



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΕΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

**ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΜΕΛΕΤΗ ΑΥΞΗΣΗΣ ΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ ΣΕ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ
ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΝΗΣΙΟΥ ΜΕΣΩ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ
ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΣΤΗΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Του

Βενετίδη Ιωάννη

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2019



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

ΜΕΛΕΤΗ ΑΥΞΗΣΗΣ ΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ ΣΕ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ
ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΝΗΣΙΟΥ ΜΕΣΩ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ
ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΣΤΗΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Του

Βενετίδη Ιωάννη

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή στις 15/10/2019.

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Αντώνιος Κλαδάς
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Αντώνιος Αντωνόπουλος
Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Οκτώβριος 2019

.....

ΙΩΑΝΝΗΣ ΒΕΝΕΤΙΔΗΣ

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

Copyright © Ιωάννης Βενετίδης, 2019

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα.

Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας μελετήθηκε η πολιτική διαχείρισης των ηλεκτρικών συστημάτων των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιών, βάσει του υφιστάμενου θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου, και προτείνονται τρόποι αύξησης της διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας μέσω εισαγωγής κατάλληλων πολιτικών διαχείρισης της φωτοβολταϊκής παραγωγής που επιτρέπουν την εφαρμογή περικοπών μέσω αποστολής εντολών περιορισμού (setpoints) της παραγωγής σε πραγματικό χρόνο. Πιο συγκεκριμένα, αναλύθηκε ένα μη διασυνδεδεμένο νησί μεσαίου μεγέθους, του οποίου τα βασικά χαρακτηριστικά παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 2. Στο ίδιο Κεφάλαιο εφαρμόζεται η μεθοδολογία λειτουργίας του, ενώ επιπλέον πραγματοποιείται η παρουσίαση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, με βάση τον οποίο υλοποιείται η ένταξη και φόρτιση των συμβατικών και ανανεώσιμων μονάδων. Αντίστοιχα, προσομοιώνεται η λειτουργία του ΚΗΕΠ για διάρκεια ενός έτους και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα πριν την εφαρμογή των πολιτικών περικοπών. Στο 3^ο Κεφάλαιο θα γίνει η παρουσίαση και ανάλυση των προτεινόμενων πολιτικών (σεναρίων) περικοπών φωτοβολταϊκής παραγωγής, για την έκδοση των setpoints στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς του συστήματος. Από την καταγραφή των αποτελεσμάτων των διάφορων πολιτικών που παρουσιάζονται σε πίνακες και διαγράμματα, επιλέχθηκαν αυτά που επιτρέπουν μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ και αντίστοιχα εμφανίζουν μικρότερες απορρίψεις ενέργειας και θα αναλυθούν περαιτέρω. Έγινε η μελέτη τους σε μεγαλύτερες τιμές εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών προκειμένου να ελεγχθεί η λειτουργία τους σε πιο δύσκολες συνθήκες από άποψη κατανομής μονάδων και βελτιστοποίησης. Επίσης θα παρουσιαστεί ανάλυση βιωσιμότητας επενδύσεων νέων φωτοβολταϊκών πάρκων υπό το πλαίσιο της εκάστοτε πολιτικής, καταγράφοντας το σταθμισμένο κόστος ενέργειας. Στο 4^ο Κεφάλαιο, θα μελετηθεί η συμπεριφορά των αποτελεσμάτων των πολιτικών αυτών κάνοντας χρήση συστημάτων αποθήκευσης. Με την χρήση αποθήκευσης ενέργειας είναι εμφανής η βελτιστοποίηση της λειτουργίας της μεθόδου κατανομής, αφού αυξάνεται η διείσδυση ΑΠΕ και επιτρέπεται στο σύστημα να τηρεί με μεγαλύτερη άνεση τις εφεδρείες κάνοντας χρήση της αποθηκευμένης ενέργειας των μπαταριών, όπως φαίνεται από τα ετήσια αποτελέσματα. Τέλος, ακολουθούν τα συμπεράσματα της παρούσας διπλωματικής και γίνονται προτάσεις για μελλοντική διερεύνηση και επέκταση του θέματος.

Λέξεις-κλειδιά: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Φωτοβολταϊκή ενέργεια, Αιολική ενέργεια, Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, περικοπές (setpoints) παραγωγής, αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός, πρόβλημα ένταξης και κατανομής μονάδων

Abstract

In this diploma thesis, the management policy of electrical systems of Greek non-interconnected islands was studied according to the rules which have been introduced by the Regulatory Authority for Energy and new ways of increase of penetration of Renewable Energy Sources are suggested via introduction of setpoint policies (scenarios) for the photovoltaic production. Specifically, an average non-interconnected energy system of a Greek island was analyzed and presented in the 2nd chapter and the existing regulatory framework was applied. In the same chapter, the Rolling Day-Ahead Scheduling was presented, upon which the commitment of conventional and renewable units is performed and its annual function was simulated. In the 3rd chapter, an analysis of the suggested setpoint scenarios is presented, so that they also include the photovoltaic production in the distribution of setpoints, that is, the limits in RES production. Judging from the annual results scenarios that are presented in tables and diagrams, those which permit greater RES penetration and respectively smaller energy rejections are selected and further analyzed. Their study in higher rates of installed power of photovoltaics will take place, in order to check their function in more difficult conditions as far as unit commitment and optimization is concerned. In addition, an economic feasibility of photovoltaic investment under the application of each scenario is presented, recording the levelized cost of energy in each case. In the 4th chapter, the results of the scenarios are studied in the presence of battery energy storage systems. The optimization of the unit commitment function is obvious, as the stored energy in the batteries is utilized, increasing RES penetration and allowing the system to adhere to the power reserves more easily. The above is visualized with tables and diagrams of annual results. Finally, the conclusions of the present thesis and suggestions for future investigation of the current subject will be presented.

Key words: Renewable Energy Sources, Photovoltaic energy, Wind energy, Non-Interconnected Islands, RES production setpoints, wind and solar production, battery energy storage systems, Rolling Day-Ahead Scheduling, unit commitment problem

Ευχαριστίες

Σε αυτό το σημείο, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή μου, Σταύρο Παπαθανασίου, για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα πραγματικά ενδιαφέρον θέμα. Ιδιαίτερα ευχαριστώ τον ερευνητή Γιώργο Ψαρρό για τη συνεχή βοήθεια, επιστημονική καθοδήγηση, αρμονική συνεργασία και συμπαράσταση που μου προσέφερε καθόλη τη διάρκεια της εκπόνησης της εργασίας.

Με το κλείσιμο ενός κύκλου της ζωής μου, του κύκλου των προπτυχιακών σπουδών, οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στην οικογένεια μου για τη δυνατότητα που έδωσε να φτάσω μέχρι και εδώ με κόπους και θυσίες, όπως επίσης στους φίλους μου που ήταν στο πλευρό μου σε όλα αυτά τα χρόνια για τη συνεχή στήριξή τους.

Περιεχόμενα

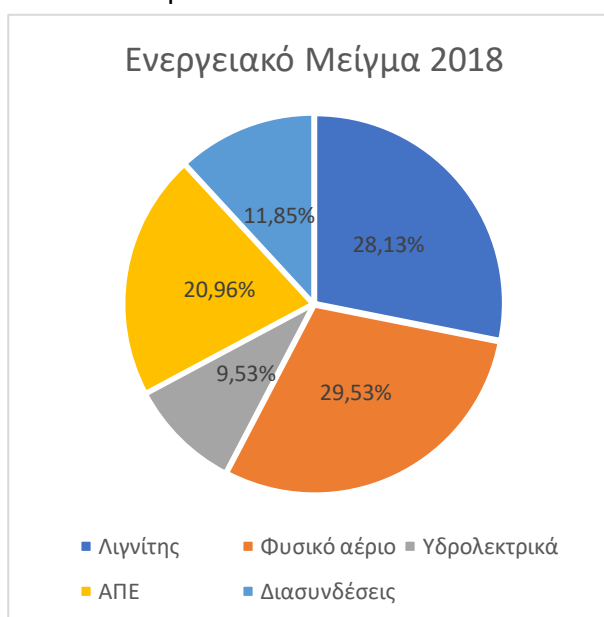
.....	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	
.....		10
1.....		10
1.1.	Υπάρχουσα κατάσταση στον τομέα της Ενέργειας	10
1.2.	Σκοπός	12
1.3.	Γενικά Χαρακτηριστικά ΜΔΝ.....	12
1.4.	Διείσδυση ΑΠΕ σε ΜΔΝ	14
1.5.	Μέθοδοι περικοπών ΑΠΕ	17
2.	ΚΥΛΙΟΜΕΝΟΣ ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ.....	19
2.1.	ΚΗΕΠ	19
2.2.	Το Ενεργειακό Σύστημα υπό μελέτη.....	20
2.3.	Εξισώσεις ΚΗΕΠ και επίλυση	23
2.4.	Ετήσια αποτελέσματα ΚΗΕΠ	30
3.	ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	36
3.1.	Περιγραφή πολιτικών περικοπών	36
3.2.	Παρουσίαση ενδεικτικών καμπύλων πολιτικών περικοπών	40
3.3.	Πίνακες και διαγράμματα ετήσιων αποτελεσμάτων πολιτικών περικοπών.....	46
3.4.	Περαιτέρω μελέτη των πολιτικών 3 και 5 στα περιθώρια ΑΠΕ	59
4.	ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	71
4.1.	Σκοπός μελέτης και συστήματα αποθήκευσης γενικά.....	71
4.2.	Εξισώσεις συστήματος αποθήκευσης και ενδεικτικές καμπύλες	73
4.3.	Πίνακες αποτελεσμάτων πολιτικών περικοπών με αποθήκευση ενέργειας	78
5.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ	98
5.1.	Συμπεράσματα.....	98
5.2.	Προτάσεις για μελλοντική διερεύνηση.....	99
6.	ΑΝΑΦΟΡΕΣ.....	100

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. Υπάρχουσα κατάσταση στον τομέα της Ενέργειας

Η ολοένα και αυξανόμενη προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και η έμφαση που δίνεται στην έρευνα για την βελτίωση της απόδοσής τους έχει προκαλέσει σημαντικές αλλαγές στο ενεργειακό μείγμα του παγκόσμιου αλλά και του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος τα τελευταία χρόνια. Η χώρα μας ειδικά είναι στην ευνοϊκή θέση να έχει υψηλό ηλιακό αλλά και αιολικό δυναμικό. Από τη μια η ηλιοφάνεια είναι πολύ συχνό φαινόμενο για τους περισσότερους μήνες του έτους στο μεγαλύτερο μέρος της χώρας και από την άλλη υπάρχουν πολλά σημεία όπου οι άνεμοι φυσούν αρκετά ευνοϊκά. Τα παραπάνω συνθέτουν ένα ευνοϊκό πλαίσιο για την χώρα μας προκειμένου να επενδύσει στις ανανεώσιμες πηγές, και να εκμεταλλευτεί στο έπακρον το υψηλό αυτό δυναμικό.

Υπάρχει γενικά έντονο ενδιαφέρον τόσο από την κοινωνία όσο και από τις κυβερνήσεις για τις επιπτώσεις της συμβατικής παραγωγής στο περιβάλλον και την κλιματική αλλαγή. Οι ρύποι που παράγονται από την καύση πετρελαίου και παράγωγων του μολύνουν σε τεράστιο βαθμό την ατμόσφαιρα του πλανήτη. Ήδη πολλές χώρες έχουν δώσει μεγάλη έμφαση στην στρόφη στις ανανεώσιμες πηγές, έχοντας πετύχει μεγάλα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα. Μια ματιά στο

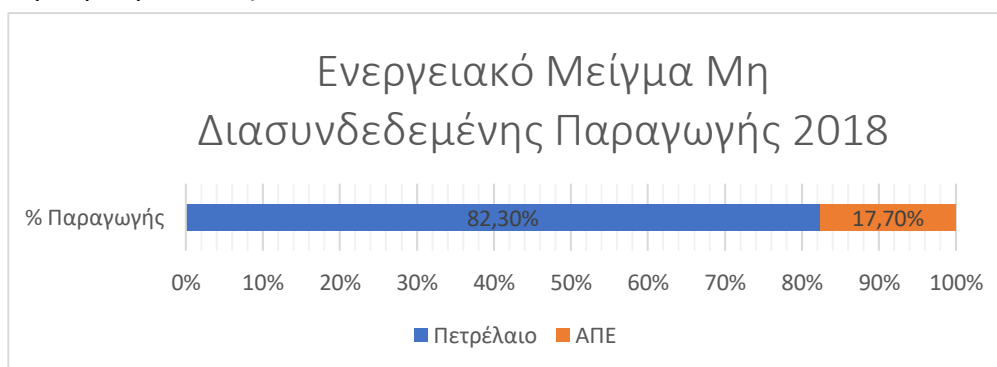


Εικόνα 1.1 Πηγή: www.dei.gr

site της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>) αποδεικνύει την σπουδαιότητα που δίνεται στην αλλαγή του ενεργειακού μίγματος σε όλες τις χώρες της Ε.Ε. Σημαντικά είναι επίσης τα κίνητρα που δίνονται από διάφορα κράτη σε ιδιώτες, προκειμένου να ενισχυθεί η μικρής κλίμακας τοπική παραγωγή, δηλαδή φωτοβολταϊκά σε στέγες σπιτιών ή μικρά χωράφια, μικρές ανεμογεννήτριες κλπ. Για τον λόγο αυτό η παραγωγή ενέργειας συνολικά έχει στραφεί σε νέες μορφές καυσίμου εγκαταλείποντας σιγά σιγά τις παραδοσιακές μεθόδους. Φαίνεται δηλαδή ότι είναι γενική κατευθυντήρια γραμμή της Ευρωπαϊκής Ένωσης η αύξηση του μεριδίου που έχουν οι ΑΠΕ στο ενεργειακό της μείγμα, επιτυγχάνοντας ταυτόχρονα σταδιακή απεξάρτηση από το πετρέλαιο και φυσικό αέριο. Επίσης, οι κύριες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σήμερα, δηλαδή το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο και τα ορυκτά καύσιμα είναι γνωστό ότι αρχίζουν να εξαντλούνται, οπότε η παραγωγή ενέργειας από ανεξάντλητες πηγές όπως ο ήλιος και ο άνεμος αρχίζει να γίνεται όλο και πιο επιβεβλημένη.

Όλες αυτές οι εξελίξεις έχουν άμεση επίπτωση και στην χώρα μας που καλείται να προσαρμόσει την παραγωγή ενέργειας σε νέα πλαίσια. Οι στόχοι που μπαίνουν στα κράτη της ΕΕ μέχρι το 2020 για συμμετοχή των ΑΠΕ στο 20% της τελικής κατανάλωσης και στο 40% της παραγωγής ενέργειας έχουν διαμορφώσει ευνοϊκές συνθήκες για επενδύσεις στις ΑΠΕ. Η χώρα μας ήδη έχει μετρήσει σημαντικά βήματα σε σχέση με το μερίδιο που έχουν οι ανανεώσιμες πηγές στο σύνολο της ενεργειακής της παραγωγής. Το υφιστάμενο ενεργειακό μείγμα παραγωγής ενέργειας του ηπειρωτικού συστήματος για το 2018 φαίνεται στην εικόνα 1.1. Φαίνεται δηλαδή η αξιοποίηση των λιγνιτικών αποθεμάτων της χώρας αλλά και η ολοένα και αυξανόμενη χρησιμοποίησή του, εισαγόμενου κυρίως, φυσικού αερίου. Οι ΑΠΕ αθροιστικά, δηλαδή η αιολική και η φωτοβολταϊκή παραγωγή ανήλθαν περίπου στο 20% της παραγωγής το έτος αυτό. Ο ρόλος του φυσικού αερίου ως πηγή ενέργειας αναμένεται να ενισχυθεί μόλις ολοκληρωθεί ο Αγωγός Φυσικού Αερίου TAP το 2020. Ακόμα, ο λιγνίτης αναμένεται να συνεχίσει να διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στο ενεργειακό μείγμα για τα προσεχή 10-15 χρόνια. Το μερίδιο του λιγνίτη, ωστόσο, θα μειώνεται σιγά σιγά καθώς ολοένα και περισσότερες πηγές ενέργειας θα εισαχθούν στο ενεργειακό μείγμα και σε μεγαλύτερο βαθμό. Ως εθνικό στόχο η Ελλάδα έχει την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και 40% της παραγωγής ενέργειας έως το 2020.

Όσον αφορά το μη διασυνδεδεμένο σύστημα, εκεί η κατάσταση είναι αρκετά διαφορετική, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.2. Ως μη διασυνδεδεμένο νοείται ένα σύστημα που δεν έχει άμεση διασύνδεση με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα της χώρας, οπότε στην περίπτωση της Ελλάδας αυτό αφορά ένα πλήθος απομακρυσμένων νησιών.



Εικόνα 1.2 Πηγή: www.dei.gr

Προφανώς κάθε νησί έχει τις ιδιαιτερότητές του, άρα κάθε νησιωτικό ενεργειακό σύστημα διαφέρει από τα άλλα, όμως μπορούν να παρατηρηθούν κάποιοι γενικοί κανόνες. Για παράδειγμα, οι τοπικοί συμβατικοί σταθμοί αποτελούν συντριπτική πλειοψηφία για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, καταναλώνοντας μάλιστα πετρέλαιο ως επί το πλείστον που είναι πιο ακριβό από το φυσικό αέριο και τον λιγνίτη αλλά και πιο επιβλαβές για το περιβάλλον.

Φαίνεται ότι η ενεργειακή υποστήριξη του τεράστιου αναλογικά νησιωτικού συστήματος της χώρας μας είναι μια αρκετά σύνθετη υπόθεση. Το κάθε νησί

λειτουργεί αυτόνομα και έχει το δικό του μικρό σύστημα, στο οποίο η διείσδυση ΑΠΕ είναι αρκετά δυσκολότερη απ' ό,τι στο ηπειρωτικό σύστημα. Για τον λόγο αυτό αλλά και για άλλους (μείωση κόστους, ασφάλεια συστήματος) γίνονται διεργασίες για την διασύνδεση της Κρήτης αλλά και του υπόλοιπου μέρους των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα. Ακόμα, γίνονται προσπάθειες για να βελτιωθεί ο κώδικας διαχείρισης των ΜΔΝ προκειμένου να βελτιωθεί η ασφάλεια των συστημάτων αλλά ταυτόχρονα να μπορούν αυτά να δεχτούν μεγαλύτερα μεγέθη ανανεώσιμων πηγών μειώνοντας και το κόστος λειτουργίας τους.

1.2. Σκοπός

Ο σκοπός αυτής της εργασίας είναι η διερεύνηση τρόπων αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) εισάγοντας μεθόδους περικοπών στην φωτοβολταϊκή παραγωγή, καθώς η αύξηση της διεσπαρμένης παραγωγής με μικρά αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς μπορεί να περιορίσει την παραγωγή των συμβατικών πετρελαϊκών μονάδων και να μειώσει το κόστος παραγωγής των συστημάτων αυτών. Θα μελετηθεί ένα μέσο ενεργειακό σύστημα ΜΔΝ με εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, μελετώντας 5 διαφορετικές πολιτικές περικοπών και διάφορες τιμές επέκτασης της ήδη υπάρχουσας εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών. Θα εξετάσουμε τόσο την υπάρχουσα εγκατάσταση ΑΠΕ καθώς και πιθανή αύξηση της στα επιτρεπτά περιθώρια του συστήματος που έχουν υπολογιστεί από την απόφαση (616/2016) της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ). Κατόπιν θα μελετήσουμε εκτενέστερα τις πολιτικές που θα δώσουν τα καλύτερα ετήσια αποτελέσματα, εισάγοντας και μεθόδους αποθήκευσης στο σύστημα και κάνοντας μια σύντομη οικονομική ανάλυση της πιθανής επένδυσης.

1.3. Γενικά Χαρακτηριστικά ΜΔΝ

Τα συστήματα ενέργειας των ΜΔΝ λειτουργούν υπό ένα συγκεκριμένο ρυθμιστικό πλαίσιο η οποία καθορίζεται από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας στον Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Λόγω της γεωγραφικής ιδιαιτερότητας της Ελλάδας (κοντά στα 100 κατοικημένα νησιά, 60 εκ των οποίων μη διασυνδεδεμένα) αλλά και των περιορισμών που έχει η λειτουργία ενός ενεργειακού δικτύου, υπήρξε η ανάγκη διαχείρισης της ηλεκτροδότησης των νησιών με διαφορετικούς όρους από την ηλεκτροδότηση του ηπειρωτικού συστήματος. Τα περισσότερα νησιά σήμερα τροφοδοτούνται από τοπικούς σταθμούς παραγωγής με συμβατικά καύσιμα κυρίως το πετρέλαιο και παράγωγά του (μαζούτ) με αρκετά αυξημένο κόστος ανά MWh σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος του ηπειρωτικού συστήματος. Ακόμα, τα τελευταία χρόνια έχουν εγκατασταθεί πολλοί σταθμοί ΑΠΕ, φωτοβολταϊκοί και αιολικοί σταθμοί κατά κύριο λόγο και κάποιοι μικροί υδροηλεκτρικοί, όπως φαίνεται και στους πίνακες στην συνέχεια της ενότητας. [22]

Προφανώς νησιά που βρίσκονται κοντά στην ηπειρωτική Ελλάδα έχουν διασυνδεθεί, δηλαδή αρκετά νησιά του Σαρωνικού, των Σποράδων, κάποια από τις Κυκλάδες αλλά και η Εύβοια και τα Επτάνησα. Ακόμα, η διασύνδεση κι άλλων νησιών είναι υπό μελέτη (πχ Κρήτη), όμως οι διασυνδέσεις των νησιών είναι συχνά αρκετά δύσκολες και ακριβές. Όταν όμως κρίνεται ότι θα μειωθεί αισθητά το κόστος λειτουργίας, μειώνοντας και την επιβάρυνση για τα νησιά στα τιμολόγια των καταναλωτών, τότε τα έργα αυτά υλοποιούνται. Όσον αφορά τις συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούνται στα ΜΔΝ, αυτές είναι οι ακόλουθες [15]:

- Ατμοηλεκτρικές (steam turbines): Χρησιμοποιείται συμβατικό καύσιμο (πετρέλαιο ή μαζούτ) για να ζεσταθεί νερό. Αυτό μετατρέπεται σε υπέρθερμο ατμό, ο οποίος κινεί τον στρόβιλο και την γεννήτρια. Είναι δύσκολη η εκκίνηση αλλά υπάρχει μικρό λειτουργικό κόστος.

- Αεριοστροβιλικές (gas turbines): Ψεκάζεται πετρέλαιο ή φυσικό αέριο σε έναν θάλαμο καύσης, στον οποίο εισάγεται και συμπιεσμένος αέρας. Η καύση που γίνεται εκεί δημιουργεί αέρια που κινούν τον αεριοστρόβιλο. Είναι εύκολη και γρήγορη η εκκίνηση αλλά είναι ακριβές.

- Συνδυασμένου κύκλου (combined cycle): Είναι ένας συνδυασμός αεριοστροβιλικού και ατμοηλεκτρικού σταθμού. Τα αέρια που εξάγονται από τον αεριοστρόβιλο εισάγονται σε λέβητα, όπου παράγεται ατμός για την κίνηση ατμοστροβίλου. Για τον λόγο αυτό, έχουν καλύτερη απόδοση από τις προηγούμενες μονάδες.

- Εσωτερικής καύσης (internal combustion): Χρησιμοποιείται κυρίως diesel ή φυσικό αέριο ως καύσιμο, το οποίο συμπιέζεται και εκρήγνυται. Η πίεση στην συνέχεια κινεί έμβολα τα οποία μεταφέρουν την κίνηση σε περιστρεφόμενο άξονα. Κυρίως χρησιμοποιούνται ως λύσεις εφεδρείας (ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος).

Το πρόβλημα της ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ με γνώμονα πρωτίστως την ασφάλεια και αξιοπιστία του συστήματος είναι αρκετά σύνθετο. Το περιορισμένο πλήθος μονάδων συμβατικής παραγωγής, ειδικότερα στα μικρά ΜΔΝ, καθιστά συχνά μεγάλη πρόκληση την ικανοποίηση της απαίτησης των πελατών σε ισχύ και ενέργεια. Μια μικρή βλάβη στο σύστημα μεταφοράς ή παραγωγής, ή ακόμα και μια προγραμματισμένη αποσύνδεση εξοπλισμού για συντήρηση, μπορεί να προκαλέσει προβλήματα στο σύστημα, ακόμα και ανικανότητά του να ικανοποιήσει την απαίτηση σε φορτίο. Ακόμα, μια σοβαρότερη επιπλοκή όπως μια φυσική καταστροφή (δυνατοί άνεμοι, φωτιές ή ένας σεισμός, αρκετά πιθανά σενάρια στην ελληνική πραγματικότητα) μπορεί να προκαλέσει black out του συστήματος. Στην συγκεκριμένη περίπτωση πρέπει το σύστημα να διαθέτει ικανότητα black start προκειμένου να τεθούν ξανά σε λειτουργία οι μονάδες με το πέρας της καταστροφής.

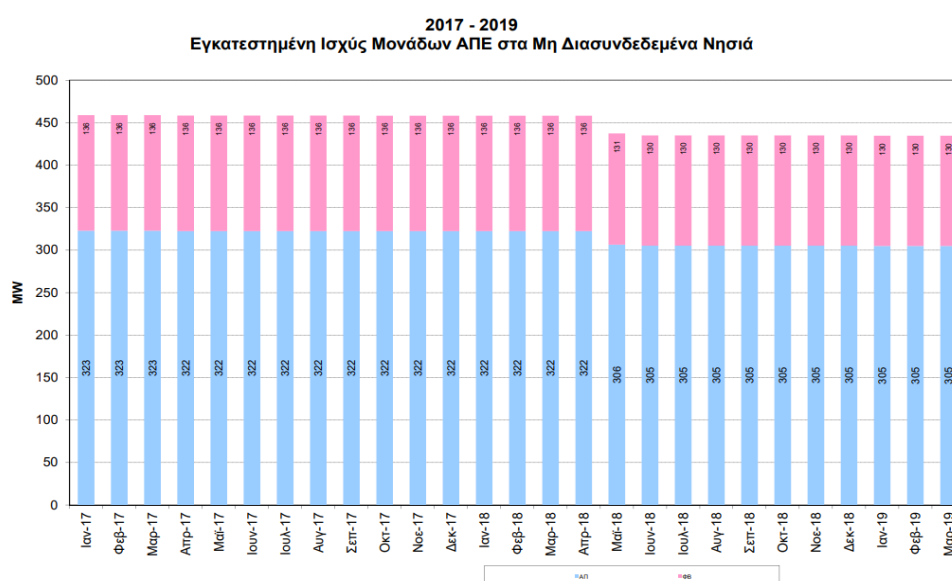
Επιπλέον, μια ιδιαιτερότητα των ΜΔΝ είναι οι μεγάλες μεταβολές που έχει η ζήτηση από εποχή σε εποχή στο έτος. Η αιχμή του φορτίου το καλοκαίρι συχνά είναι παραπάνω από διπλάσια της αιχμής του χειμώνα, λόγω κυρίως του τουρισμού που αυξάνει τον πληθυσμό του νησιού ραγδαία τους μήνες αυτούς. Πέρα από το φορτίο όμως αναμενόμενη είναι και η αύξηση της απαίτησης σε ενέργεια, η οποία δεν είναι

εφικτό πάντα να καλυφθεί. Η ιδιαιτερότητες αυτές που αναφέρθηκαν παραπάνω έχουν συνέπεια ο συντελεστής φορτίου να είναι συχνά αρκετά χαμηλός. [22]

1.4. Διείσδυση ΑΠΕ σε ΜΔΝ

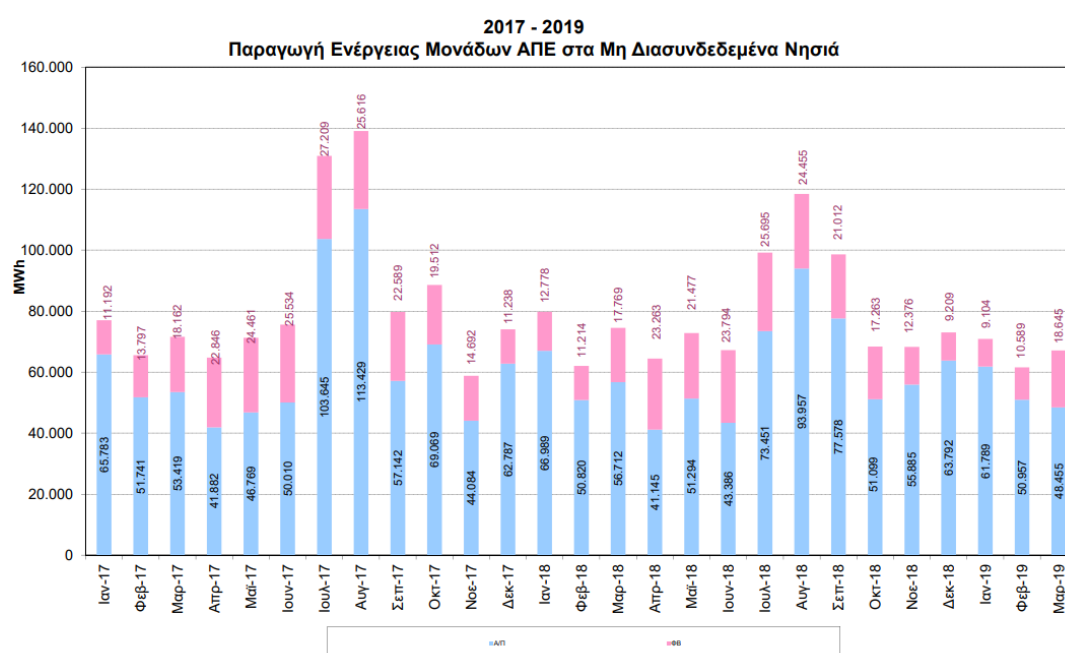
Όπως είναι αναμενόμενο, η ραγδαία αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στα ηπειρωτικά συστήματα όπως και το ελληνικό έχει προχωρήσει και στα συστήματα των ΜΔΝ. Αφενός η ανάγκη μείωσης της χρήσης συμβατικών καυσίμων και αφετέρου η μείωση του κόστους λειτουργίας, έχει αυξήσει το ενδιαφέρον για εγκατάσταση ΑΠΕ στα νησιά. Σημαντικό στοιχείο σε αυτό είναι το γεγονός ότι τα συστήματα ΜΔΝ αποτελούν αθροιστικά μεγάλο ποσοστό του ελληνικού ενεργειακού συστήματος οπότε συμβάλουν σημαντικά στην κατανάλωση συμβατικών καυσίμων της χώρας για την παραγωγή ενέργειας. Ακόμα, η Ελλάδα πρέπει να ακολουθεί τους στόχους που τίθενται από την Ευρωπαϊκή Ένωση στην μείωση των εκπομπών ρύπων αλλά και στην αύξηση της συμμετοχής ΑΠΕ στην παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας. Είναι ακόμα γεγονός ότι το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά MWh στα ΜΔΝ είναι αρκετά αυξημένο σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος στο ηπειρωτικό σύστημα, κόστος το οποίο επιμερίζεται στους λογαριασμούς όλων των πελατών της ΔΕΗ, όχι μόνο των κατοίκων των νησιών, μέσω των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας.

Η προσπάθεια που έχει γίνει τα τελευταία χρόνια για την εγκατάσταση όλο και μεγαλύτερης ισχύος ΑΠΕ φαίνεται και στην παρακάτω εικόνα 1.3. Τα δεδομένα αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φωτοβολταϊκών στα ΜΔΝ για το διάστημα 2017-2019. Είναι εμφανής η υπεροχή των αιολικών πάρκων έναντι των φωτοβολταϊκών, που όμως σιγά σιγά αρχίζει να μειώνεται αφού οι επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά έχουν αυξηθεί τα τελευταία χρόνια λόγω της ραγδαίας μείωσης του κόστους επένδυσής τους.



Εικόνα 1.3 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών (μπλε) και φωτοβολταϊκών (ροζ) στο σύνολο των ΜΔΝ ανά μήνα από 01/2017 έως 03/2019 Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Αντίστοιχα, στην εικόνα 1.4 παρακάτω φαίνονται στοιχεία ανά μήνα του 2014 και αφορούν και την ενέργεια που παρήχθη από ΑΠΕ στο αντίστοιχο χρονικό διάστημα. Είναι εμφανής η αύξηση της παραγόμενης ενέργειας τους καλοκαιρινούς μήνες όπου η ζήτηση είναι μεγαλύτερη. Για τα φωτοβολταϊκά ειδικά είναι αναμενόμενο, μιας και η ηλιοφάνεια αυξάνεται ραγδαία τους μήνες Απρίλη-Σεπτέμβρη. Όσον αφορά τα αιολικά, η παραγωγή τους κατά την διάρκεια του έτους είναι πιο σταθερή, όμως το καλοκαίρι επιστρατεύονται σε μεγαλύτερο βαθμό για την κάλυψη του φορτίου. Το χειμώνα που μπορεί να υπάρχει αιολικό δυναμικό, αυτό καμιά φορά δεν χρησιμοποιείται στο έπακρον αφού οι ανάγκες για ενέργεια είναι αρκετά μικρότερες. Φαίνεται επίσης η πολύ μικρή αξιοποίηση των υδροηλεκτρικών σταθμών στα ΜΔΝ, όπου μάλιστα τον Γενάρη του συγκεκριμένου έτους χρησιμοποιήθηκαν για άντληση νερού προς τον ταμιευτήρα, εξ ου και η αρνητική ενέργεια τον μήνα αυτό.



Εικόνα 1.4 Παραγωγή ΑΠΕ στο σύνολο των ΜΔΝ ανά μήνα στο διάστημα 2017-2019 Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Είναι εμφανής ωστόσο η χαμηλή αξιοποίηση τόσο του αιολικού όσο και του ηλιακού δυναμικού για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα ελληνικά νησιά. Αυτό οφείλεται στους περιορισμούς που εισάγει ο κώδικας διαχείρισης για λόγους ασφαλείας αλλά και τεχνικούς που θα αναλυθούν στην συνέχεια.

Ειδικότερα, τα πολύ μικρά νησιωτικά συστήματα που έχουν λίγες μονάδες συμβατικής παραγωγής αλλά και μικρό φορτίο αντίστοιχα, «δυσκολεύονται» στην εισαγωγή μεγάλης αναλογικά εγκατεστημένης ισχύος ανανεώσιμων πηγών. Αντίστοιχα, τα μεγαλύτερα συστήματα ΜΔΝ όπως πχ αυτά της Κρήτης και της Ρόδου είναι σε θέση να έχουν μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα αυτά, η Ρόδος εμφανίζει χαμηλά ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στην παραγωγή, σε σχέση με τις δυνατότητες που υπάρχουν, πχ υψηλό ηλιακό δυναμικό. Αναλυτικά φαίνεται στον πίνακα της εικόνας 1.5 το συγκεκριμένο χαρακτηριστικό που αναφέρθηκε παραπάνω.

ΠΙΝΑΚΑΣ 9	Β. Συγκεντρωτικά Στοιχεία Ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ – Μάρτιος 2019						
	ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ 2018 (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2018 (MW)*	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)**	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΜΠΚΠ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΜΜΚ_ΜΔΝ (€/MWh)
ΚΡΗΤΗ	796,82	707,00	50.403,31	166.212,54	203,79	164,36	23,27%
ΡΟΔΟΣ	358,23	211,70	4.977,51	40.027,85	212,19	148,04	11,06%
ΛΕΣΒΟΣ	107,71	64,09	4.507,30	20.228,34	194,61	120,19	18,22%
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	138,71	99,40	3.464,39	17.600,91	160,96	107,87	16,45%
ΛΗΜΝΟΣ	26,15	13,60	950,81	3.886,08	214,02	128,65	19,66%
ΜΗΛΟΣ	22,98	13,05	490,87	3.235,58	165,28	111,53	13,17%
ΧΙΟΣ	77,78	42,10	1.957,35	15.035,92	148,11	103,68	11,52%
ΣΑΜΟΣ	49,63	31,10	2.377,13	8.551,48	183,65	114,56	21,75%
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	19,05	10,57	286,85	1.986,62	193,98	131,66	12,62%
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΗΣ**	159,91		779,15	21.568,19			3,49%
ΣΥΝΟΛΟ	1.756,97		70.194,67	298.333,51			19,05%

Σημειώνεται ότι τα στοιχεία βασίζονται στην τρέχουσα εκκαθάριση 3^η-2019
* Οι αιχμές είναι σημειακές ακαθάρσιες
** Αναλυτικά στοιχεία για τα υπόλοιπα ΗΣ παρουσιάζονται στον Πίνακα 10
*** Συμπεριλαμβάνονται τα Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και τα Net Metering

Εικόνα 1.5 Εγκατεστημένη ισχύς και παραγωγή θερμικών μονάδων και ΑΠΕ ανά νησί για το έτος 2019, καθώς και ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ στην παραγωγή, μεγάλα ΜΔΝ. Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

ΠΙΝΑΚΑΣ 10	Στοιχεία Ηλεκτροπαραγωγής στα Υπόλοιπα ΜΔΝ – Μάρτιος 2019						
	ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ 2018 (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2018 (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)**	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΜΠΚΠ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΜΜΚ_ΜΔΝ (€/MWh)
ΑΓΙΟΣ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	0,66	0,36	0,00	84,43	426,70	306,01	0,00%
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	0,64	0,20	0,00	54,47	772,77	291,68	0,00%
ΑΜΟΡΓΟΣ	6,20	3,21	40,74	748,83	354,44	243,66	5,16%
ΑΝΑΦΗ	1,15	0,57	0,00	88,15	513,95	262,76	0,00%
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	0,41	0,11	0,00	25,23	1.235,62	319,71	0,00%
ΑΡΚΙΟΙ	0,41	0,15	0,00	21,00	1.055,02	374,58	0,00%
ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	5,10	2,26	48,09	420,26	483,36	270,94	10,27%
ΓΑΥΔΟΣ	0,43	0,13	0,00	37,41	894,50	333,18	0,00%
ΔΟΝΟΥΣΑ	0,99	0,49	0,00	51,23	1.021,92	359,97	0,00%
ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	0,99	0,40	0,00	50,81	896,53	338,84	0,00%
ΘΗΡΑ	75,09	47,30	78,17	12.268,03	226,24	158,77	0,63%
ΙΚΑΡΙΑ	14,91	7,11	268,76	1.837,95	482,31	315,09	12,76%
ΚΥΘΝΟΣ	7,20	3,22	37,91	629,69	391,76	256,04	5,68%
ΜΕΓΙΣΤΗ	1,73	1,04	0,00	243,12	577,40	273,27	0,00%
ΟΘΩΝΟΙ	0,66	0,30	0,00	46,47	1.145,41	432,13	0,00%
ΠΑΤΜΟΣ	8,93	5,40	186,54	1.114,99	384,15	258,61	14,33%
ΣΕΡΙΦΟΣ	6,69	3,64	18,26	593,43	387,69	252,59	2,99%
ΣΙΦΝΟΣ	11,48	6,07	49,24	1.114,73	379,57	265,06	4,23%
ΣΚΥΡΟΣ	7,65	4,25	28,52	1.287,95	383,33	243,47	2,17%
ΣΥΜΗ	8,60	4,10	22,94	850,01	337,59	211,50	2,63%

* Οι αιχμές είναι σημειακές ακαθάρσιες
** Συμπεριλαμβάνονται τα Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και τα Net Metering

Εικόνα 1.6 Εγκατεστημένη ισχύς και παραγωγή θερμικών μονάδων και ΑΠΕ ανά νησί για το έτος 2019, καθώς και ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ στην παραγωγή, μικρότερα ΜΔΝ. Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Φαίνεται ξεκάθαρα ότι τα μικρά νησιωτικά συστήματα με αιχμή μέχρι και τα 50MW εμφανίζουν πολύ χαμηλά ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ, ακόμα και μηδενική διείσδυση για αρκετά μικρά συστήματα (εικόνα 1.6). Βέβαια υπάρχουν και εξαιρέσεις όπως το σύστημα της Σάμου που αν και είναι αρκετά μικρό με αιχμή τα 31 MW περίπου εμφανίζει το δεύτερο μεγαλύτερο ποσοστό διείσδυσης στον παραπάνω πίνακα, φτάνοντας σχεδόν το 22%. Αντίστοιχα θετικά στοιχεία όσον αφορά την διείσδυση ΑΠΕ παρουσιάζουν και τα νησιά Πάτμος και Ικαρία, με το δεύτερο να επωφελείται πλέον και από την ύπαρξη υβριδικού σταθμού παραγωγής. Τα

παραπάνω στοιχεία αφορούν μετρήσεις που έγιναν τον Μάρτιο του 2019 στα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα, μιας και είναι μήνας με αρκετά αυξημένη ζήτηση στο φορτίο αλλά και με υψηλή παραγωγή ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι οι περιορισμοί ασφαλείας που εισάγει ο διαχειριστής ενός νησιωτικού συστήματος παίζουν μεγάλο ρόλο στην ποσότητα εγκατεστημένης ισχύος που μπορεί να αντέξει το σύστημα αυτό. Κύριος λόγος εισαγωγής των περιορισμών αυτών είναι η απρόβλεπτη (στοχαστική) παραγωγή που έχουν τόσο οι αιολικοί όσο και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Η άμεση εξάρτηση από τις καιρικές συνθήκες, οι οποίες είναι μεν προβλέψιμες αλλά μόνο βραχυπρόθεσμα και όχι πάντα με μεγάλη ακρίβεια, και οι ταχείες μεταβολές που μπορεί να παρουσιάσουν στην παραγωγή τους, καθιστούν τις μονάδες ΑΠΕ μη ελεγχόμενες μονάδες. Για τον λόγο αυτό συχνά τηρείται μεγάλο ποσοστό στρεφόμενης εφεδρείας, δηλαδή συμβατικές μονάδες που θα μπορούν άμεσα να καλύψουν ενδεχόμενη απώλεια στην παραγωγή των ΑΠΕ. Ακόμα, πρόβλημα αποτελεί ότι συχνά δεν συμβαδίζει η παραγωγή τους με την ζήτηση του φορτίου, για παράδειγμα υψηλοί άνεμοι κατά την διάρκεια της νύχτας μπορεί να μην αξιοποιηθούν από τις ανεμογεννήτριες λόγω της χαμηλής ζήτησης εκείνη την ώρα, οπότε η ενδεχόμενη παραγωγή να πάει χαμένη.

Οι βασικοί περιορισμοί στην παραγωγή από ΑΠΕ που εισάγει η πρότυπη σύμβαση πώλησης της ενέργειας είναι οι εξής δύο:

- περιορισμός τεχνικού ελαχίστου
- δυναμικός περιορισμός διείσδυσης

Οι περιορισμοί αυτοί προς το παρόν εφαρμόζονται μόνο στην αιολική παραγωγή και θα παρουσιαστούν αναλυτικά στο επόμενο κεφάλαιο, μαζί με τους υπόλοιπους περιορισμούς του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού. [17]

1.5. Μέθοδοι περικοπών ΑΠΕ

Προτού προχωρήσουμε στην μελέτη ενός μέσου ελληνικού ΜΔΝ και των μεθόδων περικοπών στα φωτοβολταϊκά που θα εφαρμόσουμε, έχει μια σημασία να αναφερθούμε σε μεθόδους περικοπών που εφαρμόζονται γενικά στα ΑΠΕ σε διάφορες περιπτώσεις. Οι περικοπές στην παραγωγή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας δεν είναι φαινόμενο μόνο των ΜΔΝ, αλλά μπορούν να εφαρμοστούν και σε μεγάλα ηπειρωτικά συστήματα όταν αυτό κρίνεται αναγκαίο. Λόγω της υπεροχής της αιολικής παραγωγής μέχρι στιγμής έναντι της φωτοβολταϊκής σε παγκόσμιο επίπεδο, είναι λογικό και οι περικοπές που εφαρμόζονται συνολικά να είναι περισσότερες στην αιολική παραγωγή.

Ένας από τους κυριότερους λόγους που εφαρμόζονται περικοπές είναι κυρίως η συμφόρηση του τοπικού δικτύου μεταφοράς ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η παραγωγή ενέργειας γίνεται ολόένα και πιο διεσπαρμένη. Η παραγόμενη

ενέργεια δηλαδή από τις ΑΠΕ είναι τόσο μεγάλη που το δίκτυο δεν μπορεί να την μεταφέρει λόγω τεχνικών περιορισμών. Επομένως, προκειμένου να μην υπάρχει κίνδυνος για την ασφάλεια των διαφόρων στοιχείων όπως μετασχηματιστές, αντιστροφείς, γραμμές μεταφοράς και άλλων και για να μην ξεπεραστούν τα ονομαστικά όρια ισχύος τους, δίνεται εντολή στις ανεμογεννήτριες και τίθενται εκτός λειτουργίας για όσο διάστημα χρειαστεί. Ένα άλλο συχνό φαινόμενο είναι η υπερπροσφορά ενέργειας συνολικά σε ένα ηπειρωτικό δίκτυο, οπότε υπάρχει πλεόνασμα που δεν μπορεί να αξιοποιηθεί από τις ανάγκες του. Αυτό το πλεόνασμα συνήθως εξάγεται σε άλλες χώρες που είναι διασυνδεδεμένες μεταξύ τους και όταν δεν μπορεί να συμβεί αυτό τότε περικόπτεται η παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ή γίνεται προσπάθεια λειτουργίας των συμβατικών μονάδων κοντά στα τεχνικά τους ελάχιστα. Μια άλλη αιτία για την απόρριψη της πράσινης ενέργειας είναι η πιθανή έλλειψη εφεδρειών που μπορεί να υπάρχει σε ένα ενεργειακό σύστημα, γεγονός που μειώνει την αξιοπιστία του σε περίπτωση βλάβης ή απότομης αλλαγής της παραγωγής ενέργειας που εμφανίζεται συχνά στις ΑΠΕ. Όσο αυξάνεται η διείσδυση ΑΠΕ στα ενεργειακά συστήματα τόσο μεγαλύτερη είναι η ανάγκη ύπαρξης εφεδρειών, λόγω της στοχαστικότητας της παραγωγής τους.

Ένας ακόμα παράγοντας που συμβάλλει στην αύξηση των απορρίψεων των ΑΠΕ είναι διάφορες βλάβες που μπορούν να συμβούν στα συστήματα μεταφοράς ενέργειας ή ακόμα και στις ίδιες της μονάδες παραγωγής, τυχόν διακοπές ρεύματος, ή ακόμα και προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας κυρίως για λόγους συντήρησης και επισκευής. Τέτοιοι λόγοι προφανώς δεν αποτελούν ιδιαιτερότητα των ανανεώσιμων πηγών μιας και εμφανίζονται και στην συμβατική παραγωγή ενέργειας και θέτουν εκτός λειτουργίας τις θερμικές μονάδες. Ακόμα, καμιά φορά μπορεί να τίθενται στο σύστημα θέματα διατήρησης της τάσης και της συχνότητας. Στις περιπτώσεις αυτές υπάρχει πιθανότητα να δεχτούν περικοπές οι μονάδες ανανεώσιμης ενέργειας για χάρη των συμβατικών, ειδικά όταν τα επίπεδα συχνότητας είναι τέτοια που μπορεί να προκαλέσουν βλάβες στο σύστημα. Τέλος, υπάρχουν και κάποια ενεργειακά συστήματα δεν δίνουν προτεραιότητα στην παραγωγή από ΑΠΕ, όπως συμβαίνει για παράδειγμα στο σύστημα της Ιαπωνίας. Επεξηγηματικά, στην Ελλάδα οι παραγωγοί ΑΠΕ μπαίνουν στο ισοζύγιο κατά προτεραιότητα και αποζημιώνονται σε μια καθορισμένη τιμή που εξαρτάται από την οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ) και συνήθως είναι πάνω από αυτήν. Η ΟΤΣ (€/MWh) καθορίζεται από την τιμή που πουλάνε την ενέργειά τους οι συμβατικοί σταθμοί, και καθορίζει ποιοι σταθμοί θα μπουν στο ισοζύγιο κάθε δεδομένη χρονική στιγμή. Από την στιγμή που ο διαχειριστής του συστήματος δεν δίνει προτεραιότητα στις ΑΠΕ και οι παραγωγοί προσφέρουν ενέργεια σε κάποια τιμή όπως κάνουν και συμβατικοί παραγωγοί, είναι πιθανόν να απορριφθούν αν οι φθηνότερες μονάδες καλύπτουν την ζήτηση.

Συχνά ο διαχειριστής του συστήματος αποζημιώνει οικονομικά τους παραγωγούς ΑΠΕ όταν χρειαστεί αυτοί να περικόψουν την παραγωγή τους. Η αποζημίωση αυτή έχει διαφορετική τιμή από χώρα σε χώρα και δίνεται για διαφορετικά χρονικά διαστήματα. [2]

2. ΚΥΛΙΟΜΕΝΟΣ ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ

2.1. ΚΗΕΠ

Ο Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός είναι μια διαδικασία που αφορά την διαχείριση ενός ενεργειακού συστήματος σε ΜΔΝ. Αποτελεί μια αρκετά σύνθετη διαδικασία όπου ο διαχειριστής του συστήματος πρέπει να επιλύσει έχοντας σαν στόχο την βέλτιστη λειτουργία του συστήματος. Συγκεκριμένα, βασικό κριτήριο είναι η ασφάλεια, δηλαδή η απρόσκοπτη τροφοδότηση του φορτίου κάθε δεδομένη χρονική στιγμή, αξιοποιώντας το σύνολο των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής και τηρώντας τους κανόνες λειτουργίας. Εξίσου σημαντική είναι η οικονομική λειτουργία, δηλαδή όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, ο διαχειριστής οφείλει να χρησιμοποιεί τις φθηνότερες μονάδες όταν αυτές είναι διαθέσιμες, κρατώντας όμως και κάποιες μονάδες σε κατάσταση εφεδρείας, έτοιμες δηλαδή να μπουν στο ισοζύγιο όποτε χρειαστεί, ή να αυξομειώσουν άμεσα την παραγωγή τους αν βρίσκονται ήδη σε λειτουργία. Τέλος, με την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στα ενεργειακά συστήματα τα τελευταία χρόνια, ένα ακόμα μέλημα του διαχειριστή ΜΔΝ είναι η επίλυση του ΚΗΕΠ με στόχο την μεγιστοποίηση της διείσδυσής τους.

Ο ΚΗΕΠ επιλύεται σε καθημερινή βάση από τον διαχειριστή και ξεχωριστά για κάθε ΜΔΝ με ώρα έναρξης τις 12:00 το βράδυ. Χωρίζεται σε 2 περιόδους, μια για το πρώτο 12ωρο και μια για το δεύτερο, εκτός αν το εν λόγω σύστημα δεν έχει εγκατεστημένες ΑΠΕ οπότε δεν χρειάζεται ο χωρισμός στις δύο περιόδους και επιλύεται ενιαία για όλη την ημέρα. Προκειμένου να υπάρχει όσο γίνεται καλύτερη εικόνα της επόμενης ημέρας, όλοι οι παραγωγοί δηλώνουν τις διαθέσιμες μονάδες της ημέρας αναλυτικά για κάθε ώρα και πόση ενέργεια μπορούν να καλύψουν κάθε ώρα. Η περίοδος υποβολής των δηλώσεων λήγει 6 ώρες πριν την έναρξη της ημέρας, δηλαδή στις 18:00 της προηγούμενης. Αντίστοιχα, ο διαχειριστής του ΜΔΝ 3 ώρες πριν την έναρξη της ημέρας καταρτίζει το ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής των μονάδων και το δημοσιοποιεί στους παραγωγούς. Στην συνέχεια, 8 ώρες μετά την έναρξη της ημέρας λήγει η προθεσμία υποβολής επικαιροποιημένων δηλώσεων από τους παραγωγούς για την Β' περίοδο της ημέρας και 2 ώρες μετά την λήξη της προθεσμίας, ο διαχειριστής επικαιροποιεί τον ΚΗΕΠ για την Β' περίοδο και δημοσιεύει τις αλλαγές. Εκτός των συμβατικών μονάδων, δηλώσεις παραγωγής πρέπει να καταθέτουν και οι σταθμοί ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ (Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης) καθώς και οι υβριδικοί σταθμοί για κάθε κατανεμόμενη μονάδα τους. Οι μη κατανεμόμενοι σταθμοί μπορούν να υποβάλλουν ωριαίο πρόγραμμα για το σύνολο του σταθμού ή για κάθε μονάδα ξεχωριστά, χωρίς όμως αυτό να είναι υποχρεωτικό.

Παρόμοια με τις δηλώσεις παραγωγής γίνονται και οι δηλώσεις φορτίου από τους εκπροσώπους φορτίου των καταναλωτών (πχ ΔΕΗ), με όσο το δυνατόν καλύτερη ακρίβεια ανά ώρα της ημέρας. Αυτό είναι απαραίτητο για να γίνει ακριβής πρόβλεψη

του φορτίου της επόμενης ημέρας όπου εκτός της δήλωσης φορτίου λαμβάνονται υπόψιν κι άλλοι παράγοντες όπως:

- Προβλέψεις έγχυσης ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ που δεν υποχρεούνται να καταθέσουν δήλωση παραγωγής
- Ιστορικά στοιχεία φορτίου και στατιστικά στοιχεία που προκύπτουν από την επεξεργασία αυτών
- Προγνώσεις καιρικών συνθηκών και στατιστικά στοιχεία συσχέτισής τους με την ζήτηση φορτίου
- Τυχόν χειρισμοί του δικτύου που μπορεί να επηρεάσουν την ζήτηση φορτίου σε κάποιο σημείο του (πχ αποσύνδεση ενός μετασχηματιστή για λόγους συντήρησης)

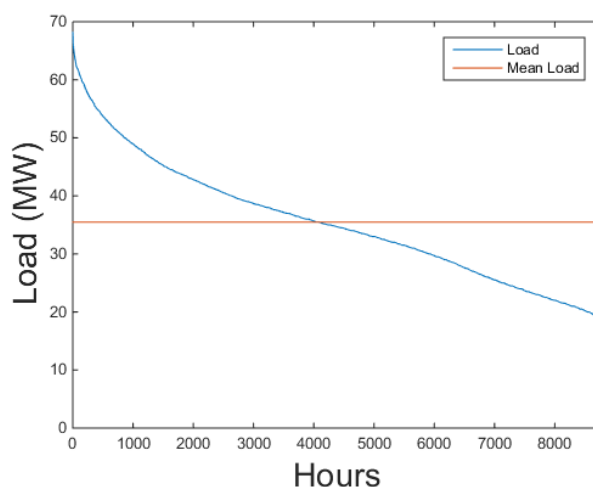
Αφού έχουν ολοκληρωθεί οι διαδικασίες υποβολής παραγωγής και φορτίου, ο διαχειριστής φροντίζει να κατανέμονται οι μονάδες κάθε χρονική στιγμή ανάλογα με την δήλωση παραγωγής τους αλλά πάντα σε συνάρτηση και με την ζήτηση φορτίου και την οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος. Προφανώς για να γίνεται η κατανομή των μονάδων σε πραγματικό χρόνο, απαιτείται ένα επικοινωνιακό σύστημα μεταξύ του διαχειριστή και των μονάδων. Τέτοιο σύστημα είναι το SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition, έλεγχος εποπτείας και απόκτησης δεδομένων) που χρησιμοποιείται για την παρακολούθηση των μονάδων παραγωγής και για αποστολή εντολών λειτουργίας, δηλαδή έναρξης ή σβέσης και αυξομείωση στην παραγωγή τους. Τέλος ελέγχεται και η συμμόρφωση των παραγωγών με τις δηλώσεις παραγωγής που έχουν κάνει, αλλιώς επιβάλλονται κυρώσεις, κυρίως οικονομικές. Όσον αφορά τις συμβατικές μονάδες, ελέγχεται ότι η παραγωγή τους δεν απείχε από την εντολή κατανομής πάνω από ένα μικρό ποσοστό και ότι έγινε η προβλεπόμενη παραγωγή ή απορρόφηση άεργου ισχύος καθώς και ότι τηρήθηκε η σωστή τιμή της τάσης στο Σημείο Σύνδεσης στο Δίκτυο (ΣΣΔ) του σταθμού. Οι μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ (αιολικοί σταθμοί) ελέγχονται ότι τήρησαν τις εντολές κατανομής για το ανώτερο επίπεδο παραγωγής (setpoint) που τους έχει επιβληθεί. Ακόμα, έλεγχος γίνεται και στις δηλώσεις φορτίου με αντίστοιχες κυρώσεις να επιβάλλονται σε περίπτωση μεγάλης απόκλισης της δήλωσης με την πραγματική ζήτηση φορτίου. [17]

2.2. Το Ενεργειακό Σύστημα υπό μελέτη

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, θα μελετηθεί ένα μέσο μη διασυνδεδεμένο σύστημα ελληνικού νησιού. Τα ελληνικά νησιά έχουν την ιδιαιτερότητα της ραγδαίας αύξησης του πληθυσμού τους το καλοκαίρι, λόγω του τουρισμού, άρα αυξάνεται και η ζήτηση φορτίου αντίστοιχα. Αντιθέτως, τον χειμώνα πέφτει πολύ η ζήτηση, ρίχνοντας έτσι τον συντελεστή φορτίου σε χαμηλά επίπεδα.

Για το εξεταζόμενο σύστημα θεωρείται ετήσια ζήτηση της τάξης των 3.100 MWh με αιχμή περί τα 68 MW, ελάχιστη ζήτηση τα 17 MW, μέσο φορτίο τα 35,5 MW και

συντελεστή φορτίου που διαμορφώνεται στο ~52%. Τα παραπάνω φαίνονται καλύτερα στο παρακάτω διάγραμμα. [8]



Εικόνα 2.1 Ετήσια καμπύλη διάρκειας φορτίου και μέσο φορτίο του study case

Θεωρείται ότι στο σύστημα λειτουργούν συνολικά 19 συμβατικές μονάδες, εκ των οποίων οι πρώτες 2 είναι must-run, δηλαδή μονάδες βάσης που δεν βγαίνουν ποτέ εκτός λειτουργίας.[8] Επίσης λειτουργούν 10 μικρές ντιζελογεννήτριες με βοηθητικό χαρακτήρα που όπως θα δούμε παρακάτω έχουν μικρή συνεισφορά στην κάλυψη του φορτίου λόγω του αυξημένου κόστους λειτουργίας τους.

Όνομα Γεννήτριας	Τεχνικό Ελάχιστο P_{min} (kW)	Ονομαστική Ισχύς P_{nom} (kW)
ICE1	4000	10000
ICE2	4000	10000
ICE3	5360	10720
ICE4	5500	11000
ICE5	5500	11000
ICE6	5180	10360
ICE7	5500	11000
ICE8	1552	3104
GAS	5000	15550
Diesel 1-10	677	1355

Πίνακας 2.1 Ονομασίες και τεχνικά όρια συμβατικών μονάδων [8]

Όπως φαίνεται από τον παραπάνω πίνακα, οι 2 μονάδες βάσης μπορούν να λειτουργούν αθροιστικά στο διάστημα 8-20 MW κάθε δεδομένη χρονική στιγμή. Η αεριοστροβιλική μονάδα με καύσιμο diesel λειτουργεί επίσης βοηθητικά καθώς και αυτή λόγω του αυξημένου κόστους λειτουργίας της δεν χρησιμοποιείται ποτέ. Κάποια επιπλέον τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων φαίνονται παρακάτω. Τέλος, όλες οι μονάδες έχουν υποχρεωτική κράτηση 3 ωρών τόσο σε κατάσταση λειτουργίας όσο και σε κατάσταση σβέσης. Δηλαδή από την στιγμή που

θα σβήσει ή θα ανάψει οποιαδήποτε γεννήτρια θα πρέπει να μείνει στην κατάσταση αυτή για τουλάχιστον 3 ώρες προτού υπάρχει δυνατότητα αλλαγής κατάστασης.

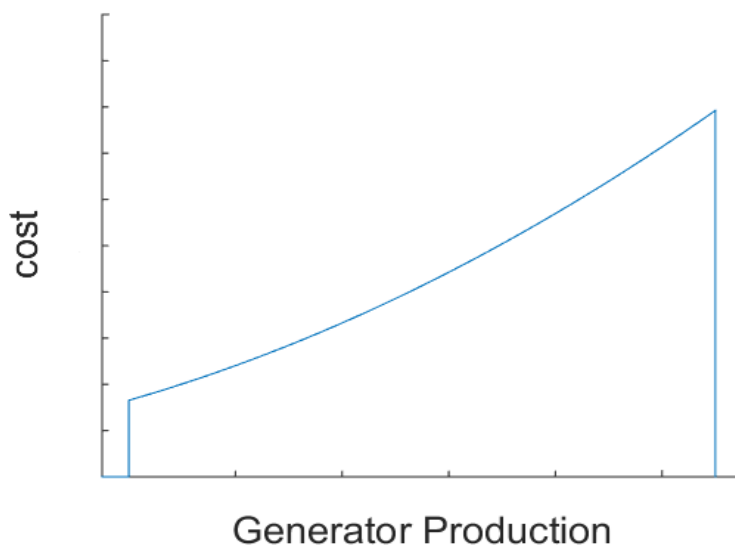
Όνομα Γεννήτριας	Ικανότητα Ράμπας πάνω (MW/min)	Ικανότητα Ράμπας κάτω (MW/min)	Ικανότητα πρωτεύουσας εφεδρείας (% of P_{nom})
ICE1	0.500	0.800	30%
ICE2	0.500	0.800	30%
ICE3	0.550	1.100	19%
ICE4	0.550	0.800	27%
ICE5	0.550	0.800	27%
ICE6	0.550	0.800	29%
ICE7	0.550	1.000	36%
ICE8	0.100	0.200	16%
GAS	0.800	1.500	32%
Diesel 1-10	0.075	0.200	15%

Πίνακας 2.2 Ράμπες και πρωτεύουσες εφεδρείες συμβατικών μονάδων [8]

Κάποια ακόμα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων του νησιού φαίνονται στον παραπάνω πίνακα. Οι ικανότητες ράμπας προς τα πάνω και προς τα κάτω παρουσιάζουν την ταχύτητα που έχει η κάθε γεννήτρια στην μεταβολή της παραγωγής της. Προφανώς η ταχύτητα αυτή σχετίζεται άμεσα και με την ονομαστική ισχύ της εκάστοτε γεννήτριας αλλά και με το είδος της. Στο πρόβλημα επίλυσης του ΚΗΕΠ σε ωριαία βάση, οι ταχύτητες αυτές δεν επηρεάζουν καθόλου τον αλγόριθμο μιας και σε διάστημα ώρας κάθε γεννήτρια έχει την δυνατότητα να πάει την παραγωγή της από το μέγιστο στο ελάχιστο και αντίστροφα. Ακόμα, η ικανότητα πρωτεύουσας εφεδρείας που φαίνεται στην τελευταία στήλη του πίνακα 2.2 είναι ένα πολύ σημαντικό χαρακτηριστικό μιας συμβατικής μονάδας, καθώς δίνει εικόνα για τις εφεδρείες που μπορεί να προσφέρει σε ταχείες μεταβολές του φορτίου, σε διάστημα δηλαδή δευτερολέπτων.

Τέλος, κλείνοντας το κομμάτι με τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων, έχει σημασία να περιγραφεί αλγεβρικά το κόστος λειτουργίας τους. Το κόστος λειτουργίας κάθε μονάδας δεν είναι γραμμικό σε σχέση με την παραγωγή της και περιγράφεται από την εξίσωση (2.1). Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται ποιοτικά η σχέση παραγωγής-κόστους κάθε γεννήτριας, με το κόστος να παίρνει μια ελάχιστη τιμή στο σημείο τεχνικού ελαχίστου και μια μέγιστη όταν η γεννήτρια λειτουργεί στην ονομαστική της ισχύ.

$$c_p = (a1 \cdot p^2 + b1 \cdot p + c1) \cdot c_{fuel} + (a2 \cdot p^2 + b2 \cdot p + c2) \cdot c_{CO2} \quad (2.1)$$



Εικόνα 2.2 Ενδεικτική καμπύλη κόστους-παραγωγής συμβατικής μονάδας

Στην εξίσωση (2.1) το p είναι η ποσοστιαία παραγωγή της γεννήτριας, δηλαδή όταν αυτή λειτουργεί στην ονομαστική ισχύ έχουμε $p=1$, ενώ σε χαμηλότερες στάθμες παραγωγής έχουμε $p \in (0,1)$. Τα c_{fuel} και c_{CO_2} είναι τα κόστη καυσίμου και διοξειδίου του άνθρακα αντίστοιχα. Για την δική μας μελέτη θεωρήσαμε τα στοιχεία που δίνονται στο paper [8].

Αντίστοιχα οι παράγοντες a_1, b_1, c_1 και a_2, b_2, c_2 αποτελούν χαρακτηριστικά της κάθε γεννήτριας με τις τιμές τους να διαφέρουν ανάλογα τον τύπο της γεννήτριας, την τεχνολογία και την ονομαστική της ισχύ και να είναι κι αυτές διαθέσιμες στο ίδιο paper.

Επιπλέον των συμβατικών μονάδων, στο νησί υπάρχουν σταθμοί ανανεώσιμων πηγών σημαντικής ισχύος. Πιο συγκεκριμένα, λειτουργούν δύο μεγάλα αιολικά πάρκα, ένα μεγάλο και ένα μικρότερο με ονομαστικές τιμές ισχύος 12.050 kW και 4.950 kW αντίστοιχα, φτάνοντας δηλαδή συνολικά τα 17 MW στο νησί. Τέλος λειτουργούν φωτοβολταϊκά πάρκα συνολικής ισχύος 10.500 kW, τα οποία σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία δεν δέχονται περικοπές και θα συνεχίσουν να λειτουργούν κατά αυτόν τον τρόπο.

2.3. Εξισώσεις ΚΗΕΠ και επίλυση

Για την μοντελοποίηση και επίλυση του ΚΗΕΠ χρησιμοποιήθηκε το GAMS (General Algebraic Modeling System), ένα πρόγραμμα που χρησιμοποιείται κατά κόρον σε εφαρμογές βελτιστοποίησης με χρήση γραμμικού προγραμματισμού. Στο πρόγραμμα αυτό προσομοιώθηκε η λειτουργία μιας ημέρας του ΚΗΕΠ με όλους τους περιορισμούς και τους κανόνες λειτουργίας που έχει να μεταφράζονται σε εξισώσεις. Για την σύνδεση πολλών ημερών μεταξύ τους για την προσομοίωση ενός έτος

λειτουργίας και την κατόπιν επεξεργασία των αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκε το MATLAB.

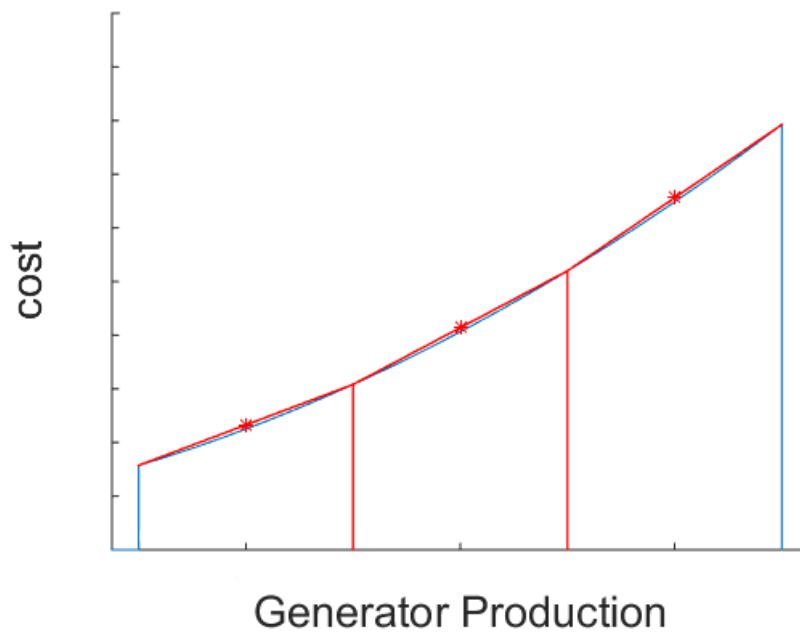
Ο Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός αποτελείται από πολλές εξισώσεις που καλύπτουν τους διάφορους περιορισμούς που έχει η διαχείριση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η κατανομή των μονάδων γίνεται σε ωριαία βάση, οπότε ανά ώρα ελέγχεται η ικανοποίηση όλων των περιορισμών, οι οποίοι θα αναφερθούν παρακάτω αναλυτικά. Η βασική εξίσωση με βάση την οποία γίνεται η βελτιστοποίηση είναι η αντικειμενική συνάρτηση, η οποία όπως φαίνεται παρακάτω έχει στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους, το οποίο είναι και από τα βασικότερα στοιχεία που λαμβάνονται υπόψιν κατά την λειτουργία ενός ΣΗΕ.

$$\min \{C_p + C_{su} + C_{sd} + C_{sl}\} \quad (2.2)$$

Στην παραπάνω εξίσωση το C_p δηλώνει το κόστος παραγωγής, του οποίου ο τρόπος υπολογισμού φαίνεται αναλυτικά παρακάτω:

$$C_p = \sum_t (\sum_g (C_g^{ML} \cdot st_{g,t} + \sum_k (C_{g,k}^{Var} \cdot p_{g,t,k}))) \quad (2.3)$$

Στο κόστος αυτό, όπως φαίνεται, αθροίζονται τα κόστη ανά γεννήτρια και ανά ώρα για όλη την ημέρα. Αρχικά υπολογίζεται το κόστος λειτουργίας τεχνικού ελαχίστου για τις γεννήτριες που βρίσκονται σε λειτουργία για κάθε ώρα (όρος $C_g^{ML} \cdot st_{g,t}$). Η δυαδική μεταβλητή $st_{g,t}$ υποδηλώνει την κατάσταση της γεννήτριας, παίρνοντας την τιμή 1 όταν είναι ανοιχτή και την τιμή 0 όταν είναι σβηστή. Λόγω της μη γραμμικότητας της καμπύλης παραγωγής των συμβατικών μονάδων όπως φαίνεται από την εξίσωση (2.1) και την εικόνα (2.2), απαιτείται η γραμμικοποίησή της. Το GAMS επιλύει κατά βάση αλγόριθμο γραμμικού προγραμματισμού οπότε η εξίσωση (2.1) δεν γινόταν να εισαχθεί στον κώδικα και να επιλυθεί. Για τον λόγο αυτό έγινε η τμηματοποίησή της σε k τμήματα ίσου πλάτους. Κάθε τμήμα αντιστοιχεί σε συγκεκριμένη τιμή παραγωγής αλλά και συγκεκριμένο κόστος λειτουργίας. Η άθροιση του κόστους αυτών των τμημάτων γίνεται μέχρι την τιμή της πραγματικής παραγωγής για την εκάστοτε γεννήτρια για κάθε ώρα (όρος $\sum_k (C_{g,k}^{Var} \cdot p_{g,t,k})$). Επομένως, μπορούμε να πάρουμε προσεγγιστικά το κόστος λειτουργίας για κάθε τιμή της παραγωγής κάθε γεννήτριας. Στην εικόνα (2.3) φαίνεται ένα τέτοιο παράδειγμα γραμμικοποίησης. Η καμπύλη του προηγούμενου διαγράμματος (2.2) έχει χωριστεί στο παράδειγμα αυτό σε 3 τμήματα (k=3) με ίσο πλάτος παραγωγής το καθένα. Σημειωμένο με αστερίσκο είναι το μέσο κάθε τμήματος που αντιστοιχεί σε ένα συγκεκριμένο κόστος ($C_{g,k}^{Var}$). Ο αλγόριθμος ουσιαστικά αφού διαβάσει την τιμή της παραγωγής την αντιστοιχίζει σε ένα τμήμα ($p_{g,t,k}$) και υπολογίζει ως κόστος της παραγωγής το κόστος του τμήματος που ανήκει. Προφανώς, σε όσο περισσότερα τμήματα είναι χωρισμένη η καμπύλη, τόσο μεγαλύτερη θα είναι και ακρίβεια στον υπολογισμό του κόστους παραγωγής. Στην επίλυση του ΚΗΕΠ στο δικό μας παράδειγμα θέσαμε k=10.



Εικόνα 2.3 Ενδεικτική γραμμικοποίηση σε 3 τμήματα της καμπύλης κόστους-παραγωγής συμβατικής μονάδας, όπου με * φαίνονται τα μέσα των τμημάτων

Τα C_{su} και C_{sd} υποδηλώνουν τα συνολικά κόστη έναρξης και σβέσης όλων των γεννητριών μέσα στην ημέρα και υπολογίζονται από τις εξισώσεις που φαίνονται παρακάτω, όπου οι παράμετροι C_g^{SU} και C_g^{SD} είναι τα κόστη έναρξης και σβέσης της κάθε γεννήτριας:

$$C_{su} = \sum_t (\sum_g (C_g^{SU} \cdot su_{g,t})) \quad (2.4)$$

$$C_{sd} = \sum_t (\sum_g (C_g^{SD} \cdot sd_{g,t})) \quad (2.5)$$

Στην πράξη το κόστος εκκίνησης μιας συμβατικής μονάδας σχετίζεται άμεσα με το χρονικό διάστημα το οποίο παρέμεινε σβηστή. Το κόστος αυτό που μετριέται σε kg ή lt καυσίμου/εκκίνηση πολλαπλασιάζεται με την τιμή του καυσίμου για να το πάρουμε σε €/εκκίνηση. Υπάρχουν τριών ειδών καταστάσεις από τις οποίες μπορεί να εκκινήσει μια συμβατική γεννήτρια, η ψυχρή, η ενδιάμεση και η θερμή κατάσταση. Προφανώς, πιο ακριβό κόστος εκκίνησης έχει η ψυχρή κατάσταση μιας και χρειάζεται περισσότερο καύσιμο για να επιτευχθεί η απαιτούμενη θερμοκρασία λειτουργίας. Στο δικό μας παράδειγμα, για λόγους απλούστευσης δεν χρησιμοποιήθηκαν οι τρεις αυτές καταστάσεις και το κόστος έναρξης ήταν ενιαίο και ανεξάρτητο του χρόνου σβέσης για κάθε γεννήτρια.

Ο όρος C_{sl} αφορά τις slack variables (μεταβλητές χαλάρωσης) οι οποίες αφορούν την κάλυψη των απαιτήσεων για τις διαφόρων ειδών εφεδρείες. Κάποιες φορές ο αλγόριθμος δεν μπορεί να καλύψει όλες τις εφεδρείες που χρειάζονται, οπότε το μέρος αυτό που δεν μπορεί να καλυφθεί φυσικά, το καλύπτει εικονικά μια μεταβλητή. Προφανώς για να μην συμβαίνει συχνά αυτό και να προτιμά ο αλγόριθμος να υπάρχει φυσική εφεδρεία, οι μεταβλητές αυτές πολλαπλασιάζονται

με κάποιο κόστος ανά kW που διαφέρει ανάλογα με το πόσο σημαντική είναι η συγκεκριμένη εφεδρεία. Αυτό το penalty στην ουσία αποτελεί ένα τίμημα χαμηλής αξιοπιστίας στο σύστημα όταν αυτό δεν μπορεί να καλύψει τους κανόνες λειτουργίας.

Επιπλέον των παραπάνω υπάρχουν κι άλλα κόστη, αφενός μικρότερης σημασίας, αφετέρου είναι κόστη που δεν επηρεάζουν την σειρά ένταξης των μονάδων στο ισοζύγιο, για αυτό και δεν περιλαμβάνονται στην αντικειμενική συνάρτηση. Αυτά τα κόστη έχουν να κάνουν με τις εφεδρείες οι οποίες πληρώνονται επικουρικά, δηλαδή κάθε μονάδα που έχει την δυνατότητα να προσφέρει εφεδρεία κάποια στιγμή, επιχορηγείται για αυτό με ένα αντίτιμο. οι επικουρικές υπηρεσίες που χρηματοδοτούνται στα ΜΔΝ εκτός των εφεδρειών, είναι η ρύθμιση της τάσης, αλλά και η επανεκκίνηση του συστήματος (black start), δύο λειτουργίες υψηλής σημασίας σε ένα μικρό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένας ακόμα πολύ βασικός περιορισμός για την επίλυση του ΚΗΕΠ είναι η προσφορά ενέργειας κάθε χρονική στιγμή να καλύπτει ακριβώς την ζήτηση φορτίου. Ο περιορισμός αυτός περιγράφεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$P_{L,t} = \sum_g (P_{g,t} \cdot st_{g,t}) + P_{oldPV,t} + P_{newPV,t} + P_{W,t} \quad (2.6)$$

Στην παραπάνω εξίσωση φαίνεται ακριβώς αυτό, η άθροιση της συμβατικής παραγωγής ($\sum_g (P_{g,t} \cdot st_{g,t})$), της αιολικής ($P_{W,t}$), αλλά και της φωτοβολταϊκής ($P_{oldPV,t} + P_{newPV,t}$), αθροίζοντας ξεχωριστά την υπάρχουσα εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και την καινούρια που θα λειτουργεί με καθεστώς περικοπών. Το παραπάνω άθροισμα πρέπει να ισούται κάθε ώρα με το φορτίο $P_{L,t}$.

Επίσης όλες οι συμβατικές μονάδες έχουν κάποια τεχνικά όρια λειτουργίας, δηλαδή δεν μπορούν να λειτουργήσουν πάνω από ένα συγκεκριμένο επίπεδο, την ονομαστική ισχύ τους. Το ίδιο συμβαίνει και στην ελάχιστη παραγωγή, δηλαδή δεν μπορούν να λειτουργήσουν κάτω από ένα συγκεκριμένο τεχνικό ελάχιστο, ισχύει δηλαδή ότι:

$$P_{min,g} \leq P_{g,t} \leq P_{max,g} \quad (2.7)$$

Στην πράξη μια γεννήτρια μπορεί να λειτουργήσει για ένα μικρό χρονικό διάστημα σε καθεστώς υποφόρτισης αν χρειαστεί, δηλαδή η παραγωγή της να είναι μικρότερη από το τεχνικό της ελάχιστο εφόσον αυτό δεν δημιουργεί πρόβλημα τόσο στο σύστημα όσο και στην ίδια την γεννήτρια, αυτό το δεδομένο όμως δεν χρησιμοποιήθηκε στην επίλυση στο δικό μας παράδειγμα.

Ακόμα, οι συμβατικές μονάδες έχουν περιορισμούς για την εκκίνηση και την σβέση τους, δύο διαδικασίες που δεν μπορούν να γίνουν μαζί σε μια γεννήτρια την ίδια ώρα λόγω τεχνικών περιορισμών.

$$su_{g,t} + sd_{g,t} \leq 1 \quad (2.8)$$

$$su_{g,t} - sd_{g,t} = st_{g,t} - st_{g,t-1} \quad (2.9)$$

Οι δύο παραπάνω εξισώσεις περιγράφουν τον περιορισμό αυτό μέσω των δυαδικών μεταβλητών κατάστασης, έναρξης και σβέσης. Η (2.8) αποτρέπει την ταυτόχρονη έναρξη και σβέση μιας γεννήτριας την ίδια ώρα ενώ η (2.9) στην ουσία δίνει τιμή στις μεταβλητές έναρξης και σβέσης ανάλογα με την κατάσταση της γεννήτριας, συγκρίνοντάς την με την προηγούμενη ώρα.

Ακόμα, οι συμβατικές μονάδες έχουν ελάχιστο χρόνο κράτησης, δηλαδή υπάρχει ένα ελάχιστο χρονικό διάστημα μετά την εκκίνησή τους κατά το οποίο πρέπει να μείνουν ανοιχτές. Το ίδιο ισχύει και κατά την σβέση, δηλαδή μετά την σβέση της, η γεννήτρια πρέπει να μείνει σβηστή για ένα ελάχιστο χρονικό διάστημα. Τα διαστήματα αυτά δίνονται από τον κατασκευαστή κάθε μονάδας και διαφέρουν ανάλογα και με την ονομαστική ισχύ της.

$$\sum_{h=t-T_g^{run}+1}^t su_{g,h} \leq st_{g,t} \quad (2.10)$$

$$\sum_{h=t-T_g^{stop}+1}^t sd_{g,h} \leq 1 - st_{g,t} \quad (2.11)$$

Οι παράμετροι T_g^{run} και T_g^{stop} είναι οι χρόνοι κράτησης για την γεννήτρια g για λειτουργία και σβέση αντίστοιχα και στο δικό μας παράδειγμα οι χρόνοι αυτοί ήταν 3 ώρες για όλες τις γεννήτριες. Η μεταβλητή h αναφέρεται στην ώρα, όπως η μεταβλητή t , και χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο για να εντοπιστεί αν η συγκεκριμένη γεννήτρια άνοιξε ή έσβησε το τελευταίο τρίωρο, ώστε να επιτραπεί η σβέση ή η εκκίνησή της αντίστοιχα.

Επειδή η εξισώσεις αυτές μπορεί να αναφέρονται σε ώρα μικρότερη ή ίση του 0 (πχ ο όρος $h = t - T_g^{stop} + 1$, για $t < 2$), απαιτείται η ανάκληση κάποιων δεδομένων από την προηγούμενη ημέρα. Δηλαδή το $h=0$ στην ουσία αναφέρεται στην 24^η ώρα της προηγούμενης ημέρας, το $h=-1$ στην 23^η και ούτω καθεξής. Επομένως, μέσω του Matlab εισάγουμε τις καταστάσεις των γεννητριών των τελευταίων ωρών κάθε μέρας στην επόμενη, ώστε να μπορεί ο αλγόριθμος να επιλύσει τις εξισώσεις (2.10) και (2.11) τις πρώτες ώρες της ημέρας.

Επιπλέον, οι συμβατικές μονάδες έχουν συγκεκριμένους ρυθμούς ανόδου και καθόδου, δηλαδή στο πόσο γρήγορα μπορούν να αυξήσουν ή να μειώσουν την παραγωγή τους όταν τους ζητηθεί. Αυτοί οι περιορισμοί φαίνονται στις δύο παρακάτω εξισώσεις:

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq ru_g \cdot st_{g,t} \quad (2.12)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq rd_g \cdot st_{g,t} + P_{g,t}^{max} \cdot sd_{g,t} \quad (2.13)$$

Η ικανότητες ράμπας ru_g και rd_g κάθε γεννήτριας προς τα πάνω και προς τα κάτω αντίστοιχα φαίνονται στον πίνακα 2.2. Στην πράξη ο περιορισμός αυτός εφαρμόζεται στις εντολές κατανομής που παίρνουν οι μονάδες σε διαστήματα πιο συχνά από το διάστημα μιας ώρας, στο οποίο επιλύουμε τον ΚΗΕΠ στο παράδειγμα αυτό. Επειδή πάλι εμφανίζεται όρος που αναφέρεται στην λειτουργία της προηγούμενης ώρας, ο όρος $P_{g,t-1}$, πρέπει να εισαχθεί στον αλγόριθμο η τιμή της παραγωγής της τελευταίας

ώρας της προηγούμενης ημέρας για κάθε γεννήτρια, ώστε να μπορεί να επιλύσει τις (2.12) και (2.13) για την πρώτη ώρα ($t=1$).

Τέλος έχουμε τις εξισώσεις με βάση τις οποίες τηρούνται οι εφεδρείες του συστήματος:

$$P_{g,t} + \sum_{r \in \{pr, sr, tr\}} r_{g,t,r}^{up} \leq P_{g,t}^{max} \cdot st_{g,t} \quad (2.14)$$

$$P_{g,t} - \sum_{r \in \{pr, sr\}} r_{g,t,r}^{dn} \geq P_{g,t}^{min} \cdot st_{g,t} \quad (2.15)$$

Όπως φαίνεται από τις παραπάνω εξισώσεις, το άθροισμα των εφεδρειών που μπορεί να δώσει κάθε γεννήτρια περιορίζονται τόσο από το επίπεδο της παραγωγής της, όσο και από τα τεχνικά όρια λειτουργίας της, ελάχιστο και μέγιστο.

Στην συνέχεια ελέγχουμε τις εφεδρείες αυτές να είναι κάτω από το όριο ικανότητας για εφεδρεία κάθε γεννήτριας και για κάθε τύπο εφεδρείας:

$$r_{g,t,r}^{up} \leq R_{g,r} \cdot st_{g,t} \quad r \in \{pr, sr, tr\} \quad (2.16)$$

$$r_{g,t,r}^{dn} \leq R_{g,r} \cdot st_{g,t} \quad r \in \{pr, sr\} \quad (2.17)$$

Η παράμετρος $R_{g,r}$ είναι η ικανότητα εφεδρείας τύπου r της γεννήτριας g , όπου ο τύπος r αναφέρεται σε πρωτεύουσα (pr), δευτερεύουσα (sr) και τριτεύουσα (tr) εφεδρεία. Ο διαχωρισμός των εφεδρειών έχει να κάνει με την χρονική απόκριση προσφοράς τους από τις συμβατικές μονάδες. Δηλαδή, η πρωτεύουσα εφεδρεία πρέπει να προσφερθεί σε χρονικό διάστημα λίγων δευτερολέπτων για να καλύψει τις απότομες μεταβολές στο φορτίο ή στην παραγωγή των ΑΠΕ. Αντίστοιχα η δευτερεύουσα εφεδρεία προσφέρεται σε διάστημα μερικών λεπτών και η τριτεύουσα σε διάστημα μεγαλύτερο της μίας ώρας.

Όπως φαίνεται από την παρουσία της δυαδικής μεταβλητής $st_{g,t}$, οι παραπάνω εφεδρείες μπορούν να προσφερθούν μόνο όταν είναι σε λειτουργία οι γεννήτριες, αναφέρονται δηλαδή σε στρεφόμενες εφεδρείες. Πέρα όμως από τις στρεφόμενες πρωτεύουσες, δευτερεύουσες και τριτεύουσες εφεδρείες, οι γεννήτριες μπορούν να προσφέρουν και μη στρεφόμενες εφεδρείες όταν είναι εκτός λειτουργίας. Αυτές θεωρούνται τριτεύουσες εφεδρείες καθώς δεν είναι άμεσα διαθέσιμες και καθορίζονται από τις ακόλουθες 4 εξισώσεις:

$$r_{g,t,r} \geq P_{min,g} \cdot ns_{g,t} \quad r \in \{tr - ns\} \quad (2.18)$$

$$r_{g,t,r} \leq R_{g,r} \cdot ns_{g,t} \quad r \in \{tr - ns\} \quad (2.19)$$

$$ns_{g,t} + st_{g,t} \leq 1 \quad (2.20)$$

$$\sum_{k=t-T_g^{stop}+1}^t sd_{g,k} \leq 1 - ns_{g,t} \quad (2.21)$$

Οι εξισώσεις (2.18) και (2.19) καθορίζουν ότι το ελάχιστο ποσό μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας $r_{g,t,r}$ που μπορεί να δώσει κάθε σβηστή γεννήτρια περιορίζεται από το τεχνικό της ελάχιστο και από την ικανότητά της για τον

συγκεκριμένο τύπο εφεδρείας. Αντίστοιχα, οι εξισώσεις (2.20) και (2.21) μέσω της βοηθητικής δυαδικής μεταβλητής $ns_{g,t}$ εμποδίζουν τις γεννήτριες που έχουν σβήσει πρόσφατα από το να προσφέρουν μη στρεφόμενη εφεδρεία.

Κατόπιν, πρέπει για κάθε τύπο εφεδρείας, το άθροισμα των εφεδρειών που παρέχει κάθε γεννήτρια να υπερκαλύπτει την απαίτηση για τον συγκεκριμένο τύπο εφεδρείας κάθε ώρα. Ότι περισσεύει από την απαίτηση για πρωτεύουσες εφεδρείες μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως δευτερεύουσα εφεδρεία, όπως επίσης ότι περισσεύει από δευτερεύουσες μπορεί να χρησιμοποιηθεί στις τριτεύουσες:

$$\sum_g r_{g,t,pr}^{up} + sl1_t \geq rr_{t,pr}^{up} \quad (2.22)$$

$$\sum_g r_{g,t,pr}^{dn} + sl2_t \geq rr_{t,pr}^{dn} \quad (2.23)$$

$$\sum_g (r_{g,t,pr}^{up}) - rr_{t,pr}^{up} + \sum_g r_{g,t,sr}^{up} + sl3_t \geq rr_{t,sr}^{up} \quad (2.24)$$

$$\sum_g (r_{g,t,pr}^{dn}) - rr_{t,pr}^{dn} + \sum_g r_{g,t,sr}^{dn} + sl4_t \geq rr_{t,sr}^{dn} \quad (2.25)$$

$$\begin{aligned} \sum_g (r_{g,t,pr}^{up} + r_{g,t,sr}^{up}) - (rr_{t,pr}^{up} + rr_{t,sr}^{up}) + \sum_g (r_{g,t,tr}^{up} + r_{g,t,tr-ns}) \\ + sl5_t \geq rr_{t,tr}^{up} \quad (2.26) \end{aligned}$$

Οι απαιτήσεις των εφεδρειών rr_t καθορίζονται από τον διαχειριστή του συστήματος και συνήθως είναι ένα ποσοστό επί του φορτίου κάθε ώρα. Συγκεκριμένα στο δικό μας παράδειγμα, η απαίτηση για πρωτεύουσα εφεδρεία προς τα κάτω ισούται με το 10% του φορτίου κάθε ώρα, η απαίτηση για δευτερεύουσα εφεδρεία τόσο προς τα πάνω όσο και προς τα κάτω είναι το 8% και η απαίτηση για τριτεύουσα είναι 17,5% του φορτίου. Εξάιρεση αποτελεί η απαίτηση για πρωτεύουσες εφεδρείες προς τα πάνω, η οποία πρέπει να ικανοποιεί τις ακόλουθες δύο εξισώσεις:

$$rr_{t,pr}^{up} \geq l_W \cdot P_{W,t} + l_{PV} \cdot P_{PV,t} \quad (2.27)$$

$$rr_{t,pr}^{up} \geq P_{g,t} + r_{g,t,pr}^{up} \quad (2.28)$$

Σύμφωνα με την (2.27), οι πρωτεύουσες εφεδρείες προς τα πάνω πρέπει να καλύπτουν την αβεβαιότητα της παραγωγής ΑΠΕ, δηλαδή να καλύψουν το φορτίο αν πέσει ξαφνικά η παραγωγή τους. Η αβεβαιότητα αυτή καθορίζεται από τους συντελεστές απώλειας ΑΠΕ, όπου θέσαμε $l_W = 0,5$ και $l_{PV} = 0,2$. Δηλαδή η πιθανότητα να χαθεί απότομα η όποια αιολική ενέργεια είναι 50% και η ηλιακή 20% αντίστοιχα. Οι δείκτες αυτοί έχουν εξαχθεί εμπειρικά. Επίσης, πρέπει να καλύπτουν την παραγωγή της μεγαλύτερης γεννήτριας σε λειτουργία την συγκεκριμένη ώρα μαζί με την πρωτεύουσα εφεδρεία που προσφέρει εκείνη την χρονική στιγμή (2.28).

Τέλος, για ΜΔΝ που έχουν διείσδυση αιολικής ενέργειας όπως αυτό που μελετάμε, χρειάζονται οι εξισώσεις που θα υπολογίζουν τα setpoint που θα δεχτούν οι ανεμογεννήτριες. Οι βασικοί περιορισμοί όπως προαναφέρθηκε είναι το τεχνικό

ελάχιστο και ο δυναμικός περιορισμός. Ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου περιορίζει την αιολική παραγωγή στον βαθμό που θα λειτουργούν όλες οι ενεργές συμβατικές μονάδες στο τεχνικό τους ελάχιστο. Το μέγιστο ποσό αιολικής ενέργειας δηλαδή είναι ότι περισσεύει από την ζήτηση αφαιρώντας το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων σε λειτουργία και την συνολική φωτοβολταϊκή παραγωγή η οποία δεν περικόπτεται. Τα παραπάνω περιγράφονται από την σχέση (2.29), όπου $P_{Wmax,t}^{ML}$ είναι το συνολικό setpoint που δέχεται η αιολική παραγωγή:

$$P_{Wmax,t}^{ML} = P_{L,t} - P_{oldPV,t} - \sum_g p_g^{min} \cdot st_{g,t} \quad (2.29)$$

Ο δυναμικός περιορισμός έχει να κάνει με την ασφάλεια του συστήματος, περιορίζει δηλαδή την αιολική παραγωγή στον βαθμό που δεν θα είναι σε θέση να προκαλέσει προβλήματα στο δίκτυο εξ αιτίας της στοχαστικότητάς της. Ο περιορισμός αυτός εξασφαλίζει ότι αν ένα συγκεκριμένο μέρος της φωτοβολταϊκής και αιολικής παραγωγής χαθεί απότομα, θα μπορούν οι συμβατικές μονάδες να προσφέρουν άμεσα την απαραίτητη εφεδρεία για να καλύψουν το φορτίο. Για την ποσοτικοποίηση της πιθανότητας απώλειας φορτίου γίνεται χρήση των εμπειρικών συντελεστών:

$$P_{Wmax,t}^D = \frac{\sum_g (R_{g,pr} \cdot st_{g,t}) - l_{PV} \cdot P_{oldPV,t}}{l_w} \quad (2.30)$$

Τέλος, το τελικό setpoint που θα δεχτεί η αιολική παραγωγή είναι το ελάχιστο από τους δύο παραπάνω όρους ($P_{Wmax,t}^{ML}$ και $P_{Wmax,t}^D$), περιοριζόμενο επίσης και από την εγκατεστημένη ισχύ της:

$$P_{Wmax,t} = \min\{P_{Wmax,t}^{ML}, P_{Wmax,t}^D, P_{Wmax}^N\} \quad (2.31)$$

Το setpoint $P_{Wmax,t}$ που προκύπτει επιμερίζεται σε όλες τις αιολικές μονάδες ανάλογα με την ονομαστική τους ισχύ. [5][6][7][8][9][10][16]

2.4. Ετήσια αποτελέσματα ΚΗΕΠ

Η επίλυση του ΚΗΕΠ όπως προαναφέρθηκε έγινε για όλο τον χρόνο με την χρήση του Matlab για την σύνδεση όλων των ημερών μεταξύ τους και την συλλογή των συνολικών αποτελεσμάτων. Προτού προχωρήσουμε με τις πολιτικές (σενάρια) περικοπών στα φωτοβολταϊκά, η επίλυση έγινε με τα υπάρχοντα δεδομένα του ενεργειακού συστήματος του νησιού (base case), δηλαδή 17 MW αιολικά και 10,5 MW φωτοβολταϊκά. Η επίλυση του αλγόριθμου έγινε με 3% ακρίβεια από το GAMS και τα ετήσια αποτελέσματα φαίνονται παρακάτω:

Συνολικό Φορτίο: 3107.14 MWh

Ποσοστά διείσδυσης

Αιολικά: 14.50%

Παλιά Φ/Β: 5.54%

Νέα Φ/Β: 0

ΑΠΕ: 20.04%

Ενεργειακό Μείγμα

Μαζούτ: 79.46%

Ντίζελ: 0.47%

Συντελεστές Χρησιμοποίησης

Αιολικά: 30.25%

Παλιά Φ/Β: 18.72%

ΑΠΕ: 25.85%

ΣΑΩΛ (ώρες):

Αιολικά: 6279

Παλιά Φ/Β: 8760

Απορριπτόμενη Ενέργεια:

Αιολικά: 1.69%

ΑΠΕ: 1.69%

Κόστη Συστήματος και εκπομπές ρύπων

Συνολικό Κόστος Συμβατικών: 16.87 εκατ. €

Κόστος ανά συμβατική MWh: 70.96€

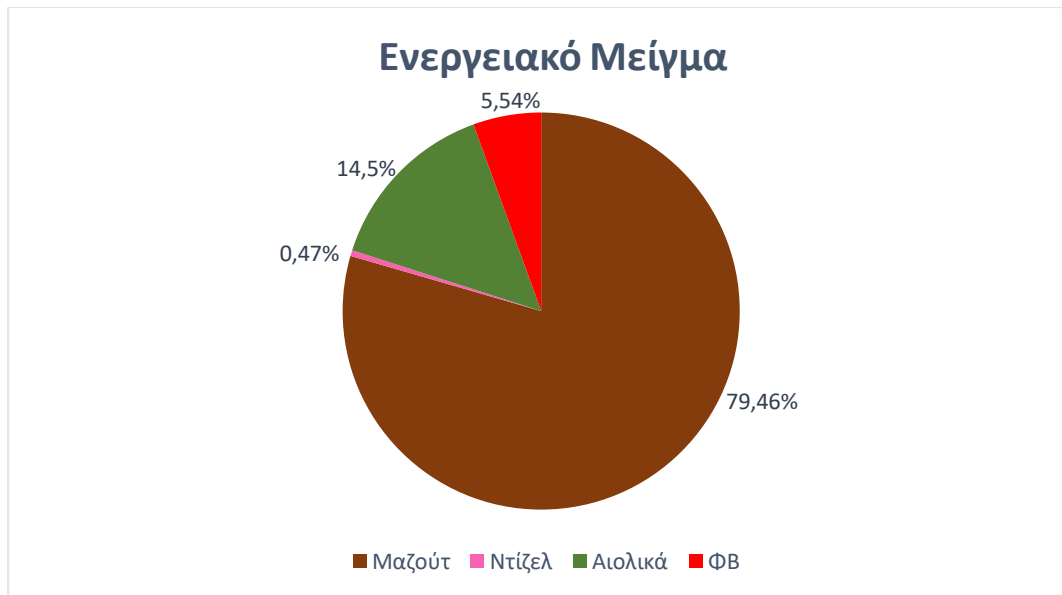
Κόστος Αιολικών: 4.05 εκατ. €

Κόστος μη περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών: 4.31 εκατ. €

Κόστος Μαζούτ: 16.60 εκατ. €

Κόστος Ντίζελ: 0.23 εκατ. €

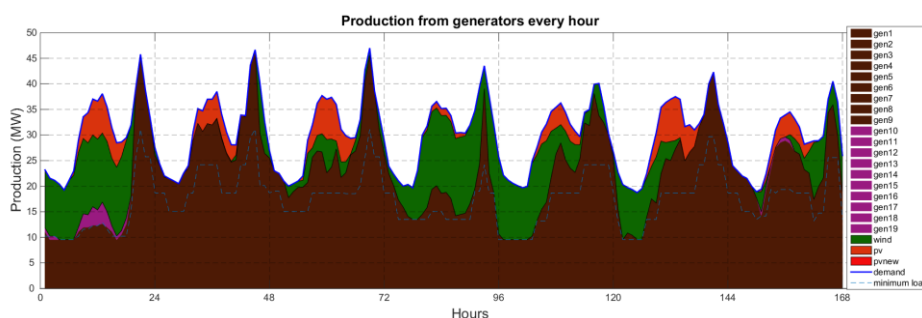
Εκπομπές CO₂: 165870τόνοι



Εικόνα 2.4 Ενεργειακό Μείγμα base case

Όπως φαίνεται από τα ετήσια αποτελέσματα, η διείσδυση ΑΠΕ στο νησί είναι ήδη κοντά στο 20%, ενώ οι απορρίψεις των αιολικών, αφού τα φωτοβολταϊκά δεν δέχονται setpoint, είναι αρκετά μικρές. Το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος είναι κοντά στα 25 εκατομμύρια το έτος, δεδομένου ότι τα αιολικά αποζημιώνονται με 90€/MWh, τα φωτοβολταϊκά με 250€/MWh ενώ το μεγαλύτερο μέρος του κόστους αναλογεί στα συμβατικά, με κόστος σχεδόν 17 εκατομμύρια.

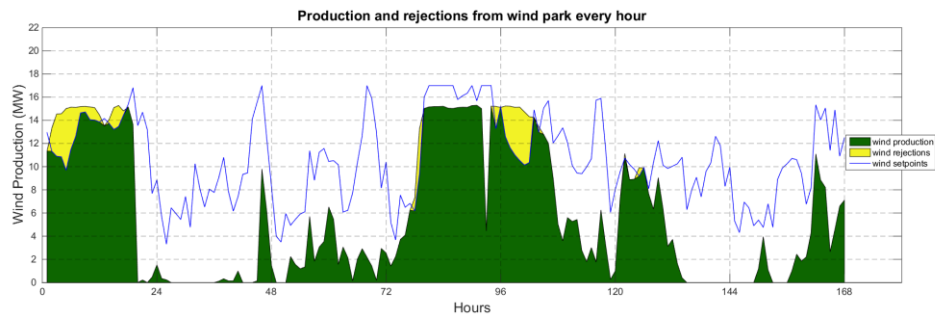
Για να γίνει καλύτερα αντιληπτή η λειτουργία του συστήματος όμως, παρατίθενται τα διαγράμματα από μια χαρακτηριστική εβδομάδα του έτους, την εβδομάδα 12-18 Απριλίου, όπου υπήρχαν μεγάλες αυξομειώσεις στην ζήτηση φορτίου και την παραγωγή από ΑΠΕ.



Εικόνα 2.5 Καμπύλη ζήτησης και παραγωγής για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (base case)

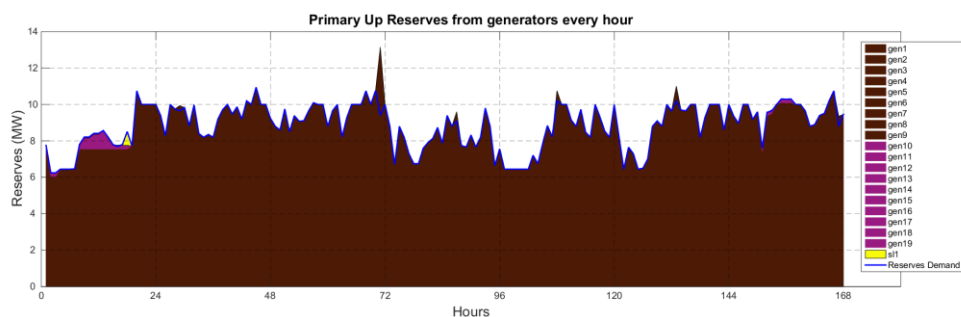
Από το διάγραμμα της καμπύλης φορτίου (εικόνα 2.5) φαίνεται η ζήτηση κάθε ώρα, και πως αυτή καλύπτεται από την παραγωγή. Υπάρχουν διαστήματα με μεγάλη παραγωγή ΑΠΕ, αλλά και διαστήματα όπου το φορτίο καλύπτεται εξ ολοκλήρου από την συμβατική παραγωγή. Ακόμα φαίνεται το όριο τεχνικού ελαχίστου, το άθροισμα δηλαδή κάθε ώρα των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων. Παρατηρείται επίσης μια μικρή αιχμή στο φορτίο κοντά στις 11-12 το μεσημέρι και άλλη μια

μεγαλύτερη κατά τις 9-10 το βράδυ. Είναι ακόμα ευδιάκριτη η προτίμηση που έχει ο αλγόριθμος στις θερμικές μονάδες μαζούτ (καφέ χρώμα) έναντι των μονάδων πετρελαίου (μωβ χρώμα), μιας και τις τελευταίες τις χρησιμοποιεί σπάνια. Επίσης φαίνεται το κομμάτι του φορτίου που εξυπηρετείται από την αιολική παραγωγή μετά τις απορρίψεις που πιθανών έχει υποστεί (πράσινο χρώμα) αλλά και από την μη περικοπτόμενη παραγωγή των φωτοβολταϊκών (πορτοκαλί χρώμα).

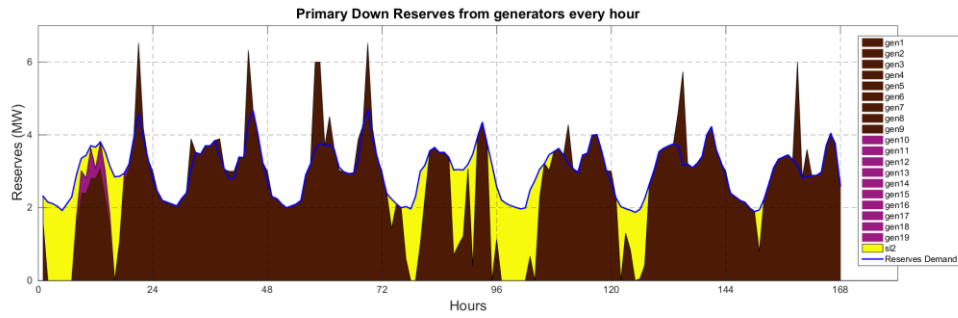


Εικόνα 2.6 Καμπύλη setpoint και παραγωγής αιολικών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (base case)

Τα setpoint των αιολικών που προκύπτουν από την επίλυση του ΚΗΕΠ συχνά είναι μεγαλύτερα από την αιολική παραγωγή την συγκεκριμένη ώρα επιτρέποντας το σύνολο της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, υπάρχουν όμως περιπτώσεις που επιβάλλονται περικοπές λόγω των προαναφερθέντων περιορισμών, για παράδειγμα την 1^η και 5^η ημέρα). Τα setpoints αυτά καθορίζονται με βάση την ασφάλεια του συστήματος από τις εξισώσεις που αναφέρθηκαν προηγουμένως και όπως φαίνεται και από την εικόνα 2.6 δεν είναι απαραίτητο να συμβαδίζουν με την αιολική παραγωγή κάθε δεδομένη χρονική στιγμή.

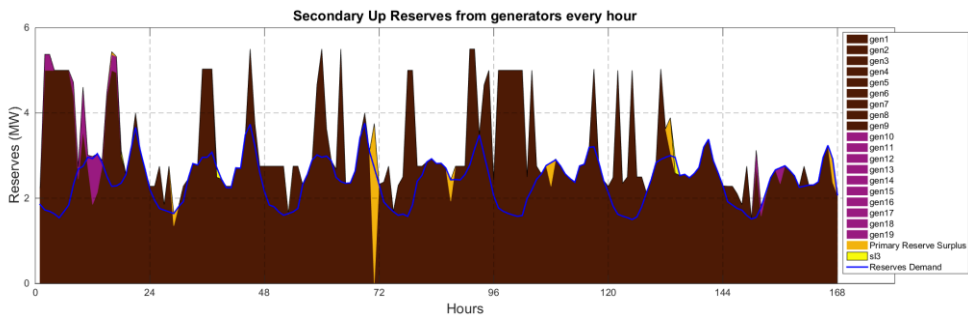


Εικόνα 2.7 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης πρωτεύουσας πάνω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (base case)

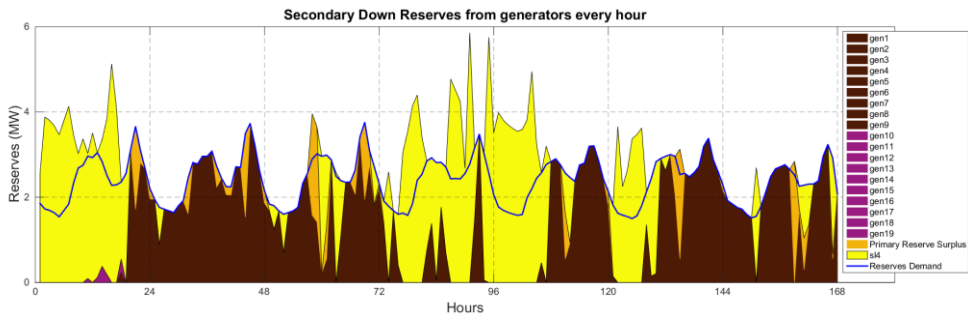


Εικόνα 2.8 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης πρωτεύουσας κάτω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (base case)

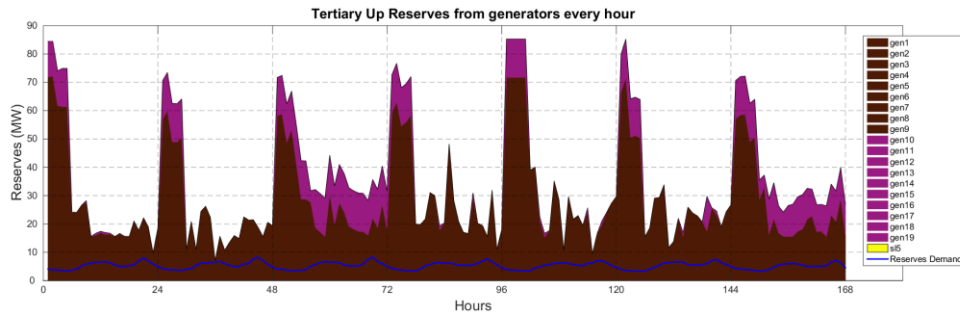
Η ανάγκη για πρωτεύουσες εφεδρείες (εικόνες 2.7 και 2.8) συνήθως καλύπτεται ακριβώς από τις συμβατικές μονάδες, εκτός από κάποια χρονικά διαστήματα όπου υπάρχει περίσσειμα που χρησιμοποιείται ως δευτερεύουσα εφεδρεία, πχ στο τέλος της τρίτης ημέρας στην εικόνα 2.7. Ακόμα, όταν δεν μπορεί να καλυφθεί η απαίτηση, χρησιμοποιούνται οι μεταβλητές χαλάρωσης της απαίτησης εφεδρείας (με κίτρινο χρώμα στην εικόνα 2.8), εισάγοντας όμως ένα εικονικό κόστος στο σύστημα με στόχο την περιορισμένη χρήση τους από τον αλγόριθμο. Ειδικότερα, οι μεταβλητές χαλάρωσης για τις πρωτεύουσες εφεδρείες έχουν αυξημένο συντελεστή βαρύτητας (κόστος), επειδή είναι οι πιο σημαντικές μορφές εφεδρείας και θα πρέπει να αποφεύγει να τις χρησιμοποιεί κατά κόρον ο αλγόριθμος.



Εικόνα 2.9 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης δευτερεύουσας πάνω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (base case)



Εικόνα 2.10 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης δευτερεύουσας κάτω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (base case)



Εικόνα 2.11 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης τριτεύουσας πάνω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (base case)

Οι δευτερεύουσες εφεδρείες προς τα κάτω φαίνεται ότι παραβιάζονται αρκετά συχνά και γίνεται εκτεταμένη χρήση των μεταβλητών χαλάρωσης (εικόνα 2.10). Αφενός οι συμβατικές μονάδες λειτουργούν συχνά κοντά στο τεχνικό τους ελάχιστο για να «κάνουν χώρο» στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά και δεν μπορούν να προσφέρουν την συγκεκριμένη μορφή εφεδρείας και αφετέρου η συγκεκριμένη μεταβλητή χαλάρωσης (sl4) έχει μειωμένο συντελεστή κόστους σε σχέση με τις αντίστοιχες για τις πρωτεύουσες εφεδρείες, οπότε ο αλγόριθμος δεν διστάζει να τις αξιοποιήσει όποτε χρειαστεί. Επίσης φαίνεται στις δύο εικόνες (2.10 και 2.11) η αξιοποίηση της περίσσειας πρωτεύουσας εφεδρείας και η χρησιμοποίησή της ως δευτερεύουσας. Τέλος, οι τριτεύουσες εφεδρείες (προφανώς μόνο προς τα πάνω) υπάρχουν πάντα σε αφθονία, καθώς το σύστημα διαθέτει μεγάλο πλήθος συμβατικών μονάδων, πολλές από τις οποίες είναι συνήθως σβηστές και άμεσα διαθέσιμες να προσφέρουν μη στρεφόμενες εφεδρείες.

Τα παραπάνω αποτελέσματα υποδεικνύουν την καλή λειτουργία του αλγορίθμου στην επίλυση του ΚΗΕΠ του συστήματος του υπό μελέτη ΜΔΝ σε ετήσια βάση. Τόσο τα ετήσια αποτελέσματα, όσο και τα ενδεικτικά διαγράμματα μιας συγκεκριμένης εβδομάδας δείχνουν ότι υπάρχουν αξιοποιήσιμα περιθώρια για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τα οποία θα μελετηθούν στα επόμενα κεφάλαια.

Παρακάτω ακολουθεί η παρουσίαση των πολιτικών περικοπών και για την φωτοβολταϊκή παραγωγή, βασισμένες κι αυτές στους περιορισμούς τεχνικού ελαχίστου και του δυναμικού περιορισμού.

3. ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

3.1. Περιγραφή πολιτικών περικοπών

Προκειμένου να αυξήσουμε την διείσδυση ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ που μελετήθηκε προηγουμένως, θα εισάγουμε κάποιες μεθοδολογίες-πολιτικές περικοπών στην φωτοβολταϊκή παραγωγή, η οποία όπως προαναφέρθηκε δεν περικόπεται στα σημερινά δεδομένα. Επομένως, οι εξισώσεις (2.29), (2.30) και (2.31) παύουν να ισχύουν και θα τροποποιηθούν προκειμένου να περιλαμβάνουν και την φωτοβολταϊκή παραγωγή στον υπολογισμό των setpoints. Η λογική δηλαδή παραμένει η ίδια, οι δύο περιορισμοί είναι πάλι ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης και ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου των συμβατικών μονάδων. Επομένως το συνολικό setpoint θα πρέπει να εμπεριέχει και τις δύο μορφές παραγωγής ΑΠΕ και να βρεθεί μια μέθοδος κατανομής του setpoint αυτού μεταξύ τους. Τέλος, επισημαίνεται ότι στα ήδη υπάρχοντα φωτοβολταϊκά του νησιού δεν γίνεται να αλλάξει η πολιτική διαχείρισής τους, οπότε οι πολιτικές περικοπών μπορούν να εφαρμοστούν μόνο σε πιθανές επεκτάσεις της φωτοβολταϊκής εγκατεστημένης ισχύος.

Παρακάτω ακολουθεί η περιγραφή 5 πολιτικών για περικοπές, η κάθε μια έχοντας κάποιες διαφορές από την άλλη, δίνοντας προτεραιότητα άλλοτε στα φωτοβολταϊκά και άλλοτε στα αιολικά, ανάλογα με το πως έχουν καθοριστεί οι εξισώσεις τους. Προφανώς πέρα από τις πολιτικές που παρατίθενται μπορεί κάποιος να σκεφτεί και άλλες μεθόδους υπολογισμού των setpoints με βάση τους δύο αυτούς περιορισμούς ή και άλλους αν αυτό απαιτείται.

Πολιτική 1

Η διαφορά των εξισώσεων της πρώτης πολιτικής με τις αρχικές εξισώσεις είναι ότι εδώ καθορίζεται συνολικά ο χώρος ΑΠΕ. Δηλαδή υπολογίζεται συνολικά η ποσότητα ισχύος από ανανεώσιμες πηγές που μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα κάθε ώρα. Η ποσότητα αυτή, ο χώρος ΑΠΕ, καθορίζεται από τις παρακάτω εξισώσεις:

$$P_{RESmax,t}^{ML} = P_{L,t} - P_{oldPV,t} - \sum_g p_g^{min} \cdot st_{g,t} \quad (3.1)$$

$$P_{RESmax,t}^D = \frac{\sum_g (R_{g,pr} \cdot st_{g,t}) - l_{PV} \cdot P_{oldPV,t}}{l_{RES}} \quad (3.2)$$

$$P_{RESmax,t} = \min\{P_{RESmax,t}^{ML}, P_{RESmax,t}^D, P_{RESmax}^N\} \quad (3.3)$$

Εύκολα διαπιστώνονται οι ομοιότητες των παραπάνω με τις εξισώσεις (2.29), (2.30) και (2.31). Η εξίσωση (3.1) είναι η εξίσωση του τεχνικού ελαχίστου που

περιορίζει τον χώρο ΑΠΕ στο όριο των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων που είναι σε λειτουργία την δεδομένη χρονική στιγμή, ενώ η εξίσωση (3.2) τον περιορίζει με βάση την ικανότητα εφεδρείας των γεννητριών σε λειτουργία. Εδώ δηλαδή υπάρχουν οι όροι $P_{RESmax,t}^{ML}$ και $P_{RESmax,t}^D$ στην θέση των όρων $P_{Wmax,t}^{ML}$ και $P_{Wmax,t}^D$ αντίστοιχα, αφού αναφέρονται στο συνολικό χώρο ΑΠΕ και όχι μόνο στην αιολική παραγωγή. Τέλος η εξίσωση (3.3) περιορίζει το συνολικό setpoint στο ελάχιστο των δύο παραπάνω όρων και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.

Αυτό που μένει τώρα είναι να γίνει η κατανομή του συνολικού setpoint σε δύο ξεχωριστά για τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά αντίστοιχα. Η πιο «δίκαιη» μοιρασιά είναι αυτή που γίνεται βάσει της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για τις δύο ΑΠΕ. Έτσι αν στο σύστημα υπάρχουν πολλές ανεμογεννήτριες και λίγα πάρκα φωτοβολταϊκών, το μεγαλύτερο μέρος του setpoint θα πάει σε αυτές και ένα μικρότερο κομμάτι θα περισσέψει για τα φωτοβολταϊκά. Για τον λόγο αυτόν επιλέγουμε τις δύο παρακάτω εξισώσεις που εξυπηρετούν αυτόν ακριβώς τον σκοπό:

$$P_{newPVmax,t}^{Sp} = \frac{P_{newPVmax,t}^N}{P_W^N + P_{newPVmax,t}^N} \cdot P_{RESmax,t} \quad (3.4)$$

$$P_{Wmax,t}^{Sp} = \frac{P_W^N}{P_{newPVmax,t}^N + P_W^N} \cdot P_{RESmax,t} \quad (3.5)$$

Στις εξισώσεις αυτές ο δείκτης N αναφέρεται στα ονομαστικά μεγέθη των εκάστοτε τιμών. Όπως φαίνεται, η κατανομή γίνεται ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ αφού στον παρονομαστή υπάρχει το άθροισμα των ονομαστικών τιμών ΑΠΕ ($P_W^N + P_{newPVmax,t}^N$) και στον αριθμητή η ονομαστική τιμή της αντίστοιχης πηγής. Επομένως το κλάσμα αυτό όταν πολλαπλασιάζεται με το συνολικό setpoint $P_{RESmax,t}$ δίνει ένα μέρος αυτού σαν αποτέλεσμα. Εύκολα προκύπτει ότι το άθροισμα των δύο setpoints ισούται με το συνολικό.

Τέλος μια σημαντική παρατήρηση που βελτιστοποιεί αρκετά το αποτέλεσμα είναι ο δείκτης t στον όρο $P_{newPVmax,t}^N$, το οποίο σημαίνει ότι η ονομαστική ισχύς των φωτοβολταϊκών εξαρτάται από τον χρόνο. Κάτι τέτοιο προφανώς δεν ισχύει πρακτικά αλλά θεωρητικά, δηλαδή ο αλγόριθμος «βλέπει» διαφορετική εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών ανάλογα την ώρα. Δεδομένου ότι τα φωτοβολταϊκά δεν παράγουν καθόλου τις ώρες που δεν έχει ήλιο, θα ήταν άσκοπο να δέχονται setpoint εις βάρος των αιολικών μονάδων. Για τον λόγο αυτό, στην συγκεκριμένη πολιτική περικοπών θα αφήνουμε τα φωτοβολταϊκά να μπαίνουν στο ισοζύγιο ισχύος μόνο τις ώρες που εκτιμούμε ότι θα έχουν κάποια παραγωγή.

$$P_{newPVmax,t}^N = P_{newPVmax}^N, t = [7,18] \quad (3.6)$$

$$P_{newPVmax,t}^N = 0, t = [0,6] \cup [19,24] \quad (3.7)$$

Όπως φαίνεται από τις εξισώσεις (3.6) και (3.7), τις ώρες 7-18 τα φωτοβολταϊκά μπαίνουν κανονικά στο ισοζύγιο ισχύος, ενώ τις υπόλοιπες ώρες θεωρούμε ότι η εγκατεστημένη ισχύς τους είναι μηδενική άρα κατά την κατανομή των setpoints θα δίνεται όλος ο χώρος για ΑΠΕ στα αιολικά. Οι ώρες αυτές καθορίστηκαν αυθαίρετα και εμπειρικά, αφού είναι οι ώρες που συνήθως έχει ήλιο σχεδόν όλο τον χρόνο.

Πολιτική 2

Η πολιτική αυτή είναι παρόμοια με την πρώτη, δηλαδή χρησιμοποιεί τις εξισώσεις (3.1), (3.2) και (3.3) για τον καθορισμό του χώρου ΑΠΕ, οπότε για λόγους συντομίας δεν θα ξαναδιατυπωθούν. Η διαφορά εδώ είναι ο τρόπος που γίνεται η κατανομή των setpoints μεταξύ αιολικών και φωτοβολταϊκών. Στην πολιτική αυτή γίνεται χρήση της βέλτιστης μηνιαίας καμπύλης της παραγωγής των φωτοβολταϊκών. Δηλαδή ο αλγόριθμος αναγνωρίζει τον μήνα και με βάση αυτόν δίνει μεγαλύτερο ή μικρότερο setpoint στα φωτοβολταϊκά. Στην πράξη, όπως φαίνεται και στην εξίσωση (3.8), στην θέση της εγκατεστημένης ισχύος μπαίνει η βέλτιστη μηνιαία καμπύλη, δηλαδή η μέγιστη τιμή που καταγράφηκε για κάθε δεδομένη ώρα τον αντίστοιχο μήνα.

$$P_{newPVmax,t}^i = P_{curvePV,t}^i, i \in [1,12] \quad (3.8)$$

Το i στην παραπάνω εξίσωση υποδηλώνει τον μήνα, για αυτό και παίρνει τιμές από 1 έως 12. Κατόπιν ο καταμερισμός γίνεται όπως και προηγουμένως, στην πολιτική 1. Δεδομένου ότι το μέτρο του καταμερισμού για τα φωτοβολταϊκά είναι πλέον η μέγιστη παραγωγή τους αντί της ονομαστικής ισχύος, είναι σίγουρο ότι θα δεχτούν και μικρότερο setpoint από ότι στην πρώτη πολιτική. Από την άλλη όμως, τους μήνες που δεν έχουν μεγάλη παραγωγή δεν θα παίρνουν μεγάλο setpoint που δεν θα μπορούν να αξιοποιήσουν. Ακολουθούν οι εξισώσεις κατανομής του setpoint:

$$P_{newPVmax,t}^{sp} = \frac{P_{newPVmax,t}^i}{P_W^N + P_{newPVmax,t}^i} \cdot P_{RESmax,t} \quad (3.9)$$

$$P_{Wmax,t}^{sp} = \frac{P_W^N}{P_{newPVmax,t}^i + P_W^N} \cdot P_{RESmax,t} \quad (3.10)$$

Πολιτική 3

Η πολιτική αυτή διαφέρει από τις προηγούμενες καθώς ο χώρος ΑΠΕ δεν υπολογίζεται ενιαία για αιολικά και φωτοβολταϊκά όπως προηγουμένως. Αντίθετα, υπολογίζονται ξεχωριστά τα setpoints των φωτοβολταϊκών και των αιολικών, δίνοντας όμως σαφή προτεραιότητα στα πρώτα. Οι μεθοδολογίες είναι παρόμοιες με πριν υπολογίζοντας πρώτα το setpoint των φωτοβολταϊκών που έχουν και

προτεραιότητα στο ισοζύγιο ισχύος. Οι εξισώσεις υπολογισμού του φαίνονται παρακάτω:

$$P_{newPVmax,t}^{ML} = P_{L,t} - P_{oldPV,t} - \sum_g p_g^{min} \cdot st_{g,t} \quad (3.11)$$

$$P_{newPVmax,t}^D = \frac{\sum_g (R_{g,pr} \cdot st_{g,t}) - l_{PV} \cdot P_{oldPV,t}}{l_{PV}} \quad (3.12)$$

$$P_{newPVmax,t} = \min\{P_{newPVmax,t}^{ML}, P_{newPVmax,t}^D, P_{curvePV,t}^i\} \quad (3.13)$$

Στην ουσία η μόνη διαφορά με τις εξισώσεις (3.1), (3.2) και (3.3) είναι ότι ο υπολογισμός του setpoint αφορά μόνο τα φωτοβολταϊκά, φαίνεται δηλαδή ξεκάθαρα η προτεραιότητα που θα τους δώσει ο αλγόριθμος. Ακόμα, στην εξίσωση (3.12) γίνεται η χρήση του συντελεστή l_{PV} αντί του ενιαίου l_{RES} στην εξίσωση (3.2), μιας και δεν γίνεται υπολογισμός όλου του χώρου ΑΠΕ. Επίσης κατά τον περιορισμό του setpoint στην εξίσωση (3.13) γίνεται χρήση πάλι της βέλτιστης μηνιαίας καμπύλης αντί της ονομαστικής ισχύος. Έτσι ο αλγόριθμος δεν θα δώσει υπερβολικά μεγάλο setpoint στα φωτοβολταϊκά, αλλά αυτό θα περιοριστεί στο μέγιστο δυνατό αξιοποιήσιμο από την παραγωγή.

Στην συνέχεια γίνεται παρόμοια ο υπολογισμός του setpoint των αιολικών αφαιρώντας όμως από τις αντίστοιχες εξισώσεις και την παραγωγή των περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών. Έτσι λοιπόν προκύπτουν οι παρακάτω εξισώσεις:

$$P_{Wmax,t}^{ML} = P_{L,t} - P_{oldPV,t} - P_{newPV,t} - \sum_g p_g^{min} \cdot st_{g,t} \quad (3.14)$$

$$P_{Wmax,t}^D = \frac{\sum_g (R_{g,pr} \cdot st_{g,t}) - l_{PV} \cdot (P_{oldPV,t} + P_{newPV,t})}{l_W} \quad (3.15)$$

$$P_{Wmax,t} = \min\{P_{Wmax,t}^{ML}, P_{Wmax,t}^D, P_{Wmax}^N\} \quad (3.16)$$

Πολιτική 4

Στην πολιτική αυτή επιστρέφουμε στον υπολογισμό του συνολικού χώρου ΑΠΕ όπως ακριβώς στις πολιτικές 1 και 2, με χρήση δηλαδή των εξισώσεων (3.1), (3.2) και (3.3). Η διαφορά πάλι εδώ είναι ο τρόπος κατανομής των setpoints μεταξύ των δύο ΑΠΕ:

$$P_{newPVmax,t}^{sp} = \frac{P_{newPVmax,t}^f}{P_W^f + P_{newPVmax,t}^f} \cdot P_{RESmax,t} \quad (3.17)$$

$$P_{Wmax,t}^{sp} = \frac{P_W^f}{P_{newPVmax,t}^f + P_W^f} \cdot P_{RESmax,t} \quad (3.18)$$

Οι μεταβλητές με δείκτη f στις εξισώσεις (3.17) και (3.18) υποδηλώνουν την προβλεπόμενη (forecasted) παραγωγή από αιολικά και φωτοβολταϊκά και αποτελούν στην πολιτική αυτή το μέτρο της κατανομής του setpoint. Είναι εύκολα αντιληπτό ότι στο σενάριο αυτό γίνεται η δικαιότερη δυνατή κατανομή κάθε ώρα, αφού όταν για παράδειγμα έχει πολύ άνεμο και λίγο φως, τα αιολικά θα πάρουν το μεγαλύτερο μέρος του χώρου ΑΠΕ και το αντίθετο σε περίπτωση ηλιοφάνειας και χαμηλού ανέμου. Από την άλλη όμως, για να μπορεί η πολιτική αυτή να λειτουργήσει αποτελεσματικά θα πρέπει να υπάρχει συνεχώς μια αξιόπιστη πρόβλεψη καιρικών συνθηκών που μεταφράζεται σε αξιόπιστη πρόβλεψη παραγωγής ΑΠΕ.

Πολιτική 5

Η τελευταία πολιτική που θα μελετήσουμε στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής, αποτελεί στην ουσία μια βελτιωμένη έκδοση της πρώτης που μελετήθηκε. Πάλι δηλαδή καθορίζεται αρχικά ο χώρος ΑΠΕ με την χρήση των εξισώσεων (3.1), (3.2) και (3.3) και η κατανομή γίνεται με βάση την εγκατεστημένη ισχύ όπως στις εξισώσεις (3.4) και (3.5). Η διαφορά της πολιτικής αυτής με την πρώτη είναι ότι εδώ γίνεται η χρήση της βέλτιστης μηνιαίας καμπύλης όπως και στα υπόλοιπα σενάρια. Αυτό όμως δεν γίνεται με σκοπό να δοθεί μεγαλύτερο setpoint στα φωτοβολταϊκά, αλλά με στόχο να αυξηθεί αυτό των αιολικών αξιοποιώντας το μέρος του setpoint που δεν μπορούν να χρησιμοποιήσουν τα φωτοβολταϊκά. Ειδικότερα, αν τα φωτοβολταϊκά έχουν πάρει setpoint μεγαλύτερο από την μηνιαία καμπύλη τους για κάποια συγκεκριμένη ώρα, το περίσσευμα που μένει προστίθεται στο setpoint των αιολικών. Αυτό γίνεται με την χρήση της μεταβλητής $sp_{excess,t}$ όπως φαίνεται και παρακάτω:

$$sp_{excess,t} = P_{newPVmax,t}^{sp} - P_{curvePV,t}^i \quad (3.19)$$

$$P_{Wmax,t}^{sp} = \frac{P_W^N}{P_{newPVmax,t}^N + P_W^N} \cdot P_{RESmax,t} + sp_{excess,t}, \quad sp_{excess,t} > 0 \quad (3.20)$$

Τέλος ο ενιαίος δείκτης l_{RES} που χρησιμοποιήθηκε σε κάποιες από τις πολιτικές υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των l_W και l_{PV} , ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Παρακάτω φαίνεται αναλυτικά η εξίσωση υπολογισμού του:

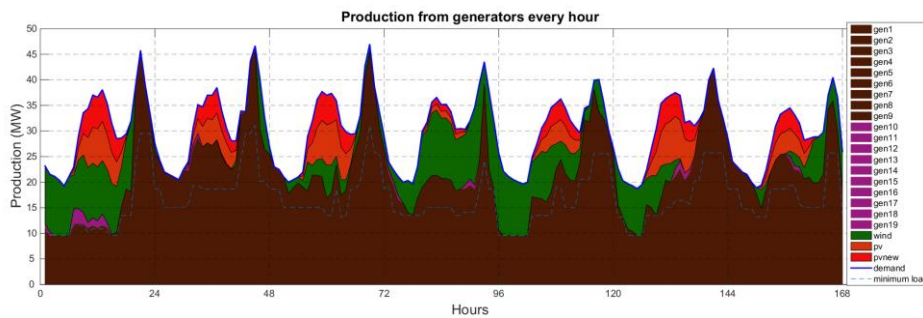
$$l_{RES} = \frac{l_W \cdot P_W^N + l_{PV} \cdot P_{PVnew}^N}{P_W^N + P_{PVnew}^N} \quad (3.21)$$

3.2. Παρουσίαση ενδεικτικών καμπύλων πολιτικών περικοπών

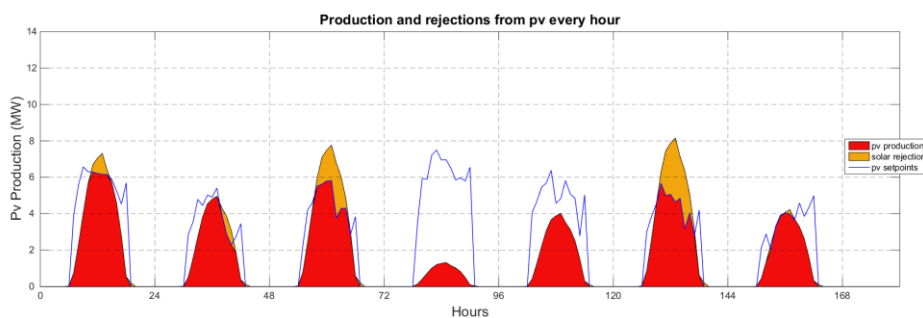
Από τις εξισώσεις που περιγράφουν οι πολιτικές περικοπών παραπάνω μπορεί να γίνει μια πρώτη εκτίμηση για τα ετήσια αποτελέσματα που θα δώσουν. Για

παράδειγμα, φαίνεται εξ αρχής ότι η 4η πολιτική έχοντας ως μέτρο του καταμερισμού την εκτιμώμενη παραγωγή ΑΠΕ, θα έχει μειωμένες και μοιρασμένες απορρίψεις ενέργειας. Από την άλλη, η 3η πολιτική βάσει των εξισώσεων της δίνει ξεκάθαρο προβάδισμα στα φωτοβολταϊκά για να μπουν στο ισοζύγιο, άρα λογικά θα εμφανίζει μικρές απορρίψεις ενέργειας και υψηλή διείδυση φωτοβολταϊκών. Προκειμένου όμως να υπάρχει μια σαφής εικόνα των αποτελεσμάτων αυτών, θα δούμε τις καμπύλες φορτίου από την ίδια εβδομάδα που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο για το base case (12-18 Απριλίου), καθώς και τα διαγράμματα με τα setpoints και την παραγωγή των ΑΠΕ. Παρακάτω παρουσιάζονται εικόνες με τα παραπάνω από τις 5 πολιτικές για 10 MW περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών.

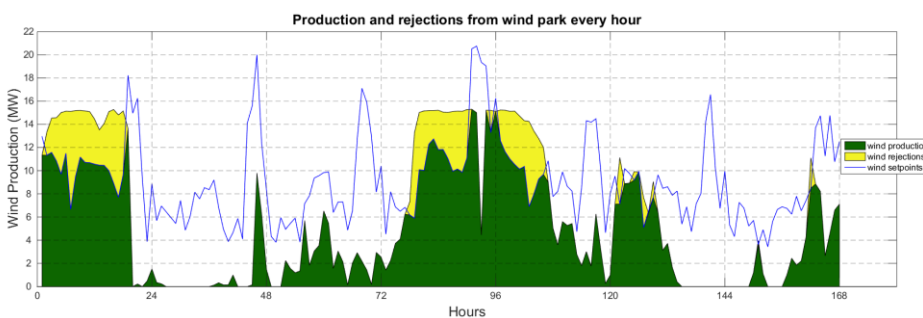
Πολιτική 1



Εικόνα 3. 1 Καμπύλη ζήτησης και παραγωγής για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 1)



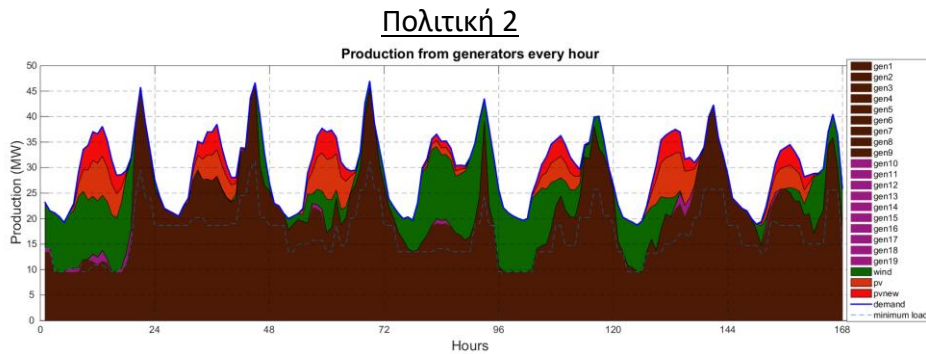
Εικόνα 3. 2 Καμπύλη setpoint και παραγωγής φωτοβολταϊκών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 1)



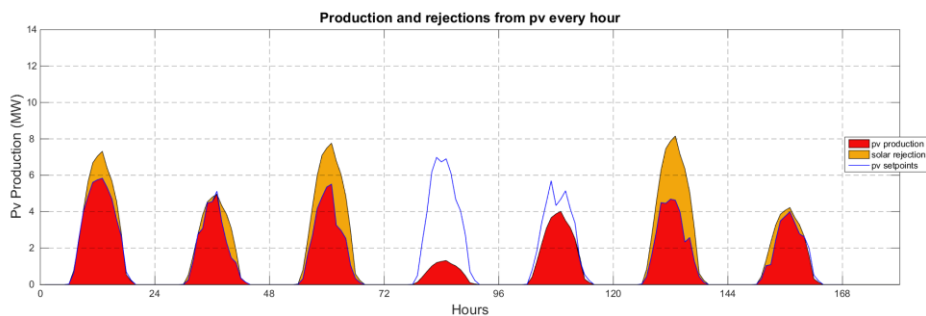
Εικόνα 3. 3 Καμπύλη setpoint και παραγωγής αιολικών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 1)

Όπως ήταν αναμενόμενο, η 1^η πολιτική κάνει αυτό ακριβώς που υπόσχεται, δηλαδή δίκαιη κατανομή του διαθέσιμου χώρου ΑΠΕ κάθε στιγμή στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά. Φαίνεται επίσης η έναρξη της ένταξης των φωτοβολταϊκών κάθε μέρα στις 7 το πρωί όπως και η παύση της στις 18 το απόγευμα. Τις συγκεκριμένες

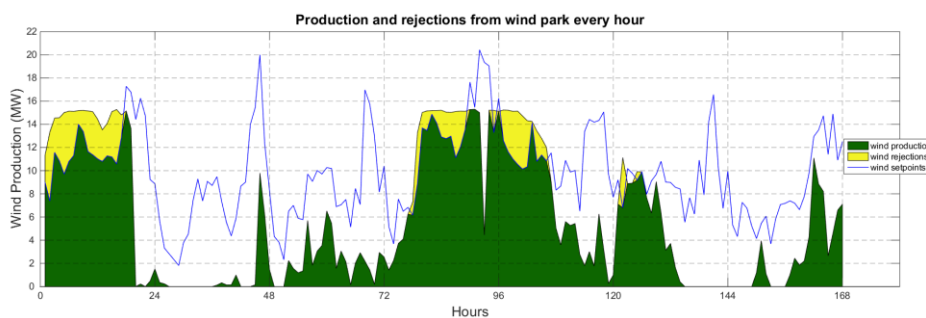
ημέρες που φαίνονται εδώ δεν υπάρχει ουσιαστική περικοπή στα φωτοβολταϊκά λόγω του ωραρίου ένταξης. Τις ημέρες όμως με έντονη ηλιοφάνεια (1^η, 3^η και 6^η ημέρα) οι περικοπές που υφίστανται είναι αξιοσημείωτες. Ένα ακόμα αρνητικό χαρακτηριστικό είναι το υψηλό setpoint που παίρνουν τα φωτοβολταϊκά την 4^η ημέρα με πολύ χαμηλή παραγωγή όμως, γεγονός που οδηγεί σε έντονες απορρίψεις αιολικής ενέργειας την ίδια ημέρα, η οποία ενέργεια στο base case απορροφούνταν εξ ολοκλήρου από το σύστημα.



Εικόνα 3. 4 Καμπύλη ζήτησης και παραγωγής για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 2)



Εικόνα 3. 5 Καμπύλη setpoint και παραγωγής φωτοβολταϊκών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 2)

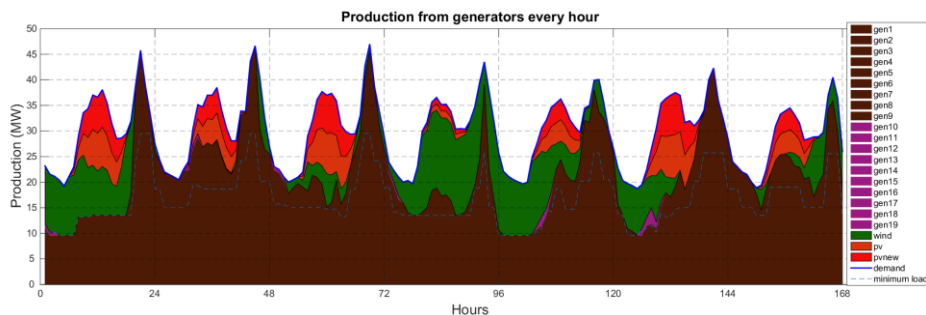


Εικόνα 3. 6 Καμπύλη setpoint και παραγωγής αιολικών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 2)

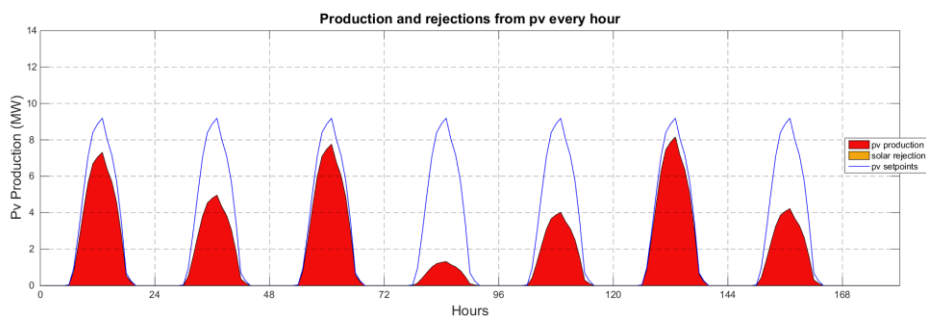
Στην πολιτική αυτή όπου γίνεται χρήση της βέλτιστης μηνιαίας καμπύλης των φωτοβολταϊκών περιορίζεται κάπως το φαινόμενο όπου τα φωτοβολταϊκά παίρνουν υπερβολικά υψηλό και μη αξιοποιήσιμο setpoint (πχ 5^η και 7^η ημέρα). Παρόλα αυτά, το πρόβλημα παραμένει την 4^η ημέρα όπου το υπερβολικό setpoint των φωτοβολταϊκών δίνεται εις βάρος της αιολικής παραγωγής η οποία υφίσταται περικοπές. Οι περικοπές αυτές όμως είναι αισθητά χαμηλότερες από τις περικοπές της αιολικής παραγωγής της 1^{ης} πολιτικής, αυξάνοντας όμως

κάπως τις περικοπές των φωτοβολταϊκών, με αποτέλεσμα παρόμοια διείσδυση ΑΠΕ και στα δύο σενάρια.

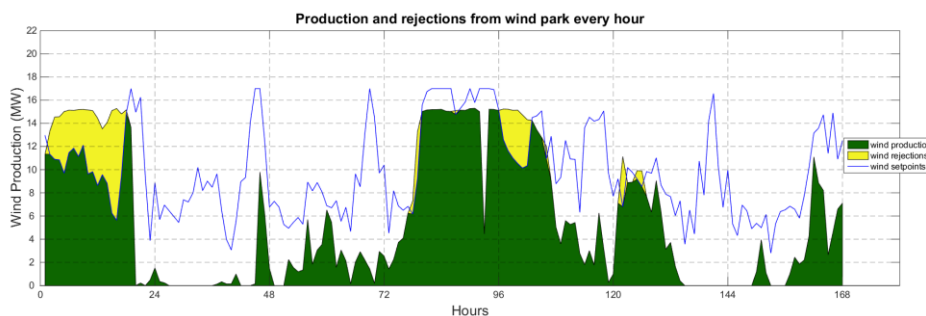
Πολιτική 3



Εικόνα 3. 7 Καμπύλη ζήτησης και παραγωγής για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 3)



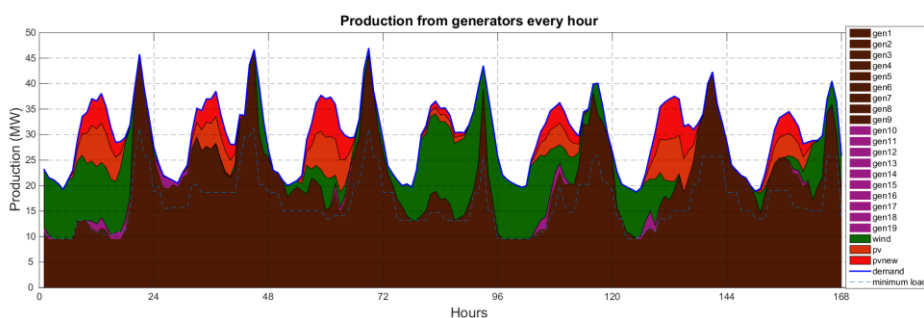
Εικόνα 3. 8 Καμπύλη setpoint και παραγωγής φωτοβολταϊκών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 3)



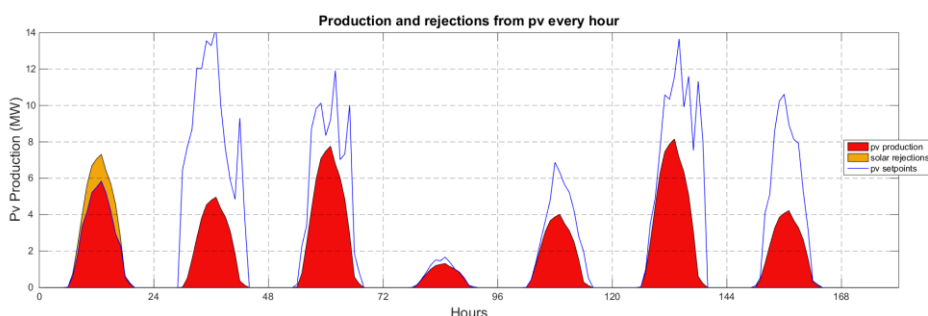
Εικόνα 3. 9 Καμπύλη setpoint και παραγωγής αιολικών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 3)

Στην πολιτική αυτή είναι άμεσα εμφανής η διαφοροποίηση στην μέθοδο υπολογισμού και κατανομής των setpoints. Τα φωτοβολταϊκά που όπως προαναφέρθηκε έχουν προτεραιότητα ένταξης στο ισοζύγιο λαμβάνουν συνεχώς πολύ υψηλό setpoint, σχεδόν το ίδιο κάθε μέρα ανεξάρτητα της παραγωγής τους. Αυτό σημαίνει ότι ακόμα και στις μέρες με μεγάλη ηλιοφάνεια δεν θα υφίστανται καθόλου ή μηδαμινές περικοπές, εφόσον το φορτίο δεν θα είναι αφύσικα μικρό. Ακόμα φαίνεται ότι το υψηλό μερίδιο που παίρνουν τα φωτοβολταϊκά δεν γίνεται εις βάρος των αιολικών μονάδων αφού οι περικοπές που έχουν αυτές είναι αρκετά παρόμοιες με τις περικοπές του base case.

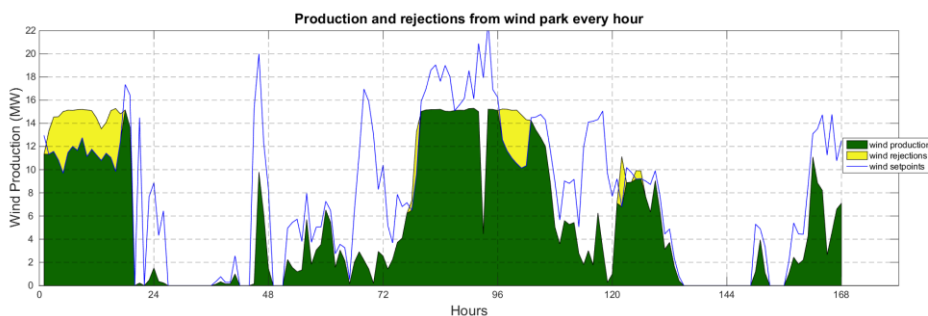
Πολιτική 4



Εικόνα 3. 10 Καμπύλη ζήτησης και παραγωγής για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 4)



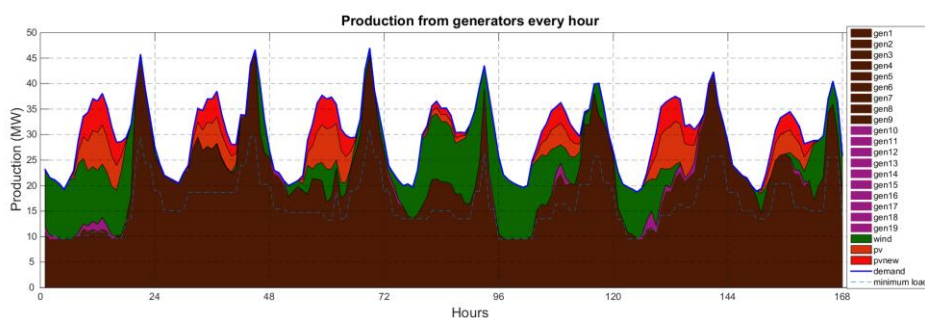
Εικόνα 3. 11 Καμπύλη setpoint και παραγωγής φωτοβολταϊκών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 4)



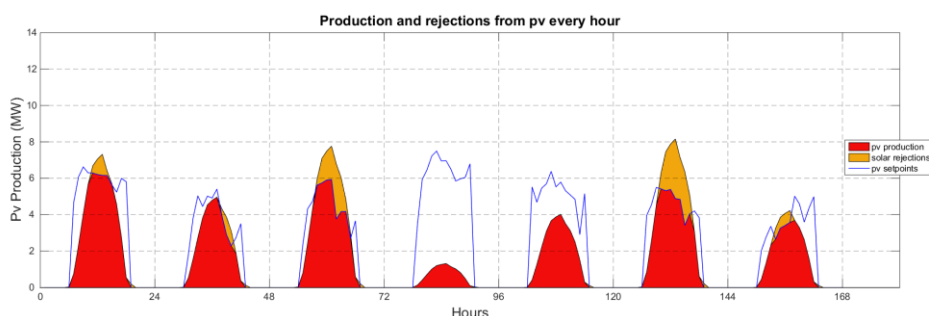
Εικόνα 3. 12 Καμπύλη setpoint και παραγωγής αιολικών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 4)

Η συγκεκριμένη πολιτική περικοπών λαμβάνει ως είσοδο την εκτιμώμενη (στην προσομοίωση αυτή την πραγματική) παραγωγή των αιολικών και των φωτοβολταϊκών κάθε ώρα και προσαρμόζει το setpoint ανάλογα. Αυτός είναι και ο λόγος που συχνά δίνονται setpoints μεγαλύτερα από την εγκατεστημένη ισχύ όπως για παράδειγμα την 2^η και 6^η μέρα στα φωτοβολταϊκά με ταυτόχρονα μηδενική αιολική παραγωγή. Επομένως έντονο πρόβλημα με περικοπές θα υπάρχει μόνο όταν υπάρχει χαμηλή ζήτηση άρα το setpoint θα είναι αναγκαστικά μικρό ή όταν και οι δύο μορφές ΑΠΕ έχουν ταυτόχρονα μεγάλη παραγωγή (πχ την 1^η ημέρα).

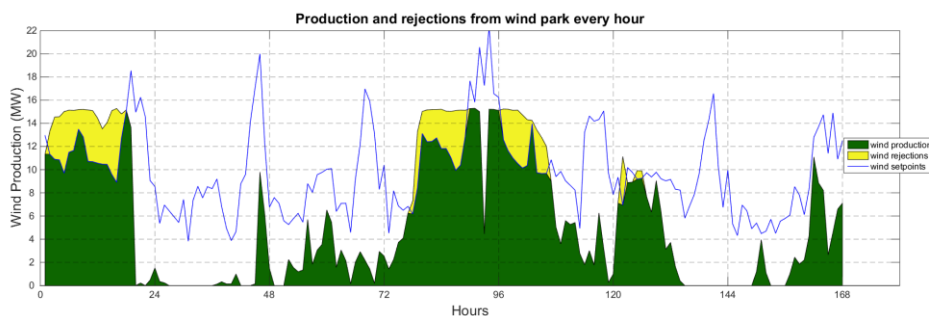
Πολιτική 5



Εικόνα 3. 13 Καμπύλη ζήτησης και παραγωγής για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5)



Εικόνα 3. 14 Καμπύλη setpoint και παραγωγής φωτοβολταϊκών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5)



Εικόνα 3. 15 Καμπύλη setpoint και παραγωγής αιολικών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5)

Η 5^η και τελευταία πολιτική που παρουσιάζεται στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής είναι βασισμένη στην 1^η όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως. Δεν λύνει το πρόβλημα των υψηλών περικοπών στην φωτοβολταϊκή παραγωγή αλλά καταφέρνει μια μικρή μείωση στις απορρίψεις της αιολικής ενέργειας σε σχέση με την 1^η πολιτική δίνοντας μέρος του αναξιοποίητου setpoint των φωτοβολταϊκών σε αυτήν. Παρόλα αυτά δεν αντιλαμβάνεται την πραγματική ημερήσια παραγωγή αλλά την βέλτιστη εκτιμώμενη για τον εκάστοτε μήνα. Επομένως, σε μια καλοκαιρινή μέρα που όμως θα υπάρχει μικρή ηλιοφάνεια, θα δοθεί υψηλό setpoint στα φωτοβολταϊκά, όπως συμβαίνει στο παράδειγμα αυτό την 4^η ημέρα.

Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό από τα παραπάνω διαγράμματα, υπάρχουν περικοπές σε όλα τα σενάρια τόσο στην φωτοβολταϊκή όσο και στην αιολική παραγωγή, ενώ οι αρχικές προβλέψεις που έγιναν για κάποιες από τις πολιτικές δεν

ήταν εκτός πραγματικότητας. Στην υπό μελέτη εβδομάδα έχουμε υψηλή παραγωγή αιολικών την 1^η, 4^η και 5^η ημέρα με peak στα 15 MW (πάνω από 85% της ονομαστικής ισχύος) για αρκετές ώρες ενώ τα φωτοβολταϊκά αποδίδουν καλύτερα την 1^η, 3^η και 6^η φτάνοντας τις μεσημεριανές ώρες σχεδόν στα 8 MW παραγωγής (80% της ονομαστικής ισχύος). Το φορτίο ακολουθεί παρόμοια κατανομή μέσα στην ημέρα για όλη την εβδομάδα, φτάνοντας σε ένα μικρό peak κοντά στα 35 MW τις μεσημεριανές ώρες 10:00-13:00, και σε ένα δεύτερο μεγαλύτερο ακόμα και στα 45 MW το βράδυ στις 21:00-23:00.

Οι πολιτικές 1 και 2 περικόπτουν μεγάλη ποσότητα ηλιακής ενέργειας ειδικά τις μέρες 1, 3 και 6 ενώ και στην αιολική παραγωγή εμφανίζουν αρκετές περικοπές τις μέρες με ευνοϊκό άνεμο. Αντίστοιχα, η πολιτική 5 όπως ήταν αναμενόμενο εμφανίζει παρόμοια αποτελέσματα με την 1^η κυρίως στις περικοπές των φωτοβολταϊκών και δίνει ένα μικρό επιπλέον εύρος στο setpoint των αιολικών. Οι πολιτικές 3 και 4 αντίστοιχα δεν περιορίζουν πολύ την παραγωγή των ΑΠΕ, γεγονός που ήταν αναμενόμενο, ειδικά η 3^ο δεν περικόπτει καθόλου την ηλιακή παραγωγή την συγκεκριμένη εβδομάδα, παρά την υψηλή παραγωγή της.

Ήδη δηλαδή προτού αναγνωστούν τα ετήσια αποτελέσματα μπορεί να βγει ένα συμπέρασμα σχετικά με την αποτελεσματικότητα του κάθε σεναρίου περικοπών, η οποία όμως θα γενικευτεί στην επόμενη ενότητα όπου θα παρουσιαστούν σε πίνακες και διαγράμματα τα αποτελέσματα ετήσιων προσομοιώσεων.

3.3. Πίνακες και διαγράμματα ετήσιων αποτελεσμάτων πολιτικών περικοπών

Για να αποκτήσουμε όμως σαφέστερη εικόνα για τις πολιτικές περικοπών πρέπει να δούμε αναλυτικά τα αποτελέσματα των ετήσιων προσομοιώσεων. Τα αποτελέσματα αυτά παρουσιάζονται σε ομαδοποιημένους πίνακες ανά τιμή επέκτασης φωτοβολταϊκής ισχύος αλλά και σε διαγράμματα παρακάτω.

Οι προσομοιώσεις έγιναν για 2, 4, 6, 8 και 10 MW περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και για τις 5 προαναφερθέντες πολιτικές και οι πίνακες παρουσιάζουν ο καθένας τα αποτελέσματα μιας συγκεκριμένης τιμής για όλα τα σενάρια. Για να μπορεί να γίνει η σύγκριση με το υπάρχον σύστημα, στην τελευταία στήλη κάθε πίνακα παρατίθενται τα αποτελέσματα του base case. Για κάθε τιμή επιπλέον εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών παραθέτουμε δύο πίνακες, έναν για τα δεδομένα των ΑΠΕ και έναν για τα κόστη του συστήματος. Στον πίνακα για τις ΑΠΕ φαίνονται τα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ και τα ποσοστά χρήσης των συμβατικών μονάδων, οι συντελεστές χρησιμοποίησης, οι Συμβατικές Ανηγμένες Ώρες Λειτουργίας (ΣΑΩΛ) και η απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ. Από τα στοιχεία αυτά μπορεί να βγει ένα ασφαλές συμπέρασμα για την απόδοση της κάθε πολιτικής, ιδιαίτερα από τα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ και από την απορριπτόμενη τους ενέργεια. Όσον αφορά τις απορρίψεις, στην εξαγωγή του ποσοστού συμπεριλαμβάνονται μόνο οι

ονομαστικές ισχύες των αιολικών και των περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών, δηλαδή δεν λαμβάνονται υπόψιν τα 10,5 MW φωτοβολταϊκών που δεν περικόπτονται, άρα δεν έχουν έτσι κι αλλιώς απορρίψεις. Οι ΣΑΩΛ δίνουν μια εικόνα για το ποσοστό των ωρών κατά την διάρκεια του έτους που επιτρέπει ο αλγόριθμος τις εκάστοτε ΑΠΕ να μπουν στο ισοζύγιο, ανεξάρτητα όμως από το αν υπάρχει παραγωγή από αυτές ή όχι.

Επιπλέον, στον δεύτερο πίνακα με τα οικονομικά δεδομένα παρουσιάζονται τα κόστη των συμβατικών γεννητριών, αναλυτικά χωρισμένα σε κόστη μαζούτ και ντίζελ, καθώς και τα κόστη των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Επιπλέον παρουσιάζεται το κόστος του συστήματος ανά συμβατική MWh και οι εκτιμώμενες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα CO2 σε ετήσια βάση. Τέλος φαίνεται το σταθμισμένο κόστος φωτοβολταϊκής ενέργειας για να φανεί η οικονομικότητα μιας επένδυσης φωτοβολταϊκών για κάθε σενάριο.

Όσον αφορά τα διαγράμματα, αυτά έγιναν μόνο για τα δεδομένα που είναι πιο σημαντικά για την σύγκριση των πολιτικών περικοπών. Δηλαδή παρουσιάζονται διαγράμματα για τα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ και για την απορριπτόμενη ενέργεια για κάθε πολιτική καθώς και ένα ενιαίο διάγραμμα για το σταθμισμένο κόστος φωτοβολταϊκής ενέργειας. Τα διαγράμματα φαίνονται τόσο ανά τιμή εγκατεστημένης ισχύος όσο και ανά πολιτική περικοπών ώστε να γίνεται η σύγκριση τόσο ανά πολιτική για την ίδια εγκατεστημένη τιμή ισχύος περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών, όσο και για την ίδια πολιτική σε διάφορες τιμές ισχύος. Παρακάτω παρατίθενται οι πίνακες:

2 MW Νέα Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β

Αποτελέσματα\ Πολιτικές		1	2	3	4	5	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	14.41%	14.44%	14.44%	14.46%	14.45%	14.50%
	Φ/Β	0.95%	0.83%	1.06%	1.05%	0.96%	-
	ΑΠΕ	20.91%	20.81%	21.04%	21.05%	20.95%	20.04%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	78.55%	78.69%	78.40%	78.36%	78.54%	79.46%
	Ντίζελ	0.54%	0.50%	0.55%	0.59%	0.51%	0.47%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	30.07%	30.13%	30.14%	30.16%	30.15%	30.25%
	Φ/Β	16.91%	14.70%	18.72%	18.57%	16.96%	-
	ΑΠΕ	25.14%	25.02%	25.30%	25.30%	25.19%	25.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	6076	6191	6193	4986	6193	6279
	Φ/Β	3014	1585	2182	3209	3034	-
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	2.29%	2.08%	2.05%	1.98%	2.01%	1.69%
	Φ/Β	9.65%	21.46%	0%	0.82%	9.43%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	2.78%	3.38%	1.92%	1.90%	2.51%	1.69%

Πίνακας 3. 1 Αποτελέσματα πολιτικών για 2 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Αποτελέσματα\ Πολιτικές	1	2	3	4	5	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	16.73	16.73	16.70	16.71	16.70	16.87
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	71.30	71.46	71.68	71.51	71.23	70.96
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	4.03	4.04	4.04	4.04	4.04	4.05
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	0.21	0.18	0.23	0.23	0.21	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	16.42	16.45	16.39	16.37	16.41	16.60
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.27	0.25	0.27	0.29	0.25	0.23
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	164250	164430	163950	163910	164090	165870
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	69.93	80.44	63.18	63.71	69.76	-

Πίνακας 3. 2 Αποτελέσματα πολιτικών για 2 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Από τον πρώτο πίνακα για 2MW επέκταση φωτοβολταϊκών με περικοπές μπορούν να εξαχθούν κάποια πρώτα συμπεράσματα. Φαίνεται η ανωτερότητα των πολιτικών 3 και 4 σε ποσοστά διείσδυσης στα περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά με ποσοστό διείσδυσης πάνω από 1% αλλά και στις ΑΠΕ συνολικά με ποσοστό πάνω από 21%. Αντίστοιχα οι απορρίψεις των δύο πολιτικών αυτών είναι μηδαμινές, ειδικά η 3^η πολιτική περικοπών δεν απορρίπτει καθόλου ηλιακή ενέργεια σε βάθος έτους. Για τον λόγο αυτόν οι δύο αυτές πολιτικές είναι με μεγάλη διαφορά από τις υπόλοιπες πολύ πιο βιώσιμη λύση για επένδυση σε φωτοβολταϊκά, έχοντας ένα σταθμισμένο κόστος ενέργειας κάτω από 64 ευρώ/MWh. Ταυτόχρονα, σε όλα τα σενάρια οι απορρίψεις των αιολικών αυξάνονται ελάχιστα γεγονός που δείχνει ότι με περιορισμένη επέκταση των φωτοβολταϊκών δεν επηρεάζονται αισθητά οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας.

4 MW Νέα Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β

Αποτελέσματα\ Πολιτικές		1	2	3	4	5	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	14.26%	14.42%	14.39%	14.41%	14.40%	14.50%
	Φ/Β	1.88%	1.64%	2.11%	2.09%	1.89%	-
	ΑΠΕ	21.69%	21.60%	22.04%	22.03%	21.83%	20.04%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	77.76%	77.81%	77.35%	77.35%	77.65%	79.46%
	Ντίζελ	0.55%	0.58%	0.61%	0.61%	0.53%	0.47%
Συντελεστές Χρησιμο-	Αιολικά	29.76%	30.09%	30.02%	30.06%	30.04%	30.25%
	Φ/Β	16.69%	14.51%	18.72%	18.50%	16.72%	-

ποίησης	ΑΠΕ	24.42%	24.32%	24.82%	24.81%	24.58%	25.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5911	6148	6153	4815	6103	6279
	Φ/Β	2850	1552	2182	3156	2866	-
Απορριπτό- μενη Ενέργεια	Αιολικά	3.27%	2.21%	2.45%	2.32%	2.36%	1.69%
	Φ/Β	10.83%	22.49%	0.02%	1.18%	10.71%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	4.22%	4.75%	2.15%	2.17%	3.41%	1.69%

Πίνακας 3. 3 Αποτελέσματα πολιτικών για 4 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Αποτελέσματα\ Πολιτικές	1	2	3	4	5	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	16.56	16.59	16.50	16.51	16.52	16.87
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	71.33	71.61	72.08	71.87	71.54	70.96
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	3.99	4.03	4.02	4.03	4.03	4.05
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	0.41	0.36	0.46	0.45	0.41	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	16.25	16.26	16.16	16.17	16.22	16.60
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.27	0.29	0.30	0.30	0.26	0.23
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	162580	162740	161790	161890	162220	165870
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	70.86	81.52	63.19	63.94	70.76	-

Πίνακας 3. 4 Αποτελέσματα πολιτικών για 4 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Αυξάνοντας λίγο την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών δεν αλλάζουν δραματικά τα αποτελέσματα των πολιτικών. Δηλαδή η πολιτική 2 παραμένει να είναι η χειρότερη επιλογή διαχείρισης για τα φωτοβολταϊκά δίνοντας απορρίψεις πάνω από 22%, οι πολιτικές 1 και 5 δίνουν παρόμοια αποτελέσματα (κοντά στο 10% απορρίψεις φωτοβολταϊκών) με την δεύτερη να κάνει χρήση της επιστροφής μέρους του setpoint των φωτοβολταϊκών πίσω στα αιολικά.

6 MW Νέα Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β

Αποτελέσματα\ Πολιτικές	1	2	3	4	5	Base Case	
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	14.13%	14.37%	14.29%	14.37%	14.30%	14.50%
	Φ/Β	2.79%	2.40%	3.17%	3.12%	2.79%	-
	ΑΠΕ	22.46%	22.32%	23.00%	23.03%	22.64%	20.04%

Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	76.90%	77.10%	76.42%	76.34%	76.81%	79.46%
	Ντίζελ	0.64%	0.58%	0.58%	0.63%	0.55%	0.47%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	29.47%	29.98%	29.83%	29.99%	29.84%	30.25%
	Φ/Β	16.50%	14.22%	18.72%	18.42%	16.50%	-
	ΑΠΕ	23.78%	23.63%	24.36%	24.39%	23.97%	25.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5766	6080	6060	4714	6003	6279
	Φ/Β	2697	1507	2182	3088	2696	-
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	4.21%	2.57%	3.07%	2.54%	3.01%	1.69%
	Φ/Β	11.87%	24.07%	0.02%	1.59%	11.87%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	5.56%	6.37%	2.53%	2.37%	4.58%	1.69%

Πίνακας 3. 5 Αποτελέσματα πολιτικών για 6 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Αποτελέσματα\ Πολιτικές	1	2	3	4	5	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	16.42	16.43	16.30	16.30	16.36	16.87
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	71.49	71.95	72.52	72.25	71.77	70.96
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	3.95	4.02	4.00	4.02	4.00	4.05
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	0.61	0.52	0.69	0.68	0.61	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	16.06	16.11	15.97	15.95	16.05	16.60
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.31	0.29	0.28	0.31	0.27	0.23
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	160920	161230	159860	159770	160550	165870
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	71.69	83.21	63.20	64.21	71.69	-

Πίνακας 3. 6 Αποτελέσματα πολιτικών για 6 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Στα 6MW επέκτασης αρχίζει να γίνεται ακόμα πιο αισθητή η διαφορά των πολιτικών μεταξύ τους, δηλαδή ενώ οι πολιτικές 1,2 και 5 αυξάνουν τις απορρίψεις κυρίως στα φωτοβολταϊκά αλλά και συνολικά στις ΑΠΕ, η 3^η και 4^η πολιτική καταφέρνουν να τις κρατήσουν σε χαμηλά επίπεδα. Ακόμα, ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι ΣΑΩΛ τόσο στα αιολικά όσο και στα φωτοβολταϊκά, οι οποίες όμως δεν είναι αντιπροσωπευτικές καθώς για παράδειγμα το σενάριο 4 με τις χαμηλότερες ΣΑΩΛ στα αιολικά, δίνει και την καλύτερη αιολική διείδυση.

8 MW Νέα Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β

Αποτελέσματα\ Πολιτικές		1	2	3	4	5	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	13.95%	14.32%	14.18%	14.32%	14.22%	14.50%
	Φ/Β	3.66%	3.16%	4.22%	4.13%	3.66%	-
	ΑΠΕ	23.16%	23.02%	23.95%	24.00%	23.43%	20.04%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	76.21%	76.41%	75.48%	75.35%	75.98%	79.46%
	Ντίζελ	0.63%	0.57%	0.58%	0.66%	0.60%	0.47%
Συντελεστές Χρησιμο- ποίησης	Αιολικά	29.11%	29.88%	29.9%	29.88%	29.67%	30.25%
	Φ/Β	16.25%	13.99%	18.72%	18.32%	16.25%	-
	ΑΠΕ	23.14%	23.00%	23.93%	23.98%	23.41%	25.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5633	6029	5996	4616	5916	6279
	Φ/Β	2549	1469	2182	2994	2561	-
Απορριπτό- μενη Ενέργεια	Αιολικά	5.39%	2.89%	3.84%	2.89%	3.58%	1.69%
	Φ/Β	13.21%	25.28%	0.02%	2.14%	13.21%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	7.13%	7.88%	2.99%	2.72%	5.72%	1.69%

Πίνακας 3. 7 Αποτελέσματα πολιτικών για 8 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Αποτελέσματα\ Πολιτικές	1	2	3	4	5	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	16.26	16.28	16.10	16.11	16.20	16.87
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	71.68	72.20	73.04	72.75	72.06	70.96
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	3.90	4.00	3.97	4.01	3.98	4.05
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	0.80	0.69	0.92	0.90	0.80	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	15.91	15.96	15.78	15.74	15.87	16.60
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.31	0.28	0.28	0.32	0.29	0.23
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	159410	159750	157930	157810	158910	165870
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	72.80	84.56	63.20	64.56	72.80	-

Πίνακας 3. 8 Αποτελέσματα πολιτικών για 8 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Στα 8MW επιπλέον φωτοβολταϊκά η διείσδυση ΑΠΕ φτάνει στο 23% στα βέλτιστα σενάρια από το 20% του base case. Φαίνεται ότι η 1^η πολιτική δίνει τα

χειρότερα αποτελέσματα για τα αιολικά, ρίχνοντας το ποσοστό διείσδυσής τους κάτω από το 14%, χωρίς όμως να ευνοούνται τα φωτοβολταϊκά, παρουσιάζοντας απορρίψεις πάνω από 13%.

10 MW Νέα Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β

Αποτελέσματα\ Πολιτικές		1	2	3	4	5	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	13.74%	14.26%	14.06%	14.25%	14.14%	14.50%
	Φ/Β	4.51%	3.86%	5.28%	5.13%	4.53%	-
	ΑΠΕ	23.79%	23.67%	24.87%	24.92%	24.21%	20.04%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	75.58%	75.71%	74.47%	74.35%	75.14%	79.46%
	Ντίζελ	0.62%	0.62%	0.65%	0.74%	0.64%	0.47%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.67%	29.76%	29.33%	29.73%	29.51%	30.25%
	Φ/Β	16.00%	13.70%	18.71%	18.18%	16.05%	-
	ΑΠΕ	22.51%	22.39%	23.53%	23.57%	22.90%	25.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5475	5973	5904	4549	5852	6279
	Φ/Β	2403	1419	2181	2885	2437	-
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	6.82%	3.29%	4.69%	3.39%	4.08%	1.69%
	Φ/Β	14.54%	26.81%	0.05%	2.87%	14.26%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	8.85%	9.49%	3.47%	3.25%	6.76%	1.69%

Πίνακας 3. 9 Αποτελέσματα πολιτικών για 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Αποτελέσματα\ Πολιτικές	1	2	3	4	5	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	16.13	16.16	15.93	15.94	16.05	16.87
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	71.88	72.50	73.62	73.26	72.33	70.96
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	3.84	3.99	3.93	3.98	3.96	4.05
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	0.98	0.84	1.15	1.12	0.98	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	15.79	15.81	15.57	15.54	15.69	16.60
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.30	0.30	0.32	0.36	0.32	0.23
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	158120	158400	156050	155880	157230	165870

Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	73.93	86.33	63.21	65.05	73.70	-
--	-------	-------	-------	-------	-------	---

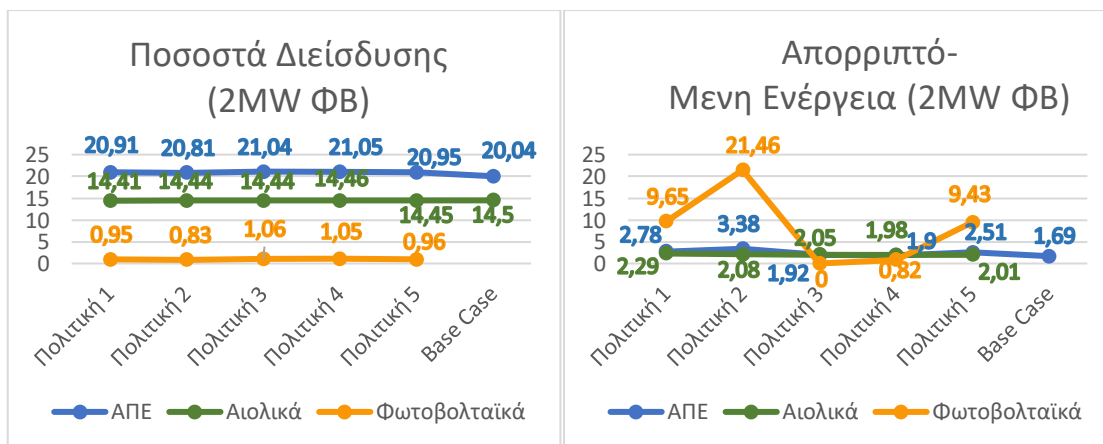
Πίνακας 3. 10 Αποτελέσματα πολιτικών για 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και σύγκριση με base case

Τέλος, στα 10MW περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών, δηλαδή σχεδόν διπλασιάζοντας την εγκατεστημένη τους ισχύ παίρνουμε τα παραπάνω αποτελέσματα. Το κόστος της συμβατικής παραγωγής καταφέρνει να πέσει ακόμα και κάτω από τα 16 εκατομμύρια σε ετήσια βάση, από σχεδόν 17 στο base case. Αυτό βέβαια έχει σαν αποτέλεσμα μια μικρή άνοδο στο κόστος της συμβατικής MWh. Παρόλα αυτά, το συνολικό κόστος του συστήματος δεν μειώνεται, αντιθέτως αυξάνεται λίγο καθώς η ανανεώσιμη ενέργεια που αναπληρώνει την συμβατική αποζημιώνεται με μεγαλύτερο αντίτιμο.

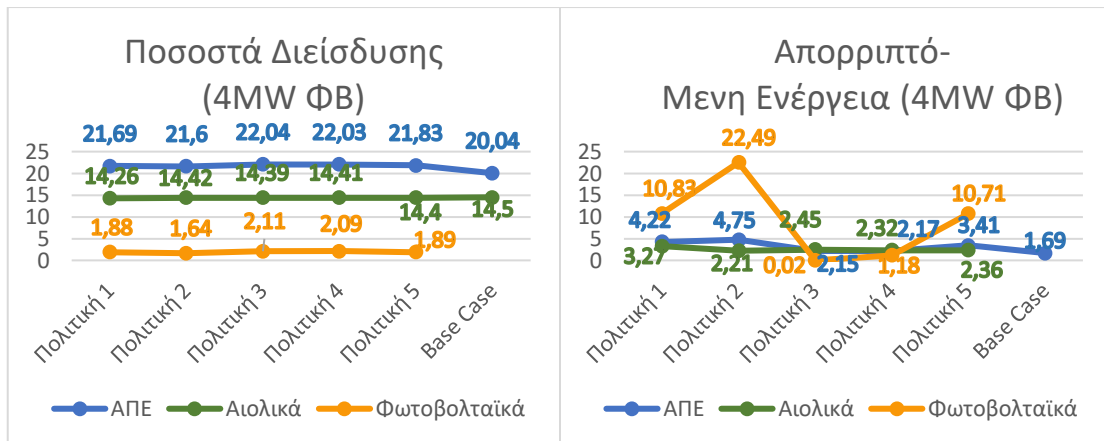
Φαίνεται επίσης η αυξημένη ανάγκη χρήσης των ντιζελογεννητριών στην επίλυση του ΚΗΕΠ, προφανώς για να εξυπηρετήσουν ταχείες μεταβολές του φορτίου ή της παραγωγής ανανεώσιμων. Ακόμα, οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για την ενεργειακή κάλυψη του νησιού μπορούν να πέσουν κατά 10 χιλιάδες τόνους από το base case, παρουσιάζοντας μια μείωση πάνω 6%. Τέλος, παρατηρείται ότι το σταθμισμένο κόστος ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά φτάνει σε υψηλά επίπεδα, πάνω από 86 ευρώ ανά MWh στην 2^η πολιτική, τιμή που όμως δεν είναι απαγορευτική για επένδυση εφόσον μπορεί να αποζημιωθεί η φωτοβολταϊκή ενέργεια με ποσό μεγαλύτερο.

Παρακάτω φαίνονται τα διαγράμματα των παραπάνω αποτελεσμάτων:

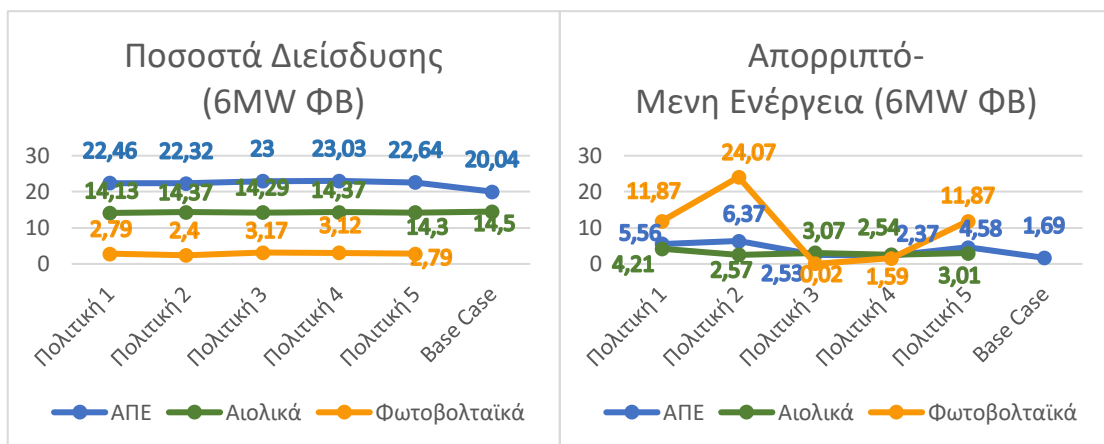
Αρχικά ανά τιμή εγκατεστημένης ισχύος:



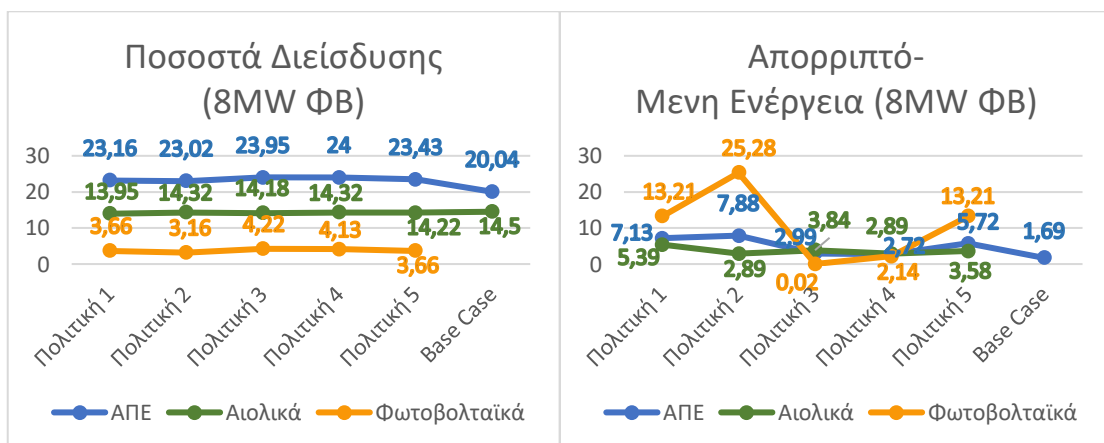
Διάγραμμα 3. 1 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για 2 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και όλες τις πολιτικές



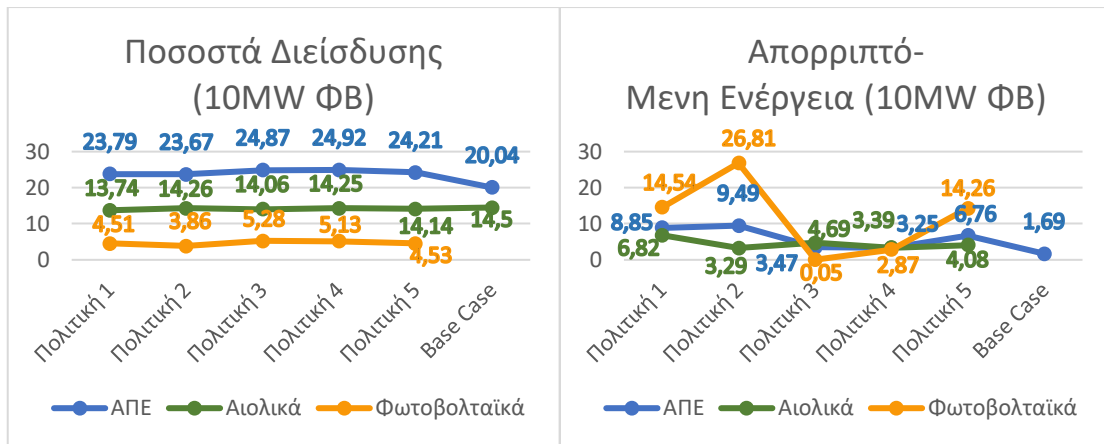
Διάγραμμα 3. 2 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για 4 MW περικυπτόμενα φωτοβολταϊκά και όλες τις πολιτικές



Διάγραμμα 3. 3 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για 6 MW περικυπτόμενα φωτοβολταϊκά και όλες τις πολιτικές



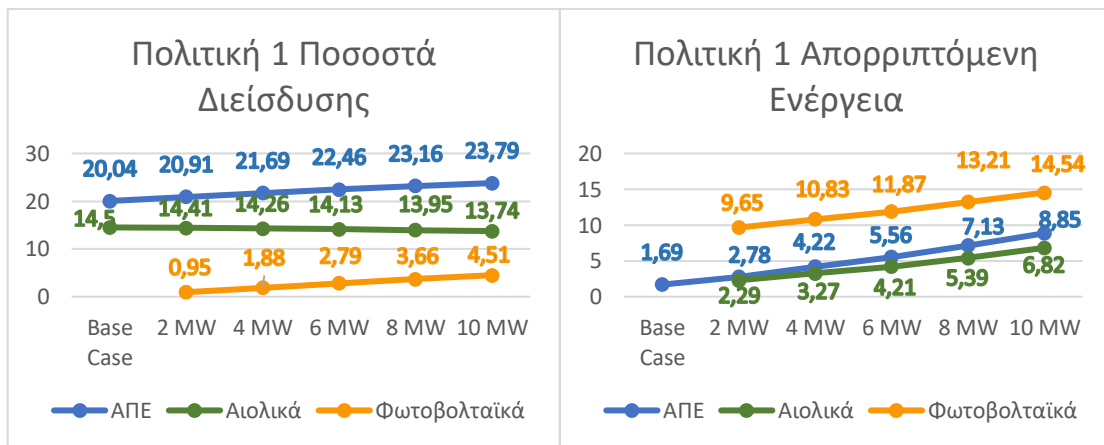
Διάγραμμα 3. 4 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για 8 MW περικυπτόμενα φωτοβολταϊκά και όλες τις πολιτικές



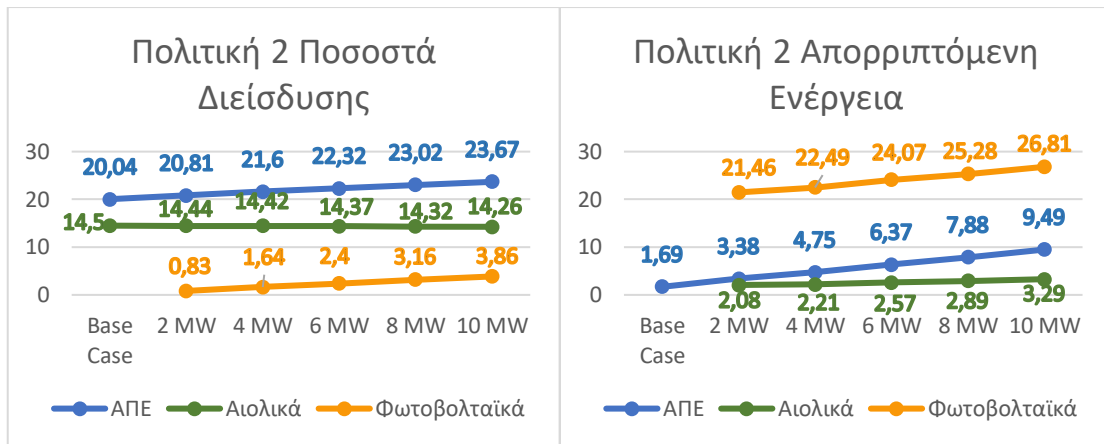
Διάγραμμα 3. 5 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και όλες τις πολιτικές

Από τα παραπάνω διαγράμματα μπορούν να επιβεβαιωθούν τα συμπεράσματα που προαναφέρθηκαν και να υπάρχει καλύτερη εποπτεία της απόδοσης του κάθε σεναρίου για ορισμένη τιμή περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών. Όπως είναι αναμενόμενο, σε κάθε περίπτωση εγκατεστημένης ισχύος, τα διαγράμματα διείσδυσης και απορρίψεων έχουν την ίδια μορφή ποιοτικά.

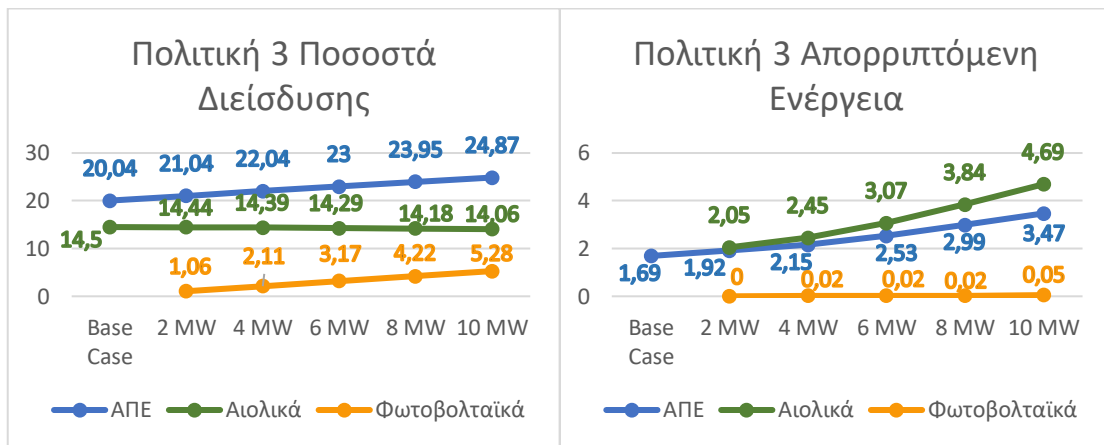
Κατόπιν, ακολουθούν τα διαγράμματα ανά πολιτική περικοπών:



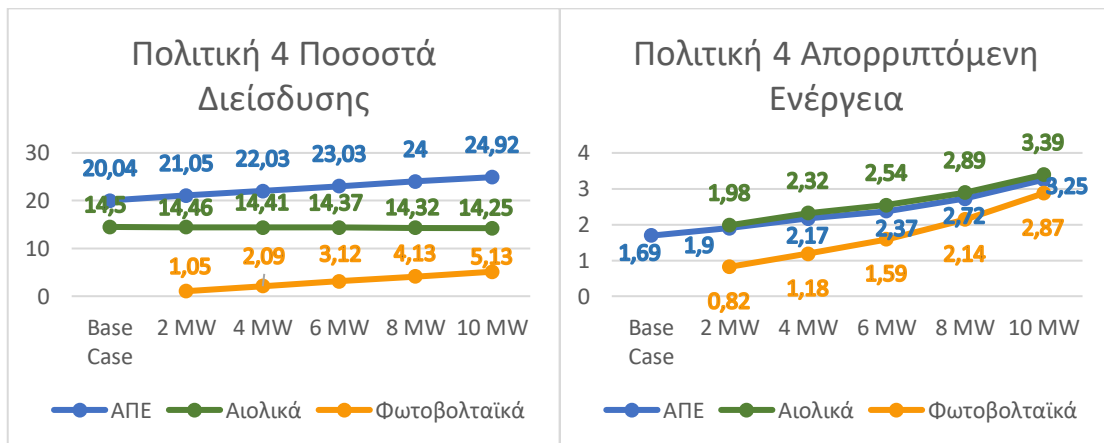
Διάγραμμα 3. 6 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για όλες τις τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών για την 1^η πολιτική περικοπών



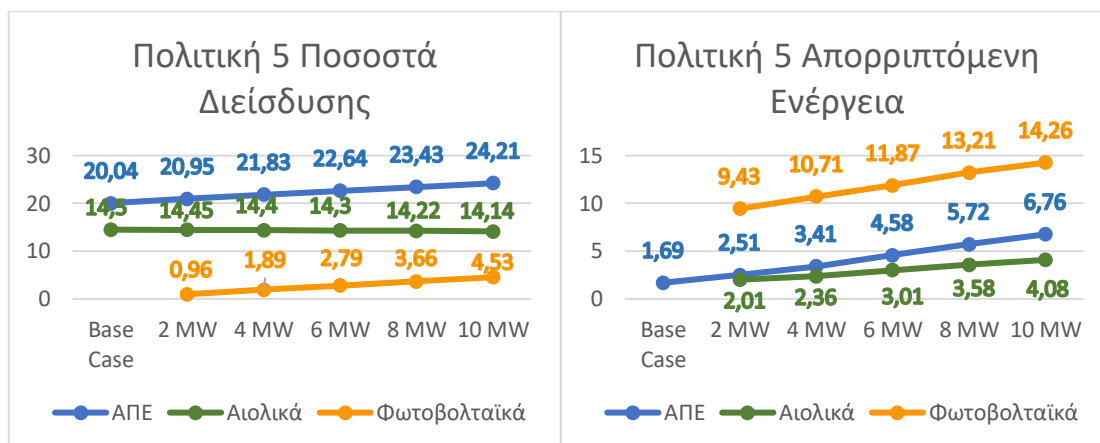
Διάγραμμα 3. 7 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για όλες τις τιμές περικοπόμενων φωτοβολταϊκών για την 2^η πολιτική περικοπών



Διάγραμμα 3. 8 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για όλες τις τιμές περικοπόμενων φωτοβολταϊκών για την 3^η πολιτική περικοπών



Διάγραμμα 3. 9 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για όλες τις τιμές περικοπόμενων φωτοβολταϊκών για την 4^η πολιτική περικοπών

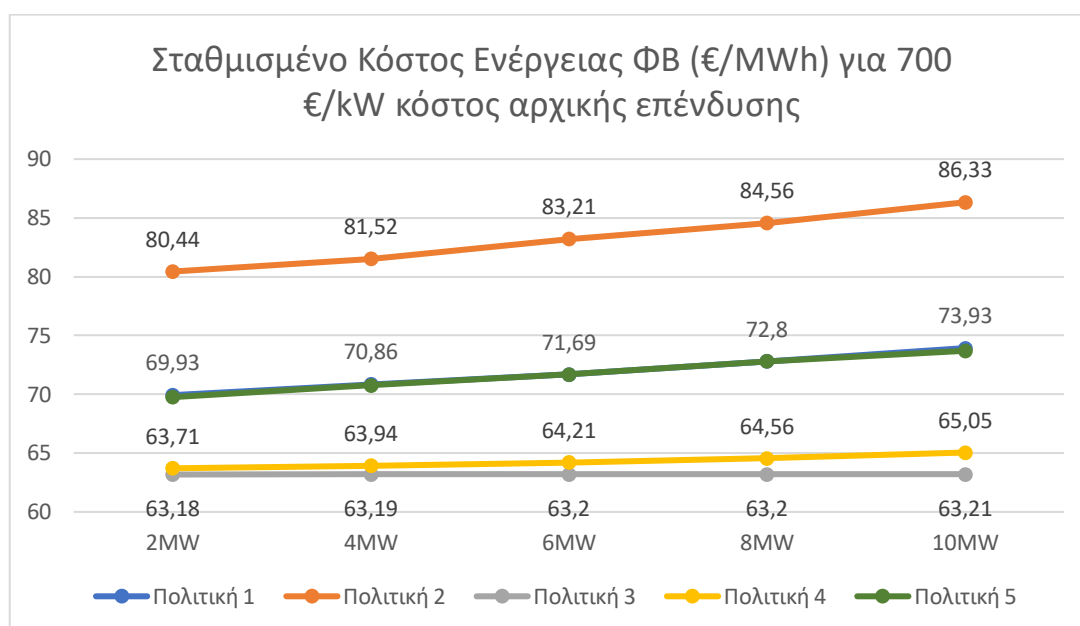


Διάγραμμα 3. 10 Διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ για όλες τις τιμές περικοπόμενων φωτοβολταϊκών για την 5^η πολιτική περικοπών

Στα διαγράμματα ανά πολιτική φαίνεται η καμπύλη που ακολουθούν τα αποτελέσματα όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς, η οποία όπως ήταν αναμενόμενο ακολουθεί σχεδόν γραμμική πορεία για όλες τις τιμές σε όλες τις πολιτικές. Φαίνεται δηλαδή μια γραμμική αύξηση των συνολικών αλλά και επιμέρους απορρίψεων όσο αυξάνονται τα φωτοβολταϊκά σε όλα τα σενάρια αλλά και αύξηση του ποσοστού διείσδυσης ΑΠΕ (λόγω της αυξημένης διείσδυσης των φωτοβολταϊκών).

Όπως φαίνεται ξεκάθαρα από τους παραπάνω πίνακες, υπάρχει μεγάλη ποικιλία αποτελεσμάτων σε ετήσια βάση, ανάλογα με την πολιτική που εφαρμόζεται. Υπάρχουν πολιτικές που έχουν μικρή επίδραση στις ήδη υπάρχουσες απορρίψεις, όπως οι πολιτικές 3 και 4, αλλά και σενάρια που περικόπτουν σε μεγάλο βαθμό την φωτοβολταϊκή παραγωγή, πάνω από 14% στις πολιτικές 1 και 5, φτάνοντας ακόμα και το 26% στην 2^η πολιτική σε περιπτώσεις μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών με περικοπές. Αντίστοιχα, τα αιολικά βλέπουν τις περικοπές τους να πολλαπλασιάζονται φτάνοντας κοντά στο 7%, χωρίς όμως το νούμερο αυτό να είναι μεγάλος αποτρεπτικός παράγοντας εφαρμογής των συγκεκριμένων πολιτικών, καθώς ακόμα και μια πιθανή επέκταση των φωτοβολταϊκών χωρίς περικοπές θα δυσκόλευε την διείσδυση των αιολικών στο ισοζύγιο. Παρατηρώντας το δεύτερο σκέλος των πινάκων με τα ετήσια κόστη, φαίνεται η μείωση του συμβατικού κόστους σε μεγάλο βαθμό, αυξάνοντας όμως το κόστος των φωτοβολταϊκών λόγω της αυξημένης εγκατεστημένης ισχύος του, διατηρώντας έτσι το συνολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας στα ίδια περίπου επίπεδα. Ιδιαίτερα σημαντική είναι και η μείωση των εκπομπών ρύπων που μπορεί να επιτευχθεί με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, φτάνοντας ακόμα και 6% κάτω από το base case.

Τέλος, ακολουθεί το διάγραμμα του σταθμισμένου κόστους φωτοβολταϊκής ενέργειας, ο υπολογισμός του οποίου δίνει μια καλή εικόνα βιωσιμότητας του πιθανού έργου επέκτασης των φωτοβολταϊκών, με πολιτική περικοπών όμως πλέον.[6][12]



Διάγραμμα 3. 11 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (πολιτικές 1 και 5 ταυτίζονται)

Στο διάγραμμα αυτό (οι καμπύλες των πολιτικών 1 και 5 είναι σχεδόν ταυτόσημες) φαίνεται αυτό που ήταν αρκετά αναμενόμενο, ότι οι πολιτικές 3 και 4 δίνουν τα καλύτερα αποτελέσματα. Μάλιστα, στην πολιτική 3 ακόμα και αυξάνοντας την εγκατεστημένη ισχύ δεν υπάρχει αισθητή αύξηση του σταθμισμένου κόστους της επένδυσης, γεγονός που οφείλεται κυρίως στις μηδαμινές απορρίψεις που έχει το συγκεκριμένο σενάριο. Ακόμα, μακράν του δεύτερου, το χειρότερο επενδυτικό σενάριο για τα φωτοβολταϊκά είναι το 2^ο, γεγονός που το καθιστά αυτόματα απορριπτόμενο για περαιτέρω μελέτη. Ανάμεσα στις πολιτικές 1 και 5 που έχουν ταυτόσημη καμπύλη κόστους, σίγουρα είναι προτιμότερη επιλογή η 5^η, αφού όπως προαναφέρθηκε αποτελεί μια βελτίωση της 1^{ης} δίνοντας λίγο μεγαλύτερο setpoint στην αιολική παραγωγή.

Η πολιτική 4 παρότι δίνει αρκετά καλά αποτελέσματα δεν αποτελεί ρεαλιστική επιλογή ως πολιτική περικοπών και καθορισμού των setpoint για τις ΑΠΕ. Ο λόγος είναι ο τρόπος με τον οποίον εξάγονται τα setpoint αυτά και το πως κατανομούνται μεταξύ των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Μελετώντας τους παραπάνω πίνακες και τα διαγράμματα φαίνεται ότι κάνει πάντα την βέλτιστη κατανομή των setpoints, γεγονός αναμενόμενο δεδομένου ότι τα κατανέμει με βάση την εκάστοτε προβλεπόμενη παραγωγή ΑΠΕ. Αυτός είναι και ο λόγος που καθιστά το σενάριο μη ρεαλιστικό, άρα και μη επιλέξιμο για περαιτέρω μελέτη. Χρειάζεται μια διαρκής και πολύ ακριβής πρόβλεψη των καιρικών συνθηκών για να βρει εφαρμογή η συγκεκριμένη πολιτική διαχείρισης ΑΠΕ, πράγμα σχεδόν αδύνατο για τα τωρινά δεδομένα. Παρά το γεγονός λοιπόν ότι προς το παρόν αφήνουμε στην άκρη την συγκεκριμένη πολιτική περικοπών, δεν θα πρέπει να μπει στο συρτάρι αλλά να μελετηθεί αν υπάρχει τρόπος να βρει πρακτική εφαρμογή με ρεαλιστικά δεδομένα εισόδου.

Με βάση λοιπόν και τα παραπάνω σύντομα συμπεράσματα, θα προχωρήσουμε στην περαιτέρω μελέτη των πολιτικών 3 και 5. Για να δούμε όμως πως συμπεριφέρονται οι πολιτικές περικοπών σε πιο ακραίες συνθήκες διείδυσης ΑΠΕ θα τροποποιήσουμε το base case. Πιο συγκεκριμένα, θα μελετήσουμε το ίδιο ενεργειακό σύστημα στα περιθώρια ΑΠΕ, όπως έχουν εξαχθεί από απόφαση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας. Τα περιθώρια ΑΠΕ εξήχθησαν με την σημερινή πολιτική περικοπών, δηλαδή setpoint μόνο στις αιολικές μονάδες και ελεύθερη την παραγωγή των φωτοβολταϊκών και υποδηλώνουν το όριο της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ για το νησί. Το όριο αυτό υπολογίστηκε στα 21 MW αιολικών μονάδων και 14,4 MW φωτοβολταϊκών και επαληθεύτηκε στα πλαίσια της διπλωματικής μέσω του προγράμματος GAMS που χρησιμοποιήθηκε για την προσομοίωση της επίλυσης του ΚΗΕΠ. Η επαλήθευση των ορίων έγινε τρέχοντας αρχικά τον αλγόριθμο με παραπάνω εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών όπου η επίλυσή του ήταν αδύνατη και κατεβάζοντας την μέχρι να συμπίπτει με την αρχική μελέτη της ΡΑΕ.

3.4. Περαιτέρω μελέτη των πολιτικών 3 και 5 στα περιθώρια ΑΠΕ

Αρχικά θα παρουσιάσουμε το τροποποιημένο base case των περιθωρίων ΑΠΕ για το νησί, δηλαδή base case με 21 MW αιολικά και 14,4 MW φωτοβολταϊκά όπως προαναφέρθηκε. Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα όπως προηγουμένως:

Ποσοστά διείδυσης

Αιολικά: 17.02%

Παλιά Φ/Β: 7.60%

Νέα Φ/Β: 0

ΑΠΕ: 24.62%

Ενεργειακό Μείγμα

Μαζούτ: 74.72%

Ντίζελ: 0.66%

Συντελεστές Χρησιμοποίησης:

Αιολικά: 28.75%

Παλιά Φ/Β: 18.72%

ΑΠΕ: 24.67%

ΣΑΩΛ (ώρες):

Αιολικά: 5321

Παλιά Φ/Β: 8760

Νέα Φ/Β: 0

Απορριπτόμενη Ενέργεια:

Αιολικά: 6.58%

ΑΠΕ: 6.58%

Κόστη Συστήματος και εκπομπές ρύπων

Συνολικό Κόστος Συμβατικών: 16.00 εκατ. €

Κόστος ανά συμβατική MWh: 73.40€

Κόστος Αιολικών: 4.76 εκατ. €

Κόστος μη περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών: 5.90 εκατ. €

Κόστος Μαζούτ: 15.63 εκατ. €

Κόστος Ντίζελ: 0.32 εκατ. €

Εκπομπές CO₂: 156670 τόνοι



Εικόνα 3.126 Ενεργειακό Μείγμα τροποποιημένου base case

Μια πρώτη παρατήρηση είναι ότι από 20,04% ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ που έχουμε στο πραγματικό base case, στο τροποποιημένο φτάνουμε στο 24.62%, μειώνοντας αντίστοιχα την χρήση των μονάδων μαζούτ και τις εκπομπές ρύπων. Παράλληλα, αυτό το ποσοστό είναι το μέγιστο που μπορεί να φτάσει η διείσδυση ΑΠΕ κρατώντας σε ισχύ το παρόν πλαίσιο περικοπών. Ακόμα παρατηρείται μεγάλη

αύξηση στις περικοπές που δέχεται η αιολική παραγωγή, από 1,69% σε 6,58%, γεγονός που ήταν αρκετά αναμενόμενο αφού αυξήθηκαν τόσο τα φωτοβολταϊκά που δεν περικόπτονται, όσο και τα αιολικά. Τέλος, με τις συνθήκες αυτές και την υπάρχουσα πολιτική αποζημίωσης των ΑΠΕ, το ετήσιο κόστος λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος του νησιού αυξάνεται αρκετά.

Άρα λοιπόν, δεχόμενοι ότι η εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ θα αυξηθεί στις παραπάνω τιμές με διατήρηση της τωρινής πολιτικής, δηλαδή περικοπές μόνο στην αιολική παραγωγή, θα εφαρμόσουμε τις πολιτικές περικοπών σε περαιτέρω μεγέθη εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών. Επισημαίνεται ότι με το υπάρχον πλαίσιο δεν θα μπορούσαν να εγκατασταθούν περισσότερα από 14,4 MW φωτοβολταϊκών στο νησί, εφαρμόζοντας όμως περικοπές στην παραγωγή τους θα φτάσουμε αυτήν την τιμή στα 14,4+20 επιπλέον. Όπως προαναφέρθηκε στην προηγούμενη ενότητα, δεν θα αναλυθούν και οι πέντε υπό μελέτη πολιτικές, αλλά μόνο η 3^η και η 5^η για τους λόγους που διατυπώθηκαν παραπάνω.

Αρχικά παρουσιάζεται η 3^η πολιτική με το ίδιο βήμα στην αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών (2 MW) και φτάνοντας μέχρι τα 20 MW. Θα παρουσιαστούν μαζί οι πίνακες με τα διαγράμματα για ευκολότερη σύγκριση των αποτελεσμάτων, όπου η σύγκριση γίνεται προφανώς με το τροποποιημένο base case.

Πολιτική 3

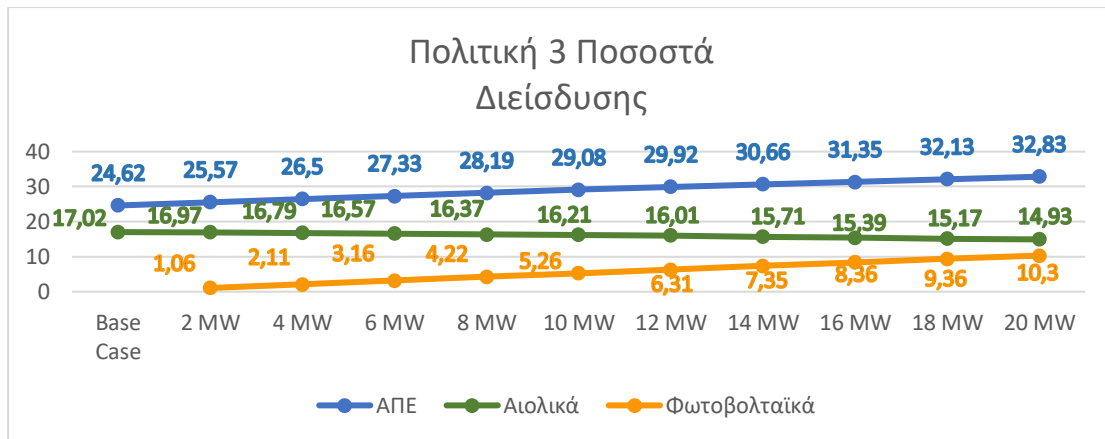
Αποτελέσματα		2 MW	4 MW	6 MW	8 MW	10 MW	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.91%	16.79%	16.57%	16.37%	16.21%	17.02%
	Φ/Β	1.06%	2.11%	3.16%	4.22%	5.26%	-
	ΑΠΕ	25.57%	26.50%	27.33%	28.19%	29.08%	24.62%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	73.78%	72.81%	72.02%	71.15%	70.22%	74.72%
	Ντίζελ	0.65%	0.69%	0.65%	0.66%	0.70%	0.66%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.57%	28.35%	27.98%	27.65%	27.39%	28.75%
	Φ/Β	18.72%	18.72%	18.71%	18.70%	18.67%	-
	ΑΠΕ	24.25%	23.86%	23.42%	23.04%	22.72%	24.67%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5261	5191	5117	5031	4959	5321
	Φ/Β	2182	2182	2181	2180	2177	-
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	7.16%	7.85%	9.06%	10.13%	11.00%	6.58%
	Φ/Β	0%	0.02%	0.07%	0.14%	0.25%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	6.77%	7.04%	7.73%	8.25%	8.58%	6.58%

Πίνακας 3. 11 Αποτελέσματα πολιτικής 3 για διάφορες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

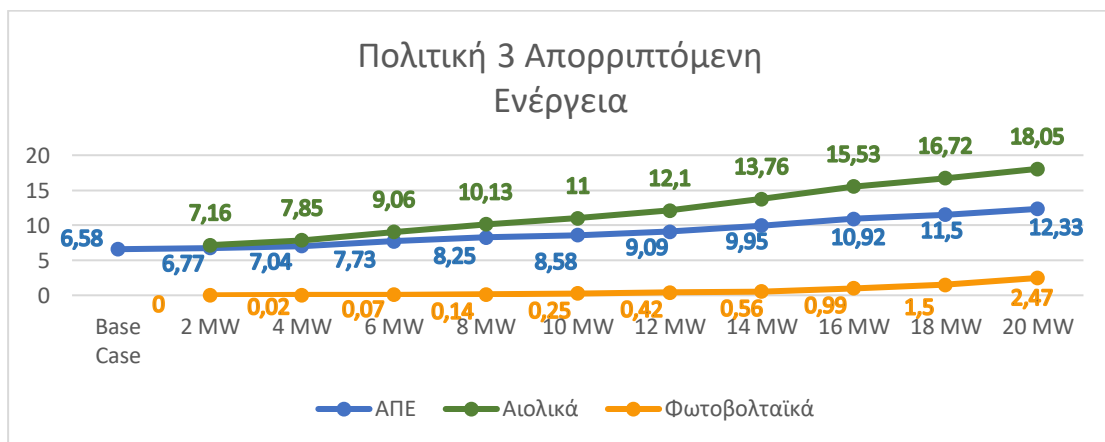
Αποτελέσματα	2 MW	4 MW	6 MW	8 MW	10 MW	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	15.80	15.63	15.44	15.28	15.10	16.00
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	74.40	75.25	75.79	76.52	77.24	73.40
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	4.73	4.69	4.63	4.58	4.53	4.76
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	0.23	0.46	0.69	0.92	1.15	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	15.44	15.25	15.08	14.91	14.72	15.63
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.32	0.34	0.32	0.33	0.34	0.32
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	154760	152950	151150	149480	147670	156670
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	63.18	63.20	63.23	63.27	63.34	-

Πίνακας 3. 112 Αποτελέσματα πολιτικής 3 για διάφορες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Όπως ήταν αναμενόμενο, η 3^η πολιτική περικοπών καταφέρνει να κρατήσει χαμηλά τις απορρίψεις των φωτοβολταϊκών ακόμα και σε πιο δύσκολες συνθήκες αυξημένης διεύθυνσης ΑΠΕ, με ποσοστά κάτω από μισή ποσοστιαία μονάδα. Από την άλλη, είναι λογικό να απορρίπτεται μεγαλύτερο μέρος της αιολικής παραγωγής για να δημιουργηθεί χώρος για τα φωτοβολταϊκά, ρίχνοντας τον συντελεστή χρησιμοποίησής της πάνω από μια ποσοστιαία μονάδα στα 10 MW σε σχέση με το base case.



Διάγραμμα 3. 12 Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ πολιτικής 3 και σύγκριση με το τροποποιημένο base case



Διάγραμμα 3. 13 Απορρίψεις ΑΠΕ πολιτικής 3 και σύγκριση με το τροποποιημένο base case

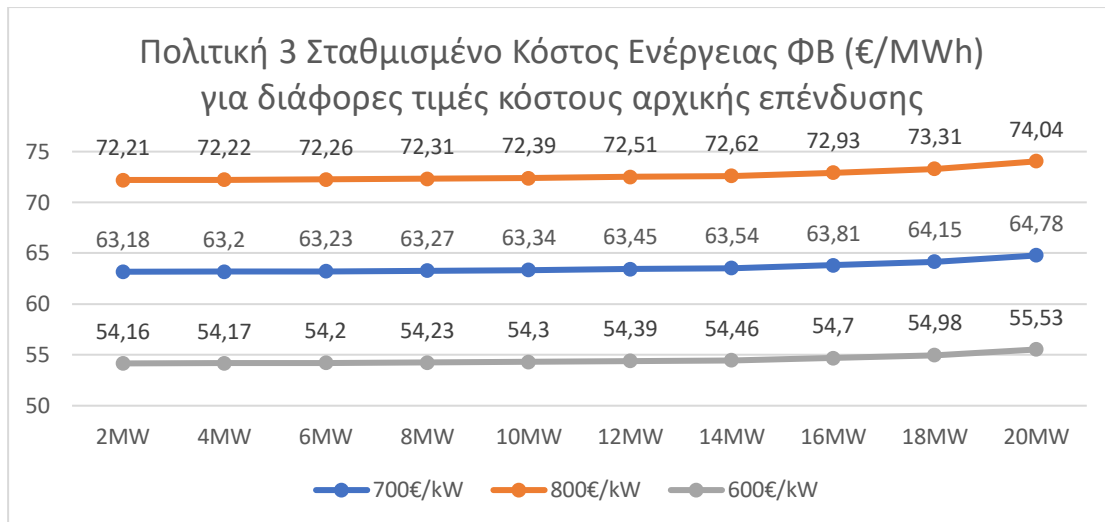
Αποτελέσματα		12MW	14 MW	16 MW	18 MW	20 MW	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.01%	15.71%	15.39%	15.17%	14.93%	17.02%
	Φ/Β	6.31%	7.35%	8.36%	9.36%	10.30%	-
	ΑΠΕ	29.92%	30.66%	31.35%	32.13%	32.83%	24.62%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	69.35%	68.59%	67.96%	67.18%	66.44%	74.72%
	Ντίζελ	0.73%	0.75%	0.69%	0.69%	0.73%	0.66%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	27.05%	26.54%	25.99%	25.63%	25.22%	28.75%
	Φ/Β	18.64%	18.62%	18.54%	18.44%	18.26%	-
	ΑΠΕ	22.39%	22.01%	21.63%	21.34%	21.02%	24.67%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	4881	4793	4680	4614	4549	5321
	Φ/Β	2172	2166	2144	2122	2088	-
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	12.10%	13.76%	15.53%	16.72%	18.05%	6.58%
	Φ/Β	0.42%	0.56%	0.99%	1.50%	2.47%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	9.09%	9.95%	10.92%	11.50%	12.33%	6.58%

Πίνακας 3. 13 Αποτελέσματα πολιτικής 3 για διάφορες τιμές περικκοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Αποτελέσματα	12MW	14 MW	16 MW	18 MW	20 MW	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	14.94	14.80	14.65	14.49	14.35	16.00
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	77.95	78.75	79.62	80.18	80.83	73.40
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	4.48	4.39	4.30	4.24	4.17	4.76
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	1.37	1.60	1.82	2.04	2.24	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	14.54	14.39	14.27	14.11	13.95	15.63
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.36	0.37	0.34	0.34	0.36	0.32
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	145990	144540	143210	141610	140150	156670
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	63.45	63.54	63.81	64.15	64.78	-

Πίνακας 3. 14 Αποτελέσματα πολιτικής 3 για διάφορες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Με την περαιτέρω επέκταση της περικοπτόμενης φωτοβολταϊκής εγκαταστημένης ισχύος μπορεί πλέον να παρατηρηθεί μια ουσιαστική απόρριψη της παρεχόμενης ενέργειάς της. Παρόλα αυτά, η απόρριψη αυτή παραμένει αρκετά μικρή αναλογικά με το μέγεθος της εγκατάστασης, κοντά στο 2,5% για 20 MW ισχύ. Στο σημείο αυτό όμως τίθεται θέμα βιωσιμότητας της αιολικής παραγωγής αφού οι απορρίψεις της φτάνουν στο 18% και ο συντελεστής χρησιμοποίησης πέφτει 3,5% σε σχέση με το base case. Το τελικό ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ που επιτυγχάνεται είναι κοντά στο 33%, δηλαδή το 1/3 της ετήσιας ενεργειακής ανάγκης του νησιού καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές, ρίχνοντας πάνω από 10% σε σχέση με το base case τις εκπομπές ρύπων.



Διάγραμμα 3. 14 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας πολιτικής 3

Όπως μπορεί να παρατηρηθεί από το παραπάνω διάγραμμα, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας για έναν ενδιάμεσο κόστος επένδυσης δεν ξεπερνά τα 65 ευρώ ανά MWh, ακόμα και στα 20 MW εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών. Αυτό σημαίνει ότι μια τέτοια επένδυση είναι απόλυτα βιώσιμη υπό το συγκεκριμένο πλαίσιο διαχείρισης ΑΠΕ.

Πολιτική 5

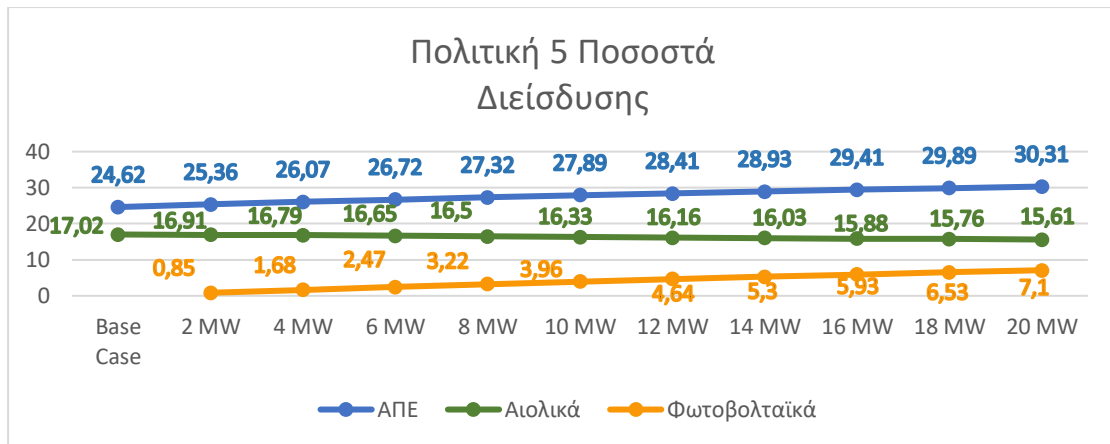
Αποτελέσματα		2 MW	4 MW	6 MW	8 MW	10 MW	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.91%	16.79%	16.65%	16.50%	16.33%	17.02%
	Φ/Β	0.85%	1.68%	2.47%	3.22%	3.96%	-
	ΑΠΕ	25.36%	26.07%	26.72%	27.32%	27.89%	24.62%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	73.95%	73.26%	72.64%	72.01%	71.39%	74.72%
	Ντίζελ	0.69%	0.67%	0.64%	0.67%	0.72%	0.66%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.56%	28.35%	28.12%	27.87%	27.59%	28.75%
	Φ/Β	15.13%	14.89%	14.59%	14.30%	14.04%	-
	ΑΠΕ	24.05%	23.47%	22.89%	22.33%	21.79%	24.67%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5259	5183	5111	5024	4964	5321
	Φ/Β	2498	2362	2243	2121	2031	-
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	7.18%	7.85%	8.62%	9.45%	10.33%	6.58%
	Φ/Β	19.19%	20.48%	22.06%	23.62%	24.98%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	7.84%	9.17%	10.61%	12.11%	13.63%	6.58%

Πίνακας 3. 15 Αποτελέσματα πολιτικής 5 για διάφορες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

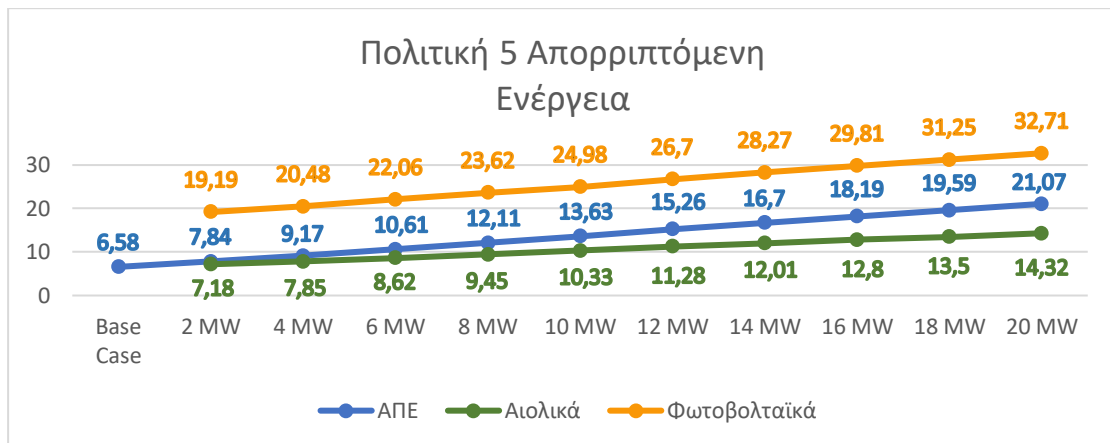
Αποτελέσματα	2 MW	4 MW	6 MW	8 MW	10 MW	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	15.85	15.70	15.55	15.44	15.32	16.00
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	73.81	74.11	74.42	74.87	74.96	73.40
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	4.73	4.69	4.66	4.61	4.57	4.76
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	0.19	0.37	0.54	0.70	0.86	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	15.47	15.32	15.20	15.07	14.93	15.63
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.34	0.33	0.32	0.33	0.35	0.32
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	155160	153640	152310	151100	149830	156670
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	78.19	79.46	81.06	82.73	84.23	-

Πίνακας 3. 126 Αποτελέσματα πολιτικής 5 για διάφορες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Στην 5^η πολιτική είναι διαφορετική η κατάσταση όπως φαίνεται και στους προηγούμενους πίνακες. Στα 10 MW φωτοβολταϊκών οι απορρίψεις τους αγγίζουν ήδη το 25%, κρατώντας όμως τις αιολικές απορρίψεις πιο χαμηλά από την 3^η πολιτική, κοντά στο 10%. Αντίστοιχα, το ποσοστό διείδυσης των φωτοβολταϊκών αλλά και των ΑΠΕ συνολικότερα αυξάνεται με μικρότερο βήμα από ότι στα αποτελέσματα της 3^{ης} πολιτικής που μελετήθηκε.



Διάγραμμα 3. 15 Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ πολιτικής 5 και σύγκριση με το τροποποιημένο base case



Διάγραμμα 3. 16 Απορρίψεις ΑΠΕ πολιτικής 5 και σύγκριση με το τροποποιημένο base case

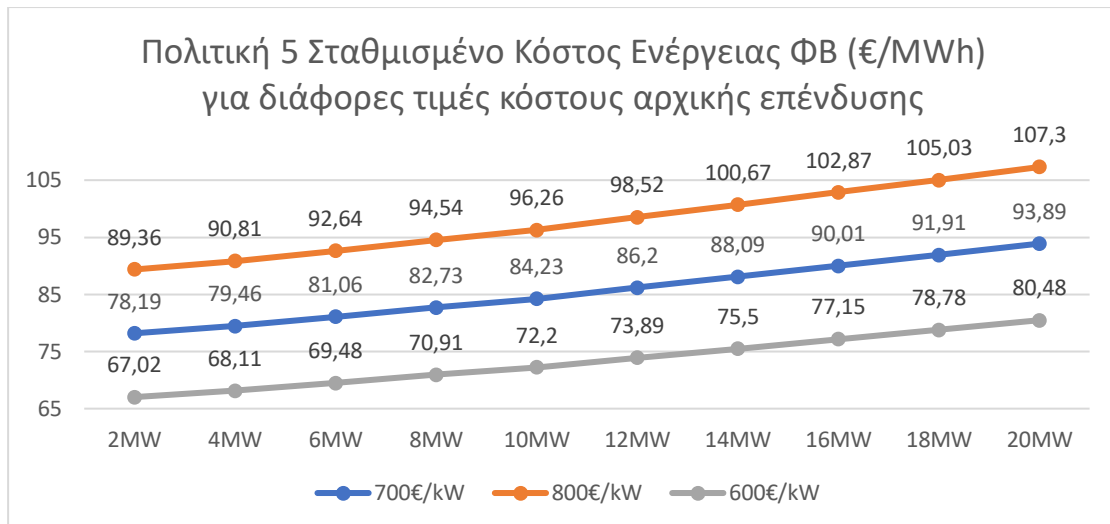
Αποτελέσματα		12MW	14 MW	16 MW	18 MW	20 MW	Base Case
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.16%	16.03%	15.88%	15.76%	15.61%	17.02%
	Φ/Β	4.64%	5.30%	5.93%	6.53%	7.10%	-
	ΑΠΕ	28.41%	28.93%	29.41%	29.89%	30.31%	24.62%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	70.98%	70.41%	69.96%	69.37%	68.94%	74.72%
	Ντίζελ	0.61%	0.66%	0.62%	0.74%	0.75%	0.66%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	27.30%	27.07%	26.83%	26.62%	26.36%	28.75%
	Φ/Β	13.72%	13.43%	13.14%	12.87%	12.60%	-
	ΑΠΕ	21.26%	20.77%	20.30%	19.85%	19.41%	24.67%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	4887	4820	4758	4712	4668	5321
	Φ/Β	1935	1852	1772	1705	1646	-
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	11.28%	12.01%	12.80%	13.50%	14.32%	6.58%
	Φ/Β	26.70%	28.27%	29.81%	31.25%	32.71%	-
	ΑΠΕ (με setpoint)	15.26%	16.70%	18.19%	19.59%	21.07%	6.58%

Πίνακας 5. 17 Αποτελέσματα πολιτικής 5 για διάφορες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Αποτελέσματα	12MW	14 MW	16 MW	18 MW	20 MW	Base Case
Συνολικό Κόστος Συμβατικών (εκατ. €)	15.19	15.10	14.99	14.92	14.84	16.00
Κόστος ανά συμβατική MWh (€)	75.39	75.50	75.99	76.07	76.39	73.40
Κόστος Αιολικών(εκατ. €)	4.52	4.48	4.44	4.41	4.36	4.76
Κόστος ΦΒ (εκατ. €)	1.01	1.15	1.29	1.42	1.55	-
Κόστος μαζούτ (εκατ. €)	14.85	14.73	14.64	14.52	14.43	15.63
Κόστος ντίζελ (εκατ. €)	0.30	0.32	0.31	0.37	0.37	0.32
Εκπομπές CO ₂ (τόνοι)	148830	147760	146760	145770	144900	156670
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας ΦΒ (€/MWh)	86.20	88.09	90.01	91.91	93.89	-

Πίνακας 3. 18 Αποτελέσματα πολιτικής 5 για διάφορες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Με μεγαλύτερες τιμές εγκατεστημένης ισχύος οι περικοπές της πολιτικής 5 είναι αρκετά μεγάλες, σχεδόν 33% στα φωτοβολταϊκά και 21% συνολικά στις ΑΠΕ. Φαίνεται λοιπόν ότι η συγκεκριμένη πολιτική δεν μπορεί να διαχειριστεί βιώσιμα μεγάλη ηλιακή εγκατεστημένη ισχύ. Παρόλα αυτά, καταφέρνει να αυξήσει το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ κατά 6 ποσοστιαίες μονάδες στην περίπτωση με 20MW φωτοβολταϊκών.



Διάγραμμα 3. 17 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας πολιτικής 5

Τα παραπάνω αποτελέσματα αφήνουν πολλά περιθώρια για ερμηνεία και συμπεράσματα. Σίγουρα πάντως φαίνεται σαφώς η καλύτερη βιωσιμότητα που θα έχει μια φωτοβολταϊκή επένδυση υπό το καθεστώς της πολιτικής 3 όσον αφορά τις περικοπές. Αν θεωρήσουμε 700 ευρώ/kW το κόστος επένδυσης, μπορούν να εγκατασταθούν ακόμα 20 MW φωτοβολταϊκών πάνω από τα περιθώρια του νησιού χωρίς να υπάρχουν σημαντικές περικοπές και χωρίς να αυξάνουν πολύ την τιμή πώλησης της ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 3.14, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας δεν ξεπερνάει τα 65 ευρώ/MWh ακόμα και στην περίπτωση εγκατάστασης 20 MW περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών. Αυτό σημαίνει ότι ο λειτουργός μπορεί να αποζημιώνει με αρκετά χαμηλότερες τιμές τα νέα φωτοβολταϊκά από ότι παλαιότερα και παρόλα αυτά το έργο επένδυσής τους να αποσβένεται γρήγορα. Παράλληλα, η συγκεκριμένη πολιτική θα επιτρέψει την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, φτάνοντάς την κοντά στο 33%, κρατώντας τις απορρίψεις τους κοντά στο 12,5%, αυξάνοντας όμως σημαντικά τις αιολικές απορρίψεις σε σχέση με το base case.

Από την άλλη, η πολιτική 5 περιορίζει κάπως τις απορρίψεις των αιολικών που αναγκαστικά θα γίνουν αφού πρέπει να «κάνουν χώρο» για τα φωτοβολταϊκά. Το τελικό ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ (στα 20 MW περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών) είναι 2,5 ποσοστιαίες μονάδες κάτω από αυτό της πολιτικής 3, με εμφανώς περισσότερες απορρίψεις στα φωτοβολταϊκά σε σχέση με την 3^η πολιτική. Πάντως και στο σενάριο αυτό μπορεί μια φωτοβολταϊκή επένδυση να αποτελέσει βιώσιμο έργο, αρκεί να υπάρξει μια αρκετά μεγαλύτερη τιμή αγοράς της ηλιακής ενέργειας από τον λειτουργό, τουλάχιστον 94 ευρώ/MWh δηλαδή περίπου 45% μεγαλύτερη από την τιμή που απαιτείται για την πολιτική 3. Τελικά φαίνεται πως είναι θέμα στρατηγικής απόφασης για το ποια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας θα επιλέξει ο λειτουργός να ευνοήσει έναντι της άλλης, αφού δεν μπορεί να ευρεθεί ακριβώς μια μέση λύση.

Στο 4^ο κεφάλαιο που ακολουθεί θα μελετηθούν οι παραπάνω πολιτικές στα περιθώρια του συστήματος του νησιού, εισάγοντας συστήματα αποθήκευσης διαφόρων μεγεθών σε κάποιες συγκεκριμένες τιμές περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών. Μια μεγάλη επέκταση φωτοβολταϊκών συνοδευόμενη από συστήματα αποθήκευσης ενέργειας είναι δεδομένο ότι θα μειώσουν τις απορρίψεις σημαντικά.

4. ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΠΕΡΙΚΟΠΩΝ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

4.1. Σκοπός μελέτης και συστήματα αποθήκευσης γενικά

Στο παρόν κεφάλαιο θα γίνει εμβάθυνση της μελέτης των πολιτικών περικοπών προκειμένου να έχουμε πλήρη εικόνα της συμπεριφοράς του ενεργειακού συστήματος του νησιού, όταν αυτό περιέχει και συστήματα αποθήκευσης της ενέργειας.

Όπως έχει προαναφερθεί, τα ενεργειακά συστήματα των ΜΔΝ αντιμετωπίζουν αρκετά προβλήματα ευστάθειας και ασφάλειας, λόγω του μικρού μεγέθους τους, άρα και του μικρού πλήθους συμβατικών γεννητριών. Σαν αποτέλεσμα αυτού, οι απαιτήσεις των εφεδρειών συχνά δεν καλύπτονται, δημιουργώντας προβλήματα στην λειτουργία του δικτύου. Όπως φάνηκε και στα διαγράμματα και τις εξισώσεις προηγουμένως, όταν ο αλγόριθμος δεν μπορεί να καλύψει τις απαιτήσεις των εφεδρειών από τις συμβατικές μονάδες κάνει χρήση των βοηθητικών μεταβλητών για να καλύψει την διαφορά, με κάποιο κόστος όμως. Εισάγοντας ένα αποθηκευτικό σύστημα μπορούμε να λύσουμε αυτό το πρόβλημα καθώς η μπαταρία, εφόσον είναι φορτισμένη, μπορεί να προσφέρει την ενέργειά της άμεσα λύνοντας το πρόβλημα των εφεδρειών. Ο αλγόριθμος θα επιλέγει να κρατάει συχνά την μπαταρία φορτισμένη και θα την βάζει στο ισοζύγιο κυρίως τις ώρες αιχμής, κάνοντας την λεγόμενη εξομάλυνση κορυφών (peak shaving). Τις υπόλοιπες ώρες θα υπολογίζει την ενέργεια της μπαταρίας ως άμεσα διαθέσιμη να μπει στο ισοζύγιο εφόσον χρειαστεί, δηλαδή η μπαταρία προσφέρει πρωτεύουσα εφεδρεία. Το ίδιο ισχύει και για τις εφεδρείες προς τα κάτω, δηλαδή όταν η μπαταρία δεν είναι πλήρως φορτισμένη θα μπορεί να δεχθεί κάποια περίσσεια ενέργειας προκειμένου να μην υποφορτιστούν οι συμβατικές μονάδες.

Επίσης, είναι προφανές ότι όταν μεγαλώνει η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και ιδιαίτερα των φωτοβολταϊκών μονάδων, τόσο το σύστημα δεν θα μπορεί να χωρέσει όλη την παραγωγή τους στο ισοζύγιο, κοινώς θα την απορρίπτει. Ένα αποθηκευτικό σύστημα μπορεί να περιορίσει και το πρόβλημα των απορρίψεων, όπως αυτό των εφεδρειών που αναφέρθηκε παραπάνω. Όταν δηλαδή θα υπάρχει περίσσεια ενέργειας ΑΠΕ, αυτή θα μπορεί να αποθηκευτεί στις μπαταρίες αντί να απορριφθεί. Επομένως, μια επέκταση στην εγκατάσταση των μονάδων ΑΠΕ σε ένα ΜΔΝ συνοδευόμενες από ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αυξάνουν μεν το κόστος, αλλά βελτιώνουν και την βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης, γεγονός που θα φανεί και στους πίνακες παρακάτω.



Εικόνα 4.1 Ενδεικτική διάταξη συσσωρευτών ισχύος 10 MW, χωρητικότητας 40 MWh

Πηγή: <https://pv-magazine-usa.com/>

Βέβαια, μια επένδυση σε μπαταρίες θα έχει τεράστιο κόστος δεδομένης της στασιμότητας που υπάρχει τα τελευταία χρόνια στις τεχνολογίες των μπαταριών και του κόστους των υλικών κατασκευής τους, δηλαδή μόλυβδος και άλλα βαρέα μέταλλα. Επίσης μια διάταξη μπαταριών τόσο μεγάλης ισχύος όπως αυτή που θα μελετηθεί παρακάτω απαιτεί ένα σύστημα ηλεκτρονικών στοιχείων όπως διακοπτικά μέσα, ασφάλειες, inverters που αυξάνουν το επενδυτικό κόστος ακόμα περισσότερο αλλά και τις απώλειες ενέργειας στο σύστημα. Επομένως, με βάση τα παραπάνω, για να κριθεί βιώσιμη η προσθήκη μπαταρίας στο υπό μελέτη μη διασυνδεδεμένο σύστημα, θα πρέπει τα αποτελέσματα που θα προκύψουν παρακάτω να είναι εντυπωσιακά καλύτερα από τα αντίστοιχα αποτελέσματα χωρίς μπαταρία. Τέλος, θα πρέπει να ληφθούν υπόψιν και οι περιβαλλοντικές συνέπειες μιας τέτοιας εγκατάστασης, καθώς τα συστήματα αποθήκευσης ανανεώσιμων πηγών περιέχουν υλικά που δεν είναι ανακυκλώσιμα και μπορούν να προκαλέσουν ανεπανόρθωτες ζημιές σε περίπτωση βλάβης των συστημάτων ελέγχου τους.

Θα μελετήσουμε συστήματα αποθήκευσης διαφόρων μεγεθών ισχύος (1, 2.5, 5 και 7.5 MW) και διαφόρων χωρητικότητων σε ώρες εκφόρτισης (1, 2, 4 και 8 ώρες). Για λόγους εξοικονόμησης χρόνου δεν θα μελετηθούν όλα τα σενάρια με σύστημα αποθήκευσης αλλά μόνο οι πολιτικές 3 και 5 στα περιθώρια ΑΠΕ του νησιού. Ακόμα, θα μελετηθούν μόνο τα παραπάνω σενάρια για 10 και 18 MW εγκατεστημένης ισχύος περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών, τιμές μεγάλες σχετικά ώστε να μπορεί να εξαχθεί ένα συμπέρασμα βλέποντας τις διαφορές στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων με και χωρίς αποθήκευση ενέργειας. [3][6]

4.2. Εξισώσεις συστήματος αποθήκευσης και ενδεικτικές καμπύλες

Τα συστήματα αποθήκευσης ενταγμένα στο ενεργειακό σύστημα και άρα στον ΚΗΕΠ πρέπει να ερμηνευτούν μέσω κάποιων εξισώσεων που θα μπορεί να διαβάσει ο αλγόριθμος και οι οποίες θα καλύπτουν όλους τους περιορισμούς που μπαίνουν στην λειτουργία τους. Όλες αυτές οι αλλαγές αναφέρονται αναλυτικά παρακάτω.

Η πρώτη αλλαγή που πρέπει να γίνει στις εξισώσεις του ΚΗΕΠ αφορά την εξίσωση (2.6) η οποία πρέπει να περιλαμβάνει πλέον και την ενέργεια που φορτίζει ή εκφορτίζει την μπαταρία κάθε ώρα:

$$P_{L,t} + P_{c,t} = \sum_g (P_{g,t} \cdot st_{g,t}) + P_{oldPV,t} + P_{newPV,t} + P_{W,t} + P_{d,t} \quad (4.1)$$

Στην παραπάνω εξίσωση οι δύο όροι $P_{c,t}$ και $P_{d,t}$ εκφράζουν την ισχύ φόρτισης (charge) και εκφόρτισης (discharge) της μπαταρίας κάθε ώρα. Προφανώς η ενέργεια φόρτισης προστίθεται στο φορτίο και μπαίνει στο αριστερό μέλος, ενώ η ενέργεια εκφόρτισης μπαίνει δεξιά μαζί με τα υπόλοιπα είδη παραγωγής ενέργειας. Ακόμα, η ισχύς φόρτισης ή εκφόρτισης της μπαταρίας περιορίζεται από την ονομαστική ισχύ της, ισχύει δηλαδή ο παρακάτω περιορισμός:

$$0 \leq P_{c/d,t} \leq \bar{P}_{c/d} \cdot st_{c/d,t} \quad (4.2)$$

Στην παραπάνω εξίσωση ο όρος $\bar{P}_{c/d}$ αναφέρεται στην μέγιστη ισχύ φόρτισης ή εκφόρτισης, ενώ η δυαδική μεταβλητή $st_{c/d,t}$ δείχνει την κατάσταση της μπαταρίας και αναλύεται σε δύο ξεχωριστές μεταβλητές στην παρακάτω εξίσωση:

$$st_{c,t} + st_{d,t} \leq 1 \quad (4.3)$$

Η μεταβλητή $st_{c,t}$ δείχνει την κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας και αντίστοιχα η μεταβλητή $st_{d,t}$ την κατάσταση εκφόρτισης για την δεδομένη ώρα. Προφανώς η μπαταρία δεν μπορεί ταυτόχρονα να φορτίζει και να εκφορτίζεται, γεγονός που περιγράφεται από την εξίσωση (4.3).

Επίσης, ελέγχεται η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (State of Charge, SoC) κάθε δεδομένη χρονική στιγμή, δηλαδή το επίπεδο ενέργειας που έχει διαθέσιμη ως ποσοστό επί τοις 100 της συνολικής. Το SoC περιορίζεται τόσο ως προς το χαμηλότερο επίπεδο, όσο και ως προς το ανώτερο, όπως περιγράφει η παρακάτω εξίσωση:

$$\underline{E} \leq SoC_t \leq \bar{E} \quad (4.4)$$

Το άνω όριο \bar{E} είναι το 95% της μέγιστης φόρτισης, αποτρέποντας ουσιαστικά όποια πιθανότητα υπερφόρτισης της μπαταρίας. Όσον αφορά το κάτω όριο \underline{E} , αυτό υπολογίζεται ως το 15% της φόρτισης στο οποίο όμως προστίθεται τόση ενέργεια όση χρειάζεται για να καλύψει πλήρως τις εφεδρείες για μισή ώρα, φτάνοντας την τιμή του στο 65%. Η πρόσθεση της ενέργειας αυτής γίνεται προκειμένου να υπάρχει πάντα ενέργεια στην μπαταρία διαθέσιμη για να προσφερθεί ως εφεδρεία, η οποία ελέγχεται από τις δύο παρακάτω εξισώσεις:

$$P_{d,t} + \sum_r r_{b,r,t}^{up} \leq \bar{P}_{c/d} + P_{c,t} \quad (4.5)$$

$$P_{c,t} + \sum_r r_{b,r,t}^{down} \leq \bar{P}_{c/d} + P_{d,t} \quad (4.6)$$

Στην ουσία το άθροισμα της απορρόφησης ή προσφοράς ενέργειας με την αντίστοιχη εφεδρεία προς τα κάτω ή πάνω, περιορίζεται από την ονομαστική ισχύ της μπαταρίας. Στην ονομαστική ισχύ προστίθεται η ισχύς που προσφέρει ή απορροφά αντίστοιχα εκείνη την χρονική στιγμή, αφού μπορεί να θεωρηθεί κι αυτή η ενέργεια ως εφεδρεία.

Ακόμα η ροή ισχύος από και προς την μπαταρία δεν θα μπορούσε να γίνεται χωρίς κάποιες απώλειες, οι οποίες προκύπτουν από τα ηλεκτρονικά στοιχεία που παρεμβάλλονται, τα οποία δεν είναι ιδανικά. Επομένως, η ενέργεια που αποθηκεύεται στην μπαταρία πολλαπλασιάζεται με έναν συνολικό συντελεστή απόδοσης ο οποίος περιλαμβάνει το γινόμενο όλων των συντελεστών των στοιχείων που παρεμβάλλονται. Ακόμα η ενέργεια που πρέπει να προσδώσει η μπαταρία διαιρείται με τον ίδιο συντελεστή για να γίνει ο υπολογισμός της εναπομένουσας ενέργειας, δηλαδή του επιπέδου φόρτισης (SoC). Τα παραπάνω περιγράφονται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$SoC_t = SoC_{t-1} + P_{c,t} \cdot n - \frac{P_{d,t}}{n} \quad (4.7)$$

Τέλος, η προσθήκη της μπαταρίας στο σύστημα ευνοεί την διείσδυση ΑΠΕ όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως. Αυτό πρακτικά μεταφράζεται σε αλλαγές στις εξισώσεις υπολογισμού των setpoints τόσο των αιολικών όσο και των φωτοβολταϊκών, κάνοντας πιο χαλαρές τις εξισώσεις υπολογισμού του τεχνικού ελαχίστου και του δυναμικού περιορισμού. Οι εξισώσεις (2.29) και (2.30) παίρνουν την ακόλουθη μορφή:

$$P_{Wmax,t}^{ML} = P_{L,t} + \bar{P}_c - P_{oldPV,t} - \sum_g p_g^{min} \cdot st_{g,t} \quad (4.8)$$

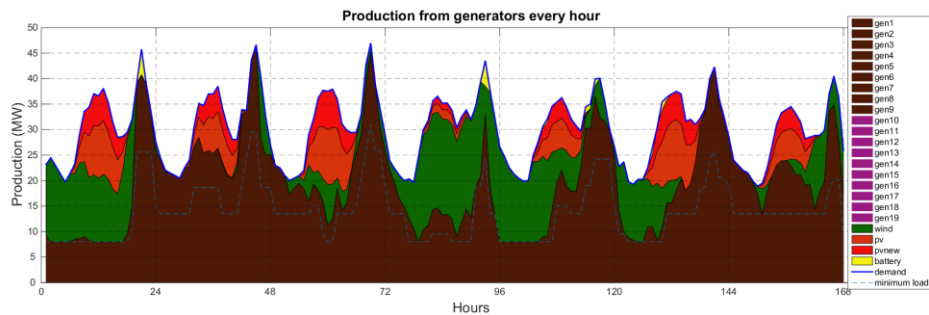
$$P_{Wmax,t}^D = \frac{\sum_g (R_{g,pr} \cdot st_{g,t}) + \sum R_b^{up} - l_{PV} \cdot P_{oldPV,t}}{l_W} \quad (4.9)$$

Προφανώς τόσο η ικανότητα απορρόφησης ενέργειας \bar{P}_c όσο και η ικανότητα προσφοράς εφεδρείας προς τα πάνω $\sum R_b^{up}$ της μπαταρίας, περιορίζονται κάθε δεδομένη χρονική στιγμή από το επίπεδο φόρτισής της. Είναι λογικό να μην μπορεί να φορτιστεί η μπαταρία όταν είναι ήδη γεμάτη, δηλαδή να αυξήσει το όριο τεχνικού ελαχίστου, όπως και να μην μπορεί να προσφέρει εφεδρεία όταν είναι άδεια, αυξάνοντας έτσι το όριο δυναμικού περιορισμού. Παρόμοιες εξισώσεις με τις (4.8) και (4.9) χρησιμοποιούνται και για τον υπολογισμό των setpoints των φωτοβολταϊκών (πολιτική 3), αλλά και του χώρου ΑΠΕ (πολιτική 5), που για λόγους συντομίας δεν θα αναφερθούν. [3]

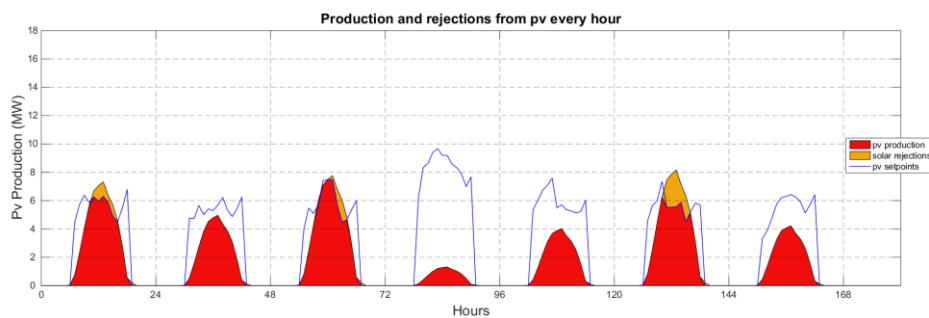
Παρακάτω παρουσιάζονται ενδεικτικές καμπύλες από την ίδια εβδομάδα που είδαμε και προηγουμένως στα σενάρια και στο base case, 12-18 Απριλίου. Θα παρουσιαστεί μόνο ένα ενδεικτικό set καμπυλών, συγκεκριμένα για την πολιτική 5 που έχει μεγαλύτερες απορρίψεις, με 10MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και

μπαταρία 5MW σε εκφόρτιση 4 ωρών, μια μπαταρία αρκετά μεγάλη ώστε να φανούν οπτικά οι επιδράσεις της μπαταρίας στο σύστημα. Προφανώς όμως, σαφέστερο συμπέρασμα θα μπορεί να βγει όταν αναλυθούν και τα ετήσια αποτελέσματα στους πίνακες της επόμενης ενότητας.

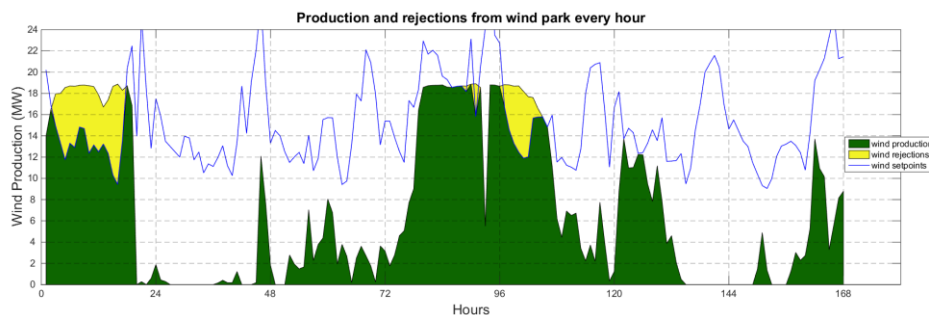
Πολιτική 5 στα περιθώρια ΑΠΕ, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW 4h μπαταρία



Διάγραμμα 4.2 Καμπύλη ζήτησης και παραγωγής για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)



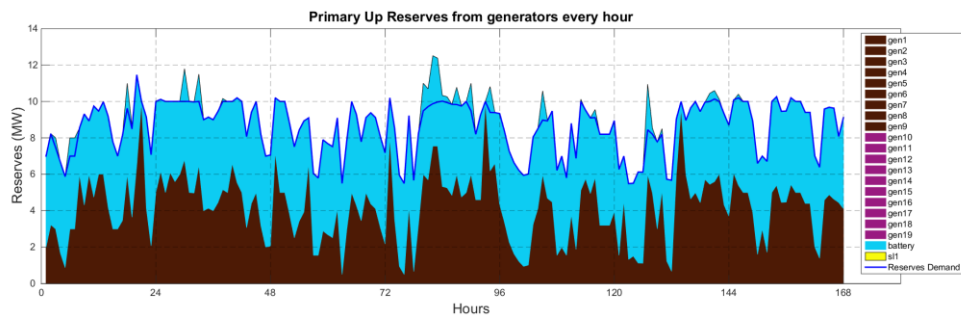
Διάγραμμα 4.3 Καμπύλη setpoint και παραγωγής φωτοβολταϊκών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)



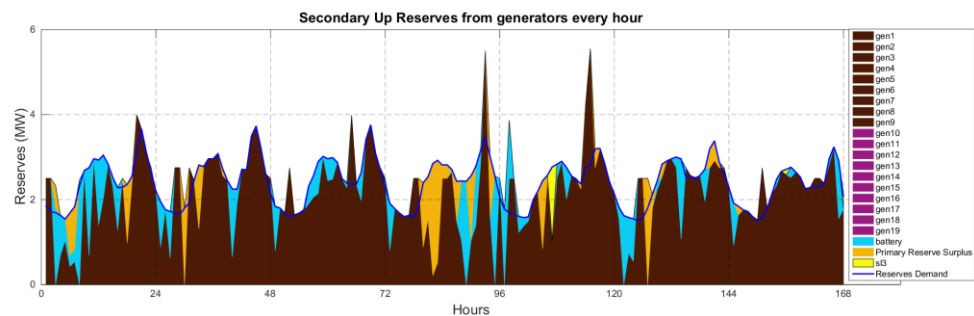
Διάγραμμα 4.4 Καμπύλη setpoint και παραγωγής αιολικών για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)

Από τις παραπάνω καμπύλες μπορούν να παρατηρηθούν εμφανείς διαφορές σε σχέση με τις αντίστοιχες της ίδιας πολιτικής με τα ίδια φωτοβολταϊκά χωρίς όμως την παρουσία αποθήκευσης ενέργειας. Αρχικά μπορεί να παρατηρηθεί από το διάγραμμα (4.2) ότι η χρήση της μπαταρίας για έγχυση ενέργειας στο σύστημα γίνεται μόνο στο peak της ισχύος και συγκεκριμένα την 1^η, 4^η και 5^η ημέρα. Από τα

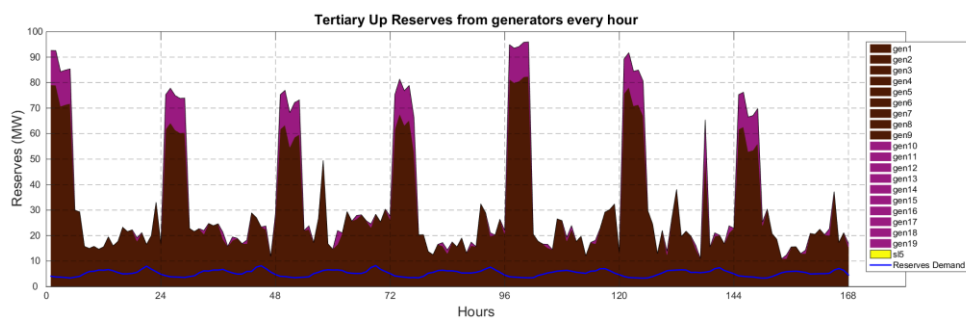
διαγράμματα των setpoints μπορεί να φανεί η επίδραση της μπαταρίας στον υπολογισμό τους από τον αλγόριθμο. Είναι σαφής η αύξηση τους τόσο στα φωτοβολταϊκά όσο και στα αιολικά σε όλες τις μέρες που φαίνονται στο διάγραμμα. Ειδικά τα φωτοβολταϊκά που προηγουμένως είχαν σημαντικές απορρίψεις ενέργειας, τώρα φαίνεται ότι μπορούν να αποτελέσουν μια βιώσιμη επένδυση. Ασφαλώς, αυτό θα κριθεί από τους πίνακες με τα ετήσια αποτελέσματα και με σύγκριση διαφόρων μεγεθών μπαταριών.



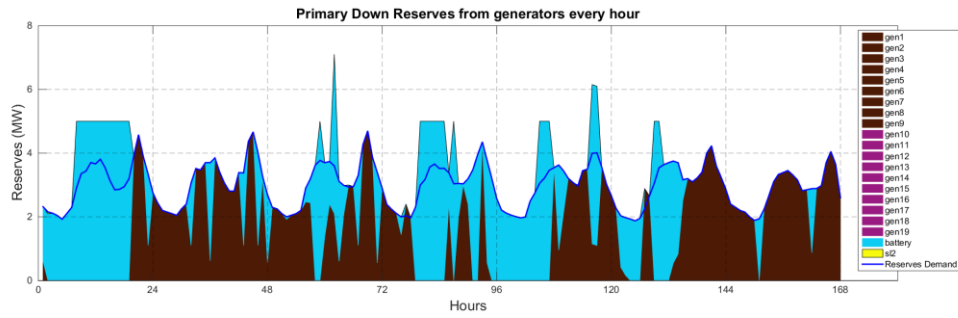
Διάγραμμα 4.5 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης πρωτεύουσας πάνω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)



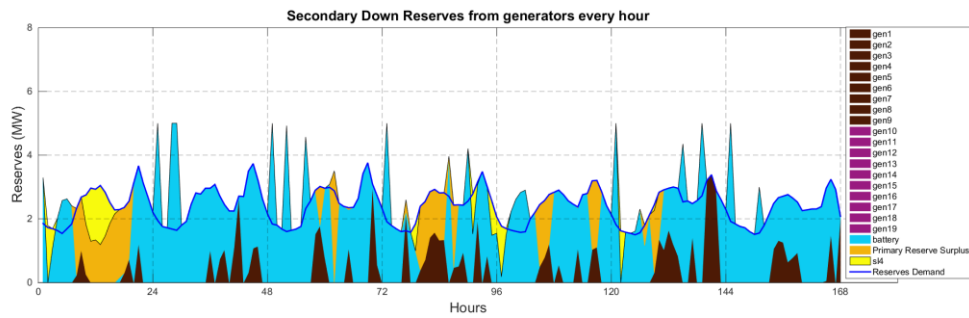
Διάγραμμα 4.6 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης δευτερεύουσας πάνω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)



Διάγραμμα 4.7 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης τριτεύουσας πάνω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)

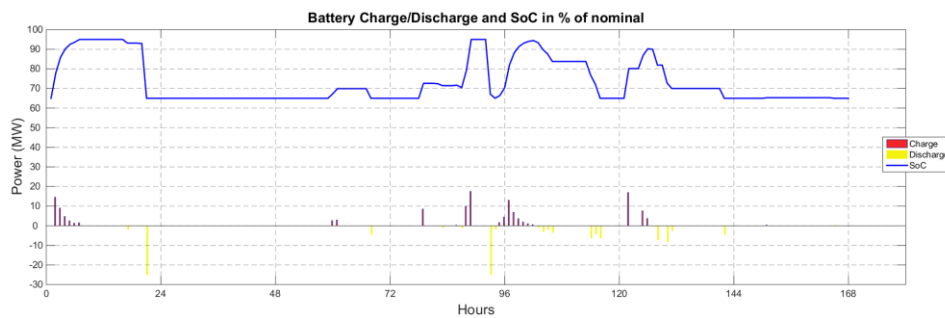


Διάγραμμα 4.8 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης πρωτεύουσας κάτω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)



Διάγραμμα 4.9 Καμπύλη ζήτησης και κάλυψης δευτερεύουσας κάτω εφεδρείας για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)

Στα διαγράμματα εφεδρειών (4.5 έως 4.9) βλέπουμε ότι υπερिशύει η προσφορά εφεδρείας από τις μπαταρίες σε σχέση με τις εφεδρείες των γεννητριών. Ειδικά στις πρωτεύουσες εφεδρείες η συμβολή τους είναι καθοριστική αναλαμβάνοντας το μεγαλύτερο κομμάτι της απαίτησης για τον συγκεκριμένο τύπο εφεδρείας. Κρατώντας την μπαταρία σε ένα ενδιάμεσο επίπεδο φόρτισης (κοντά στο 70%) μέσω των εξισώσεων, της δίνεται η δυνατότητα να παρέχει εφεδρεία τόσο προς τα πάνω αφού μπορεί ανά πάσα στιγμή να εγχύσει ενέργεια στο δίκτυο, όσο και προς τα κάτω, δηλαδή να απορροφήσει ενέργεια από τις ΑΠΕ που σε διαφορετική περίπτωση μπορεί να απορρίπτονταν.



Διάγραμμα 4.10 Καμπύλη φόρτισης, εκφόρτισης και επιπέδου φόρτισης για την εβδομάδα 12-18 Απριλίου (Πολιτική 5 στα περιθώρια, 10 MW περικοπτόμενα ΦΒ, 5 MW μπαταρία 4h εκφόρτισης)

Στο διάγραμμα (4.10) φαίνεται η κατάσταση του επιπέδου φόρτισης της μπαταρίας ανά πάσα στιγμή και πως αυτό επηρεάζεται από τυχόν φορτίσεις και εκφορτίσεις. Παρατηρείται ότι για το μεγαλύτερο διάστημα της συγκεκριμένης εβδομάδας το επίπεδο φόρτισης είναι κοντά στο 65%, το οποίο είναι και το κατώτατο όριο από τις εξισώσεις (εξίσωση 4.4), επομένως η μπαταρία έχει την δυνατότητα να απορροφήσει ενέργεια από το δίκτυο (κυρίως από τις ΑΠΕ). Ακόμα, ενώ οι εκφορτίσεις μπορεί να είναι αρκετά μεγάλες σε μια απότομη αύξηση του φορτίου (πχ την 1^η και 4^η ημέρα), οι φορτίσεις της μπαταρίας γίνονται συνήθως ομαλά (1^η και 5^η ημέρα) χρησιμοποιώντας κυρίως την αιολική ενέργεια αφού οι φορτίσεις γίνονται συνήθως νυχτερινές ώρες με χαμηλή ζήτηση φορτίου.

Φαίνεται ξεκάθαρα η επίδραση της ύπαρξης της μπαταρίας τόσο στα setpoint που δίνονται στις ΑΠΕ, όσο και στις εφεδρείες του συστήματος. Ειδικά στο κομμάτι των εφεδρειών, αυτές καλύπτονται σε μεγάλο βαθμό από αυτές που προσφέρει η μπαταρία (με γαλάζιο χρώμα φαίνονται οι εφεδρείες τις μπαταρίας), γεγονός αναμενόμενο αφού πάντα τηρείται αποθηκευμένη ενέργεια για μισή ώρα ολικής εκφόρτισης. Με τον τρόπο αυτόν περιορίζεται κατά πολύ η χρήση των μεταβλητών χαλάρωσης, ειδικά στις πρωτεύουσες εφεδρείες όπου έχουν αυξημένο συντελεστή βαρύτητας. Ενδιαφέρον έχει το διάγραμμα (4.9) όπου φαίνεται η καμπύλη του επιπέδου φόρτισης της μπαταρίας και πως αυτό αυξομειώνεται από τις εκάστοτε φορτίσεις και εκφορτίσεις που γίνονται. Είναι εμφανής η τήρηση των άνω και κάτω ορίων στο SoC, αλλά και στην μέγιστη ισχύ που μπορεί να αποδώσει η μπαταρία. Τέλος, στο πρώτο διάγραμμα όπου παρουσιάζεται το ισοζύγιο ισχύος, βλέπουμε ένα αρκετά αναμενόμενο αποτέλεσμα σε σχέση με την μπαταρία, δηλαδή χρησιμοποίηση της αποθηκευμένης ενέργειας της μπαταρίας μόνο σε περιπτώσεις μεγάλης ζήτησης φορτίου, κάνοντας την λεγόμενη εξομάλυνση κορυφών (peak shaving). Ανάλογα, η φόρτισή της γίνεται σε περιπτώσεις όπου δεν υπάρχει μεγάλη ζήτηση ενέργειας και μεγάλη προσφορά ενέργειας από ΑΠΕ, όπως συμβαίνει για παράδειγμα τις πρώτες ώρες της πρώτης και της πέμπτης ημέρας

Παρακάτω ακολουθούν οι αναλυτικοί πίνακες με τα αποτελέσματα των σεναρίων που προαναφέρθηκαν, για τα διάφορα μεγέθη των μπαταριών που θα επιτρέψουν ασφαλέστερη εξαγωγή συμπερασμάτων.

4.3. Πίνακες αποτελεσμάτων πολιτικών περικοπών με αποθήκευση ενέργειας

Παρακάτω παρατίθενται οι προαναφερθέντες πίνακες με τα αποτελέσματα. Για λόγους συντομίας δεν αναφέρονται τα ετήσια κόστη των συμβατικών αλλά και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Εδώ περιμένουμε να δούμε μια βελτίωση στην

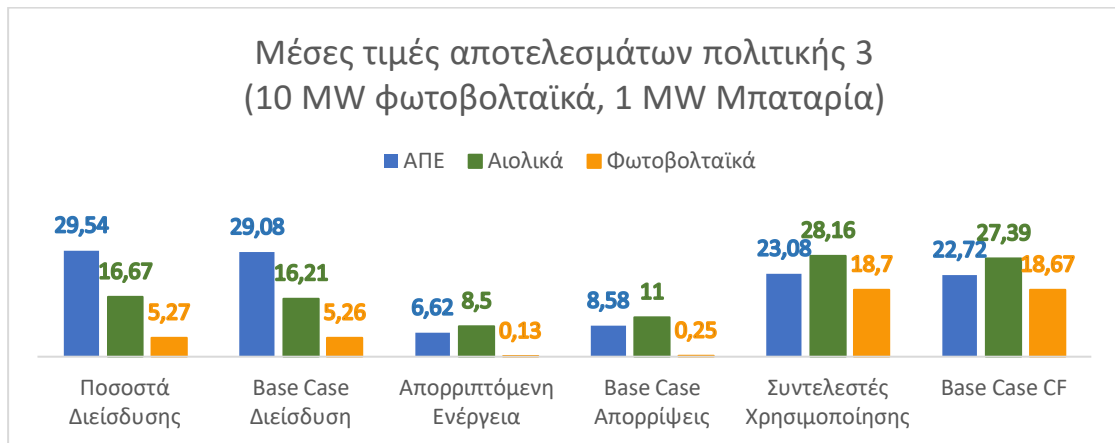
διείσδυση ΑΠΕ, δεδομένου ότι το σύστημα μπορεί πλέον να κρατά με μεγαλύτερη άνεση τις απαραίτητες εφεδρείες.

Πολιτική 3 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 1 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.65%	16.68%	16.66%	16.69%	16.21%
	Φ/Β	5.27%	5.27%	5.27%	5.27%	5.26%
	ΑΠΕ	29.53%	29.55%	29.53%	29.56%	29.08%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	69.94%	69.94%	69.97%	69.99%	70.22%
	Ντίζελ	0.54%	0.51%	0.51%	0.48%	0.70%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.13%	28.17%	28.14%	28.18%	27.39%
	Φ/Β	18.70%	18.69%	18.70%	18.70%	18.67%
	ΑΠΕ	23.07%	23.09%	23.07%	23.09%	22.72%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5221	5310	5413	5421	4959
	Φ/Β	2180	2179	2180	2179	2177
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	8.58%	8.45%	8.55%	8.41%	11.00%
	Φ/Β	0.12%	0.15%	0.12%	0.14%	0.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	6.68%	6.58%	6.65%	6.55%	8.58%

Πίνακας 4. 1 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Με μόλις 1 MW ισχύος μπαταρία η διαφορά δεν είναι αρκετά εμφανής στην συγκεκριμένη πολιτική που έτσι κι αλλιώς έχει πολύ καλά αποτελέσματα ακόμα και χωρίς την χρήση της. Περιορίζεται κάπως η χρήση των συμβατικών μονάδων και αυξάνεται η διείσδυση ΑΠΕ σχεδόν 0,5% σε σχέση με το αντίστοιχο base case. Από ότι φαίνεται από τον πίνακα, τα αιολικά είναι αυτά που ευνοούνται περισσότερο αυξάνοντας τον συντελεστή χρησιμοποίησής τους, γεγονός που είναι λογικό εφόσον τα φωτοβολταϊκά είχαν ήδη μηδενικές σχεδόν απορρίψεις. Τέλος, ενδιαφέρον έχει το γεγονός ότι με την κλιμακωτή αύξηση της χωρητικότητας από 1 MWh στις 8 MWh δεν υπάρχει κάποια ραγδαία διαφορά, αφού η ισχύς της μπαταρίας παραμένει χαμηλή σε σχέση με το φορτίο.



Διάγραμμα 4.11 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

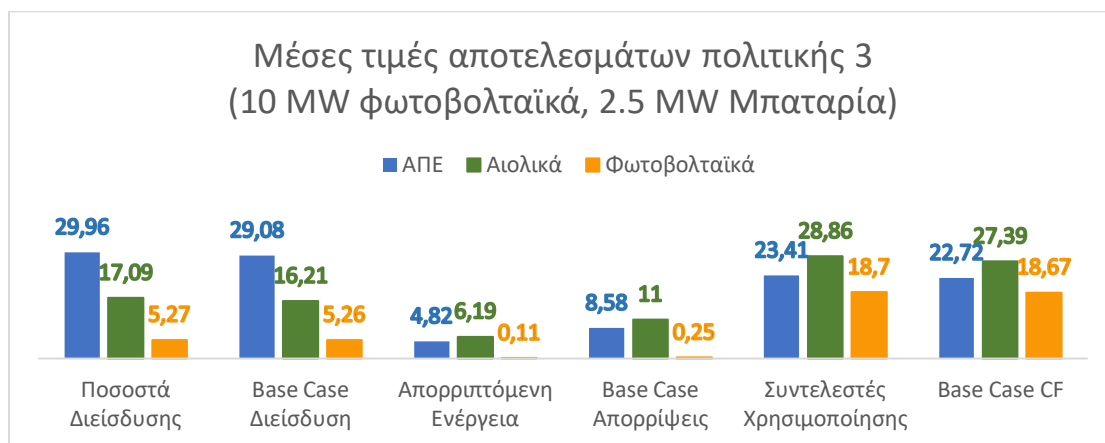
Για λόγους συντομίας συγκρίνονται οι μέσες τιμές των αποτελεσμάτων για διάφορες χωρητικότητες μπαταρίας με τα αντίστοιχα αποτελέσματα του base case. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα, οι απορρίψεις ΑΠΕ μπορούν να πέσουν σχεδόν 2% με χρήση μπαταρίας.

Πολιτική 3 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 2.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα \ Ώρες		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	17.03%	17.08%	17.12%	17.13%	16.21%
	Φ/Β	5.27%	5.27%	5.27%	5.27%	5.26%
	ΑΠΕ	29.90%	29.96%	29.99%	30.00%	29.08%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	69.78%	69.77%	69.74%	69.77%	70.22%
	Ντίζελ	0.33%	0.29%	0.29%	0.29%	0.70%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.76%	28.85%	28.91%	28.93%	27.39%
	Φ/Β	18.70%	18.70%	18.71%	18.70%	18.67%
	ΑΠΕ	23.36%	23.40%	23.43%	23.44%	22.72%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5572	5799	6086	6126	4959
	Φ/Β	2180	2180	2180	2180	2177
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	6.53%	6.22%	6.03%	5.96%	11.00%
	Φ/Β	0.09%	0.11%	0.09%	0.13%	0.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	5.08%	4.85%	4.69%	4.65%	8.58%

Πίνακας 4. 2 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Μεγαλώνοντας την ισχύ της μπαταρίας στα 2.5 MW παρατηρείται ακόμα καλύτερη διαχείριση της μεγάλης ισχύος ΑΠΕ που διαθέτει το σύστημα. Οι απορρίψεις των αιολικών μονάδων πέφτουν ακόμα και κάτω από 6% της συνολικής ενέργειας, σε σχέση με τις απορρίψεις 11% του base case. Αντίστοιχα οι ΣΑΩΛ των αιολικών ανεβαίνουν ραγδαία, ειδικά με μπαταρία μεγάλης χωρητικότητας, σημειώνοντας άνοδο ακόμα και πάνω από 1.000 ώρες σε ετήσια βάση. Παρόλα αυτά, ακόμα παρατηρείται μικρή διαφορά στα αποτελέσματα με αύξηση της χωρητικότητας.



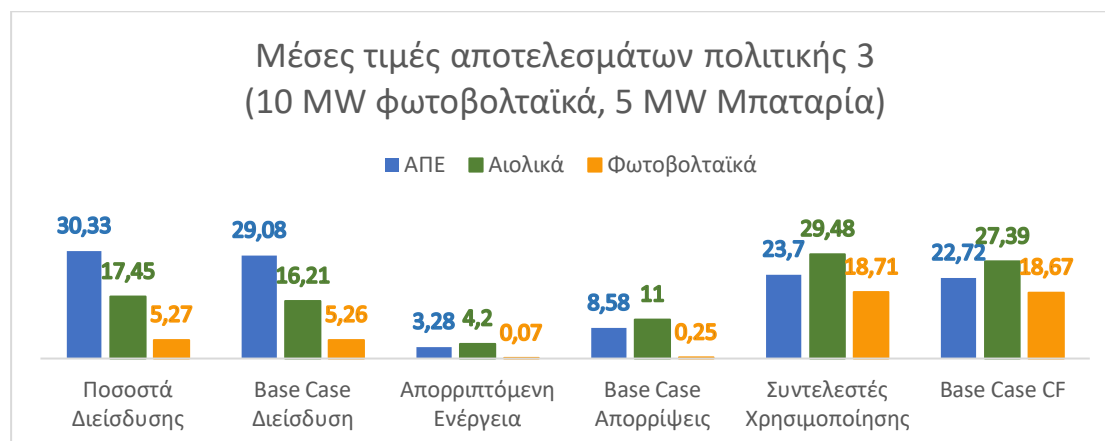
Διάγραμμα 4.12 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Πολιτική 3 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ωρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	17.35%	17.42%	17.49%	17.55%	16.21%
	Φ/Β	5.27%	5.27%	5.27%	5.27%	5.26%
	ΑΠΕ	30.23%	30.29%	30.37%	30.42%	29.08%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	69.60%	69.59%	69.53%	69.51%	70.22%
	Ντίζελ	0.19%	0.15%	0.15%	0.16%	0.70%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	29.31%	29.42%	29.54%	29.63%	27.39%
	Φ/Β	18.71%	18.71%	18.71%	18.71%	18.67%
	ΑΠΕ	23.62%	23.67%	23.72%	23.77%	22.72%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	6153	6596	7132	7181	4959
	Φ/Β	2181	2181	2181	2181	2177
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	4.74%	4.39%	3.99%	3.69%	11.00%
	Φ/Β	0.08%	0.07%	0.06%	0.06%	0.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	3.70%	3.42%	3.11%	2.88%	8.58%

Πίνακας 4. 3 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Με συστήματα συσσωρευτών ισχύος 5 MW είναι εφικτός ο περιορισμός της χρήσης των ιδιαίτερα δαπανηρών και ρυπογόνων μονάδων ντίζελ σε πολύ μεγάλο βαθμό, ώστε να αποτελούν μόλις το 0,15% του ενεργειακού μείγματος του νησιού. Ακόμα, τα setpoints των αιολικών ανεβαίνουν ραγδαία, ρίχνοντας πολύ χαμηλά τις απορρίψεις τους και ανεβάζοντας τις ΣΑΩΛ και τον συντελεστή χρησιμοποίησης. Πλέον μπορεί να παρατηρηθεί μια εμφανής διαφορά μεταξύ μπαταρίας μικρής (5 MWh) και μεγάλης (40 MWh) χωρητικότητας, κυρίως όσον αφορά τις απορρίψεις ενέργειας.



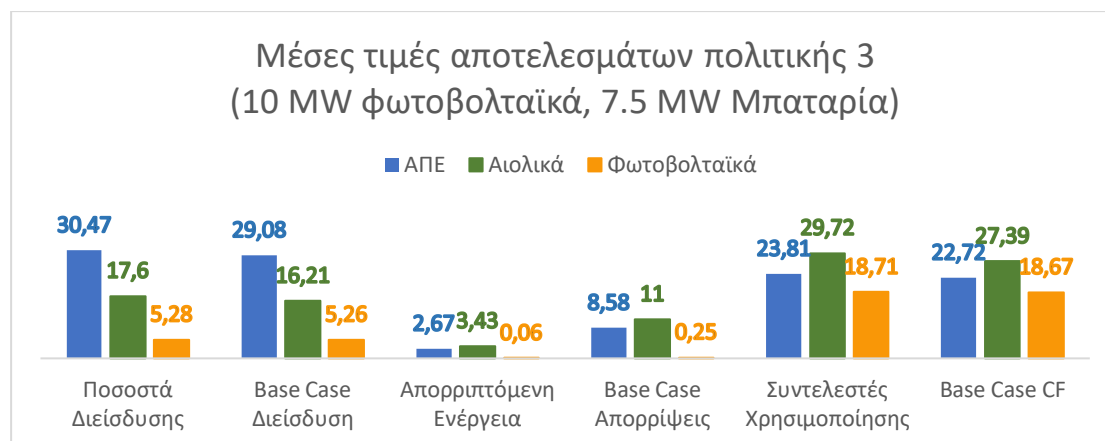
Διάγραμμα 4.13 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Πολιτική 3 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 7.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα \ Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	17.46%	17.53%	17.64%	17.75%	16.21%
	Φ/Β	5.27%	5.27%	5.28%	5.28%	5.26%
	ΑΠΕ	30.33%	30.41%	30.51%	30.63%	29.08%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	69.60%	69.51%	69.41%	69.33%	70.22%
	Ντίζελ	0.10%	0.12%	0.13%	0.14%	0.70%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	29.48%	29.61%	29.79%	29.98%	27.39%
	Φ/Β	18.71%	18.71%	18.71%	18.71%	18.67%
	ΑΠΕ	23.70%	23.76%	23.84%	23.93%	22.72%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	6704	7291	7923	7988	4959
	Φ/Β	2181	2181	2181	2181	2177
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	4.18%	3.76%	3.19%	2.57%	11.00%
	Φ/Β	0.07%	0.06%	0.06%	0.05%	0.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	3.26%	2.93%	2.48%	2%	8.58%

Πίνακας 4. 4 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Τέλος, με την μεγαλύτερη ισχύ μπαταρίας που θα μελετηθεί στην παρούσα διπλωματική, μπορεί να παρατηρηθεί μια τεράστια αύξηση της αξιοποίησης των αιολικών μονάδων, αφού οι ΣΑΩΛ αγγίζουν πια τις 8.000 ώρες ετησίως (91% του συνολικού χρόνου) και ο συντελεστής χρησιμοποίησης το 30%. Οι απορρίψεις των αιολικών μπορούν να φτάσουν μόλις το 2,5% με μπαταρία 60 MWh, ενώ τα φωτοβολταϊκά έχουν αμελητέες απορρίψεις, ρίχνοντας τις συνολικές απορρίψεις ΑΠΕ στο 2% σε ετήσια βάση.



Διάγραμμα 4.14 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Παρατηρείται μια σταθερή και σχεδόν γραμμική μείωση των απορρίψεων και ταυτόχρονα αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ όσο αυξάνεται η ισχύς της μπαταρίας. Αντίστοιχα, κρατώντας σταθερή την ισχύ της μπαταρίας και αυξάνοντας την χωρητικότητά της, οι μεταβολές που παρατηρούνται στα αποτελέσματα είναι πολύ μικρότερες και για αυτόν τον λόγο παρουσιάζονται οι μέσες τιμές των αποτελεσμάτων για κάθε δεδομένη ισχύ μπαταρίας. Ήδη από την μικρότερη μπαταρία (1MW, 1h) παρατηρείται υπολογίσιμη μείωση των απορρίψεων ΑΠΕ, σχεδόν 2% από το base case, η οποία φτάνει στο 6,5% στην μεγαλύτερη μπαταρία για την οποία έγινε προσομοίωση (7.5MW, 8h). Αντίστοιχα, η διείσδυση ΑΠΕ ανεβαίνει 1,5% πάνω από το base case στην τελευταία περίπτωση. Τέλος παρατηρείται σημαντική αύξηση στις ΣΑΩΛ των αιολικών, οι οποίες αγγίζουν τις 8.000 ώρες στο σενάριο με την μεγαλύτερη μπαταρία.

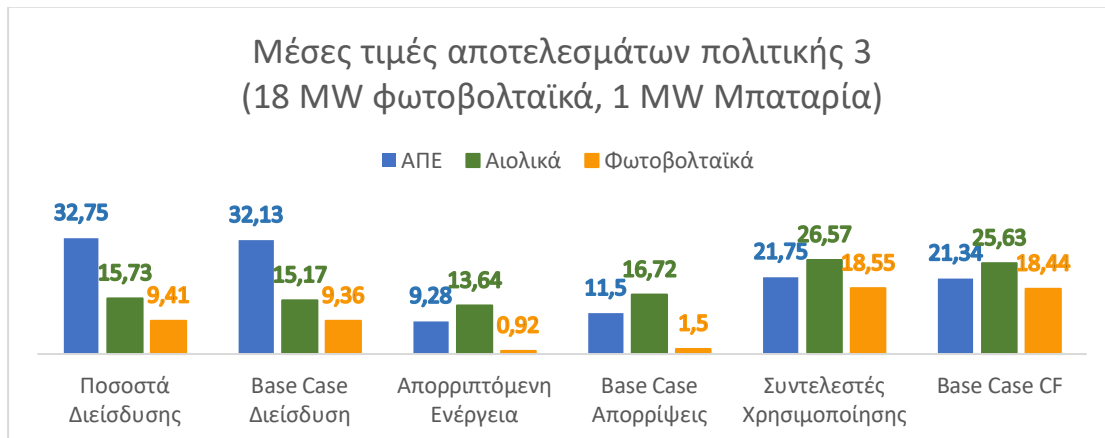
Πολιτική 3 με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 1 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	15.68%	15.76%	15.74%	15.75%	15.17%
	Φ/Β	9.41%	9.42%	9.41%	9.41%	9.36%
	ΑΠΕ	32.69%	32.78%	32.76%	32.76%	32.13%

Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	66.72%	66.57%	66.60%	66.60%	67.18%
	Ντίζελ	0.60%	0.66%	0.66%	0.67%	0.69%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	26.48%	26.62%	26.59%	26.60%	25.63%
	Φ/Β	18.55%	18.55%	18.55%	18.54%	18.44%
	ΑΠΕ	21.71%	21.77%	21.76%	21.76%	21.34%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	4903	5002	5081	5087	4614
	Φ/Β	2143	2147	2149	2147	2122
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	13.94%	13.48%	13.59%	13.54%	16.72%
	Φ/Β	0.91%	0.90%	0.92%	0.95%	1.50%
	ΑΠΕ (με setpoint)	9.48%	9.17%	9.25%	9.23%	11.50%

Πίνακας 4. 5 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Ανεβάζοντας τα περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά στα 18 MW περιμένουμε να δούμε μεγαλύτερες διαφορές με την χρήση συσσωρευτών σε σχέση με το base case. Πάλι παρατηρείται μικρή διαφοροποίηση με την αύξηση της χωρητικότητας αλλά από την μικρότερη κιάλας μπαταρία (1 MWh) βλέπουμε μια μείωση κατά 2% στις απορρίψεις ΑΠΕ σε σχέση με το base case.



Διάγραμμα 4.15 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

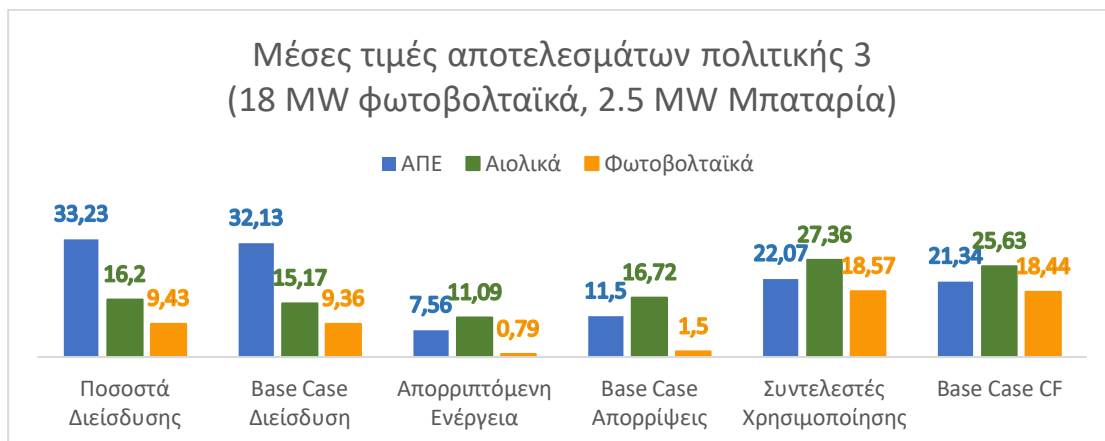
Πολιτική 3 με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 2.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα \ Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.17%	16.19%	16.20%	16.23%	15.17%
	Φ/Β	9.43%	9.43%	9.43%	9.43%	9.36%
	ΑΠΕ	33.19%	33.22%	33.23%	33.26%	32.13%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	66.49%	66.41%	66.37%	66.40%	67.18%
	Ντίζελ	0.33%	0.39%	0.44%	0.41%	0.69%
	Αιολικά	27.30%	27.35%	27.36%	27.42%	25.63%

Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Φ/Β	18.57%	18.57%	18.58%	18.57%	18.44%
	ΑΠΕ	22.05%	22.06%	22.07%	22.09%	21.34%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5268	5474	5728	5748	4614
	Φ/Β	2157	2159	2163	2163	2122
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	11.26%	11.12%	11.07%	10.89%	16.72%
	Φ/Β	0.79%	0.79%	0.78%	0.78%	1.50%
	ΑΠΕ (με setpoint)	7.67%	7.58%	7.54%	7.43%	11.50%

Πίνακας 4. 6 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Η διαφοροποίηση και εδώ με λίγο μεγαλύτερη ισχύ μπαταρίας (2.5 MW) είναι μικρή με την αύξηση της χωρητικότητας. Ειδικά τα φωτοβολταϊκά δεν επηρεάζονται σχεδόν καθόλου και παρουσιάζουν μια σταθερή βελτίωση σε σχέση με το base case, ρίχνοντας στο μισό τις απορρίψεις τους.



Διάγραμμα 4.16 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

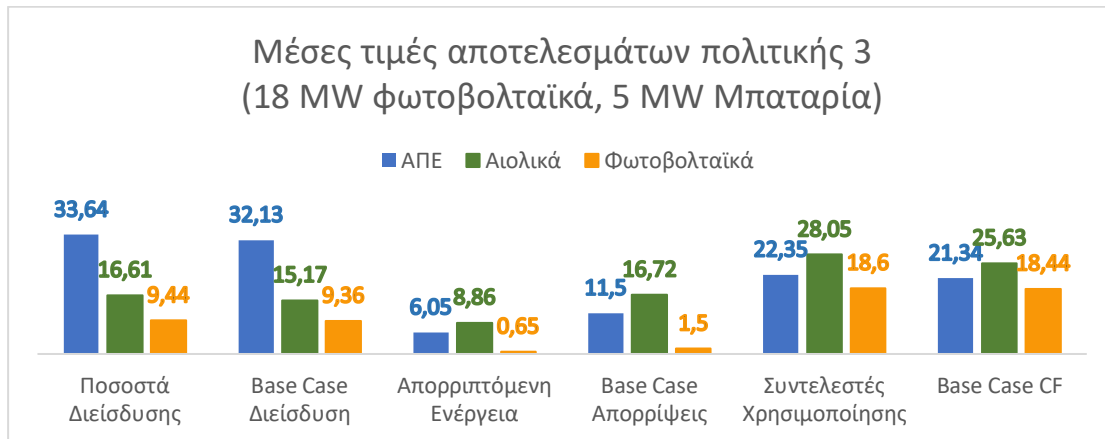
Πολιτική 3 με 18 MW περικυπτόμενα φωτοβολταϊκά και 5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ωρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.51%	16.57%	16.64%	16.70%	15.17%
	Φ/Β	9.43%	9.44%	9.44%	9.44%	9.36%
	ΑΠΕ	33.54%	33.61%	33.68%	33.74%	32.13%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	66.24%	65.57%	65.49%	66.24%	67.18%
	Ντίζελ	0.23%	0.87%	0.90%	0.14%	0.69%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	27.89%	27.99%	28.10%	28.20%	25.63%
	Φ/Β	18.59%	18.60%	18.60%	18.61%	18.44%
	ΑΠΕ	22.28%	22.32%	22.37%	22.41%	21.34%

ποίησης						
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5820	6206	6717	6798	4614
	Φ/Β	2164	2168	2169	2170	2122
Απορριπτό- μενη Ενέργεια	Αιολικά	9.37%	9.05%	8.67%	8.35%	16.72%
	Φ/Β	0.71%	0.66%	0.63%	0.61%	1.50%
	ΑΠΕ (με setpoint)	6.40%	6.17%	5.91%	5.70%	11.50%

Πίνακας 4. 7 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Όπως και στο ίδιο σενάριο με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά, στα 5 MW μπαταρία αρχίζει να φαίνεται μια διαφοροποίηση ανάλογα με την χωρητικότητα της. Η μεγαλύτερη χωρητικότητα (40 MWh) έχει μια ουσιαστική πλέον διαφορά με την μπαταρία με την μικρότερη (5 MWh), κυρίως στις απορρίψεις και τις ΣΑΩΛ των αιολικών μονάδων.



Διάγραμμα 4.17 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

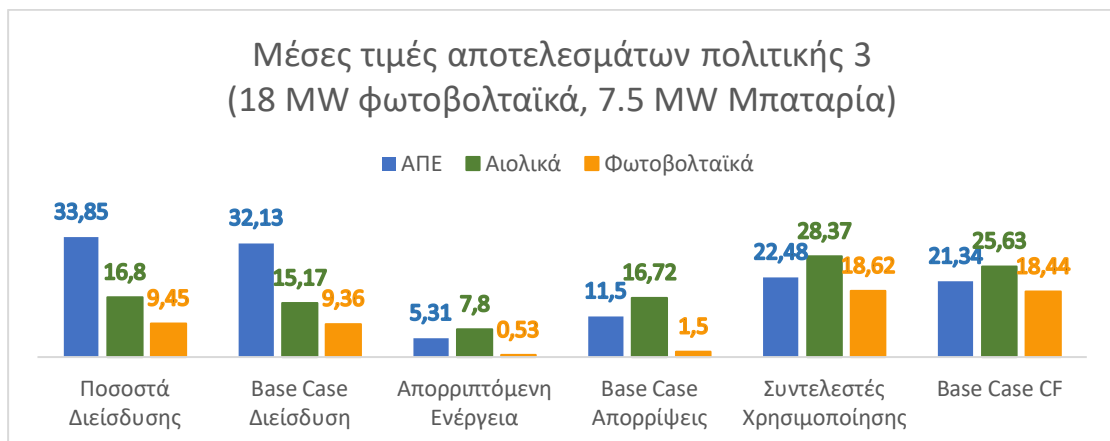
Πολιτική 3 με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 7.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ωρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.60%	16.71%	16.86%	17.01%	15.17%
	Φ/Β	9.44%	9.44%	9.46%	9.46%	9.36%
	ΑΠΕ	33.64%	33.75%	33.92%	34.08%	32.13%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	66.13%	66.18%	66.07%	65.97%	67.18%
	Ντίζελ	0.27%	0.12%	0.10%	0.10%	0.69%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.04%	28.22%	28.48%	28.74%	25.63%
	Φ/Β	18.59%	18.61%	18.63%	18.65%	18.44%
	ΑΠΕ	22.34%	22.42%	22.53%	22.64%	21.34%

ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	6330	6889	7537	7634	4614
	Φ/Β	2168	2170	2173	2175	2122
Απορριπτό- μενη Ενέργεια	Αιολικά	8.87%	8.28%	7.44%	6.61%	16.72%
	Φ/Β	0.68%	0.59%	0.47%	0.38%	1.50%
	ΑΠΕ (με setpoint)	6.06%	5.65%	5.05%	4.47%	11.50%

Πίνακας 4. 8 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Στην περίπτωση που φαίνεται στον παραπάνω πίνακα, αυτήν δηλαδή με την μεγαλύτερη μπαταρία (7.5 MW ισχύς και έως 60 MWh χωρητικότητα) φαίνονται ακόμα περισσότερο τα οφέλη της στον καθορισμό των setpoints στις ΑΠΕ, κυρίως μέσω των πολύ μικρών απορρίψεων που υπάρχουν. Στο υπό εξέταση σενάριο λειτουργούν τεράστιες ισχύες ΑΠΕ στο νησί (10.5 MW μη περικοπτόμενων φωτοβολταϊκών και 18 MW που υφίστανται περικοπές και 21 MW αιολικών, σύνολο σχεδόν 50 MW ΑΠΕ) και παρόλα αυτά το σύστημα φαίνεται ότι μπορεί να τις διαχειριστεί με μεγάλη άνεση. Τα ποσοστά διεύθυνσης ΑΠΕ μπορούν να ξεπεράσουν και το 34% ρίχνοντας τις απορρίψεις κάτω από το μισό του base case.



Διάγραμμα 4.18 Αποτελέσματα πολιτικής 3 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

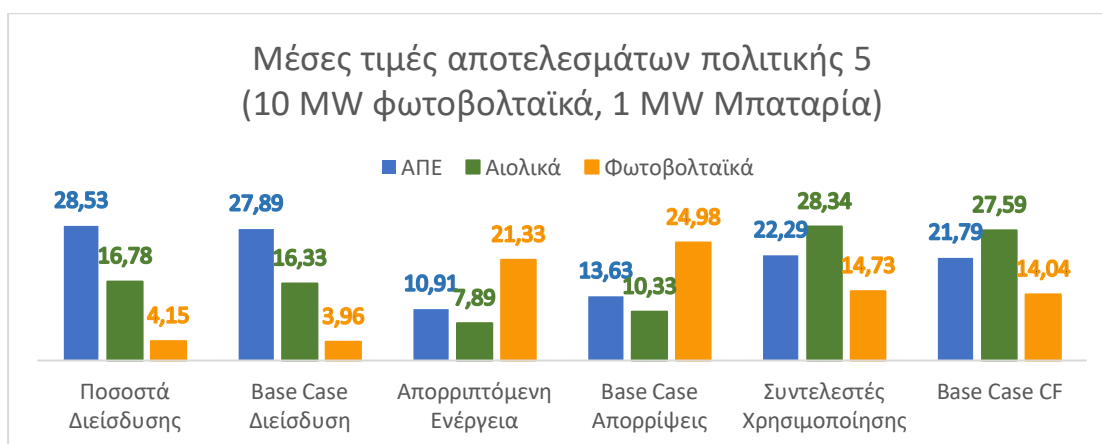
Παρόμοια αποτελέσματα με προηγουμένως όπου είχαμε 10 MW φωτοβολταϊκά, μόνο που στην περίπτωση αυτή τα αποτελέσματα είναι ακόμα πιο εμφανή. Οι απορρίψεις στο σενάριο με 7.5 MW μπαταρία πέφτουν κάτω από το μισό των απορρίψεων του base case. Αντίστοιχα, η χρήση των συμβατικών μονάδων στο ενεργειακό μείγμα πέφτει, φτάνοντας κοντά στο 66%, μειώνοντας έτσι σημαντικά τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Σημαντικότερες διαφορές μεταξύ base case και σεναρίου με αποθήκευση ενέργειας αναμένεται να δούμε στην εφαρμογή της πολιτικής 5 που έχει σαφώς μεγαλύτερες απορρίψεις από την 3^η πολιτική που παρουσιάστηκε παραπάνω.

Πολιτική 5 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 1 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.72%	16.78%	16.82%	16.80%	16.33%
	Φ/Β	4.07%	4.14%	4.20%	4.20%	3.96%
	ΑΠΕ	28.39%	28.52%	28.62%	28.60%	27.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	71.07%	70.97%	70.87%	70.88%	71.39%
	Ντίζελ	0.54%	0.52%	0.53%	0.54%	0.72%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.24%	28.34%	28.41%	28.38%	27.59%
	Φ/Β	14.45%	14.68%	14.89%	14.89%	14.04%
	ΑΠΕ	22.18%	22.28%	22.36%	22.35%	21.79%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5215	5293	5403	5410	4964
	Φ/Β	2131	2167	2214	2215	2031
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	8.22%	7.89%	7.68%	7.76%	10.33%
	Φ/Β	22.82%	21.59%	20.44%	20.46%	24.98%
	ΑΠΕ (με setpoint)	11.50%	10.97%	10.55%	10.61%	13.63%

Πίνακας 4. 9 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Από τον πρώτο πίνακα με την μικρότερη δυνατή μπαταρία φαίνονται οι τεράστιες βελτιώσεις που προσφέρει η ύπαρξή της στον αλγόριθμο και τον τρόπο υπολογισμού των setpoints. Ακόμα, φαίνεται ότι εδώ η χωρητικότητα της μπαταρίας παίζει μεγαλύτερο ρόλο, βελτιώνοντας αρκετά τα αποτελέσματα με την αύξησή της. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι προηγουμένως υπήρχαν αρκετές απορρίψεις λόγω του τρόπου λειτουργίας της συγκεκριμένης πολιτικής. Δηλαδή, στον πίνακα παρατηρούνται πλέον και διαφορές στις περικοπές των φωτοβολταϊκών που μειώνονται δραστικά, ενώ στην 3^η πολιτική που μελετήθηκε προηγουμένως οι απορρίψεις αυτές ήταν ήδη μηδαμινές.



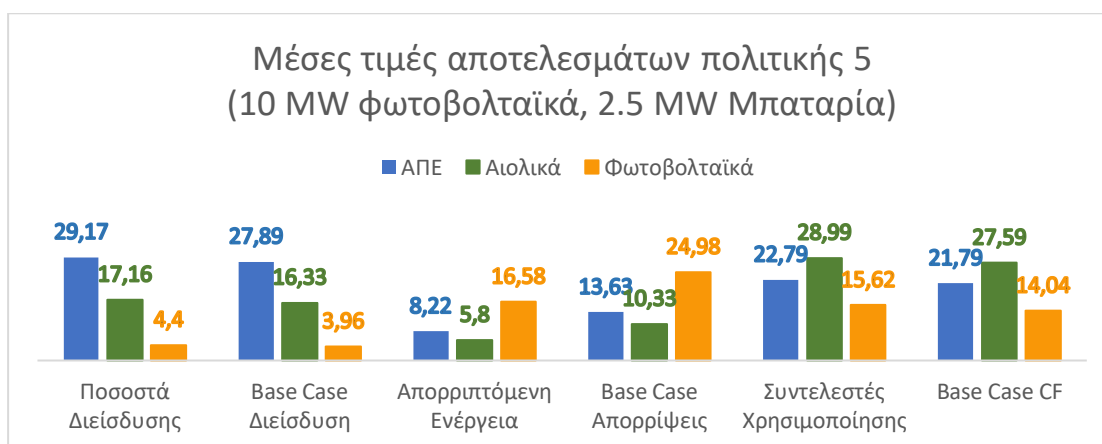
Διάγραμμα 4.19 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Πολιτική 5 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 2.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Όρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	17.06%	17.18%	17.19%	17.21%	16.33%
	Φ/Β	4.25%	4.39%	4.49%	4.48%	3.96%
	ΑΠΕ	28.92%	29.17%	29.28%	29.29%	27.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	70.78%	70.51%	70.43%	70.43%	71.39%
	Ντίζελ	0.31%	0.34%	0.32%	0.33%	0.72%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.82%	29.02%	29.04%	29.06%	27.59%
	Φ/Β	15.09%	15.56%	15.91%	15.91%	14.04%
	ΑΠΕ	22.59%	22.79%	22.88%	22.88%	21.79%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5566	5790	6063	6076	4964
	Φ/Β	2274	2378	2486	2488	2031
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	6.33%	5.69%	5.62%	5.55%	10.33%
	Φ/Β	19.39%	16.88%	15.01%	15.03%	24.98%
	ΑΠΕ (με setpoint)	9.27%	8.21%	7.73%	7.68%	13.63%

Πίνακας 4. 10 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Με την αύξηση της ισχύος της μπαταρίας μπορεί να παρατηρηθεί μια τεράστια διαφορά στις ηλιακές απορρίψεις σε σχέση με το base case. Οι απορρίψεις πέφτουν από το 25% στο 15% με συσσωρευτές μεγάλης χωρητικότητας και πλέον η πολιτική αυτή αρχίζει να φαίνεται βιώσιμη για φωτοβολταϊκή επένδυση. Φαίνεται λοιπόν ότι οι εφεδρείες που μπορούν να καλύψουν οι συσσωρευτές δίνουν μια μεγαλύτερη ευελιξία στον αλγόριθμο να υποδεχθεί περισσότερες ΑΠΕ, ακόμα και αν ο τρόπος υπολογισμού του setpoint δεν είναι ο βέλτιστος δυνατός.



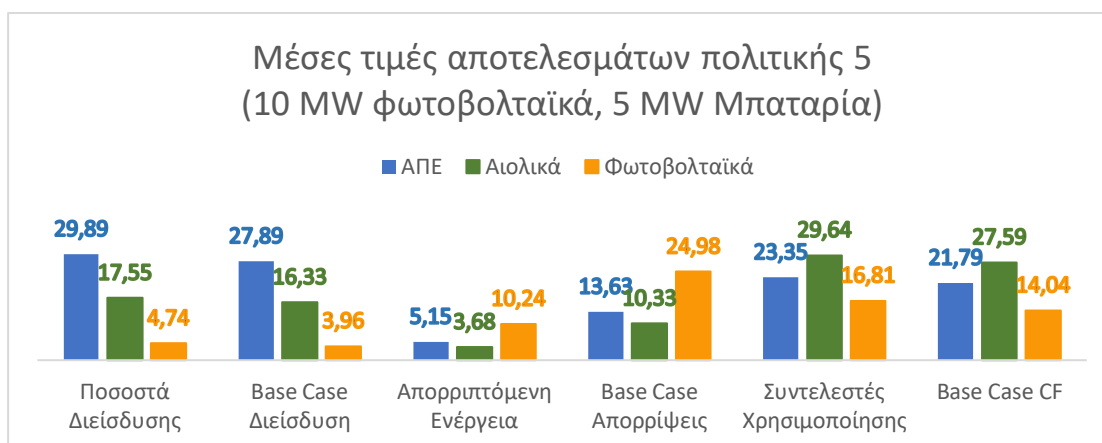
Διάγραμμα 4.20 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Πολιτική 5 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ωρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	17.42%	17.53%	17.60%	17.64%	16.33%
	Φ/Β	4.53%	4.71%	4.85%	4.86%	3.96%
	ΑΠΕ	29.55%	29.84%	30.05%	30.11%	27.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	70.25%	69.99%	69.86%	69.79%	71.39%
	Ντίζελ	0.22%	0.19%	0.14%	0.19%	0.72%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	29.42%	29.61%	29.72%	29.80%	27.59%
	Φ/Β	16.06%	16.71%	17.21%	17.24%	14.04%
	ΑΠΕ	23.09%	23.31%	23.48%	23.52%	21.79%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	6150	6576	7063	7110	4964
	Φ/Β	2537	2731	2956	2982	2031
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	4.38%	3.77%	3.41%	3.15%	10.33%
	Φ/Β	14.19%	10.76%	8.08%	7.91%	24.98%
	ΑΠΕ (με setpoint)	6.58%	5.34%	4.46%	4.22%	13.63%

Πίνακας 4. 11 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Με μπαταρίες μεγάλης ισχύος (5 MW) τα αποτελέσματα της πολιτικής 5 αρχίζουν να προσεγγίζουν τα πολύ καλά αποτελέσματα του 3^{ου}, ρίχνοντας σε τεράστιο βαθμό τις απορρίψεις. Υπάρχει επίσης μεγάλη διαφορά μεταξύ μικρής και μεγάλης χωρητικότητας, πιο συγκεκριμένα οι απορρίψεις των φωτοβολταϊκών πέφτουν σχεδόν στο μισό με την χρήση μεγάλης χωρητικότητας σε σχέση με την μικρή. Αντίστοιχα, οι συνολικές απορρίψεις ΑΠΕ μπορούν να μειωθούν στο 1/3 του base case με χρήση μεγάλης μπαταρίας.



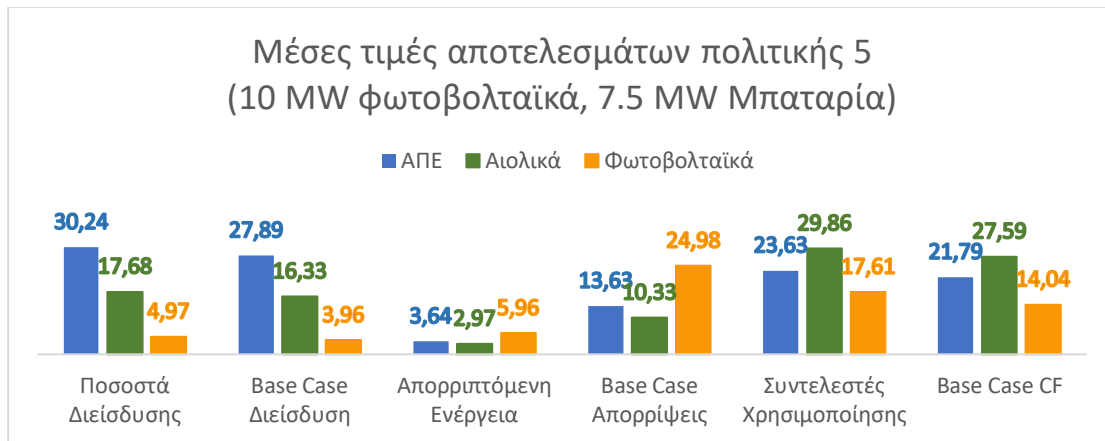
Διάγραμμα 4.21 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Πολιτική 5 με 10 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 7.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα \ Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (10MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	17.53%	17.62%	17.73%	17.83%	16.33%
	Φ/Β	4.76%	4.93%	5.08%	5.09%	3.96%
	ΑΠΕ	29.89%	30.15%	30.41%	30.52%	27.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	69.97%	69.74%	69.53%	69.46%	71.39%
	Ντίζελ	0.17%	0.15%	0.13%	0.13%	0.72%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	29.61%	29.77%	29.94%	30.11%	27.59%
	Φ/Β	16.87%	17.47%	18.03%	18.06%	14.04%
	ΑΠΕ	23.35%	23.55%	23.76%	23.84%	21.79%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	6661	7194	7834	7901	4964
	Φ/Β	2778	3048	3393	3435	2031
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	3.77%	3.27%	2.68%	2.14%	10.33%
	Φ/Β	9.89%	6.68%	3.72%	3.55%	24.98%
	ΑΠΕ (με setpoint)	5.15%	4.03%	2.92%	2.46%	13.63%

Πίνακας 4. 12 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Χρησιμοποιώντας την μέγιστη δυνατή μπαταρία που μελετάμε στην παρούσα διπλωματική, τα αποτελέσματα είναι εντυπωσιακά. Η άνεση που δίνει στον αλγόριθμο η μεγάλη ισχύς της μπαταρίας, του επιτρέπει να χωρέσει μεγάλη ενέργεια από ΑΠΕ στο ισοζύγιο χωρίς να παραβιάζονται οι περιορισμοί ασφάλειας. Επίσης, ενώ παρατηρούνται αξιοσημείωτες διαφορές μεταξύ χωρητικότητας 7.5 και 15 MWh αλλά και μεταξύ 15 και 30 MWh, οι διαφορές στα αποτελέσματα μεταξύ 30 και 60 MWh είναι αρκετά μικρές ώστε να δικαιολογήσουν την επιλογή της μεγαλύτερης χωρητικότητας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι ο αλγόριθμος φτάνει στο peak της δυνατότητας βελτίωσής του, οπότε μια αύξηση της χωρητικότητας του αποθηκευτικού μέσου δεν προσφέρει κάποια μεγάλη βελτίωση στην λειτουργία του.



Διάγραμμα 4.22 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Όπως ήταν αναμενόμενο, τα αποτελέσματα της 5^{ης} πολιτικής είναι πιο ευδιάκριτα με την χρήση μπαταριών, έχοντας θεαματικές διαφορές σε σχέση με το base case. Οι μεγαλύτερες απορρίψεις που παρουσιάζει η συγκεκριμένη πολιτική σε σχέση με την 3^η σχεδόν εκμηδενίζονται, αφού μπορεί να επιτευχθεί μείωσή τους ακόμα και σε ποσοστό 80% των αντίστοιχων του base case. Αντίστοιχα, παρατηρείται σημαντική αύξηση των ποσοστών διείσδυσης ΑΠΕ σε ετήσια βάση, ανεβάζοντάς την 3 ποσοστιαίες μονάδες, αγγίζοντας το 30,5% στην βέλτιστη περίπτωση.

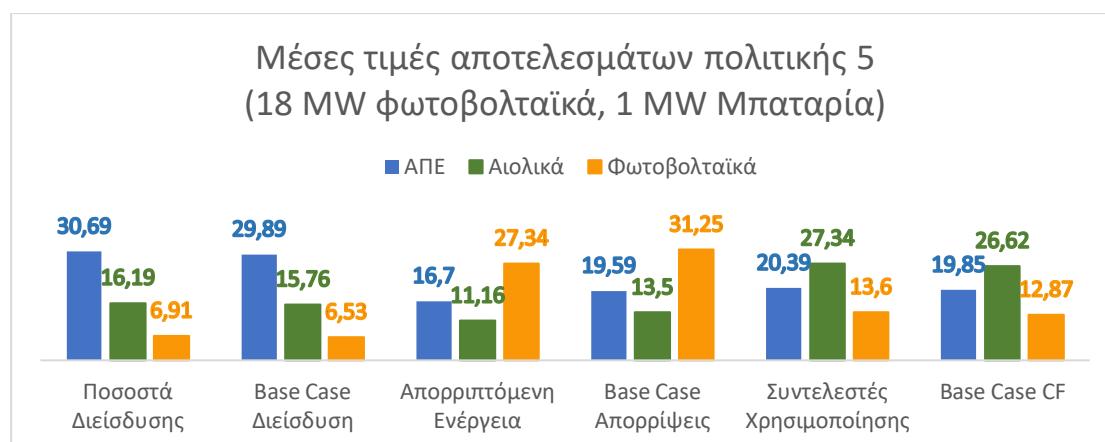
Πολιτική 5 με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 1 MW μπαταρία

Αποτελέσματα \ Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.13%	16.19%	16.20%	16.22%	15.76%
	Φ/Β	6.78%	6.88%	6.98%	6.98%	6.53%
	ΑΠΕ	30.51%	30.66%	30.78%	30.80%	29.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	68.90%	68.71%	68.65%	68.63%	69.37%
	Ντίζελ	0.60%	0.64%	0.59%	0.60%	0.74%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	27.24%	27.34%	27.37%	27.40%	26.62%
	Φ/Β	13.36%	13.55%	13.75%	13.75%	12.87%
	ΑΠΕ	20.27%	20.37%	20.45%	20.46%	19.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	4958	5051	5149	5166	4712
	Φ/Β	1799	1830	1870	1871	1705
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	11.46%	11.15%	11.05%	10.96%	13.50%
	Φ/Β	28.63%	27.61%	26.54%	26.56%	31.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	17.34%	16.79%	16.36%	16.31%	19.59%

Πίνακας 4. 13 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Το base case της πολιτικής του παραπάνω πίνακα δίνει άσχημα αποτελέσματα όσον αφορά τις απορρίψεις και την διείσδυση ΑΠΕ. Ακόμα όμως και με χρήση της

μικρότερης ισχύος μπαταρίας φαίνεται ότι η διείσδυση μπορεί να ανέβει μια ποσοστιαία μονάδα και οι απορρίψεις να πέσουν κατά 3,5% σε σχέση με το base case χωρίς αποθήκευση ενέργειας. Άρα και εδώ αναμένεται να δούμε τεράστια βελτίωση των ετήσιων αποτελεσμάτων με την χρήση μεγαλύτερης μπαταρίας.



Διάγραμμα 4.23 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

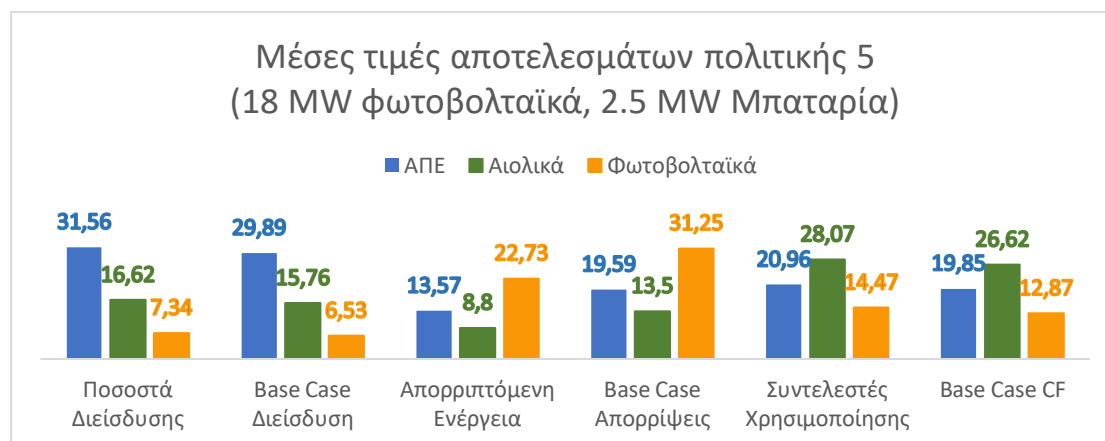
Πολιτική 5 με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 2.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.51%	16.61%	16.65%	16.69%	15.76%
	Φ/Β	7.07%	7.31%	7.49%	7.50%	6.53%
	ΑΠΕ	31.18%	31.51%	31.74%	31.79%	29.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	68.49%	68.20%	67.97%	67.93%	69.37%
	Ντίζελ	0.34%	0.31%	0.32%	0.34%	0.74%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	27.89%	28.05%	28.13%	28.19%	26.62%
	Φ/Β	13.92%	14.40%	14.75%	14.79%	12.87%
	ΑΠΕ	20.71%	20.93%	21.08%	21.12%	19.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5301	5510	5766	5792	4712
	Φ/Β	1918	2002	2094	2098	1705
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	9.37%	8.85%	8.59%	8.38%	13.50%
	Φ/Β	25.63%	23.08%	21.19%	21.02%	31.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	14.94%	13.73%	12.91%	12.71%	19.59%

Πίνακας 4. 14 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Ήδη από τα 2.5 MW συσσωρευτών οι απορρίψεις φωτοβολταϊκών πέφτουν 10% και οι αντίστοιχες αιολικές 5% επιβεβαιώνοντας τις προβλέψεις για ραγδαία

βελτίωση των αποτελεσμάτων. Οι συντελεστές χρησιμοποίησης των ΑΠΕ ανεβαίνουν αρκετά, φτάνοντας και τις ΣΑΩΛ σε πολύ καλά επίπεδα, εν συγκρίσει με το base case.



Διάγραμμα 4.24 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

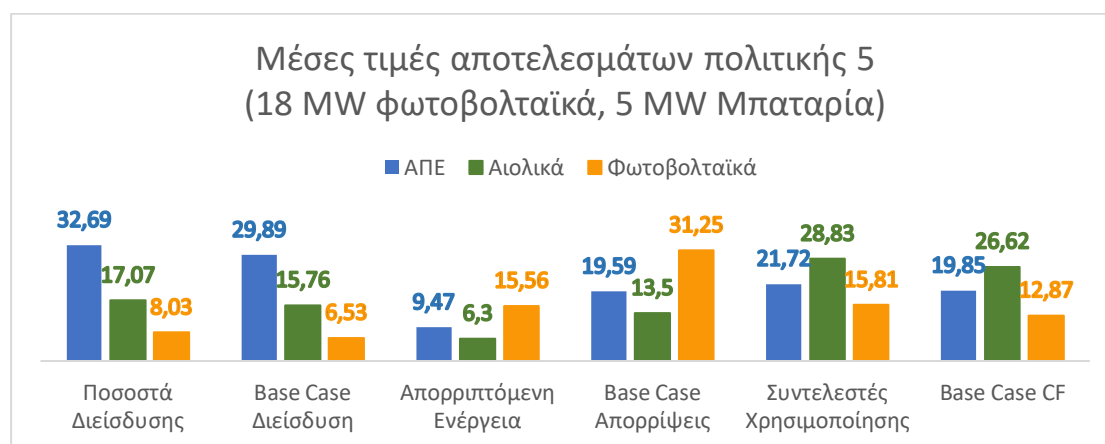
Πολιτική 5 με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	16.90%	17.04%	17.15%	17.19%	15.76%
	Φ/Β	7.63%	7.95%	8.27%	8.25%	6.53%
	ΑΠΕ	32.13%	32.59%	33.01%	33.04%	29.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	67.73%	67.28%	66.86%	66.89%	69.37%
	Ντίζελ	0.16%	0.16%	0.18%	0.17%	0.74%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.55%	28.78%	28.96%	29.04%	26.62%
	Φ/Β	15.03%	15.66%	16.29%	16.26%	12.87%
	ΑΠΕ	21.34%	21.65%	21.93%	21.95%	19.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	5849	6256	6752	6784	4712
	Φ/Β	2139	2297	2495	2503	1705
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	7.23%	6.47%	5.88%	5.63%	13.50%
	Φ/Β	19.72%	16.34%	12.99%	13.17%	31.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	11.51%	9.85%	8.31%	8.22%	19.59%

Πίνακας 4. 15 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Η βελτίωση των αποτελεσμάτων είναι συνεχής με την αύξηση της ισχύος της μπαταρίας, ανεβάζοντας την διείσδυση ΑΠΕ πάνω από 33% και περιορίζοντας αντίστοιχα την χρήση των συμβατικών μονάδων. Οι απορρίψεις των αιολικών είναι αρκετά μικρότερες σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα της 3ης πολιτικής, όμως οι απορρίψεις των φωτοβολταϊκών, παρά την συνεχή μείωσή τους, παραμένουν σε

υψηλά επίπεδα, πάνω από 13% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας. Επίσης παρατηρείται πάλι το φαινόμενο μικρής διαφοροποίησης των αποτελεσμάτων στην μπαταρία μεγαλύτερης χωρητικότητας σε σχέση με την αμέσως μικρότερη.



Διάγραμμα 4.25 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

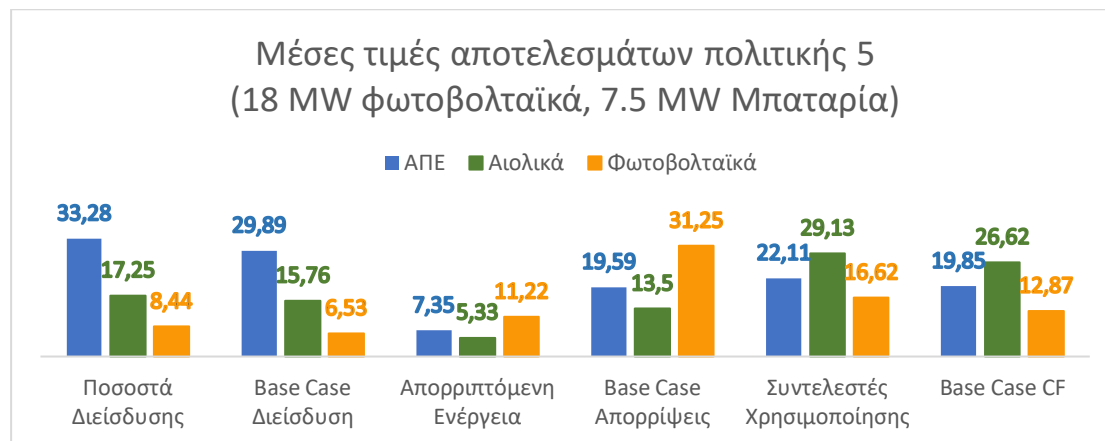
Πολιτική 5 με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά και 7.5 MW μπαταρία

Αποτελέσματα\Ώρες εκφόρτισης μπαταριών		1 h	2 h	4 h	8 h	Base Case (18MW)
Ποσοστά Διείσδυσης	Αιολικά	17.06%	17.17%	17.32%	17.44%	15.76%
	Φ/Β	8.03%	8.36%	8.66%	8.70%	6.53%
	ΑΠΕ	32.68%	33.13%	33.58%	33.73%	29.89%
Ενεργειακό Μείγμα	Μαζούτ	67.17%	66.78%	66.36%	66.25%	69.37%
	Ντίζελ	0.18%	0.14%	0.14%	0.16%	0.74%
Συντελεστές Χρησιμοποίησης	Αιολικά	28.81%	29.01%	29.25%	29.45%	26.62%
	Φ/Β	15.82%	16.47%	17.06%	17.14%	12.87%
	ΑΠΕ	21.71%	22.01%	22.30%	22.41%	19.85%
ΣΑΩΛ (ώρες)	Αιολικά	6337	6866	7496	7558	4712
	Φ/Β	2336	2560	2849	2884	1705
Απορριπτόμενη Ενέργεια	Αιολικά	6.38%	5.73%	4.93%	4.29%	13.50%
	Φ/Β	15.51%	12.01%	8.89%	8.45%	31.25%
	ΑΠΕ (με setpoint)	9.51%	7.88%	6.28%	5.72%	19.59%

Πίνακας 4. 16 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Τέλος, με την μέγιστη εξεταζόμενη μπαταρία παρατηρείται σαφής βελτίωση της απόδοσης της 5^{ης} πολιτικής με μεγάλο όγκο φωτοβολταϊκών. Τα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ είναι σχεδόν παρόμοια με αυτά της 3^{ης} πολιτικής, μόνο που εδώ εμφανίζονται μεγαλύτερες περικοπές στα φωτοβολταϊκά και λιγότερες στα αιολικά.

Σε γενικές γραμμές φαίνεται ότι η ύπαρξη μπαταριών βελτιώνει σημαντικά την λειτουργία της 5^{ης} πολιτικής, δίνοντας του την δυνατότητα να αποτελέσει βιώσιμη και ρεαλιστική επιλογή διαχείρισης, κάτι που δεν ήταν δυνατό χωρίς αποθήκευση ενέργειας.



Διάγραμμα 4.26 Αποτελέσματα πολιτικής 5 με μπαταρία και σύγκριση με τροποποιημένο base case

Κλείνοντας το παρόν κεφάλαιο, και στο σενάριο αυτό με 18 MW περικοπτόμενα φωτοβολταϊκά όπου οι απορρίψεις του base case είναι αρκετά μεγάλες, κοντά στο 20% για το σύνολο των ΑΠΕ, παρατηρούνται χαώδεις διαφορές με την χρήση συστημάτων αποθήκευσης. Συγκεκριμένα, η απορριπτόμενη ενέργεια μειώνεται σχεδόν στο 1/3 της αρχικής μετατρέποντας την πολιτική περικοπών αυτή σε ένα αρκετά βιώσιμο επενδυτικό πλαίσιο για τα φωτοβολταϊκά που πριν την χρήση μπαταριών έβλεπαν τις απορρίψεις τους να ξεπερνούν το 31% του συνόλου της ετήσιας παραγωγής.

Γενικά μπορούμε να συμπεράνουμε ότι ένα σύστημα συσσωρευτών ακόμα και μικρής χωρητικότητας είναι σε θέση να δώσει καλύτερες δυνατότητες απορρόφησης ενέργειας από ΑΠΕ. Ήδη από τις προσομοιώσεις με την μικρότερη δυνατή μπαταρία (1 MW ισχύς σε 1 ώρα εκφόρτιση) φαίνονται σημαντικές αλλαγές σε σχέση με το base case όπου δεν υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας. Ένα ακόμα συμπέρασμα που προκύπτει από την ανάλυση των πινάκων είναι ότι σε μεγάλης ισχύος μπαταρίες (2.5 MW και πάνω) δεν είναι απαραίτητο να υπάρχει εκφόρτιση μεγάλης χρονικής διάρκειας, δηλαδή μεγάλη χωρητικότητα αποθήκευσης. Πιο συγκεκριμένα, τα αποτελέσματα μεταξύ των 4 και των 8 ωρών εκφόρτισης διαφέρουν ελάχιστα μεταξύ τους παρά το γεγονός ότι στην δεύτερη περίπτωση η χωρητικότητα είναι διπλάσια από την πρώτη. Από την άλλη, όταν γίνεται η μετάβαση από 1 ώρα σε 2, και από 2 σε 4 ώρες εκφόρτισης οι διαφορές στα αποτελέσματα είναι πιο εμφανείς.

Συνοψίζοντας τα παραπάνω, προκύπτει ότι η εφαρμογή της 5^{ης} πολιτικής θα έπρεπε να έχει ως προϋπόθεση την προσθήκη αποθήκευσης ενέργειας στο σύστημα

υπό μελέτη, μιας και θα μειωθούν αισθητά οι αρκετά υψηλές απορρίψεις που θα υπάρχουν στα φωτοβολταϊκά, ειδικά αν υποθέσουμε ότι θα γίνει μια μεγάλη επέκταση του υπάρχοντος συστήματος (18 MW επιπλέον για παράδειγμα). Αντίθετα η εφαρμογή της πολιτικής 3 μάλλον δεν κρίνει απαραίτητη στον ίδιο βαθμό την προσθήκη αποθήκευσης ενέργειας, χωρίς αυτό να σημαίνει όμως ότι δεν θα βελτιώσει τα ετήσια αποτελέσματά του.

Τέλος ακολουθούν τα γενικότερα συμπεράσματα που μπορούν να προκύψουν από την παρούσα διπλωματική εργασία.

5. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ

5.1. Συμπεράσματα

Η χώρα μας έχει την τύχη να έχει υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό αλλά ταυτόχρονα το ενεργειακό της δίκτυο είναι αρκετά πολύπλοκο λόγω της ύπαρξης πολλών μη διασυνδεδεμένων με το ηπειρωτικό σύστημα νησιών. Στο ηπειρωτικό σύστημα οι περιορισμοί που μπαίνουν στην διεσπαρμένη παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές αφορούν κυρίως τις υποδομές του τοπικού δικτύου και λιγότερο τους περιορισμούς τεχνικού ελαχίστου ή δυναμικού περιορισμού διείσδυσης. Όμως, μεγάλο θέμα στην υψηλή διείσδυση ΑΠΕ αντιμετωπίζουν τα ΜΔΝ, όπου οι παραπάνω περιορισμοί αποτελούν συχνά αζεπέραστο σκόπελο. Με βάση το παρόν πλαίσιο διαχείρισης της παραγωγής ΑΠΕ, κάθε νησί θα έχει ένα συγκεκριμένο περιθώριο διείσδυσης ΑΠΕ.

Όμως, όπως παρουσιάστηκε αναλυτικά παραπάνω, ένας τρόπος να μεγιστοποιηθεί η διείσδυση ΑΠΕ σε ένα ενεργειακό σύστημα ΜΔΝ είναι η τροποποίηση των παραπάνω περιορισμών έτσι ώστε να περιλαμβάνουν και την φωτοβολταϊκή παραγωγή στον καταμερισμό των setpoints, διατηρώντας όμως την ίδια φιλοσοφία στον υπολογισμό τους. Στην παρούσα διπλωματική έγινε μια προσπάθεια παρουσίασης κάποιων πολιτικών οι οποίες θα περικόπτουν και την φωτοβολταϊκή παραγωγή όποτε χρειάζεται εκτός από την αιολική, κάνοντας εφαρμογή τους σε ένα study case που προσομοιάζει ένα μέσο ενεργειακό σύστημα ελληνικού ΜΔΝ. Ανάλογα με την φιλοσοφία της κάθε πολιτικής και τον τρόπο υπολογισμού και κατανομής των setpoint κατά την επίλυση του ΚΗΕΠ αλλάζουν και τα ετήσια αποτελέσματά της, δίνοντας άλλοτε προτεραιότητα στα φωτοβολταϊκά όπως υπάρχει και σήμερα, όπου δεν περικόπτονται, και άλλοτε στα αιολικά. Κάποια σενάρια τα οποία απέδωσαν άσχημες επιδόσεις σε διείσδυση και απορρίψεις ΑΠΕ δεν προάχθηκαν για περαιτέρω μελέτη ενώ άλλα αναλύθηκαν σε μεγαλύτερο βαθμό. Μέσω των τελευταίων έγινε αντιληπτό ότι περικόπτοντας και την φωτοβολταϊκή παραγωγή, η εγκατεστημένη ισχύς της μπορεί να φτάσει ακόμα και 20 MW πάνω από τα σημερινά περιθώρια που έχει αποφασίσει η ΡΑΕ για το συγκεκριμένο ΜΔΝ.

Οι δύο πολιτικές που αναλύθηκαν σε μεγαλύτερο βαθμό στην ουσία δίνουν διαφορετική προτεραιότητα σε κάθε μορφή ΑΠΕ. Η 3^η πολιτική προωθεί τα φωτοβολταϊκά αυξάνοντας λίγο τις απορρίψεις των αιολικών, ενώ η πολιτική 5 αντίθετα εμφανίζει αρκετά υψηλές απορρίψεις στην φωτοβολταϊκή παραγωγή κρατώντας τις απορρίψεις των αιολικών σε χαμηλά επίπεδα.

Ακόμα, εισάγοντας και συστήματα αποθήκευσης ενέργειας κεντρικής διαχείρισης, παρατηρήθηκε ότι οι απορρίψεις μπορούν να μειωθούν σημαντικά, ακόμα και με μπαταρίες μικρής σχετικά ισχύος και χωρητικότητας. Όπως είναι φυσικό όμως, μια επένδυση σε σύστημα αποθήκευσης ενέργειας θα πρέπει να παρουσιάσει αρκετά εντυπωσιακά αποτελέσματα προκειμένου να παρθεί η απόφαση επένδυσής της, μιας και απαιτεί αρκετά σημαντικά κεφάλαια. Η οικονομική βιωσιμότητα όμως μιας συνδυασμένης επένδυσης σε φωτοβολταϊκά και μπαταρίες ξεφεύγει από τα πλαίσια

της παρούσας διπλωματικής και δεν μελετήθηκε. Τέτοια εντυπωσιακά αποτελέσματα έδωσε η 5^ο πολιτική με χρήση μπαταρίας, όπου οι προηγουμένως αρκετά υψηλές απορρίψεις των φωτοβολταϊκών συρρικνώθηκαν σημαντικά, μετατρέποντάς την σε βιώσιμο πλαίσιο επένδυσης στις ΑΠΕ. Από τη άλλη, η 3^η πολιτική περικοπών μπορεί να βρει εφαρμογή και χωρίς την χρήση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, εξ αιτίας των μικρών απορρίψεων που έχει, ακόμα και σε μεγάλες τιμές εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.

Τελικά αυτό που προκύπτει σαν συμπέρασμα είναι ότι η χρήση κάθε πολιτικής περικοπών αποτελεί στρατηγική απόφαση του λειτουργού του ΜΔΝ, δηλαδή ποια από τις 2 μορφές ΑΠΕ (αιολική, φωτοβολταϊκή) θα έχει προβάδισμα έναντι της άλλης. Ακόμα, σημαντικής σημασίας είναι η απόφαση για χρήση συστημάτων αποθήκευσης, μιας και αυτό θα αποτελέσει μια μεγάλης αξίας επένδυση. Ίσως μια πιο οικονομική επιλογή θα ήταν η χρήση υβριδικού σταθμού αντλησιοταμίευσης για αποθήκευση ενέργειας, όπως αυτό που πρόσφατα εγκαινιάστηκε στην Ικαρία [12][13][14]. Όμως, ακόμα και το καλύτερο σενάριο περικοπών δεν θα επιτρέψει την διείσδυση ΑΠΕ που μπορεί να επιτευχθεί με την διασύνδεση ενός ΜΔΝ με το ηπειρωτικό σύστημα. Ένα τέτοιο έργο λύνει σε μεγάλο βαθμό όλα αυτά τα προβλήματα που αντιμετωπίζουν τα νησιωτικά ενεργειακά συστήματα και μπορεί να αποσβέσει γρήγορα το κόστος κατασκευής τους μειώνοντας τα ετήσια κόστη λειτουργίας τους σε μεγάλο βαθμό. Ακόμα, θα επιτρέψει την πλήρη αξιοποίηση του τεράστιου αιολικού και ηλιακού δυναμικού που έχουν τα νησιά μας.

5.2. Προτάσεις για μελλοντική διερεύνηση

Με βάση τα παραπάνω συμπεράσματα, θα μπορούσαν να διερευνηθούν στο μέλλον κι άλλες πολιτικές περικοπών στην φωτοβολταϊκή παραγωγή πέρα από τις 5 που αναλύθηκαν στην παρούσα διπλωματική εργασία καθώς και βελτιωμένες εκδοχές των ήδη υπαρχόντων. Ακόμα, θα μπορούσε να διερευνηθεί τρόπος ακριβής πρόβλεψης της παραγωγής των ΑΠΕ, μέσω πρόβλεψης των καιρικών συνθηκών, ανέμου και ηλιοφάνειας, έτσι ώστε να μπορεί να βρει πρακτική εφαρμογή και η 4^η πολιτική. Η συγκεκριμένη πολιτική περικοπών είναι αυτή που έδωσε τα καλύτερα αποτελέσματα, αλλά είχε ως είσοδο την ακριβή παραγωγή ΑΠΕ για κάθε ώρα του χρόνου και άρα την δυνατότητα να μοιράσει με βέλτιστο τρόπο τα setpoints μεταξύ τους. Μια ακόμα διερεύνηση που μπορεί να γίνει είναι η οικονομική σύγκριση εφαρμογής πολιτικών περικοπών στα φωτοβολταϊκά, με την διασύνδεση του ΜΔΝ με το ηπειρωτικό σύστημα, με ότι συνεπάγεται το τελευταίο σχετικά με την διείσδυση ΑΠΕ.

6. ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1] Psarros, G. N., & Papathanassiou, S. A. (2018). Operation of a Wind-PV-Battery Hybrid Power Station in an Isolated Island Grid. *MedPower 2018*, (November).
- [2] Lew, D., Bird, L., Milligan, M., Speer, B., Wang, X., Carlini, E. M., ... Sorensen, P. (2013). Wind and solar curtailment. *International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power Into Power Systems*, (September), 1–7. Retrieved from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.390.1983&rep=rep1&type=pdf>
- [3] Psarros G. N., Kokkolios S. P. & Papathanassiou S. A. (2018). Centrally Managed Storage Facilities in Small Non-Interconnected Island Systems. *Proceedings - 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018*, (September). <https://doi.org/10.1109/UPEC.2018.8542102>
- [4] Psarros, G. N., & Papathanassiou, S. A. (2018). Comparative Assessment of Unit Commitment Methods for Isolated Island Grids. *Proceedings - 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018*, (September). <https://doi.org/10.1109/UPEC.2018.854201>
- [5] Psarros, G. N., & Papathanassiou, S. A. (2019). Comparative assessment of priority listing and mixed integer linear programming unit commitment methods for non-interconnected island systems. *Energies*, 12(4). <https://doi.org/10.3390/en12040657>
- [6] Psarros G. N., Karamanou E. G. & Papathanassiou S. A. (2018). Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(4), 1822–1832. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2816588>
- [7] Karamanou E., Papathanassiou S., & Boulaxis N. (2008). Operating policies for autonomous island grids with pv penetration. *4th European Conference on PV-Hybrids and Mini-Grids*, (1).
- [8] Psarros G. N., Nanou S. I., Papaefthymiou S. V., & Papathanassiou S. A. (2018). Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration. *Renewable Energy*, 115, 338–352. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.050>
- [9] Carrión, M., & Arroyo, J. M. (2006). A Computationally Efficient Mixed-Integer and Linear Formulation and for the Thermal Unit Commitment Problem. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, August, 21(3), 1371–1378. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876672>

- [10] Arroyo, J. M. & Conejo A. J. (2000). Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 1098–1104. <https://doi.org/10.1109/59.871739>
- [11] Papathanassiou, S. A., & Boulaxis, N. G. (2006). Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems. *Renewable Energy*, 31(4), 457–479. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.04.002>
- [12] Papaefthymiou, S. V., & Papathanassiou, S. A. (2014). Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power stations in island systems. *Renewable Energy*, 64, 187–196. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.047>
- [13] Papaefthymiou S. V., Karamanou E. G., Papathanassiou S.A. & Papadopoulos, M. P. (2009). Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids. *IET Renewable Power Generation*, 3(3), 293. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2008.0071>
- [14] Papaefthymiou S. V., Karamanou E. G., Papathanassiou S. A. & Papadopoulos M. P. (2010). A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of Ikaria. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1(3), 163–172. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2010.2059053>
- [15] Νατούδη, Κ. Β. (2015). Ημερήσιος Προγραμματισμός Λειτουργίας Μη Διασυνδεδεμένου Νησιωτικού Συστήματος Με Αιολική Και Φωτοβολταϊκή Παραγωγή Διείσδυση.
- [16] Alireza Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*
- [17] Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ), ΠΑΕ Ιανουάριος 2014
- [18] Βουρνάς Κ., Κονταξής Γ., *Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας*, Αθήνα 2010
- [19] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, *Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές*, Αθήνα 1997
- [20] Σταύρος Παπαθανασίου, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*, Αθήνα 2014
- [21] Psarros, G. N., & Papathanassiou, S. A. (n.d.). Evaluation of battery-renewables hybrid stations in small isolated systems. 1–13.
- [22] Hatziargyriou N., Margaritis, I., Stavropoulou I., Papathanasiou St., Dimeas A. (2017). Noninterconnected Island Systems. 17–27.

- [23] Mosca, C., Bompard, E., & Vergine, C. (2019). HVDC for frequency stability under RES penetration : the Sardinia island case. 2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC), 1–6.
- [24] Gkaidatzis, P., Bouhouras, A. S., Sgouras, K. I., & Doukas, D. I. (2019). Efficient RES Penetration under Optimal Distributed Generation Placement Approach. (April). <https://doi.org/10.3390/en12071250>
- [25] Katsaprakakis, D. A., Thomsen, B., & Irini, D. (2018). Faroe Islands : towards 100 % R.E.S. penetration (April).