



Γράφημα 1.15 Ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου με χρήση της πιθανότητας εμφάνισης

Με βάση την ανάλυση που προηγήθηκε, έστω η πιο απλοποιημένη ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου του γραφήματος 1.16 η οποία αναπαριστά το φορτίο που ανατίθεται στις μονάδες ενός υποτιθέμενου ΣΗΕ.

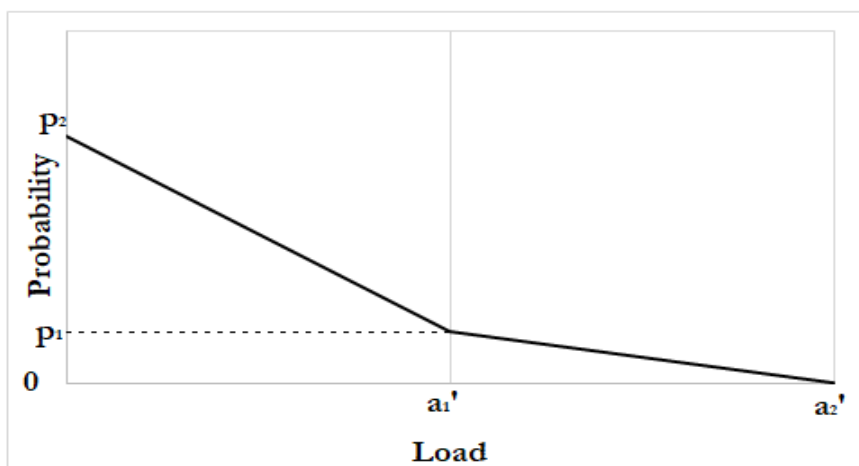


Γράφημα 1.16 Ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου πριν την εισαγωγή της διαθέσιμης ισχύος στον πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος

Τονίζεται ότι η τιμή a_1 , είναι η ελάχιστη τιμή του φορτίου που εμφανίζεται στο υποτιθέμενο προφίλ φορτίου. Όταν γίνει εισαγωγή μονάδας στον πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος η ανεστραμμένη καμπύλη θα αλλάξει μορφή μειώνοντας την πιθανότητα εμφάνισης φορτίου, παίρνοντας την μορφή του γραφήματος 1.17. Σημειώνεται ότι ιδανικά θα πρέπει η πιθανότητα εμφάνισης φορτίου να είναι μηδενική, αφού εισαχθούν όλες οι διαθέσιμες μονάδες. Οι σχετικοί υπολογισμοί γίνονται χρησιμοποιώντας την εξίσωση (1.18), από την οποία προκύπτει φορτίο τιμής a_i το οποίο δεν επιτυγχάνεται να καλυφθεί με συγκεκριμένη πιθανότητα ύστερα από την εισαγωγή μονάδας C_k . Επομένως ύστερα από την εισαγωγή μονάδας, ισχύος C_k η πιθανότητα εμφάνισης φορτίου a_i υπολογίζεται ως εξής:

$$I_k(a_i) = p_k \cdot I_{k-1}(a_i + c_k) + q_k \cdot I_{k-1}(a_i) \quad (1.23)$$

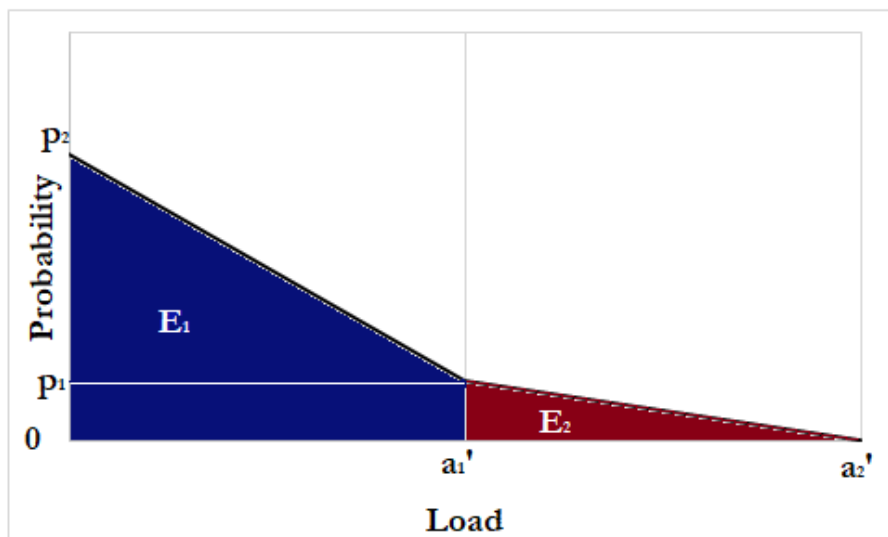
Όπου q_k ο ΡΜΠΔ της μονάδας k και $p_k = 1 - q_k$. Η πιθανότητα της εξίσωσης (1.23) είναι ουσιαστικά ο δείκτης LOLP_i για την τιμή φορτίου a_i . Συνεπώς είναι φανερό ότι ο δείκτης LOLP και κατ' επέκταση ο δείκτης LOLE μπορούν να υπολογιστούν και μέσω της ανεστραμμένης καμπύλης διάρκειας φορτίου, κάτι που δεν ισχύει για τον δείκτη EENS η γνώση της οποίας κρίνεται απαραίτητη για τον υπολογισμό του.



Γράφημα 1.17 Ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου μετά την εισαγωγή μονάδας στον πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος

Η αναμενόμενη μη τροφοδοτούμενη ενέργεια EENS, του γραφήματος 1.17 προκύπτει από το υπολογιζόμενο εμβαδόν κάτω από την εν λόγω καμπύλη, όπως απεικονίζεται στο γράφημα 1.18. Αν ο πίνακας πιθανότητας απώλειας ισχύος της ενότητας 1.3.2, θεωρηθεί ως μια συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $P_{Load_loss}(t)$, τότε:

$$EENS = \int_0^n P_{Load_loss}(t) \quad (1.24)$$



Γράφημα 1.18 Υπολογισμός EENS μέσω ανεστραμμένης καμπύλης διάρκειας φορτίου μετά την εισαγωγή μονάδας στον πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος, $P_{Load_loss}(t)$

Στην περίπτωση του γραφήματος 1.18 ο υπολογισμός του δείκτη EENS γίνεται μέσω του εμβαδού των σκιαγραφημένων περιοχών E_1 και E_2 όπου:

$$EENS = E1 + E2 = \frac{(p_1 + p_2) \cdot a_1' + (a_2' - a_1') \cdot p_1}{2} \quad (1.25)$$

1.4 Τρόποι ενίσχυσης της Αξιοπιστίας του Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η επάρκεια λειτουργίας αποτελεί μια βασική παράμετρο για ένα ΣΗΕ η οποία σχετίζεται με την ύπαρξη εγκαταστάσεων ικανών να ικανοποιήσουν τη ζήτηση του φορτίου. Από την οπτική των συστημάτων παραγωγής η επάρκεια λειτουργίας ισοδυναμεί με την επάρκεια ισχύος. Όπως έχει ήδη αναλυθεί η επάρκεια ισχύος (Generation Adequacy) εξαρτάται από την διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής ενός συστήματος. Πως όμως ενισχύεται η αξιόπιστη λειτουργία ενός Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας;

1.4.1 Συνδρομή συμβατικών μονάδων παραγωγής

Λόγω των διαφόρων βλαβών και κατά συνέπεια των μη προγραμματισμένων ή ακόμα και προγραμματισμένων συντηρήσεων των θερμικών μονάδων, το σύστημα παραγωγής απαιτεί τρόπους ενίσχυσης. Τις περισσότερες φορές όταν η αξιοπιστία του συστήματος

απειλείται σημαντικά, λύση αποτελεί η αντικατάσταση των παλαιών, μη αποδοτικών και αναξιόπιστων πλέον μονάδων με μονάδες νέας τεχνολογίας, ενώ πολλές φορές προστίθενται απλά νέες μονάδες. Εκτός από την επικείμενη προσθήκη ή αντικατάσταση, πραγματοποιείται και η ενοίκιαση συμβατικών μονάδων παραγωγής ως τρόπος ενίσχυσης της διαθέσιμης ισχύος και κατ' επέκταση της αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ. Πρόκειται για μονάδες εσωτερικής καύσης, καυσίμου ντίζελ που ανήκουν στην κατηγορία των ηλεκτροπαραγωγών ζευγών (H/Z). Η εγκατάσταση τους αποσκοπεί στην υποστήριξη του συστήματος παραγωγής ενός ΣΗΕ, σε περιπτώσεις ελλείματος ισχύος όπως για παράδειγμα σε περιόδους εμφάνισης υψηλού φορτίου (τουριστική περίοδος) ή όταν χαθεί κάποια κρίσιμη συμβατική μονάδα μεγάλης ισχύος. Επιπλέον, με την σωστή μελέτη της θέσης εγκατάστασης τους συμβάλει στην αποφυγή υπερφορτίσεων στοιχείων ενός ΣΗΕ όπως οι γραμμές μεταφοράς και οι μετασχηματιστές ενός υποσταθμού. Τέλος η γρήγορη απόκριση τους, τις καθιστά μια ιδανική εφεδρική πηγή για την κάλυψη ισχύος που οφείλεται στην ευμεταβλητότητα των ΑΠΕ.

1.4.2 Συνδρομή της διασύνδεσης

Η διασύνδεση ενός αυτόνομου συστήματος ή οι επιπλέον διασυνδέσεις ενός ήδη διασυνδεδεμένου συστήματος αποτελεί ένα ακόμη μέσο ενίσχυσης της αξιοπιστίας του. Ήδη από πολύ παλιά, διάφορες έρευνες επικεντρώθηκαν στην αξιολόγηση της αξιοπιστίας ύστερα από τη διασύνδεση ενός ΣΗΕ [9]. Θεωρώντας τη διασύνδεση και πιο συγκεκριμένα κάθε “καλώδιο” της διασύνδεσης ως μια νέα μονάδα παραγωγής για το εν λόγω σύστημα, θεωρείται δυνατή η βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, καθώς η διαθέσιμη ισχύς αυξάνεται. Επομένως, η διασύνδεση ενός ΣΗΕ είναι άμεσα συνδεδεμένη με την βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής [10], επιφέροντας σημαντική μείωση στις ώρες κατά τις οποίες το φορτίο δεν μπορεί να ικανοποιηθεί (LOLE) [11]. Σύμφωνα με την μελέτη επάρκειας ισχύος [12] για την περίοδο 2017-2027, η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της ηπειρωτικής Ελλάδος εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την συμβολή των διασυνδέσεων. Ταυτόχρονα οι διασυνδέσεις έχουν σημαντικό αντίκτυπο και στη μείωση της απαιτούμενης ισχύος (firm capacity), όπου σύμφωνα με την [13] οι διασυνδέσεις των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής μεταξύ των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι δυνατόν να μειώσουν την απαιτούμενη ισχύ κατά 32,4GW.

Αξίζει να σημειωθεί, ότι υπάρχουν περιπτώσεις κατά τις οποίες μια επικείμενη διασύνδεση μεταξύ συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, είναι δυνατόν να εξομαλύνει τη ζήτηση ακόμα και σε συστήματα με χαμηλό συντελεστή ετεροχρονισμού. Δύο τέτοια συστήματα αποτελούν το ΣΗΕ Κρήτης και το ΣΗΕ Σαντορίνης, ο συντελεστής ετεροχρονισμού των οποίων είναι ίσος με $\epsilon=1,00165$. Σύμφωνα με την [14] η διασύνδεση του ΣΗΕ Κρήτης με αιχμή φορτίου 577,9MW και της Σαντορίνης με αιχμή φορτίου 36,4MW οδηγεί σε συνολική αιχμή φορτίου συστήματος ίση με 604,3MW. Δηλαδή 10 MW λιγότερα από το άθροισμα της αιχμής των δύο συστημάτων, τη στιγμή που η μεγαλύτερη μονάδα του νησιού της Σαντορίνης έχει ονομαστική ισχύ 8MW. Επομένως ενώ πρόκειται για δύο συστήματα σημαντικά ταυτοχρονισμένα, με τη διασύνδεση τους είναι δυνατόν να επιτευχθεί εγγυημένη ισχύς ίση με 10MW.

1.4.3 Συνδρομή της διαχείρισης της ζήτησης

Η βελτίωση της αξιοπιστίας ενός συστήματος δεν βασίζεται μόνο σε ενέργειες από την πλευρά της παραγωγής αλλά αναπτύσσονται και αντίστοιχοι μέθοδοι από εκείνη της κατανάλωσης. Πιο συγκεκριμένα εφαρμόζονται νομοθετικά πλαίσια που δίνουν τη δυνατότητα στον διαχειριστή ενός ΣΗΕ να αποκόπτει καταναλωτές ή και ομάδες

καταναλωτών σε ώρες που το φορτίο του συστήματος είναι υψηλό. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται μείωση του φορτίου ζήτησης, πετυχαίνοντας αντιστρόφως αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Ιδιαίτερη αναφορά γίνεται στη διεθνή βιβλιογραφία, με τους όρους “Demand Side Management” [15], [16] ή “Demand Response” [17], [18]. Το κέρδος σε τέτοιες περιπτώσεις είναι αμφίδρομο, καθώς δεν επωφελείται μόνο το ΣΗΕ και ο διαχειριστής του, αλλά και ο ίδιος καταναλωτής (end user) ο οποίος αμείβεται για την παροχή αυτής της υπηρεσίας. Μάλιστα, έχει τη δυνατότητα να ρυθμίζει τη ζήτησή του, με στόχο την μεταφορά των καταναλώσεων του σε ώρες όπου η ζήτηση είναι χαμηλή, αγοράζοντας ενέργεια με χαμηλότερη τιμολόγηση, από ότι σε ώρες αιχμής όπου η τιμή ζήτησης της ενέργειας είναι αρκετά πιο ακριβή [19]. Αξίζει να σημειωθεί ότι το σχετικό ρυθμιστικό πλαίσιο στην Ελλάδα υφίσταται με την έννοια της “Διακοφिमότητα” ή “Υπηρεσία Διακοπόμενου Φορτίου” [20], η οποία συνάπτεται μέσω ειδικής σύμβασης ύστερα από δημοπρασία, μεταξύ του πελάτη και του διαχειριστή του συστήματος.

1.4.4 Πιθανή συνδρομή Διεσπαρμένης παραγωγής

Με τον όρο “Διεσπαρμένη Παραγωγή” ορίζονται οι πηγές οι οποίες έχουν εγκατασταθεί κοντά στα σημεία κατανάλωσης πρακτικά στο Δίκτυο Διανομής. Οι βασικοί λόγοι που οδήγησαν στην **ανάπτυξη** των πηγών αυτών είναι:

- Η ανάπτυξη στις τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής
- Οι περιορισμοί στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς
- Οι αυξημένες απαιτήσεις των καταναλωτών για αξιόπιστη ενέργεια
- Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και οι ανησυχίες για τις παγκόσμιες κλιματικές αλλαγές
- Η ανάγκη αξιοποίησης τοπικών καυσίμων (βιομάζα)
- Η ανάγκη παροχής θερμότητας (μονάδες συμπαραγωγής)

Όμως, η μεγάλη **εξέλιξη** των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής, οφείλεται στη μεγάλη ανάπτυξη που γνώρισαν οι ΑΠΕ. Η συμβολή τους στο επίπεδο της αξιοπιστίας είναι ιδιαίτερα σημαντική καθώς η μεγάλη συνολική εγκατεστημένη ισχύς τους στα ΣΗΕ, είναι δυνατόν να περιορίσει ακόμα και την αιχμή φορτίου (peak load shaving), προσφέροντας εγγυημένη ισχύ (capacity credit) [21]. Μεγάλο μέρος των ερευνών για τη συμβολή των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής, επικεντρώνονται στη συμβολή των ΑΠΕ, για τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΣΗΕ. Η μελέτη [22], προτείνει μια μεθοδολογία-τεχνική, για την εκτίμηση των επιπέδων αιολικής διείσδυσης με στόχο την βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ ενώ αντίστοιχα στην [23], αποδεικνύεται ότι η αξιοπιστία των συστημάτων παραγωγής ενισχύεται με τη συμβολή μεγάλης κλίμακας φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων.

Συνεπώς, εν γένει οι πηγές διεσπαρμένης παραγωγής ως επιπλέον διαθέσιμη ισχύς ενισχύουν σημαντικά την αξιοπιστία σε επίπεδο συνόλου του συστήματος παραγωγής. Η παρουσία τους αποτρέπει πλέον τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας και ισχύος, πλεονέκτημα που οδηγεί στην ενίσχυση της αξιοπιστίας των συστημάτων παραγωγής, μεταφοράς και γενικότερα του εξοπλισμού ενός ΣΗΕ ειδικά ως προς τους δείκτες που σχετίζονται με την ανεπάρκεια ισχύος.

Αξίζει όμως να σημειωθεί ότι η ανάπτυξη των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής δεν λογίζεται μόνο στην συνολική αξιοπιστία ενός ΣΗΕ. Είναι απαραίτητο να τονιστεί η σημασία των διατάξεων αυτών σε επίπεδο πλέον τοπικότητας. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνεται και από την [24], κατά την οποία η ύπαρξη πηγών διεσπαρμένης παραγωγής μειώνει τη διάρκεια των διακοπών αυτών στους ζυγούς φορτίου που αντιστοιχίζονται. Ταυτόχρονα, επειδή η

εξυπηρέτηση του φορτίου ως ένα βαθμό γίνεται μέσω των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής έχει ως συνέπεια τη μείωση της φόρτισης των Μ/Σ του εκάστοτε υποσταθμού Υ.Τ/Μ.Τ.

Επιπρόσθετα, σημειώνεται ότι τα δίκτυα διανομής είναι εκείνα που ευθύνονται για ποσοστό περίπου 90% για τα προβλήματα των καταναλωτών. Για παράδειγμα, για ένα τυπικό οικιακό καταναλωτή η διάρκεια διακοπών (Customer Minutes Lost - CML) είναι 90 λεπτά σε ένα χρόνο με τα 70 - 80 από αυτά να οφείλονται σε προβλήματα που συνέβησαν στο δίκτυο διανομής [25]. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, η ανάγκη ενίσχυσης της αξιοπιστίας, ειδικά των καταναλωτών Χ.Τ. με ευαίσθητες συσκευές ή διεργασίες, να γίνεται ολοένα και σημαντικότερη. Αρκετοί από αυτούς καταφεύγουν στην εγκατάσταση μονάδων Η/Ζ τα οποία έχουν την ικανότητα παροχής παραγωγής με γρήγορη απόκριση ώστε να περιορίσουν τις συνέπειες διακοπής της κατανάλωσης. Χρησιμοποιούνται ως τρόποι ενίσχυσης της παροχής τροφοδοσίας στα λεγόμενα “κρίσιμα φορτία” ενισχύοντας την αξιοπιστία του εξοπλισμού και εν γένει την τοπική αξιοπιστία. Επομένως, το επίπεδο τάσης διασύνδεσης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, μειώνεται ολοένα και περισσότερο με μονάδες πλέον, όπως εξηγήθηκε, να εγκαθίστανται ακόμη και στο επίπεδο Χ.Τ, με επιπλέον χαρακτηριστικό παράδειγμα τις εγκαταστάσεις Φ/Β σε στέγες (BIPV).

Αυτή η μεγάλη εξέλιξη των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής οδήγησε στην ανάπτυξη δομών οργάνωσης τους. Δομών οργάνωσης, η διαχείριση των οποίων έχει ως στόχο την ενίσχυση αποκλειστικά της τοπικής αξιοπιστίας, όπως είναι οι διατάξεις μικροδικτύων. Καινοτομία και σημαντική συνεισφορά των μικροδικτύων αποτελεί η δυνατότητα δημιουργίας μικρών κοινοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας, με συνέχιση της τροφοδότησης ακόμα και σε περιπτώσεις διακοπής τους από τον υποσταθμό στον οποίο αντιστοιχούν. Πιο αναλυτικά, καθώς τα συστήματα ελέγχου και αυτοματισμού για τα μικροδίκτυα και γενικότερα για τα δίκτυα διανομής βελτιώνονται συνεχώς, οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής μπορούν να δημιουργήσουν τοπικές νησίδες (islanding), υποστηρίζοντας την αυτόνομη λειτουργία του μικροδικτύου.

Επομένως, το βασικό γνώρισμα αυτών των δικτύων είναι ο συντονισμένος έλεγχος τους, ώστε τελικά να εμφανίζονται στο ανάντη δίκτυο ως μία ενιαία οντότητα, με το δικό της αποκεντρωμένο σύστημα, με επιπλέον πρωτοποριακή δυνατότητα να λειτουργούν όχι μόνο διασυνδεδεμένα με το ανάντη δίκτυο, αλλά και απομονωμένα (νησιδοποιημένα). Με τον τρόπο αυτό συνεχίζουν να προσφέρουν ισχύ στους τοπικούς πελάτες ακόμα και σε περιόδους σφάλματος στο ανάντη δίκτυο, αυξάνοντας έτσι την αξιοπιστία τροφοδοσίας καθώς και την ποιότητα παροχής ισχύος στους καταναλωτές [26], [27].

Πιο συγκεκριμένα οι ενδεχόμενες βλάβες εξοπλισμού περιορίζονται με διακοπές εντός του μικροδικτύου χωρίς να επηρεάζουν τα γειτονικά. Επιπλέον όπως έχει ήδη αναφερθεί, τυχόν βλάβες στοιχείων του εξοπλισμού σε ανώτερο επίπεδο (Μ.Τ.), είναι πιθανόν να μην επηρεάσουν τη τροφοδοσία των καταναλωτών του εκάστοτε μικροδικτύου. Και στις δύο περιπτώσεις η συνέχιση της εξυπηρέτησης των καταναλωτών οφείλεται στην δυνατότητα παροχής αυτόνομης λειτουργίας (νησιδοποίησης), αποδεικνύοντας την αιτία ανάπτυξης των μικροδικτύων.

Σύμφωνα με την [28], στην περίπτωση των μικροδικτύων το βασικό επίπεδο αξιοπιστίας οφείλεται να παρέχεται από τις ηλεκτρικές εταιρείες, ενώ ο ρόλος των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής είναι να αυξήσουν το επίπεδο αξιοπιστίας, υποστηρίζοντας το τοπικό φορτίο κατά τη διάρκεια διακοπών. Όμως πρακτικά, για την επίτευξη της αδιάκοπης και ποιοτικής τροφοδότησης και γενικότερα της ομαλής λειτουργίας των μικροδικτύων, απαιτείται η ύπαρξη και η διαχείριση μονάδων αποθήκευσης, καθώς και ο συνδυασμός τους με τις πηγές διεσπαρμένης παραγωγής, κυρίως ΑΠΕ.

1.4.5 Πιθανή συνδρομή αποθήκευσης ενέργειας

Το δύσκολο σημείο αναφορικά με τη διείσδυση των ΑΠΕ, είναι αντιστοίχιση (matching) της παραγωγής τους με τη ζήτηση και κυρίως με την αιχμή. Η αντιστοίχιση αυτή βελτιώνει σημαντικά την αξιοπιστία των συστημάτων παραγωγής στις δύσκολες καταστάσεις της υψηλής ζήτησης, καθώς η μετέπειτα χρήση της σε διαστήματα όπου θα υπάρχει ζήτηση, θα βοηθάει ώστε να αξιοποιηθούν πλήρως τα πλεονεκτήματα που παρέχουν οι ΑΠΕ. Συνεπώς, η προσφορά των ΑΠΕ στον τομέα αυτό ενισχύεται ακόμα περισσότερο, όταν η παραγωγή τους συνδυάζεται με διατάξεις αποθήκευσης [29], [30] ρυθμίζοντας κατά συνέπεια την αβεβαιότητα αναφορικά με τη πρόβλεψη των καιρικών συνθηκών [31].

Ειτός από την αντιστοίχιση της παραγωγής ΑΠΕ με τη ζήτηση εξαιτίας του ότι δε συμπίπτουν χρονικά, οι διατάξεις αποθήκευσης συμβάλλουν στη βελτίωση της διαχείρισης ενέργειας ενός ΣΗΕ περιορίζοντας τις διακυμάνσεις της παραγωγής από ΑΠΕ. Συνεπώς, περιορίζεται η πιθανότητα μη επαρκούς ενέργειας τη στιγμή που θα ζητηθεί, επιτρέποντας τη δημιουργία περισσότερο μακροπρόθεσμων σχεδίων διαχείρισης και αναβάλλοντας κάποιες επενδύσεις επέκτασης δικτύων. Η μείωση της αβεβαιότητας της παραγωγής από ΑΠΕ δίνει τη δυνατότητα για την επίτευξη αξιοπιστίας εφάμιλλης ενός συμβατικού συστήματος παραγωγής ενέργειας (π.χ. γεννήτριες ντίζελ) και ανοίγει το δρόμο για τη δημιουργία συστημάτων παραγωγής ενέργειας που βασίζονται αποκλειστικά και μόνο σε ανανεώσιμες πηγές. Με τον τρόπο αυτό, ακόμη και απομακρυσμένοι οικισμοί, των οποίων η διασύνδεση αναμένεται να είναι ένα ακριβή ή και απαγορευτική εξαιτίας περιβαλλοντικών περιορισμών, μπορούν να απολαύσουν ικανοποιητικά επίπεδα αξιοπιστίας σε σχετικά χαμηλότερο κόστος, αν η διαχείριση των αποθηκευτικών διατάξεων γίνει το κομβικό σημείο της ελέγχου λειτουργίας τους [32]. Σύμφωνα με την [33], η μεθοδευμένη χρήση αποθηκευτικής διάταξης οδηγεί σε αυξημένη παροχή επάρκειας ισχύος σε περίπτωση απώλειας γεννήτριας, συγκριτικά με την ένταξη νέας γεννήτριας.

1.5 Σκοπός και δομή της διατριβής

Η εν λόγω μεταπτυχιακή διατριβή μελετά τη συνεισφορά των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής στην ενίσχυση της αξιοπιστίας του αυτόνομου ΣΗΕ Κρήτης. Παρόλο που το θέμα της διατριβής φαντάζει αρκετά εξειδικευμένο, η συγκεκριμένη εργασία καλύπτει ένα μεγάλο εύρος ερευνών γύρω από το συγκεκριμένο θέμα. Αυτό αποδεικνύεται μέσω της μεθοδολογίας που προτείνει, η εφαρμογή της οποίας, στη συγκεκριμένη εργασία, δεν περιορίζεται αποκλειστικά στην αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής ενός ΣΗΕ, αλλά και σε εκείνη της τοπικής αξιοπιστίας. Συνεπώς, η εργασία αυτή μελετά τη συμβολή των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής στη βελτίωση της αξιοπιστίας, τόσο σε επίπεδο συστήματος παραγωγής, όσο και σε επίπεδο υποσταθμών.

Όσον αφορά την περίπτωση της αξιολόγησης της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, σκοπός της διατριβής είναι η ανάδειξη των κινδύνων που ελλοχεύουν αναφορικά με το συγκεκριμένο θέμα, κυρίως κατά μεταβατική κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης, πριν τη διασύνδεση του με το ηπειρωτικό. Η ενδεχόμενη απομάκρυνση μονάδων σημαντικής ισχύος, απαιτεί την ιδιαίτερη επισήμανση του εν λόγω προβλήματος και για το σκοπό αυτό, επιστρατεύονται λύσεις για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Οι λύσεις αυτές επικεντρώνονται στις επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις και τις υφιστάμενες μονάδες Η/Ζ ιδιωτών του δικτύου, έχοντας ως στόχο την ανάδειξη της σημαντικής συνεισφοράς των

πηγών διεσπαρμένης παραγωγής στη βελτίωση της αξιοπιστίας της συνολικής παραγωγής, ιδιαίτερα σε μια τέτοια δύσκολη κατάσταση.

Όμως η εργασία αυτή επιδιώκει επίσης να τονίσει τη σημασία των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής στην τοπική αξιοπιστία ενός ΣΗΕ. Εξετάζοντας συγκεκριμένα την περίπτωση του υποσταθμού της Σταλίδας επιδιώκει να προτείνει ως λύση την αξιοποίηση των μονάδων Η/Ζ της περιοχής, για τη βελτίωση των επιπέδων αξιοπιστίας ενός υποσταθμού ο οποίος σημειώνει υψηλές τιμές φόρτισης αναφορικά με τους Μ/Σ του. Μάλιστα, με την ανάλυση των αποτελεσμάτων αποσκοπεί στο να καταστήσει σαφές το πόσο σημαντική είναι η διαθέσιμη εγγυημένη ισχύς, να βρίσκεται “διεσπαρμένη” και όχι συγκεντρωμένη στους μεγάλους σταθμούς παραγωγής. Απαιτήση η οποία καλύπτεται σε ικανοποιητικό βαθμό από τις εξεταζόμενες μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, σύμφωνα με τη σχετική καταγραφή η οποία λαμβάνει χώρα στην μεταπτυχιακή αυτή διατριβή, για το σύνολο του ΣΗΕ Κρήτης.

1.5.1 Δομή της διατριβής

Πιο αναλυτικά, στο κεφάλαιο 2 πραγματοποιείται μια σύντομη αναφορά στο ΣΗΕ της Κρήτης. Η ανάλυση του κεφαλαίου αυτού εστιάζεται σε στοιχεία του συστήματος τα οποία κρίθηκαν απαραίτητα για την εκπόνηση της εν λόγω έρευνας. Αρχικά παρατίθενται τα δεδομένα ζήτησης του ΣΗΕ Κρήτης, με επιπλέον ανάλυση των στοιχείων παραγωγής από τις μονάδες ΑΠΕ του νησιού καθώς και του φορτίου που εξυπηρετήθηκε από τις θερμικές μονάδες του ΣΗΕ της Κρήτης τα έτη 2016, 2017, 2018. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων του νησιού καθώς και οι συντελεστές του κόστους κατανάλωσης καυσίμου. Ακολουθούν στοιχεία σχετικά με την μη διαθεσιμότητα των συμβατικών μονάδων καθώς και ο τρόπος που εκείνη διαχειρίστηκε για τις ανάγκες της προσομοίωσης σε συνδυασμό με τη συντήρησή τους. Το κεφάλαιο κλείνει με την παρουσίαση της φόρτισης των Υ/Σ, εστιάζοντας περισσότερο στον υποσταθμό της Σταλίδας, ο οποίος όπως εξηγείται, αποτελεί εκείνον με την πιο υψηλή φόρτιση αναφορικά με τους Μ/Σ που διαθέτει.

Στο κεφάλαιο 3 πραγματοποιείται καταγραφή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης. Σε πρώτο στάδιο καταγράφονται οι Φ/Β εγκαταστάσεις και στη συνέχεια τα αιολικά πάρκα του νησιού, με την ταξινόμησή τους ανά νομό καθώς και ανά υποσταθμό του δικτύου. Το σύνολο των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής συμπληρώνει η καταγραφή των υφιστάμενων Η/Ζ των ιδιωτών του δικτύου της Κρήτης. Στη συγκεκριμένη περίπτωση ακολουθεί μια πιο εκτενής μελέτη με επιπλέον ταξινομήσεις ανά επίπεδο ισχύος και τύπου ιδιοκτήτη. Επιπλέον, καθώς παρατηρήθηκε ότι υπάρχουν γνωστές πληροφορίες για την ιδιοκτησία πολλών Η/Ζ χωρίς όμως να είναι γνωστή η εγκατεστημένη ισχύς τους, καταστρώνεται μεθοδολογία εκτίμησης των πιθανών επιπλέον μονάδων Η/Ζ. Τέλος, στο κεφάλαιο αυτό συγκεντρώνεται ανά υποσταθμό η ισχύς των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής που καταγράφηκε καθώς και η αντίστοιχη συνολική ισχύ παραγωγής, συμπεριλαμβανομένου των θερμικών μονάδων.

Στο κεφάλαιο 4, αναλύεται η μεθοδολογία που υλοποιήθηκε για την εκπόνηση της διατριβής. Χωρίστηκε σε δύο στάδια, παρουσιάζοντας αρχικά την διαδικασία που ακολουθήθηκε για την εκτίμηση της κατανομής του φορτίου που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες. Έπειτα, παρουσιάζεται η μεθοδολογία σχετικά με την ανάλυση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής εστιάζοντας στη μέθοδο υπολογισμού των εξεταζόμενων δεικτών αξιοπιστίας. Ωστόσο, τονίζεται η εισαγωγή ενός νέου δείκτη αξιοπιστίας ο οποίος αποτελεί και καινοτομία της εν λόγω διατριβής. Επιπλέον, γίνεται αναφορά στις βασικές παραδοχές που υιοθετήθηκαν σχετικά με την διαχείριση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής για τις

ανάγκες της μεθοδολογίας. Τέλος περιγράφονται, οι μικρές διαφοροποιήσεις που πραγματοποιήθηκαν αναφορικά με την εφαρμογή της μεθοδολογίας στην περίπτωση της τοπικής αξιοπιστίας, για τη μελέτη του υποσταθμού της Σταλίδας.

Το κεφάλαιο 5, παρουσιάζει όλα τα αποτελέσματα από όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Πιο συγκεκριμένα, αρχικά αναλύονται τα αποτελέσματα σχετικά με την εκτίμηση του τελικού φορτίου ανά μήνα και ανά τύπο ώρας στην υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης. Στη συνέχεια, μελετάται η ενδεχόμενη συνεισφορά των 20MW επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων στην αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής στην ίδια υφιστάμενη κατάσταση. Μέσα στην ανάλυση αυτή, εμπεριέχεται η σημαντική προσφορά των επιπλέον αυτών Φ/Β εγκαταστάσεων στη παροχή εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit). Έπειτα με αφορμή το δύσκολο μεταβατικό στάδιο του συστήματος, διερευνάται η συνεισφορά των υφιστάμενων Η/Ζ που καταγράφηκαν στο κεφάλαιο 3, στην αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής. Τα αποτελέσματα, όπως και στην περίπτωση των Φ/Β, αποτυπώνονται στους εξεταζόμενους δείκτες αξιοπιστίας, για διαφορετικά σενάρια συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ. Στην τελευταία περίπτωση προστίθενται και τα 20MW επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων, τα οποία συνδυάζονται με τις περιπτώσεις των Η/Ζ, εκτιμώντας εκ νέου τους δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής.

Στο κεφάλαιο 6 παρατίθενται τα αποτελέσματα σχετικά με την τοπική αξιοπιστία σε επίπεδο υποσταθμού. Η μελέτη επικεντρώνεται στον υποσταθμό της Σταλίδας ο οποίος τροφοδοτεί το μεγαλύτερο μέρος του τουριστικού φορτίου της Κρήτης, με τους κατάλληλους περιορισμούς και παραδοχές προκύπτουν τα αποτελέσματα για τους δείκτες “τοπικής” αξιοπιστίας. Στο κεφάλαιο αυτό, τονίζεται η αξιοσημείωτη προσφορά του νεοσύστατου δείκτη αξιοπιστίας, αποδεικνύοντας το λόγο για τον οποίο κρίνεται απαραίτητη η γνώση του.

Η μεταπτυχιακή διατριβή ολοκληρώνεται με εκτεταμένη συγγραφή συμπερασμάτων. Στο κεφάλαιο των συμπερασμάτων συνοψίζονται οι καινοτομίες που προτείνει η συγκεκριμένη εργασία καθώς και η χρησιμότητα της μεθοδολογίας που υλοποιήθηκε. Θίγονται επίσης σημαντικά ζητήματα αναφορικά με την αξιοπιστία εν γένει του ΣΗΕ της Κρήτης, ενώ προτείνονται λύσεις αναφορικά με την εγγυημένη ισχύ η οποία απαιτείται για την βελτίωση της αξιοπιστίας σε επίπεδο συστήματος παραγωγής αλλά και υποσταθμών.

2 Ανάλυση απαιτούμενων δεδομένων για το ΣΗΕ της Κρήτης

Στο κεφάλαιο αυτό πραγματοποιείται η ανάλυση του ΣΗΕ της Κρήτης με έμφαση στα στοιχεία που αποτέλεσαν απαραίτητη προϋπόθεση για την εκπόνηση της μεταπτυχιακής διατριβής. Συνεπώς στην ενότητα 2.1 θα παρουσιαστούν τα ιστορικά στοιχεία ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ του ΣΗΕ της Κρήτης. Στην ενότητα 2.2 παρατίθενται τα χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων με στοιχεία κόστους κατανάλωσης, συντηρήσεων και μη προγραμματισμένων διακοπών. Τέλος η ενότητα 2.3 καταγράφει την φόρτιση των υποσταθμών του δικτύου με στόχο τον εντοπισμό εκείνων που κινδυνεύουν λόγω υπερφόρτισης (Κριτήριο “N-1”).

2.1 Στοιχεία ζήτησης και παραγωγής από ΑΠΕ στο νησί

Σε πρώτο στάδιο θα παρουσιαστούν συγκεντρωτικά στοιχεία σχετικά με την ζήτηση και την παραγωγή των ΑΠΕ για την κατανόηση της γενικής εικόνας του ΣΗΕ της Κρήτης. Για τις ανάγκες όμως της μελέτης κρίνεται απαραίτητη η γνώση των ωριαίων τιμών συνολικής ζήτησης και της συνολικής αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης για όλο το έτος (8760 τιμές). Ουσιαστικά, αποτέλεσαν τα δεδομένα εισόδου για την εκπόνηση της προσομοίωσης, αναφορικά με την εκτίμηση του φορτίου που ανατίθεται στις συμβατικές μονάδες παραγωγής αλλά και για την εκτίμηση της αξιοπιστίας όπως θα εξηγηθεί αναλυτικά στην περιγραφή της μεθοδολογίας της ενότητας 4.1

2.1.1 Ζήτηση του ΣΗΕ της Κρήτης

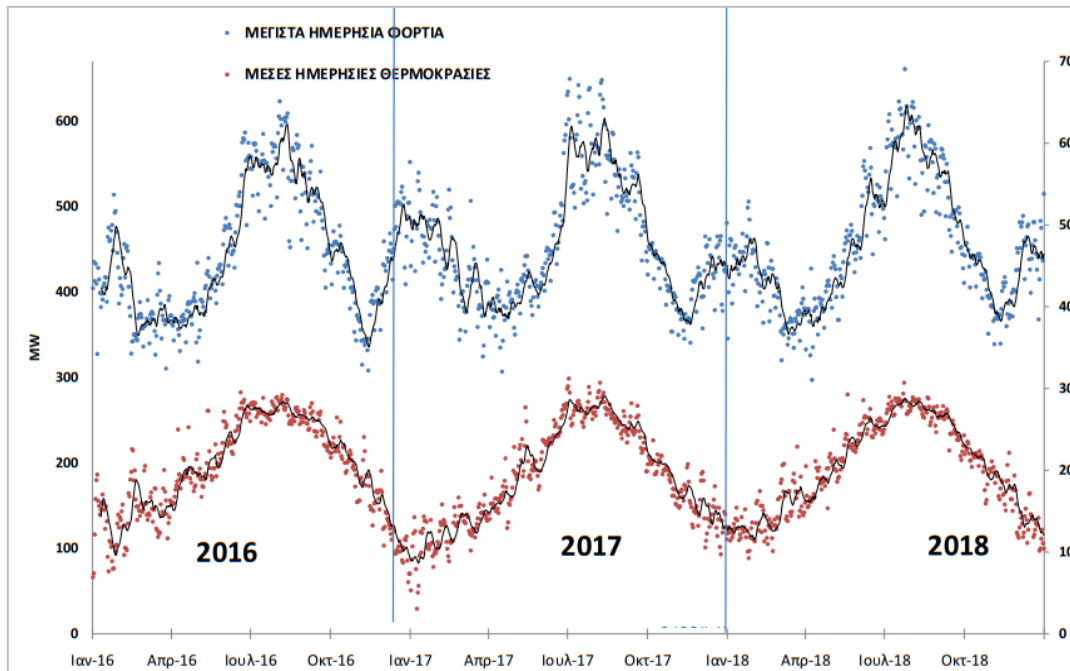
Εξετάζοντας τα συγκεντρωτικά δεδομένα για τη ζήτηση του ΣΗΕ της Κρήτης παρατηρείται ότι καταγράφεται αύξηση της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, από έτος σε έτος. Για την ακρίβεια, σύμφωνα με τον πίνακα 2.1, η καθαρή παραγωγή του συστήματος το 2018 αυξήθηκε μόλις κατά 0,8% από εκείνη του έτους 2017, ενώ συγκριτικά με το 2016 αυξήθηκε κατά 2,53%. Επιπλέον, η αιχμή του συστήματος σημειώνεται τους καλοκαιρινούς μήνες, συνήθως το μήνα Ιούλιο σε καθημερινές ημέρες της εβδομάδας, κατά τις μεσημεριανές ώρες. Σημειώνεται ότι η μέγιστη αιχμή φορτίου μεταξύ των τριών εξεταζόμενων ετών εμφανίστηκε το 2018 στις 23/7 την ώρα 13:00-14:00.

Πίνακας 2.1 Αιχμή φορτίου ΣΗΕ Κρήτης των ετών 2016, 2017, 2018

| Στοιχεία ζήτησης | Έτος | | |
|--|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 |
| Καθαρή ετήσια παραγωγή συστήματος (MWh) | 2.967.657 | 3.019.581 | 3.042.805 |
| Αιχμή Φορτ. Στιγμ. Ακαθ (MW) | 629 | 637,9 | 708 |
| Αιχμή Φορτ. Μ.Ω. Καθαρ. (MW) | 600,2 | 617,6 | 684,6 |
| Ημερομηνία / Ώρα εμφάνισης αιχμής Φορτ. | 3/8/2016 13:00-14:00 | 9/7/2017 13:00-14:00 | 23/7/2018 13:00-14:00 |

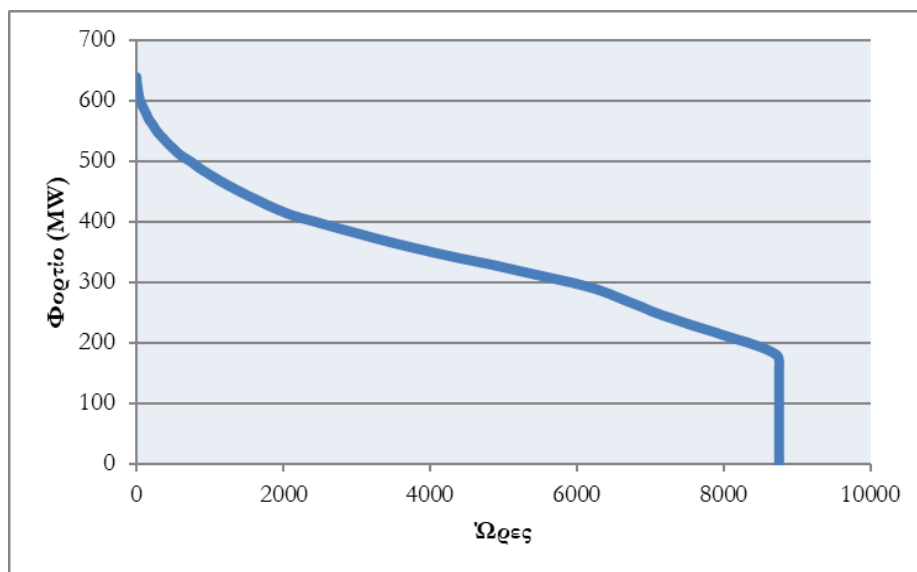
Η ζήτηση ως ένα πολύ μεγάλο βαθμό εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες και πιο συγκεκριμένα από την θερμοκρασία. Την πρόταση αυτή επιβεβαιώνει το γράφημα 2.1, το

οποίο παρουσιάζει γραφικά τις μέγιστες ημερήσιες τιμές ζήτησης σε συνάρτηση με τις μέσες ημερήσιες θερμοκρασίες για τα τρία εξεταζόμενα έτη. Παρατηρείται ότι στις υψηλές μέσες ημερήσιες τιμές θερμοκρασίας του καλοκαιριού, αλλά και αντίστοιχα στις χαμηλές του χειμώνα, το φορτίο είναι σημαντικά υψηλό.



Γράφημα 2.1 Μέγιστα ημερήσια φορτία και μέγιστες ημερήσιες θερμοκρασίες Κρήτης των ετών 2016, 2017, 2018

Ακολουθεί το γράφημα της ανεστραμμένης καμπύλης διάρκειας φορτίου του έτους 2017.



Γράφημα 2.2. Ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου 2017

2.1.2 Στατιστικά στοιχεία παραγωγής ΑΠΕ

Από το 2016 η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων του νησιού παραμένει στα 200,3MW, ενώ των φωτοβολταϊκών πάρκων ανήλθε στα 95,79 MW, με 75,79MW στα χωράφια και 17,5MW σε στέγες. Η συμβολή των ΑΠΕ στο σύνολο της παραγωγής κυμαίνεται περίπου στο 20% επί του συνόλου. Για την ακρίβεια το 2018, το 16,8% της συνολικής παραγωγής προήλθε από αιολικά πάρκα ενώ το 4,4% από την παραγωγή των Φ/Β. Σύμφωνα με τον πίνακα 2.2 και 2.3, που παραθέτουν κάποια στοιχεία παραγωγής των αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων αντίστοιχα, η ετήσια παραγωγή τους και στις δύο περιπτώσεις μειώνεται από έτος σε έτος και μάλιστα, ενώ το φορτίο παράλληλα αυξάνεται. Η μεγάλη μείωση σημειώθηκε το 2017 που συγκριτικά με τον προηγούμενο χρόνο η συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων ήταν μικρότερη κατά 7,4%, ενώ αντίστοιχα των φωτοβολταϊκών κατά 2,2%.

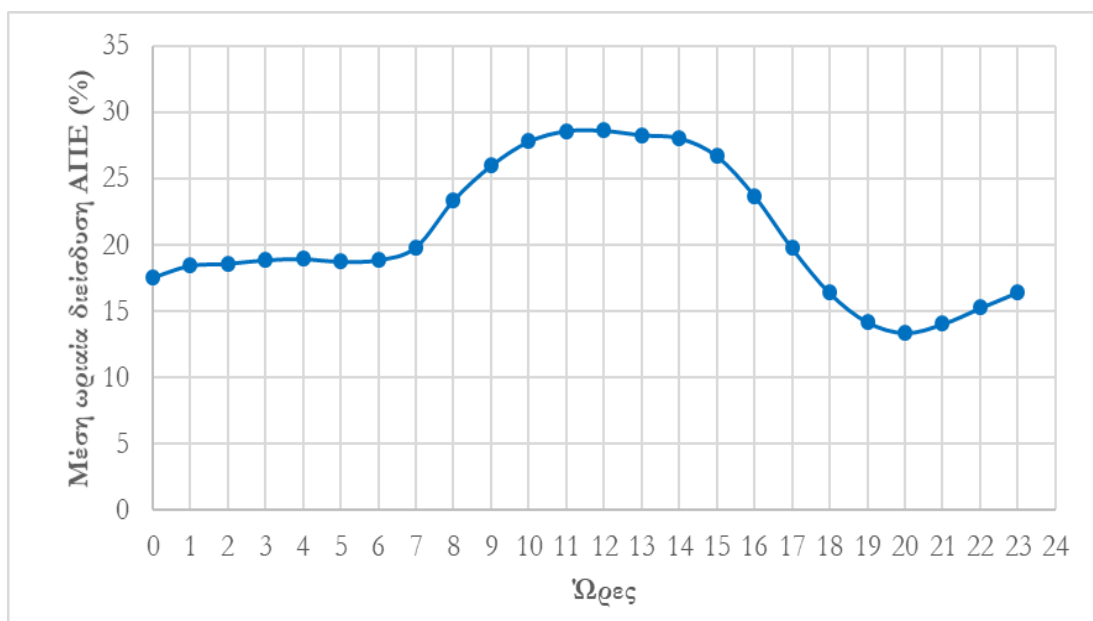
Πίνακας 2.2 Στοιχεία παραγωγής αιολικών πάρκων του ΣΗΕ Κρήτης

| Στοιχεία Παραγωγής Α/Γ | Έτος | | |
|--|-----------|-----------|-----------|
| | 2016 | 2017 | 2018 |
| Καθαρή ετήσια παραγωγή Α/Γ (MWh) | 553.709,6 | 512.832,1 | 510.059,0 |
| Διείσδυση Α/Γ (%) | 18,3 | 17,0 | 16,8 |
| Μέγιστη ωριαία παραγωγή Α/Γ (MWh) | 162,9 | 160,8 | 151,8 |

Πίνακας 2.3 Στοιχεία παραγωγής φωτοβολταϊκών του ΣΗΕ Κρήτης

| Στοιχεία Παραγωγής Φ/Β | Έτος | | |
|--|-----------|-----------|-----------|
| | 2016 | 2017 | 2018 |
| Καθαρή ετήσια παραγωγή Φ/Β (MWh) | 143.225,0 | 140.032,6 | 134.807,6 |
| Διείσδυση Φ/Β (%) | 6,7 | 4,6 | 4,4 |
| Μέγιστη ωριαία παραγωγή Φ/Β (MWh) | 81,2 | 81,4 | 82,3 |

Επιπλέον, μέσω των ετήσιων ωριαίων δεδομένων της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, υπολογίστηκε ότι η μέγιστη διείσδυση των ΑΠΕ τα τρία τελευταία έτη ήταν 60,53% και σημειώθηκε στις 8/4/2018, την ώρα 13:00-14:00. Το γράφημα 2.3 παρουσιάζει τη μέση ωριαία διείσδυση των ΑΠΕ για το έτος 2017, όπου εξαιτίας και της σημαντικής συνεισφοράς των Φ/Β, οι υψηλές τιμές σημειώνονται τις μεσημεριανές ώρες 11:00-14:00.



Γράφημα 2.3. Μέση ωριαία διείσδυση ΑΠΕ του έτους 2017

2.1.3 Φορτίο που εξυπηρετήθηκε από τις θερμικές μονάδες του νησιού

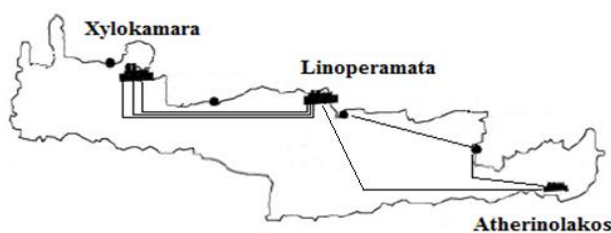
Από τη στιγμή που στο πέρασμα των τελευταίων τριών ετών η ετήσια παραγωγή από ΑΠΕ μειώνεται, η παραγωγή των συμβατικών μονάδων είναι προφανές ότι αυξάνεται όπως εξηγείται και στον πίνακα 2.4. Μέσω της επεξεργασίας των ετήσιων ωριαίων δεδομένων συνολικής ζήτησης αλλά και παραγωγής των αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων του ΣΗΕ Κρήτης για τα τελευταία τρία έτη, αφαιρώντας από την ωριαία ζήτηση την ωριαία παραγωγή από ΑΠΕ, υπολογίστηκε το αντίστοιχο μέγιστο ωριαίο φορτίο που εξυπηρετήθηκε από τις συμβατικές μονάδες. Παρατηρείται ότι το μέγιστο φορτίο των μονάδων σημειώνεται σε διαφορετική ημέρα και ώρα από εκείνο του φορτίου ζήτησης. Μάλιστα και για τα τρία έτη πρόκειται για βραδινή ώρα εντός του δίδωρου 20:00-22:00 όπου πλέον δεν υπάρχει η συνεισφορά της φωτοβολταϊκής παραγωγής.

Πίνακας 2.4 Παραγωγή - Φορτίο μονάδων του ΣΗΕ Κρήτης των ετών 2016, 2017, 2018

| Στοιχεία Παραγωγής Μονάδων | Έτος | | |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 |
| Καθαρή ετήσια παραγωγή Ατμών (MWh) | 992.608,1 | 1.030.589,0 | 998.723,8 |
| Καθαρή ετήσια παραγωγή Diesel (MWh) | 704.734,9 | 719.602,2 | 777.641,1 |
| Καθαρή ετήσια παραγωγή ΑΕΡ (MWh) | 572.904,9 | 616.231,2 | 621.317,0 |
| Μέγιστο ωριαίο φορτίο μονάδων (MW) | 569,38 | 597,79 | 587,88 |
| Ημερομηνία / Ώρα εμφάνισης μέγιστου Φορτ. | 23/8/2016 20:00-21:00 | 25/7/2017 21:00-22:00 | 23/7/2018 21:00-22:00 |

2.2 Θερμικές μονάδες

Όντας αυτόνομο, το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, στηρίζεται κυρίως στις θερμικές μονάδες που το συγκροτούν. Το 2018 το 78,9% της συνολικής παραγωγής προήλθε από τις συμβατικές μονάδες του νησιού. Ωστόσο, υπάρχει ένας μεγάλος αριθμός συμβατικών μονάδων με διαφορετικές τεχνολογίες και χαρακτηριστικά, ανάλογα με τις απαιτήσεις του συστήματος. Στο σύστημα της Κρήτης, υπάρχουν τέσσερα είδη συμβατικών μονάδων τις οποίες διαχειρίζεται αποκλειστικά η ΔΕΗ: ατμοστροβιλικές μονάδες, μηχανές εσωτερικής καύσης (Diesel), αεριοστροβιλικές μονάδες καθώς και μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου, οι οποίες βρίσκονται εγκατεστημένες στους τρεις σταθμούς παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης όπως εκείνοι απεικονίζονται στην Εικόνα 2.1.



Εικόνα 2.1 Σταθμοί παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης

2.2.1 Τεχνικοί περιορισμοί και ικανότητα παραγωγής

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από θερμικές μονάδες στο ΣΗΕ της Κρήτης ανέρχεται στα 803,1 MW. Σύμφωνα με τον πίνακα 2.5 στον σταθμό της Ξυλοκαμάρας στην δυτική Κρήτη συγκεντρώνεται η μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ από θερμικές μονάδες ίση με 329MW, ενώ διαθέτει την μοναδική μονάδα συνδυασμένου κύκλου (132,3 MW) του ΣΗΕ της Κρήτης. Το δυναμικό του σταθμού συμπληρώνουν πέντε επιπλέον αεριοστροβιλικές μονάδες συνολικής ισχύος 196,7MW. Ο σταθμός των Λινοπεραμάτων αποτελείται από έξι ατμοστρόβιλους, τέσσερις μονάδες Diesel και πέντε αεριοστρόβιλους συνολικής εγκατεστημένη ισχύος 278,9MW. Τέλος, ο σταθμός παραγωγής του Αθερινόλακκου στην ανατολική Κρήτη αποτελείται από δύο μονάδες Diesel και δύο ατμοστρόβιλους συνολικής ισχύος 195,2 MW.

Συνήθως, οι ατμοστροβιλικές μονάδες, αποτελούν τις μονάδες βάσης, οι μονάδες εσωτερικής καύσης καθώς και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου θεωρούνται μονάδες ενδιάμεσου φορτίου ενώ οι αεριοστροβιλικές είναι μονάδες αιχμής. Η μονάδα που “ακολουθεί το φορτίο”, ρυθμίζοντας πρώτη την παραγωγή της, συνήθως είναι η μονάδα συνδυασμένου κύκλου, ακολουθούμενη από αεριοστροβιλικές μονάδες του σταθμού.

Πίνακας 2.5 Εγκατεστημένη Ισχύς θερμικών μονάδων ανά τύπο μονάδας και σταθμό παραγωγής

| Σταθμός Παραγωγής | Μονάδες Ατμού | Μονάδες Diesel | Αεριοστροβιλικές Μονάδες | Μονάδα Συνδυασμένου κύκλου | Συνολική Εγκ. Ισχύς |
|----------------------------|---------------|----------------|--------------------------|----------------------------|---------------------|
| Λινοπεράματα | 111,3 | 49,1 | 118,5 | - | 278,9 |
| Ξυλοκαμάρα | - | - | 196,7 | 132,3 | 329 |
| Αθερινόλακκος | 93 | 102,2 | - | - | 195,2 |
| Συνολική Εγκ. Ισχύς | 204,3 | 151,3 | 315,2 | 132,3 | 803,1 |

Κάθε γεννήτρια έχει συγκεκριμένα χαρακτηριστικά σχετικά με την λειτουργία της, τα οποία πρέπει να λαμβάνει υπόψιν του και ο διαχειριστής του συστήματος. Τέτοια χαρακτηριστικά είναι η ονομαστικής ισχύς, το τεχνικό μέγιστο και ελάχιστο μιας μονάδας, ο χρόνος κράτησης και λειτουργίας της, καθώς και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης της, στοιχεία που διαφέρουν από γεννήτρια σε γεννήτρια. Η λειτουργία κάθε μονάδας καθορίζεται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της αλλά και τις απαιτήσεις του δικτύου. Για το λόγο αυτό, συνήθως υπάρχει μια ιεραρχία αναφορικά με την ένταξη των μονάδων, με κριτήρια την κύμανση της ζήτησης σε συνδυασμό με χαρακτηριστικά των μονάδων, όπως είναι η ταχύτητα εκκίνησης μιας γεννήτριας και το κόστος παραγωγής της. Στον πίνακα 2.6 παρουσιάζονται οι συμβατικές μονάδες ανά υποσταθμό με τα βασικά χαρακτηριστικά τους. Οι ατμοστρόβιλοι καθώς και οι μονάδες Diesel καταναλώνουν μαζούτ, μια πιο φθηνή απόσταξη πετρελαίου (diesel), το οποίο καταναλώνουν αντίστοιχα οι αεριοστρόβιλοι και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου.

Πίνακας 2.6 Τεχνικά χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

| | ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΟΥΣ (MW) | ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (MW) | ΚΑΥΣΙΜΟ |
|----------------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|---------|
| ΣΤΑΘΜΟΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ | 277 | | | | |
| ATM 1 | 6 | 6 | 6 | 4 | Μαζούτ |
| ATM 2 | 15 | 14 | 13 | 8 | Μαζούτ |
| ATM 3 | 15 | 14 | 13 | 8 | Μαζούτ |
| ATM 4 | 25 | 24 | 23 | 18 | Μαζούτ |
| ATM 5 | 25 | 24 | 23 | 18 | Μαζούτ |
| ATM 6 | 25 | 24 | 23 | 18 | Μαζούτ |
| DIESEL 1 | 12 | 11 | 11 | 3 | Μαζούτ |
| DIESEL 2 | 12 | 11 | 11 | 3 | Μαζούτ |
| DIESEL 3 | 12 | 11 | 11 | 6 | Μαζούτ |
| DIESEL 4 | 12 | 11 | 11 | 3 | Μαζούτ |
| ΑΕΡ 1 | 16 | 15 | 13 | 3 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 2 | 16 | 15 | 13 | 3 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 3 | 43 | 43 | 41 | 5 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 4 | 15 | 14 | 13 | 3 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 5 | 28 | 28 | 25 | 5 | Ντίζελ |
| ΣΤΑΘΜΟΣ ΕΥΛΟΚΑΜΑΡΑΣ | 328 | | | | |
| ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΣ ΚΥΚΛΟΣ | 132 | 126 | 112 | 35 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 4 | 20 | 20 | 19 | 3 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 5 | 30 | 28 | 27 | 5 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 11 | 59 | 58 | 54 | 10 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 12 | 59 | 58 | 54 | 10 | Ντίζελ |
| ΑΕΡ 13 | 28 | 28 | 25 | 5 | Ντίζελ |
| ΣΤΑΘΜΟΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΟΥ | 198 | | | | |
| DIESEL 1 | 51 | 50 | 50 | 35 | Μαζούτ |
| DIESEL 2 | 51 | 50 | 50 | 25 | Μαζούτ |
| ATM 1 | 48 | 43 | 44 | 22 | Μαζούτ |
| ATM 2 | 48 | 43 | 44 | 22 | Μαζούτ |
| ΣΥΝΟΛΟ | 803 | | | | |

2.2.2 Κόστος κατανάλωσης καυσίμου θερμικών μονάδων

Ο υπολογισμός του κόστους της κατανάλωσης καυσίμων για τις θερμικές μονάδες, γίνεται από την τριτοβάθμια εξίσωση που ακολουθεί.

$$C_i = (a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 + d_i P_i^3) \cdot fuel_cost \quad (2.1)$$

Η παράμετρος P_i αποτελεί το φορτίο παραγωγής (MW) της εκάστοτε γεννήτριας, ενώ οι συντελεστές a , b , c , d και η τιμή καυσίμου για κάθε μονάδα του ΣΗΕ Κρήτης, παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα 2.7. Να σημειωθεί ότι για τις γεννήτριες που καταναλώνουν καύσιμο ντίζελ, η μονάδα μέτρησης είναι σε lt και όχι σε kg .

Πίνακας 2.7 Συντελεστές Κόστους Συμβατικών Μονάδων

| ΜΟΝΑΔΕΣ | A(kg/h) | B(kg/MWh) | C(kg/MWh ²) | D(kg/MWh ³) |
|---------------|---------|-----------|-------------------------|-------------------------|
| ATM 1 ΔΙΝ | 0,001 | 727,6 | -167,2 | 17,377 |
| ATM 2 ΔΙΝ | 442,8 | 226,62 | 3,8792 | 0,001 |
| ATM 3 ΔΙΝ | 442,8 | 226,62 | 3,8792 | 0,001 |
| ATM 4 ΔΙΝ | 964,12 | 253,46 | 0,4127 | 0,001 |
| ATM 5 ΔΙΝ | 1349,4 | 160,52 | 2,6696 | 0,00001 |
| ATM 6 ΔΙΝ | 1349,4 | 160,52 | 2,6696 | 0,00001 |
| DIESEL 1 ΔΙΝ | 253,51 | 134,16 | 2,8859 | 0,0001 |
| DIESEL 2 ΔΙΝ | 253,51 | 134,16 | 2,8859 | 0,0001 |
| DIESEL 3 ΔΙΝ | 253,51 | 134,16 | 2,8859 | 0,0001 |
| DIESEL 4 ΔΙΝ | 253,51 | 134,16 | 2,8859 | 0,0001 |
| AEP 1 ΔΙΝ | 1990,7 | 280,96 | 0,4754 | 0,0001 |
| AEP 2 ΔΙΝ | 1990,7 | 280,96 | 0,4754 | 0,0001 |
| AEP 3 ΔΙΝ | 2418 | 197,65 | 0,2533 | 0,0001 |
| AEP 4 ΔΙΝ | 986,77 | 329,24 | -7,1804 | 0,2182 |
| AEP 5 ΔΙΝ | 1686,2 | 171,29 | 1,1969 | 0,001 |
| Σ. Κ. | 6224,2 | 63,39 | 1,6315 | 0,001 |
| AEP 4 ΧΑΝ | 3036,8 | 191,41 | 2,9325 | 0,00001 |
| AEP 5 ΧΑΝ | 590,2 | 211,85 | 2,1283 | -0,0304 |
| AEP 11 ΧΑΝ | 3966 | 219,2 | 0,209 | 0,001 |
| AEP 12 ΧΑΝ | 3966 | 219,2 | 0,209 | 0,001 |
| AEP 13 ΧΑΝ | 1686,2 | 171,29 | 1,1969 | 0,001 |
| DIESEL 1 ΑΘΕΡ | 290,87 | 167,75 | 0,1743 | 0,0001 |
| DIESEL 2 ΑΘΕΡ | 290,87 | 167,75 | 0,1743 | 0,0001 |
| ATM 1 ΑΘΕΡ | 1321,3 | 194,22 | 0,2395 | 0,0001 |
| ATM 2 ΑΘΕΡ | 1321,3 | 194,22 | 0,2395 | 0,0001 |

Σύμφωνα με το Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης του ΣΗΕ Κρήτης για το έτος 2018 [4], η μέση τιμή μαζούτ ήταν 0,412€/kg ενώ για το Diesel 0,905€/lt.

Επιπλέον στον πίνακα 2.8 παρουσιάζεται η ειδική κατανάλωση καυσίμου για κάθε θερμική μονάδα η οποία αντιπροσωπεύει τον λόγο της ποσότητας του καυσίμου που καταναλώνεται από τον κινητήρα σε σχέση με την ενέργεια που αποδίδεται και δίνεται από την εξίσωση 2.2.

$$sFC_i = \frac{FC_i(P_{\max})}{P_{i\max}} \quad (2.2)$$

Επιπλέον, παρατίθεται και η πληροφορία για τη διαφορική ειδική κατανάλωση, με την εξίσωση υπολογισμού της 2.2, η οποία εκφράζει το κόστος κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας i για τη μεταβολή της παραγωγής της κατά 1MW.

$$dsFC_i = \frac{FC_i(P_{\max}) - FC_i(P_{\min})}{P_{i\max} - P_{i\min}} \quad (2.2)$$

Πίνακας 2.8 Ειδική και Διαφορική Ειδική Κατανάλωση Θερμικών Μονάδων

| Μονάδες | Τεχνικό Ελάχιστο (MW) | Τεχνικό Μέγιστο (MW) | Ειδική Κατανάλωση (kg ή lt / kWh) | Διαφορική Ειδική Κατανάλωση (kg ή lt / MWh) |
|----------|-----------------------|----------------------|-----------------------------------|---|
| ATM 1 | 4 | 6 | - | - |
| ATM 2 | 8 | 15 | 0,361 | 316,251 |
| ATM 3 | 8 | 15 | 0,367 | 316,251 |
| ATM 4 | 18 | 25 | 0,364 | 272,605 |
| ATM 5 | 18 | 25 | 0,319 | 275,327 |
| ATM 6 | 18 | 25 | 0,315 | 275,327 |
| DIESEL 1 | 3 | 12 | 0,21 | 177,467 |
| DIESEL 2 | 3 | 12 | 0,208 | 177,467 |
| DIESEL 3 | 6 | 12 | 0,208 | 186,131 |
| DIESEL 4 | 3 | 12 | 0,206 | 177,467 |
| AEP 1 | 3 | 16 | 0,374 | 290,024 |
| AEP 2 | 3 | 16 | 0,374 | 290,024 |
| AEP 3 | 5 | 43 | 0,337 | 210,017 |
| AEP 4 | 3 | 15 | 0,399 | 260,871 |
| AEP 5 | 5 | 28 | 0,334 | 211,737 |
| Σ.Κ. 1 | 25 | 62 | 0,288 | 204,2435 |
| Σ.Κ. 2 | 25 | 62 | 0,288 | 204,2435 |
| AEP 4 X | 3 | 20 | 0,604 | 258,86219 |
| AEP 5 X | 5 | 30 | 0,61 | 253,6605 |
| AEP 11 X | 10 | 59 | 0,362 | 237,792 |
| AEP 12 X | 10 | 59 | 0,343 | 237,792 |
| AEP 13 X | 5 | 28 | 0,39 | 211,737 |
| DIESEL 1 | 35 | 51 | 0,206 | 183,301 |
| DIESEL 2 | 25 | 51 | 0,203 | 181,447 |
| ATM 1 | 22 | 48 | 0,261 | 211,369 |
| ATM 2 | 22 | 48 | 0,26 | 211,369 |

2.2.3 Συντήρηση και μη διαθεσιμότητα θερμικών μονάδων παραγωγής.

Η μη διαθεσιμότητα των συμβατικών μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης είτε λόγω προγραμματισμένης διακοπής είτε βλάβης (πίνακας 2.9), αποτέλεσε απαραίτητο στοιχείο για την εκπόνηση της προσομοίωσης. Συγκεκριμένα ο Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών (ΡΜΠΔ) αποτελεί έναν δείκτη ο οποίος εκφράζει ουσιαστικά

πόσο αξιόπιστη είναι μια μονάδα. Ο δείκτης αυτός χρησιμοποιήθηκε ως είσοδος στην προσομοίωση για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων των ενοτήτων 4 και 5. Όμως οι διακοπές δεν είναι μόνο προγραμματισμένες, αλλά υπάρχουν και οι απρόοπτες βλάβες των μονάδων που οδηγούν σε μη προγραμματισμένες διακοπές, κάτι που έπρεπε να ληφθεί υπόψη στην υλοποίηση της προσομοίωσης.

Για την όσο το δυνατόν λεπτομερέστερη προσέγγιση της πραγματικής κατάστασης, θεωρήθηκε ότι οι μονάδες ατμού και diesel τίθενται εκτός για συντήρηση για ένα ολόκληρο μήνα. Αντίθετα το αντίστοιχο χρονικό διάστημα για τους αεριοστρόβιλους θεωρήθηκε μικρότερο. Συγκεκριμένα, για τους τρεις καλοκαιρινούς μήνες, τον Σεπτέμβριο καθώς και για τον Δεκέμβριο, θεωρήθηκε ότι δεν πραγματοποιούνται συντηρήσεις μονάδων, λόγω της ανάγκης υψηλής διαθέσιμης ισχύος για την κάλυψη της μεγάλης ζήτησης εκείνων των περιόδων. Για κάθε έναν από τους υπόλοιπους μήνες, κυρίως εκείνων της άνοιξης, εκτιμήθηκε ότι είναι δυνατόν να απομακρύνεται λόγω της ανάγκης για συντήρηση, μια μεγάλη μονάδα ατμού όπως ο “ATM. 1 AΘEP.”, ή μια μεγάλη μονάδα diesel όπως η “DIESEL 1 AΘEP.”, ή και συνδυασμός μιας μικρής μονάδας diesel με μια μονάδα ατμού “ATM5. ΛΙΝ” με “DIESEL 4 ΛΙΝ.” Για το σκοπό αυτό, ως ΡΜΠΔ, σε κάθε μονάδα αντιστοιχήθηκε ο μέσος όρος των συντελεστών μη διαθεσιμότητας μη προγραμματισμένων αιτιών των τριών ετών 2016, 2017, 2018, ενώ για κάθε μονάδα που τίθεται εκτός, ο ΡΜΠΔ ισούται με 1.

Πίνακας 2.9 Συντελεστές μη διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης των ετών 2016, 2017, 2018

| | 2016 | | 2017 | | 2018 | |
|--------------|-----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| | ΣΥΝΤ. ΜΗ ΔΙΑΘ. ΜΗ ΠΡΟΓΡΑΜ. ΑΙΤΙΩΝ | ΣΥΝΤ. ΜΗ ΔΙΑΘ. ΠΡΟΓΡΑΜ. ΑΙΤΙΩΝ | ΣΥΝΤ. ΜΗ ΔΙΑΘ. ΜΗ ΠΡΟΓΡΑΜ. ΑΙΤΙΩΝ | ΣΥΝΤ. ΜΗ ΔΙΑΘ. ΠΡΟΓΡΑΜ. ΑΙΤΙΩΝ | ΣΥΝΤ. ΜΗ ΔΙΑΘ. ΜΗ ΠΡΟΓΡΑΜ. ΑΙΤΙΩΝ | ΣΥΝΤ. ΜΗ ΔΙΑΘ. ΠΡΟΓΡΑΜ. ΑΙΤΙΩΝ |
| ATM 2 ΛΙΝ | 21,80% | 15,18% | 14,78% | 9,28% | 4,73% | 11,89% |
| ATM 3 ΛΙΝ | 8,22% | 13,01% | 12,59% | 10,33% | 8,99% | 10,61% |
| ATM 4 ΛΙΝ | 12,64% | 15,61% | 6,71% | 24,25% | 5,56% | 17,39% |
| ATM 5 ΛΙΝ | 18,71% | 10,37% | 21,84% | 12,32% | 43,41% | 0,00% |
| ATM 6 ΛΙΝ | 13,73% | 9,54% | 3,68% | 2,67% | 11,53% | 13,04% |
| ATM 1 ΑΘ | 1,17% | 9,78% | 1,17% | 9,78% | 5,44% | 12,46% |
| ATM 2 ΑΘ | 4,86% | 8,04% | 4,86% | 8,04% | 0,39% | 15,71% |
| DIESEL 1 ΛΙΝ | 8,18% | 6,32% | 5,08% | 19,47% | 15,31% | 10,88% |
| DIESEL 2 ΛΙΝ | 10,40% | 13,62% | 27,05% | 9,19% | 7,70% | 17,67% |
| DIESEL 3 ΛΙΝ | 8,81% | 20,81% | 6,08% | 13,13% | 12,21% | 14,60% |
| DIESEL 4 ΛΙΝ | 17,92% | 11,49% | 11,67% | 14,46% | 9,63% | 3,47% |
| DIESEL 1 ΑΘ | 1,48% | 6,70% | 1,48% | 6,70% | 0,59% | 6,52% |
| DIESEL 2 ΑΘ | 3,09% | 3,08% | 3,09% | 3,08% | 1,67% | 6,52% |
| AEP 1 ΛΙΝ | 1,55% | 7,35% | 25,73% | 6,67% | 49,52% | 6,67% |
| AEP 2 ΛΙΝ | 0,39% | 7,02% | 1,03% | 6,67% | 35,01% | 6,67% |
| AEP 3 ΛΙΝ | 2,45% | 5,05% | 38,72% | 6,66% | 1,21% | 12,29% |
| AEP 4 ΛΙΝ | 0,00% | 2,76% | 0,64% | 7,17% | 0,02% | 2,77% |
| AEP 5 ΛΙΝ | 0,01% | 1,68% | 1,79% | 5,34% | 4,34% | 17,75% |
| AEP 4 ΧΑΝ | 1,99% | 0,00% | 7,81% | 1,41% | 0,99% | 0,00% |
| AEP 5 ΧΑΝ | 1,17% | 1,57% | 2,47% | 3,53% | 3,98% | 3,29% |
| AEP 11 ΧΑΝ | 2,33% | 2,25% | 2,51% | 31,02% | 0,34% | 1,74% |
| AEP 12 ΧΑΝ | 1,15% | 2,49% | 1,18% | 2,57% | 0,13% | 34,81% |
| AEP 13 ΧΑΝ | 13,32% | 2,14% | 19,05% | 1,48% | 0,99% | 0,00% |
| AEP 6 ΧΑΝ | 13,24% | 4,71% | 9,90% | 25,82% | 8,40% | 4,56% |
| AEP 7 ΧΑΝ | 9,33% | 26,60% | 12,52% | 8,70% | 8,61% | 2,92% |
| ATM 1 ΧΑΝ | 12,96% | 20,55% | 13,37% | 18,34% | 12,06% | 3,23% |

2.3 Φόρτιση Υ/Σ Κρήτης

Η ενότητα αυτή εστιάζει στην φόρτιση των υποσταθμών του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, διερευνώντας εκείνους που λειτουργούν υπό υψηλό, πέρα από το επιθυμητό, φορτίο (υπερφόρτιση). Σκοπός της έρευνας αυτής είναι η εκτίμηση της πιθανής συνεισφοράς των Η/Ζ στο συγκεκριμένο ζήτημα. Σε τι βαθμό, δηλαδή, είναι ικανά τα Η/Ζ να συνεισφέρουν στην τοπικότητα του δικτύου, αναφορικά με έναν “υπερφορτισμένο” υποσταθμό όπως είναι εκείνος της Σταλίδας. Σύμφωνα με τον πίνακα 2.10 στον υποσταθμό της Σταλίδας σημειώνονται υψηλά φορτία, σε σχέση με την ισχύ των Μ/Σ που διαθέτει (2x50MVA), με αποτέλεσμα να αποτελεί ίσως τον πιο υπερφορτισμένο υποσταθμό του δικτύου, κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού. Στην Ενότητα Εργασίας 4, παρουσιάζεται αναλυτικά η εκτίμηση της πιθανής συνεισφοράς των Η/Ζ στην αξιοπιστία, αλλά στο επίπεδο της τοπικότητας του δικτύου. Για το λόγο αυτό εξετάζεται αν πληρείται το κριτήριο “n-1” αναφορικά με τους μετασχηματιστές 150kV/20kV, πριν αλλά και μετά των ένταξη των Η/Ζ. Οι υποσταθμοί που δεν ικανοποιούν το συγκεκριμένο κριτήριο στην παρούσα κατάσταση του συστήματος, σύμφωνα με το μέγιστο φορτίο του πίνακα 2.10 είναι:

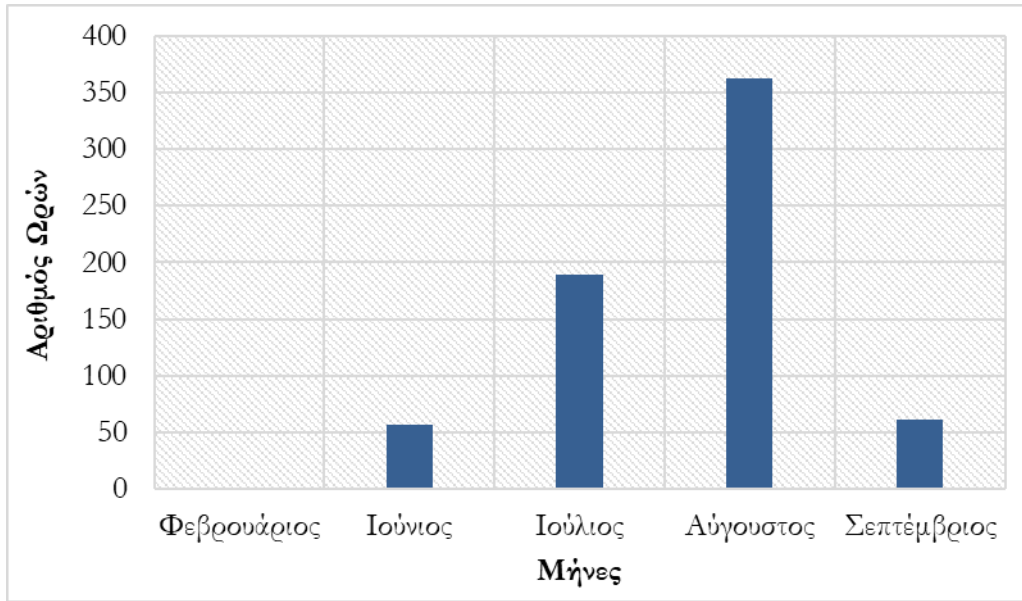
- Ιεράπετρα: 2x25MVA
- Σταλίδα: 2x50MVA
- Ηράκλειο 1: 2x50MVA
- Μοίρες: 2x25MVA
- Ρέθυμνο: 2x25MVA & 1x50MVA
- Χανιά: 3x50MVA
- Καστέλλι 2x25MVA

Πίνακας 2.10 Φόρτιση υποσταθμών του ΣΗΕ της Κρήτης

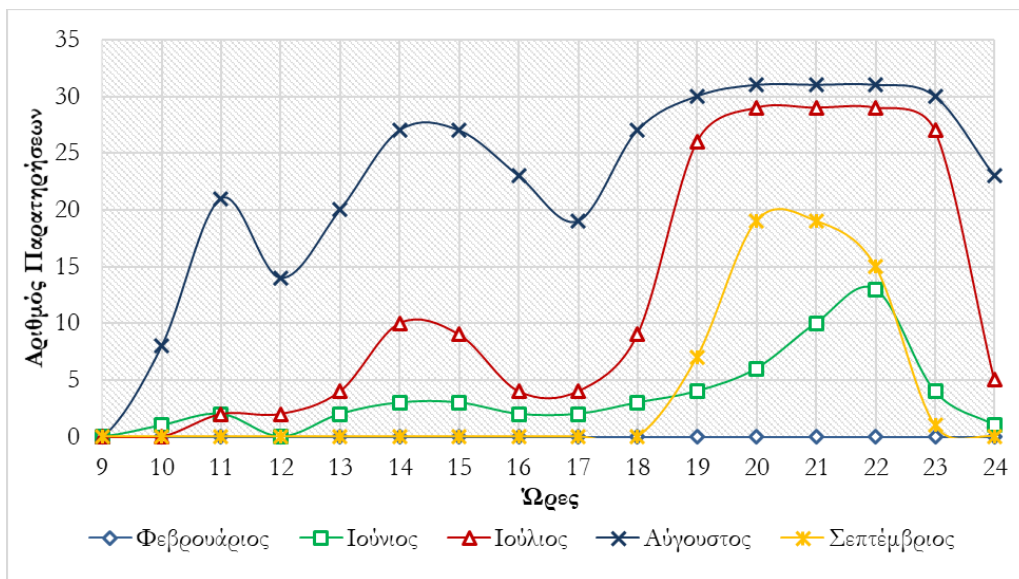
| Υποσταθμός | 2016 | | 2017 | | 2018 | |
|----------------|------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|------------|
| | Μέγ. Φορτίο (MW) | Μήνας | Μέγ. Φορτίο (MW) | Μήνας | Μέγ. Φορτίο (MW) | Μήνας |
| ΣΗΤΕΙΑ | 18,2 | Αύγουστος | 17,6 | Ιούλιος | 18,9 | Αύγουστος |
| ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ | - | - | - | - | - | - |
| ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ | 26,7 | Δεκέμβριος | 27,1 | Ιουν -Ιουλ | 24,3 | Ιούλιος |
| ΑΓ. ΝΙΚΟΛΑΟΣ | 41,2 | Αύγουστος | 40,8 | Σεπτέμβριος | 40,3 | Ιούλιος |
| ΣΤΑΛΙΔΑ | 73,9 | Αύγουστος | 65,7 | Ιούλιος | 64,8 | Αύγουστος |
| ΗΡΑΚΛΕΙΟ I GIS | 61,3 | Δεκέμβριος | 59,8 | Ιανουάριος | 56,9 | Ιανουάριος |
| ΗΡΑΚΛΕΙΟ II | 81,6 | Ιανουάριος | 81,8 | Ιανουάριος | 77,6 | Ιανουάριος |
| ΗΡΑΚΛΕΙΟ III | 39,2 | Αύγουστος | 41,5 | Φεβρουάριος | 39,4 | Ιανουάριος |
| ΠΡ. ΛΙΝ/ΤΑ | 10,7 | Ιούνιος | 15,1 | Ιούλιος | 12,9 | Αύγουστος |
| ΜΟΙΡΕΣ | 30,1 | Δεκέμβριος | 30,4 | Ιούνιος | 27,9 | Αύγουστος |
| ΠΡΑΓΓΩΡΙΑ | 21,1 | Δεκέμβριος | 20,3 | Νοε - Δεκ | 19,7 | Δεκέμβριος |
| ΡΕΘΥΜΝΟ | 72,3 | Αύγουστος | 63,4 | Ιανουάριος | 66,6 | Αύγουστος |
| ΣΠΗΛΙ | - | Ιούλιος | 15,3 | Ιούλιος | 16,5 | Αύγουστος |
| ΧΑΝΙΑ | 94,3 | Δεκέμβριος | 95 | Ιανουάριος | 106 | Ιανουάριος |
| ΚΑΣΤΕΛΛΙ | 26,7 | Σεπτέμβριος | 27,2 | Αύγουστος | 26,8 | Αύγουστος |
| ΑΓΥΙΑ | 30 | Αύγουστος | 31,7 | Αύγουστος | 24,7 | Αύγουστος |
| ΒΡΥΣΕΣ | 20 | Ιανουάριος | 24,2 | Αύγουστος | 18,5 | Ιούλιος |

Εμβαθύνοντας περισσότερο στο συγκεκριμένο ζήτημα, χρησιμοποιώντας τα διαθέσιμα δεδομένα για το φορτίο του υποσταθμού της Σταλίδας, καταγράφηκαν οι ώρες που δεν καλύπτεται το εν λόγω κριτήριο “n-1” για τους Μ/Σ του υποσταθμού. Για τον εντοπισμό του προβλήματος έγινε η ακόλουθη θεώρηση. Αφού ο υποσταθμός της Σταλίδας διαθέτει 2x50MVA Μ/Σ, για να πληρείται το κριτήριο “n-1”, θα πρέπει το φορτίο του υποσταθμού να είναι μικρότερο της τιμής της ισχύος του ενός Μ/Σ. Συνεπώς, θέτοντας συντελεστή ισχύος $\cos\varphi=0,95$, το υψηλότερο επιθυμητό φορτίο ορίστηκε ως $P_{\max Load}=50MVA*0,95=47,5MW$.

Σύμφωνα με το γράφημα 2.4, παρατηρείται ότι το ζήτημα είναι ιδιαίτερα σοβαρό και μάλιστα μόνο τους μήνες του καλοκαιριού, λόγω της έντονης τουριστικής δραστηριότητας της περιοχής. Το 48,7% των ωρών του Αυγούστου σημείωσαν φορτίο μεγαλύτερο των 47,5MW, ενώ αντίθετα τον Φεβρουάριο για παράδειγμα δεν σημειώνεται καμία τέτοια ανησυχητική τιμή. Αντίστοιχα, σε επίπεδο ωριαίας ταξινόμησης, σύμφωνα με το γράφημα 2.5, το πρόβλημα εστιάζεται τις ώρες 19:00-00:00. Αξίζει να σημειωθεί ότι όλες τις μέρες του Αυγούστου το φορτίο ξεπέρασε την τιμή των 47,5MW τις ώρες 20:00-23:00.



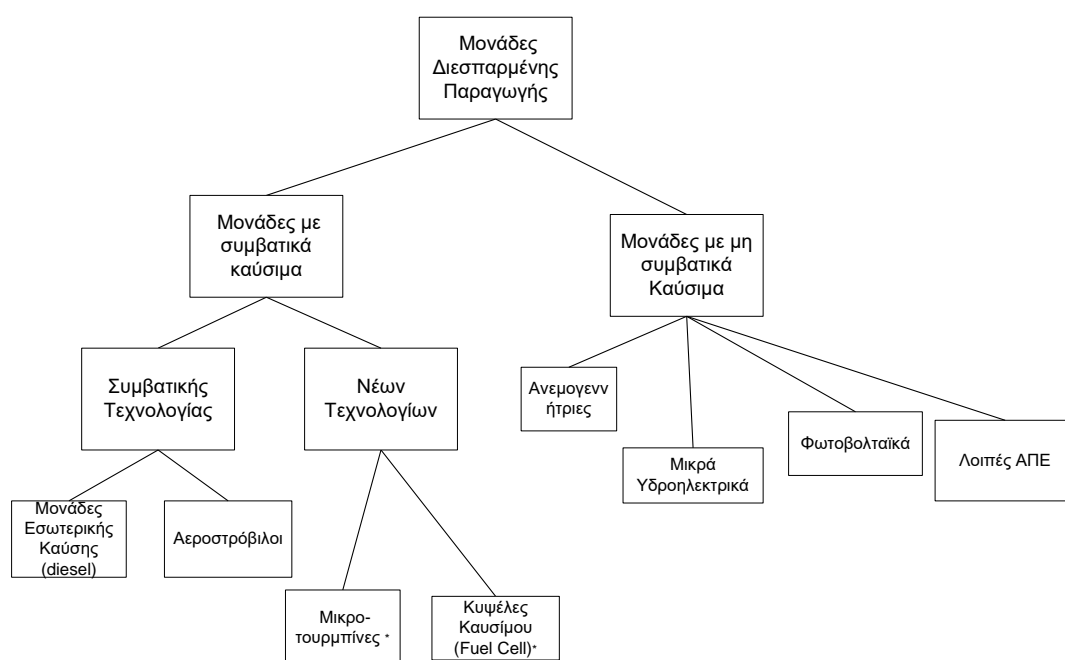
Γράφημα 2.4. Αριθμός ωρών όπου $P_{Load} > 47,5 MW$ για τον υποσταθμό της Σταλίδας για τους πέντε εξεταζόμενους μήνες



Γράφημα 2.5. Αριθμός παρατηρήσεων όπου $P_{Load} > 47,5 MW$ για τον υποσταθμό της Σταλίδας, ανά τύπο ώρας, για τους πέντε εξεταζόμενους μήνες

3 Καταγραφή της Διεσπαρμένης Παραγωγής στο ΣΗΕ Κρήτης

Η διεσπαρμένη παραγωγή (Distributed Generation - DG) ορίζεται ως η παραγωγή ενέργειας μικρής κλίμακας, με τιμές που κατά κανόνα κυμαίνονται από 1kW μέχρι 100MW. Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής εγκαθίστανται κοντά στο σημείο κατανάλωσης (φορτίο), στις οποίες συμπεριλαμβάνονται όλες οι μονάδες οι οποίες είναι συνδεδεμένες απ' ευθείας στο δίκτυο διανομής σε επίπεδο μέσης ή και χαμηλής τάσης. Το γράφημα 3.1, απεικονίζει τις κυριότερες τεχνολογίες των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής κατηγοριοποιώντας τις σε δύο μεγάλες κατηγορίες, σε μονάδες που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα και σε εκείνες που μετατρέπουν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια.



Γράφημα 3.1 Τεχνολογίες των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

Οι πιο συνηθισμένες πλέον είναι οι μονάδες ΑΠΕ με τις αιολικές και Φ/Β τεχνολογίες να έχουν γνωρίσει πολύ μεγάλη ανάπτυξη την τελευταία εικοσαετία εξαιτίας:

- των απαιτήσεων των καταναλωτών για αξιόπιστη παροχή ισχύος/ενέργειας
- τον περιορισμό επενδύσεων στα συστήματα μεταφοράς
- την ανάγκη για την απελευθέρωση της αγοράς και τις ανησυχίες για τις παγκόσμιες κλιματικές αλλαγές

Ως μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θεωρούνται και οι μικρής κλίμακας συμβατικές μονάδες, όπως τα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη (H/Z) τα οποία χρησιμοποιούνται κυρίως ως εφεδρικές μονάδες σε εγκαταστάσεις.

Στην ενότητα αυτή, καταγράφεται η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής του νησιού της Κρήτης, με έμφαση στην εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β και των εγκαταστάσεων H/Z του νησιού. Πιο συγκεκριμένα, η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται με στόχο τη διερεύνηση της συμβολής των επιπλέον 20% εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β και των

εγκαταστάσεων Η/Ζ, στη βελτίωση του επιπέδου αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης.

3.1 Καταγραφή της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ

Στην συγκεκριμένη ενότητα γίνεται καταγραφή της εγκατεστημένης ισχύος των εγκαταστάσεων ΑΠΕ στο νησί της Κρήτης. Σύμφωνα με το ετήσιο δελτίο εκμετάλλευσης τους ΣΗΕ Κρήτης για το έτος 2018, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων ανήλθε στα 200,72 MW. Για τα Φ/Β πάρκα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανήλθε στα 95,79 MW από τα 95,5 MW που ήταν το 2017, σημειώνοντας μια μικρή αύξηση περί τα 0,3%. Από αυτά τα 75,79 MW βρίσκονται εγκατεστημένα σε χωράφια και τα 17,5 MW σε στέγες. Το σύνολο των ΑΠΕ του ΣΗΕ Κρήτης μαζί με το υδροηλεκτρικό ισχύος 0,3MW στην περιοχή του Αλμυρού Χανίων (αντιστοιχεί στον υποσταθμό των Βρυσών) φτάνει την τιμή των 296,39 MW.

3.1.1 Καταγραφή εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β εγκαταστάσεων

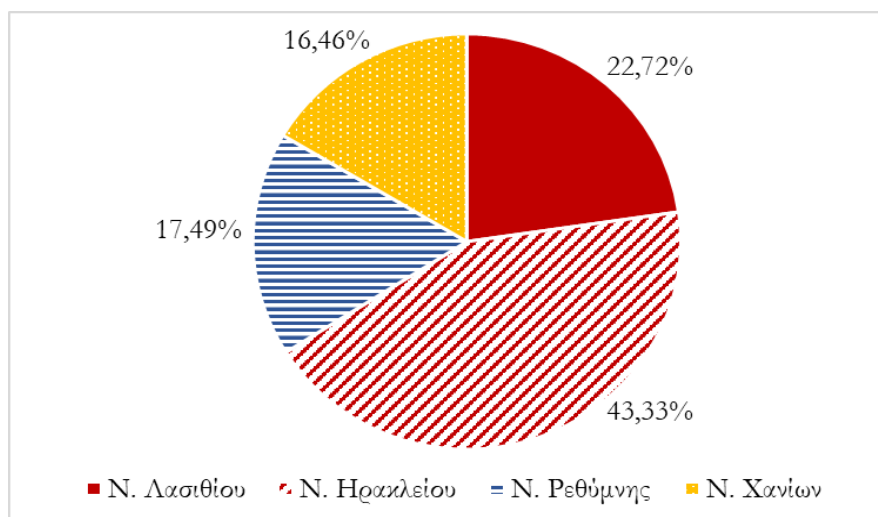
Η καταγραφή της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β εγκαταστάσεων ταξινομείται ανά:

- Νομό
- Υποσταθμό

Τα στοιχεία προέρχονται από αρχείο καταγραφής του έτους 2017.

3.1.1.1 Ταξινόμηση Φ/Β εγκαταστάσεων ανά Νομό

Στην ενότητα αυτή έχουν συγκεντρωθεί οι εγκαταστάσεις Φ/Β του νησιού χωριστά για κάθε νομό με επιπλέον διαχωρισμό για τον τύπο της εγκατάστασης. Το γράφημα 3.2 παρουσιάζει το ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β που αναλογεί σε καθένα από τους τέσσερις νομούς της Κρήτης. Ο Νομός Ηρακλείου με 43,33% επί του συνόλου έχει την υψηλότερη ισχύ από Φ/Β με τον Νομό Λασιθίου να ακολουθεί με ποσοστό 22,72%.



Γράφημα 3.2 Ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β εγκαταστάσεων ανά νομό

Περνώντας σε μια επιπλέον ταξινόμηση, αυτής της ανά τύπου εγκατάστασης, ο πίνακας 3.1 συγκεντρώνει το πλήθος των εγκαταστάσεων ενώ ο πίνακας 3.2 την πληροφορία για τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ για την εν λόγω ταξινόμηση. Η μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς από Φ/Β βρίσκεται στον νομό Ηρακλείου με 40,62 MW συνολική εγκατεστημένη ισχύ και 1.441 εγκαταστάσεις σε πλήθος συμπεριλαμβανομένων χωραφιών και στεγών. Σημειώνεται ότι οι Φ/Β στέγες καταλαμβάνουν το 64,89% του συνολικού αριθμού των Φ/Β εγκαταστάσεων στην Κρήτη, όμως λόγω της μικρής εγκατεστημένης ισχύος τους ανά εγκατάσταση, αντιπροσωπεύουν μόλις το 17,46% της συνολικής, από Φ/Β στο ΣΗΕ της Κρήτης.

Πίνακας 3.1 Πλήθος Φ/Β εγκαταστάσεων ανά Νομό

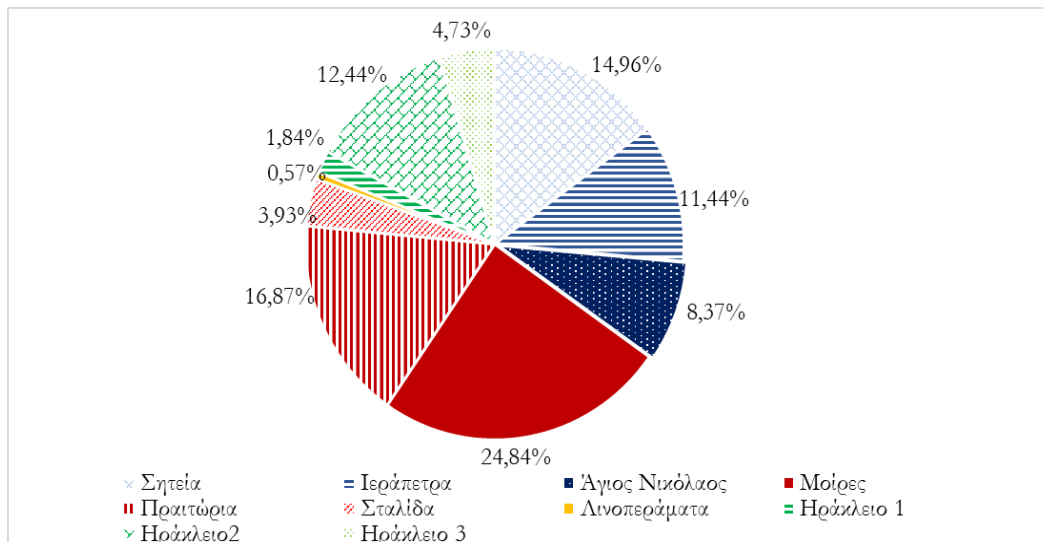
| Νομός | Χωράφια | Στέγες | Σύνολο |
|---------------|--------------|--------------|--------------|
| Λασιθίου | 259 | 224 | 483 |
| Ηρακλείου | 443 | 998 | 1.441 |
| Ρεθύμνης | 194 | 207 | 401 |
| Χανίων | 147 | 499 | 646 |
| Σύνολο | 1.043 | 1.928 | 2.971 |

Πίνακας 3.2 Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β εγκαταστάσεων ανά Νομό

| Νομός | Χωράφια (kW) | Στέγες (kW) | Σύνολο (kW) |
|---------------|------------------|------------------|------------------|
| Λασιθίου | 19.574,45 | 2.082,1 | 21.656,55 |
| Ηρακλείου | 32.344,98 | 8.951,7 | 40.621,98 |
| Ρεθύμνης | 14.822,69 | 1.846,1 | 16.668,79 |
| Χανίων | 11.246,4 | 4.437,02 | 15.683,42 |
| Σύνολο | 77.988,52 | 16.642,22 | 95.305,44 |

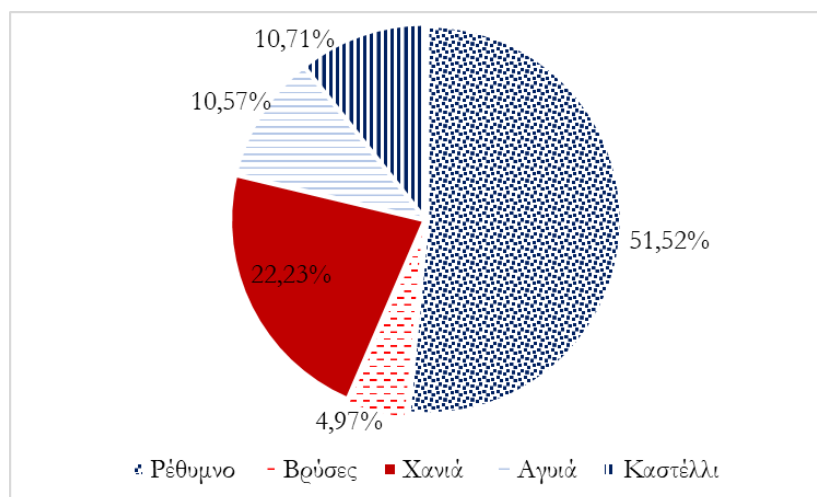
3.1.1.2 Ταξινόμηση Φ/Β εγκαταστάσεων ανά Υποσταθμό

Στο σημείο αυτό παρουσιάζεται η ταξινόμηση που πραγματοποιήθηκε για τις εγκαταστάσεις Φ/Β ανά υποσταθμό. Η ταξινόμηση αυτή έγινε σε δύο στάδια, πρώτα για τους υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης και στη συνέχεια για εκείνους της δυτικής Κρήτης. Το γράφημα 3.3, παρουσιάζει το ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος κάθε υποσταθμού της ανατολικής Κρήτης με τον υποσταθμό των Μοιρών να διαθέτει την υψηλότερη εγκατεστημένη ισχύ από Φ/Β πάρα με ποσοστό 24,84% επί του συνόλου.



Γράφημα 3.3 Ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β εγκαταστάσεων ανά υποσταθμό ανατολικής Κρήτης

Το γράφημα 3.4 παραθέτει την αντίστοιχη κατηγοριοποίηση για τους υποσταθμούς της δυτικής Κρήτης. Στον υποσταθμό του Ρεθύμνου, αντιστοιχεί η υψηλότερη εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β εγκαταστάσεων με ποσοστό 51,52% στο σύνολο της δυτικής Κρήτης.



Γράφημα 3.4 Ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β εγκαταστάσεων ανά υποσταθμό δυτικής Κρήτης

Ακολουθούν οι πίνακες 3.3 και 3.4 με την επιπλέον κατηγοριοποίηση ανά τύπο εγκατάστασης (χωράφια/στέγες) και ανά υποσταθμό της ανατολικής Κρήτης. Σημειώνεται ότι δεν έχουν συνυπολογιστεί 73 εγκαταστάσεις Φ/Β στεγών της πόλης του Ηρακλείου, οι οποίες συγκεντρώνουν ισχύ 674,7 kW, καθώς δεν έχει αποσαφηνιστεί ο υποσταθμός αντιστοιχίας τους (Εξυπηρέτηση από Ηράκλειο 1, 2 ή 3). Ο υποσταθμός των Μοιρών διαθέτει το μεγαλύτερο πλήθος Φ/Β εγκαταστάσεων χωραφιών και στεγών, 174 και 224 αντίστοιχα καθώς και την υψηλότερη εγκατεστημένη ισχύ και για τους δύο αυτούς τύπους εγκατάστασης με 13.456,45kW και 2.012,60 kW αντίστοιχα.

Πίνακας 3.3 Πλήθος Φ/Β εγκαταστάσεων ανά υποσταθμό ανατολικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Χωράφια | Στέγες | Σύνολο |
|----------------|------------|--------------|--------------|
| Σητεία | 115 | 39 | 154 |
| Ιεράπετρα | 86 | 101 | 187 |
| Άγιος Νικόλαος | 58 | 84 | 142 |
| Μοίρες | 174 | 224 | 398 |
| Πραιτώρια | 129 | 161 | 290 |
| Σταλίδα | 21 | 114 | 135 |
| Λινοπεράματα | 2 | 27 | 29 |
| Ηράκλειο 1 | 11 | 82 | 93 |
| Ηράκλειο 2 | 78 | 212 | 290 |
| Ηράκλειο 3 | 28 | 105 | 133 |
| Σύνολο | 702 | 1.149 | 1.851 |

Πίνακας 3.4 Εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β εγκαταστάσεων ανά υποσταθμό ανατολικής Κρήτης

| Νομός | Χωράφια (kW) | Στέγες (kW) | Σύνολο (kW) |
|----------------|------------------|------------------|------------------|
| Σητεία | 8.952,70 | 366,10 | 9.318,80 |
| Ιεράπετρα | 6.194,09 | 933,10 | 7.127,19 |
| Άγιος Νικόλαος | 4.427,66 | 782,90 | 5.210,56 |
| Μοίρες | 13.456,45 | 2.012,60 | 15.469,05 |
| Πραιτώρια | 9.035,83 | 1.473,60 | 10.509,43 |
| Σταλίδα | 1.436,36 | 1.009,60 | 2.445,96 |
| Λινοπεράματα | 99,43 | 258,00 | 357,43 |
| Ηράκλειο 1 | 421,46 | 726,50 | 1.147,96 |
| Ηράκλειο 2 | 5.889,29 | 1.859,50 | 7.748,79 |
| Ηράκλειο 3 | 2.006,16 | 937,20 | 2.943,36 |
| Σύνολο | 51.919,43 | 10.359,10 | 62.278,53 |

Οι επόμενοι δύο πίνακες παραθέτουν την αντίστοιχη κατηγοριοποίηση, ανά τύπο εγκατάστασης, για τους σταθμούς της δυτικής Κρήτης. Όπως τονίστηκε και προηγουμένως η υψηλότερη ισχύς από Φ/Β εγκαταστάσεις, συγκεντρώνεται στον υποσταθμό του Ρεθύμνου. Όμως παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο πλήθος Φ/Β στεγών με την υψηλότερη ισχύ αντιστοιχίζεται στον υποσταθμό των Χανίων με 318 σε αριθμό εγκαταστάσεων και ισχύς 2.822,5 kW.

Πίνακας 3.5 Εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β εγκαταστάσεων ανά υποσταθμό δυτικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Χωράφια | Στέγες | Σύνολο |
|---------------|------------|------------|-------------|
| Ρέθυμνο | 194 | 207 | 401 |
| Βρύσες | 18 | 32 | 50 |
| Χανιά | 55 | 318 | 373 |
| Αγιά | 36 | 64 | 100 |
| Καστέλλι | 38 | 85 | 123 |
| Σύνολο | 341 | 706 | 1047 |

Πίνακας 3.6 Ταξινόμηση Φ/Β ανά υποσταθμό δυτικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Χωράφια (kW) | Στέγες (kW) | Σύνολο (kW) |
|---------------|------------------|-----------------|------------------|
| Ρεθύμνο | 14.822,69 | 1.846,10 | 16.668,79 |
| Βρύσες | 1.315,88 | 293,62 | 1.609,50 |
| Χανιά | 4.368,88 | 2.822,50 | 7.191,38 |
| Αγιά | 2.846,52 | 572,10 | 3.418,62 |
| Καστέλλι | 2.715,12 | 748,80 | 3.463,92 |
| Σύνολο | 26.069,09 | 6.283,12 | 32.352,21 |

Συμπερασματικά, εξετάζοντας τους πίνακες της ενότητας αυτής παρατηρείται ότι το 66,05% της συνολικής ισχύος Φ/Β αντιστοιχίζεται σε υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης. Από αυτά τα 51,92 MW είναι σε εκτάσεις χωραφιών ενώ τα 10,36 MW σε στέγες. Όμως στη δυτική Κρήτη και συγκεκριμένα στον υποσταθμό του Ρεθύμνου, συγκεντρώνεται ο μεγαλύτερος αριθμός εγκαταστάσεων και εγκατεστημένης ισχύος σε όλο το ΣΗΕ Κρήτης, με 194 εγκαταστάσεις σε χωράφια και 207 σε στέγες, με 14,82 MW και 1,85 MW αντίστοιχα, σε αντίθεση με την ανατολική Κρήτη όπου η μεγαλύτερη συγκέντρωση εγκατεστημένης ισχύος 15,47 MW, σημειώνεται στον υποσταθμό των Μοιρών.

3.1.2 Καταγραφή εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών πάρκων

Στο σημείο αυτό πραγματοποιείται η καταγραφή των αιολικών πάρκων του δικτύου της Κρήτης. Η υψηλότερη εγκατεστημένη ισχύς διεσπαρμένης παραγωγής στο ΣΗΕ Κρήτης καταλαμβάνεται από τα αιολικά πάρκα. Σύμφωνα με το ετήσιο δελτίο εκμετάλλευσης του ΣΗΕ Κρήτης για το έτος 2018, η συνολική ισχύς των αιολικών πάρκων ανέρχεται στα 200,72MW. Εξετάζοντας τον πίνακα 3.7, το 74,79% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων συγκεντρώνεται σε υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης συνολικής ισχύος 150,12MW έναντι 50,6 στους αντίστοιχους της δυτικής Κρήτης. Αξίζει να σημειωθεί ότι το 28,28% του συνόλου της εγκατεστημένης ισχύος αντιστοιχίζεται στον υποσταθμό της Σητείας. Από εκείνα τα 8,3 MW καταλήγουν σε Μ/Σ φορτίων του υποσταθμού, ενώ τα 48,47 MW συγκεντρώνονται σε ξεχωριστό Μ/Σ, ο οποίος χρησιμοποιείται μόνο για την εξυπηρέτηση των συγκεκριμένων Αιολικών Πάρκων, μια ιδιαιτερότητα που παρατηρείται μόνο στον υποσταθμό της Σητείας. Αξίζει να σημειωθεί ότι από τον ακόλουθο πίνακα απουσιάζει ο υποσταθμός της Μαρωσιάς με τα 34,1MW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Πρόκειται για έναν υποσταθμό που υφίσταται και εξυπηρετεί αποκλειστικά τις εν λόγω εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων.

Πίνακας 3.7 Ταξινόμηση των Αιολικών πάρκων εγκατεστημένων ως Διεσπαρμένη Παραγωγή στο δικτύου της Κρήτης

| Υποσταθμός | | Μ/Σ Φορτίων (MW) | Αποκλειστικές Γραμμές(MW) | Μ/Σ Αιολικών(MW) |
|-------------------|----------------|------------------|---------------------------|------------------|
| Ανατολικής Κρήτης | Σητεία | 8,3 | - | 48,47 |
| | Άγιος Νικόλαος | - | 11,9 | - |
| | Μοίρες | - | 17,4 | - |
| | Πραιτώρια | - | 5,95 | - |
| | Λινοπεράματα | 3,6 | - | - |
| | Ηράκλειο 1 | 0,02 | - | - |
| | Ηράκλειο 3 | - | 5,95 | - |
| | Αγία Βαρβάρα | - | 14,45 | - |
| Δυτικής Κρήτης | Ρέθυμνο | 4,8 | - | - |
| | Αγιά | - | 10,8 | - |
| | Καστέλλι | 2,59 | 15,65 | - |
| | Σπήλι | 2,4 | 14,4 | - |
| Σύνολο | | | 166,68 | |

3.2 Καταγραφή των εγκατεστημένων Η/Ζ στο νησί της Κρήτης

Για τις ανάγκες της συγκεκριμένης μελέτης, πραγματοποιήθηκε εκτενής έρευνα με στόχο τον εντοπισμό και την καταγραφή των χαρακτηριστικών των Η/Ζ του νησιού της Κρήτης βάσει των διαθέσιμων στοιχείων¹. Πρόκειται για μονάδες που βρίσκονται εγκατεστημένες σε επιχειρήσεις πώλησης τροφίμων, ξενοδοχειακές μονάδες καθώς επίσης και σε δημόσιους φορείς. Η σχετική αναζήτηση παρουσιάζεται ανά νομό για τον καθένα από τους οποίους συγκεντρώθηκαν με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ακρίβεια τα απαραίτητα στοιχεία. Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται αναλυτικά τα χαρακτηριστικά των επικαιροποιημένων, εγκατεστημένων Η/Ζ του νησιού της Κρήτης με τις κατάλληλες κατηγοριοποιήσεις. Πιο συγκεκριμένα παρατίθεται μια σειρά από ταξινομήσεις αναφορικά με την ισχύ, το νομό ή την περιοχή καθώς και τον υποσταθμό Υ.Τ/Μ.Τ από τον οποίο εξυπηρετείται η περιοχή αντιστοίχισης του εκάστοτε Η/Ζ. Σε περιπτώσεις κατά τις οποίες δεν υπάρχει πληροφορία για την ισχύ τους έγινε προσπάθεια εκτίμησης αυτών των Η/Ζ με στατιστική επεξεργασία των ήδη καταγεγραμμένων.

3.2.1 Ταξινόμηση ανά περιοχή - νομό

Η κατηγοριοποίηση που θα ακολουθήσει βασίζεται στην ταξινόμηση των Η/Ζ ανά νομό η οποία πραγματοποιείται με στόχο την εκτίμηση της εγκατεστημένης ισχύος ανά περιοχές, κάνοντας μια αρχική εκτίμηση της τοπικότητας των μονάδων Η/Ζ. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύ ανά νομό έχει ως εξής:

- Νομός Λασιθίου: 13.759kVA
- Νομός Ηρακλείου: 27.704kVA

¹ Παροχή δεδομένων από τη Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων του ΔΕΔΔΗΕ.

- Νομός Ρεθύμνης: 3.755kVA
- Νομός Χανίων: 12.909kVA

3.2.1.1 Νομός Λασιθίου

Σύμφωνα με τα στοιχεία τα οποία συγκεντρώθηκαν, ο νομός Λασιθίου είναι ο δεύτερος νομός πίσω από το Νομό Ηρακλείου με κριτήριο τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ. Ακολουθεί ο διαχωρισμός της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς των Η/Ζ στις τρεις πόλεις του νομού:

- Άγιος Νικόλαος: 12.134 kVA
- Ιεράπετρα: 460 kVA
- Σητεία: 1.165 kVA

Παρατηρείται ότι ο Άγιος Νικόλαος είναι η πόλη με την υψηλότερη ισχύ κάτι το οποίο καθορίζεται από την ύπαρξη μεγάλων ξενοδοχειακών μονάδων στην περιοχή. Τον συγκεκριμένο ισχυρισμό επιβεβαιώνει ο πίνακας 3.8, σύμφωνα με τον οποίο η μεγαλύτερη συγκέντρωση σημειώνεται στις περιοχές Ελούντα, Πλάκα και Αμμουδάρα-Βαθύ οι οποίες κατεξοχήν αποτελούν τουριστικές περιοχές με μεγάλες ξενοδοχειακές εγκαταστάσεις. Το σημαντικό στοιχείο εδώ, είναι ότι καταγράφεται ένας σημαντικός αριθμός Η/Ζ σε περιοχές που η ζήτηση είναι αρκετά υψηλή.

Πίνακας 3.8 Καταγραφή Η/Ζ ανά περιοχή για το νομό Λασιθίου

| Τύπος | Πλήθος | Συνολική Ισχύς (kVA) |
|---------------------|-----------|----------------------|
| Πόλη Αγίου Νικολάου | 4 | 815 |
| Ελούντα | 9 | 5.250 |
| Πλάκα | 1 | 1.090 |
| Αμμουδάρα - Βαθύ | 3 | 3.990 |
| Σίσι - Βραχάσι | 2 | 970 |
| Πόλη Ιεράπετρας | 3 | 460 |
| Πόλη Σητείας | 3 | 565 |
| Μακρύς Γιαλός | 1 | 600 |
| Νεάπολη | 1 | 19 |
| Σύνολο | 27 | 13.759 |

Αξίζει να σημειωθεί, ότι από τα παραπάνω καταγεγραμμένα Η/Ζ, έχουν εξαιρεθεί 3 Η/Ζ συνολικής ισχύος 1.5MVA, καθώς πρόκειται για μονάδες οι οποίες εξυπηρετούν κρίσιμες

εγκαταστάσεις (νοσοκομεία, αεροδρόμιο). Επομένως τα 27 Η/Ζ που παρουσιάστηκαν έχουν την ικανότητα εξυπηρέτησης τριτεύουσας εφεδρείας με συνολική ισχύ 13.759kVA.

Ο πίνακας 3.9 παραθέτει τις μονάδες Η/Ζ του νομού Λασιθίου, ταξινομημένες ανά τύπο φορέα. Όπως τονίστηκε και προηγουμένως, λόγω του μεγάλου αριθμού των ξενοδοχειακών μονάδων που εδρεύουν στο νομό, συγκεντρώθηκαν 24 Η/Ζ συνολικής ισχύος 12,28MVA, τιμή που αποτελεί το 89,21% της συνολικής του νομού. Ιδιαίτερα σημαντική είναι και η παρατήρηση ότι το 91,25% της συνολικής ισχύος, είναι από Η/Ζ ισχύος τουλάχιστον 250kVA.

Πίνακας 3.9 Καταγραφή Η/Ζ ανά τύπο φορέα για το νομό Λασιθίου

| Φορείς | Πλήθος Η/Ζ | Συνολική εγκ. ισχύς (kVA) | Πλήθος Η/Ζ ≥ 250 kVA | Συνολική ισχύς (kVA) Η/Ζ ≥ 250 kVA |
|-----------------------|------------|---------------------------|----------------------|------------------------------------|
| Ξενοδοχεία | 24 | 12.275 | 18 | 11.505 |
| Super Market | 7 | 874 | 2 | 550 |
| Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | 1 | 250 | 1 | 250 |
| Υπηρεσίες | 2 | 360 | 1 | 250 |
| Σύνολο | 34 | 13.759 | 22 | 12.555 |

3.2.1.2 Νομός Ηρακλείου

Ο μεγαλύτερος αριθμός Η/Ζ βρίσκεται στο νομό Ηρακλείου. Πρόκειται για περίπου 400 γνωστές θέσεις εγκατάστασης Η/Ζ, από τις οποίες εν τούτοις γνωστή πληροφορία σχετικά με την εγκατεστημένη τους ισχύ υπάρχει για 81 από αυτά. Μάλιστα ο αριθμός αυτός επετεύχθη έπειτα και από επικοινωνία με εταιρεία η οποία κατέχει σημαντικό πλήθος Η/Ζ, την «Χαλκιαδάκης Α.Ε.»², η οποία διέθεσε τις πληροφορίες και την θέση εγκατάστασης των δικών της Η/Ζ. Οι γεωγραφικές περιοχές του Ν. Ηρακλείου στις οποίες έχουν εγκατασταθεί Η/Ζ παρουσιάζονται στον πίνακα 3.10.

Η συνολική ισχύς των καταγεγραμμένων, με γνωστή ισχύ Η/Ζ φτάνει τα 27.704kVA με την υψηλότερη συνολική εγκατεστημένη ισχύ να βρίσκεται στη βιομηχανική περιοχή. Τα Η/Ζ των εταιρειών της βιομηχανικής περιοχής, καθώς και εκείνο των αθλητικών εγκαταστάσεων του σταδίου “Δύο Λοράκια” συγκεντρώνουν το 27,4% της συνολικής ισχύος του νομού Ηρακλείου, με τουλάχιστον 15 Η/Ζ σε αριθμό.

² Επικοινωνία με υπεύθυνο τμήματος εταιρείας Χαλκιαδάκης Α.Ε. κ. Κουζούνια

Πίνακας 3.10 Καταγραφή Η/Ζ ανά περιοχή για το νομό Ηρακλείου

| Περιοχή | Αριθμός Η/Ζ | Συνολική εγκ. ισχύς Η/Ζ(kVA) |
|-----------------------------|-------------|------------------------------|
| Αγία Βαρβάρα | 1 | 30 |
| Αγίες Παρασιές | 2 | 900 |
| Άρβη | 1 | 47,5 |
| Αρκαλοχώρι | 2 | 300 |
| Βιομηχανική περιοχή | 15 | 6.480 |
| Γάζι | 4 | 2.305 |
| Γούβες | 3 | 353,5 |
| Δυτικές Συνοικίες Ηρακλείου | 8 | 1.010 |
| Κέντρο Ηρακλείου | 16 | 2.927 |
| Καβροχώρι | 1 | 3.500 |
| Κορώνη Μαγαρά | 10 | 2.250 |
| Κουνάβοι Πεδιάδος | 1 | 800 |
| Μοίρες | 4 | 622 |
| Πεζά | 2 | 800 |
| Ροδιά | 2 | 760 |
| Χερσόνησος | 6 | 4.205 |
| Σταλίδα | 2 | 400 |
| Τύλισος | 1 | 15 |
| Σύνολο | 81 | 27.704 |

Πληροφορίες για τις ομάδες φορέων του νομού Ηρακλείου οι οποίοι έχουν εγκαταστήσει Η/Ζ με γνωστή ισχύ παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα. Σημειώνεται ότι το 47,8% της συνολικής ισχύος συγκεντρώνεται από επιχειρήσεις πώλησης τροφίμων (13.264kVA). Έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον η παρατήρηση ότι το σημαντικό ποσοστό του 86,86% της εγκατεστημένης ισχύος αφορά Η/Ζ με ισχύ τουλάχιστον 250kVA το καθένα. Για την ακρίβεια η ισχύς των καταγεγραμμένων Η/Ζ με γνωστή ισχύ μεγαλύτερης των 250kVA φτάνει τα 24.065kVA και ποσοστό επί του συνόλου ίσο με 86,9%. Τα παραπάνω συνοψίζονται στον πίνακα 3.11.

Πίνακας 3.11 Ταξινόμηση Η/Ζ ανά ομάδες φορέων για το νομό Ηρακλείου

| Φορείς | Πλήθος Η/Ζ | Συνολική εγκ. ισχύς (kVA) | Πλήθος Η/Ζ >250 kVA | Συνολική ισχύς (kVA) Η/Ζ >250 kVA |
|-----------------------|------------|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|
| Ξενοδοχεία | 6 | 5.005 | 6 | 5.005 |
| Βιομηχανίες | 9 | 4.750 | 9 | 4.750 |
| Super Market | 49 | 13.264 | 18 | 10.170 |
| Τηλεπικοινωνίες | 10 | 1.585 | 6 | 1.360 |
| Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | 2 | 320 | 1 | 280 |
| Αθλητικοί χώροι | 5 | 2.780 | 0 | 2.500 |
| Σύνολο | 81 | 27.704 | 40 | 24.065 |

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει το μέγιστο και ελάχιστο μέγεθος ανά κατηγορία εγκαταστάσεων και συνολικά, το οποίο παρουσιάζεται στον πίνακα 3.12. Εδώ αξίζει να σημειωθεί πως κανένα από τα καταγεγραμμένα Η/Ζ των ξενοδοχείων και των βιομηχανιών

στο νομό Ηρακλείου δεν έχει ισχύ μικρότερη των 300kVA, με τη μέση ισχύ για την συγκεκριμένη κατηγορία να είναι 528kVA.

Πίνακας 3.12 Εύρος ισχύος εγκατεστημένων Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη στο Ν. Ηρακλείου

| Φορείς | Ελάχιστη Ισχύς (kVA) | Μέσο Μέγεθος (kVA) | Μέγιστη ισχύς (kVA) |
|-----------------------|----------------------|--------------------|---------------------|
| Ξενοδοχεία | 325 | 834 | 2.090 |
| Βιομηχανίες | 300 | 528 | 800 |
| Super Market | 11 | 271 | 3.500 |
| Τηλεπικοινωνίες | 15 | 159 | 380 |
| Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | 40 | 160 | 280 |
| Αθλητικοί χώροι | 80 | 556 | 1.500 |
| Συγκεντρωτικά | 11 | 342 | 3.500 |

3.2.1.3 Νομός Ρεθύμνης

Τα λιγότερα καταγεγραμμένα Η/Ζ βρίσκονται στο νομό Ρεθύμνης (πίνακα 3.13) με μόλις τέσσερα σε πλήθος, συνολικής ισχύος 3.755 kVA. Όμως, στην περιοχή Λατζιμάς, η γνωστή εταιρία “Creta Farms” διαθέτει ένα από τα μεγαλύτερα Η/Ζ του νησιού, εγκατεστημένης ισχύος ίση με 3.325kVA.

Πίνακας 3.13 Καταγραφή Η/Ζ ανά περιοχή για το Νομό Ρεθύμνης

| Περιοχή | Πλήθος | Συνολική ισχύς (kVA) |
|---------------|----------|----------------------|
| Λατζιμάς | 2 | 3.575 |
| Ρέθυμνο | 2 | 180 |
| Σύνολο | 4 | 3.755 |

3.2.1.4 Νομός Χανίων

Στο νομό Χανίων το πλήθος των καταμετρημένων Η/Ζ (πίνακας 3.14) είναι διπλάσιο από εκείνου του νομού Λασιθίου, όμως η συνολικής ισχύς μικρότερη κατά 1,15 MVA. Τα περισσότερα σε πλήθος συγκεντρώνονται στη περιοχή γύρω από το κέντρο των Χανίων όπου σημειώνεται η μεγαλύτερη επιχειρηματική δραστηριότητα καθώς επίσης και στην περιοχή του Κολυμβαρίου όπου βρίσκεται εγκατεστημένη μια μονάδα Η/Ζ, ισχύος μεγαλύτερης του 1MVA.

Πίνακας 3.14 Καταγραφή Η/Ζ ανά περιοχή για το νομό Χανίων

| Περιοχή | Πλήθος | Συνολική ισχύς (kVA) |
|------------------------|-----------|----------------------|
| Χανιά | 10 | 2.695 |
| Ακρωτήρι | 4 | 1.506 |
| Σούδα | 6 | 940 |
| Κολυμβάρι | 6 | 3.115 |
| Πλατανιάς - Αγ. Μαρίνα | 5 | 903 |
| Παπαδιανά | 2 | 240 |
| Παλαιόχωρα | 4 | 660 |
| Κίσσαμος | 2 | 622 |
| Αγιά | 2 | 344 |
| Κεραμειά | 1 | 630 |
| Κοτσυφιανά | 1 | 40 |
| Μουριές | 3 | 846 |
| Ζουνάκι | 1 | 110 |
| Περιβόλια | 1 | 148 |
| Βρύσες | 1 | 110 |
| Σύνολο | 49 | 12.909 |

Η κατανομή των Η/Ζ σε τυπικές εγκαταστάσεις παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα. Τονίζεται ότι για μία εγκατάσταση Η/Ζ στην περιοχή της Σούδας ισχύος 125kVA δεν υπήρχαν διαθέσιμες πληροφορίες για το είδος του φορτίου που εξυπηρετεί. Τα Η/Ζ των βιομηχανιών στο νομό Χανίων συγκεντρώνουν συνολική ισχύ 4.112kVA που αντιστοιχεί στο 31,8% της συνολική εγκατεστημένης ισχύος.

Πίνακας 3.15 Ταξινόμηση Η/Ζ ανά ομάδες φορέων για το νομό Χανίων

| Φορείς | Πλήθος | Εγκ. ισχύς | Πλήθος Η/Ζ >250 kVA | Συνολική ισχύς (kVA) Η/Ζ >250 kVA |
|-------------------------|-----------|---------------|---------------------|-----------------------------------|
| Ξενοδοχεία | 4 | 2.368 | 2 | 2.000 |
| Super Markets | 15 | 2.759 | 4 | 1.405 |
| Βιομηχανίες | 17 | 4.112 | 7 | 2.884 |
| Υπηρεσίες | 3 | 1.580 | 3 | 1.580 |
| Τηλεπικοινωνίες | 4 | 140 | 0 | 0 |
| Υδρευση/Άρδευση | 5 | 1.510 | 3 | 1.139 |
| Αθλητικές Εγκαταστάσεις | 1 | 440 | 1 | 440 |
| Σύνολο | 49 | 12.909 | 20 | 9.448 |

3.2.2 Ταξινόμηση ανά επίπεδο ισχύος

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει η ανάλυση των συγκεντρωτικών στοιχείων των Η/Ζ της Κρήτης με ομαδοποίηση ανά επίπεδο ισχύος. Κριτήριο για την ομαδοποίηση αυτή αποτελεί η κλάση ισχύος. Έχουν οριστεί επτά κλάσεις οι οποίες έχουν ως σημείο αναφοράς τον τρόπο σύνδεσής τους, ο οποίος διαφέρει σε κάθε περίπτωση λόγω του διαφορετικού τύπου μετασχηματιστή σε κάθε περίπτωση. Ο πίνακας 3.16 παραθέτει την εν λόγω ομαδοποίηση για όλες τις μονάδες Η/Ζ του νησιού. Παρατηρείται ότι το 85,4% της συνολικής ισχύος αποτελείται από τα 69 Η/Ζ μέσης τάσης, δηλαδή ισχύος μεγαλύτερης των 250kVA.

Πίνακας 3.16 Συγκεντρωτικά στοιχεία Η/Ζ Κρήτης ομαδοποιημένα ανά επίπεδο ισχύος

| Τύπος | Κλάση (kVA) | Πλήθος | Συνολική Ισχύς (kVA) |
|---------------------------------|-------------|------------|----------------------|
| Μικρά Δεν απαιτούν Μ/Σ Έντασης | <55 | 24 | 658 |
| Έως 100kVA Απαιτούν Μ/Σ έντασης | 55-100 | 7 | 529 |
| Έως τη παροχή Χ.Τ Νο 7 | 100-250 | 49 | 7.297 |
| Μέση Τάση Μικρή Παροχή (α) | 250-400 | 39 | 11.642 |
| Μέση Τάση Μεσαία Παροχή (β) | 400-630 | 26 | 12.496 |
| Μέση Τάση Μεγαλύτερη Παροχή | 630-1000 | 11 | 8.040 |
| Άνω του 1 MW | 1000+ | 10 | 17.465 |
| Σύνολο | - | 166 | 58.127 |

Σημειώνεται επίσης ότι στο νησί βρίσκονται εγκατεστημένα 10 Η/Ζ, δυναμικότητας μεγαλύτερης του 1 MVA (πίνακας 3.17). Τα περισσότερα βρίσκονται στο νομό Λασιθίου τα οποία ανήκουν σε ξενοδοχειακές επιχειρήσεις.

Πίνακας 3.17 Η/Ζ ισχύος μεγαλύτερης των 1000kVA

| Νομός | Πλήθος | Ισχύς (kVA) |
|--------------|--------|-------------|
| Ν. Λασιθίου | 5 | 5.890 |
| Ν. Ηρακλείου | 3 | 7.090 |
| Ν. Ρεθύμνης | 1 | 3.325 |
| Ν. Χανίων | 1 | 1.650 |

3.2.2.1 “Μεγάλα” Η/Ζ νομού Λασιθίου

Στο νομό Λασιθίου τα “μεγάλα” Η/Ζ συναντώνται ουσιαστικά σε δύο περιοχές, στην “Ελούντα-Πλάκκα” και στην περιοχή “Βαθύ”. Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως τα Η/Ζ είναι εγκατεστημένα σε μεγάλες ξενοδοχειακές μονάδες της περιοχής. Συγκεκριμένα πρόκειται για:

- **1 x 1.100 kVA + 1 x 400 kVA:** Helios A.E. - Elounda Bay
- **1 x 650 kVA + 1 x 440 kVA:** Golf Residence AE

Επιπλέον υπάρχουν 3 Η/Ζ τα οποία βρίσκονται σε μια ξενοδοχειακή μονάδα της περιοχής “Βαθύ”. Πιο συγκεκριμένα πρόκειται για:

- **3 x 1.100 kVA:** Hellas Holiday Hotel S AE

3.2.2.2 “Μεγάλα” Η/Ζ νομού Ηρακλείου

Το μεγαλύτερο Η/Ζ του Νομού Ηρακλείου ανήκει στην εταιρεία “Χαλκιαδάκης Α.Ε.”. Πρόκειται για μια μονάδα ισχύος 3.500kVA η οποία μάλιστα είναι εγκατεστημένη σε αποθήκες της εταιρείας στην περιοχή “Καβροχώρι”.

- **1 x 3.500 kVA:** Χαλκιαδάκης Α.Ε.

Η δεύτερη εκ των τριών “μεγάλων” μονάδων Η/Ζ στο νομό Ηρακλείου, εντοπίζεται σε εγκαταστάσεις ξενοδοχείου στη Χερσόνησο. Για την ακρίβεια, πρόκειται για:

- **1 x 2.090 kVA:** Maris Hotels S.A.

Το τρίτο βρίσκεται στο κέντρο του Ηρακλείου στην οδό Λεωφόρου Πλαστήρα. Σε αντίθεση με όλες τις προηγούμενες περιπτώσεις, πρόκειται για Η/Ζ που ανήκει σε δημόσιο φορέα:

- **2 x 750 kVA:** Πολιτιστικό Κέντρο Ηρακλείου

Μάλιστα όπως και στην περίπτωση ενός ξενοδοχείου της Ελούντας (1 x 650 kVA+1 x 440 kVA: Golf Residence AE), υπάρχουν δύο Η/Ζ μικρότερης ισχύος από 1 MVA όμως θεωρούνται ως ένα καθώς ανήκουν στην ίδια εγκατάσταση με συνολική ισχύ εν τέλει μεγαλύτερη του 1 MVA.

3.2.2.3 “Μεγάλα” Η/Ζ νομού Ρεθύμνης

Στο Ρέθυμνο και πιο συγκεκριμένα στην περιοχή του Λατζιμά, όπως τονίστηκε και σε προηγούμενη ενότητα, υπάρχει ένα από τα μεγαλύτερα Η/Ζ της Κρήτης:

- **1 x 3.325 kVA:** Creta Farms ABEE

3.2.2.4 “Μεγάλα” Η/Ζ νομού Χανίων

Τέλος, στο νομό Χανίων έχει καταγραφεί ακόμη ένα Η/Ζ ισχύος μεγαλύτερης των 1000kVA, σε ξενοδοχειακή μονάδα στο Κολυμβάρι:

- **1 x 1.650 kVA:** Κολυμβάρι Ξενοδ. & Τουριστ. Επιχ. Α.Ε

3.2.3 Ταξινόμηση των Η/Ζ ανά υποσταθμό

Στη συγκεκριμένη ενότητα παρατίθεται η ομαδοποίηση των Η/Ζ του νησιού με κριτήριο τον υποσταθμό σύνδεσής τους. Ιδιαίτερη σημασία αξίζει να δοθεί στα “μεσαία” και “μεγάλα” Η/Ζ ($\geq 250\text{kVA}$). Είναι πολύ πιο δύσκολο να παρακινήθει ο ιδιοκτήτης ενός Η/Ζ, χαμηλής τάσης παρότι εκείνος που διαθέτει γεννήτρια μέσης τάσης, για να παρέχει τις σχετικές υπηρεσίες, κυρίως λόγω του μικρού μεγέθους-κλάσης που οδηγεί σε μικρή

αποζημίωση. Όπως διακρίνεται και στους πίνακες που ακολουθούν οι υποσταθμοί έχουν χωριστεί σε υποσταθμούς Ανατολικής και Δυτικής Κρήτης.

3.2.3.1 Η/Ζ της Ανατολικής Κρήτης

Τα Η/Ζ ανά Υ/Σ της Ανατολικής Κρήτης παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα. Ειδικά για τα Η/Ζ στο κέντρο της πόλης του Ηρακλείου δεν είναι απόλυτα ξεκάθαρο από ποιον Υ/Σ Ηράκλειο 1 ή 2 εξυπηρετούνται καθότι συχνά γίνονται και ανακατανομές φορτίων από τα συνεργεία Διανομής της περιοχής Ηρακλείου. Έτσι προστέθηκε μία επιπλέον γραμμή (Πόλης Ηρακλείου Γενικά).

Πίνακας 3.18 Ομαδοποίηση Η/Ζ στους υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Πλήθος | Συνολική Ισχύς (kVA) | Μέση Ισχύς (kVA) |
|------------------------|------------|----------------------|------------------|
| Αγία Βαρβάρα | 1 | 30 | 30 |
| Ηράκλειο 1 | 11 | 3.050 | 277.3 |
| Ηράκλειο 2 | 31 | 9.334,5 | 301.1 |
| Ηράκλειο 3 | 10 | 1.725 | 172.5 |
| Λινοπεράματα | 6 | 5.865 | 977.5 |
| Μοίρες | 4 | 622 | 155.5 |
| Πραιτώρια | 3 | 347,5 | 115.8 |
| Σταλίδα | 8 | 4.605 | 575.6 |
| Πόλης Ηρακλείου Γενικά | 7 | 2.125 | 303.6 |
| Άγιος Νικόλαος | 20 | 12.134 | 606.7 |
| Σητεία | 5 | 1.165 | 212.5 |
| Ιεράπετρα | 3 | 460 | 116.7 |
| Σύνολο | 109 | 41.463 | 378,36 |

Ο παραπάνω πίνακας παραθέτει την ομαδοποίηση των Η/Ζ στους υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης. Παρατηρείται ότι ο υποσταθμός με τη μεγαλύτερη ισχύ από Η/Ζ είναι εκείνος του Αγίου Νικολάου 12,13MVA, κάτι που οφείλεται σε εκείνα που διαθέτουν τα μεγάλα ξενοδοχεία της περιοχής. Σε συνδυασμό με τα 4,6MVA του υποσταθμού της Σταλίδας συνθέτουν ένα σημαντικό εφόδιο για το συγκεκριμένο κομμάτι του δικτύου. Ο υποσταθμός της Σταλίδας καθώς και η γραμμή μεταφοράς Σταλίδα - Άγιος Νικόλαος μαζί με τους υποσταθμούς, είναι αρκετά φορτισμένοι σε ώρες αιχμής κατά την τουριστική περίοδο. Συνεπώς το να διαθέτουν οι δύο υποσταθμοί μια επιπλέον πηγή υψηλής εγγυημένης ισχύος, καθιστά το τμήμα του δικτύου πιο αξιόπιστο και λιγότερο ευάλωτο σε διακοπές. Δεύτερος σε ισχύ από καταγεγραμμένα Η/Ζ με 9,33MVA είναι ο υποσταθμός “Ηράκλειο 2” στον οποίο αντιστοιχούν οι μονάδες των εταιριών της βιομηχανικής περιοχής του Ηρακλείου καθώς και το Η/Ζ ισχύος 1MVA του αθλητικού σταδίου “Δύο Αοράκια”.

Πολύ χρήσιμη πληροφορία για την εκτίμηση της συνολικής ισχύος των Η/Ζ των οποίων δεν είναι γνωστή η ισχύς, αποτελεί το είδος των πελατών που διαθέτουν Η/Ζ ανά Υ/Σ και η μέση ισχύς Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ. Η πληροφορία αυτή για την ανατολική Κρήτη παρουσιάζεται στους δύο επόμενους πίνακες, αρχικά για το νομό Λασιθίου. Όπως ήταν αναμενόμενο η πλειονότητα των καταγεγραμμένων Η/Ζ αφορά εγκαταστάσεις ξενοδοχείων. Για την ακρίβεια πρόκειται για 18 μονάδες ιδιοκτησίας ξενοδοχειακών μονάδων, συνολικής ισχύος 12.275kVA, ισχύς που αντιστοιχεί στο 89,2% της συνολικής του νομού Λασιθίου.

Πίνακας 3.19 Πλήθος Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ στο Ν. Λασιθίου

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Super Markets | Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | Υπηρεσίες | Συγκεντρωτικά |
|----------------|------------|---------------|-----------------------|-----------|---------------|
| Άγιος Νικόλαος | 16 | 3 | 0 | 1 | 20 |
| Σητεία | 1 | 2 | 1 | 0 | 4 |
| Ιεράπετρα | 1 | 2 | 0 | 0 | 3 |
| Σύνολο | 18 | 7 | 1 | 1 | 27 |

Πίνακας 3.20 Ισχύς Η/Ζ (kVA) ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ στο Ν. Λασιθίου

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Super Markets | Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | Υπηρεσίες | Συγκεντρωτικά |
|----------------|---------------|---------------|-----------------------|------------|---------------|
| Άγιος Νικόλαος | 11.475 | 299 | 0 | 110 | 12.134 |
| Σητεία | 600 | 315 | 250 | 0 | 1.165 |
| Ιεράπετρα | 200 | 260 | 0 | 0 | 460 |
| Σύνολο | 12.275 | 874 | 250 | 360 | 13.759 |

Στον ακόλουθο πίνακα φαίνεται η μέση ισχύς είναι ανά Υ/Σ και τύπο ιδιοκτήτη.

Πίνακας 3.21 Μέση ισχύς (kVA) ανά Υ/Σ και τύπο ιδιοκτήτη

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Super Markets | Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | Υπηρεσίες |
|----------------|------------|---------------|-----------------------|------------|
| Άγιος Νικόλαος | 733 | 100 | 0 | 110 |
| Σητεία | 600 | 158 | 250 | 0 |
| Ιεράπετρα | 200 | 130 | 0 | 0 |
| Σύνολο | 696 | 125 | 250 | 110 |

Τα αντίστοιχα στοιχεία για τους Υ/Σ του Νομού Ηρακλείου παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες. Στον υποσταθμό “Ηράκλειο 2” συγκεντρώνονται τα περισσότερα Η/Ζ των καταστημάτων πώλησης τροφίμων του νομού καθώς και το σύνολο εκείνων που προέρχονται από τη βιομηχανική περιοχή του Ηρακλείου. Ο συνολικός αριθμός φτάνει τα 31 Η/Ζ για τον συγκεκριμένο υποσταθμό συνολικής ισχύος 9.334,5kVA (33,7% της συνολικής ισχύος).

Πίνακας 3.22 Πλήθος Η/Ζ με γνωστή ισχύ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ του Ν.Ηρακλείου

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Βιομηχανίες | Super Markets | Τηλεπικοινωνίες | Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | Αθλητικά κέντρα | Συγκεντρωτικά |
|------------------------|------------|-------------|---------------|-----------------|-----------------------|-----------------|---------------|
| Ηράκλειο 1 | 0 | 2 | 7 | 2 | 0 | 0 | 11 |
| Ηράκλειο 2 | 0 | 7 | 20 | 2 | 0 | 2 | 31 |
| Ηράκλειο 3 | 0 | 0 | 5 | 1 | 2 | 2 | 10 |
| Λινοπεράματα | 1 | 0 | 3 | 2 | 0 | 0 | 6 |
| Μοίρες | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| Πραιτώρια | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 3 |
| Αγία Βαρβάρα | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| Σταλίδα | 5 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 8 |
| Πόλης Ηρακλείου γενικά | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 1 | 7 |
| Σύνολο | 6 | 9 | 49 | 10 | 2 | 5 | 81 |

Πίνακας 3.23 Συνολική ισχύς Η/Ζ (kVA) με γνωστή ισχύ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ του Ν.Ηρακλείου

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Βιομηχανίες | Super Markets | Τηλεπικοινωνίες | Εκπαιδευτικά Ιδρύματα | Αθλητικά κέντρα | Συγκεντρωτικά |
|------------------------|--------------|--------------|---------------|-----------------|-----------------------|-----------------|---------------|
| Ηράκλειο 1 | 0 | 1.100 | 1.350 | 600 | 0 | 0 | 3.050 |
| Ηράκλειο 2 | 0 | 3.650 | 4.502 | 102,5 | 0 | 1.080 | 9.334,5 |
| Ηράκλειο 3 | 0 | 0 | 1.190 | 15 | 320 | 200 | 1.725 |
| Λινοπεράματα | 830 | 0 | 4.275 | 760 | 0 | 0 | 5.865 |
| Μοίρες | 0 | 0 | 622 | 0 | 0 | 0 | 622 |
| Πραιτώρια | 0 | 0 | 300 | 47,5 | 0 | 0 | 347,5 |
| Αγία Βαρβάρα | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| Σταλίδα | 4.175 | 0 | 400 | 30 | 0 | 0 | 4.605 |
| Πόλης Ηρακλείου γενικά | 0 | 0 | 625 | 0 | 0 | 1.500 | 2.125 |
| Σύνολο | 5.005 | 4.750 | 13.264 | 1.585 | 320 | 2.780 | 27.704 |

Πίνακας 3.24 Μέση ισχύς (kVA) των Η/Ζ με γνωστή ισχύ ανά τύπο ιδιοκτητή και Υ/Σ του Ν.Ηρακλείου

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Βιομηχανίες | Super Markets | Τηλεπικοινωνίες | Εκπαιδευτικά ιδρύματα | Αθλητικές εγκαταστάσεις | Μέσος Όρος |
|------------------------|------------|-------------|---------------|-----------------|-----------------------|-------------------------|------------|
| Ηράκλειο 1 | 0 | 550 | 192.86 | 300 | 0 | 0 | 277.27 |
| Ηράκλειο 2 | 0 | 521.43 | 225.1 | 51.25 | 0 | 540 | 301.11 |
| Ηράκλειο 3 | 0 | 0 | 238 | 15 | 160 | 100 | 172.5 |
| Λινοπεράματα | 830 | 0 | 1425 | 380 | 0 | 0 | 977.5 |
| Μοίρες | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 155.5 |
| Πραιτώρια | 0 | 0 | 150 | 47.5 | 0 | 0 | 115.83 |
| Αγία Βαρβάρα | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| Σταλίδα | 835 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 575.6 |
| Πόλης Ηρακλείου γενικά | 0 | 0 | 104.17 | 0 | 0 | 1500 | 303.6 |
| Σύνολο | 834 | 528 | 271 | 159 | 160 | 556 | 342 |

3.2.3.2 Η/Ζ της Δυτικής Κρήτης

Αντίστοιχα τα Η/Ζ που αντιστοιχούν στους υποσταθμούς της δυτικής Κρήτης είναι λιγότερα από τα μισά, συγκριτικά με τους υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης, σύμφωνα με τον πίνακα 3.25.

Πίνακας 3.25 Ομαδοποίηση Η/Ζ στους υποσταθμούς της Δυτικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Πλήθος | Συνολική Ισχύς (kVA) |
|---------------|-----------|----------------------|
| Βρύσες | 2 | 130 |
| Χανιά | 26 | 7.279,8 |
| Αγυιά | 9 | 1.412 |
| Καστέλι | 12 | 4.087 |
| Ρεθύμνου | 4 | 3.755 |
| Ευλυγιάς | 0 | 0 |
| Σύνολο | 53 | 16.663,8 |

Στους δύο ακόλουθους πίνακες φαίνεται το πλήθος και η συνολική ισχύς αντίστοιχα ανά Υ/Σ και τύπο ιδιοκτήτη της Δυτικής Κρήτης.

Πίνακας 3.26 Πλήθος Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ της Δυτικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Super Markets | Βιομηχανίες | Υπηρεσίες | Τηλεπικοινωνίες | Υδρευση | Αθλητικές εγκαταστάσεις | Σύνολο |
|---------------|------------|---------------|-------------|-----------|-----------------|----------|-------------------------|-----------|
| Βρύσες | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 2 |
| Χανιά | 1 | 11 | 6 | 3 | 1 | 3 | 1 | 26 |
| Αγιά | 2 | 1 | 4 | 0 | 1 | 1 | 0 | 9 |
| Καστέλι | 1 | 2 | 7 | 0 | 1 | 1 | 0 | 12 |
| Ρέθυμνο | 0 | 2 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 4 |
| Σύνολο | 4 | 17 | 19 | 3 | 6 | 5 | 1 | 53 |

Πίνακας 3.27 Συνολική ισχύς (kVA) Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ της Δυτικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Super Markets | Βιομηχανίες | Υπηρεσίες | Τηλεπικοινωνίες | Υδρευση | Αθλητικές εγκαταστάσεις | Σύνολο |
|---------------|--------------|----------------|--------------|--------------|-----------------|--------------|-------------------------|---------------|
| Βρύσες | 0 | 110 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 | 130 |
| Χανιά | 200 | 2.288,8 | 1.651 | 1.580 | 40 | 1.080 | 440 | 7.279,8 |
| Αγιά | 518 | 70 | 504 | 0 | 40 | 280 | 0 | 1.412 |
| Καστέλι | 1.650 | 290 | 1.957 | 0 | 40 | 150 | 0 | 4.087 |
| Ρέθυμνο | 0 | 3.480 | 155 | 0 | 25 | 0 | 0 | 3.755 |
| Σύνολο | 2.368 | 6.238,8 | 4.267 | 1.580 | 165 | 1.510 | 440 | 16.603 |

Η μέση ισχύς είναι ανά Υ/Σ και είδος ιδιοκτήτη φαίνεται στον πίνακα 3.28:

Πίνακας 3.28 Μέση ισχύς (kVA) των Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ της Δυτικής Κρήτης

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Super Markets | Βιομηχανίες | Υπηρεσίες | Τηλεπικοινωνίες | Υδρευση | Αθλητικές εγκαταστάσεις |
|----------------------|------------|---------------|-------------|------------|-----------------|------------|-------------------------|
| Βρύσες | 0 | 110 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 |
| Χανιά | 200 | 208 | 275 | 527 | 40 | 360 | 440 |
| Αγιά | 259 | 70 | 126 | 0 | 40 | 280 | 0 |
| Καστέλι | 1.650 | 145 | 280 | 0 | 40 | 150 | 0 |
| Ρέθυμνο | 0 | 1.740 | 155 | 0 | 25 | 0 | 0 |
| Συγκεντρωτικά | 592 | 367 | 237 | 527 | 33 | 302 | 440 |

3.2.4 Υπολογισμός εγκατεστημένης ισχύος H/Z με άγνωστη ισχύ

Στο Νομό Ηρακλείου υπάρχει σημαντική πληροφορία για το είδος των πελατών που έχουν εγκαταστήσει H/Z καθώς και την τοποθεσία στην οποία βρίσκονται εγκατεστημένα, ειδικά σε σχέση με τον υποσταθμό Υ.Τ/Μ.Τ που εξυπηρετεί την περιοχή. Δεν ήταν γνωστή όμως η εγκατεστημένη ισχύς ανά H/Z. Συνεπώς, προκειμένου να εκτιμηθεί η ζήτηση αυτών των H/Z ανά Υ/Σ, λήφθηκαν υπόψιν τα στοιχεία για τη μέση ισχύ ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ η οποία αντιστοιχήθηκε στο ελάχιστο H/Z. Σε περιπτώσεις που δεν υπήρχε τέτοια πληροφορία χρησιμοποιήθηκε η ελάχιστη ισχύς ανά είδος ιδιοκτήτη, μια λύση που οδηγεί σε μια πιο συντηρητική προσέγγιση για την εγκατεστημένη ισχύ αυτών των H/Z. Ακολούθως, παρουσιάζεται αλγοριθμικά η διαδικασία που ακολουθήθηκε:

```
if (H/Z_perCos&Bus_med_power ≠ 0)
    H/Z_power_unknown = H/Z_perCos&Bus_med_power
else
    H/Z_power_unknown = H/Z_perCos_min_power
end
```

όπου **H/Z_power_unknown** η εκτιμώμενη ισχύς των H/Z για τα οποία δεν είναι γνωστά τα στοιχεία τους, **H/Z_perCos&Bus_med_power** η μέση ισχύς ανά τύπο ιδιοκτήτη και Υ/Σ και **H/Z_perCos_min_power** η ελάχιστη ισχύς ανά τύπο ιδιοκτήτη. Από την ανάλυση που πραγματοποιείται η εκτιμώμενη ισχύς αυτών των H/Z ακολουθώντας την εν λόγω μεθοδολογία ανέρχεται στα 120MVA. Πρόκειται για μια αισιόδοξη εκτίμηση, τα στοιχεία της οποίας διακρίνονται στους δύο πίνακες που ακολουθούν.

Πίνακας 3.29 Πλήθος Η/Ζ με άγνωστη ισχύ ανά Υ/Σ και τύπο ιδιοκτήτη στο νομό Ηρακλείου

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Βιομηχανίες | Super Markets | Τηλεπικοινωνίες | Εκπαιδευτικά ιδρύματα | Παραγωγός | Αθλητικές εγκαταστάσεις | Υπηρεσίες | Υδρευση | Σύνολο |
|------------------------|------------|-------------|---------------|-----------------|-----------------------|-----------|-------------------------|-----------|-----------|------------|
| Ηράκλειο 1 | 2 | 13 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 26 |
| Ηράκλειο 2 | 14 | 43 | 16 | 4 | 2 | 0 | 1 | 8 | 3 | 91 |
| Ηράκλειο 3 | 1 | 9 | 2 | 0 | 4 | 1 | 3 | 7 | 16 | 43 |
| Λινοπεράματα | 20 | 4 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 2 | 31 |
| Μοίρες | 1 | 9 | 6 | 2 | 0 | 3 | 0 | 1 | 6 | 28 |
| Πραιτώρια | 1 | 5 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 0 | 3 | 13 |
| Αγία Βαρβάρα | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| Σταλίδα | 49 | 3 | 1 | 3 | 0 | 0 | 0 | 1 | 5 | 62 |
| Πόλης Ηρακλείου Γενικά | 12 | 2 | 2 | 6 | 0 | 0 | 1 | 10 | 0 | 0 |
| Σύνολο | 98 | 75 | 29 | 19 | 6 | 8 | 6 | 27 | 35 | 270 |

Πίνακας 3.30 Εκτίμηση εγκατεστημένης ισχύος (kVA) Η/Ζ ανά Υ/Σ με βάση την πρώτη μέθοδο

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Βιομηχανίες | Super Markets | Τηλεπικοινωνίες | Εκπαιδευτικά ιδρύματα | Παραγωγός | Αθλητικές εγκαταστάσεις | Υπηρεσίες | Υδρευση | Σύνολο |
|------------------------|---------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------------|-----------|-------------------------|------------|------------|------------------|
| Ηράκλειο 1 | 650 | 7.150 | 964,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 8.830,3 |
| Ηράκλειο 2 | 4550 | 22.421,4 | 3.601,6 | 205 | 80 | 0 | 540 | 88 | 33 | 31.519,0 |
| Ηράκλειο 3 | 325 | 2.700 | 476 | 0 | 640 | 11 | 300 | 77 | 176 | 4.705 |
| Λινοπεράματα | 16.600 | 1.200 | 2.850 | 380 | 0 | 11 | 80 | 0 | 22 | 21.143 |
| Μοίρες | 325 | 2.700 | 0 | 30 | 0 | 33 | 0 | 11 | 66 | 3.165 |
| Πραιτώρια | 325 | 1.500 | 0 | 95 | 0 | 22 | 0 | 0 | 33 | 1.975 |
| Αγία Βαρβάρα | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 11 | 0 | 0 | 0 | 41 |
| Σταλίδα | 40.915 | 900 | 0 | 90 | 0 | 0 | 0 | 11 | 55 | 41.971 |
| Πόλης Ηρακλείου Γενικά | 3.900 | 600 | 208,3 | 90 | 0 | 0 | 1500 | 110 | 0 | 6.408,3 |
| Σύνολο | 67.590 | 39.171,4 | 8.100,2 | 920 | 720 | 88 | 2.420 | 297 | 451 | 119.757,6 |

3.2.5 Εκτίμηση Εγκατεστημένης ισχύος H/Z ανά Υ/Σ με βάση την ελάχιστη εγκατεστημένη ισχύ ανά τύπο ιδιοκτήτη

Στη συγκεκριμένη ενότητα παρουσιάζεται μια ακόμη πιο συντηρητική προσέγγιση για τον υπολογισμό της άγνωστης εγκατεστημένης ισχύς των επικείμενων H/Z του νομού Ηρακλείου. Συγκεκριμένα, σε κάθε τύπο ιδιοκτήτη αντιστοιχεί η ελάχιστη ισχύς των H/Z ομοειδών πελατών (πίνακας 3.12) κι αν δεν είναι διαθέσιμη η σχετική πληροφορία για το συγκεκριμένο είδος ιδιοκτήτη, χρησιμοποιείται η μικρότερη διαθέσιμη ισχύς H/Z στο νομό Ηρακλείου. Ακολουθεί, ο αλγόριθμος της διαδικασίας που ακολουθήθηκε:

```
if (H/Z_med_power ≠ 0)
    H/Z_power_unknown = H/Z_perCos_min_power
else
    H/Z_power_unknown = H/Z_min_power
end
```

όπου **H/Z_power_unknown** η εκτιμώμενη ισχύς των H/Z για τα οποία δεν είναι γνωστά τα στοιχεία τους, **H/Z_perCos_min_power** η ελάχιστη ισχύς ανά τύπο ιδιοκτήτη και **H/Z_min_power** η ελάχιστη ισχύς στο σύνολο των H/Z του νομού Ηρακλείου. Από την ανάλυση που πραγματοποιείται η εκτιμώμενη ισχύς αυτών των H/Z ακολουθώντας την εν λόγω μεθοδολογία ανέρχεται στα 41,9MVA. Τα σχετικά αποτελέσματα από αυτήν την ανάλυση παρουσιάζονται στον πίνακα 3.31

Πίνακας 3.31 Εκτίμηση εγκατεστημένης ισχύος (kVA) Η/Ζ ανά Υ/Σ με τη δεύτερη μέθοδο

| Υποσταθμός | Ξενοδοχεία | Βιομηχανίες | Super Markets | Τηλεπικοινωνίες | Εκπαιδευτικά ιδρύματα | Παραγωγός | Αθλητικές εγκαταστάσεις | Υπηρεσίες | Υδρευση | Σύνολο |
|---------------------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------------|-----------|-------------------------|------------|------------|---------------|
| Ηράκλειο 1 | 22 | 3.900 | 55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 4.043 |
| Ηράκλειο 2 | 154 | 12.900 | 176 | 60 | 22 | 0 | 80 | 88 | 33 | 13.513 |
| Ηράκλειο 3 | 11 | 99 | 22 | 0 | 160 | 11 | 240 | 77 | 176 | 796 |
| Λινοπεράματα | 6.500 | 44 | 22 | 15 | 0 | 11 | 11 | 0 | 22 | 6.625 |
| Μοίρες | 11 | 99 | 66 | 22 | 0 | 33 | 0 | 11 | 66 | 308 |
| Πραιτώρια | 11 | 55 | 0 | 30 | 0 | 22 | 0 | 0 | 33 | 151 |
| Αγία Βαρβάρα | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 11 | 0 | 0 | 0 | 26 |
| Σταλίδα | 15.925 | 33 | 11 | 45 | 0 | 0 | 0 | 11 | 55 | 16.080 |
| Πόλης Ηρακλείου Γενικά | 132 | 22 | 22 | 66 | 0 | 0 | 80 | 110 | 0 | 432 |
| Σύνολο | 22.766 | 17.152 | 374 | 253 | 182 | 88 | 411 | 297 | 451 | 41.974 |

3.2.6 Ομάδες Καταναλωτών με σημαντική ισχύ εγκατεστημένων Η/Ζ

Η διαχείριση ενός Η/Ζ για την παροχή επιπλέον υπηρεσιών από απλή τοπική εφεδρεία θα απαιτήσει περισσότερες υπηρεσίες από τους απλούς συντηρητές είτε της ίδιας της επιχείρησης είτε γενικά συντηρητών τέτοιων μηχανημάτων με συμβόλαιο (contracted maintenance) [34],[35]. Είναι αρκετά πιθανόν οι υπηρεσίες αυτές να παρέχονται μέσω Εκπροσώπων Υπηρεσιών (Aggregator Services Provider) οι οποίοι συνάπτουν συμβόλαιο υπηρεσίας διαχείρισης των Η/Ζ με στόχο την παροχή υπηρεσιών τριτεύουσας εφεδρείας στο δίκτυο. Μία ιδέα θα ήταν ένας τέτοιος Εκπρόσωπος Υπηρεσιών Εφεδρείας (Ε.Υ.Ε) να εξυπηρετεί ομάδες πελατών όπως εκείνων που παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες ενότητες, δηλαδή Ε.Υ.Ε ξενοδοχείων Ε.Υ.Ε Super Markets κλπ.

Διαφορετική προσέγγιση θα ήταν η αντιστοιχισή ενός Ε.Υ.Ε ανά υποσταθμό ώστε να είναι ευκολότερο το κόστος μετακίνησης των συνεργατών του. Αυτή η πολιτική θα μπορούσε να αξιοποιήσει την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στην ενότητα 3.2.3.

Σε μία διαφορετική προσέγγιση ένας Ε.Υ.Ε θα μπορούσε να εκπροσωπεί μία αλυσίδα ξενοδοχείων ή καταστημάτων σε όλη την Κρήτη. Για αυτήν την προσέγγιση εντοπίστηκαν όλοι οι πελάτες με συνολική εγκατεστημένη ισχύ άνω του 0.5MVA σε διαφορετικά σημεία του νησιού καθώς μοναδικοί πελάτες με ισχύ άνω του 1MW έχουν παρουσιαστεί στην υποενότητα 3.2.2. Στοιχεία για πιθανές ομάδες καταναλωτών παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.32 Η/Ζ Ανά ιδιοκτησιακό Φορέα για να χρησιμοποιηθούν από Ε.Υ.Ε.

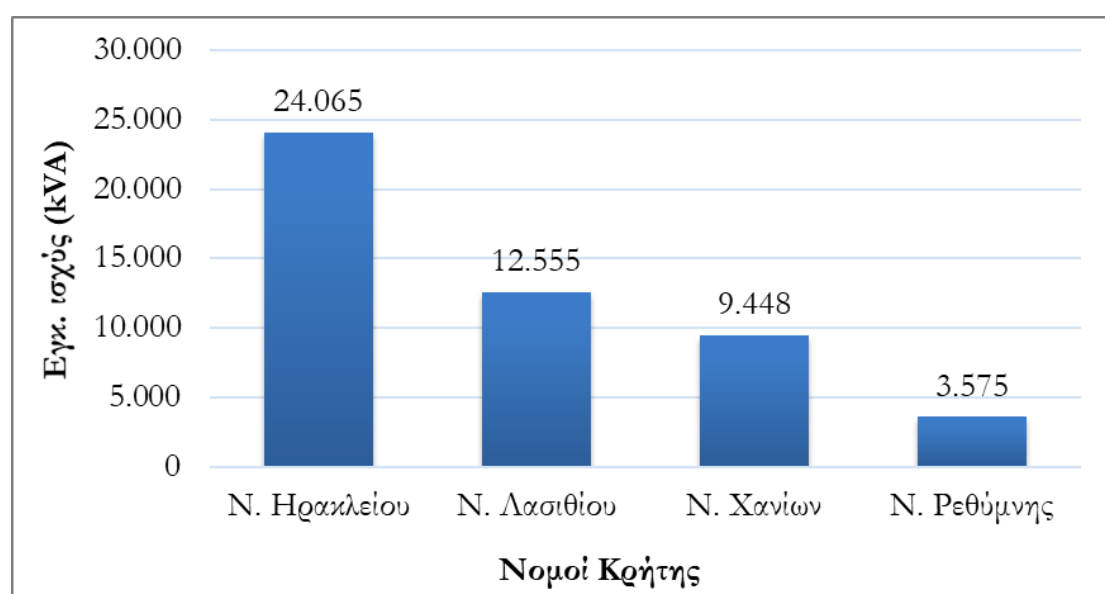
| Εταιρεία / Φορέας | Πλήθος Η/Ζ | Συνολική ισχύς εγκατεστημένων Η/Ζ (kVA) |
|-------------------|------------|---|
| Χαλκιαδάκης Α.Ε. | 42 | 8.868 |
| Maris Hotels S.A. | 2 | 2.920 |
| Δήμος Ηρακλείου | 5 | 2.780 |
| Lidl | 10 | 1.870 |
| Cosmote | 31 | 996 |
| Investors | 2 | 855 |
| Κρητικός Φούρνος | 2 | 800 |
| Vodafone | 2 | 760 |
| Σκλαβενίτης | 6 | 640 |
| ΕΛ.ΜΕ.ΠΑ | 5 | 570 |
| ΑΒ Βασιλόπουλος | 9 | 550 |
| Σύνολο | 116 | 21.609 |

Αξιοσημείωτη είναι και η περίπτωση της ΔΕΥΑ Ηρακλείου που διαθέτει 22 Η/Ζ με άγνωστη προς στιγμήν ισχύ. Εξετάζοντας τον πίνακα, είναι φανερό ότι τέτοιου είδους Ε.Υ.Ε

θα μπορούσαν να εξυπηρετήσουν πάνω από 100 Η/Ζ σε πλήθος, συνολικής ισχύος μεγαλύτερης των 21.7MW.

3.2.7 Συγκεντρωτικά συμπεράσματα

Στην εργασία αυτή πραγματοποιήθηκε η καταγραφή και επεξεργασία των στοιχείων των εγκατεστημένων Η/Ζ της Κρήτης. Η επεξεργασία εστιάστηκε κυρίως στην ταξινόμηση των μονάδων αυτών σε επιμέρους κατηγορίες, με κριτήρια την περιοχή εγκατάστασης τους, τον υποσταθμό αντιστοίχισής τους καθώς και τον τύπο φορέα - ιδιοκτήτη του οποίου αποτελεί ιδιοκτησία. Ένα πολύ σημαντικό συμπέρασμα που προέκυψε από την παρούσα μελέτη αποτυπώνεται στο γράφημα 3.5. Η ισχύς των καταγεγραμμένων Η/Ζ της Κρήτης, ονομαστικής ισχύος τουλάχιστον ίσης των 250kVA σημειώνει ποσοστό 85,4% της συνολικής, από όλα τα Η/Ζ ανεξαιρέτως μεγέθους. Το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος των Η/Ζ $\geq 250\text{kVA}$ επί της συνολικής είναι 86,86% για το νομό Ηρακλείου, 91,25% για το νομό Λασιθίου, 95,2% για το νομό Ρεθύμνης και τέλος 73,19% για το νομό Χανίων.



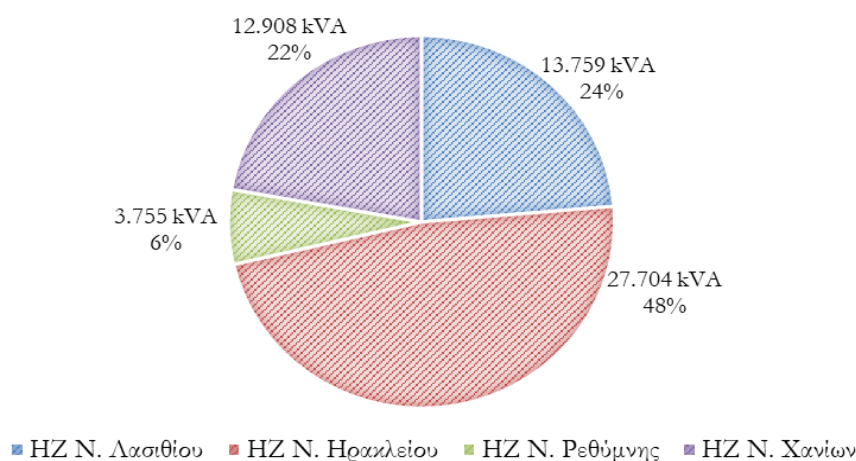
Γράφημα 3.5 Συνολική ισχύς ανά ταξινομημένη ανά νομό για Η/Ζ $\geq 250\text{kVA}$

Επιπλέον, ακολουθήθηκε μια διαδικασία εκτίμησης της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων Η/Ζ για τις οποίες δεν ήταν γνωστή η ονομαστικής τους ισχύ. Η διαδικασία αυτή αφορά αποκλειστικά το νομό Ηρακλείου για τον οποίο διατίθενται πληροφορίες για τις θέσεις εγκατάστασης ενός μεγάλου αριθμού Η/Ζ, χωρίς να παρέχεται αντίστοιχα και η πληροφορία για την εγκατεστημένη ισχύ τους. Ακολουθούν κατηγοριοποιημένα τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την εν λόγω μελέτη.

3.2.7.1 Ταξινόμηση ανά νομό

Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα που προέκυψαν από την ταξινόμηση των Η/Ζ με κριτήριο το νομό στον οποίο είναι εγκατεστημένα, διακρίνονται στο γράφημα 3.6. Στο νομό Ρεθύμνης καταγράφηκε ο μικρότερος αριθμός Η/Ζ, με ποσοστό μόλις 6% της συνολικής ισχύος. Εκτιμάται ότι υπάρχει επιπλέον διαθέσιμη ισχύς στην περιοχή, όμως όχι από μεγάλες μονάδες ($>0,5\text{MVA}$). Νομός Χανίων και Λασιθίου κυμαίνονται στα ίδια επίπεδα ισχύος με ποσοστό 22% και 24% αντίστοιχα, επί του συνόλου. Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί ότι για το νομό Λασιθίου η ισχύς των 12.275kVA αντιστοιχεί αποκλειστικά σε Η/Ζ

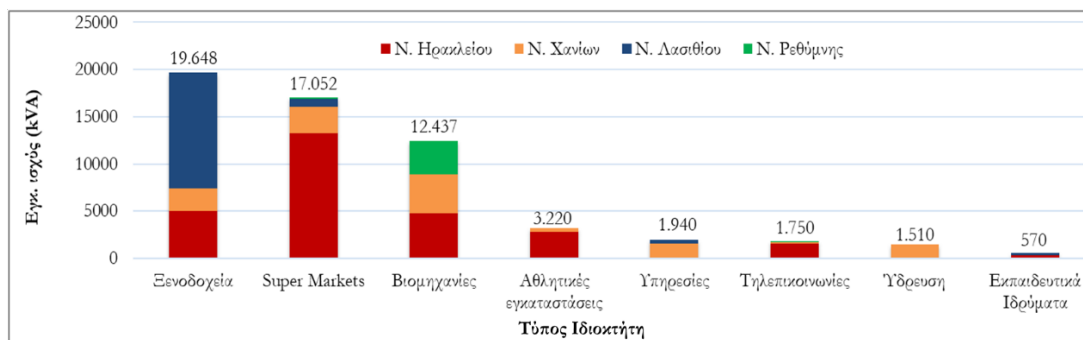
ξενοδοχειακών μονάδων, τιμή που αντιπροσωπεύει το 89,21% της συνολικής καταγεγραμμένης ισχύς των Η/Ζ του νομού Λασιθίου. Επιπρόσθετα, το 82,12% της εγκατεστημένης ισχύος Η/Ζ των ξενοδοχειακών μονάδων του νομού Λασιθίου, προέρχεται από την γύρω περιοχή του Αγίου Νικολάου και της Ελούντας. Στο νομό Ηρακλείου καταγράφηκαν Η/Ζ συνολικής ισχύος 27.704kVA, τιμή που αντιστοιχεί σχεδόν στη μισή καταγεγραμμένη ισχύ από Η/Ζ όλου του νησιού (48%). Τονίζεται ότι το ποσοστό αυτό, βάσει της πιο συντηρητικής διαδικασίας που ακολουθήθηκε σχετικά με την εκτίμηση της άγνωστης ισχύος των Η/Ζ του νομού, είναι δυνατόν φτάσει το 58%.



Γράφημα 3.6 Συγκεντρωτική εγκατ. ισχύς Η/Ζ ανά νομό

3.2.7.2 Ταξινόμηση ανά είδος ιδιοκτήτη

Το γράφημα 3.7 συγκεντρώνει την ισχύ των καταγεγραμμένων Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη και νομό. Τα Η/Ζ των ξενοδοχειακών μονάδων του νησιού έχουν τη μεγαλύτερη τιμή εγκατεστημένης ισχύος, ίση με 19.648 kVA και ποσοστό 34,14%. Μάλιστα, το 62,47% των μονάδων αυτών καταγράφηκαν στο νομό Λασιθίου (12.275kVA), τιμή που ξεπερνάει κατά πολύ και την αντίστοιχη των Η/Ζ από ξενοδοχειακές μονάδες του νομού Ηρακλείου (5.005kVA με ποσοστό 25,47%). Όμως, στο νομό Ηρακλείου καταγράφηκαν τα περισσότερα Η/Ζ που ανήκουν σε επιχειρήσεις πώλησης τροφίμων (Super markets), βιομηχανίες, αθλητικές εγκαταστάσεις και εταιρείες τηλεπικοινωνιών. Στην κατηγορία για τα Η/Ζ των επιχειρήσεων πώλησης τροφίμων η ισχύς για το νομό Ηρακλείου έφτασε τα 13,62MVA με ποσοστό 77,78%. Επιπλέον αναφορικά με την περίπτωση των βιομηχανιών, μόνο από την βιομηχανική περιοχή του Ηρακλείου καταγράφηκε ισχύς 2,75MVA, η οποία αντιστοιχεί στο 57,89% της συνολικής αυτής της κατηγορίας για όλους τους νομούς. Αξίζει να αναφερθεί ότι στο νομό Χανίων, οι υπηρεσίες ύδρευσης διαθέτουν μια αξιόλογη ποσότητα ισχύος ίση με 1.510kVA.

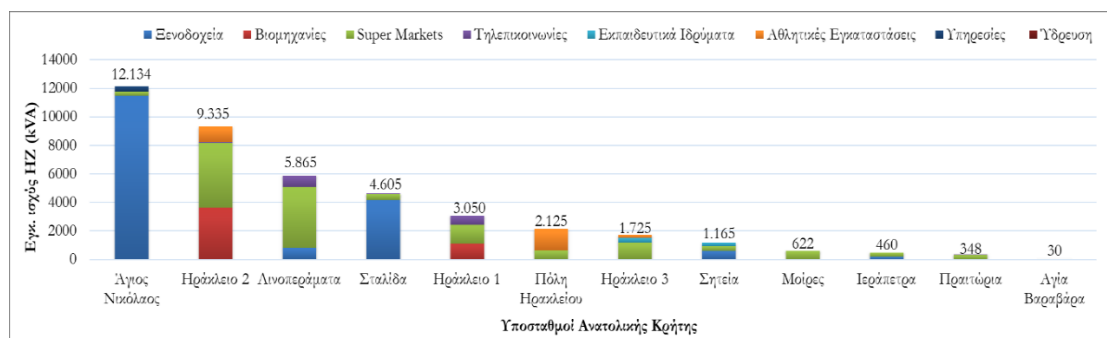


Γράφημα 3.7 Συγκεντρωτική εγκ. ισχύς Η/Ζ ανά τύπο ιδιοκτήτη και νομό

Η συγκεκριμένη ταξινόμηση, δηλαδή ανά τύπο ιδιοκτήτη, πραγματοποιείται με στόχο την τεκμηρίωση πρότασης σχετικά με την εκπροσώπηση και διαχείρισης των Η/Ζ από κάποιο εκπρόσωπο παροχής υπηρεσίας. Πιο συγκεκριμένα, η μελέτη αυτή πρότείνει οι αυξημένες υπηρεσίες που πλέον θα απαιτούνται να παρέχουν οι ιδιοκτήτες των μονάδων, να αναλαμβάνονται από Εκπροσώπους Υπηρεσιών Εφεδρείας (Ε.Υ.Ε). Συνεπώς η ταξινόμηση ανά τύπο ιδιοκτήτη όπως εκείνη στο γράφημα 3.7 είναι μια ιδέα, για τους πελάτες που οι Ε.Υ.Ε θα εξυπηρετούν. Μια επιπλέον ιδέα σχετικά με αυτό τον προβληματισμό είναι η εξυπηρέτηση ανά ιδιοκτησιακό φορέα, ενώ μια ακόμη λύση θα ήταν και η εξυπηρέτηση των Η/Ζ ανά υποσταθμό αντιστοιχισής. Σημειώνεται ότι και οι τρεις αυτές προτάσεις αφορούν κυρίως μεγάλες μονάδες Η/Ζ ισχύος μεγαλύτερης των 0,25MVA.

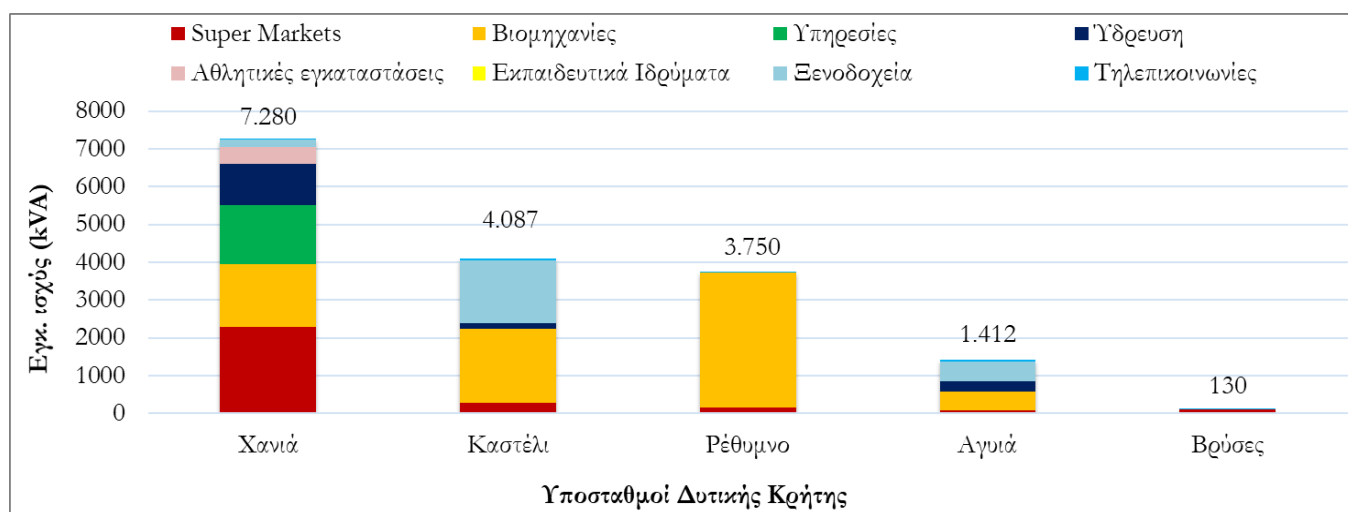
3.2.7.3 Ταξινόμηση ανά υποσταθμό

Η συλλογή της εγκατεστημένης ισχύος των Η/Ζ ανά υποσταθμό πραγματοποιήθηκε με μια επιπλέον ταξινόμηση η οποία αφορά την κατηγοριοποίηση τους σε υποσταθμούς ανατολικής και δυτικής Κρήτης. Τα δύο επόμενα διαγράμματα απεικονίζουν τη συγκεντρωτική ισχύ των Η/Ζ ανά υποσταθμό, για την ανατολική και δυτική Κρήτη αντίστοιχα. Σύμφωνα με το γράφημα 3.8 ο υποσταθμός του Αγίου Νικολάου διαθέτει τη μεγαλύτερη ισχύ από Η/Ζ ίση με 12,13MVA, η οποία κατά το 94,57% οφείλεται σε εκείνα των ξενοδοχειακών εγκαταστάσεων της περιοχής. Στη συνέχεια ακολουθεί ο υποσταθμός “Ηράκλειο 2” στον οποίο αντιστοιχούν όλα τα “μεγάλα” Η/Ζ ($\geq 250\text{kVA}$) των βιομηχανιών, των επιχειρήσεων πώλησης τροφίμων και των αθλητικών εγκαταστάσεων της βιομηχανικής περιοχής του Ηρακλείου, καταγράφοντας συνολική ισχύ από Η/Ζ ίση με 9,34MVA. Σημειώνεται ότι προστέθηκε ένας επιπλέον μη υπαρκτός υποσταθμός στην πόλη του Ηρακλείου καθώς από τις θέσεις ορισμένων Η/Ζ δεν ήταν ξεκάθαρο ο υποσταθμός αντιστοιχισής τους.



Γράφημα 3.8. Εγκατεστημένη ισχύς Η/Ζ ανά υποσταθμό της ανατολικής Κρήτης

Αναφορικά με τους υποσταθμούς της δυτικής Κρήτης, σύμφωνα με το γράφημα 3.9, την μεγαλύτερη ισχύ συγκέντρωσε ο υποσταθμός των Χανίων, ο οποίος είναι ο τρίτος μεγαλύτερος σε ισχύ από Η/Ζ (7,28MVA) στο νησί μετά από εκείνους του Αγίου Νικολάου και του Ηρακλείου 2. Συγκεντρώνει ένα μεγάλο αριθμό Η/Ζ από την Δ.Ε.Υ.Α.Χ. (Δημοτική Επιχείρηση Ύδρευσης Αποχέτευσης Χανίων) συνολικής ισχύος 1,08MVA, ενώ η υψηλότερη καταγεγραμμένη προέρχεται από τις εταιρίες πωλήσεις τροφίμων. Τα περισσότερα Η/Ζ ξενοδοχείων είναι συγκεντρωμένα στον υποσταθμό του Καστελίου (1,65MVA), ενώ ξεχωρίζει το μεγάλο Η/Ζ της εταιρείας “Creta Farm” στον υποσταθμό του Ρεθύμνου, ισχύος 3.325kVA.



Γράφημα 3.9. Εγκατεστημένη ισχύς Η/Ζ ανά υποσταθμό της δυτικής Κρήτης

3.2.7.4 Για Η/Ζ άγνωστης ισχύος

Εκτός από τα καταγεγραμμένα Η/Ζ του νησιού υπάρχει, όπως είναι λογικό, ένας αρκετά μεγάλος αριθμός τέτοιων μονάδων των οποίων τα στοιχεία δεν είναι διαθέσιμα. Συνεπώς η συνολική διαθέσιμη ισχύς των Η/Ζ δεν είναι απόλυτα ακριβής, κάτι που ούτως ή άλλως δεν θα ήταν δυνατό ακόμα και αν γινόταν γνωστή η εγκατεστημένη ισχύς όλων, χωρίς καμία εξαίρεση, των Η/Ζ του νησιού. Συνεπώς η καταγραφή των Η/Ζ αυτής της μελέτης αποτελεί μια εκτίμηση της διαθέσιμης ισχύος από Η/Ζ για το νησί της Κρήτης.

Παρόλα αυτά για το νομό Ηρακλείου έχουν καταγραφεί 270 Η/Ζ για τα οποία δεν είναι γνωστή η εγκατεστημένη ισχύς τους, με μόνα γνωστά στοιχεία τον φορέα στον οποίο ανήκουν και τη θέση εγκατάστασής τους. Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκε μια μελέτη

για την εκτίμηση της διαθέσιμης ισχύς τους. Προέκυψαν δύο αναλύσεις, μια αισιόδοξη και μια περισσότερο συντηρητική. Η αισιόδοξη ανάλυση έδειξε ότι η ισχύς των Η/Ζ του νομού Ηρακλείου μπορεί να αυξηθεί κατά 119,76MVA (332% αύξηση), ενώ στην πιο συντηρητική η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος είναι ίση με 51,5% (αύξηση κατά 41,97MVA). Σύμφωνα λοιπόν, με τη συγκεκριμένη μελέτη, ύστερα από την συμπερίληψη των μονάδων Η/Ζ των οποίων η διαθέσιμη ισχύς δεν είναι γνωστή, η συνολική ισχύς από Η/Ζ για όλο το νησί της Κρήτης ανέρχεται τουλάχιστον στα 99,5MVA.

Συνοψίζοντας, από την παραπάνω ανάλυση είναι εμφανές ότι η ισχύς των Η/Ζ σε όλη την Κρήτη είναι τουλάχιστον της τάξης των 100MVA με ιδιαίτερη έμφαση σε Η/Ζ τα οποία είναι εγκατεστημένες σε ξενοδοχειακές μονάδες και εν συνεχεία σε επιχειρήσεις πώλησης και διατήρησης τροφίμων κυρίως της ανατολικής Κρήτης και ιδίως μεταξύ των περιοχών που εξυπηρετούνται από υποσταθμούς του Βόρειου παραλιακού μετώπου της Κρήτης. Εξαιρετικά σημαντικό μέρος της εγκατεστημένης ισχύος με ποσοστό 85,4%, αφορά τα “μεγάλα” Η/Ζ με ισχύ που υπερβαίνει τα 250kVA το κάθε ένα.

Η πιθανή συνεισφορά τους, σε ποσοστά 50%, 80% και 100% της παραπάνω εκτιμώμενης εγκατεστημένης τους ισχύος (τουλάχιστον δηλαδή ισχύος 100MVA), σε δείκτες αξιοπιστίας του ΣΗΕ Κρήτης, αποτελεί το αντικείμενο του σχετικού κεφαλαίου.

3.3 Συγκεντρωτική Ισχύς Διεσπαρμένης Παραγωγής και Συνολικής Παραγωγής ανά Υποσταθμό του δικτύου της Κρήτης

Αφού παρουσιάστηκαν αναλυτικά τα στοιχεία για τη διεσπαρμένη παραγωγή στο ΣΗΕ της Κρήτης, στο σημείο αυτό συγκεντρώνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς διεσπαρμένης παραγωγής ανά υποσταθμό. Ο πίνακας 3.33 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών, Φ/Β εγκαταστάσεων καθώς και των Η/Ζ ταξινομημένη ανά υποσταθμό. Σημειώνεται ότι στην περίπτωση της εγκατεστημένης ισχύς των Η/Ζ έχει προστεθεί και η ισχύς της πιο συντηρητικής προσέγγισης που ακολουθήθηκε στην ενότητα 3.2.4 για τον υπολογισμό της άγνωστης ισχύος στο νομό Ηρακλείου. Εξαιτίας της υψηλής ισχύος λόγω αιολικών εγκαταστάσεων, ο υποσταθμός της Σητείας διαθέτει την υψηλότερη εγκατεστημένη διεσπαρμένης παραγωγής με ποσοστό 19,66% επί του συνόλου. Αντίθετα ο υποσταθμός των Βρυσών διαθέτει μια μικρή τιμή ισχύος από Φ/Β και Η/Ζ και με ποσοστό 0,51% είναι ο υποσταθμός του ΣΗΕ Κρήτης με τη χαμηλότερη ισχύ διεσπαρμένης παραγωγής.

Πίνακας 3.33 Εγκατεστημένη ισχύς Διεσπαρμένης Παραγωγής ανά υποσταθμό Φορτίων.

| Υποσταθμός | Αιολικά και λοιπές ΑΠΕ (kW) | Φ/Β (kW) | Η/Ζ (kW) | Σύνολο (kW) |
|--------------------|-----------------------------|---------------|---------------|----------------|
| Άγιος Νικόλαος | 11.900 | 5.211 | 12.134 | 29.245 |
| Σητεία | 56.770 | 9.319 | 1.165 | 67.254 |
| Ιεράπετρα | - | 7.127 | 460 | 7.587 |
| Σταλίδα | - | 2.446 | 20.685 | 23.131 |
| Ηράκλειο 1 | 20 | 1.148 | 7.093 | 8.261 |
| Ηράκλειο2 | 500 ³ | 7.749 | 22.848 | 30.596 |
| Ηράκλειο 3 | 5.950 | 2.943 | 2.521 | 11.414 |
| Λινοπεράματα | 3.600 | 357 | 12.490 | 16.447 |
| Μοίρες | 17.400 | 15.469 | 930 | 33.799 |
| Πραιτώρια | 5.950 | 10.509 | 499 | 16.958 |
| Αγία Βαρβάρα | 14.450 | - | 56 | 14.506 |
| Βρύσες | 300 ⁴ | 1.610 | 130 | 1.740 |
| Χανιά | - | 7.191 | 7.280 | 14.471 |
| Αγυιά | 10.800 | 3.419 | 1.412 | 15.631 |
| Καστέλλι | 18.240 | 3.464 | 4.087 | 25.791 |
| Ρέθυμνο | 4.800 | 16.669 | 3.755 | 25.224 |
| Σπήλι | 16.800 | - | - | 16.800 |
| Σύνολο (kW) | 167.480 | 94.631 | 97.544 | 359.655 |

Επιπλέον, ο πίνακας 3.34 ενσωματώνει σε κάθε υποσταθμό και την εγκατεστημένη ισχύ των συμβατικών σταθμών παραγωγής. Με τον τρόπο αυτό είναι γνωστή η πληροφορία της ισχύος συνολικής παραγωγής ανά υποσταθμό του ΣΗΕ Κρήτης.

³ Στον υποσταθμό του Ηρακλείου 2 υπάρχει μονάδα βιοαερίου ισχύος 500kW

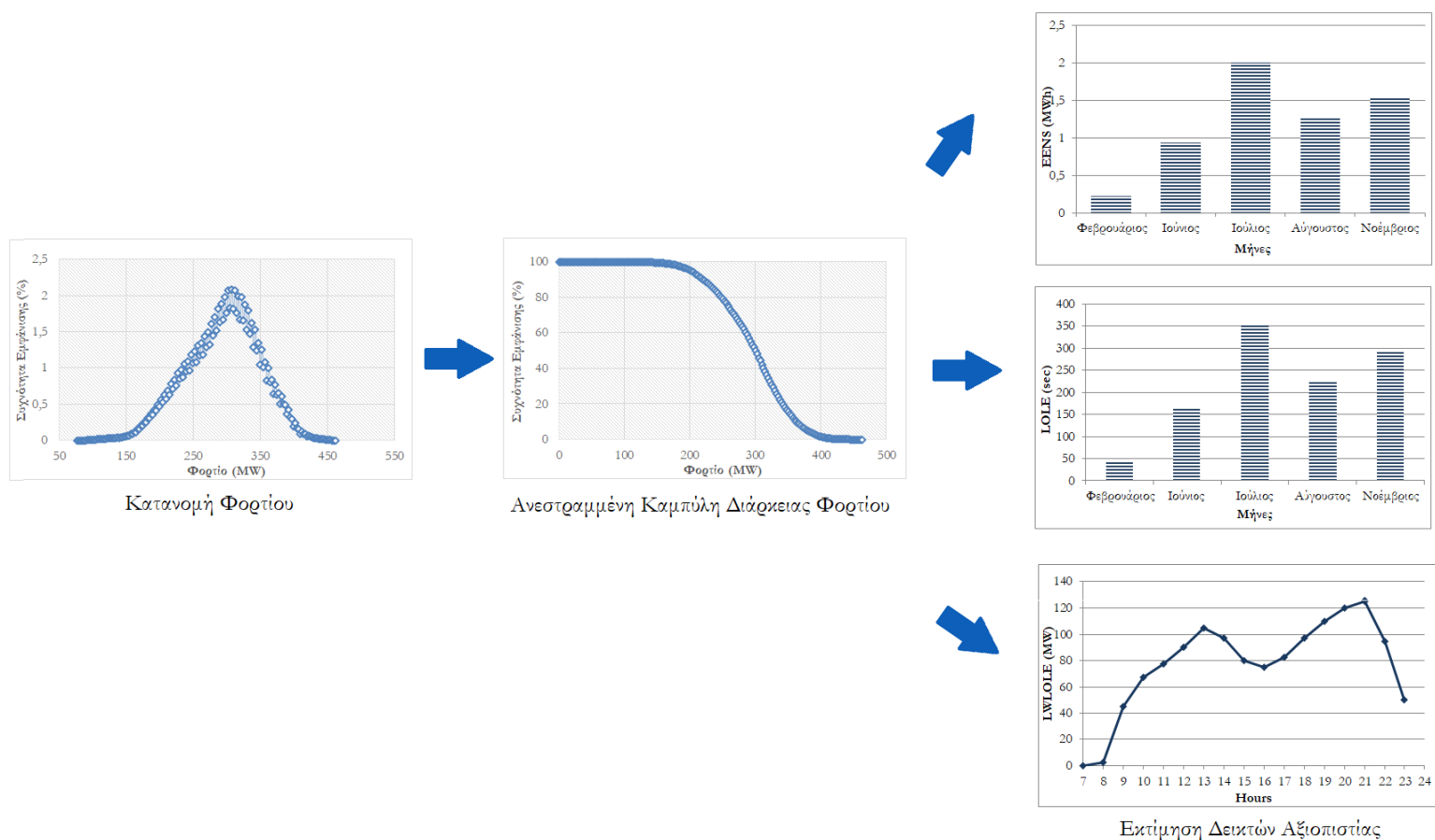
⁴ Στον υποσταθμό των Βρυών υπάρχει μια επιπλέον υδροηλεκτρική μονάδα βιοαερίου ισχύος 300kW

Πίνακας 3.34 Συνολική εγκατεστημένη ισχύς Παραγωγής ανά υποσταθμό, συμπεριλαμβανομένου και εκείνη των συμβατικών σταθμών παραγωγής.

| Υποσταθμός | Σύνολο Διεσπαρμένης Παραγωγής (MW) | Εγκατεστημένη Ισχύ Συμβατικής Παραγωγής (MW) | Σύνολο (MW) |
|--------------------|------------------------------------|--|--------------|
| Άγιος Νικόλαος | 29,24 | - | 29,24 |
| Σητεία | 67,25 | - | 67,25 |
| Μαρωνιά | 34,10 | - | 34,10 |
| Ιεράπετρα | 7,59 | - | 7,59 |
| Αθερινόλακκος | - | 195,24 | 195,24 |
| Σταλίδα | 23,13 | - | 23,13 |
| Ηράκλειο 1 | 8,26 | - | 8,26 |
| Ηράκλειο2 | 30,60 | - | 30,60 |
| Ηράκλειο 3 | 11,41 | - | 11,41 |
| Λινοπεράματα | 16,45 | 278,84 | 295,29 |
| Μοίρες | 33,80 | - | 33,80 |
| Πραιτώρια | 16,96 | - | 16,96 |
| Αγία Βαρβάρα | 14,51 | - | 14,51 |
| Βρύσες | 1,74 | - | 1,74 |
| Χανιά | 14,47 | 328,97 | 343,44 |
| Αγυιά | 15,63 | - | 15,63 |
| Καστέλλι | 25,79 | - | 25,79 |
| Ρέθυμνο | 25,22 | - | 25,22 |
| Σπήλι | 16,80 | - | 16,80 |
| Σύνολο (MW) | 392,95 | 803,05 | 1.196 |

4 Εκτίμηση Φορτίου και Ανάλυση της Αξιοπιστίας των Θερμικών Μονάδων στην Υφιστάμενη Κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται αναλυτικά η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στη συγκεκριμένη έρευνα, με τη δομή της μεθοδολογίας να ακολουθεί την φυσική ροή των υπολογισμών που υλοποιήθηκαν. Συνεπώς, αρχικά παρατίθεται η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε για την εκτίμηση του φορτίου το οποίο ανατίθεται στις θερμικές μονάδες του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης, ενώ στη συνέχεια ακολουθεί η μεθοδολογία ανάλυσης αξιοπιστίας των θερμικών μονάδων. Με τον ίδιο τρόπο κατηγοριοποιούνται και τα σχετικά αποτελέσματα για την υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ της Κρήτης. Το γράφημα 4.1 απεικονίζει την πορεία των υπολογισμών που πραγματοποιήθηκαν για την τελική εκτίμηση του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης.



Γράφημα 4.1 Σχηματική απεικόνιση της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε

4.1 Ανάλυση της μεθοδολογίας

Προκειμένου να εκτιμηθεί η αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής του δικτύου της Κρήτης καταστρώθηκε μοντέλο προσομοίωσης το οποίο στηρίζεται σε πιθανοτική μεθοδολογία ανάλυσης για το φορτίο αλλά και για τη λειτουργία των μονάδων παραγωγής το οποίο υλοποιήθηκε στο περιβάλλον του λογισμικού “MATLAB”. Πιο συγκεκριμένα, η εκτίμηση του φορτίου των θερμικών μονάδων ορίζεται ως μια συνάρτηση πυκνότητας

πιθανότητας, μέσω συνέλιξης τριών τυχαίων μεταβλητών, της ζήτησης (P_{Load}), αιολικής (P_{Wind}) και φωτοβολταϊκής παραγωγής (P_{PV}), οι οποίες, με τη σειρά τους προκύπτουν από τα αντίστοιχα πραγματικά ωριαία στοιχεία του ΣΗΕ Κρήτης για τα έτη (2016-2017-2018). Στη συνέχεια έχοντας ως δεδομένο την Συχνότητα Πυκνότητας Πιθανότητας (ΣΠΠ) του φορτίου των συμβατικών μονάδων παραγωγής (P_{Th_units}) και γνώμονα τη διαθεσιμότητα τους, αξιολογείται η αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής, εκφρασμένη με τους κατάλληλους δείκτες αξιοπιστίας. Τονίζεται ότι ένας νέος δείκτης αξιοπιστίας ορίζεται στην ενότητα αυτή, ο οποίος όπως θα εξηγηθεί, συνδυάζει την τιμή της απολεσθείσας ισχύος με τη διάρκεια της απώλειας.

4.1.1 Εκτίμηση του φορτίου προς τις θερμικές μονάδες

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για την εκτίμηση του τελικού φορτίου που αναμένεται να ανατίθεται στις συμβατικές μονάδες του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) της Κρήτης. Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε ανά μήνα και ανά τύπο ωρών, συμπεριλαμβάνοντας στους σχετικούς υπολογισμούς τη συνεισφορά της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Συνεπώς, το φορτίο που οι συμβατικές μονάδες καλούνται να καλύψουν για κάθε ώρα, προκύπτει ως:

$$P_{Th_units} = P_{Load} - P_{Wind} - P_{PV} \quad (4.1)$$

όπου P_{Load} η ωριαία ζήτηση φορτίου ενώ P_{Wind} , P_{PV} η ωριαία αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή αντίστοιχα. Είναι προφανές, ότι το φορτίο που κατανέμεται στις μονάδες δεν είναι σταθερό και ποικίλλει εξαιτίας διαφόρων παραγόντων. Η εποχή, ή πιο συγκεκριμένα ο μήνας του έτους καθώς επίσης και ο τύπος της ώρας της ημέρας αποτελούν δύο σημαντικούς τέτοιους παράγοντες, οι οποίοι προκαλούν σημαντικές διακυμάνσεις στη ζήτηση και την παραγωγή από ΑΠΕ. Συνεπώς η μηνιαία με ανά τύπο ώρας ταξινόμηση και επεξεργασία των στοιχείων ζήτησης και παραγωγής από ΑΠΕ, περιορίζει ως ένα βαθμό το συγκεκριμένο προβληματισμό. Όμως, όπως είναι φυσικό δεν είναι δυνατή η ακριβής εκτίμηση του τελικού φορτίου, καθώς η ζήτηση διαφοροποιείται σημαντικά σε σχέση με το χρόνο, αλλά και οι καιρικές συνθήκες, προφανώς δεν είναι σταθερές με αποτέλεσμα την διαφοροποίηση και της παραγωγής από ΑΠΕ.

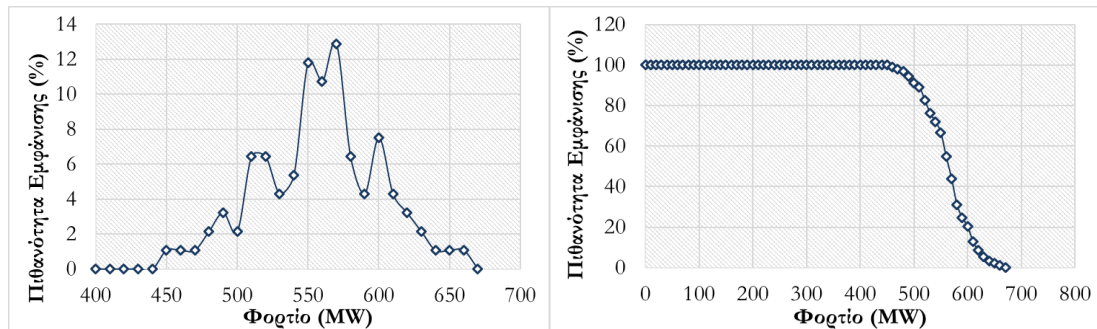
Στη συγκεκριμένη μελέτη η εκτίμηση του φορτίου που ανατίθεται στις συμβατικές μονάδες προκύπτει με έναν πιθανοτικό τρόπο, ο οποίος περιγράφεται από την εξίσωση:

$$P_{Th_units}(mo, hr) = P_{Load}(mo, hr) - P_{Wind}(mo, hr) - P_{PV}(mo, hr) \quad (4.2)$$

Όπου $P_{Load}(mo, hr)$, $P_{Wind}(mo, hr)$, $P_{PV}(mo, hr)$ οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας (ΣΠΠ) για τη ζήτηση, την αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή αντίστοιχα. Ως πρώτο βήμα, υπολογίστηκαν οι συγκεκριμένες κατανομές πιθανοτήτων για κάθε μήνα του έτους με κριτήριο τον τύπο της ώρας. Τα αποτελέσματα προέκυψαν, ύστερα από την επεξεργασία ωριαίων δεδομένων ζήτησης, αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής των ετών 2016, 2017, 2018 για το ΣΗΕ της Κρήτης, ως εξής:

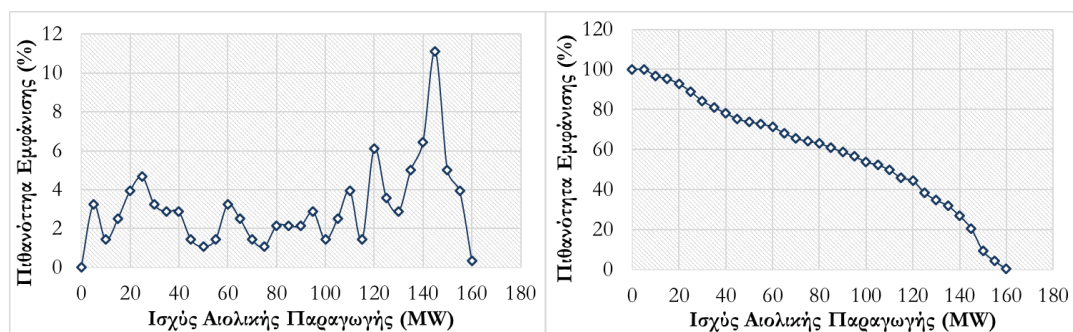
Ζήτηση $P_{Load}(mo, hr)$: Για τον υπολογισμό της ΣΠΠ, ομαδοποιήθηκαν οι τιμές ωριαίας ισχύος με βήμα “10 MW”, σε κάθε μία από τις οποίες αντιστοιχήθηκε η πιθανότητα

εμφάνισης της στο σύνολο των τιμών για τον συγκεκριμένο τύπο ώρας κάθε μήνα, για τα τρία εξεταζόμενα έτη. Σχετικά με τα “blocks” των ωρών, οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν ξεχωριστά για κάθε ώρα, εκτός από τις πρώτες έξι ώρες της ημέρας οι οποίες ομαδοποιήθηκαν ως δύο τρίωρα (00:00-03:00, 03:00-06:00), θεωρώντας ότι το φορτίο είναι ομαλότερο σε καθένα από τα δύο αυτά “blocks” και δεν υπάρχει Φ/Β παραγωγή, με την ομαδοποίηση αυτή γενικεύεται και για τις δύο ακόλουθες αναλύσεις που ακολουθούν (κατανομή Αιολικής και Φ/Β παραγωγής). Επίσης σε αυτά τα χρονικά διαστήματα η Φ/Β παραγωγή είναι μηδενική, γεγονός που διευκολύνει τις συνελίξεις που υλοποιούνται. Το γράφημα 4.2 παρουσιάζει την ΣΠΠ καθώς και την αθροιστική ΣΠΠ της ζήτησης για την ώρα 12:00-13:00 του μήνα Ιουλίου.



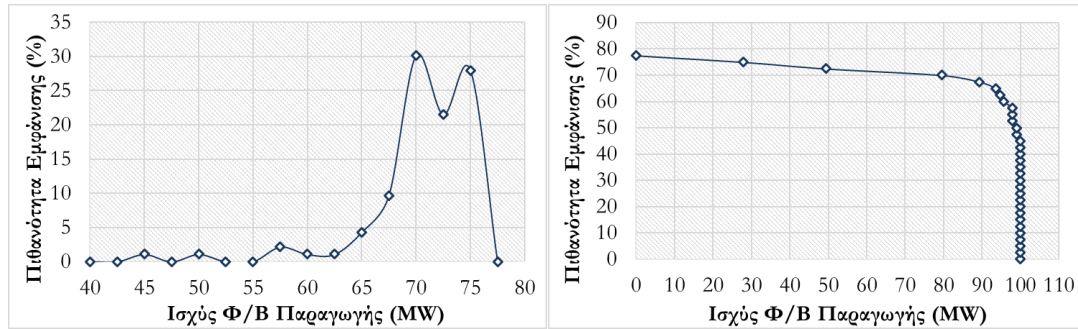
Γράφημα 4.2 Κατανομή και ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου για την ώρα 12:00-13:00 του μήνα Ιουλίου

Αιολική Παραγωγή $P_{Wind}(mo,hr)$: Οι ωριαίες τιμές αιολικής παραγωγής στη συγκεκριμένη περίπτωση, ταξινομήθηκαν ανά τιμή ισχύος “5MW”, ενώ οι εξεταζόμενες ώρες ομαδοποιήθηκαν σε “blocks” τριών ωρών για κάθε ημέρα του μήνα, εξάγοντας το τελικό αποτέλεσμα της ΣΠΠ της αιολικής παραγωγής. Το γράφημα 4.3 παρουσιάζει την ΣΠΠ καθώς και την αθροιστική ΣΠΠ της αιολικής παραγωγής για την ώρα 12:00-13:00 του μήνα Ιουλίου.



Γράφημα 4.3 Κατανομή και ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας αιολικής παραγωγής για την ώρα 12:00-13:00 του μήνα Ιουλίου

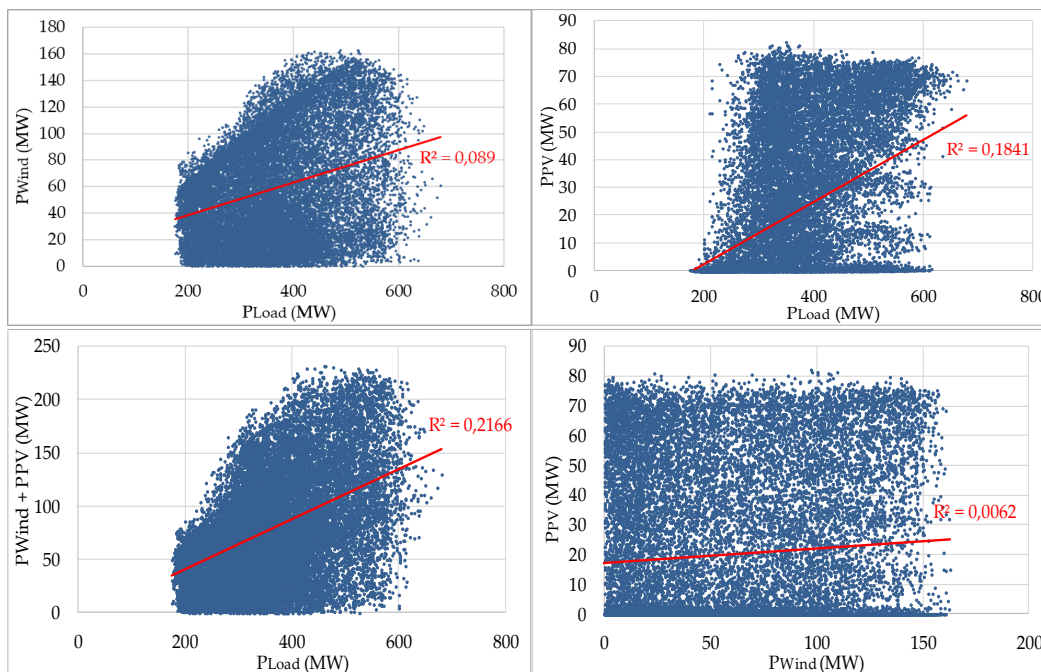
Φωτοβολταϊκή παραγωγή $P_{PV}(mo,hr)$: Όμοια διαδικασία ακολουθήθηκε και για την ΣΠΠ της φωτοβολταϊκής παραγωγής, με το βήμα της ωριαίας παραγωγής ισχύος να ορίζεται στα “2.5MW”, ενώ για τις ώρες της ημέρας ορίστηκε ωριαίο βήμα. Το γράφημα 4.4 παρουσιάζει την ΣΠΠ καθώς και την αθροιστική ΣΠΠ της Φ/Β παραγωγής για την ώρα 12:00-13:00 του μήνα Ιουλίου.



Γράφημα 4.4 Κατανομή και ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας Φ/Β παραγωγής για την ώρα 12:00-13:00 του μήνα Ιουλίου

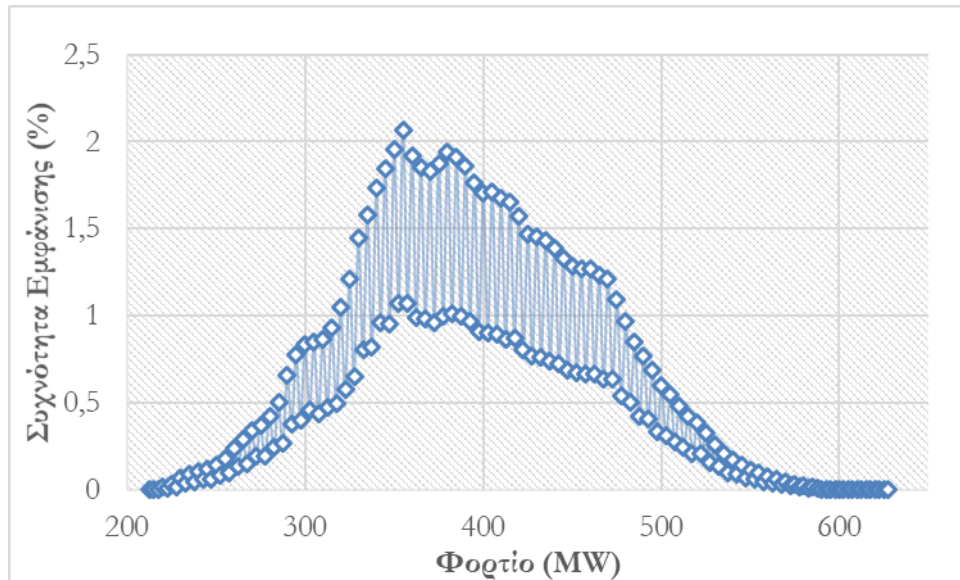
Το γράφημα 4.5 επιβεβαιώνει ότι η συσχέτιση μεταξύ των εξεταζόμενων πραγματικών ωριαίων δεδομένων της ζήτησης (P_{Load}) και της παραγωγής από ΑΠΕ (P_{Wind} , P_{PV}) του συστήματος ισχύος της Κρήτης είναι ιδιαίτερα χαμηλή. Επομένως, κρίνεται ορθό, οι αντίστοιχες ΣΠΠ $P_{Load}(mo,hr)$, $P_{Wind}(mo,hr)$ και $P_{PV}(mo,hr)$ να θεωρηθούν ως ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές. Μέσω των τριών αυτών ανεξάρτητων κατανομών πιθανοτήτων, προκύπτει η αντίστοιχη κατανομή πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής $P_{Th_units}(mo,hr)$, για το τελικό φορτίο του συστήματος και δίνεται από την εξίσωση (4.2). Το τελικό αποτέλεσμα προκύπτει από τη συνέλιξη των τριών αυτών ανεξάρτητων κατανομών όπου στην πραγματικότητα, οι τιμές της ωριαίας ισχύος της νέας ΣΠΠ, προκύπτουν από την εφαρμογή της εξίσωσης (4.1), ενώ οι αντίστοιχες πιθανότητες εμφάνισης των τιμών αυτών δίνονται από την εξίσωση (4.3)

$$f_{Th_units}(mo,hr) = f_{Load}(mo,hr) \cdot f_{Wind}(mo,hr) \cdot f_{PV}(mo,hr) \quad (4.3)$$



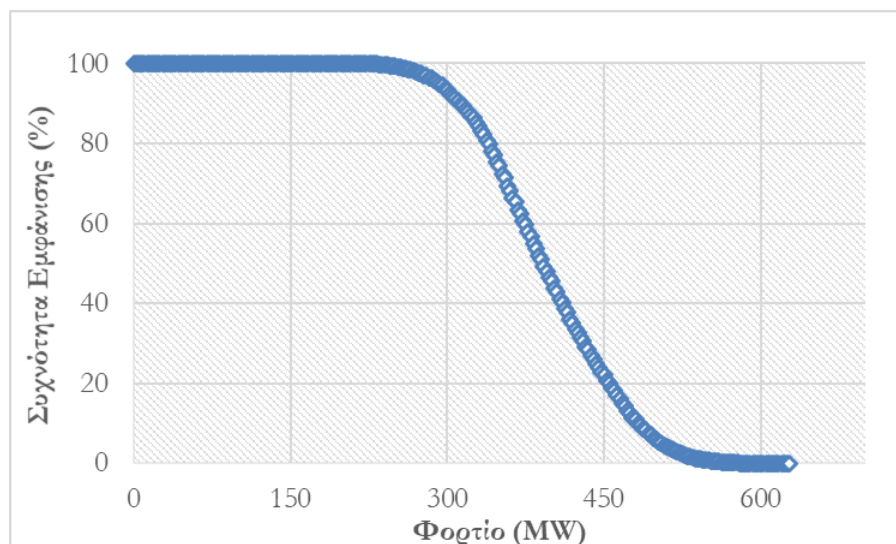
Γράφημα 4.5. Γράφημα διασποράς για τα πραγματικά ωριαία δεδομένα του συστήματος ισχύος της Κρήτης τα τελευταία τρία χρόνια (2016-2018). **a)** P_{Wind} & P_{Load} **b)** P_{PV} & P_{Load} **c)** $P_{Wind} + P_{PV}$ & P_{Load} **d)** P_{PV} και P_{Wind} .

Ακολουθεί το γράφημα 4.6, το οποίο απεικονίζει την εκτίμηση του φορτίου που καλούνται να καλύψουν οι μονάδες του ΣΗΕ της Κρήτης για το μήνα Ιούλιο την ώρα 12:00-13:00. Αξίζει να σημειωθεί ότι παρατηρούνται τιμές φορτίου, μεγαλύτερες των 600MW, με πολύ μικρή πιθανότητα εμφάνισης. Εξετάζοντας την ακραία αυτή περίπτωση, από τα πραγματικά δεδομένα των τριών τελευταίων ετών, συμπεραίνεται ότι ποτέ δεν εμφανίστηκε τιμή φορτίου, μεγαλύτερης των 600MW. Όμως, σύμφωνα με την ΣΠΠ για την εκτίμηση του φορτίου, μια τέτοια τιμή είναι δυνατόν να εμφανιστεί, με πολύ μικρή όμως πιθανότητα.



Γράφημα 4.6 Εκτίμηση κατανομής φορτίου θερμικών μονάδων του ΣΗΕ της Κρήτης για τον μήνα Ιούλιο, την ώρα 12:00-13:00

Το γράφημα 4.7 απεικονίζει την ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου για την ίδια περίπτωση, η οποία έχει προκύψει από τον υπολογισμό της αθροιστικής ΣΠΠ της $P_{Th_units}(m,hr)$.



Γράφημα 4.7 Ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου θερμικών μονάδων για το ΣΗΕ Κρήτης τον μήνα Μάιο, την ώρα 12:00-13:00

4.1.2 Μεθοδολογία ανάλυσης Αξιοπιστίας των υφιστάμενων θερμικών μονάδων

Στο σημείο αυτό θα αναλυθεί η μεθοδολογία για την εκτίμηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής η οποία βασίζεται στο αναμενόμενο φορτίο και στην διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων παραγωγής. Το στοιχείο που καθορίζει τη διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων παραγωγής είναι ο ΡΜΠΔ κάθε μονάδας. Όλες οι συμβατικές μονάδες ενός ΣΗΕ υπόκεινται σε πολλές τυχαίες μη προγραμματισμένες διακοπές. Με την εκτίμηση της αξιοπιστίας ενός συστήματος παραγωγής, αξιολογείται η ικανότητα των μονάδων παραγωγής να εξυπηρετήσουν τη ζήτηση. Η απλούστερη στοχαστική μέθοδος για την εκτίμηση της αξιοπιστίας μιας μονάδας παραγωγής είναι το μοντέλο δύο καταστάσεων σύμφωνα με την εξίσωση (1.12). Το μοντέλο αυτό ορίζει δύο πιθανές καταστάσεις για κάθε μονάδα. Η μονάδα παραγωγής είναι ικανή να παράγει στην ονομαστική της ισχύ, είτε βρίσκεται εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης, με την αντίστοιχη πιθανότητα σε κάθε περίπτωση. Η πιθανότητα να είναι διαθέσιμη η μονάδα ορίζεται ως p_i , ενώ η πιθανότητα μη διαθεσιμότητας της q_i η οποία ονομάζεται "Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών" (ΡΜΠΔ).

Συνεπώς, λαμβάνοντας υπόψη τον ΡΜΠΔ και το φορτίο που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες $P_{Th_units}(mo,hr)$, υπολογίζεται μέσω ενός επαναληπτικού αλγορίθμου μια νέα ΣΠΠ, $P_{Load_loss}(mo,hr)$, η οποία σχετίζεται με το φορτίο που οι διαθέσιμες μονάδες δεν μπορούν να καλύψουν για κάθε μήνα και τύπο ώρας. Για το σκοπό υπολογίζεται η αθροιστική κατανομή πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής $P_{Th_units}(mo,hr)$ από την οποία προκύπτει η ζητούμενη ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου. Η κατανομή $P_{Load_loss}(mo,hr)$ αποτελεί τη μορφή της ανεστραμμένης καμπύλης διάρκειας φορτίου ύστερα από την εισαγωγή όλων των διαθέσιμων μονάδων. Έστω $P_{S_Th_units}(mo,hr)$ η αθροιστική κατανομή του φορτίου που αναμένεται να ανατίθεται στις μονάδες. Η πιθανότητα I_k του φορτίου x ύστερα από την εισαγωγή της μονάδας k με ονομαστικής ισχύς c_k και ΡΜΠΔ q_k υπολογίζεται από τη ακόλουθη εξίσωση:

$$I_k(x) = (1 - q_k) \cdot I_{k-1}(x + c_k) + q_k \cdot I_{k-1}(x) \quad (4.4)$$

Η εξίσωση αυτή εφαρμόζεται επαναληπτικά για κάθε bin κάθε φορά που εισάγεται μια μονάδα, για όλες τις διαθέσιμες μονάδες. Όταν η μονάδα που εισάγεται δεν συμπίπτει με κάποιο bin, η εξίσωση παίρνει την εξής μορφή:

$$I_k(x) = (1 - q_k) \cdot \left[\left(\frac{c_k}{x_{n+1} - x_n} \right) \cdot I_{k-1}(x_n) + \left(\frac{x_{n+1} - x_n - c_k}{x_{n+1} - x_n} \right) \cdot I_{k-1}(x_{n+1}) \right] + q_k \cdot I_{k-1}(x) \quad (4.5)$$

όπου x_n και x_{n+1} η ισχύς των bins μεταξύ των οποίων αντιστοιχίζεται η προσθήκη της μονάδας k σε κάθε n επανάληψη. Με τον τρόπο αυτό υπολογίζεται η τελική ΣΠΠ $P_{Load_loss}(mo,hr)$ του φορτίου που δεν μπορεί να καλυφθεί από τις διαθέσιμες μονάδες.

Στην παρούσα μελέτη έχει ενσωματωθεί στον ΡΜΠΔ ένα ποσοστό που αντιπροσωπεύει τις προγραμματισμένες διακοπές κάθε μονάδας, με στόχο την καλύτερη δυνατή προσέγγιση της πραγματικότητας σχετικά με το συγκεκριμένο ζήτημα. Εξετάζοντας τη νέα αυτή ΣΠΠ, αξιολογείται η αξιοπιστία των συμβατικών μονάδων θερμικής παραγωγής του συστήματος, με τη χρήση δεικτών αξιοπιστίας. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (EENS), η πιθανότητα απώλειας φορτίου (LOLP) και η αναμενόμενη απώλεια φορτίου (LOLE) αποτελούν τους εν λόγω δείκτες. Ο δείκτης EENS (4.6), είναι μια μέτρηση της ποσότητας

της ζήτησης ενέργειας, η οποία αναμένεται να μην ικανοποιηθεί από τις θερμικές μονάδες κατά τη διάρκεια μιας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου.

$$EENS = \int_0^n P_{Load_loss}(t) dt \quad (4.6)$$

Ο δείκτης LOLP αντικατοπτρίζει την πιθανότητα του φορτίου ενός ΣΗΕ, να είναι μεγαλύτερο από την ικανότητα παραγωγής των διαθέσιμων μονάδων. Αντίστοιχα, με τον δείκτη LOLE ορίζεται ο χρόνος για τον οποίο η ζήτηση φορτίου αναμένεται να υπερβεί την διαθέσιμη ικανότητα παραγωγής εντός συγκεκριμένης χρονικής περιόδου (T) και περιγράφεται από την εξίσωση (4.7):

$$LOLE(mo, hr) = LOLP(mo, hr) \cdot T \quad (4.7)$$

Επιπλέον, ορίζεται ένας νέος δείκτης αξιοπιστίας LWLOLE (4.8), ο οποίος αντιπροσωπεύει το φορτίο που δεν εξυπηρετείται για διάρκεια μεγαλύτερη των 0,1 δευτερολέπτων, η οποία αντιστοιχεί στο 99,9999% της εξεταζόμενης περιόδου, εκφράζοντας δηλαδή ποσοστό 99,9999% επιπέδου αξιοπιστίας.

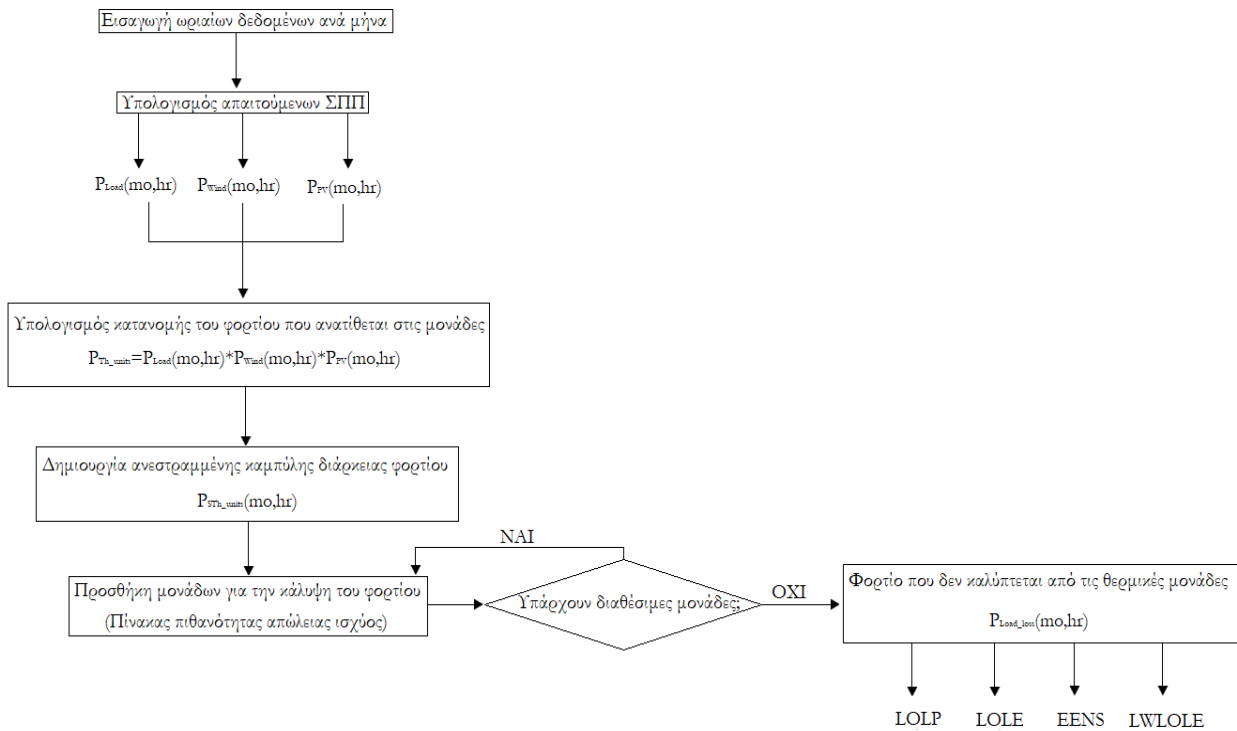
$$LWLOLE(mo, hr) = LOLE(mo, hr) > 0,1sec \quad (4.8)$$

Μεταβάλλοντας τη χρονική διάρκεια για την οποία εξετάζεται το μη εξυπηρετούμενο φορτίο, μεταβάλλεται και το σχετικό επίπεδο αξιοπιστίας. (99,999% για LWOLE > 1 δευτερολέπτου). Πρόκειται για ένα ιδιαίτερα χρήσιμο δείκτη, καθώς προσφέρει τη γνώση της μέγιστης ισχύος που είναι πιθανόν να χαθεί για μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια, ανάλογα με το επιθυμητό επίπεδο αξιοπιστίας. Με τον τρόπο αυτό, καταδεικνύει στο σύστημα παραγωγής να προσαρμοστεί στην έλλειψη παραγωγής, π.χ. με την ένταξη κατάλληλης ονομαστικής ισχύος ηλεκτροπαραγωγών ζευγών (H/Z), ή με τη μείωση της ζήτησης. Όπως αναφέρθηκε, τα αποτελέσματα αυτής της μελέτης έχουν ταξινομηθεί ανά μήνα και ανά ώρα. Έτσι, 0,1 δευτερολέπτα διακοπτόμενης ισχύος ενός συγκεκριμένου μήνα και μιας ώρας αντιστοιχούν σε μη διαθεσιμότητα $9.26 \times 10^{-5}\%$ και διαθεσιμότητα 99,9999% (υπάρχουν 108.000 s σε ένα μήνα για έναν τύπο ώρας):

$$\text{Μη διαθεσιμότητα} = 0,1sec / 108.000sec = 9.26 \times 10^{-5}\%$$

$$\text{Διαθεσιμότητα} = 100\% - 9,26 \times 10^{-5}\% = 99,9999\%$$

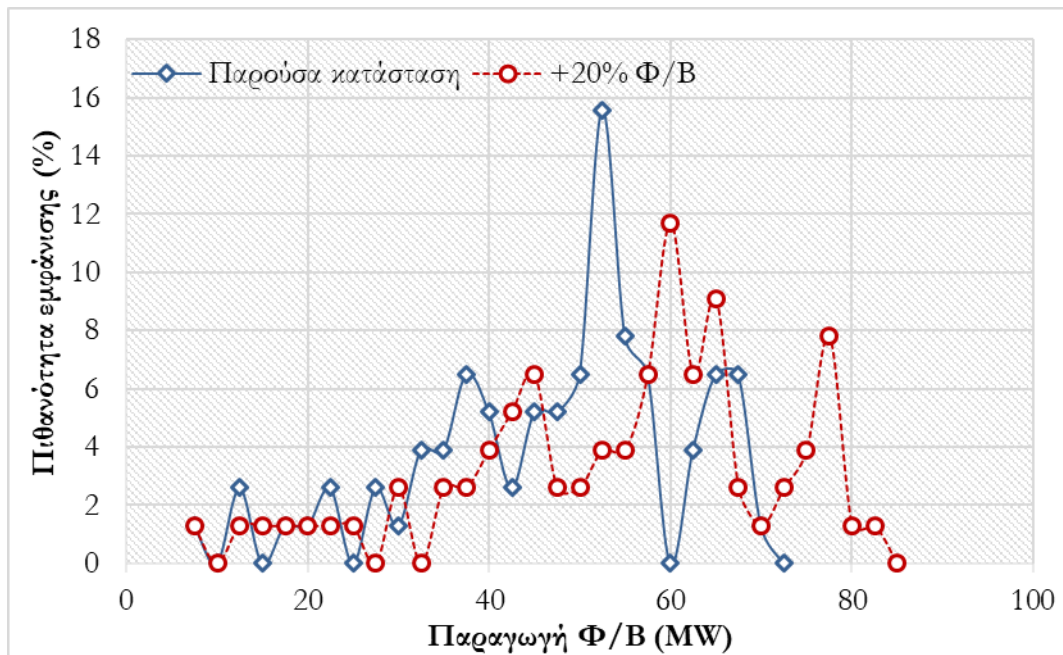
Το block diagram που ακολουθεί περιγράφει σχηματικά την διαδικασία της μεθοδολογίας που αναλύθηκε, για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής.



Γράφημα 4.8 Block diagram για την περιγραφή του αλγόριθμου που υλοποιήθηκε

4.1.3 Ανάλυση βασικών παραδοχών για τη διεσπαρμένη παραγωγή

Η μεθοδολογία που αναλύθηκε στην συγκεκριμένη ενότητα αποτελεί τη βάση για τους υπολογισμούς που πραγματοποιήθηκαν για την εκτίμηση του αναμενόμενου φορτίου που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες καθώς και της εκτίμησης των εξεταζόμενων δεικτών αξιοπιστίας. Πιο αναλυτικά, η εκτίμηση της συμβολής των επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων του δικτύου της Κρήτης στη μείωση του αναμενόμενου φορτίου των θερμικών μονάδων βασίστηκε στο πρώτο μέρος της μεθοδολογίας, της ενότητας 4.1.1. Η διαφοροποίηση με την υφιστάμενη κατάσταση είναι ότι πλέον τα ωριαία δεδομένα της Φ/Β παραγωγής έχουν αυξηθεί κατά το ποσοστό 20% όπως θα αναλυθεί στη συνέχεια, στην ενότητα 5.3. Η διαφοροποίηση αυτή αποτυπώνεται γραφικά στο ακόλουθο γράφημα το οποίο παρουσιάζει την κατανομή της Φ/Β παραγωγής πριν και μετά την θεώρηση των 20MW επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων για την ώρα 13:00-14:00 του μήνα Νοεμβρίου. Η μέγιστη πιθανή τιμή Φ/Β παραγωγής στην συγκεκριμένη περίπτωση είναι πλέον στα 82,5MW με πιθανότητα 1,3% έπειτα από την προσθήκη των 20MW επιπλέον Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος, τη στιγμή που στην παρούσα κατάσταση επιτυγχάνεται 70MW μέγιστη τιμή παραγωγής με την ίδια πιθανότητα.



Γράφημα 4.9 Κατανομή Φ/B παραγωγής πριν και μετά την συμπερίληψη των 20% επιπλέον Φ/B εγκαταστάσεων για την ώρα 13:00 - 14:00 του μήνα Νοεμβρίου

Αντίστοιχα για τις περιπτώσεις αξιολόγησης των δεικτών αξιοπιστίας η ανάλυση βασίστηκε στο μέρος της μεθοδολογίας της ενότητας 4.1.2. Η σημαντική διαφοροποίηση αφορά την περίπτωση των Η/Ζ όπου κατά τους υπολογισμούς η συμβατική παραγωγή ενισχύθηκε καθώς συμπεριλήφθηκε επιπλέον διαθέσιμη ισχύ από μονάδες Η/Ζ, με ΡΜΠΔ ίσο με 1%. Για την ενίσχυση αυτή, η αντιστοίχιση του ΡΜΠΔ 1% πραγματοποιήθηκε ανά block των 10MW. Δηλαδή για Η/Ζ ισχύος 100MW δημιουργήθηκαν 10 blocks των 10MW με αντιστοιχία 1% ΡΜΠΔ στο καθένα. Σκοπός της θεώρησης αυτής είναι η πιο ρεαλιστική προσέγγιση της υφιστάμενης κατάστασης στον τομέα αυτόν.

Σημειώνεται ότι αντίστοιχη διαδικασία ακολουθήθηκε και στην περίπτωση ανάλυσης της αξιοπιστίας του υποσταθμού της Σταλίδας όπου η μελέτη υλοποιήθηκε θεωρώντας ένα υποσύστημα που εξυπηρετεί το φορτίο του μέσω δύο μονάδων με ΡΜΠΔ ίσο με 0,5%, οι οποίες αντιπροσωπεύουν τους δύο μετασχηματιστές ισχύος 50MVA του υποσταθμού. Επιπλέον για την περίπτωση αυτή προστέθηκαν ως επιπλέον μονάδες σε blocks των 5MW με ΡΜΠΔ 1% αντίστοιχα, τα Η/Ζ του υποσταθμού της Σταλίδας με μέγιστη συνολική ισχύς 20MW (5MW ήδη καταγεγραμμένη και 15MW ύστερα από την πιο συντηρητική εκτίμηση των μη καταγεγραμμένων μονάδων).

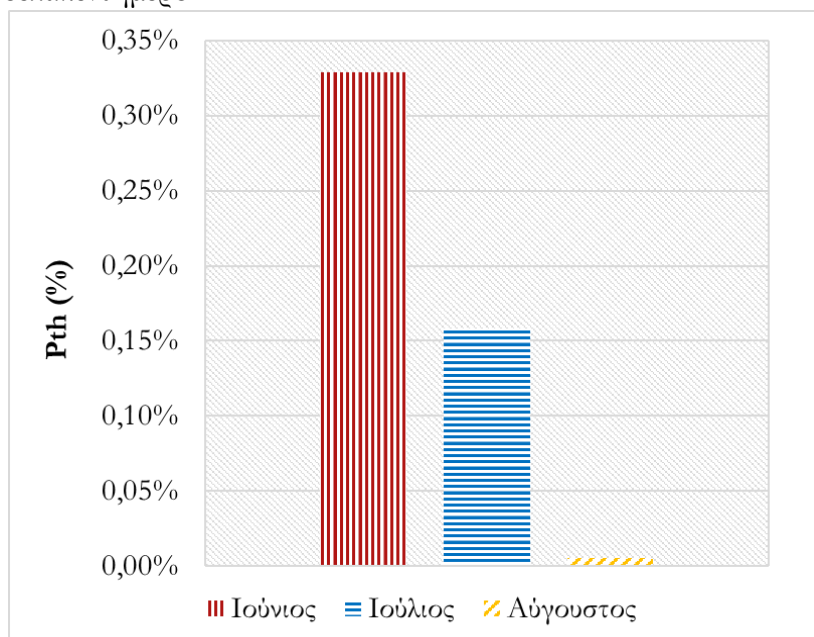
Σχετικά με τα αποτελέσματα, όπως έχει ήδη σχολιασθεί η βασική παραδοχή η οποία αποτελεί και καινοτομία της εν λόγω εργασίας είναι ότι εν τέλει τα αποτελέσματα σχετικά με την εκτίμηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν, έχουν ταξινομηθεί και παρουσιάζονται ανά μήνα και ανά τύπο ώρας. Πιο συγκεκριμένα τα στοιχεία εισόδου, δηλαδή το φορτίο ζήτησης, η αιολική και Φ/B παραγωγή μετατράπηκαν από ωριαία δεδομένα της τριετίας 2016-2017-2018 σε ωριαίες κατανομές και τελικά σε κατανομή φορτίου που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες εφαρμόζοντας την μεθοδολογία της ενότητας 4.1.1. Αντίστοιχη είναι και η μορφή των αποτελεσμάτων αναφορικά με τους δείκτες αξιοπιστίας, τα οποία στη συνέχεια επεξεργάστηκαν και μορφοποιήθηκαν για την εκτίμηση των συγκεντρωτικών αποτελεσμάτων.

5 Παρουσίαση των Αποτελεσμάτων σε Επίπεδο Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην ενότητα αυτή αναλύονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης σχετικά με την εκτίμηση του φορτίου που αναμένεται να ανατίθεται στις συμβατικές μονάδες και έπειτα η αξιολόγηση του επιπέδου αξιοπιστίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις. Πιο συγκεκριμένα η ανάλυση ξεκινάει με την παρουσίαση των αποτελεσμάτων για την υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης που θα αποτελέσει και τη βάση σύγκρισης. Στη συνέχεια συμπεριλαμβάνοντας 20% επιπλέον Φ/Β παραγωγή, παρουσιάζονται εκ νέου τα αποτελέσματα για την εκτίμηση φορτίου προς τις θερμικές μονάδες καθώς και των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Τονίζεται ότι στην περίπτωση αυτή εκτιμάται και η εγγυημένη ισχύς που επιτυγχάνεται με τα 20MW επιπλέον Φ/Β ισχύς. Ακολουθεί η εκτίμηση της συμβολής των μονάδων Η/Ζ του ΣΗΕ Κρήτης στο επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, καθώς και η αντίστοιχη εκτίμηση για τον συνδυασμό των επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων και των μονάδων Η/Ζ.

5.1 Εκτίμηση τελικού φορτίου ανά μήνα και ανά τύπο ώρας

Εφαρμόζοντας την μεθοδολογία σχετικά με την εκτίμηση του φορτίου που ανατίθεται στις μονάδες, η ανάλυση των αποτελεσμάτων επικεντρώνεται στους καλοκαιρινούς μήνες, κατά τους οποίους παρατηρείται και η μεγαλύτερη ζήτηση. Σύμφωνα με το γράφημα 5.1, και οι τρεις καλοκαιρινοί μήνες εμφανίζουν φορτίο μεγαλύτερο των 600 MW και μάλιστα είναι οι μόνοι κατά τη διάρκεια όλου του έτους, κάτι που οφείλεται στον συνδυασμό της υψηλής τουριστικής δραστηριότητας της περιόδου και της υψηλής θερμοκρασίας των μεσημεριανών ωρών. Ο Ιούνιος σημειώνει τη μεγαλύτερη πιθανότητα εμφάνισης (0,33%), με τον Ιούλιο να βρίσκεται στο 0,16% και τον Αύγουστο μόλις στο 0,006%. Αξίζει να σημειωθεί ότι τιμές φορτίου των μονάδων μεγαλύτερες των 600MW για τον μήνα Ιούνιο, εμφανίζονται μόνο κατά το δεύτερο δεκαπενθήμερο.



Γράφημα 5.1 Πιθανότητα εμφάνισης φορτίου μονάδων $P_{Th_units}(mo,hr)$ μεγαλύτερο των 600MW για τους καλοκαιρινούς μήνες

Ο πίνακας 5.1, παραθέτει μια εκτίμηση σχετικά με το μέγιστο φορτίο των μονάδων, καθώς επίσης και την ώρα εμφάνισής του. Τον Ιούλιο εμφανίζεται η μεγαλύτερη τιμή των 630 MW (με πιθανότητα ίση με $3,73 \cdot 10^{-6}$), η οποία δηλώνει την εγγυημένη ισχύ συμβατικών μονάδων, που απαιτείται να έχει στη διάθεση του ο διαχειριστής του συστήματος. Επιπλέον, ο πίνακας 5.2 παρουσιάζει το μέγιστο εκτιμώμενο φορτίο των θερμικών μονάδων που σημειώνεται κατά τη δύση του ηλίου, για τους καλοκαιρινούς μήνες. Μια εξίσου χρήσιμη πληροφορία για το διαχειριστή, ο οποίος καλείται να διαχειριστεί το εν λόγω φορτίο, χωρίς τη συμβολή πλέον της παραγωγής των φωτοβολταϊκών. Παρατηρείται ότι το φορτίο αυτές τις πρώτες βραδινές ώρες είναι υψηλό, μεγαλύτερο ή ίσο των 600MW, τη στιγμή που τα Φ/Β δεν είναι ικανά να συμβάλλουν. Στο σημείο αυτό επιβεβαιώνεται το φαινόμενο “Duck Curve” κατά το οποίο το καθαρό φορτίο μειώνεται σημαντικά τις μεσημεριανές ώρες όπου η Φ/Β παραγωγή είναι αξιοσημείωτη ενώ είναι υψηλό τις βραδινές ώρες κατά τις οποίες δεν παρατηρείται Φ/Β παραγωγή. Αξίζει να σημειωθεί ότι το μέγιστο πραγματικό ωριαίο φορτίο που ανέλαβαν οι συμβατικές μονάδες τα τελευταία τρία χρόνια ήταν 597,79MW στις 25/7/2017 και ώρα 21:00-22:00, ενώ μέσω της πιθανοτικής ανάλυσης υπολογίστηκε ότι είναι πιθανόν να ξεπεράσει τα 600MW και για την ακρίβεια μπορεί να φτάσει τα 630MW τον μήνα Ιούλιο, την ώρα 13:00-14:00.

Πίνακας 5.1 Μέγιστο αναμενόμενο φορτίο μονάδων για τους καλοκαιρινούς μήνες

| Μήνας | Φορτίο (MW) | Ώρα |
|-----------|-------------|-------------|
| Ιούνιος | 610 | 20:00-22:00 |
| Ιούλιος | 630 | 14:00-15:00 |
| Αύγουστος | 610 | 13:00-14:00 |

Πίνακας 5.2 Μέγιστο αναμενόμενο φορτίο μονάδων, κατά τη δύση του ηλίου για τους καλοκαιρινούς μήνες

| Μήνας | Φορτίο (MW) | Ώρα |
|-----------|-------------|-------------|
| Ιούνιος | 610 | 20:00-21:00 |
| Ιούλιος | 610 | 20:00-21:00 |
| Αύγουστος | 600 | 20:00-21:00 |

5.2 Αξιολόγησης της Αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής στην υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης

Η αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής του δικτύου της Κρήτης, αποτυπώνεται στην ανάλυση της συγκεκριμένης ενότητας η οποία βασίζεται στους εξής δύο δείκτες αξιοπιστίας: EENS(MWh) και LOLE(sec). Επιλέχθηκε η παρουσίαση των αποτελεσμάτων για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες, στους οποίους συμπεριλαμβάνονται οι τρεις κρίσιμοι μήνες του καλοκαιριού (Ιούνιος-Ιούλιος-Αύγουστος) λόγω εμφάνισης υψηλών τιμών ζήτησης φορτίου καθώς και οι μήνες Φεβρουάριος και Νοέμβριος, κατά τους οποίους σημειώνονται χαμηλότερες τιμές φορτίου αλλά και διαθεσιμότητας μονάδων λόγω συντήρησης. Σύμφωνα με τον πίνακα 5.3, η μέγιστη τιμή φορτίου προς τις μονάδες που είναι

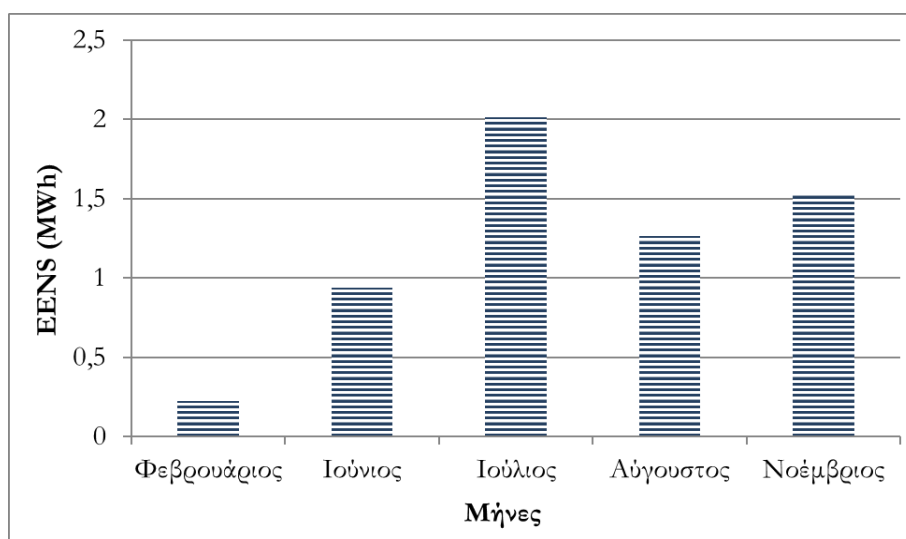
πιθανόν να εμφανιστεί τους μήνες Φεβρουάριο και Νοέμβριο είναι 520MW και 430MW αντίστοιχα.

Πίνακας 5.3 Εκτιμώμενο μέγιστο φορτίο θερμικών μονάδων, για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μήνας | Φορτίο (MW) | Ώρα |
|-------------|-------------|-------------|
| Φεβρουάριος | 520 | 18:00-20:00 |
| Ιούνιος | 610 | 20:00-22:00 |
| Ιούλιος | 630 | 14:00-15:00 |
| Αύγουστος | 610 | 13:00-14:00 |
| Νοέμβριος | 430 | 18:00-20:00 |

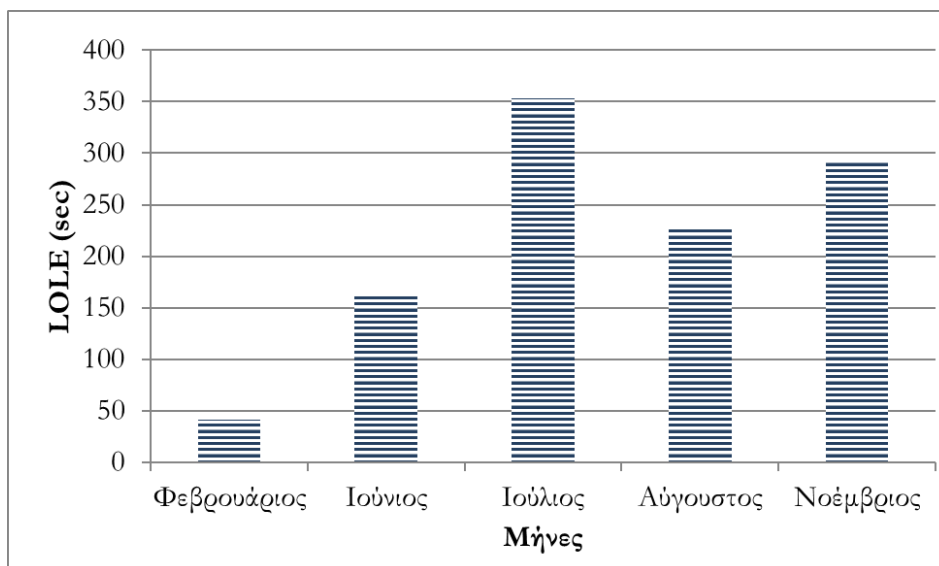
5.2.1 Ανάλυση τυπικών δεικτών Αξιοπιστίας

Παρόλα αυτά, τα δύο γραφήματα που ακολουθούν παρουσιάζουν δύο υψηλές τιμές, 1,54MWh για την συνολική μη τροφοδοτούμενη ενέργεια (EENS) και 292,15 δευτερόλεπτα μη εξυπηρετούμενου φορτίου (LOLE) για τον μήνα Νοέμβριο. Τιμές που ξεπερνούν και τις αντίστοιχες των δύο εκ των τριών μηνών της καλοκαιρινής περιόδου (Ιούνιο και Αύγουστο). Το γεγονός αυτό οφείλεται στις μονάδες που τίθενται υπό συντήρηση στην κάθε περίπτωση. Στην παρούσα μελέτη έχει θεωρηθεί ότι τους καλοκαιρινούς μήνες δεν υπάρχει προγραμματισμένη συντήρηση για κάποια μονάδα. Αντίθετα, τον Φεβρουάριο θεωρήθηκε ότι τίθεται εκτός κάποια μονάδα ντίζελ του σταθμού παραγωγής των Λινοπεραμάτων (10MW), ενώ το Νοέμβριο το ένα μέρος του συνδυασμένου κύκλου (52MW) σε συνδυασμό με τους ατμούς 4 και 5 του σταθμού των Λινοπεραμάτων. Συνεπώς ενώ ο Νοέμβριος αποτελεί τον μήνα με τη χαμηλότερη ζήτηση, η υψηλή τιμή διαθέσιμης ισχύος που χάνεται λόγω των μονάδων που τίθενται εκτός για συντήρηση, αυξάνει τις τιμές των δεικτών αξιοπιστίας στα επίπεδα των υπόλοιπων “επικίνδυνων” μηνών. Στο σημείο αυτό, αξίζει να σημειωθεί ότι η επιλογή αυτή έγινε με κριτήριο την όσο το δυνατό καλύτερη προσέγγιση της πραγματικότητας αναφορικά με τον προγραμματισμό των συντηρήσεων των μονάδων ΣΗΕ Κρήτης.



Γράφημα 5.2 Αναμενόμενη Μη Τροφοδοτούμενη Ενέργεια (EENS) για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Ο μήνας κατά τον οποίο καταγράφονται οι υψηλότερες τιμές των δεικτών EENS (γράφημα 5.2) και LOLE (γράφημα 5.3) είναι ο μήνας Ιούλιος με 2,01MWh και 353,48 δευτερόλεπτα αντίστοιχα. Αντίθετα το σύστημα παραγωγής κρίνεται περισσότερο αξιόπιστο τον μήνα Φεβρουάριο στοιχείο που αντικατοπτρίζεται στις τιμές των δύο εξεταζόμενων δεικτών αξιοπιστίας “EENS=0,22MWh και LOLE=41,14 δευτερόλεπτα”.



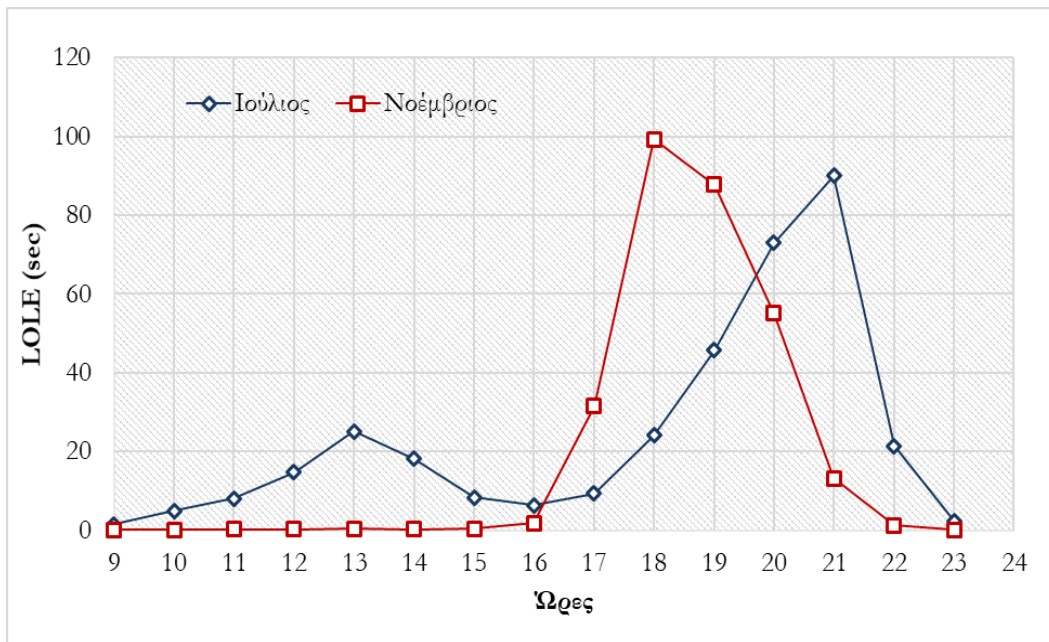
Γράφημα 5.3 Αναμενόμενο Μη Εξυπηρετούμενο Φορτίο (LOLE) για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Στα προηγούμενα δύο γραφήματα με τα αθροιστικά αποτελέσματα για τους πέντε εξεταζόμενους, ως η χειρότερη περίπτωση καταγράφηκε εκείνη του Ιουλίου. Σύμφωνα με τον πίνακα 5.4, ο οποίος παραθέτει τις μέγιστες ωριαίες τιμές για τους δείκτες LOLE και EENS, σημειώνει τις μεγαλύτερες τιμές των δύο δεικτών. Επομένως, ενώ ο Ιούλιος είναι συνολικά ο μήνας με τις υψηλότερες τιμές δεικτών αξιοπιστίας, η ώρα 18:00 - 19:00 του Νοεμβρίου αποτελεί την πιο δύσκολη ώρα σύμφωνα με τη συγκεκριμένη ανάλυση.

Πίνακας 5.4 Μέγιστη Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου και Μέγιστη μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μήνες | LOLE(sec) | EENS (MWh) | Ώρα |
|-------------|-----------|------------|-------------|
| Φεβρουάριος | 16,65 | 0,09 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 47,21 | 0,28 | 21:00-22:00 |
| Ιούλιος | 90,04 | 0,53 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 88,4 | 0,52 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 99,25 | 0,54 | 18:00-19:00 |

Το γράφημα 5.4 απεικονίζει γραφικά τον ωριαίο δείκτη LOLE για τους δύο συγκρινόμενους μήνες Ιούλιο και Νοέμβριο. Παρατηρείται ότι τον Ιούλιο η αναμενόμενη απώλεια φορτίου γίνεται έντονη μετά την ώρα 9:00-10:00 φτάνοντας τη μέγιστη τιμή των 90,04 δευτερολέπτων την ώρα 21:00-22:00. Αντίθετα το πρόβλημα το Νοέμβριο έχει μικρότερο εύρος σε επίπεδο ωρών καθώς ο δείκτης LOLE αποκτά υψηλές τιμές την ώρα 16:00-17:00, όμως όπως ήδη έχει τονιστεί, σημειώνει μεγαλύτερη μέγιστη τιμή (99,25 δευτερόλεπτα) από την αντίστοιχη του Ιουλίου την ώρα 18:00-19:00.



Γράφημα 5.4 Ωριαίο Αναμενόμενο Μη Εξυπηρετούμενο Φορτίο (LOLE) για τον μήνα Ιούλιο

5.2.2 Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE

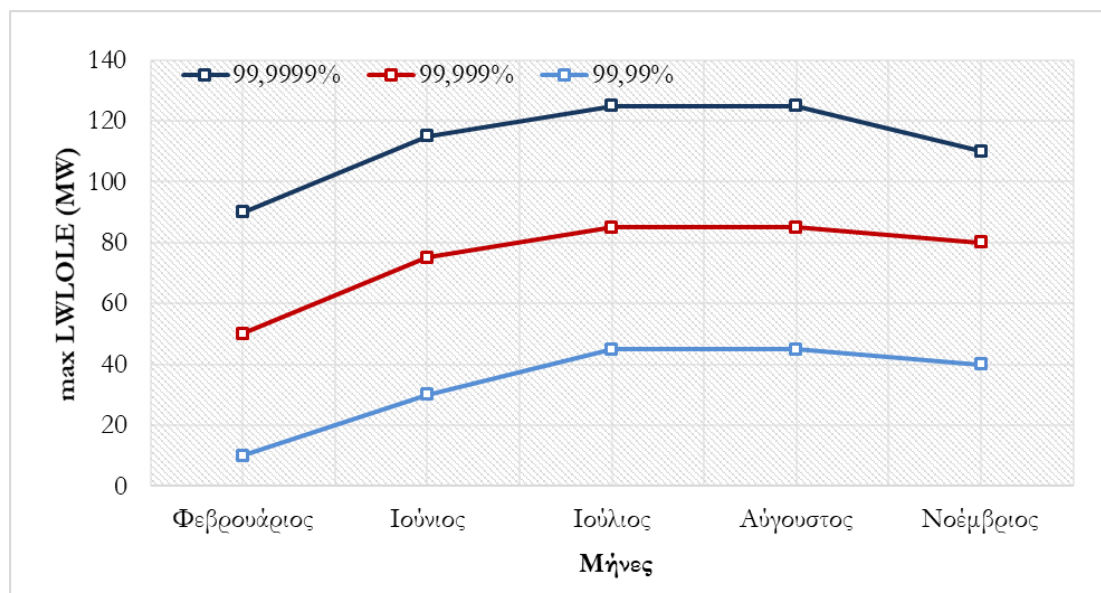
Στην ανάλυση των ακόλουθων αποτελεσμάτων, αποτυπώνεται η σημασία του νέου δείκτη αξιοπιστίας LWLOLE ο οποίος αντιπροσωπεύει το ύψος του φορτίου που δεν εξυπηρετείται για μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια. Η χρονική αυτή διάρκεια ορίζεται ανάλογα με το επιθυμητό επίπεδο αξιοπιστίας που μελετάται. Για παράδειγμα, στη συγκεκριμένη έρευνα όπου έχει πραγματοποιηθεί ταξινόμηση των στοιχείων ανά μήνα και ανά τύπο ώρας, το ποσοστό 99,9999% επιπέδου αξιοπιστίας αντιστοιχεί σε χρονική διάρκεια απώλειας φορτίου μικρότερης του 0,1 δευτερολέπτων.

Ο πίνακας 5.5 παραθέτει τις μέγιστες τιμές LWLOLE για κάθε μήνα για επίπεδο αξιοπιστίας 99,9999% (six nines). Παρατηρείται ότι ο τύπος ώρας εμφάνισης των τιμών αυτών είναι η πρώτη βραδινή μετά τη δύση του ηλίου για όλους τους μήνες με τις υψηλότερες τιμές να εμφανίζονται τους καλοκαιρινούς μήνες Ιούλιο και Αύγουστο. Πρακτικά, τα 125MW του εν λόγω δείκτη για τις δύο αυτές περιπτώσεις, αντιστοιχούν σε πιθανή απώλεια ισχύος 125 MW η οποία θα ξεπερνάει σε διάρκεια τα 0,1 δευτερόλεπτα. Ο δείκτης αυτός είναι ιδιαίτερα χρήσιμος για τον διαχειριστή οποιουδήποτε ΣΗΕ καθώς με τη γνώση του κατέχει την πληροφορία της μεγαλύτερης πιθανής απώλειας ισχύος. Συνεπώς, εφαρμόζοντας τις κατάλληλες τεχνικές (ένταξη H/Z, μείωση ζήτησης) μπορεί να προετοιμαστεί για την πιθανή έλλειψη παραγωγής, “θωρακίζοντας” το σύστημα του.

Πίνακας 5.5 Μέγιστη τιμή LWLOLE στο 99,9999% επιπέδου αξιοπιστίας, για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μήνες | Μέγιστο LWLOLE (MW) | Ώρες |
|-------------|---------------------|-------------|
| Φεβρουάριος | 90 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 115 | 20:00-22:00 |
| Ιούλιος | 125 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 125 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 110 | 18:00-19:00 |

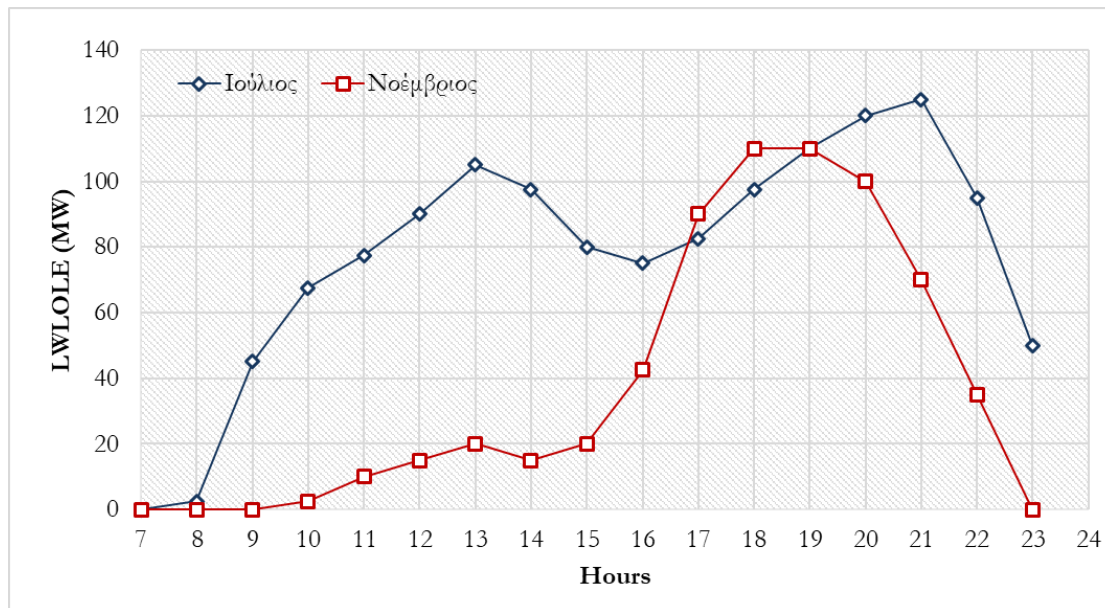
Το γράφημα 5.5 απεικονίζει πως μεταβάλλονται οι μέγιστες του LWLOLE όταν μεταβάλλεται το εξεταζόμενο επίπεδο της αξιοπιστίας από 99,9999% (six nines) σε 99,999%(five nines) και 99,99%(four nines). Οι δύο νέες περιπτώσεις αντιστοιχούν σε χρονική διάρκεια απώλειας φορτίου μικρότερης του 1 δευτερολέπτου (LOLE>1sec) και 10 δευτερολέπτων (LOLE>10sec) αντίστοιχα.



Γράφημα 5.5 Μέγιστη τιμή LWLOLE κάθε μήνα, για τρία διαφορετικά επίπεδα αξιοπιστίας

Το γράφημα 5.6 παραθέτει τη μέγιστη τιμή LWLOLE ανά τύπο ώρας για τους μήνες Ιούλιο και Νοέμβριο. Τα συμπεράσματα είναι και εδώ παρόμοια με εκείνα του δείκτη LOLE στο γράφημα 5.4 με τη μέγιστη τιμή στο σύνολο του εικοσιτετράωρου να εμφανίζεται την πρώτη βραδινή ώρα, 21:00-22:00 για τον Ιούλιο και 18:00-19:00 για τον Νοέμβριο. Η διαφορά, συγκριτικά με το γράφημα 5.4 είναι ότι η μέγιστη ωριαία τιμή LWLOLE του Ιουλίου στο σύνολο του εικοσιτετράωρου είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη του μήνα Νοεμβρίου σε αντίθεση με την περίπτωση του δείκτη LOLE. Μπορεί δηλαδή η ώρα 18:00-19:00 του Νοεμβρίου να σημειώνει τη μεγαλύτερη χρονική διάρκεια απώλειας φορτίου (LOLE), όχι όμως τη μεγαλύτερη πιθανή απώλεια ισχύος για χρονική διάρκεια μεγαλύτερης των 0,1 δευτερολέπτων.

Το σημαντικό συμπέρασμα που προκύπτει στο σημείο αυτό, είναι ότι δεν υπάρχει απαραίτητα πλήρης αντιστοιχία μεταξύ των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και LWLOLE. Ο πρώτος αξιολογεί την απώλεια φορτίου καθαρά ως προς τη μονάδα του χρόνου χωρίς όμως να λαμβάνει υπόψιν το ύψος της απολεσθείσας ισχύος, ενώ ο δεύτερος ποσοτικοποιεί την απώλεια ισχύος για μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια. Συνεπώς αποδεικνύεται ότι δεν είναι απόλυτα συσχετισμένοι μεταξύ τους.



Γράφημα 5.6 Μέγιστη μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία ανά τύπο ώρας τους μήνες Ιούλιο και Νοέμβριο

5.3 Αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής αυξάνοντας την εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β εγκαταστάσεων του ΣΗΕ Κρήτης κατά 20%

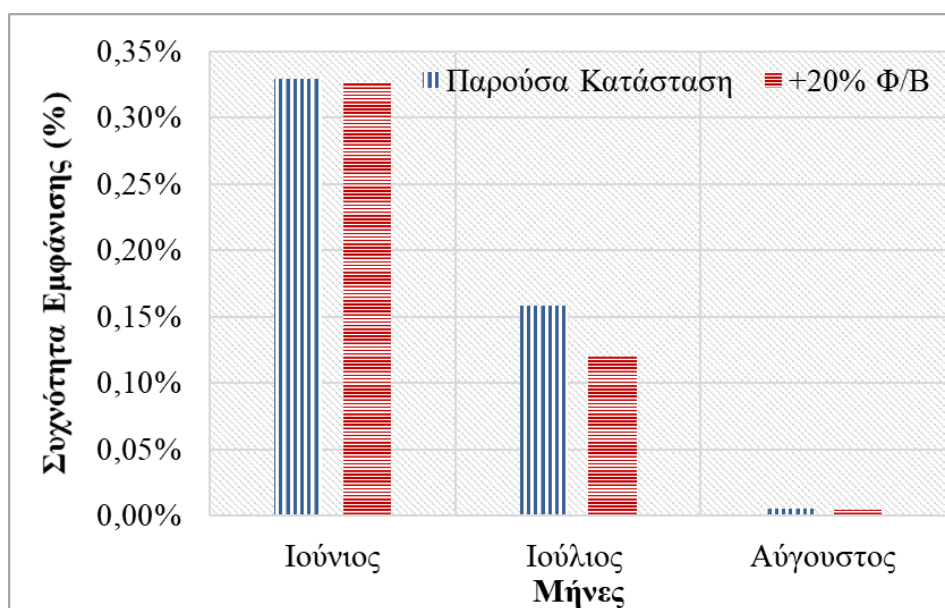
Στο σημείο αυτό εξετάζεται η συμβολή των επιπλέον 20MW εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β, στην βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Η επιπλέον αυτή ισχύς αφορά Φ/Β εγκαταστάσεις που αναμένεται να εγκατασταθούν στο πλαίσιο του ενεργειακού συμφητισμού (Net Metering) και του εικονικού ενεργειακού συμφητισμού (Virtual Net Metering) στο δίκτυο της Κρήτης. Πρόκειται για δύο νέους εναλλακτικούς μηχανισμούς αποπληρωμής των Φ/Β μικρής κλίμακας με ιδιαίτερο ενδιαφέρον από τους δημόσιους φορείς. Μέχρι τώρα οι Φ/Β εγκαταστάσεις ενεργειακού συμφητισμού ανέρχονται στα 3,6MW, όμως εξαιτίας του υψηλού ενδιαφέροντος τους αναμένεται να έχουν ενεργό ρόλο τα ερχόμενα χρόνια στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης. Πιο συγκεκριμένα, η περιφέρεια Κρήτης και όλοι οι δήμοι του νησιού αποφάσισαν τη συντονισμένη εφαρμογή ενός ολοκληρωμένου σχεδίου με Φ/Β εγκαταστάσεις, ως μέσο για τη μείωση της κατανάλωσης της ηλεκτρικής τους ενέργειας [36]. Ως εκ τούτου, ενόψει της αύξησης των Φ/Β εγκαταστάσεων κατά περίπου 20% της εγκατεστημένης τους ισχύς μέσω του νομοθετικού πλαισίου "Net Metering" και "Virtual Net Metering", με την ενεργό συμμετοχή των Δημόσιων Αρχών του νησιού, θα ήταν ενδιαφέρον να διερευνηθεί σε ποιο βαθμό αυτή η πρόσθετη εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β θα μπορούσε να αντικαταστήσει την απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύ από τις θερμικές μονάδες, μελετώντας ουσιαστικά τη δυνατότητα προφοράς εγγυημένης ισχύος.

Σχετικές μελέτες έχουν πραγματοποιηθεί, τόσο για την περίπτωση των μικροδικτύων [37] όσο και για μεγάλα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας [38]. Αξίζει να σημειωθεί, ότι η τιμή των 20MW έχει επιλεγεί, καθώς αποτελεί το όριο επιπλέον ισχύος από Φ/Β εγκαταστάσεις, όπως έχει οριστεί από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, για την αυτόνομη λειτουργία του ΣΗΕ Κρήτης. Συνεπώς, στην ενότητα αυτή θα αναλυθούν τα αποτελέσματα σχετικά με την εγγυημένη ισχύ (capacity credit) που είναι δυνατόν να επιτευχθεί αυξάνοντας την ισχύ των

Φ/Β εγκαταστάσεων κατά 20%, καθώς επίσης και η ενδεχόμενη ενίσχυση των εξεταζόμενων δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής.

5.3.1 Συνεισφορά των 20% επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων στην εγγυημένη ισχύ του ΣΗΕ Κρήτης

Ο υπολογισμός της εγγυημένης ισχύος (capacity credit) βασίστηκε στο πρώτο μέρος μεθοδολογίας που παρουσιάστηκε, αναφορικά με την εκτίμηση του φορτίου μέσω της πιθανοτικής ανάλυσης της ενότητας 4.1.1. Για την ακρίβεια, αρχικά υπολογίστηκε το μέγιστο αναμενόμενο φορτίο που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες στην παρούσα κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης, από το οποίο αφαιρέθηκε το αναμενόμενο φορτίο ύστερα όμως από την προσθήκη των 20MW Φ/Β, για να προκύψει το ζητούμενο “capacity credit”. Συνεπώς όπως είναι λογικό, η συμβολή των επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων είναι ιδιαίτερα σημαντική στη μείωση του φορτίου που αναμένεται να αναλάβουν οι μονάδες. Σύμφωνα με το γράφημα 5.7, η 20% αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β δύναται να μειώσει την πιθανότητα εμφάνισης φορτίου θερμικών μονάδων μεγαλύτερου των 600MW κατά (-24,23%) το μήνα Ιούλιο, η οποία αποτελεί και την μεγαλύτερη μείωση συγκριτικά με τους άλλους δύο μήνες του καλοκαιριού.



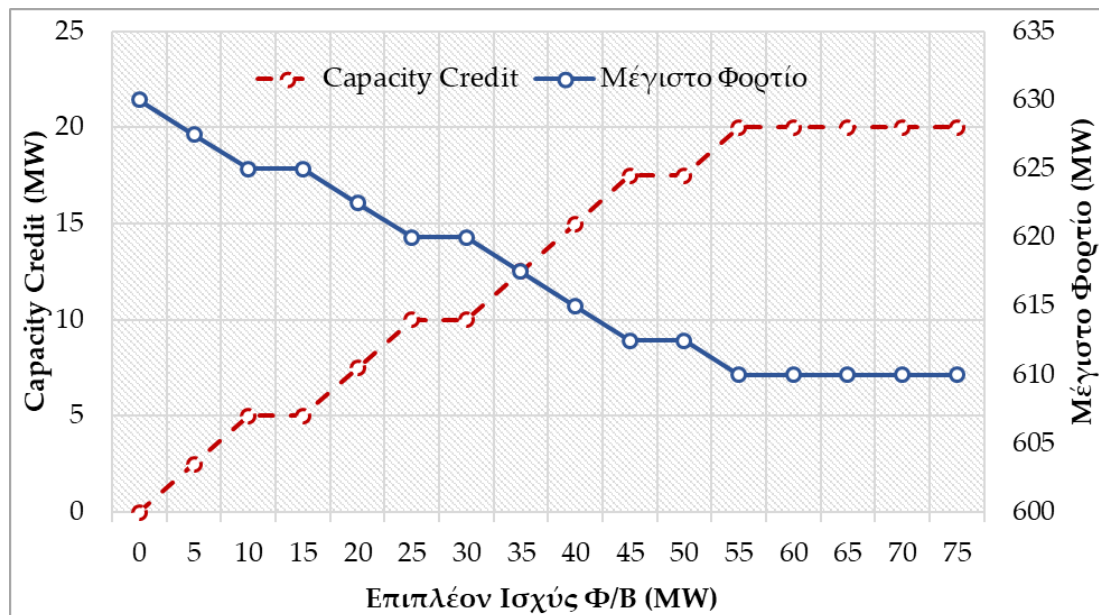
Γράφημα 5.7 Πιθανότητα εμφάνισης φορτίου θερμικών μονάδων μεγαλύτερου των 600MW

Παρόλα αυτά, τον Ιούνιο και πιο συγκεκριμένα το δεύτερο δεκαπενθήμερο του Ιουνίου, αντίστοιχες τιμές μεγαλύτερες των 600MW εμφανίζονται κατά τη διάρκεια των ωρών 20:00-22:00, κάτι που σημαίνει ότι οι Φ/Β τεχνολογίες δεν μπορούν να συνεισφέρουν στο σύνολο της παραγωγής. Όμως σύμφωνα με τον πίνακα 5.6 το μέγιστο πλέον αναμενόμενο φορτίο που καλούνται να καλύψουν οι θερμικές μονάδες, ύστερα από την συμπερίληψη και των 20MW επιπλέον Φ/Β, συνεχίζει να σημειώνεται τον μήνα Ιούλιο, την ώρα 14:00-15:00, έχοντας όμως κατά **7,5MW** μικρότερη τιμή. Συνεπώς αυτή η τιμή αποτελεί το **capacity credit** ή την εγγυημένη ισχύ που μπορεί να επιτευχθεί με την εγκατάσταση επιπλέον 20MW Φ/Β στο ΣΗΕ της Κρήτης.

Πίνακας 5.6 Μέγιστο αναμενόμενο φορτίο που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες

| Μήνες | Παρούσα Κατάσταση (MW) | +20% Φ/Β (MW) | Ώρα |
|-----------|------------------------|---------------|-------------|
| Ιούνιος | 610 | 610 | 20:00-22:00 |
| Ιούλιος | 630 | 622,5 | 14:00-15:00 |
| Αύγουστος | 610 | 602,5 | 13:00-14:00 |

Το μέγιστο φορτίο στο ΣΗΕ Κρήτης, όπως μόλις αναλύθηκε, σημειώνεται μεσημεριανή ώρα. Αυτό σημαίνει ότι όσο ενισχύεται το ΣΗΕ με επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις τόσο θα ελαττώνεται η τιμή του μέγιστου φορτίου και άρα τόσο θα αυξάνεται η επιτευχθείσα εγγυημένη ισχύς. Υπάρχει όμως ένα όριο στη βελτίωση αυτή, καθώς κάποια στιγμή το μέγιστο φορτίο, όπως είναι λογικό, θα μεταφερθεί σε βραδινή ώρα. Τον συλλογισμό αυτόν, επιβεβαιώνει το γράφημα 5.8. Περνώντας λοιπόν ένα βήμα παρακάτω και αμελώντας το ανώτατο όριο των 20MW, υπολογίζεται ότι η μέγιστη τιμή εγγυημένη ισχύος που μπορεί να επιτευχθεί είναι 20MW και επιτυγχάνεται με 55MW επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις. Η αύξηση της Φ/Β ισχύος άνω των 55MW δεν μπορεί να μειώσει το μέγιστο φορτίο των 610MW το οποίο πλέον συναντάται τις βραδινές ώρες 20:00-22:00 τους μήνες Ιούνιο και Ιούλιο.



Γράφημα 5.8 Μέγιστες τιμές φορτίου και capacity credit, αυξάνοντας την Φ/Β ισχύ

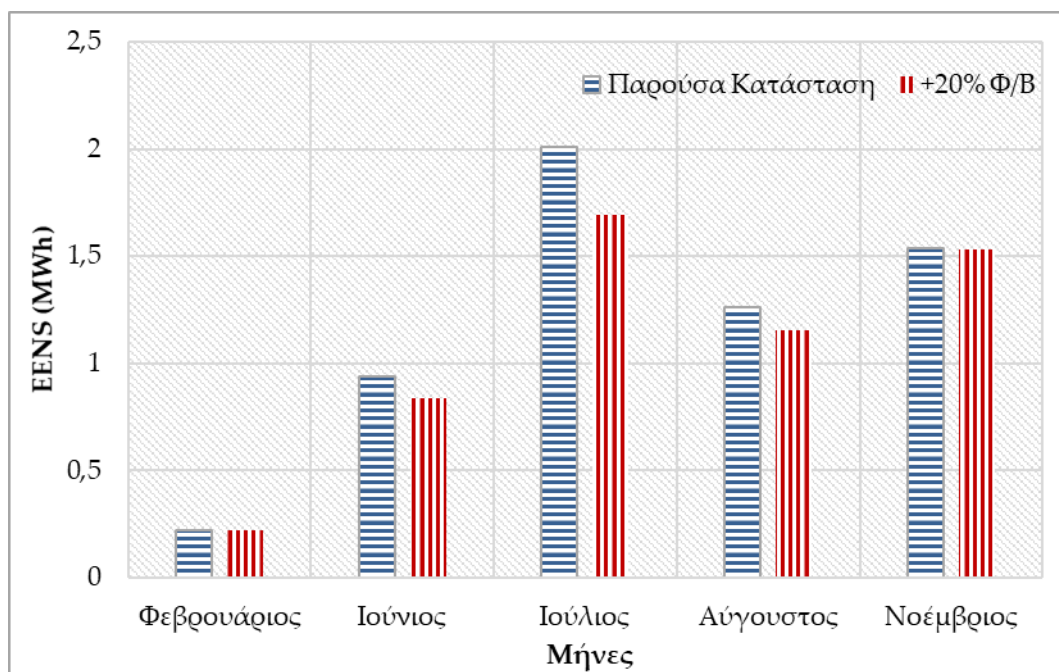
5.3.2 Αξιολόγηση Αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης ύστερα από την προσθήκη 20MW εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β

Σε αυτή την ενότητα διερευνάται η συμβολή των 20MW επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων στο ΣΗΕ Κρήτης στη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Η διερεύνηση αυτή βασίζεται στην αξιολόγηση των δεικτών αξιοπιστίας ακολουθώντας την ίδια λογική και με την αντίστοιχη ανάλυση που πραγματοποιήθηκε για την υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης. Συνεπώς για να πραγματοποιηθεί η εν λόγω αξιολόγηση,

γίνεται σύγκριση των δεικτών αξιοπιστίας για την τρέχουσα κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης και της περίπτωσης όπου η Φ/Β παραγωγή αυξήθηκε κατά 20%.

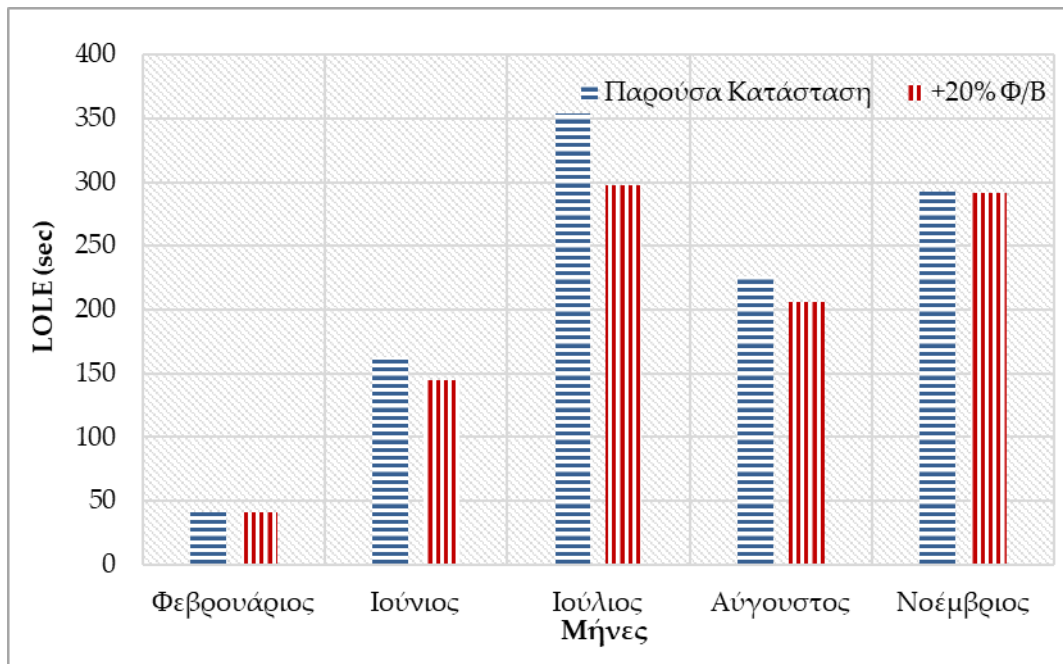
5.3.2.1 Ανάλυση τοπικών δεικτών Αξιοπιστίας

Το γράφημα 5.9, παρουσιάζει τη συνολική μηνιαία τιμή του δείκτη αξιοπιστίας EENS για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες. Η μεγαλύτερη πτώση του μηνιαίου δείκτη EENS ύστερα από την ένταξη των επιπλέον Φ/Β παρατηρείται τον μήνα Ιούλιο σημειώνοντας μια μείωση ίση με -15,93%, με την μικρότερη μείωση -0,19% να σημειώνεται τον μήνα Νοέμβριο.



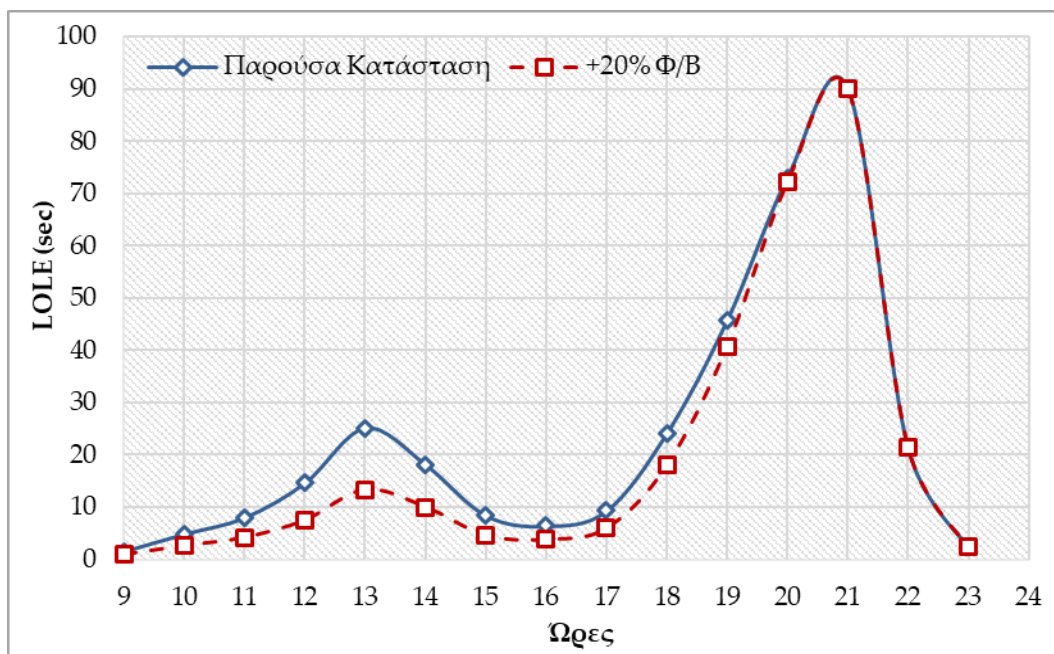
Γράφημα 5.9 Συνολική μηνιαία τιμή EENS για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Παρόμοια είναι και τα αποτελέσματα για την συνολική μηνιαία τιμή του δείκτη αξιοπιστίας LOLE, που απεικονίζεται στο γράφημα 5.10. Η μεγαλύτερη πτώση του δείκτη και σε αυτή την περίπτωση σημειώνεται τον καλοκαιρινό μήνα του Ιουλίου καταγράφοντας μείωση ίση με -15,71% ενώ αντίστοιχα η μικρότερη τον Νοέμβριο με -0,25%. Είναι πολύ λογικό η συμβολή των Φ/Β στη βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας, να είναι αξιοσημείωτη τους μήνες του καλοκαιριού όπου η διάρκεια της ημέρας είναι μεγαλύτερη και οι καιρικές συνθήκες αρκετά πιο ευνοϊκές από τις μέρες του χειμώνα.



Γράφημα 5.10 Συνολική μηνιαία τιμή LOLE για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Το γράφημα 5.11, δεισδύει στα αποτελέσματα για τις ωριαίες τιμές του δείκτη LOLE παρουσιάζοντας συγκεκριμένα τις εν λόγω τιμές για το μήνα Ιούλιο. Η διαφορά μεταξύ των δύο εξεταζόμενων καταστάσεων είναι αισθητή κατά τη διάρκεια της ημέρας επιτυγχάνοντας μείωση η οποία ξεπερνάει το -45% για το τρίωρο 12:00-15:00. Μέσω της παρατήρησης αυτής αποδεικνύεται η εξαιρετική συμβολή της Φ/Β παραγωγής στη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, σε περιόδους με υψηλή ηλιακή ακτινοβολία.



Γράφημα 5.11 Ωριαίες τιμές του δείκτη LOLE για τον μήνα Ιούλιο

Όμως σύμφωνα με το γράφημα 5.11, παρατηρείται ότι η μέγιστη τιμή LOLE δεν είναι εφικτό να βελτιωθεί με τη συμβολή των Φ/Β καθώς σημειώνεται βραδινή ώρα. Η ίδια παρατήρηση ισχύει και για τους υπόλοιπους εξεταζόμενους μήνες στοιχείο που απεικονίζεται και στον

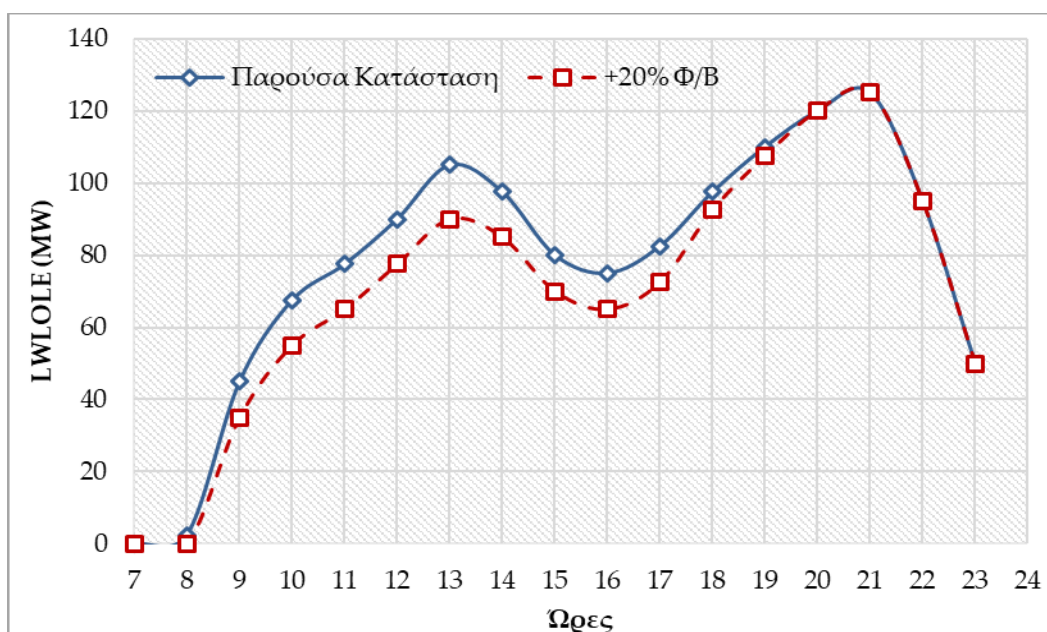
επόμενο πίνακα. Συνεπώς οι τιμές του πίνακα 5.7 δεν διαφέρουν από εκείνες του πίνακα 5.4 οποίος παραθέτει τις αντίστοιχες μέγιστες ωριαίες τιμές των δεικτών LOLE και EENS για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες στην υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης.

Πίνακας 5.7 Μέγιστη ωριαία Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου και Μέγιστη μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες με τη συμβολή των 20% επιπλέον Φ/Β

| Μήνες | LOLE(sec) | EENS (MWh) | Ώρα |
|-------------|-----------|------------|-------------|
| Φεβρουάριος | 16,65 | 0,09 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 47,21 | 0,28 | 21:00-22:00 |
| Ιούλιος | 90,04 | 0,53 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 88,4 | 0,52 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 99,25 | 0,54 | 18:00-19:00 |

5.3.2.2 Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE

Το γράφημα 5.12 παρουσιάζει τον αντίκτυπο της επιπλέον προσθήκης Φ/Β εγκαταστάσεων στην ωριαία τιμή του δείκτη LWLOLE για επίπεδο αξιοπιστίας ίσο με 99,9999%. Και στην περίπτωση αυτή στις ώρες υψηλής ηλιοφάνειας η μείωση είναι αξιοσημείωτη με τη μέγιστη βελτίωση να επιτυγχάνεται την μεσημεριανή ώρα 13:00-14:00 με πτώση -15MW και ποσοστό μείωσης ίσο με -14.29%. Αντίθετα το μεγαλύτερο ποσοστό μείωσης, -22,22% επιτυγχάνεται την πρωινή ώρα 09:00-10:00 όμως με μικρότερη μείωση στη τιμή ισχύος του δείκτη LWLOLE που είναι ίση με -10MW.



Γράφημα 5.12 Ωριαίες τιμές του δείκτη LWLOLE (>0,1 sec) για τον μήνα Ιούλιο

Αξίζει να σημειωθεί ότι και μέσω του συγκεκριμένου δείκτη διακρίνεται η μη ικανότητα των επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων να ελαττώσουν τις μέγιστες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας που σημειώνονται τις νυχτερινές ώρες. Συνεπώς οι μέγιστες ωριαίες τιμές LWLOLE για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες (πίνακας 5.8), δεν αλλάζουν τιμή πριν και μετά την προσθήκη των επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων.

Πίνακας 5.8 Μέγιστη ωριαία τιμή LWLOLE στο 99,9999% επιπέδου αξιοπιστίας, για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες με τη συμβολή των 20% επιπλέον Φ/B

| Μήνες | Μέγιστο LWLOLE (MW) | Ώρες |
|-------------|---------------------|-------------|
| Φεβρουάριος | 90 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 115 | 20:00-22:00 |
| Ιούλιος | 125 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 125 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 110 | 18:00-19:00 |

5.4 Αξιολόγησης της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής ύστερα από την αξιοποίηση των υφιστάμενων Η/Ζ του νησιού της Κρήτης

Στο ΣΗΕ της Κρήτης το οποίο μελετάται στην εν λόγω έρευνα, ήδη έχουν γίνει σημαντικά βήματα για την ενίσχυση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η εγκατάσταση νέων μονάδων Η/Ζ στο νησί. Σύμφωνα με τον διαχειριστή (ΔΕΔΔΗΕ) το έλλειμα ισχύος εκτιμάται περί τα 50MW για το καλοκαίρι του 2019 και 69MW για το καλοκαίρι του 2020. Για τον λόγο αυτό κατά την απόφαση της ΡΑΕ [39] υπ' αριθμόν 363/2019, την 3^η Απριλίου 2019 εγκαταστάθηκαν στο νησί 18 ίδιες φορητές μονάδες παραγωγής Η/Ζ συνολικής καθαρής ισχύος 22,66MW. Πρόκειται για Η/Ζ ιδιοκτησίας της ΔΕΗ Α.Ε., τα οποία μεταφέρθηκαν από τον ΑΗΣ Σορωνής Ρόδου και εγκαταστάθηκαν στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου του ΣΗΕ της Κρήτης με στόχο τη διασφάλιση της επάρκειας ηλεκτροδότησης της Κρήτης κατά τα έτη 2019-2023. Επιπλέον για τον ίδιο σκοπό πραγματοποιήθηκε ενοικίαση δύο γκρουπ μονάδων Η/Ζ για χρονική διάρκεια δύο μηνών με την εγκατάσταση τους και στην περίπτωση αυτή, να λαμβάνει χώρα στον σταθμό παραγωγής του Αθερινόλακκου. Το πρώτο γκρουπ αφορά συνολικά 19 μονάδες συνολικής ισχύος 27,5MW με εγγυημένη ισχύ 23MW, ενώ το δεύτερο 38 μονάδες συνολικής ισχύος 35MW. Επιπρόσθετα η ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την ηπειρωτική χώρα αναμένεται να ενισχύσει σημαντικά την αξιοπιστία του ΣΗΕ, ιδιαίτερα μετά και την ολοκλήρωση και της Β' φάσης της διασύνδεσης.

Στη συγκεκριμένη ενότητα μελετάται η συμβολή των υφιστάμενων ηλεκτροπαραγωγών ζευγών (Η/Ζ) στο επίπεδο της αξιοπιστίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) της Κρήτης, από την πλευρά της συμβατικής παραγωγής. Σκοπός της μελέτης αυτής είναι η ανάδειξη της προσφοράς των Η/Ζ στον εν λόγω τομέα, ιδιαίτερα κατά τη μεταβατική κατάσταση του ΣΗΕ της Κρήτης, πριν την διασύνδεση του με το ηπειρωτικό. Για τη μελέτη της προσφοράς των Η/Ζ στον τομέα αυτόν, χρησιμοποιήθηκαν τα αποτελέσματα της ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε στην ενότητα 5.1. σχετικά με την εκτίμηση του φορτίου που ανατίθεται στις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Η αξιολόγηση βασίζεται στην ικανότητα του συστήματος παραγωγής συμπεριλαμβανομένων και των Η/Ζ να καλύψουν το εκτιμώμενο αυτό φορτίο.

Στο σημείο αυτό τονίζεται ότι εφόσον εξετάζεται η περίπτωση που το σύστημα βρίσκεται στη μετάβαση του από αυτόνομο σε διασυνδεδεμένο, υιοθετείται η οδηγία 2010/75 περί Βιομηχανικών Εκπομπών (IED) - Οδηγία 2015/2193 για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από Μεσαίου Μεγέθους Μονάδες Καύσης (MCPD). Πιο συγκεκριμένα, για την εκπόνηση της παρούσας μελέτης, εικείνες που τίθενται εκτός είναι όλες οι μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων [40]. Επομένως πραγματοποιείται σύγκριση μεταξύ της υφιστάμενης κατάστασης του ΣΗΕ, της περίπτωσης όπου τίθενται εκτός οι ατμοί του

σταθμού των Λινοπεραμάτων και εκείνης όπου πλέον εισάγονται στο σύστημα και οι μονάδες Η/Ζ.

Στην πρώτη περίπτωση μελετάται η αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής στην παρούσα κατάσταση, ενώ στη συνέχεια στη μεταβατική, δηλαδή πριν τη διασύνδεση του με το ηπειρωτικό. Τέλος εξετάζονται και τρία επιπλέον σενάρια, για τα οποία έχει θεωρηθεί διαθέσιμη ισχύς από Η/Ζ στο δίκτυο της Κρήτης. Στο πρώτο και “απαισιόδοξο” σενάριο η συνολικής ισχύς των Η/Ζ έχει οριστεί στα 50 MW, έπειτα ακολουθεί η πιο “μέτρια” προσέγγιση των 80MW και τέλος η εκτιμώμενη ισχύς των 100MW.

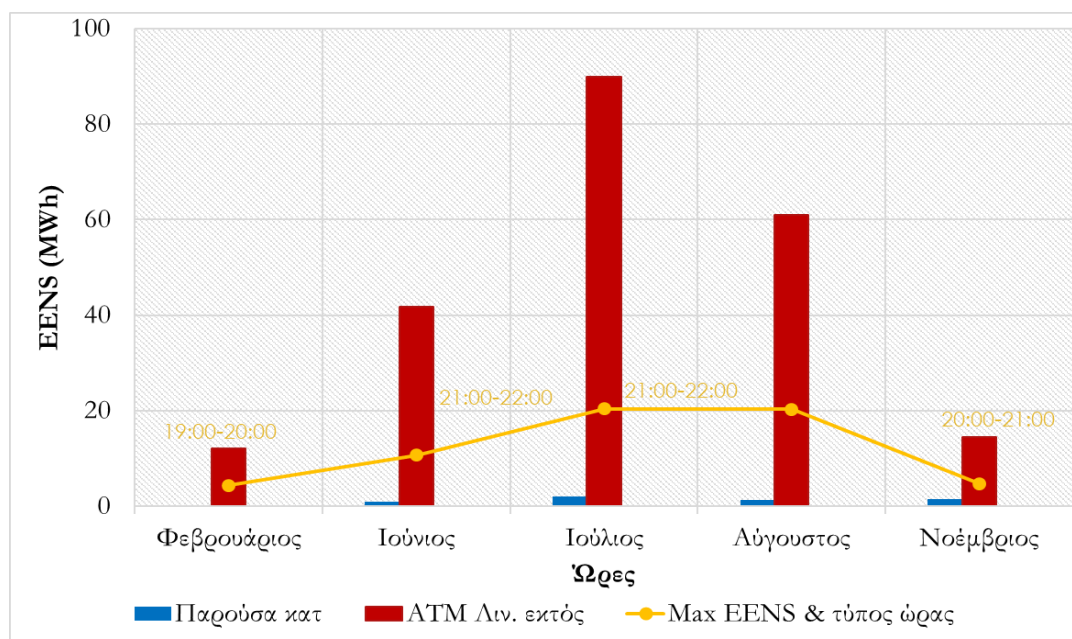
Οι παραπάνω τιμές προκύπτουν από την προκαταρκτική εκτίμηση της εγκατεστημένης ισχύος Η/Ζ στο νησί, όπως αναλύθηκε στην ενότητα 3.2. Τονίζεται ότι για τις ανάγκες της προσομοίωσης ο ΡΜΠΔ των μονάδων Η/Ζ έχει οριστεί ίσος με 1%, ο οποίος αντιστοιχίζεται σε blocks των 10MW για τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των Η/Ζ (10blocks των 10MW με ΡΜΠΔ 1% για 100MW Η/Ζ) . Η σύγκριση των περιπτώσεων γίνεται με την χρήση και την αξιολόγηση των απαραίτητων δεικτών αξιοπιστίας, οι οποίες αναλύθηκαν στην ενότητα της μεθοδολογίας.

5.4.1 Ανάλυση αποτελεσμάτων Αξιοπιστίας στη μεταβατική κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης χωρίς τα Η/Ζ

Στο γράφημα 5.13 παρατίθεται η συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες, για δύο (2) καταστάσεις του συστήματος:

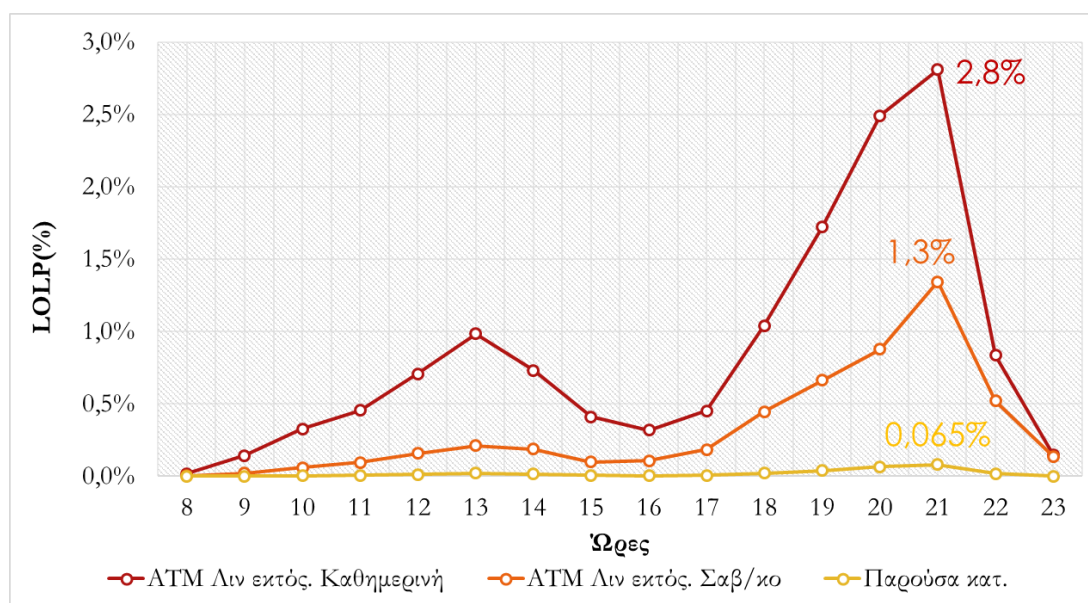
1. την υπάρχουσα κατάσταση
2. την περίπτωση που τίθενται εκτός οι μονάδες ατμού του σταθμού των Λινοπεραμάτων

Ωστόσο, στο γράφημα 5.13 αποτυπώνεται ο κίνδυνος που ελλοχεύει με την εγκατάλειψη των συγκεκριμένων μονάδων, καθώς η συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για τον μήνα Ιούλιο αγγίζει τις 90 MWh, τη στιγμή που στην παρούσα κατάσταση κυμαίνεται στις 2 MWh για την ίδια περίοδο. Παρατηρείται ότι οι μεγαλύτερες τιμές απώλειας ενέργειας σημειώνονται τις πρώτες βραδινές ώρες για όλους τους μήνες, τις ώρες δηλαδή που το φορτίο είναι στις υψηλές τιμές του ενώ παράλληλα δεν υπάρχει η συμβολή των φωτοβολταϊκών.



Γράφημα 5.13 Συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Σύμφωνα με το γράφημα 5.13, η συνεισφορά της ώρας 19:00-20:00 στην απώλεια ενέργειας ξεπερνάει το 33% της συνολικής για τον Φεβρουάριο, ενώ στις 30 ημέρες του Ιουλίου είναι πιθανόν να χαθούν 20,4 MWh μόνο από την ώρα 21:00-22:00. Στο επόμενο γράφημα παρατίθεται η πιθανότητα μη εξυπηρέτησης φορτίου ανά τύπο ώρας, για τον μήνα Ιούλιο για τις δύο εξεταζόμενες περιπτώσεις. Η ανάλυση πραγματοποιείται με τον διαχωρισμό των ημερών σε καθημερινές και ημέρες Σαββατοκύριακου. Συμπεραίνεται ότι οι απώλειες είναι μεγαλύτερες τις καθημερινές με μέγιστη πιθανότητα απώλειας φορτίου ίση με 2,8% έναντι 1,3% για τα Σαββατοκύριακα την ώρα 21:00-22:00.



Γράφημα 5.14 Πιθανότητα μη εξυπηρέτησης φορτίου τον μήνα Ιούλιο

Όπως παρατηρείται στα ανωτέρω διαγράμματα της συγκεκριμένης ενότητας, τα επίπεδα κινδύνου σε μια ενδεχόμενη εγκατάλειψη των ατμών του σταθμού των Λινοπεραμάτων είναι πολύ υψηλά. Εξάλλου πρόκειται για 100MW εγκατεστημένης ισχύος η οποία αντιστοιχεί περίπου στο 12,3% του συνόλου των θερμικών μονάδων. Συνεπώς κρίνεται απαραίτητη η αναζήτηση μονάδων εγγυημένης ισχύος, με στόχο την ενίσχυση της αξιοπιστίας του ΣΗΕ της Κρήτης από τη σκοπιά της παραγωγής. Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα από το σύνολο των Η/Ζ που έχουν καταγραφεί στο νησί, μια ποσότητα ισχύος περί τα 100MW αντιστοιχεί σε εκείνα τα οποία συνδέονται στη μέση τάση (κλάσης μεγαλύτερης των 250kW). Συνεπώς είναι εφικτό να πραγματοποιηθεί “αναπλήρωση” των μονάδων που τίθενται εκτός αποτελώντας, μια λύση για το πρόβλημα της μεταβατικής κατάστασης του συστήματος από αυτόνομο σε διασυνδεδεμένο. Όμως, όπως είναι λογικό, κάποιοι ιδιοκτήτες των Η/Ζ μπορεί να μη συμφωνήσουν στην παραχώρηση των μονάδων τους, έχοντας ως αποτέλεσμα τη μείωση της εκτιμώμενης συνολικής ισχύος των 100 MW. Για τον λόγο αυτό η συγκεκριμένη έρευνα παρουσιάζει τα αποτελέσματα αναφορικά με τη συνεισφορά των Η/Ζ στο επίπεδο της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, εξετάζοντας τρία διαφορετικά σενάρια ισχύος μονάδων Η/Ζ.

5.4.2 Ανάλυση αποτελεσμάτων συμπεριλαμβανομένων των Η/Ζ

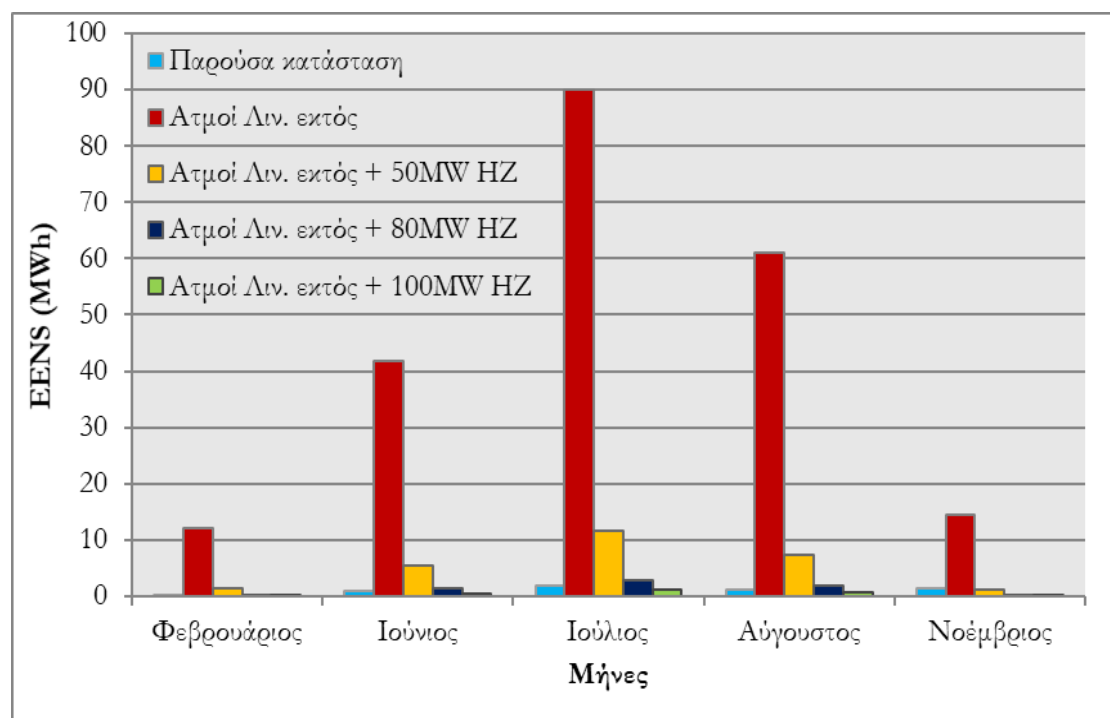
Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για τη συνεισφορά των Η/Ζ στο επίπεδο της αξιοπιστίας, για τα τρία σενάρια που αναλύθηκαν. Στο γράφημα

5.15 παρατίθεται η συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες, για πέντε (5) καταστάσεις του συστήματος:

1. την υπάρχουσα κατάσταση
2. την περίπτωση που τίθενται εκτός οι μονάδες ατμού του σταθμού των Λινοπεραμάτων
3. την κατάσταση 2 + 50MW εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ
4. την κατάσταση 2 + 80MW εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ
5. την κατάσταση 2 + 100MW εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ

5.4.2.1 Ανάλυση τυπικών δεικτών Αξιοπιστίας

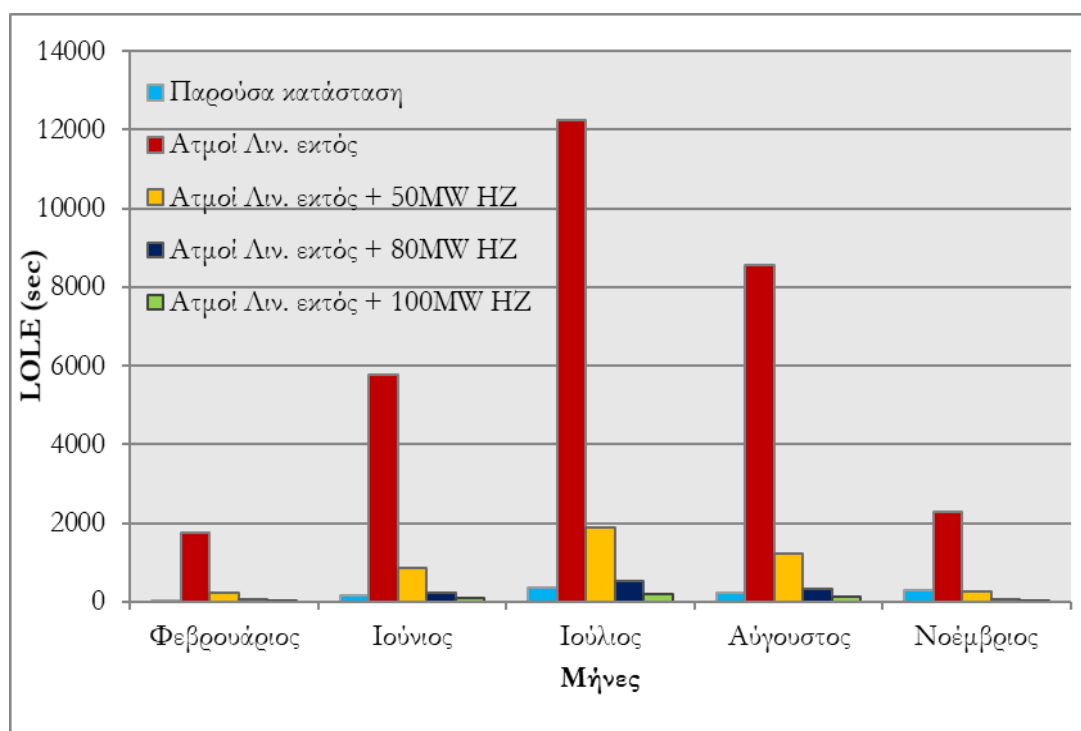
Συγκρίνοντας τη δεύτερη κατάσταση στην οποία έχουν τεθεί εκτός οι ατμοί των Λινοπεραμάτων, με τις υπόλοιπες όπου προστίθενται στο σύστημα Η/Ζ, παρατηρείται μια σημαντική βελτίωση αναφορικά με την απολεσθείσα ενέργεια για όλους τους μήνες. Μάλιστα τον Ιούλιο τα επιπλέον 50MW από εγκαταστάσεις Η/Ζ, μειώνουν τον δείκτη EENS από τις 89,95MWh στις 11,41MWh επιτυγχάνοντας μείωση ίση με 87,32%. Παρόλα αυτά, όπως ήταν λογικό, το σύστημα δεν επανέρχεται στα αρχικά επίπεδα τιμών του εξεταζόμενου δείκτη της παρούσας κατάστασης. Συγκρίνοντας την παρούσα κατάσταση με εκείνη των 50MW, σημειώνεται αύξηση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και μάλιστα κατά 9,39MWh τον μήνα Ιούλιο. Η παρατήρηση αυτή ισχύει για όλους τους μήνες εκτός του Νοεμβρίου, όπου μάλιστα υπάρχει μια μείωση της τάξης του 20%. Η αιτία για τη μείωση αυτή είναι η συντήρηση των μονάδων που θεωρήθηκε ότι λαμβάνει χώρα εκείνη την περίοδο. Πρόκειται για τις μονάδες που μέλλεται να εγκαταλειφθούν καθώς λόγω της μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος τους, βγαίνουν εκτός με σκοπό να συντηρηθούν την συγκεκριμένη χρονική περίοδο, λόγω του χαμηλού φορτίου που παρατηρείται. Επομένως το σύστημα παραγωγής το Νοέμβριο ενισχύεται, καθώς εγκαταλείπονται μονάδες οι οποίες περίπου σε ποσοστό 50% της εγκατεστημένης ισχύος τους, βρισκόνταν ήδη εκτός την περίοδο αυτή για τις ανάγκες συντήρησης.



Γράφημα 5.15 Συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για τις πέντε εξεταζόμενες καταστάσεις, στους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

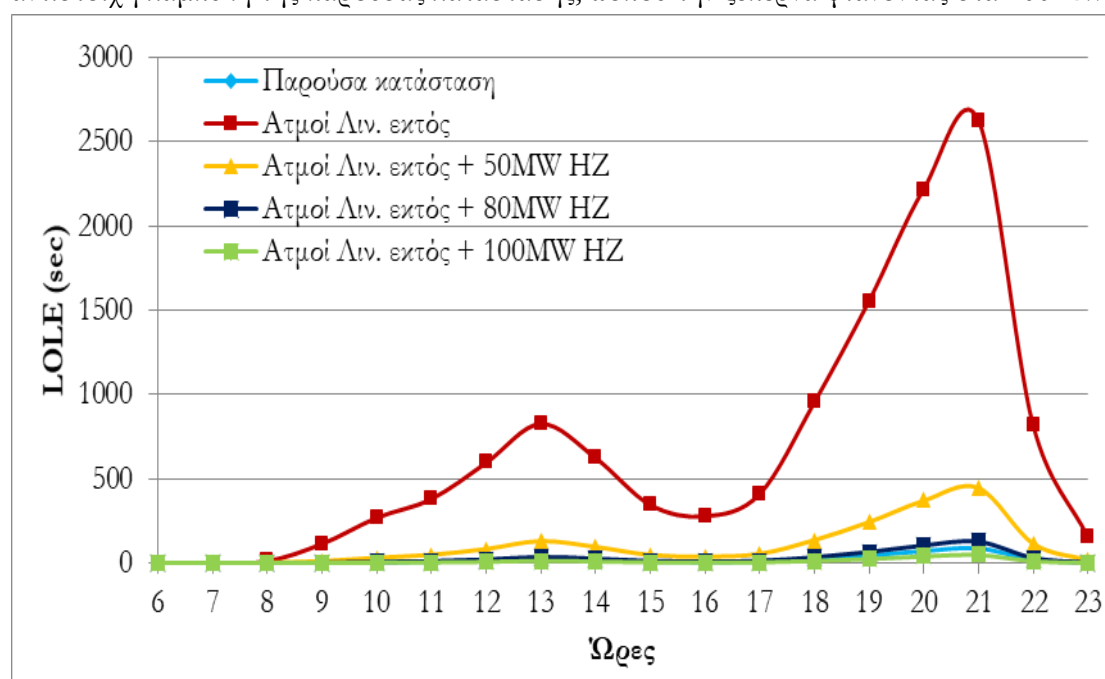
Αντίστοιχα είναι και τα αποτελέσματα για τις περιπτώσεις με 80MW και 100MW εγκατεστημένης ισχύος Η/Ζ. Μάλιστα τα Η/Ζ ισχύος 100MW επιτυγχάνουν επίπεδα αξιοπιστίας καλύτερα και από εκείνα της παρούσας κατάστασης του συστήματος για όλους τους μήνες. Για την ακρίβεια η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για τον μήνα Ιούλιο με τα 100MW Η/Ζ, σύμφωνα με το γράφημα 5.15, έχει τιμή ίση με 1,09 MWh ενώ στην παρούσα κατάσταση η αντίστοιχη τιμή του δείκτη EENS είναι ίση με 2,01 MWh, επιτυγχάνοντας μια μείωση με ποσοστό 45,7%. Η προσθήκη Η/Ζ ισχύος 80MW δεν παρέχει καλύτερα αποτελέσματα από την παρούσα κατάσταση, όμως και πάλι με κριτήριο το δείκτη EENS την προσεγγίζει σε σημαντικό βαθμό αναφορικά με τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια.

Εξίσου ανάλογα είναι και τα αποτελέσματα για τον δείκτη LOLE ο οποίος αντικατοπτρίζει την αναμενόμενη απώλεια φορτίου, μετρούμενη σε δευτερόλεπτα (γράφημα 5.16). Η τρίτη περίπτωση σε σύγκριση με την δεύτερη μειώνει την αναμενόμενη απώλεια φορτίου κατά 85,02%, ενώ η τέταρτη ακόμα περισσότερο κατά 97,11% τον Ιούλιο, ενώ για τον ίδιο μήνα, με αναφορά την πρώτη περίπτωση, η τρίτη σημειώνει αύξηση του δείκτη LOLE κατά 80,7%, ενώ η τέταρτη μόλις 45,7%. Ουσιαστικά οι 3,4 ώρες συνολικής διάρκειας διακοπών φορτίου που εκτιμώνται για τον μήνα Ιούλιο, όντας εκτός οι μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων, μειώνονται σε 31,2 λεπτά και 8,4 λεπτά με την προσθήκη Η/Ζ συνολικής ισχύος 50MW και 80MW αντίστοιχα. Αντίθετα, όπως και στον δείκτη EENS τα Η/Ζ ισχύος 100MW ελαττώνουν το σύνολο του δείκτη LOLE για τον Ιούλιο, της παρούσας κατάστασης, κατά 42,9%. Υπολογίζεται ότι η συνολική διάρκεια διακοπών του μήνα Ιουλίου (ο οποίος είναι και ο μήνας με τη μεγαλύτερη διάρκεια διακοπών) συμπεριλαμβανομένων των 100MW Η/Ζ είναι κάτω από τα 5,9 λεπτά της παρούσας κατάστασης, δηλαδή στα 3,4 λεπτά. Επίσης, για τον ίδιο λόγο ο οποίος εξηγήθηκε στο γράφημα 5.15 του δείκτη EENS, και οι τρεις περιπτώσεις των Η/Ζ σημειώνουν μικρότερη τιμή σχετικά με τη συνολική αναμενόμενη απώλεια φορτίου του Νοεμβρίου, συγκριτικά με την αντίστοιχη της παρούσας κατάστασης.



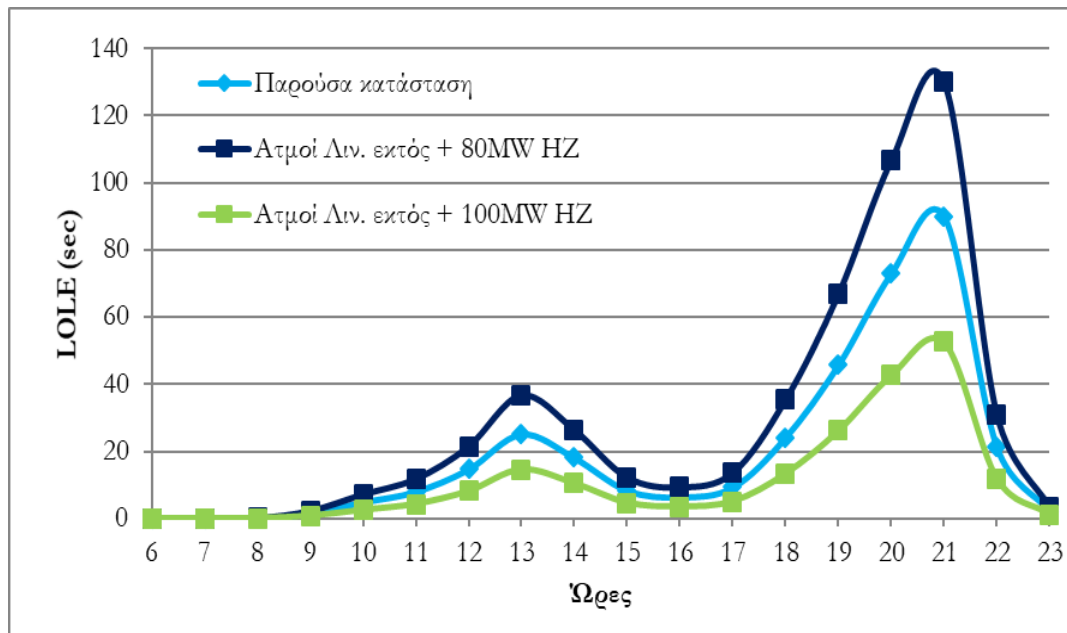
Γράφημα 5.16 Συνολική αναμενόμενη απώλεια φορτίου (LOLE) τις πέντε εξεταζόμενες καταστάσεις, στους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Στη συνέχεια εξετάζεται η αναμενόμενη απώλεια φορτίου για ένα μήνα ανά τύπο ώρας. Στο γράφημα 5.17, απεικονίζεται η εν λόγω καμπύλη LOLE του μήνα Ιουλίου για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Παρατηρείται ότι όσο μεγαλύτερη είναι η πιθανότητα εμφάνισης υψηλού φορτίου σε κάθε ώρα, τόσο υψηλή εμφανίζεται και η αναμενόμενη απώλεια φορτίου, με συνέπεια η καμπύλη LOLE να ακολουθεί τη καμπύλη φορτίου. Το συμπέρασμα που προκύπτει για την προσθήκη των Η/Ζ έχει ήδη σχολιαστεί στα προηγούμενα γραφήματα, καθώς και στη συγκεκριμένη περίπτωση βελτιώνεται σημαντικά η “ακραία” κατάσταση όπου οι ατμοί των Λινοπεραμάτων είναι εκτός για κάθε ώρα, ενώ για την περίπτωση των Η/Ζ συνολικής ισχύος 100MW επιτυγχάνονται καλύτερα επίπεδα αξιοπιστίας ακόμα και από εκείνα της τωρινής κατάστασης του συστήματος. Πιο συγκεκριμένα παρατηρείται ότι όσο αυξάνεται η ισχύς των Η/Ζ τόσο μειώνεται η καμπύλη του δείκτη LOLE, πλησιάζοντας την αντίστοιχη καμπύλη της παρούσας κατάστασης, ώσπου την ξεπερνά φτάνοντας στα 100MW.



Γράφημα 5.17 Αναμενόμενη απώλεια φορτίου του μήνα Ιουλίου ανά τύπο ώρας στις πέντε εξεταζόμενες καταστάσεις

Για την καλύτερη παρατήρηση των δύο σεναρίων των Η/Ζ τα αποτελέσματα των οποίων βρίσκονται κοντά σε εκείνα της παρούσας κατάστασης, σχεδιάστηκε το γράφημα 5.18. Βγάζοντας εκτός την καμπύλη της περίπτωσης όπου οι ατμοί των Λινοπεραμάτων βρίσκονται εκτός, καθώς και εκείνη των Η/Ζ ισχύος 50MW, παρατηρείται ότι η αναμενόμενη απώλεια φορτίου για τα Η/Ζ των 100MW είναι μικρότερη από εκείνη της παρούσας κατάστασης για όλες τις ώρες του μήνα Ιουλίου, σε αντίθεση με εκείνη των 80MW.



Γράφημα 5.18 Αναμενόμενη απώλεια φορτίου του μήνα Ιουλίου ανά τύπο ώρας, στην παρούσα κατάσταση και σε εκείνη των Η/Ζ με 80MW και 100MW

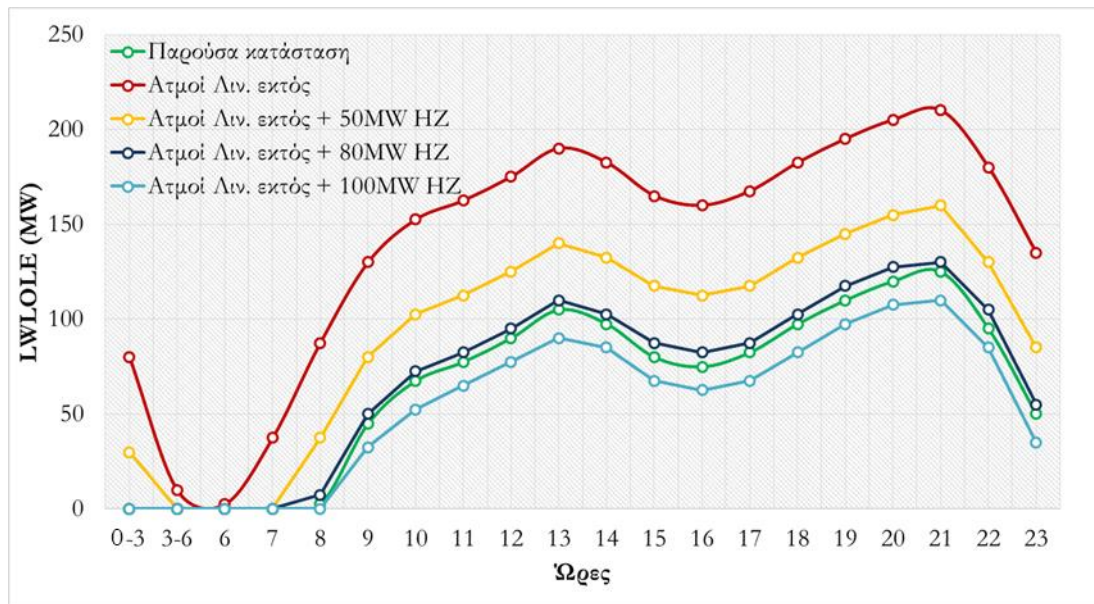
Για τον μήνα Ιούλιο η μέγιστη τιμή του δείκτη LOLE για όλες τις περιπτώσεις σημειώνεται την ώρα 21:00-22:00, ενώ η αντίστοιχη μέγιστη τιμή και για τους υπόλοιπους μήνες εκτός του Φεβρουαρίου, σημειώνεται την πρώτη βραδινή ώρα σύμφωνα με τον πίνακα 5.9.

Πίνακας 5.9 Μέγιστη αναμενόμενη απώλεια φορτίου για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μήνες | Μέγιστο LOLE (sec) | | | | | Ωρες |
|-------------|--------------------|----------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------|
| | Παρούσα κατάσταση | ΑΤΜ Λιν. εκτός | ΑΤΜ Λιν. εκτός + 50MW Η/Ζ | ΑΤΜ Λιν. εκτός + 80MW Η/Ζ | ΑΤΜ Λιν. εκτός + 100MW Η/Ζ | |
| Φεβρουάριος | 16,65 | 610,41 | 90,02 | 23,85 | 9,14 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 47,21 | 1388,97 | 229,48 | 68,05 | 27,56 | 21:00-22:00 |
| Ιούλιος | 90,04 | 2625,67 | 450,11 | 129,96 | 52,57 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 88,40 | 2625,65 | 446,01 | 127,65 | 51,34 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 99,25 | 715,39 | 85,71 | 18,21 | 5,72 | 18:00-19:00 |

5.4.2.2 Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE

Το γράφημα 5.19 αναπαριστά τον δείκτη αξιοπιστίας LWLOLE, δηλαδή τη μη εξυπηρετούμενη ισχύ για χρόνο μεγαλύτερο των 0,1δευτερολέπτων στις πέντε εξεταζόμενες περιπτώσεις για τον μήνα Ιούλιο, η οποία αντιστοιχεί στο 99,9999% της αξιοπιστίας του συστήματος. Οι καμπύλες και σε αυτή την περίπτωση έχουν τη ίδια μορφή με προηγουμένως, με το LWLOLE να μην ξεπερνά τα 130 MW και τα 110 MW (την ώρα 21:00-22:00) για την τέταρτη και πέμπτη περίπτωση με το συνυπολογισμό των Η/Ζ ισχύος 80MW και 100MW αντίστοιχα. Αξίζει να επισημανθεί εκ νέου, ότι η τιμή του δείκτη για κάθε ώρα, εκφράζει την ποσότητα ισχύος που απαιτείται για να επιτευχθεί απόλυτη αξιοπιστία, πάντα ίση με το αντίστοιχο εξεταζόμενο ποσοστό (στη συγκεκριμένη περίπτωση 99,9999%).



Γράφημα 5.19 Μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία ανά τύπο ώρας τον μήνα Ιούλιο, στις πέντε εξεταζόμενες καταστάσεις

Ο πίνακας 5.10 παρουσιάζει τη μέγιστη ισχύ που δεν εξυπηρετείται για χρόνο μεγαλύτερο των 0,1 δευτερολέπτων, σε επίπεδο αξιοπιστίας 99,9999% για πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες του χρόνου. Συνεπώς εξετάζοντας τον δείκτη LWLOLE, ο Νοέμβριος λόγω της συντήρησης των μονάδων που τίθενται εκτός, όπως ήδη έχει εξηγηθεί, παρουσιάζει μέγιστη ισχύ στην περίπτωση των H/Z, μικρότερης τιμής σε όλες τις περιπτώσεις από την αντίστοιχη της παρούσας κατάστασης (την ώρα 18:00-19:00).

Πίνακας 5.10 Μέγιστη μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μήνες | Μέγιστο LWLOLE (MW) | | | | | Hour |
|-------------|---------------------|----------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------|
| | Παρούσα κατάσταση | ΑΤΜ Λιν. εκτός | ΑΤΜ Λιν. εκτός + 50MW H/Z | ΑΤΜ Λιν. εκτός + 80MW H/Z | ΑΤΜ Λιν. εκτός + 100MW H/Z | |
| Φεβρουάριος | 90 | 175 | 125 | 95 | 75 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 115 | 200 | 150 | 122,5 | 102,5 | 20:00-22:00 |
| Ιούλιος | 125 | 210 | 160 | 130 | 110 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 125 | 205 | 155 | 130 | 110 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 110 | 155 | 105 | 75 | 55 | 18:00-19:00 |

Ένα σημαντικό συμπέρασμα που προκύπτει από τον πίνακα 5.9 και τον πίνακα 5.10 σχετικά με τις μέγιστες τιμές ανά μήνα και ανά τύπο ώρας για τους δείκτες LOLE και LWLOLE αντίστοιχα, αφορά την ποσότητα διαθέσιμης ισχύος που απαιτείται, στη συγκεκριμένη περίπτωση από H/Z για να επανέλθει το σύστημα στα επίπεδα αξιοπιστίας της υφιστάμενης κατάστασης. Είναι ξεκάθαρο ότι τα 50MW δεν αρκούν σε καμία περίπτωση, πέρα από τον Νοέμβριο που οι τιμές των δεικτών LOLE και LWLOLE είναι καλύτερες και από τις αντίστοιχες της παρούσας κατάστασης. Για τους τέσσερις μήνες που απομένουν, με τα H/Z ισχύος 80MW προσεγγίζεται σημαντικά η υφιστάμενη κατάσταση, όμως τα 100MW

κρίνονται ιδανικά για την διασφάλιση ακόμα καλύτερων επιπέδων αξιοπιστίας από την τωρινή κατάσταση του συστήματος.

5.5 Αξιολόγηση της Αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής συνδυάζοντας τις περιπτώσεις των επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων ισχύος 20MW και των μονάδων Η/Ζ του ΣΗΕ Κρήτης

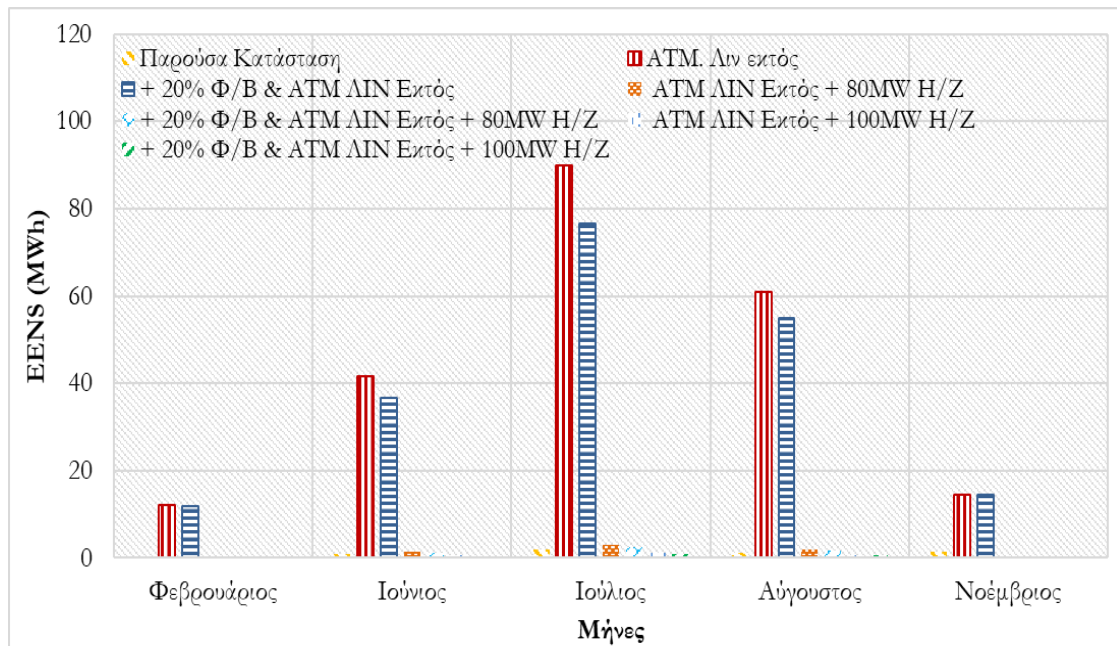
Στην ενότητα αυτή μελετάται η συμβολή του συνδυασμού των επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεων ισχύος 20MW και των μονάδων Η/Ζ στην αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται η κατανομή φορτίου των θερμικών μονάδων (P_{Th_units}) που υπολογίστηκε ύστερα από τη θεώρηση του επιπλέον ποσοστού 20% Φ/Β παραγωγής, για την εφαρμογή της μεθοδολογίας της ενότητας 4.1.2. Στη συνέχεια, όπως έχει ήδη τονιστεί χρησιμοποιώντας blocks των 10MW με ΡΜΠΔ 1% το καθένα, όπου είναι απαραίτητο, γίνεται η εκτίμηση των δεικτών αξιοπιστίας για τις εξής περιπτώσεις:

1. την υπάρχουσα κατάσταση
2. την περίπτωση που τίθενται εκτός οι μονάδες ατμού του σταθμού των Λινοπεραμάτων
3. την κατάσταση 2 + 20% επιπλέον Φ/Β παραγωγή
4. την κατάσταση 2 + 80MW εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ
5. την κατάσταση 2 + 80MW εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ + 20% επιπλέον Φ/Β παραγωγή
6. την κατάσταση 2 + 100MW εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ
7. την κατάσταση 2 + 100MW εγκατεστημένης ισχύος από Η/Ζ+ 20% επιπλέον Φ/Β παραγωγή

5.5.1 Ανάλυση τυπικών δεικτών Αξιοπιστίας

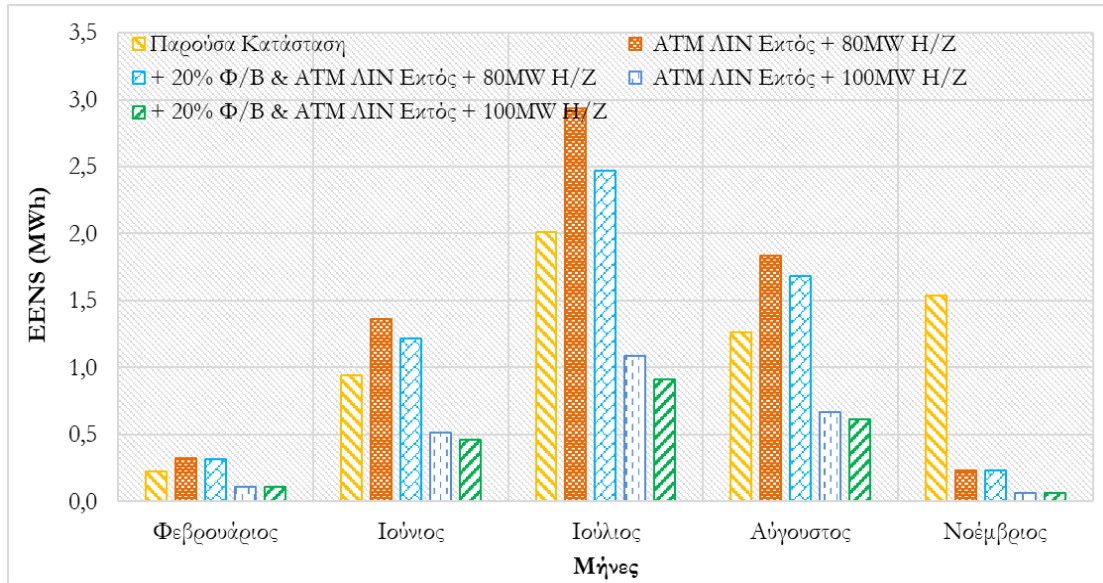
Στόχος της σύγκρισης των ανωτέρω καταστάσεων είναι η διερεύνηση του επιπέδου αξιοπιστίας που μπορεί να επιτευχθεί συνδυάζοντας τις διαφορετικές μορφές διεσπαρμένης παραγωγής, διερευνώντας περισσότερο διεξοδικά αν η “ημερήσια” συνεισφορά των Φ/Β αρκεί για την ενίσχυση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής ή απαιτούνται επιπλέον λύσεις. Τονίζεται ότι δεν εξετάζεται η περίπτωση των 50MW καθώς εξαιτίας του ότι αποτελεί την πιο “απαισιόδοξη” πρόβλεψη, εκτιμάται ότι δεν είναι ιδιαίτερα ρεαλιστική προσέγγιση και παραλείπεται για την αποφυγή της πολυπλοκότητας στην παρουσίαση των νέων αποτελεσμάτων.

Το γράφημα 5.20 παρουσιάζει τη συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (EENS) για τις παραπάνω επτά περιπτώσεις στους πέντε εξεταζόμενους μήνες. Παρατηρείται ότι στην περίπτωση που τίθενται εκτός οι μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων, η προσθήκη των επιπλέον 20MW εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος μειώνει σημαντικά τον δείκτη EENS, ιδιαίτερα τον καλοκαιρινό μήνα του Ιουλίου με μείωση ίση με -14,89%. Όμως ο δείκτης αξιοπιστίας EENS τον μήνα Ιούλιο έχει συνολική τιμή 74,54MWh μεγαλύτερη από την αντίστοιχη της παρούσας κατάστασης, αποδεικνύοντας ότι η προσθήκη των 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων δεν είναι ικανή να επαναφέρει τα επίπεδα αξιοπιστίας στην αρχική κατάσταση. Συνεπώς είναι φανερό, ότι η αύξηση της Φ/Β παραγωγής κατά 20% δεν επαρκεί σε καμία περίπτωση για να καλύψει το κενό των μονάδων που πρόκειται να τεθούν εκτός λειτουργίας.



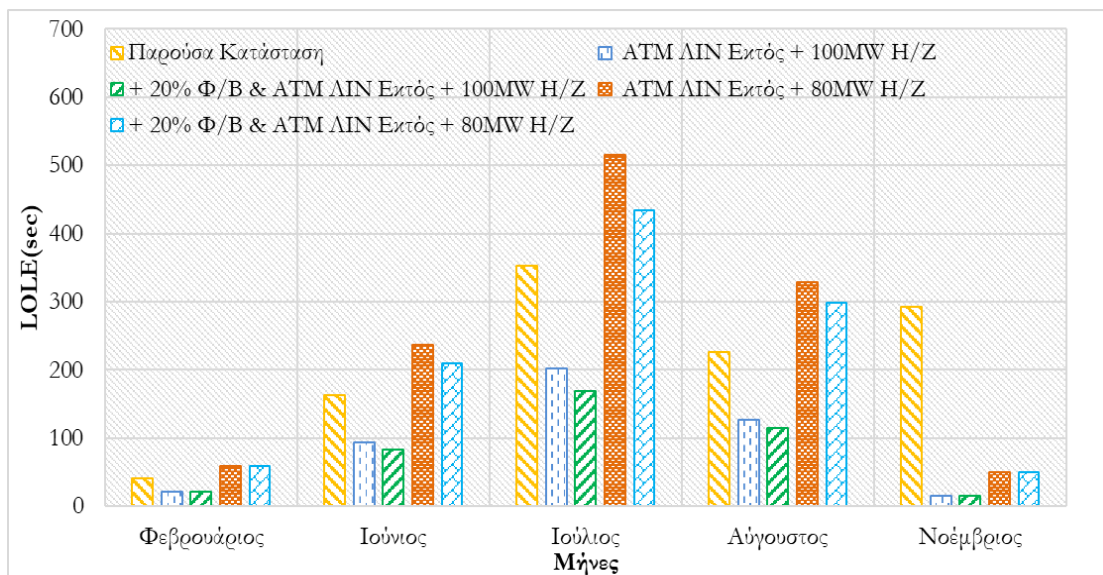
Γράφημα 5.20 Συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για τις επτά εξεταζόμενες καταστάσεις, στους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Το γράφημα 5.21 αγνοεί τις περιπτώσεις 2 και 3 εστιάζοντας περισσότερο σε εκείνες που συμπεριλαμβάνεται η ισχύς των μονάδων Η/Ζ (80MW και 100MW) και ο συνδυασμός τους με την επιπλέον 20% Φ/Β παραγωγή. Όπως ήδη έχει αναλυθεί στην προηγούμενη ενότητα η μόνη περίπτωση που καταφέρνει να ενισχύσει σημαντικά την αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής, επιτυγχάνοντας ακόμα καλύτερα αποτελέσματα και από τη υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ της Κρήτης είναι εκείνη όπου κατά τη μεταβατική κατάσταση του συστήματος θεωρούνται ως διαθέσιμα, Η/Ζ ισχύος 100MW. Επιπλέον όπως ήταν αναμενόμενο ο συνδυασμός της περίπτωσης αυτής με την επιπλέον παραγωγή των 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων σημειώνει μείωση στον αθροιστικό δείκτη EENS τον μήνα Ιούλιο ίση με -16,23% συγκριτικά με την κατάσταση όπου οι μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων είναι εκτός και θεωρείται 100MW διαθέσιμη ισχύς από τα Η/Ζ, ενώ η μείωση αγγίζει το ποσοστό -54,59% αν συγκριθεί με την παρούσα κατάσταση του συστήματος. Όμως, η προσθήκη της επιπλέον Φ/Β παραγωγής στην περίπτωση των μονάδων Η/Ζ ισχύος 80MW, δεν καταφέρνει να μειώσει τον δείκτη EENS περισσότερο από την αντίστοιχη τιμή της παρούσας κατάστασης (+0,46MWh τον μήνα Ιούλιο). Η παρατήρηση αυτή ισχύει για όλους τους μήνες εξαιρουμένου του Νοεμβρίου, λόγω των προγραμματισμένων συντηρήσεων των μονάδων που τίθενται πλέον εκτός, όπως έχει ήδη αναλυθεί στην προηγούμενη ενότητα.



Γράφημα 5.21 Συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για τις πέντε νέες εξεταζόμενες καταστάσεις, στους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Ανάλογα είναι και τα αποτελέσματα για τον δείκτη LOLE στο σύνολο των πέντε εξεταζόμενων μηνών, όπως παρουσιάζεται στο γράφημα 5.22. Ο συνδυασμός 100MW H/Z και 20MW επιπλέον Φ/B ισχύος μειώνει τον μηνιαίο δείκτη LOLE για τον Ιούλιο κατά -52,07% από την παρούσα κατάσταση και κατά -16,03% από την περίπτωση όπου στη μεταβατική κατάσταση έχουν θεωρηθεί μονάδες H/Z ισχύος 100MW.

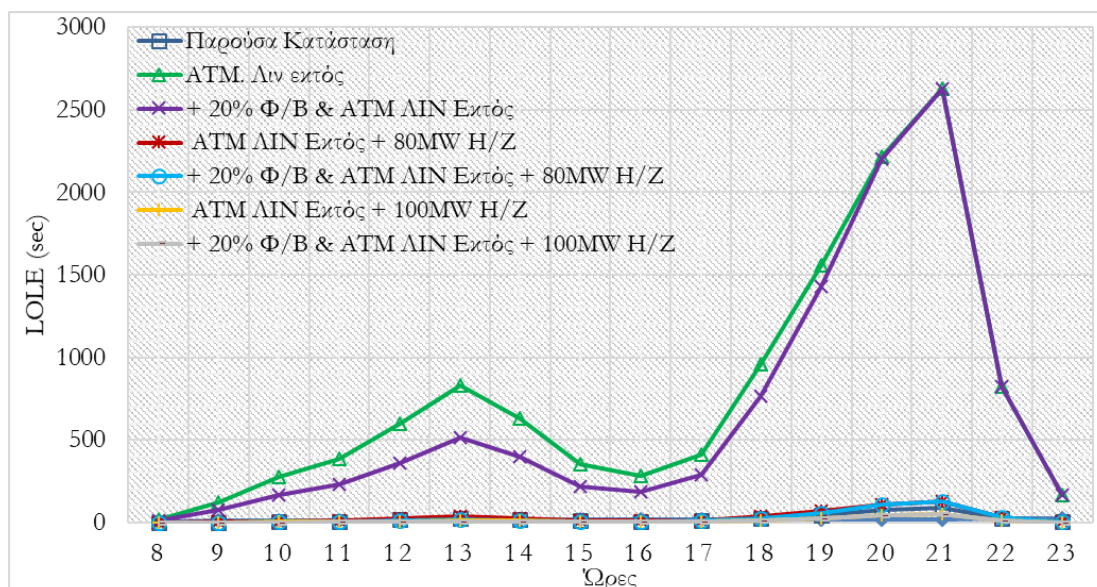


Γράφημα 5.22 Συνολική αναμενόμενη απώλεια φορτίου (LOLE) τις πέντε εξεταζόμενες καταστάσεις, στους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Η ανάλυση που μόλις προηγήθηκε για τους δείκτες αξιοπιστίας EENS και LOLE συγκεντρώνει την εκτίμηση της αξιοπιστίας στο σύνολο των μηνών. Τι συμβαίνει όμως σε επίπεδο ωρών και πως μπορούν τα Φ/B να βελτιώσουν τους δείκτες αξιοπιστίας σε ώρες όπου η παραγωγή τους είναι αξιοσημείωτη;

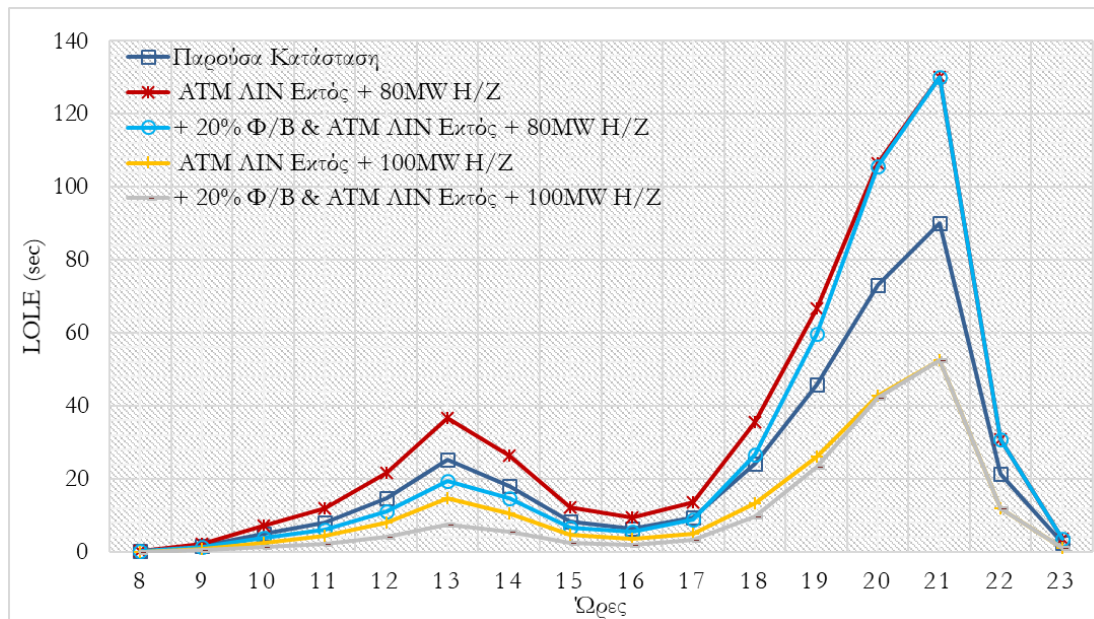
Το γράφημα 5.23 απεικονίζει τον ωριαίο δείκτη LOLE για τον μήνα Ιούλιο. Η συμβολή των 20MW επιπλέον Φ/B που συμπεριλαμβάνονται στη μεταβατική κατάσταση του

συστήματος, καταγράφεται τις ώρες της ημέρας κατά τις οποίες τα Φ/Β συμμετέχουν στο σύνολο της παραγωγής. Για την ακρίβεια, επιτυγχάνεται μείωση για τον δείκτη LOLE σε σχέση με την περίπτωση που τίθενται εκτός οι μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων, η οποία ξεπερνάει το -35% τις ώρες 9:00-16:00 και μάλιστα την ώρα 12:00-13:00 ξεπερνάει και το -40%. Όμως και στην ωριαία αυτή ανάλυση είναι φανερό ότι οι επιπλέον αυτές Φ/Β εγκαταστάσεις δεν μπορούν να σταθούν ως μόνη λύση για να καλύψουν τις ανάγκες του ΣΗΕ Κρήτης σε επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, στο κρίσιμο αυτό στάδιο.



Γράφημα 5.23 Αναμενόμενη απώλεια φορτίου του μήνα Ιουλίου ανά τύπο ώρας στις επτά εξεταζόμενες καταστάσεις

Το γράφημα 5.24 εστιάζει στις δύο περιπτώσεις όπου αξιοποιούνται Η/Ζ ισχύος 80MW και 100MW και στον συνδυασμό τους με την επιπλέον παραγωγή των Φ/Β εγκαταστάσεων ισχύος 20MW, οι οποίες τελικά συγκρίνονται με την υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης. Έχει ήδη αναλυθεί ότι η ωριαία καμπύλη LOLE για τα Η/Ζ ισχύος 100MW είναι κάτω από την αντίστοιχη της παρούσας κατάστασης για όλες τις ώρες. Η παρατήρηση αυτή γίνεται ακόμα πιο έντονη έως τις πρώτες βραδινές ώρες, όταν η περίπτωση αυτή συνδυαστεί και με τις εν λόγω επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις. Συνεπώς, παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο όφελος, επιτυγχάνεται την ώρα 13:00-14:00 κατά την οποία ο δείκτης LOLE μειώνεται κατά 17,64 δευτερόλεπτα σε σχέση με την παρούσα κατάσταση, δηλαδή 7,14 δευτερόλεπτα επιπλέον από την περίπτωση των 100MW Η/Ζ χωρίς την συμπερίληψη των Φ/Β. Η σημαντική παρατήρηση όμως που προκύπτει από το γράφημα 5.24 αφορά την κατάσταση των Η/Ζ ισχύος 80MW. Εξετάζοντας τον ωριαίο δείκτη LOLE, είναι φανερό ότι η περίπτωση αυτή πλησιάζει την παρούσα κατάσταση αλλά χρειάζεται ενίσχυση για να επιταχθούν αντίστοιχα επίπεδα αξιοπιστίας. Όμως ο συνδυασμός τους με την επιπλέον παραγωγή των 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων επιφέρει καλύτερα αποτελέσματα ακόμα και από την υφιστάμενη κατάσταση για τις ώρες 8:00-18:00, ξεπερνώντας και το ποσοστό μείωσης -20% για τις ώρες 10:00-16:00.



Γράφημα 5.24 Αναμενόμενη απώλεια φορτίου του μήνα Ιουλίου ανά τύπο ώρας στις πέντε εξεταζόμενες καταστάσεις

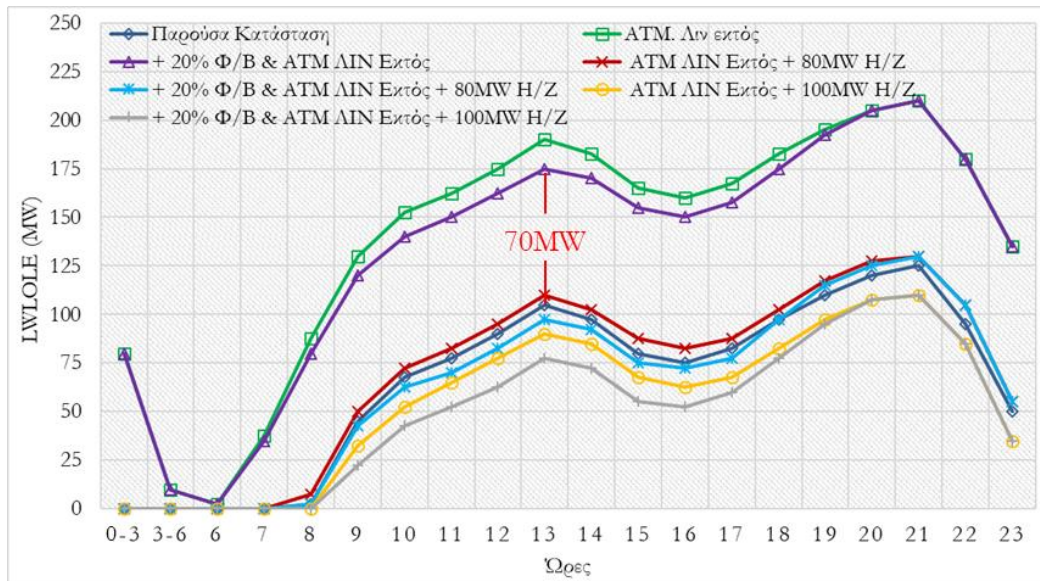
Παρόλα αυτά τις υπόλοιπες ώρες οι ωριαίες τιμές του δείκτη LOLE ξεπερνούν και πάλι τις αντίστοιχες της υφιστάμενης κατάστασης με την κορύφωση τους να πραγματοποιείται την ώρα 21:00-22:00 για τον Ιούλιο όπως επιβεβαιώνεται από τον πίνακα 5.11. Επομένως, είναι φανερό ότι τα Φ/Β μπορούν να βοηθήσουν τις ώρες της ημέρας μειώνοντας την ημερήσια αιχμή και συμβάλλοντας στην διατήρηση της αξιοπιστίας κατά τις ώρες που συνεισφέρουν στο σύνολο της παραγωγής. Δεν είναι ικανές να συμβάλουν στη μείωση της μέγιστης τιμής του δείκτη LOLE για κάθε μήνα που εμφανίζονται τις πρώτες βραδινές ώρες, καθώς πρακτικά η συνεισφορά τους είναι αμελητέα. Όμως απαιτείται διαθέσιμη ισχύς από πηγές, όπως τα Η/Ζ, που να είναι ικανές να συνδράμουν και σε βραδινές ώρες κατά τις οποίες οι τιμές των δεικτών αξιοπιστίας, συγκεκριμένα σε αυτή την περίπτωση του δείκτη LOLE, είναι υψηλές και μάλιστα τις ώρες 19:00-23:00 υψηλότερες και από τις ημερήσιες τιμές.

Πίνακας 5.11 Μέγιστη αναμενόμενη απώλεια φορτίου για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μήνες | Μέγιστο LOLE (sec) | | | | | Ωρες |
|-------------|--------------------|-------------------------|---------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|-------------|
| | Παρούσα Κατάσταση | ATM ΛΙΝ Εκτός +80MW H/Z | + 20% & ATM ΛΙΝ Εκτός +80MW H/Z | ATM ΛΙΝ Εκτός +100MW H/Z | + 20% & ATM ΛΙΝ Εκτός + 100MW H/Z | |
| Φεβρουάριος | 16,65 | 23,85 | 23,848 | 9,14 | 9,138 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 47,21 | 68,05 | 68,05 | 27,56 | 27,557 | 21:00-22:00 |
| Ιούλιος | 90,04 | 129,96 | 129,956 | 52,57 | 52,565 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 88,4 | 127,65 | 127,645 | 51,34 | 51,338 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 99,25 | 18,21 | 18,21 | 5,72 | 5,721 | 18:00-19:00 |

5.5.2 Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE

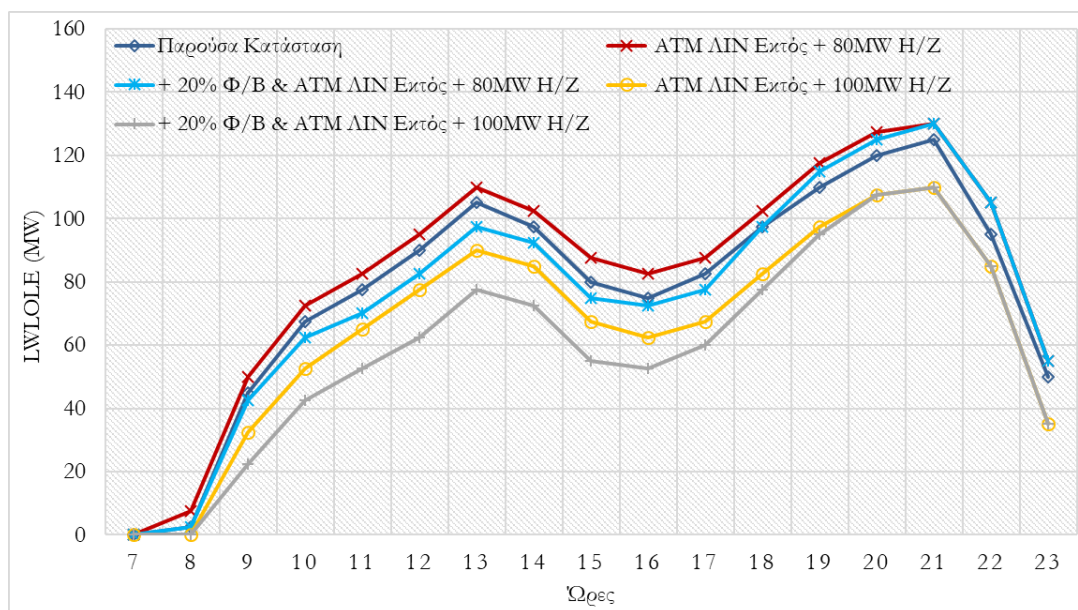
Ίδια είναι και η κατάσταση αναφορικά με τα αποτελέσματα του νεοσύστατου δείκτη αξιοπιστίας LWLOLE. Το γράφημα 5.25, απεικονίζει την ωριαία μη εξυπηρετούμενη ισχύ για 99,9999% αξιοπιστία για τον μήνα Ιούλιο. Στην περίπτωση όπου οι ατμοί των Λινοπεραμάτων τίθενται εκτός, η συμβολή των πρόσθετων 20MW Φ/Β μπορεί να επιφέρει έως και -15MW μείωση στον δείκτη LWLOLE την ώρα 13:00-14:00. Όμως και πάλι η ελάχιστη απόσταση μη εξυπηρετούμενη ισχύος από την παρούσα κατάσταση φτάνει τα 70MW, αποδεικνύοντας και από την σιοπιά του δείκτη LWLOLE ότι οι επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις ισχύος 20MW ως μόνη λύση, δεν είναι ικανές βελτιώσουν την αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής, ούτε καν κατά τη διάρκεια των ωρών της ημέρας.



Γράφημα 5.25 Μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία ανά τύπο ώρας τον μήνα Ιούλιο, στις επτά εξεταζόμενες καταστάσεις

Αγνοώντας τις δύο αυτές καταστάσεις, εξετάζονται αποκλειστικά οι περιπτώσεις των H/Z και ο συνδυασμός τους με τις πρόσθετες Φ/Β εγκαταστάσεις ισχύος 20MW (γράφημα 5.26). Στην κατάσταση των 100MW ισχύος H/Z η οποία είναι ήδη κάτω από εκείνη της υφιστάμενης κατάστασης για όλες τις ώρες, η προσθήκη των Φ/Β μειώνει ακόμα περισσότερο την ωριαία καμπύλη LWLOLE (μέγιστη επιπλέον μείωση -15MW την ώρα 12:00-13:00) μέχρι και την ώρα 19:00-20:00.

Το σημαντικό στοιχείο και εδώ συναντάται στη περίπτωση των 80MW H/Z η οποία εφόσον συνδυαστεί με την παραγωγή των επιπλέον 20% Φ/Β εγκαταστάσεων επιτυγχάνει καλύτερα αποτελέσματα για τον δείκτη LWLOLE ακόμα και από την υφιστάμενη κατάσταση (-7,5MW από την παρούσα κατάσταση τις ώρες 11:00-14:00) μέχρι και την ώρα 17:00-18:00. Αυτό σημαίνει ότι για να επιτευχθούν τα επίπεδα αξιοπιστίας, ύψους 99,9999%, της υφιστάμενης κατάστασης, συμπεριλαμβάνοντας πλέον και τα 20MW πρόσθετων Φ/Β εγκαταστάσεων, απαιτείται διαθέσιμη ισχύς H/Z μικρότερη των 80MW μέχρι και την ώρα 17:00-18:00. Από εκεί και πέρα τα Φ/Β δεν αρκούν, έως ότου σταματήσουν και να παράγουν, απαιτώντας πλέον υψηλότερη διαθέσιμη ισχύ από H/Z.



Γράφημα 5.26 Μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία ανά τύπο ώρας τον μήνα Ιούλιο, στις πέντε εξεταζόμενες καταστάσεις

Και στην περίπτωση λοιπόν του δείκτη LWLOLE, η μόνη διαφορά στα αποτελέσματα των βραδινών ωρών εμφανίζεται όταν προστίθεται διαθέσιμη ισχύς από Η/Ζ. Τα Φ/Β δεν μπορούν σε καμία περίπτωση να μειώσουν τη μέγιστη τιμή του δείκτη LWLOLE καθώς σύμφωνα με τον πίνακα 5.12, εμφανίζεται τις πρώτες βραδινές ώρες του εικοσιτετράωρου για όλους τους μήνες. Επομένως, οι Φ/Β εγκαταστάσεις δεν είναι ικανές να μειώσουν την απαιτούμενη διαθέσιμη ισχύ για την επίτευξη του 99,9999% επιπέδου αξιοπιστίας, αλλά μπορούν να την περιορίσουν κατά τη διάρκεια των ωρών της ημέρας.

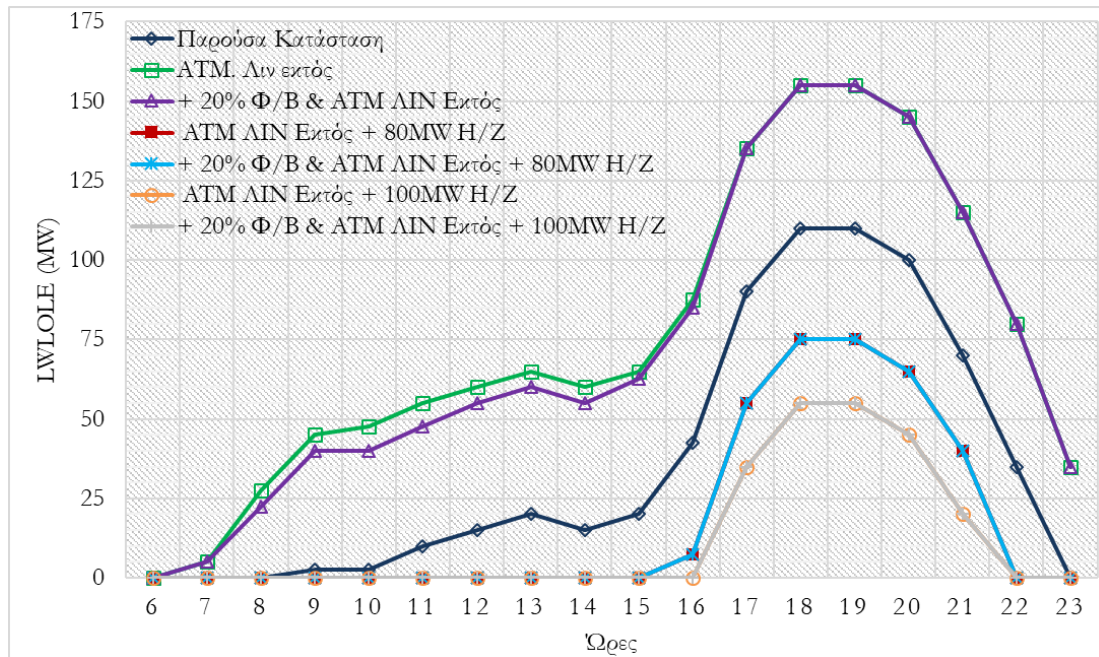
Υπό μια έννοια αυτό σημαίνει ότι σε περίπτωση που συγκεντρωθούν Η/Ζ ισχύος 80MW τα οποία εν τέλει είναι αρκετά για τη διάρκεια των ημερήσιων ωρών, θα χρειαστούν επιπλέον 20MW μόνο για τις βραδινές ώρες, τα οποία θα μπορούν να εξασφαλίσουν αντίστοιχα επίπεδα αξιοπιστίας τις ώρες που δεν μπορούν να συνεισφέρουν τα Φ/Β. Τώρα σε περίπτωση που τα συνολικά Η/Ζ φτάσουν τα 100MW, τα Φ/Β μειώνουν την απαίτηση ωρών λειτουργίας τους, αλλά φυσικά μόνο για τις ώρες της ημέρας.

Πίνακας 5.12 Μέγιστη μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μήνες | Μέγιστο LWLOLE (MW) | | | | | Ώρες |
|-------------|---------------------|-------------------------|---------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|-------------|
| | Παρούσα Κατάσταση | ATM LIN Εκτός +80MW H/Z | + 20% & ATM LIN Εκτός +80MW H/Z | ATM LIN Εκτός +100MW H/Z | + 20% & ATM LIN Εκτός + 100MW H/Z | |
| Φεβρουάριος | 90 | 95 | 95 | 75 | 75 | 19:00-20:00 |
| Ιούνιος | 115 | 122,5 | 120 | 102,5 | 102,5 | 20:00-22:00 |
| Ιούλιος | 125 | 130 | 130 | 110 | 110 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 125 | 130 | 130 | 110 | 110 | 20:00-21:00 |
| Νοέμβριος | 110 | 75 | 75 | 55 | 55 | 18:00-19:00 |

Το γράφημα 5.27 απεικονίζει τη μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία τον μήνα Νοέμβριο. Κατά τον Νοέμβριο, λόγω της συντήρησης των μονάδων που τίθενται

εκτός, όπως ήδη έχει εξηγηθεί, η ωριαία καμπύλη LWLOLE για τις περιπτώσεις των Η/Ζ είναι κάτω από την αντίστοιχη της παρούσας κατάστασης για όλες τις ώρες. Όμως επειδή στην περίπτωση του δείκτη LWLOLE για 99,9999% επιπέδου αξιοπιστίας οι τιμές κατά τις ώρες της ημέρας είναι ήδη μηδενικές, η επιπλέον προσθήκη Φ/Β εγκαταστάσεων δεν βελτιώνει εκ νέου τον συγκεκριμένο δείκτη. Ίσως θα μπορούσε να φανεί μια ενδεχόμενη διαφορά αν αυξανόταν τα “εννιάρια” σχετικά με το εξεταζόμενο επίπεδο αξιοπιστίας, όμως η συγκεκριμένη έρευνα εκτιμά ότι το ποσοστό αυτό (έξι “εννιάρια”) είναι ικανοποιητικό αποδίδοντας την απαιτούμενη ακρίβεια.

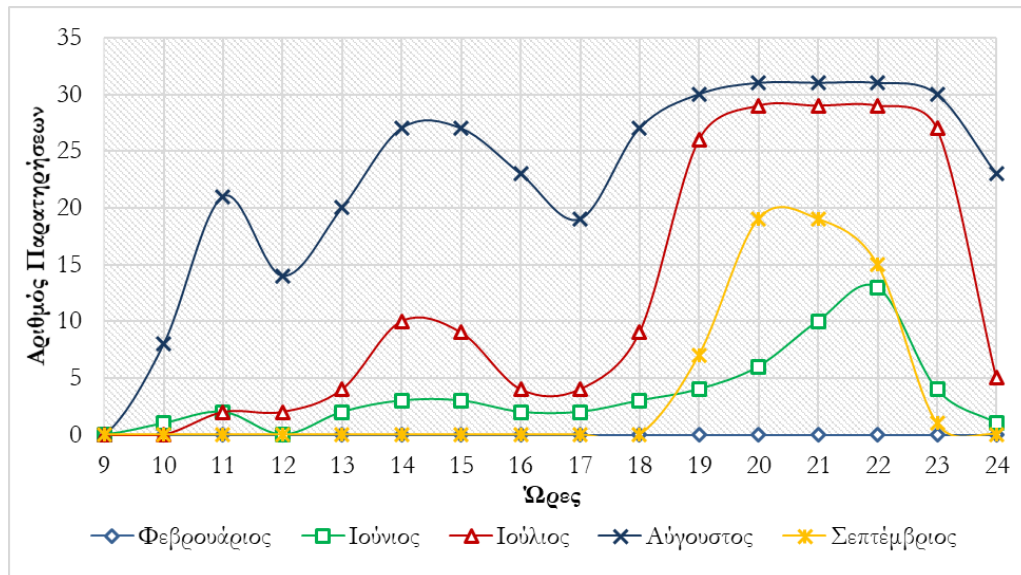


Γράφημα 5.27 Μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία ανά τύπο ώρας τον μήνα Νοέμβριο, στις επτά εξεταζόμενες καταστάσεις

6 Αξιολόγησης της αξιοπιστίας σε επίπεδο τοπικότητας, ύστερα από την αξιοποίηση των υφιστάμενων Η/Ζ. Case Study: Υποσταθμός Σταλίδας

Στην ενότητα αυτή της μεταπτυχιακής διατριβής, θα ακολουθήσει μια επιπλέον ανάλυση αξιοπιστίας η οποία όμως δεν εξετάζει πλέον το σύστημα της παραγωγής. Σκοπός της είναι η ανάδειξη της συνεισφοράς των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής στην ενίσχυση της αξιοπιστίας σε τοπικό επίπεδο όπου η κεντρική παραγωγή ίσης ισχύος δε θα μπορούσε να συνεισφέρει. Για το λόγο αυτόν η ανάλυση επικεντρώνεται σε επίπεδο υποσταθμού, χρησιμοποιώντας μάλιστα την μεθοδολογία που έχει ήδη αναλυθεί. Συνεπώς φανερώνεται η σημασία της μεθοδολογίας που έχει προταθεί, καθώς η εφαρμογή της δεν περιορίζεται μόνο στην ανάλυση και αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, αλλά είναι δυνατόν να επεκταθεί και σε άλλα επίπεδα ενός ΣΗΕ, στη συγκεκριμένη περίπτωση σε εκείνο των υποσταθμών.

Για την ανάλυση αυτή έχει επιλεγεί ο υποσταθμός της Σταλίδας στην ανατολική Κρήτη, ο οποίος όπως έχει αποδειχτεί στην ενότητα 2.3 αποτελεί τον υποσταθμό με την υψηλότερη φόρτιση σε συνάρτηση με τους Μ/Σ που διαθέτει (2x50MVA). Πιο συγκεκριμένα, θέτοντας ως όρο την τήρηση του κριτηρίου “N-1”, το φορτίο της Σταλίδας όπως έχει ήδη αναλυθεί στην ίδια ενότητα, δεν θα πρέπει να ξεπερνά την ισχύ του ενός Μ/Σ, δηλαδή την ισχύ των 50MVA. Θεωρώντας συντελεστή ισχύος $\cos\varphi=0,95$, το όριο αυτό σε μορφή ενεργού ισχύος είναι $P_{Load}=50MVA*0,95=47,5MW$. Παρουσιάζοντας όμως το γράφημα (ίδιο με γράφημα 2.5) που ακολουθεί, παρατηρείται ότι τους μήνες του καλοκαιριού κυρίως τις βραδινές ώρες, το όριο αυτό παραβιάζεται με υψηλή συχνότητα. Μάλιστα, όλες τις ημέρες του Αυγούστου τις ώρες 20:00-23:00, το φορτίο ξεπερνάει τα 47,5MW.



Γράφημα 6.1. Αριθμός παρατηρήσεων όπου $P_{Load}>47,5MW$ για τον υποσταθμό της Σταλίδας, ανά τύπο ώρας, για τους πέντε εξεταζόμενους μήνες

Η μελέτη εστιάζεται στην διερεύνηση της συμβολής των μονάδων Η/Ζ της περιοχής της Σταλίδας που αντιστοιχούν στον υποσταθμό της, με στόχο τη βελτίωση του θέματος που προκύπτει, το οποίο εξηγήθηκε στην προηγούμενη παράγραφο. Όπως εξετάστηκε στο

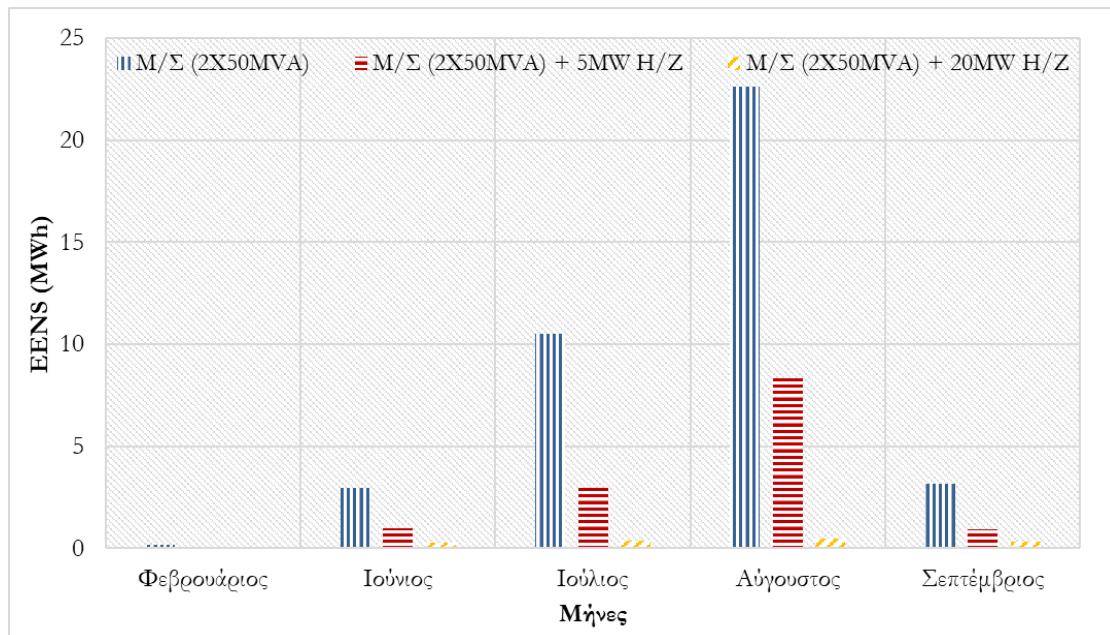
κεφάλαιο 3, έχουν ήδη καταγραφεί περί τα 5MW συνολικής εγκατεστημένης ισχύος Η/Ζ στην περιοχή, ενώ προβλέπεται ότι υπάρχουν και μη καταγεγραμμένα συνολικής ισχύος 15MW. Οπότε στον υποσταθμό της Σταλίδας εκτιμάται ότι συγκεντρώνονται Η/Ζ συνολικής ισχύος 20MW. Για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων λοιπόν, εξετάζονται τρεις περιπτώσεις:

1. Η περίπτωση που το φορτίο εξυπηρετείται από τους Μ/Σ (2x50MVA), η οποία αποτελεί και την υφιστάμενη κατάσταση του υποσταθμού
2. Η περίπτωση που το φορτίο εξυπηρετείται από τους Μ/Σ (2x50MVA) και από τα καταγεγραμμένα Η/Ζ ισχύος 5MW
3. Η περίπτωση που το φορτίο εξυπηρετείται από τους Μ/Σ (2x50MVA) και από τα συνολικά Η/Ζ ισχύος 20MW: 5MW ήδη καταγεγραμμένα + 15MW της επιπλέον πρόβλεψης

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση αυτή για την εφαρμογή του πρώτου μέρους της μεθοδολογίας (ενότητα 4.1.1) χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία δεδομένα φορτίου του υποσταθμού της Σταλίδας για το έτος 2014. Η εκτίμηση της κατανομής του φορτίου του υποσταθμού πραγματοποιήθηκε με ταξινόμηση ανά μηνά και ανά τύπο ώρας και στην περίπτωση αυτή. Στη συνέχεια για τη χρήση του δευτέρου μέρους της μεθοδολογίας (ενότητα 4.1.2) οι Μ/Σ υιοθετήθηκαν ως συμβατικές μονάδες με ΡΜΠΔ 0,5%. Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί, ότι για την ακριβή εκτίμηση αξιοπιστίας μπορεί να αξιοποιηθεί το θεωρητικό υπόβαθρο της εν σειράς και παράλληλης σύνδεσης συστημάτων. Για τις μονάδες Η/Ζ τα blocks ισχύος ορίστηκαν ανά 5MW (4 blocks x 5MW για τα 20MW Η/Ζ), ενώ ο ΡΜΠΔ=1% δεν άλλαξε.

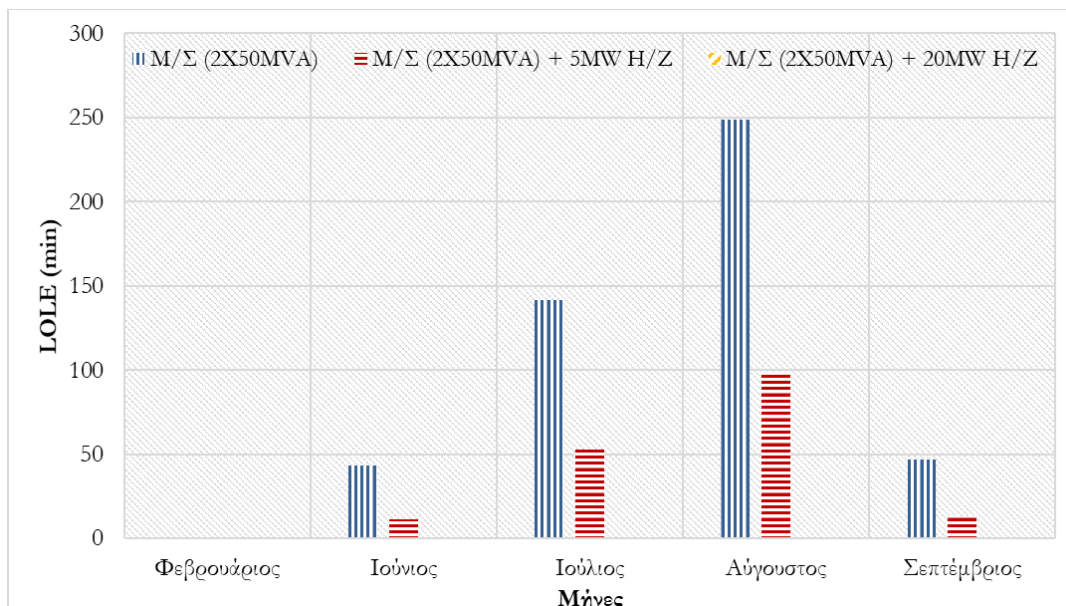
6.1.1 Ανάλυση τυπικών δεικτών Αξιοπιστίας

Σε πρώτο στάδιο η ανάλυση εστιάζεται στους συμβατικούς δείκτες αξιοπιστίας EENS και LOLE. Σύμφωνα με το γράφημα 6.2, παρατηρείται ότι με την αξιοποίηση των υφιστάμενων Η/Ζ σημειώνονται σημαντικές μειώσεις στον συνολικό μηνιαίο δείκτη EENS, για όλους τους εξεταζόμενους μήνες. Οι μεγαλύτερες μειώσεις με δεδομένη την περίπτωση 1, παρατηρούνται τον Αύγουστο με -14,27MWh (-72%) σε σύγκριση με την περίπτωση 2, ενώ συγκριτικά με την περίπτωση 3 τα επιπλέον 20MW Η/Ζ επιτυγχάνουν μείωση του δείκτη ίση με -22,16MWh (-98%). Ακόμα και τον Φεβρουάριο που το φορτίο είναι σημαντικά χαμηλό παρατηρείται -46,5% (-70kWh) για την περίπτωση 2, ενώ η μείωση αγγίζει το -100% για την περίπτωση 3.



Γράφημα 6.2 Συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για τις τρεις εξεταζόμενες καταστάσεις, στους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

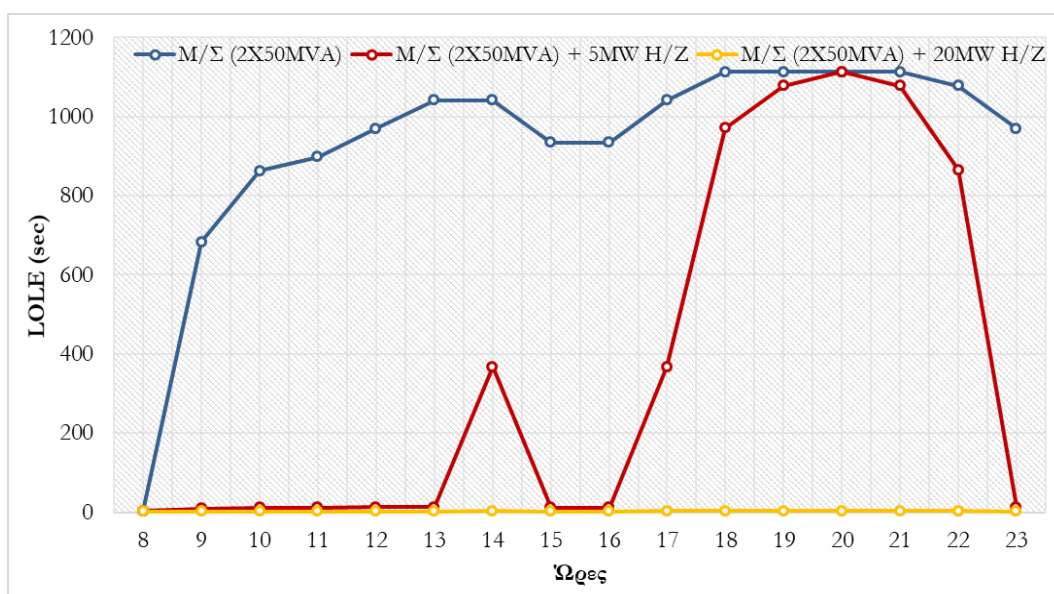
Όπως πολλάκις έχει επισημανθεί στη συγκεκριμένη διατριβή, οι δύο δείκτες EENS και LOLE συσχετίζονται σε μεγάλο βαθμό μεταξύ τους. Συνεπώς τα αποτελέσματα για τον συνολικό μηνιαίο δείκτη LOLE έχουν ίδια μορφή με εκείνα του δείκτη EENS που μόλις παρουσιάστηκαν. Σύμφωνα με το γράφημα 6.3, οι μεγαλύτερες μειώσεις και στη συγκεκριμένη περίπτωση σημειώνονται τον Αύγουστο κατά τον οποίο συγκρίνοντας την περίπτωση 1 με τις αντίστοιχες 2 και 3, προκύπτουν -149,53 λεπτά (-60,13%) και -247,73 λεπτά (-99,62%) αντίστοιχα.



Γράφημα 6.3 Συνολική αναμενόμενη απώλεια φορτίου (LOLE) τις τρεις εξεταζόμενες καταστάσεις, στους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

Στη συνέχεια, παρουσιάζεται ο ωριαίος δείκτης LOLE για τον μήνα Αύγουστο (γράφημα 6.4). Με μια πρώτη ματιά παρατηρείται η αξιοσημείωτη συνεισφορά των H/Z

συνολικής ισχύος 20MW, η αξιοποίηση των οποίων καταφέρνει σχεδόν να μηδενίσει τον ωριαίο δείκτη LOLE για όλες τις ώρες. Συγκρίνοντας τώρα τις περιπτώσεις 1 και 2 τα επιπλέον 5MW H/Z μειώνουν σημαντικά την ωριαία αναμενόμενη απώλεια φορτίου έως και τις πρώτες απογευματινές ώρες, με μέγιστη μείωση ίση με -17,14 λεπτά (-98,73%) την ώρα 13:00-14:00. Όμως τα επιπλέον 5MW H/Z δεν αρκούν για την σημαντική βελτίωση της περίπτωσης 1 τις βραδινές ώρες, λόγω του υψηλότερου φορτίου που σημειώνεται εκείνη την χρονική περίοδο. Μάλιστα την ώρα 20:00-21:00 δεν σημειώνεται καμία βελτίωση στον συγκεκριμένο δείκτη.



Γράφημα 6.4 Αναμενόμενη απώλεια φορτίου του μήνα Αυγούστου ανά τύπο ώρας στις τρεις εξεταζόμενες καταστάσεις

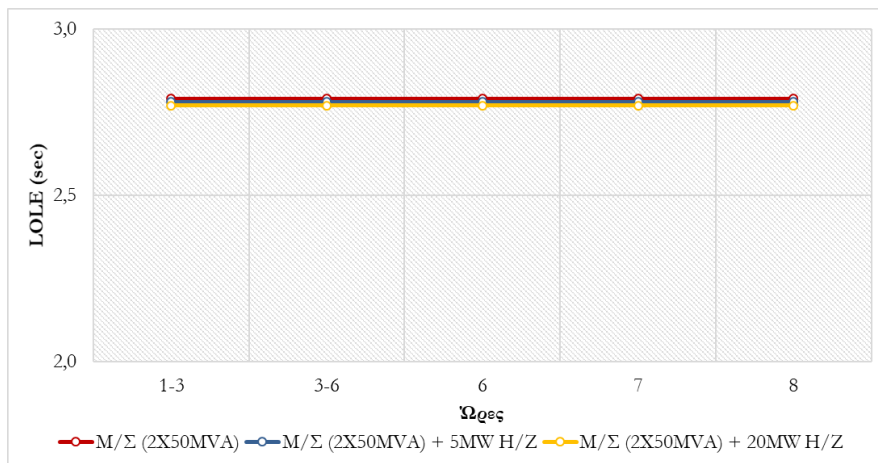
Ο πίνακας 6.1, επιβεβαιώνει την παραπάνω παρατήρηση σχετικά την περίπτωση 2. Η μέγιστη τιμή του LOLE τον Αύγουστο, εμφανίζεται την ώρα 20:00-21:00 όπου σημειώνεται και το υψηλότερο πιθανό φορτίο (62,5MW) με αποτέλεσμα τα επιπλέον 5MW H/Z να μην είναι ικανά να συνεισφέρουν στην περίπτωση αυτή.

Πίνακας 6.1 Μέγιστη αναμενόμενη απώλεια φορτίου για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μέγιστο LOLE (sec) | | | |
|--------------------|---------------|-------------------------|--------------------------|
| Μήνες | M/Σ (2X50MVA) | M/Σ (2X50MVA) + 5MW H/Z | M/Σ (2X50MVA) + 20MW H/Z |
| Φεβρουάριος | 2,52 | 2,52 | 0,00 |
| Ιούνιος | 575,82 | 150,28 | 2,74 |
| Ιούλιος | 1113,21 | 1006,82 | 2,90 |
| Αύγουστος | 1113,21 | 1113,21 | 3,36 |
| Σεπτέμβριος | 862,38 | 330,45 | 2,70 |

Στην πραγματικότητα, αυτό που συμβαίνει είναι ότι τα επιπλέον 5MW H/Z δεν είναι αρκετά για να περιορίσουν την πιθανότητα μη εξυπηρέτησης φορτίου (LOLP) για την ώρα 20:00-21:00 του μήνα Αυγούστου. Υπενθυμίζεται ότι ο δείκτης αξιοπιστίας LOLP είναι η πιθανότητα να μην εξυπηρετηθεί έστω και 1MW, στη συγκεκριμένη έρευνα. Υπενθυμίζεται

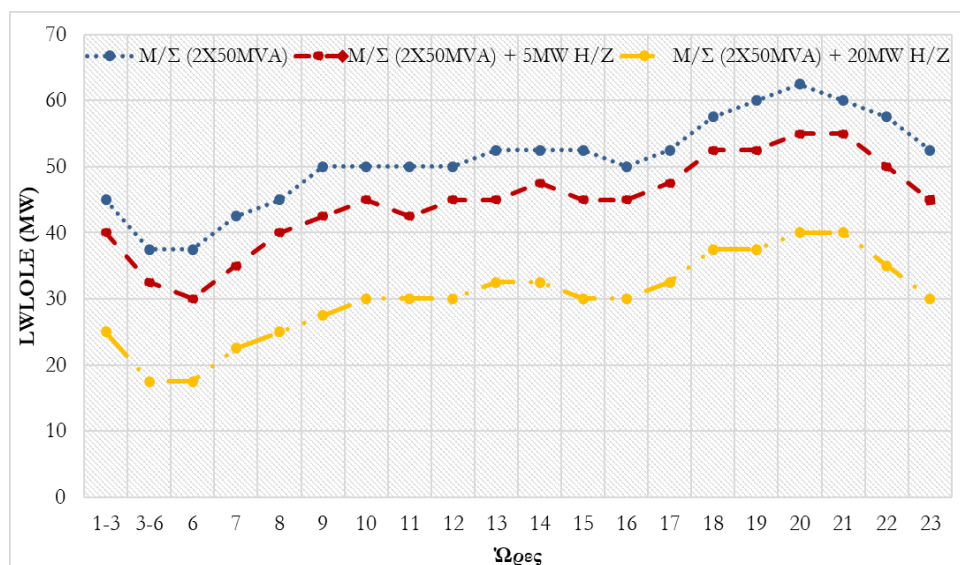
επίσης ότι το αναμενόμενο μη εξυπηρετούμενο φορτίο (LOLE), είναι η διάρκεια μη εξυπηρετήσεως έστω και 1MW. Επομένως $LOLE = LOLP * T$ όπου $T = n * 3600$ για την εν λόγω μελέτη (n μέρες του μήνα, 3600sec αφού η ανάλυση είναι ωριαία). Επομένως, είναι αναμενόμενο ότι αφού δεν επιτυγχάνεται μείωση στον δείκτη αξιοπιστίας LOLP, δεν βελτιώνεται και η αντίστοιχη τιμή του δείκτη LOLE. Χαρακτηριστικό είναι το παράδειγμα των ωρών 01:00-08:00 του Αυγούστου κατά τις οποίες η συνεισφορά των επιπλέον H/Z, ακόμη και εκείνη των 20MW δεν μπορεί να απεικονισθεί στον ωριαίο δείκτη LOLE (γράφημα 6.5).



Γράφημα 6.5 Αναμενόμενη απώλεια φορτίου του μήνα Αυγούστου τις ώρες 01:00-08:00 στις τρεις εξεταζόμενες καταστάσεις

6.1.2 Αποτελέσματα αναφορικά με τον νέο δείκτη Αξιοπιστίας LWLOLE

Όμως σύμφωνα με το γράφημα 6.6, η συμβολή των H/Z στο δείκτη LWLOLE είναι αξιοσημείωτη για τη διάρκεια όλης της ημέρας. Μάλιστα η περίπτωση 1 έχει σταθερή μείωση για όλες τις ώρες ίση με 5-7,5MW και 20-22,5MW συγκριτικά με τις περιπτώσεις 2 και 3 αντίστοιχα. Η παρατήρηση αυτή έρχεται σε αντίθεση με τα αποτελέσματα σχετικά με τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και LOLE, στους οποίους ο αντίκτυπος δεν είναι εξίσου διακριτό για όλες τις ώρες.



Γράφημα 6.6 Μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία ανά τύπο ώρας τον μήνα Αύγουστο, στις τρεις εξεταζόμενες καταστάσεις

Η παρατήρηση αυτή επιβεβαιώνεται και από τον πίνακα 6.2, σύμφωνα με τον οποίο η αξιοποίηση των Η/Ζ μειώνει τη μέγιστη ωριαία τιμή του δείκτη LWLOLE για όλους τους μήνες, κάτι που δεν επετεύχθη αντίστοιχα στην περίπτωση της μέγιστης τιμής του ωριαίου LOLE. Συνεπώς επισημαίνεται εκ νέου ότι οι δείκτες LOLE και LWLOLE δεν έχουν άμεση συσχέτιση. Μάλιστα αποδεικνύεται ότι ο δείκτης LWLOLE, προσφέρει αποτελεσματικότερη ακρίβεια και γενικότερα καλύτερη εποπτεία στο ζήτημα της αξιοπιστίας.

Πίνακας 6.2 Μέγιστη μη εξυπηρετούμενη ισχύς για 99,9999% αξιοπιστία για τους πέντε αντιπροσωπευτικούς μήνες

| Μέγιστο LWLOLE (MW) 99,9999% | | | | |
|-------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|-------------|
| Μήνες | Μ/Σ (2X50MVA) | Μ/Σ (2X50MVA) + 5MW Η/Ζ | Μ/Σ (2X50MVA) + 20MW Η/Ζ | Ώρες |
| Φεβρουάριος | 15 | 7,5 | 0 | 18:00-22:00 |
| Ιούνιος | 57,5 | 52,5 | 37,5 | 21:00-22:00 |
| Ιούλιος | 60 | 52,5 | 37,5 | 21:00-22:00 |
| Αύγουστος | 62,5 | 55 | 40 | 20:00-21:00 |
| Σεπτέμβριος | 55 | 50 | 35 | 20:00-21:00 |

7 Συμπεράσματα

Αφορμή για την εκπόνηση αυτής της μεταπτυχιακής διατριβής, αποτέλεσε η ανάγκη αναζήτησης διαθέσιμης εγγυημένης ισχύος για την διασφάλιση της παραγωγικής ικανότητας και κατ' επέκταση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης, ύστερα από την οδηγία 2010/75 περί Βιομηχανικών Εκπομπών (IED) - Οδηγία 2015/2193 για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από Μεσαίου Μεγέθους Μονάδες Καύσης (MCPD). Η εφαρμογή της συγκεκριμένης οδηγίας εκτιμάται ότι θα θέσει εκτός λειτουργίας τις παλαιότερες μονάδες ατμού οι οποίες βρίσκονται εγκατεστημένες στον σταθμό παραγωγής των Λινοπεραμάτων. Το έλλειμα εγκατεστημένης ισχύος ύστερα από μια τέτοια απομάκρυνση μονάδων υπολογίζεται περί τα 100MW. Συνεπώς κρίθηκε απαραίτητη η αναζήτηση εναλλακτικών πηγών για την κάλυψη του συγκεκριμένου, ιδιαίτερα υψηλού σε ισχύ, ελλείματος. Η εφαρμογή της ανωτέρω οδηγίας αποτελεί την απαρχή του “δύσκολου” μεταβατικού σταδίου του αυτόνομου ΣΗΕ Κρήτης πριν την πρώτη διασύνδεση του με το ηπειρωτικό σύστημα.

Βάσει της διεθνούς βιβλιογραφίας, η Διεσπαρμένη Παραγωγή μπορεί να αποτελέσει μία σημαντική λύση για την βελτίωση της αξιοπιστίας σε τοπικό επίπεδο αλλά και σε επίπεδο Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας. Το νησί της Κρήτης αποτελεί ένα σημαντικό παράδειγμα αξιοποίησης της Διεσπαρμένης Ανανεώσιμης Παραγωγής Ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα οι εγκαταστάσεις αυτές με βάση πρόσφατα δεδομένα των Φ/Β εγκαταστάσεων, στεγών και χωραφιών ανέρχεται στα 95,31MW. Όλα τα Φ/Β είναι εγκαταστημένα από την πλευρά της Μέσης Τάσης των υποσταθμών Υ.Τ/Μ.Τ του ΣΗΕ Κρήτης ενώ, οι αντίστοιχες εγκαταστάσεις Α/Π φτάνουν τα 200,78MW. Ο πλούτος αυτός της διεσπαρμένης παραγωγής συμπληρώνεται από τις υφιστάμενες μονάδες Η/Ζ ιδιωτών που βρίσκονται στο δίκτυο της Κρήτης, η καταγραφή των οποίων αποτέλεσε μεταξύ των αντικειμένων μελέτης της εν λόγω εργασίας.

Με δεδομένο την ωριαία παραγωγή των ΑΠΕ καθώς και του ωριαίου φορτίου των ετών 2016-2017-2018 του δικτύου της Κρήτης, εκτιμήθηκε ότι ως πηγές διεσπαρμένης παραγωγής είναι πιθανόν να περιορίσουν το μέγιστο ωριαίο φορτίο που σημειώνεται τον Ιούλιο (την ώρα 13:00-14:00) κατά 70MW. Αυτό σημαίνει ότι εξαιτίας της ύπαρξης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ στο δίκτυο της Κρήτης, το μέγιστο πιθανό φορτίο που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες είναι κατά 70MW μικρότερο.

Ιδιαίτερη έμφαση στην καταγραφή δόθηκε για την ταξινόμηση σε επίπεδο υποσταθμών. Σημαντική παρατήρηση αποτελεί, ότι η υψηλή συγκέντρωση της εγκατεστημένης ισχύος των καταγεγραμμένων εγκαταστάσεων ΑΠΕ σημειώνεται στους υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης. Πιο αναλυτικά, το 74,78% της συνολικής ισχύος των αιολικών και το 66,05% των Φ/Β πάρκων καταγράφηκε στην ανατολική Κρήτη, με ποσοστά μόλις των 25,22% και 33,95% αντίστοιχα για τη δυτική Κρήτη. Στο σύνολο των ΑΠΕ, 213,1MW (71,97%) συγκεντρώνονται στους υποσταθμούς της ανατολικής Κρήτης με μόλις 82,99MW για την περίπτωση της δυτικής Κρήτης, φανερώνοντας μια σημαντική ανισορροπία αναφορικά την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ. Ο υποσταθμός της Σητείας, ο οποίος διαχειρίζεται και φορτία, με 56,77MW είναι εκείνος με τη μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ αιολικών διαθέτοντας το 28,29% της συνολικής. Παρόλα αυτά, ο υποσταθμός φορτίων του Ρεθύμνου στη δυτική Κρήτη διαθέτει την υψηλότερη εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β με 16,67MW. Η παρατήρηση αυτή δηλώνει ότι αρκετοί υποσταθμοί, πέραν των τριών υποσταθμών παραγωγής, στηρίζουν με διεσπαρμένη παραγωγή το ΣΗΕ της Κρήτης.

Η μελέτη αυτή πραγματοποιήθηκε την πιθανή συμβολή των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής σε επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης στην παραπάνω μεταβατική περίοδο. Όμως πριν, αλλά ίσως και κατά τη διάρκεια της μετάβασης αυτής στο δίκτυο της Κρήτης σημειώνεται μια σημαντική ανάπτυξη αναφορικά με μια μορφή διεσπαρμένης παραγωγής. Πρόκειται για εγκαταστάσεις Φ/Β μικρής κλίμακας στο πλαίσιο δύο εναλλακτικών μηχανισμών, του ενεργειακού συμφηρισμού (Net Metering) και του εικονικού ενεργειακού συμφηρισμού (Virtual Net Metering) με ιδιαίτερο ενδιαφέρον και από τους δημόσιους φορείς. Το όριο εγκατεστημένης ισχύος για τις επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις ορίζεται από τη ΡΑΕ στα 20MW αποκλειστικά για την περίπτωση του αυτόνομου ΣΗΕ Κρήτης. Επομένως, η μελέτη εξάντλησε το όριο αυτό διερευνώντας τη συνεισφορά των επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων στην βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, στην υφιστάμενη αλλά και στη μεταβατική κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης, καθώς και την ενδεχόμενη εγγυημένη ισχύ που είναι ικανές να επιτύχουν. Τονίζεται ότι αυτή η πρόσθετη ισχύς, πρόκειται να ενισχύσει τη συνολική Φ/Β παραγωγή της Κρήτης κατά 20%.

Η ισχύς όμως των 20MW εξ' αρχής δεν φάνταζε ικανή να βελτιώσει την αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής στην μεταβατική κατάσταση κατά την οποία εγκαταλείπονται θερμικές μονάδες συνολικής ισχύος 100MW. Για το λόγο αυτό, η εργασία εστίασε στην αξιοποίηση μονάδων Η/Ζ οι οποίες βρίσκονται υπό την ιδιοκτησία ιδιωτών αλλά και δημόσιων υπηρεσιών/οργανισμών και την παροχή ισχύος υπό όρους. Ύστερα από την βοήθεια του αρμόδιου τμήματος του ΔΕΔΔΗΕ, πραγματοποιήθηκε καταγραφή των συγκεκριμένων μονάδων σύμφωνα με την οποία συγκεντρώθηκαν στο δίκτυο της Κρήτης Η/Ζ συνολικής ισχύος 58MW. Όμως, παρατηρήθηκε ότι από την καταγραφή αυτή, απουσίαζε ένα σημαντικός αριθμός Η/Ζ, συγκεκριμένα στο νομό Ηρακλείου, για τα οποία υπήρχε η πληροφορία της ιδιοκτησίας αλλά όχι της εγκατεστημένης ισχύος. Εξαιτίας αυτού, υλοποιήθηκε αλγόριθμος εκτίμησης της εγκατεστημένης αυτής ισχύος δίνοντας δύο προβλέψεις μια "αισιόδοξη" και μια πιο "συντηρητική". Για την εκτίμηση της πιο αισιόδοξη περίπτωσης, σε κάθε τύπο ιδιοκτήτη αντιστοιχήθηκε η μέση ισχύς των Η/Ζ ανά είδος ιδιοκτήτη, ενώ αντίστοιχα για την πιο συντηρητική η ελάχιστη ισχύς των Η/Ζ ομοειδών πελατών. Υποθετώντας την πιο συντηρητική εκ των δύο προβλέψεων εκτιμήθηκε ότι είναι δυνατόν να αξιοποιηθούν ως εναλλακτικές πηγές διεσπαρμένης παραγωγής, τα ήδη εγκατεστημένα Η/Ζ ιδιωτών συνολικής ισχύος έως και 100MW στο δίκτυο της Κρήτης.

Πέρα όμως από την αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής, η εν λόγω μεταπτυχιακή διατριβή, εφάρμοσε την μεθοδολογία που ανέπτυξε για την αξιολόγηση της τοπικής αξιοπιστίας, σε επίπεδο υποσταθμού. Επιλέγοντας τον υποσταθμό της Σταλίδας ως αντικείμενο μελέτης, επιδίωξε να τονίσει τη σημαντική συνεισφορά των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής στη βελτίωση της τοπικής αξιοπιστίας. Μάλιστα θέλησε, μέσω των αποτελεσμάτων που προέκυψαν να τονίσει πόσο σημαντική είναι η διαθέσιμη ισχύς να βρίσκεται "δισεπαρμένη" ανά υποσταθμό και όχι "συγκεντρωμένη", για παράδειγμα στους ήδη υπάρχοντες μεγάλους σταθμούς παραγωγής. Για το λόγο αυτό η έρευνα επικεντρώθηκε στις πηγές διεσπαρμένης παραγωγής των μονάδων Η/Ζ, που συγκεντρώνονται στον εξεταζόμενο υποσταθμό της Σταλίδας. Βάσει της καταγραφής που πραγματοποιήθηκε στην περιοχή της υπήρχαν ήδη Η/Ζ καταγεγραμμένης ισχύος περί τα 5MW, ενώ με την εκτίμηση που πραγματοποιήθηκε προέκυψαν επιπλέον 15MW, συγκεντρώνοντας συνεισφορά συνολικά περίπου 20MW Η/Ζ.

7.1 Δείκτες Αξιοπιστίας

Οι αναλύσεις, επομένως, εστίασαν στη συνεισφορά των επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων καθώς και στην αξιοποίηση των Η/Ζ του δικτύου της Κρήτης για την ενίσχυση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής κυρίως κατά το μεταβατικό στάδιο. Η μελέτη βασίστηκε σε πιθανοτική ανάλυση χρησιμοποιώντας δείκτες αξιοπιστίας οι οποίοι αποδίδουν την εξεταζόμενη αξιοπιστία εκφρασμένη σε πιθανότητα απώλειας φορτίου (LOLP), αναμενόμενη απώλεια φορτίου (LOLE) και μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (EENS). Η καινοτομία αυτής της εργασίας, είναι ότι η εκτίμηση του φορτίου που ανατίθεται στις μονάδες και στη συνέχεια ο υπολογισμός των δεικτών αξιοπιστίας, πραγματοποιείται ανά μήνα και ανά τύπο ώρας. Με τον τρόπο αυτό, η μηνιαία ταξινόμηση των αποτελεσμάτων, συγκέντρωσε τις εκτιμήσεις στο σύνολο του μήνα, με αποτέλεσμα τον εντοπισμό εκείνου με το μεγαλύτερο πρόβλημα. Στη συνέχεια η ανάλυση προχώρησε σε επίπεδο ώρας ειδικεύοντας ακόμη περισσότερο την εν λόγω ανάλυση.

Πρωτοτυπία όμως αποτελεί και η δημιουργία ενός νέου δείκτη αξιοπιστίας, του δείκτη LWLOLE (MW) (*Load with LOLE > 0,1 sec*), με στόχο την εκτίμηση της μη διαθεσιμότητας ισχύος για ορισμένο χρονικό διάστημα, στη συγκεκριμένη περίπτωση 0,1 δευτερολέπτων. Εξαιτίας του ότι η ανάλυση πραγματοποιήθηκε ανά μήνα και ανά τύπο ώρας η χρονική διάρκεια των 0,1 δευτερολέπτων αντιστοιχεί σε ποσοστό μη διαθεσιμότητας $9,26 \cdot 10^{-5} \%$ και διαθεσιμότητας 99,9999% το οποίο αποτέλεσε και το ζητούμενο επίπεδο αξιοπιστίας. Το σκεπτικό για τη δημιουργία του δείκτη αυτού, βασίστηκε στην ανάγκη για εκτίμηση της επιπλέον απαιτούμενης διαθέσιμης ισχύος για την εξασφάλιση 99,9999% αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής της Κρήτης. Συνεπώς, αποτελεί μια ιδιαίτερα χρήσιμη πληροφορία για τον διαχειριστή του συστήματος, καθώς τον ενημερώνει για κάθε ώρα, πόση είναι η ισχύς που απαιτείται να έχει διαθέσιμη, είτε μέσω ενοικίασης μονάδων, είτε για την εφαρμογή Μέσων Διαχείρισης Ζήτησης (Demand Side Management), ώστε να συντηρείται το απαιτούμενο επίπεδο αξιοπιστίας.

Στο σημείο αυτό, τονίζεται ότι ύστερα από την εκπόνηση της εν λόγω έρευνας παρατηρήθηκε ότι οι δείκτες EENS και LOLE έχουν υψηλό βαθμό συσχέτισης. Η μορφή των αποτελεσμάτων τους είναι σχεδόν ίδια κατά την εξέταση των διαφορετικών σεναρίων. Αντίθετα, τονίζεται ότι δεν υπάρχει απαραίτητα πλήρης αντιστοιχία μεταξύ των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και LWLOLE. Ο πρώτος αξιολογεί την απώλεια φορτίου καθαρά ως προς τη μονάδα του χρόνου χωρίς όμως να λαμβάνει υπόψιν το ύψος της απολεσθείσας ισχύος, ενώ ο δεύτερος ποσοτικοποιεί την απώλεια ισχύος για μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια. Συνεπώς αποδεικνύεται ότι δεν είναι απόλυτα συσχετισμένοι μεταξύ τους, όμως με την γνώση και των δύο ο διαχειριστής διαθέτει μια ολοκληρωμένη εικόνα περί του θέματος για τη λήψη των κατάλληλων μέτρων.

7.2 Συμπεράσματα ανά σενάριο υπολογισμού

Εκτιμήθηκαν οι τέσσερις παραπάνω δείκτες αξιοπιστίας για τα ακόλουθα σενάρια που προσομοιώθηκαν:

1. Εκτίμηση επιπέδου αξιοπιστίας στην υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης
2. Εκτίμηση εγγυημένης ισχύος και συνεισφοράς σε επίπεδο αξιοπιστίας των επιπλέον 20MW Φ/Β ισχύος για την υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης

3. Αξιοποίηση των υφιστάμενων Η/Ζ του δικτύου της Κρήτης για την βελτίωση του επιπέδου αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής κατά το μεταβατικό στάδιο ΣΗΕ Κρήτης.
 - 3.1. Μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων εκτός
 - 3.2. Μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων εκτός & Η/Ζ συνολικής ισχύος 80MW
 - 3.3. Μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων εκτός & Η/Ζ συνολικής ισχύος 100MW
4. Συνδυασμός των επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων και των μονάδων Η/Ζ για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής κατά το μεταβατικό στάδιο του ΣΗΕ Κρήτης
 - 4.1. Μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων εκτός & 20MW επιπλέον Φ/Β παραγωγής
 - 4.2. Μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων εκτός & Η/Ζ συνολικής ισχύος 80MW & 20MW επιπλέον Φ/Β παραγωγής
 - 4.3. Μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων εκτός & Η/Ζ συνολικής ισχύος 100MW & 20MW επιπλέον Φ/Β παραγωγής

7.2.1 Επιπλέον Φ/Β εγκαταστάσεις ισχύος 20MW στην υφιστάμενη κατάσταση του ΣΗΕ Κρήτης

Ένα από τα ζητήματα που καλείται να διερευνήσει ο διαχειριστής ενός αυτόνομου ΣΗΕ για τις μελέτες επέκτασης της παραγωγικής ικανότητας του συστήματος του είναι μέχρι ποιο βαθμό οι ΑΠΕ, όπως οι Φ/Β τεχνολογίες, είναι ικανές να προσφέρουν εγγυημένη ισχύ στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που διαχειρίζεται. Η μελέτη αυτή προτείνει μια μεθοδολογία για τον υπολογισμό της εγγυημένης ισχύος που είναι δυνατόν να προσφέρει μια ενδεχόμενη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β εγκαταστάσεων στο αυτόνομο ΣΗΕ της Κρήτης. Αξίζει να σημειωθεί, ότι η συγκεκριμένη μεθοδολογία αποτελεί αντικείμενο μελέτης του Τμήματος V του Κώδικα ΜΔΝ [41]. Μέσω της μεθοδολογίας αυτής εκτιμήθηκε ότι **τα 20MW επιπλέον Φ/Β** ισχύος (σενάριο 2) είναι δυνατόν να **προσφέρουν εγγυημένη ισχύ ίση με 7,5MW**, μειώνοντας κατά 1,2% το μέγιστο πιθανό φορτίο που ανατίθεται στις θερμικές μονάδες την ώρα 14:00-15:00 τον μήνα Ιούλιο. Επιπλέον, αγνοώντας βέβαια το ανώτατο όριο των 20MW, υπολογίστηκε ότι η μέγιστη εγγυημένη ισχύς που είναι δυνατόν επιτευχθεί με την αύξηση Φ/Β εγκαταστάσεων είναι ίση με 20MW και επιτεύχθηκε με 55MW πρόσθετης Φ/Β ισχύος. Όσο και να αυξηθούν τα Φ/Β πέρα αυτής της τιμής δεν ήταν δυνατό να σημειωθεί υψηλότερη εγγυημένη ισχύς, καθώς το πιθανό μέγιστο φορτίο μεταφέρθηκε την ώρα 20:00-22:00 κατά την οποία τα Φ/Β δεν ήταν ικανά να συνεισφέρουν.

Η συμβολή του επιπλέον ποσοστού 20% Φ/Β παραγωγής στους δείκτες αξιοπιστίας ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες είναι αξιοσημείωτη. Υπολογίστηκε ότι είναι δυνατόν να μειώσουν τις μηνιαίες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και EENS άνω του 15,5% τον Ιούλιο σε σύγκριση με το σενάριο 1. Παρόλα αυτά σε επίπεδο ωρών, τα Φ/Β δεν μπορούν να μειώσουν τις μέγιστες τιμές των δεικτών οι οποίες σημειώθηκαν τις πρώτες βραδινές ώρες του εικοσιτετράωρου, επιβεβαιώνοντας το πρόβλημα του φαινομένου “Duck Curve” στο ΣΗΕ Κρήτης. Από την σκοπιά του νεοσύστατου δείκτη LWLOLE, τα 20MW επιπλέον ισχύος Φ/Β είναι δυνατόν να τον μειώσουν κατά -15MW τον μήνα Ιούλιο την ώρα 13:00-14:00, όμως και πάλι η μέγιστη τιμή των 125MW η οποία παρατηρήθηκε την ώρα 21:00-22:00 δεν επηρεάζεται.

7.2.2 Αξιοποίηση των υφιστάμενων H/Z του δικτύου της Κρήτης

Τα αποτελέσματα αναφορικά με την αξιοπιστία των θερμικών μονάδων, σε πρώτο στάδιο, χωρίς τη συμπερίληψη των μονάδων H/Z, αποτυπώνουν το μεγάλο κίνδυνο που επιφυλάσσει η ενδεχόμενη “απομάκρυνση” των μονάδων ατμού του σταθμού των Λινοπεραμάτων. Υπολογίστηκε ότι για την περίπτωση αυτή, το μήνα Ιούλιο η εκτιμωμένη συνολική απολεσθείσα ενέργεια (EENS) αγγίζει τις **90MWh**, με μέγιστη ωριαία τιμή **20,41MWh την ώρα 21:00-22:00**, στοιχεία που αποδεικνύουν ότι μια τέτοια κίνηση βάζει σε μεγάλο κίνδυνο την ασφαλή λειτουργία του συστήματος, με συνέπεια να απαιτούνται λύσεις.

Η εκμετάλλευση των ήδη υπαρχόντων H/Z του νησιού, όχι απλά βελτίωσε την ακραία αυτή κατάσταση, αλλά στην περίπτωση των 100MW συνολικής εγκατεστημένης ισχύος H/Z (σενάριο 3.3), το σύστημα κρίθηκε πιο αξιόπιστο και από το υπάρχων στην παρούσα κατάσταση (σενάριο 1). Για την ακρίβεια, εκτιμήθηκε ότι στην περίπτωση του σεναρίου 3.2, η απολεσθείσα ενέργεια (1,09MWh) του μήνα Ιουλίου ήταν **45,7% χαμηλότερη από την αντίστοιχη του σεναρίου 1** (2,01MWh). Αξίζει να σημειωθεί ότι η συνολική τιμή του δείκτη LOLE για τον μήνα Ιούλιο από τις **3,4 ώρες του σεναρίου 3.1** είναι δυνατόν να μειωθεί στην τιμή μόλις των **3,4 λεπτών για το σενάριο 3.3**, επιτυγχάνοντας μια ραγδαία μείωση, που τονίζει τη σημαντική συνεισφορά των H/Z στο συγκεκριμένο τομέα. Σε ωριαίο επίπεδο για την ίδια σύγκριση, επιτυγχάνεται μέγιστη μείωση LOLE ίση με -13,6 λεπτά την ώρα 13:00-14:00.

Επιπλέον, η μεγαλύτερη ανάγκη για την προσφορά των H/Z κρίθηκε την εποχή του καλοκαιριού και μάλιστα κυρίως την ώρα μετά τη δύση του ηλίου, κάτι το οποίο επιβεβαιώθηκε και από το νέο δείκτη LWLOLE που εισήχθη στη μελέτη, καθώς εκείνες τις ώρες σημειώθηκαν οι μέγιστες τιμές του. Πιο συγκεκριμένα η μέγιστη τιμή 170MW του δείκτη LWLOLE στο σενάριο 3.1, την ώρα 21:00-22:00 μειώθηκε στα 70MW (-58,82%) στην περίπτωση του σεναρίου 3.3. Συγκρινόμενη με την υφιστάμενη κατάσταση, δηλαδή το σενάριο 1, όπου το μέγιστο LWLOLE είχε τιμή 85MW και σημειώθηκε την ίδια ώρα, επετεύχθη μείωση -17,65%. Δεν ισχύει όμως το ίδιο για την περίπτωση των 80MW H/Z (σενάριο 3.2), η οποία πλησίασε σημαντικά την υφιστάμενη κατάσταση του σεναρίου 1 (90MW μέγιστη τιμή LWLOLE) αλλά δεν απέφερε καλύτερα αποτελέσματα.

Το γεγονός ότι ενώ απομακρύνθηκαν μονάδες συνολικής ισχύος 100MW οι οποίες υποθετικά αντικαταστάθηκαν από μονάδες H/Z ίδιας ισχύος και τα αποτελέσματα των δεικτών αξιοπιστίας προέκυψαν σημαντικά καλύτερα, οφείλεται και στην θεώρηση που πραγματοποιήθηκε για τον ΡΜΠΔ για την κάθε περίπτωση. Για τις μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων η ελάχιστη τιμή του ΡΜΠΔ μεταξύ των πέντε μονάδων που τίθενται εκτός ήταν 5%, ενώ για τα H/Z θεωρήθηκε ενιαίος, σημαντικά μικρότερος ΡΜΠΔ ίσος με 1%.

7.2.3 Επίπτωση 20MW Φ/B εγκαταστάσεων

Τα επιπλέον Φ/B στο σενάριο 4.1, μειώνουν σημαντικά τους δείκτες αξιοπιστίας συγκριτικά με το μεταβατικό στάδιο του σεναρίου 3.1, για την χειρότερη περίπτωση του μήνα Ιουλίου:

- -13,4 MWh (-14,89%) στο συνολικό δείκτη EENS
- -29,6 λεπτά (-14,52%) στο συνολικό δείκτη LOLE
- Άνω του -35% στον ωριαίο δείκτη LOLE τις ώρες 9:00-16:00. Μέγιστη: -316,89 sec την ώρα 13:00-14:00
- -15MW (-7,9%) στον δείκτη LWLOLE την ώρα 13:00-14:00

Όμως, το σενάριο 4.1 συγκριτικά με το σενάριο 1 της υφιστάμενης κατάστασης του συστήματος για τον Ιούλιο, παρουσιάζει:

- +74,54MWh στο συνολικό δείκτη EENS
- +2,8 ώρες στο συνολικό δείκτη LOLE
- +8 λεπτά στον ωριαίο δείκτη LOLE την ώρα 13:00-14:00
- +70MW στον δείκτη LWLOLE την ώρα 13:00-14:00

Συνεπώς αποδείχθηκε ότι παρόλο που σημειώθηκαν σημαντικές μειώσεις στους δείκτες αξιοπιστίας, τα επιπλέον Φ/Β δεν είναι δυνατόν να σταθούν ως μόνη λύση εφόσον απομακρυνθούν οι μονάδες ατμού των Λινοπεραμάτων ειδικά δε τις νυχτερινές ώρες

7.2.4 Συνδυασμός επιπλέον 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων και μονάδων Η/Ζ

Εν συνεχεία, τα 100MW Η/Ζ με την προσθήκη πλέον των Φ/Β (σενάριο 4.3), σημείωσαν τις καλύτερες τιμές δεικτών αξιοπιστίας. Ενδεικτικά, σημειώθηκε μείωση στον αθροιστικό δείκτη EENS τον μήνα Ιούλιο ίση με -16,23% συγκριτικά με το σενάριο 3.3, ενώ η μείωση άγγιξε το ποσοστό -54,59% σε σύγκριση με την υφιστάμενη κατάσταση του συστήματος (σενάριο 1). Σε επίπεδο ωρών, παρατηρήθηκε ότι το μεγαλύτερο όφελος, σημειώθηκε την ώρα 13:00-14:00 κατά την οποία ο δείκτης LOLE μειώθηκε κατά 17,64 δευτερόλεπτα σε σχέση με το σενάριο 1, δηλαδή 7,14 δευτερόλεπτα επιπλέον από την περίπτωση του σεναρίου 3.3. Επιπλέον η προσθήκη των Φ/Β (σενάριο 4.3) μείωσε ακόμα περισσότερο την ωριαία καμπύλη LWLOLE (μέγιστη επιπλέον μείωση -15MW την ώρα 12:00-13:00 συγκριτικά με το σενάριο 3.3) μέχρι και την ώρα 19:00-20:00.

Τα σημαντικά συμπεράσματα, για τον συνδυασμό των δύο αυτών διαφορετικών πηγών διεσπαρμένης παραγωγής προέκυψαν από την περίπτωση της αξιοποίησης των Η/Ζ ισχύος 80MW παράλληλα με την 20% επιπλέον παραγωγή Φ/Β. Συσχετίζοντας την κατάσταση αυτή με την παρούσα κατάσταση του σεναρίου 1 σημειώθηκαν αυξήσεις στους μηνιαίους δείκτες αξιοπιστίας του μήνα Ιουλίου:

- +0,46MWh στον συνολικό δείκτη EENS
- +1,34 λεπτά στον συνολικό δείκτη LOLE

Όμως για τους αντίστοιχους ωριαίους δείκτες το σενάριο 4.2 συγκριτικά με το σενάριο 1 σημείωσε μεταβολή:

- Άνω του -20% στον δείκτη LOLE για τις ώρες 10:00-16:00
- -7,5MW στον δείκτη LWLOLE τις ώρες 11:00-14:00

Συνεπώς στην περίπτωση αυτή είναι φανερό ότι η προσφορά των 20MW επιπλέον Φ/Β δεν ήταν εφικτό να γίνει διακριτή από τους μηνιαίους δείκτες. Η συμβολή τους κρίθηκε ιδιαίτερα σημαντική αλλά αναπόφευκτα περιορίστηκε στο εύρος ωρών λειτουργίας τους. Ο προβληματισμός με την παρατήρηση αυτή, η οποία αποτέλεσε και την αιτία για το ότι δεν βελτιώθηκαν οι μηνιαίοι δείκτες, είναι ότι τα Φ/Β δεν κατάφεραν να περιορίσουν τις υψηλές τιμές των ωριαίων δεικτών αξιοπιστίας, μέγιστες τις πρώτες βραδινές ώρες.

Χαρακτηριστική ήταν η περίπτωση του δείκτη LWLOLE, η μέγιστη τιμή του οποίου δεν βελτιώθηκε για κάποιον μήνα. Συνεπώς τα Φ/Β είναι ικανά να προσφέρουν εγγυημένη ισχύ (-7,5MW capacity credit στην περίπτωση των επιπλέον 20MW), αλλά μετά βίας μπορούν, σε ακραίες περιπτώσεις όπως ο Ιούνιος, να περιορίσουν την απαιτούμενη εγγυημένη ισχύ για την επίτευξη 99,9999% επιπέδου αξιοπιστίας. Η καταγεγραμμένη όμως ωριαία

προσφορά τους φανερώνει το όφελος αναφορικά με την μείωση της απαίτησης των ωρών λειτουργίας της απαιτούμενης αυτής διαθέσιμης ισχύος.

7.3 Συμβολή των μονάδων H/Z στην βελτίωση της τοπικής αξιοπιστίας

Στο σημείο αυτό θα παρουσιαστούν τα συμπεράσματα που προέκυψαν αναφορικά με την εξέταση της συνεισφοράς των μονάδων H/Z στη βελτίωση της αξιοπιστίας του υποσταθμού της Σταλίδας. Κατ' αρχάς, λόγω για την επιλογή της ανάλυσης του υποσταθμού αυτού, αποτέλεσε η υψηλή φόρτιση του σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ των Μ/Σ Υ.Τ./Μ.Τ. (2x50MVA). Η φόρτιση αυτή αφορά ουσιαστικά την “μη τήρηση” του κριτηρίου “N-1” αναφορικά με τους Μ/Σ, το οποίο, θεωρώντας $\cos\varphi=0,95$, μεταφράζεται σε υπέρβαση του απαιτούμενου φορτίο ενεργού ισχύος 47,5MW. Μέσω των ετήσιων ωριαίων δεδομένων φορτίου για το έτος 2014, ο υποσταθμός της Σταλίδας σημείωσε φορτία υψηλότερης ισχύος από τα 47,5MW και μάλιστα με ιδιαίτερα υψηλή συχνότητα εμφάνισης. Αξιοσημείωτη είναι η παρατήρηση ότι όλες τις μέρες του Αυγούστου τις ώρες 20:00-23:00, το φορτίο ξεπέρασε την τιμή “κριτήριο” των 47,5MW.

Με αφορμή λοιπόν την παρατήρηση αυτή, καταστρώθηκε πλάνο για την εκτίμηση της αξιοπιστίας του υποσταθμού της Σταλίδας. Σημαντική επίτευξη για την εν λόγω διατριβή, αποτέλεσε το γεγονός ότι και σε αυτή την ανάλυση χρησιμοποιήθηκε η ίδια μεθοδολογία. Συνεπώς, τονίζεται η αξιοσημείωτη χρησιμότητα της μεθοδολογίας που υλοποιήθηκε, η εφαρμογή της οποίας δεν περιορίζεται μόνο σε επίπεδο συστήματος παραγωγής αλλά στη συγκεκριμένη περίπτωση, και σε επίπεδο υποσταθμού. Τα σενάρια που εξετάστηκαν, χωρίστηκαν στις ακόλουθες τρεις περιπτώσεις:

1. Η περίπτωση που το φορτίο εξυπηρετείται από τους Μ/Σ (2x50MVA), η οποία αποτελεί και την υφιστάμενη κατάσταση του υποσταθμού
2. Η περίπτωση που το φορτίο εξυπηρετείται από τους Μ/Σ (2x50MVA) και από τα καταγεγραμμένα H/Z ισχύος 5MW
3. Η περίπτωση που το φορτίο εξυπηρετείται από τους Μ/Σ (2x50MVA) και από τα συνολικά H/Z ισχύος 20MW: 5MW ήδη καταγεγραμμένα + 15MW της επιπλέον πρόβλεψης

Η αξιολόγηση των περιπτώσεων βασίστηκε και εδώ στην ανάλυση των τυπικών δεικτών αξιοπιστίας LOLP, LOLE και EENS καθώς και στον νεοσύστατο δείκτη LWLOLE που πρότεινε η συγκεκριμένη διατριβή, για πέντε εξεταζόμενους μήνες. Τα αποτελέσματα για τους μηνιαίους δείκτες EENS και LOLE, ήταν ενθαρρυντικά και έδειξαν ότι ακόμη και η αξιοποίηση των 5MW H/Z αποφέρουν καλύτερα αποτελέσματα από την περίπτωση 1. Αναλυτικότερα, η περίπτωση 2 συγκριτικά με την περίπτωση 1, προσέφερε μείωση ίση με -14,27MWh (-72%) στον μηνιαίο δείκτη EENS και -149,53λεπτά (-60,13%) στον μηνιαίο δείκτη LOLE για τη χειρότερη περίπτωση του μήνα Αυγούστου. Η βελτίωση των δύο μηνιαίων δεικτών ήταν υψηλότερη στην περίπτωση 3, κατά την οποία, συγκριτικά με την περίπτωση 1, επετεύχθη -22,16MWh (-98%) και -247,73 λεπτά (-99,62%) για EENS και LOLE αντίστοιχα.

Τα αποτελέσματα όμως δεν ήταν αντίστοιχα και για τον ωριαίο δείκτη LOLE. Παρατηρήθηκε ότι η αξιοποίηση των 5MW H/Z δεν ήταν αρκετά για να μειώσουν το μέγιστο

LOLE του μήνα Αυγούστου. Μάλιστα αξίζει να σημειωθεί, ότι για αρκετές ώρες για όλους τους μήνες, ακόμη και τα 20MW H/Z δεν ήταν αρκετά για τη βελτίωση του ωριαίου δείκτη LOLE. Παρόλα αυτά ο νέος δείκτης αξιοπιστίας LWLOLE κατάφερε να τονίσει την προσφορά των H/Z στην τοπική αξιοπιστία. Συνεπώς η μέγιστη μη εξυπηρετούμενη ισχύς επιπέδου 99,9999% αξιοπιστίας, σημείωσε βελτίωση ίση με 5-7,5MW και 20-22,5MW για τις περιπτώσεις 2 και 3 αντίστοιχα, σε σύγκριση με την περίπτωση 1.

Συμπερασματικά, ύστερα από την ανάλυση της τοπικής αξιοπιστίας του υποσταθμού της Σταλίδας επιβεβαιώθηκε η σπουδαία χρησιμότητα του νεοσύστατου δείκτη αξιοπιστίας LWLOLE. Ο διαχειριστής του συστήματος, είναι πιθανόν να μην έχει εικόνα για τη συνεισφορά της διεσπαρμένης παραγωγής στην τοπική αναμενόμενη απώλεια φορτίου (LOLE), αλλά με τη χρήση του νέου δείκτη είναι σίγουρος για την τοπική μη εξυπηρετούμενη ισχύ επιπέδου αξιοπιστίας 99,9999% (LWLOLE).

Τέλος με τα νέα αποτελέσματα που προέκυψαν, επιβεβαιώνεται ο ισχυρισμός ότι η επιπλέον διαθέσιμη ισχύς απαιτείται να είναι διεσπαρμένη. Εφόσον η ανάλυση πραγματοποιηθεί σε επίπεδο συστήματος παραγωγής τα αποτελέσματα θα είναι καλύτερα όπως αποδείχθηκε, για το σύνολο του συστήματος, αφού ουσιαστικά η διαθέσιμη συνολική παραγωγή έχει θεωρηθεί συγκεντρωμένη. Με τον τρόπο όμως αυτόν δεν επιτυγχάνεται ενίσχυση της τοπικής αξιοπιστίας ενός υποσταθμού, ο οποίος το έχει ανάγκη όπως εκείνος της Σταλίδας, καθώς η ζήτηση συνεχίζει να εξυπηρετείται αποκλειστικά από τους Μ/Σ που διαθέτει.

7.4 Συνοφίζοντας

Συνοφίζοντας, μέσω της εν λόγω έρευνας κρίνεται αναγκαίο να τονιστεί η ιδιαίτερη σημασία και προσοχή που πρέπει να δοθεί από τους αρμόδιους κατά το μεταβατικό στάδιο του ΣΗΕ Κρήτης πριν την πρώτη διασύνδεση. Η ιδιαίτερα υψηλή τιμή εγκατεστημένης ισχύος των 100MW που ενδέχεται να εγκαταλειφθεί εξαιτίας της απομάκρυνσης των μονάδων ατμού των Λινοπεραμάτων θέτει σε τεράστιο κίνδυνο την αξιοπιστία του ΣΗΕ Κρήτης. Είναι συνεπώς προφανές ότι το ΣΗΕ Κρήτης από την σκοπιά της παραγωγής απαιτεί λύσεις. Η έρευνα απέδειξε ότι οι λύσεις αυτές δεν μπορούν να βασιστούν αποκλειστικά σε πρόσθετες εγκαταστάσεις Φ/Β. Με κριτήριο την χειρότερη περίπτωση του μήνα Ιουλίου, η επιπλέον ισχύς των 20MW Φ/Β εγκαταστάσεων, η οποία αποτελεί και το όριο ισχύος για Φ/Β εγκαταστάσεις στο ΣΗΕ Κρήτης, δεν κατάφερε σε καμία περίπτωση να μειώσει, ούτε καν να πλησιάσει τις τιμές των μηνιαίων καθώς και των ωριαίων δεικτών αξιοπιστίας της υφιστάμενης κατάστασης (σενάριο 1). Αλλά ακόμα και σε περίπτωση που αγνοηθεί το όριο αυτό, παρόλο που **οι πρόσθετες Φ/Β εγκαταστάσεις** είναι ικανές να προσφέρουν εγγυημένη ισχύ μειώνοντας την “πιθανή αιχμή” του φορτίου, **εξακριβώθηκε ότι δεν είναι δυνατόν να συνεισφέρουν στη μείωση των μέγιστων τιμών των δεικτών** και συνάμα στο ζητούμενο επίπεδο αξιοπιστίας, καθώς εκείνες σημειώθηκαν τις πρώτες βραδινές ώρες κάθε μήνα.

Οι λύσεις πρέπει να εστιαστούν σε μονάδες οι οποίες παρέχουν εγγυημένη ισχύ για όλο το εικοσιτετράωρο, όπως η περίπτωση των μονάδων H/Z που εξετάστηκε. Με την αξιοποίηση των υφιστάμενων H/Z συνολικής ισχύος 100MW (σενάριο 3.3) οι δείκτες αξιοπιστίας βελτιώθηκαν για όλες τις περιπτώσεις και σε μηνιαίο αλλά και ωριαίο επίπεδο κατά τον βεβαρημένο μήνα του Ιουλίου. Συνεπώς ο συνδυασμός τους με την επιπλέον 20% Φ/Β παραγωγή απέφερε σαφώς ακόμη καλύτερα αποτελέσματα. Από την άλλη πλευρά, με τα 80MW H/Z ως μόνη λύση (σενάριο 3.2), προσεγγίστηκε σημαντικά το επίπεδο αξιοπιστίας της υφιστάμενης κατάστασης (σενάριο 1). Όμως ο συνδυασμός τους με τα επιπλέον 20MW

Φ/Β εγκαταστάσεων (σενάριο 4.2), απέδειξε ότι τον Ιούλιο τις ώρες που μπορούν να συνεισφέρουν στην παραγωγή τα Φ/Β, οι ωριαίοι δείκτες αξιοπιστίας είναι ευνοϊκότεροι και από εκείνους του σεναρίου 1 (τρέχουσα κατάσταση)

Καταλήγοντας, η μελέτη αυτή προτείνει ως λύση για την επικίνδυνη κατάσταση του μεταβατικού σταδίου του ΣΗΕ Κρήτης, πριν τη διασύνδεση του με το ηπειρωτικό, την αξιοποίηση μονάδων εγγυημένης ισχύος 100MW, στη συγκεκριμένη περίπτωση μονάδων Η/Ζ. Όμως, εφόσον συνδυαστούν με 20% επιπλέον Φ/Β παραγωγή μέσω του πλαισίου του ενεργειακού συμψηφισμού (Net Metering) και του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού (Virtual Net Metering), αρκεί απαιτούμενη εγγυημένη ισχύς ίση με 80MW **μόνο για τις ώρες που παράγουν τα Φ/Β**. Η ιδιαίτερα σημαντική εκτίμηση της εν λόγω διατριβής, η οποία έρχεται να συμπληρώσει την πρόταση αυτή, είναι ότι η επιπλέον εγγυημένη ισχύς θα πρέπει να είναι διεσπαρμένη και όχι συγκεντρωμένη για παράδειγμα στους σταθμούς παραγωγής, κυρίως σε επίπεδο υποσταθμών. Η περίπτωση των Η/Ζ αποτελεί μια ευνοϊκή λύση, καθώς η διασπορά τους κρίνεται αρκετά ικανοποιητική και μάλιστα σε υποσταθμούς που τα έχουν ανάγκη, όπως εκείνος της Σταλίδας. Ακόμα όμως και αν οι ενδεχόμενες λύσεις δεν βασιστούν στις μονάδες των Η/Ζ, κρίνεται απαραίτητος ο εντοπισμός των υποσταθμών που αντιμετωπίζουν ζητήματα υψηλής φόρτισης ή χαμηλής αξιοπιστίας, με στόχο την εφαρμογή κατάλληλων τεχνικών ενίσχυσης, για την εξυπηρέτηση πλέον της ζήτησης, κάτω από το επίπεδο Μ.Τ. των Μ/Σ.

7.5 Μελλοντικές Επεκτάσεις Διατριβής

Η συγκεκριμένη μελέτη, με την μεθοδολογία που παραθέτει σχετικά με την εκτίμηση του φορτίου και την αξιολόγηση των δεικτών αξιοπιστίας, αποτελεί ένα ιδιαίτερα χρήσιμο εργαλείο για την εφαρμογή διαφόρων σεναρίων διερεύνησης της αξιοπιστίας γενικότερα των ΣΗΕ. Συνεπώς μελλοντική έρευνα, εξελίσσοντας την εν λόγω μεταπτυχιακή διατριβή, θα μπορούσε να αποτελεί:

1. Η εκτίμηση της εγγυημένης ισχύος για όλες τις μορφές ΑΠΕ του νησιού, γενικεύοντας τη μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τις Φ/Β τεχνολογίες;
2. Η πρόταση αποζημίωσης της συνεισφοράς των Η/Ζ για την παροχή υπηρεσιών τριτεύουσας εφεδρείας λαμβάνοντας υπ' όψιν και την τοπολογία αυτών των πηγών
3. Η πρόταση αποζημίωσης της συνεισφοράς των ευμετάβλητων πηγών ΑΠΕ για την παροχή υπηρεσιών τριτεύουσας εφεδρείας λαμβάνοντας υπ' όψιν και την τοπολογία αυτών των πηγών
4. Η διερεύνηση των δυνατοτήτων συνδυασμού της Διεσπαρμένης Παραγωγής με μονάδες Αποθήκευσης Ενέργειας για την παροχή τέτοιων υπηρεσιών εγγυημένης ισχύος
5. Η διερεύνηση επιπλέον λύσεων για την κάλυψη της απαιτούμενης διαθέσιμης ισχύος, εκτός της αξιοποίησης των μονάδων Η/Ζ
 - 5.1. Η αξιοποίηση των αποθηκευτικών διατάξεων και ο συνδυασμός τους με τις μορφές διεσπαρμένης παραγωγής, για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής

- 5.2. Η διερεύνηση του νομοθετικού πλαισίου για την ένταξη των πηγών αυτών ως μορφή τριτεύουσας εφεδρείας
- 5.3. Η προσαρμογή τους στη νέα πλέον μορφή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
6. Η διερεύνηση της συνεισφοράς της επικείμενης διασύνδεσης του ΣΗΕ Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα και για τις δύο φάσεις του έργου, για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής αλλά και τις πιθανές λύσεις σε τοπικό επίπεδο
7. Η πολυκριτηριακή ανάλυση για διάφορα επίπεδα αξιοπιστίας (λιγότερα ή περισσότερα “εννιάρια”) εξαιτίας της εισαγωγής του νέου δείκτη LWLOLE
8. Η εξέλιξη της ανάλυσης της αξιοπιστίας με στόχο τη δυνατότητα εφαρμογής ακόμα και σε επίπεδο κόμβων (nodal).

8 Βιβλιογραφία

- [1] “Σχεδιασμός Συστημάτων Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας με κριτήρια Αξιοπιστίας - Διαλυνάς, Ευάγγελος Ν.” [Online]. Available: <https://www.bookstation.gr/Product.asp?ID=29265>. [Accessed: 16-Dec-2019].
- [2] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*. CRC Press, 2017.
- [3] A. De Almeida, L. Moreira, and J. Delgado, “Power quality problems and new solutions,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 2003, vol. 3.
- [4] “Αρχική,” *ΔΕΔΔΗΕ*. [Online]. Available: <https://www.deddie.gr/el/>. [Accessed: 20-Jan-2020].
- [5] K. Handayani, T. Filatova, and Y. Krozer, “The Vulnerability of the Power Sector to Climate Variability and Change: Evidence from Indonesia,” *Energies*, vol. 12, no. 19, p. 3640, Jan. 2019, doi: 10.3390/en12193640.
- [6] “Ηλεκτρική Οικονομία: Β. Παπαδίας, Γ. Κονταξής: metabook: Μεταχειρισμένα βιβλία.” [Online]. Available: <https://metabook.gr/books/hlektrikh-oikonomia-b-papadias-g-kontaxhs-91641>. [Accessed: 18-Dec-2019].
- [7] “Electric Power Grid Reliability Evaluation: Models and Methods | Wiley,” *Wiley.com*. [Online]. Available: <https://www.wiley.com/en-gr/Electric+Power+Grid+Reliability+Evaluation%3A+Models+and+Methods-p-9781119486299>. [Accessed: 26-Nov-2019].
- [8] R. N. Allan and Billinton, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer US, 1996.
- [9] D. P. Clancy, G. Gross, and F. F. Wu, “Probabilistic flows for reliability evaluation of multiarea power system interconnections,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 5, no. 2, pp. 101–114, 1983, doi: 10.1016/0142-0615(83)90014-5.
- [10] M. Cepeda, M. Sague, D. Finon, and V. Pignon, “Generation adequacy and transmission interconnection in regional electricity markets,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 12, pp. 5612–5622, Dec. 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.08.060.
- [11] E. Denny *et al.*, “The impact of increased interconnection on electricity systems with large penetrations of wind generation: A case study of Ireland and Great Britain,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6946–6954, Nov. 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.07.011.
- [12] “Αρχείο | ΑΔΜΗΕ.” [Online]. Available: <http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/anaptyxi->

systimatos/meletes/archeio/document/171049/doccat/detail/Document/. [Accessed: 04-Jan-2020].

- [13] S. Hagspiel, A. Knaut, and J. Peter, “Reliability in Multi-regional Power Systems: Capacity Adequacy and the Role of Interconnectors,” *Energy J.*, vol. 39, no. 01, Sep. 2018, doi: 10.5547/01956574.39.5.shag.
- [14] C. Lignos and A. G. Tsikalakis, “Impact of Thera and Crete interconnection on their economic operation,” *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 10, no. 2, pp. 291–298, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.1155.
- [15] H. J. Jabir, J. Teh, D. Ishak, and H. Abunima, “Impact of Demand-Side Management on the Reliability of Generation Systems,” *Energies*, vol. 11, no. 8, p. 2155, Aug. 2018, doi: 10.3390/en11082155.
- [16] M. R. Narimani, P. J. Nauert, J.-Y. Joo, and M. L. Crow, “Reliability assesment of power system at the presence of demand side management,” in *IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 2016, pp. 1–5, doi: 10.1109/PECI.2016.7459222.
- [17] Q. Qdr, “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them,” *US Dept Energy Wash. DC USA Tech Rep*, 2006.
- [18] K. Moslehi and R. Kumar, “A reliability perspective of the smart grid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 57–64, 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2046346.
- [19] P. Cappers, C. Goldman, and D. Kathan, “Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1526–1535, Apr. 2010, doi: 10.1016/j.energy.2009.06.029.
- [20] “Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας > MINISTRY > PRESS OFFICE > ARCHIVE > Details.” [Online]. Available: [http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=389&snr\[524\]=5343&language=el-GR](http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=389&snr[524]=5343&language=el-GR). [Accessed: 03-Jan-2020].
- [21] “Chapter 4 - Report on economic, technical and environmental benefits of Microgrids in typical EU electricity systems,” *ResearchGate*. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/263211048_Report_on_economic_technical_and_environmental_benefits_of_Microgrids_in_typical_EU_electricity_systems. [Accessed: 28-Feb-2020].
- [22] R. Karki and R. Billinton, “Cost-effective wind energy utilization for reliable power supply,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 2, pp. 435–440, Jun. 2004, doi: 10.1109/TEC.2003.822293.

- [23] M. Parvania, “Incorporating Large Photovoltaic Farms in Power Generation System Adequacy Assessment,” *Sci. Iran*.
- [24] M. AlMuhaini, “Chapter 10 - Impact of Distributed Generation Integration on the Reliability of Power Distribution Systems,” in *Distributed Generation Systems*, G. B. Gharehpetian and S. M. Mousavi Agah, Eds. Butterworth-Heinemann, 2017, pp. 453–508.
- [25] Δ. Δημητράκης, *Ανάπτυξη υβριδικού μοντέλου για την εκτίμηση αξιοπιστίας δικτύων διανομής*. Θεσσαλονίκη, 2015.
- [26] A. Oudalov and A. Fidigatti, “ADAPTIVE NETWORK PROTECTION IN MICROGRIDS,” p. 24.
- [27] P. M. Costa and M. A. Matos, “Reliability of distribution networks with microgrids,” in *2005 IEEE Russia Power Tech*, 2005, pp. 1–7, doi: 10.1109/PTC.2005.4524611.
- [28] M. Al-Muhaini and G. T. Heydt, “Evaluating Future Power Distribution System Reliability Including Distributed Generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 4, pp. 2264–2272, Oct. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2253808.
- [29] H. Wang, X. Bai, and J. Xu, “Reliability assessment considering the coordination of wind power, solar energy and energy storage,” *Zhongguo Dianji Gongcheng XuebaoProceedings Chin. Soc. Electr. Eng.*, vol. 32, no. 13, pp. 13–20, 2012.
- [30] R. Billinton and Bagen, “Generating capacity adequacy evaluation of small stand-alone power systems containing solar energy,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 91, no. 4, pp. 438–443, 2006, doi: 10.1016/j.res.2005.03.002.
- [31] M. BiazarGhadikolaei, M. Shahabi, and T. Barforoushi, “Expansion planning of energy storages in microgrid under uncertainties and demand response,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, no. 11, p. e12110, 2019, doi: 10.1002/2050-7038.12110.
- [32] Α. Τσικαλάκης, “Συμβολή στον προγραμματισμό λειτουργίας δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας με μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένης και ανανεώσιμης παραγωγής και συσκευών αποθήκευσης,” *Διδακτορική Διατριβή*, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ). Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών. Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, 2008.
- [33] A. Tsikalakis, I. Tassiou, and N. Hatziargyriou, “Impact of energy storage in the secure and economic operation of small islands,” *MedPower04*, vol. 15, 2004.
- [34] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.008.

- [35] P. Olivella-Rosell *et al.*, “Local Flexibility Market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level,” *Energies*, vol. 11, no. 4, p. 822, Apr. 2018, doi: 10.3390/en11040822.
- [36] “REBUS | Interreg Europe.” [Online]. Available: <https://www.interregeurope.eu/rebus/>.
- [37] A. Gusmao and M. Groissböck, “Capacity value of photovoltaic and wind power plants in an isolated Mini-grid in the Kingdom of Saudi Arabia,” in *2015 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)*, 2015, pp. 1–8.
- [38] C. Ensslin, M. Milligan, H. Holttinen, M. O’Malley, and A. Keane, “Current methods to calculate capacity credit of wind power, IEA collaboration,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–3.
- [39] “ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.” [Online]. Available: <http://www.rae.gr>. [Accessed: 03-Jan-2020].
- [40] Εμμ. Θαλασσινάκης, *Διασύνδεση Ηλεκτρικού Συστήματος Κρήτης με Ηπειρωτικό - Μελέτη Λειτουργίας*. 2016.
- [41] ΔΕΔΔΗΕ, *Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ*. 2018.