



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

Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε οικιακά ΦΒ συστήματα

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μαρία Χ. Λυμπέρη

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2018



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

Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε οικιακά ΦΒ συστήματα

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μαρία Χ. Λυμπέρη

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή τον Ιούλιο του 2018.

.....

Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Πάυλος Γεωργιάκης
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2018

.....
Μαρία Χ. Λυμπέρη

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

Copyright © Μαρία Χ. Λυμπέρη, 2018.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Ευχαριστίες

Σε αυτό το σημείο, θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την ευκαιρία της εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας που υπήρξε ένα πολύ ενδιαφέρον θέμα για εμένα και τις κατευθύνσεις που μου παρείχε για την επιτυχή υλοποίηση της. Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα Παναγιώτη Αναγνωστόπουλο για τη συνεχή και σημαντική βοήθεια του. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου που με στήριξαν καθ' όλη τη διάρκεια της φοιτητικής μου σταδιοδρομίας.

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη ενός συστήματος ΦΒ–μπαταρίας σε οικιακό καταναλωτή χαμηλής τάσης. Πιο συγκεκριμένα, η παρούσα διπλωματική εργασία είχε ως σκοπό:

- α) τον προσδιορισμό της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης των συνιστωσών ενός τέτοιου συστήματος (εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ, χωρητικότητα μπαταρίας, ισχύ αντιστροφέα μπαταρίας),
- β) την ανάλυση της επίπτωσης των μηχανισμών γήρανσης της μπαταρίας στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας,
- γ) τον προσδιορισμό της επίδρασης των διαφορετικών στρατηγικών φόρτισης στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας.

Για την επίτευξη των παραπάνω αναλύθηκαν και μοντελοποιήθηκαν όσο το δυνατόν περισσότεροι δείκτες αξιολόγησης (~28 δείκτες) τόσο οικονομικοί όσο και τεχνικοί κάτι που προσδίδει στην παρούσα εργασία μία επιπλέον προστιθέμενη αξία. Επίσης ορίστηκαν και απεικονίστηκαν με μονοσήμαντο τρόπο οι ροές ισχύος και ενέργειας και συσχετίστηκαν με τον τρόπο μέτρησης, συμψηφισμού και εκκαθάρισης στα πλαίσια της λειτουργίας αυτού του συστήματος. Ακόμη, πραγματοποιήθηκε μία εκτενέστατη παραμετρική ανάλυση ως προς κάθε μεταβλητή που επηρεάζει την οικονομικότητα της επένδυσης και την καθημερινή λειτουργία του εν λόγω συστήματος. Για όλα τα παραπάνω, αναπτύχθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης σε περιβάλλον MATLAB και πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις συστήματος με χρήση πραγματικών χρονοσειρών σε χρονικό διάστημα δεκαπενταλέπτου.

Αρχικά, έγινε μια σύντομη παρουσίαση των εξελίξεων στις πολιτικές υποστήριξης ΦΒ συστημάτων σε νοικοκυριά, παρουσιάστηκαν μελέτες που αφορούν την ενσωμάτωση μπαταρίας σε οικιακά ΦΒ συστήματα που συνδέονται στο Δίκτυο και περιγράφηκε η νομοθεσία του ενεργειακού συμψηφισμού που εφαρμόζεται στην Ελλάδα.

Στην συνέχεια, παρουσιάστηκε η αρχή λειτουργίας της μπαταρίας και περιγράφηκαν τα χαρακτηριστικά των τεχνολογιών μπαταρίας ιόντων λιθίου και μολύβδου οξέος που χρησιμοποιούνται σε οικιακά συστήματα. Επίσης, σταχυολογήθηκαν οι αρχιτεκτονικές σύνδεσης του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας και τα οφέλη που προσφέρει η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής με ΦΒ. Τέλος, περιγράφηκαν οικονομικοί, ενεργειακοί δείκτες και δείκτες αξιολόγησης του Δικτύου που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας.

Χρησιμοποιώντας μοντέλο τιμολόγησης του υφιστάμενου προγράμματος ενεργειακού συμψηφισμού πραγματοποιήθηκε η προσομοίωση του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας με ανάλυση δεκαπενταλέπτου και υλοποιήθηκε η διπλωματική με στόχο την επίτευξη των παραπάνω σκοπών που τέθηκαν (ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση, μηχανισμοί γήρανσης, στρατηγικές φόρτισης και παραμετρική ανάλυση).

Λέξεις-κλειδιά: ΦΒ σύστημα, αυτοκατανάλωση, ενεργειακός συμψηφισμός, μπαταρία, μηχανισμός γήρανσης, στρατηγική διαχείρισης, διαστασιολόγηση, οικονομική βιωσιμότητα, περιορισμός έγχυσης, ξύρισμα αιχμής ζήτησης.

Abstract

This diploma thesis studies a PV–battery system in residential low-voltage consumers. More specifically, this work had the following key contributions:

- a) defining the proper sizing of the system components (installed PV power, battery capacity, storage inverter power),
- b) analyzing the impact of the battery ageing mechanism on the economic and technical operation of the system,
- c) analyzing the impact of the battery operational strategy on the economic and technical operation of the system.

A wide range of economic and technical evaluation indices have been analyzed and modeled, adding significant value to this work. Also, the power and the energy flows were uniquely defined and depicted. They were correlated with the way of measuring and net metering in the context of the system operation. Moreover, an extensive parametric analysis has been carried out for each variable that affects the economic viability of the system and the day-to-day operation of the system. For all these, a simulation model was developed and system simulations on a timescale of fifteen minutes were performed with the MATLAB software.

Initially, the developments in PV support policies for households were presented briefly and there was a mention on studies that concern the integration of battery into residential PV systems connected to the Network. The legislation that Greece applies for net metering was included in this study.

After that, they were shown the principle of the battery operation and an overview of the characteristics of the lithium-ion and lead-acid batteries used in home systems. Also, the PV–battery system architectures were presented and the benefits of battery integration into the PV system were reviewed. Finally, economic, energy and network assessment indicators were used to evaluate the PV-battery system.

Adopting the existing net metering policy, a simulation model of the PV–battery system was developed on a timescale of fifteen minutes and the diploma thesis was implemented in order to achieve the above mentioned objectives (PV–battery system sizing, aging mechanisms, operational strategies and parametric analysis).

Keywords: PV system, self-consumption, net metering, battery, aging mechanism, control strategy, sizing, economic viability, feed-in limitation, peak demand shaving.

Πίνακας περιεχομένων

Πίνακας συντομογραφιών-δεικτών.....	17
Πίνακας σχημάτων.....	23
Πίνακας πινάκων.....	31
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή.....	33
1.1 Εξελίξεις στις πολιτικές υποστήριξης των οικιακών ΦΒ συστημάτων διεθνώς	33
1.2 Αυτοκατανάλωση με αποθήκευση ενέργειας σε μπαταρία τον κόσμο.....	34
1.3 Μελέτη οικιακών συστημάτων που περιλαμβάνουν ΦΒ και μπαταρία.....	39
1.4 Σκοπός-Αντικείμενο.....	42
1.5 Φάσεις εκπόνησης.....	43
1.6 Δομή διπλωματικής εργασίας.....	44
Κεφάλαιο 2 Εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα.....	47
2.1 Νομοθετικό πλαίσιο ενεργειακού συμψηφισμού.....	47
2.2 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος με το Δίκτυο και εγκατάσταση μετρητών.....	47
2.3 Διενέργεια ενεργειακού συμψηφισμού, χρεώσεις.....	48
2.4 Σημαντικοί παράμετροι του συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού.....	49
2.5 Εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός.....	51
Κεφάλαιο 3 Ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία σε ΦΒ σύστημα συνδεδεμένο στο Δίκτυο.....	53
3.1 Μπαταρία.....	53
3.1.1 Εισαγωγή στη δομή της μπαταρίας.....	53
3.1.2 Τεχνολογίες μπαταρίας σε οικιακά συστήματα.....	54
3.2 Αρχιτεκτονικές σύνδεσης ΦΒ με μπαταρία.....	55
3.3 Οφέλη σύνδεσης μπαταρίας σε οικιακό σύστημα αυτοπαραγωγής.....	57
Κεφάλαιο 4 Τεχνοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων σε εφαρμογές ενεργειακού συμψηφισμού.....	61
4.1 Εισαγωγή.....	61
4.2 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης.....	61
4.2.1 Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV).....	61
4.2.2 Ετήσιο Κέρδος (annual profit).....	62
4.2.3 Απόδοση Επένδυσης (ROI).....	62
4.2.4 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR).....	63
4.2.5 Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP).....	64

4.2.6 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP).....	64
4.2.7 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE)	65
4.2.8 Κόστος Ενέργειας (COE).....	65
4.2.9 Ετήσιο Κόστος Ενέργειας (annual_COE)	66
4.2.10 Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS) για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία.....	66
4.2.11 Κόστος Αποθήκευσης (COS) για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία.....	67
4.2.12 Ετήσιο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (annual_COS) για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία.....	67
4.2.13 Μέσο Κόστος καταναλισκόμενης ενέργειας στη διάρκεια της επένδυσης ($\rho_{EL,avg}$)	68
4.2.14 Μέσες τιμές των συνιστωσών του ρεύματος στη διάρκεια της επένδυσης.....	68
4.3 Τεχνικοί δείκτες αξιολόγησης	70
4.3.1 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR).....	73
4.3.2 Βαθμός Αυτονομίας (SSR)	73
4.3.3 Βαθμός απωλειών συστήματος ΦΒ–μπαταρίας (SLR) για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία.....	74
4.3.4 Διείσδυση ΦΒ ισχύος ($PV_{power_penetration}$)	74
4.3.5 Διείσδυση ΦΒ ενέργειας ($PV_{energy_penetration}$).....	75
4.3.6 Ποσοστό εγχεόμενης ισχύος δεκαπενταλέπτου προς την εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ σύστημα (p)	75
4.3.7 Μείωση στην ετήσια απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας.....	76
4.3.8 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης από το Δίκτυο	76
4.3.9 Μείωση στην ετήσια ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας.....	78
4.3.10 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο.....	78
4.3.11 Μείωση στην ετήσια ενέργεια που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας	79
4.3.12 Τάση στη γραμμή ΧΤ	80
4.3.13 Χωρητικότητα ίδιων ΦΒ συστημάτων που μπορούν να συνδεθούν στην ίδια γραμμή ΧΤ (Hosting Capacity).....	81
4.3.14 Απώλειες Ενέργειας γραμμής ΧΤ (E_{losses}).....	82
Κεφάλαιο 5 Δεδομένα εισόδου	83
5.1 Τιμολόγηση απλού οικιακού καταναλωτή της ΔΕΗ	83
5.1.1 Οικιακό τιμολόγιο Γ1	83

5.1.2 Οικιακό νυχτερινό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1N.....	84
5.2 Τιμολόγηση μέσω ενεργειακού συμψηφισμού.....	84
5.3 Φορτίο οικιακών καταναλωτών.....	85
5.3.1 Χρονοσειρές από μετρήσεις στην Ελλάδα.....	85
5.3.2 Χρονοσειρές από μετρήσεις στη Γερμανία.....	89
5.4 ΦΒ.....	91
5.4.1 Χρονοσειρά ΦΒ παραγωγής.....	91
5.4.2 Κόστη ΦΒ.....	93
5.5 Σύστημα Αποθήκευσης.....	94
5.5.1 Κόστη Συστήματος Αποθήκευσης.....	94
5.5.2 Χαρακτηριστικά Συστήματος Αποθήκευσης.....	98
5.5.3 Μηχανισμοί Γήρανσης Μπαταρίας.....	101
5.5.3.1 Μηχανισμός Γήρανσης 1.....	102
5.5.3.2 Μηχανισμός Γήρανσης 2.....	104
5.5.3.3 Μηχανισμός Γήρανσης 3.....	108
5.5.3.4 Μηχανισμός Γήρανσης 4.....	110
5.5.3.5 Μηχανισμός Γήρανσης 5.....	113
5.5.3.6 Μηχανισμός Γήρανσης 6.....	117
5.5.3.7 Μηχανισμός Γήρανσης 7.....	122
5.5.3.8 Μηχανισμός Γήρανσης 8.....	122
5.5.3.9 Μηχανισμός Γήρανσης 9.....	126
5.5.3.10 Μηχανισμός Γήρανσης 10.....	129
5.5.3.11 Μηχανισμός Γήρανσης 11.....	131
5.5.3.12 Μηχανισμός Γήρανσης 12.....	132
5.5.3.13 Μηχανισμός Γήρανσης 13.....	135
5.5.3.14 Σύνοψη.....	136
5.5.4 Πολιτικές Διαχείρισης Φόρτισης-Εκφόρτισης της Μπαταρίας.....	138
5.5.4.1 Συμβατική στρατηγική διαχείρισης φόρτισης-εκφόρτισης μπαταρίας.....	138
5.5.4.2 Φόρτιση-εκφόρτιση της μπαταρίας μετά από συγκεκριμένη ώρα.....	140
5.5.4.3 Φόρτιση της μπαταρίας με σταθερή ισχύ.....	142
5.5.4.4 Φόρτιση της μπαταρίας καθ' όλη τη διάρκεια ηλιοφάνειας και εκφόρτιση τις υπόλοιπες ώρες.....	145
5.5.4.5 Φόρτιση της μπαταρίας όταν η εγχεόμενη ισχύς μεγαλύτερη του 30% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος.....	148

5.5.4.6 Φόρτιση/εκφόρτιση της μπαταρίας με ποσοστά επί της χρήσιμης χωρητικότητας ανάλογα με την ώρα της ημέρας	150
5.5.4.7 Συνδυασμός συμβατικής φόρτισης/εκφόρτισης με φόρτιση της μπαταρίας και από το Δίκτυο	154
Κεφάλαιο 6 Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού	159
6.1 Περιγραφή της εφαρμογής απλού ενεργειακού συμψηφισμού	159
6.2 Ανάλυση ευαισθησίας	161
6.2.1 Ενεργειακή ανάλυση ευαισθησίας ως προς την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ ...	161
6.2.2 Οικονομική ανάλυση ευαισθησίας ως προς την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ, το κόστος ΦΒ και την τιμολογιακή πολιτική	171
6.3 Συμπεράσματα	179
Κεφάλαιο 7 Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης	181
7.1 Περιγραφή του ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης	181
7.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς την ισχύ του αντιστροφέα	185
7.3 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς την ισχύ του ΦΒ	188
7.4 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς τη χωρητικότητα της μπαταρίας	190
7.5 Συμπεράσματα	191
Κεφάλαιο 8 Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας	193
8.1 Εισαγωγή	193
8.2 Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ	193
8.3 Μεταβολή της χωρητικότητας της μπαταρίας	196
8.4 Συμπεράσματα	211
Κεφάλαιο 9 Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση	215
9.1 Εισαγωγή	215
9.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το μηχανισμό γήρανσης	216
9.3 Μεταβολή μηχανισμού γήρανσης και χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας	222
9.4 Μεταβολή μηχανισμού γήρανσης και εξέταση περίπτωσης επιδότησης	227
9.5 Μεταβολή μηχανισμού γήρανσης και ανάλυση ευαισθησίας ως προς το κόστος προμήθειας και το κόστος μπαταρίας	231
9.6 Μεταβολή μηχανισμού γήρανσης και της διάρκειας επένδυσης σε 25 έτη	234
9.7 Συμπεράσματα	239
Κεφάλαιο 10 Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση	245
10.1 Εισαγωγή	245

10.2 Ανάλυση ενεργειακών ροών.....	245
10.2.1 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 1.....	246
10.2.2 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 2.....	248
10.2.3 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 3.....	250
10.2.4 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 4.....	252
10.2.5 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 5.....	254
10.2.6 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 6.....	255
10.2.7 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 7.....	258
10.3 Ενεργειακοί δείκτες.....	260
10.4 Οικονομική αξιολόγηση.....	276
10.5 Συμπεράσματα.....	283
Συμπεράσματα.....	285
Βιβλιογραφία.....	293

Πίνακας συντομογραφιών-δεικτών

Συντομογραφίες	
E	Ενέργεια
P	Ισχύς
NPV	Καθαρά Παρούσα Αξία
ROI	Απόδοση Επένδυσης
IRR	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
SPBP	Απλή Περίοδος Αποπληρωμής
DPBP	Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής
LCOE	Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας
COE	Κόστος Ενέργειας
annual_COE	Ετήσιο Κόστος Ενέργειας
LCOS	Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας
COS	Κόστος Αποθήκευσης
annual_COS	Ετήσιο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας
SCR	Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης
SSR	Βαθμός Αυτονομίας
SLR	Βαθμός απωλειών συστήματος ΦΒ-μπαταρίας για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία
PV _{power_penetration}	Διείσδυση ΦΒ ισχύος
PV _{energy_penetration}	Διείσδυση ΦΒ ενέργειας
Flattening_Demand_1	Ποσοστό μείωσης της απορροφώμενης ενέργειας για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την απορροφώμενη ενέργεια για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία
Flattening_Demand_2	Ποσοστό μείωσης της απορροφώμενης ενέργειας για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την απορροφώμενη ενέργεια για σύστημα μόνο με ΦΒ
Peak_shaving_demand_1	Ποσοστό μείωσης του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων του χρόνου για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς το 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία

Συντομογραφίες	
Peak_shaving_demand_2	Ποσοστό μείωσης του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων του χρόνου για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς το 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ
peak_shaving_demand_1_20_22	Ποσοστό μείωσης της μέσης απορροφώμενης ισχύος τις ώρες 20-22 για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς τη μέση απορροφώμενη ισχύς αυτές τις ώρες για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία
peak_shaving_demand_2_20_22	Ποσοστό μείωσης της μέσης απορροφώμενης ισχύος τις ώρες 20-22 για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς τη μέση απορροφώμενη ισχύς αυτές τις ώρες για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ
Flattening_PV_injection	Ποσοστό μείωσης της εγχεόμενης για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την εγχεόμενη ενέργεια για σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ
peak_shaving_injection	Ποσοστό μείωσης του 10% των μεγαλύτερων εγχύσεων του χρόνου για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς το 10% των μεγαλύτερων εγχύσεων για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ
peak_shaving_injection_11_15	Ποσοστό μείωσης της μέσης εγχεόμενης ισχύος τις ώρες 11-15 για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς τη μέση εγχεόμενη ισχύς αυτές τις ώρες για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ
Flattening EnergyFlow_1	Ποσοστό μείωσης της ενέργειας που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο ένας απλός καταναλωτής χωρίς ΦΒ και μπαταρία
Flattening EnergyFlow_2	Ποσοστό μείωσης της ενέργειας που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την ενέργεια που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο ΦΒ
S	Εξοικονόμηση στο τιμολόγιο της ΔΕΗ
K_0	Συνολικό κόστος επένδυσης
OMC	Συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης
d	Ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται (επιτόκιο αναγωγής)
N	Οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη
AC	Ετήσιο κόστος

Συντομογραφίες	
ΔEH	Κόστος ΗΕ από το Δίκτυο
XP	Χρεώσεις προμήθειας ΗΕ
RHYTHM	Ρυθμιζόμενες χρεώσεις
FOROI	Φόροι
p_{XP}	Κόστος χρέωσης προμήθειας σε €/kWh
p_{RHYTHM}	Κόστος ρυθμιζόμενων χρεώσεων σε €/kWh
p_{FOROI}	Κόστος για φόρους σε €/kWh
$p_{\Delta EH}$	Λιανική τιμή σε €/kWh
p_{EL}	Κόστος καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στη διάρκεια της επένδυσης σε €/kWh
P_{nom}	Εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ
$C_{B,nom}$	Η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh)
$P_{INV,nom}$	Η ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα
$P_{10\%max_abs}$	Μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων
P_{abs20_22}	Μέση ισχύς των απορροφήσεων στις ώρες 20 με 22
$P_{10\%max_inj}$	Μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων Μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων
P_{inj11_15}	Μέση ισχύς των εγχύσεων στις ώρες 11 με 15
V	Τάση
δV	Ανύψωση τάσης
$V_{10\%max}$	Μέση τάση του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων
sys	Πλήθος συστημάτων
E_{losses}	Απώλειες Ενέργειας γραμμής ΧΤ
K_{PV}	Κόστος ΦΒ συστήματος
K_{ESS}	Κόστος μπαταρίας που περιλαμβάνει το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί ανοιγμένα σε παρούσες αξίες
CC	Κόστος (σε €)
PVC	Κόστος αγοράς ΦΒ (€/kW)
AC	Ετήσιο κόστος
BC	Κόστος αγοράς μπαταρίας (€/kWh)
FBC	Μελλοντικό κόστος αγοράς μπαταρίας (€/kWh)
INVC	Κόστος αγοράς αντιστροφέα μπαταρίας (€/kW)
GRIDC	Κόστη σύνδεσης του συστήματος αποθήκευσης στο Δίκτυο (€)

Συντομογραφίες	
$CF_{install}$	Συντελεστή κόστους εγκατάστασης ESS (%)
RC_b	Κόστος αντικατάστασης μπαταρίας
$Replaces$	Πλήθος αντικαταστάσεων μπαταρίας στη διάρκεια ζωής της επένδυσης
E_B	Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία
E_{BAT_CH}	Ενέργεια που αποθηκεύεται στη μπαταρία
E_{BAT_DIS}	Ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία
SOC	Στάθμη φόρτισης μπαταρίας
C_B	Ικανότητα αποθήκευσης (μέγιστη χωρητικότητα) της μπαταρίας
DOD	Βάθος εκφόρτισης μπαταρίας
SOC_{max}	Μέγιστη κατάσταση φόρτισης μπαταρίας
SOC_{min}	Ελάχιστη κατάσταση φόρτισης μπαταρίας
E_{UB}	Χρήσιμη Χωρητικότητα μπαταρίας
SOH	Κατάσταση υγείας μπαταρίας
roundtrip efficiency	Συνολικός βαθμός απόδοσης μπαταρίας
n_{inv}	Απόδοση του αντιστροφέα της μπαταρίας
n_{charge}	Απόδοση φόρτισης μπαταρίας
$n_{discharge}$	Απόδοση εκφόρτισης μπαταρίας
n_c	Πλήθος κύκλων μπαταρίας
E_{BD}	Ενέργεια που εκφορτίζεται από τη μπαταρία στη διάρκεια του κύκλου
$n_{c,total}$	Κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης στη διάρκεια ζωής της μπαταρίας
$n_{c,annual}$	Ετήσιοι κύκλοι αποθήκευσης μπαταρίας
ΔC_{annual}	Ετήσιες απώλειες χωρητικότητας της μπαταρίας
C_B	Χωρητικότητα της μπαταρίας
C_{f_cal}	Απώλειες χωρητικότητας λόγω ημερολογιακής γήρανσης
t	Μήνες που η μπαταρία είναι σε κατάσταση μη λειτουργίας
C_{f_cyc}	Απώλειες χωρητικότητας λόγω γήρανσης κύκλου
days	Μέρες που η μπαταρία είναι σε κατάσταση μη λειτουργίας
ΔC_B	Απώλειες χωρητικότητας της μπαταρίας
z	Συντελεστής γραμμικής γήρανσης
ΔC_{cyc}	Απώλειες χωρητικότητας της μπαταρίας ανά κύκλο
Δείκτες	
w	Με
w_0	Χωρίς
i	Δεκαπεντάλεπτο
h	Ώρα
k	Μέρα
m	Μήνας

Δείκτες	
<i>y</i>	Έτος
<i>cyc</i>	Κύκλος
<i>PV</i>	Φωτοβολταϊκό Σύστημα
<i>ESS</i>	Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας (μπαταρία και αντιστροφέας της)
<i>r</i>	Έτος αντικατάστασης μπαταρίας
<i>peak_load</i>	Μέγιστη ζήτηση
<i>PV_GRID</i>	Ροή ενέργειας ή ισχύος από το ΦΒ στο Δίκτυο
<i>PV_LOAD</i>	Ροή ενέργειας ή ισχύος από το ΦΒ στο φορτίο
<i>PV_ESS</i>	Ροή ενέργειας ή ισχύος από το ΦΒ στο Σύστημα Αποθήκευσης
<i>GRID_LOAD</i>	Ροή ενέργειας ή ισχύος από το Δίκτυο στο φορτίο
<i>GRID_ESS</i>	Ροή ενέργειας ή ισχύος από το Δίκτυο στο Σύστημα Αποθήκευσης
<i>ESS_LOAD</i>	Ροή ενέργειας ή ισχύος από το Σύστημα Αποθήκευσης στο φορτίο
<i>BAT_CH</i>	Ενέργεια ή ισχύς που τελικά αποθηκεύεται στη μπαταρία
<i>BAT_DIS</i>	Ενέργεια ή ισχύς που εκφορτίζει η μπαταρία

Πίνακας σχημάτων

Σχήμα 2.1 Σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού

Σχήμα 3.1 Αρχιτεκτονικές σύνδεσης μπαταρίας με ΦΒ (α) απευθείας στη γραμμή (β) DC συνδεδεμένο (γ) AC συνδεδεμένο (δ) DC/AC συνδεδεμένο

Σχήμα 3.2 Υπηρεσίες μπαταρίας στους Διαχειριστές Δικτύου, τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας και τους αυτοπαραγωγούς

Σχήμα 4.1 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος σε οικιακό φορτίο

Σχήμα 4.2 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος με μπαταρία σε οικιακό φορτίο, AC σύνδεση

Σχήμα 5.1 Χρονοσειρά της ισχύος φορτίου με ανάλυση δεκαπενταλέπτου

Σχήμα 5.2 Μέση ημερήσια κατανάλωση φορτίου ανά ώρα της ημέρας

Σχήμα 5.3 Μέση κατανάλωση ενέργειας ανάλογα με το μήνα του έτους

Σχήμα 5.4 Ισχύς φορτίου ανά ώρα της ημέρας για μια μέρα του χειμώνα και μια μέρα του καλοκαιριού

Σχήμα 5.5 Boxplot για την ισχύς κατανάλωσης του φορτίου στη διάρκεια του έτους VS του αριθμού χρονοσειράς (1-10 οι γερμανικές, 11η PAVG, i και 12η PLOAD, i)

Σχήμα 5.6 Boxplot για την ισχύς κατανάλωσης του φορτίου τα δεκαπεντάλεπτα από τις 8 το πρωί με 6 το απόγευμα στη διάρκεια του έτους VS του αριθμού χρονοσειράς (1-10 οι γερμανικές, 11 η PAVG, i και 12η PLOAD, i)

Σχήμα 5.7 Χρονοσειρά της παραγωγής ισχύος από ΦΒ ανά εγκατεστημένο kW με ανάλυση δεκαπενταλέπτου

Σχήμα 5.8 Μέση ημερήσια παραγωγή ΦΒ ισχύος ανά ώρα της ημέρας

Σχήμα 5.9 Μέση ημερήσια παραγωγή ενέργειας από το ΦΒ ανάλογα με το μήνα του έτους

Σχήμα 5.10 Διακύμανση της παραγωγής ΦΒ ισχύος ανά μήνα

Σχήμα 5.11 Παραγωγή ΦΒ ισχύος ανά ώρα της ημέρας για μια μέρα του χειμώνα και μια μέρα του καλοκαιριού

Σχήμα 5.12 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 1

Σχήμα 5.13 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 1

Σχήμα 5.14 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 2

Σχήμα 5.15 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 2 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.16 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 2

Σχήμα 5.17 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 3 σε σχέση αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.18 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 3

Σχήμα 5.19 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 4

Σχήμα 5.20 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 4 σε σχέση αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.21 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 4

Σχήμα 5.22 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 5

Σχήμα 5.23 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 5 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.24 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 5

Σχήμα 5.25 Πειραματικές μετρήσεις των απωλειών χωρητικότητας ανά ημέρα

Σχήμα 5.26 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 6

Σχήμα 5.27 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 6 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.28 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 6

Σχήμα 5.29 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 7

Σχήμα 5.30 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 8

Σχήμα 5.31 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 8 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.32 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 8

Σχήμα 5.33 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 9

Σχήμα 5.34 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 9

Σχήμα 5.35 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για μηχανισμό γήρανσης 10 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.36 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 10

Σχήμα 5.37 Διάρκεια ζωής σε κύκλους συναρτήσεως του βάθους κύκλου

Σχήμα 5.38 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για μηχανισμό γήρανσης 11

Σχήμα 5.39 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 12

Σχήμα 5.40 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 12 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση

Σχήμα 5.41 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 12

Σχήμα 5.42 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για μηχανισμό γήρανσης 13

Σχήμα 6.1 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος σε οικιακό φορτίο

Σχήμα 6.2 Μέση ημερήσια ενέργεια που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο VS χρόνου

Σχήμα 6.3 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR) VS εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ συναρτήσεως της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ

Σχήμα 6.4 Βαθμός Αυτονομίας (SSR) VS εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ συναρτήσεως της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ

Σχήμα 6.5 Διείδυση ΦΒ ενέργειας ($PV_{energy_penetration}$) VS εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ συναρτήσεως της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ το πρώτο χρόνο λειτουργίας του

Σχήμα 6.6 Πλήθος 15λεπτων VS εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς συναρτήσεως του μεγέθους του ΦΒ

Σχήμα 6.7 Εγχεόμενη ενέργεια VS εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ συναρτήσει του μεγέθους του ΦΒ

Σχήμα 6.8 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ συναρτήσει του μεγέθους του ΦΒ

Σχήμα 6.9 Πλήθος 15λεπτων VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 50%

Σχήμα 6.10 Πλήθος 15λεπτων VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 75%

Σχήμα 6.11 Πλήθος 15λεπτων VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 100%

Σχήμα 6.12 Εγχεόμενη ενέργεια VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 50%

Σχήμα 6.13 Εγχεόμενη ενέργεια VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 75%

Σχήμα 6.14 Εγχεόμενη ενέργεια VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 100%

Σχήμα 6.15 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 50%

Σχήμα 6.16 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 75%

Σχήμα 6.17 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 100%

Σχήμα 6.18 Εγχεόμενη ενέργεια που περικόπτεται VS ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ πάνω από το οποίο η ενέργεια περικόπτεται συναρτήσει του μεγέθους του ΦΒ

Σχήμα 6.19 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας που περικόπτεται ως προς τη συνολική παραγωγή του ΦΒ VS ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ πάνω από το οποίο η ενέργεια περικόπτεται συναρτήσει του μεγέθους του ΦΒ

Σχήμα 6.20 Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.21 Ετήσιο Κέρδος (annual_profit) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.22 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.23 Απόδοση Επένδυσης (ROI) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.24 Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.25 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.26 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.27 Κόστος Ενέργειας (COE) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.28 Ετήσιο Κόστος Ενέργειας (annual_COE) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Σχήμα 6.29 Μέση χρέωση προμήθειας, μέσες ρυθμιζόμενες χρεώσεις, μέσοι φόροι, μέση λιανική τιμή ΗΕ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1

Σχήμα 6.30 Μέση χρέωση προμήθειας, μέσες ρυθμιζόμενες χρεώσεις, μέσοι φόροι, μέση λιανική τιμή ΗΕ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1N

Σχήμα 6.31 Κόστος ΦΒ συστήματος ανά μονάδα καταναλισκόμενης ενέργειας VS κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ

Σχήμα 6.32 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ στη διάρκεια της 20ετίας VS κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1

Σχήμα 6.33 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ στη διάρκεια της 20ετίας VS κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1N

Σχήμα 7.1 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος με μπαταρία σε οικιακό φορτίο, AC σύνδεση

Σχήμα 7.2 ΦΒ παραγωγή που θα εγχυθεί στο Δίκτυο συναρτήσει του μεγέθους του αντιστροφέα

Σχήμα 7.3 Απορρόφηση από το Δίκτυο συναρτήσει του μεγέθους του αντιστροφέα

Σχήμα 7.4 Βαθμός Αυτοκατανάλωσης (SCR) (α), Βαθμός Αυτονομίας (SSR) (β) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας VS ισχύος αντιστροφέα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου.

Σχήμα 7.5 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος συναρτήσει της ΦΒ παραγωγής και της χρήσιμη χωρητικότητας της μπαταρίας για αντιστροφέα μπαταρίας (α) 1 kW (β) 2 kW (γ) 3 kW (δ) 4 kW.

Σχήμα 7.6 Βαθμός Αυτονομίας (SSR) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS ΦΒ παραγωγής VS χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας για αντιστροφέα μπαταρίας (α) 1 kW (β) 2 kW (γ) 3 kW (δ) 4 kW.

Σχήμα 7.7 Βαθμός Αυτοκατανάλωσης (SCR) (α), Βαθμός Αυτονομίας (SSR) (β) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας VS ΦΒ παραγωγή για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

Σχήμα 7.8 Μέση λιανική τιμή ΗΕ συναρτήσει της ΦΒ παραγωγής (kWh/kWh φορτίου) και της χρήσιμη χωρητικότητας της μπαταρίας για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

Σχήμα 7.9 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ συναρτήσει της ΦΒ παραγωγής και της χρήσιμη χωρητικότητας της μπαταρίας για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

Σχήμα 7.10 Βαθμός Αυτοκατανάλωσης (SCR) (α), Βαθμός Αυτονομίας (SSR) (β) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας VS ΦΒ παραγωγή για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

Σχήμα 7.11 LCOS VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1MWh/MWh φορτίου

Σχήμα 8.1 NPV VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

Σχήμα 8.2 ROI VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

Σχήμα 8.3 SPBP VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

Σχήμα 8.4 LCOS VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

- Σχήμα 8.5 COS VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.6 annualized_COS VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.7 Χρέωση προμήθειας HE VS χρόνος συναρτήσε του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.8 Ρυθμιζόμενες χρεώσεις VS χρόνος συναρτήσε του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.9 Φόροι VS χρόνος συναρτήσε του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.10 Λιανική τιμή HE VS χρόνος συναρτήσε του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.11 NPV VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.12 ROI VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.13 SPBP VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.14 LCOS VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.15 COS VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.16 annualized_COS VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας συναρτήσε στρατηγική αντικατάστασης μπαταρίας
- Σχήμα 8.17 Μέση ημερήσια ενέργεια που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο VS χρόνος συναρτήσε της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου
- Σχήμα 8.18 Μέση ισχύς απορρόφησης VS χρόνου VS μήνα για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh κατανάλωσης και χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (α) 0 kWh/MWh κατανάλωσης (β) 0,25 kWh/MWh κατανάλωσης (γ) 0,5 kWh/MWh κατανάλωσης (δ) 0,75 kWh/MWh κατανάλωσης (ε) 1 kWh/MWh κατανάλωσης (στ) 1,25 kWh/MWh κατανάλωσης (ζ) 1,5 kWh/MWh κατανάλωσης (η) 1,75 kWh/MWh κατανάλωσης (θ) 2 kWh/MWh κατανάλωσης.
- Σχήμα 8.19 Μέση ισχύς έγχυσης VS χρόνου VS μήνα για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh κατανάλωσης και χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (α) 0 kWh/MWh κατανάλωσης (β) 0,25 kWh/MWh κατανάλωσης (γ) 0,5 kWh/MWh κατανάλωσης (δ) 0,75 kWh/MWh κατανάλωσης (ε) 1 kWh/MWh κατανάλωσης (στ) 1,25 kWh/MWh κατανάλωσης (ζ) 1,5 kWh/MWh κατανάλωσης (η) 1,75 kWh/MWh κατανάλωσης (θ) 2 kWh/MWh κατανάλωσης.
- Σχήμα 8.20 Μέσο SOC VS χρόνου VS μήνα για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh κατανάλωσης και χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (α) 0,25 kWh/MWh κατανάλωσης (β) 0,5 kWh/MWh κατανάλωσης (γ) 0,75 kWh/MWh κατανάλωσης (δ) 1 kWh/MWh κατανάλωσης (ε) 1,25 kWh/MWh κατανάλωσης (στ) 1,5 kWh/MWh κατανάλωσης (ζ) 1,75 kWh/MWh κατανάλωσης (η) 2 kWh/MWh κατανάλωσης.
- Σχήμα 9.1 Διάρκεια ζωής μπαταρίας VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

- Σχήμα 9.2 Κόστος VS Μηχανισμός γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.3 Ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία VS μηχανισμός γήρανσης μπαταρίας
- Σχήμα 9.4 LCOS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.5 COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.6 annualized_COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.7 NPV VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.8 ROI VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.9 Επιπρόσθετο κόστος από μπαταρία VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.10 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου
- Σχήμα 9.11 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμό γήρανσης 3 (μπαταρία λιθίου) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας (ΦΒ 1 MWh/MWh φορτίου) – καλύτερο σενάριο
- Σχήμα 9.12 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμός γήρανσης 5 (μπαταρία λιθίου) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας – χειρότερο σενάριο
- Σχήμα 9.13 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμός γήρανσης 10 (μπαταρία μολύβδου οξέος) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας – καλύτερο σενάριο
- Σχήμα 9.14 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμός γήρανσης 12 (μπαταρία μολύβδου οξέος) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας – χειρότερο σενάριο
- Σχήμα 9.15 NPV VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου
- Σχήμα 9.16 NPV VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία μολύβδου οξέος
- Σχήμα 9.17 IRR VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου
- Σχήμα 9.18 IRR VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία μολύβδου οξέος
- Σχήμα 9.19 SPBP VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος με ΦΒ 100% και μπαταρία λιθίου 100%
- Σχήμα 9.20 SPBP VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος με ΦΒ 100% και μπαταρία μολύβδου οξέος 100%
- Σχήμα 9.21 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρανσης 3 (μπαταρία λιθίου) – καλύτερο σενάριο
- Σχήμα 9.22 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρανσης 5 (μπαταρία λιθίου) – χειρότερο σενάριο

Σχήμα 9.23 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρανσης 10 (μπαταρία μολύβδου οξέος) - καλύτερο σενάριο

Σχήμα 9.24 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρανσης 12 (μπαταρία μολύβδου οξέος)) - χειρότερο σενάριο

Σχήμα 9.25 Διάρκεια ζωής μπαταρίας VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 9.26 LCOS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 9.27 COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 9.28 annualized_COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 9.29 NPV VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 9.30 ROI VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 9.31 Επιπρόσθετο κόστος από μπαταρία VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 9.32 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Σχήμα 10.1 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο –Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 1

Σχήμα 10.2 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 1

Σχήμα 10.3 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 2

Σχήμα 10.4 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 2

Σχήμα 10.5 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 3

Σχήμα 10.6 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 3

Σχήμα 10.7 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 4

Σχήμα 10.8 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 4

Σχήμα 10.9 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 5

Σχήμα 10.10 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 5

Σχήμα 10.11 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 6

- Σχήμα 10.12 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συνεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 6
- Σχήμα 10.13 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 7
- Σχήμα 10.14 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συνεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 7
- Σχήμα 10.15 Μέση ισχύς για το 10% των 15λεπτων με τη μέγιστη απορρόφηση από το Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.16 Μέση ισχύς ανά ώρα απορρόφησης από το Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.17 Μέση ισχύς για το 10% των 15λεπτων με τη μέγιστη έγχυση στο Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.18 Μέση ισχύς ανά ώρα έγχυσης στο Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.19 Μέση ημερήσια ενέργεια που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο VS χρόνος στη α) στρατηγική φόρτισης 1, (β) στρατηγική φόρτισης 2, (γ) στρατηγική φόρτισης 3, (δ) στρατηγική φόρτισης 4, (ε) στρατηγική φόρτισης 5, (στ) στρατηγική φόρτισης 6, (ζ) στρατηγική φόρτισης 7
- Σχήμα 10.20 Μέση ισχύς απορρόφησης VS χρόνου VS μήνα για απλό οικιακό καταναλωτή (α), για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ (β), για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1 (γ), 2 (δ), 3 (ε), 4 (στ), 5 (ζ), 6 (η), 7 (θ).
- Σχήμα 10.21 Μέση ισχύς έγχυσης VS χρόνου VS μήνα για απλό οικιακό καταναλωτή (α), για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ (β), για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1 (γ), 2 (δ), 3 (ε), 4 (στ), 5 (ζ), 6 (η), 7 (θ).
- Σχήμα 10.22 Μέσο SOC VS χρόνου VS μήνα για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1 (α), 2 (β), 3 (γ), 4 (δ), 5 (ε), 6 (στ), 7 (ζ).
- Σχήμα 10.23 Διάρκεια ζωής μπαταρίας VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.24 Κόστος VS Στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.25 Ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία VS Στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.26 LCOS VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.27 COS VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.28 annualized_COS VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.29 NPV VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.30 ROI VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.31 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης HE VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.32 NPV VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.33 ROI VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας
- Σχήμα 10.34 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης HE VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Πίνακας πινάκων

- Πίνακας 5.1 Οικιακό τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ
- Πίνακας 5.2 Οικιακό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1N της ΔΕΗ
- Πίνακας 5.3 Χαρακτηριστικά φορτίου
- Πίνακας 5.4 Ισοδύναμοι κύκλοι για διαφορετικά βάθη εκφόρτισης
- Πίνακας 5.5 Μηχανισμοί γήρανσης
- Πίνακας 6.1 Μεταβλητές εισόδου του βασικού σεναρίου προσομοίωσης για οικιακό σύστημα μόνο με ΦΒ που παράγει 1 MWh/ MWh κατανάλωσης
- Πίνακας 6.2 Αποτελέσματα απλού ενεργειακού συμψηφισμού για ΦΒ που παράγει 1 MWh/ MWh φορτίου
- Πίνακας 7.1 Μεταβλητές εισόδου της προσομοίωσης για οικιακό σύστημα με ΦΒ και μπαταρία ιόντων λιθίου
- Πίνακας 7.2 Σύγκριση SCR και SSR της ελληνικής χρονοσειράς με τις γερμανικές
- Πίνακας 8.1 Μειώσεις έγχυσης και απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβλητή χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας
- Πίνακας 8.2 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβλητή χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας
- Πίνακας 8.3 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβλητή χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας
- Πίνακας 9.1 Μεταβλητές εισόδου για την προσομοίωση της λειτουργίας μπαταρίας είτε ιόντων λιθίου είτε μολύβδου οξέος στο οικιακό σύστημα ΦΒ-μπαταρίας
- Πίνακας 9.2 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 3 (μπαταρία λιθίου) – καλύτερο σενάριο
- Πίνακας 9.3 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 5 (μπαταρία λιθίου) – χειρότερο σενάριο
- Πίνακας 9.4 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 10 (μπαταρία μολύβδου οξέος) – καλύτερο σενάριο
- Πίνακας 9.5 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 12 (μπαταρία μολύβδου οξέος) – χειρότερο σενάριο
- Πίνακας 10.1 Ενεργειακοί δείκτες-διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης μπαταρίας
- Πίνακας 10.2 Μειώσεις έγχυσης και απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας
- Πίνακας 10.3 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας
- Πίνακας 10.4 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας

Πίνακας 10.5 Δείκτες αξιολόγησης Δικτύου (τάσεις, hosting capacity, απώλειες) για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

1.1 Εξελίξεις στις πολιτικές υποστήριξης των οικιακών ΦΒ συστημάτων διεθνώς

Η ανάπτυξη των ΦΒ συστημάτων σε παγκόσμιο επίπεδο στηρίζεται στην εγκατάσταση τους από τον ίδιο τον καταναλωτή με σκοπό να παράγει ΗΕ σε τοπικό επίπεδο. Οι διάφορες χώρες ενθαρρύνουν την αυτοπαραγωγή προάγοντας μηχανισμούς στήριξης που προωθούν την ιδιοκατανάλωση ή την έγχυση μέρους ή ολόκληρης της παραγωγής στο Δίκτυο. Κάποια προγράμματα αντισταθμίζουν πραγματικές ροές ενέργειας, ενώ άλλα αποζημιώνουν οικονομικές ροές. Διαφορετικά για να είχε συμφέρον ο καταναλωτής να εγκαταστήσει ΦΒ θα έπρεπε να καταναλώνει αμέσως ό,τι παράγει.

Στο παρελθόν, σε πολλά μέρη ενθαρρύνθηκε η έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο με τιμολόγια εγγυημένων τιμών που ήταν συνήθως υψηλότερα από τη λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό επέτρεψε στους καταναλωτές που έχουν χαμηλή ζήτηση κατά τη διάρκεια της ημέρας να επωφελούνται από την έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο και την αγορά της απαιτούμενης ενέργειας το βράδυ. Πρόσφατα, ωστόσο τα τιμολόγια εγγυημένων τιμών σε πολλές χώρες έχουν μειωθεί σημαντικά, συχνά σε τιμές χαμηλότερες από την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας και δεν υπάρχει πλέον κίνητρο για έγχυση στο Δίκτυο. Αντίθετα, το μεγαλύτερο καθαρό κέρδος μπορεί να προκύψει από τη χρησιμοποίηση όσο το δυνατόν περισσότερης ΦΒ παραγωγής για την ικανοποίηση της τοπικής ζήτησης.

Σε αυτήν την κατεύθυνση κινούνται οι μηχανισμοί ενίσχυσης του ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) και της αυτοκατανάλωσης με μπόνους για την ενέργεια που αυτοκαταναλώνεται (feed-in premium) [1], [2]:

1. Ενεργειακός συμψηφισμός

Ο ενεργειακός συμψηφισμός είναι ένα κανονιστικό πλαίσιο που ορίζει ότι η πλεονάζουσα ΗΕ που εγχέεται στο Δίκτυο μπορεί να χρησιμοποιηθεί αργότερα για να αντισταθμίσει την κατανάλωση. Η ισχύουσα περίοδος χρέωσης μπορεί να είναι από 1 ώρα έως 1 χρόνο. Αποτελεί τη βάση στήριξης για την ηλιακή τεχνολογία στα περισσότερα κράτη της Αμερικής (43 πολιτείες) και στην Αυστραλία. Από την πλευρά του αυτοπαραγωγού, η μέτρηση της καθαρής ενέργειας είναι ελκυστική και εύκολη στην εφαρμογή της.

Οι αυτοπαραγωγοί χρησιμοποιούν το Δίκτυο για να αποθηκεύουν τεχνητά την ΗΕ που παράγεται σε ένα χρονικό σημείο και να την καταναλώνουν σε μια άλλη χρονική στιγμή. Μια εναλλακτική προσέγγιση παρέχει το Ιταλικό σύστημα net billing που υπολογίζει την αξία της πλεονάζουσας ΗΕ που εγχέεται στο Δίκτυο (τιμή χονδρικής). Μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως πίστωση για μεταγενέστερη χρονική περίοδο ή να καταβληθεί στον αυτοπαραγωγό.

2. Αυτοκατανάλωση και *feed-in premium*

Ο αυτοπαραγωγός λαμβάνει αποζημίωση για την ενέργεια από τη ΦΒ παραγωγή που εγχέεται στο Δίκτυο. Προκειμένου να ενθαρρυνθεί η κατανάλωση ενέργειας τη στιγμή που παράγεται ορίζεται ότι μόνο αν επιτευχθεί αυτοκατανάλωση 30% αποζημιώνεται το επιπλέον ποσό ενέργειας που έχει εγχυθεί στο Δίκτυο. Αυτή η προσέγγιση είναι μια γέφυρα ισοτιμίας με το Δίκτυο. Ωστόσο, το προηγούμενο μοντέλο τιμολόγησης με εγγυημένες τιμές Fit δείχνει ότι υπάρχει ανάγκη παρακολούθησης της ανάπτυξης των αγορών ΑΠΕ ώστε να προσαρμοστούν οι τιμές Fit, να αποφευχθεί η υπεραντισταθμίσση και να περιοριστούν τα έξοδα υποστήριξης. Αυτό το μοντέλο εμφανίστηκε στη Γερμανία το 2009-2012 για ΦΒ σε στέγες μέχρι 500 kWp. Η γρήγορη μείωση του κόστους ΦΒ οδήγησε σε πτώση των premium τιμών και τον υπολογισμό της ενέργειας που αυτοκαταναλώνεται σε λιανική τιμή. Κάτι παρόμοιο ισχύει και στην Ιταλία. Στο Ηνωμένο Βασίλειο, οι ΦΒ εγκαταστάσεις μικρότερης κλίμακας (<30 kWp) αποκομίζουν κέρδος από την ενέργεια που αυτοκαταναλώνεται αλλά και ένα bonus για την ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο.

1.2 Αυτοκατανάλωση με αποθήκευση ενέργειας σε μπαταρία τον κόσμο

Εξαιτίας της εξάρτησης της ΦΒ παραγωγής από τις καιρικές συνθήκες, η κατανάλωση του φορτίου δεν μπορεί να αντισταθμιστεί από τη ΦΒ παραγωγή σε πραγματικό χρόνο. Επιπλέον, οι υψηλές τιμές ΦΒ ισχύος σε μια περιοχή συμβαίνουν συνήθως ταυτόχρονα και για αυτό οι γραμμές τροφοδοσίας, τα καλώδια και οι μετασχηματιστές φτάνουν σε μέγιστα επίπεδα φορτίου και υπέρβαση των επιτρεπόμενων ορίων τάσης [3]. Η συμβατική λύση σε τέτοιες περιπτώσεις περιλαμβάνει τη δαπανηρή ενίσχυση του Δικτύου με εγκατάσταση νέων μετασχηματιστών και γραμμών τροφοδοσίας. Εναλλακτικά, η πλεονάζουσα ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί τοπικά σε περιόδους υψηλής ΦΒ παραγωγής και να χρησιμοποιηθεί όταν χρειαστεί.

Το σύστημα αποθήκευσης μπορεί να βοηθήσει στην άμβλυση του προβλήματος της αύξησης της τάσης στα Δίκτυα διανομής με υψηλή ΦΒ διείσδυση [3], [4]. Αντί της περικοπής η πλεονάζουσα ΦΒ παραγωγή μπορεί να κατευθυνθεί στο σύστημα αποθήκευσης και να καταναλωθεί αργότερα. Αυτός ο μηχανισμός όχι μόνο μετριάξει την υπέρταση αλλά και εξοικονομεί σημαντικά ποσά ενέργειας και ξυρίζεται την κορυφή.

Από την άλλη, το κύριο κίνητρο ενός ιδιοκτήτη ΦΒ συστήματος είναι να ελαχιστοποιήσει τον λογαριασμό ηλεκτρικής ενέργειας ή ακόμη και να μεγιστοποιήσει την απόδοση του ΦΒ συστήματος [5]. Αν και η ρύθμιση της τάσης δεν είναι ο πρωταρχικός στόχος ενός αυτοπαραγωγού, μπορεί στο μέλλον να γίνει καθώς η αυξημένη ΦΒ διείσδυση θα οδηγήσει σε περιορισμό της ΦΒ ισχύος που μπορεί να εγχυθεί στο Δίκτυο που σημαίνει απώλεια εσόδων. Επιπλέον, τα λιγότερο ελκυστικά τιμολόγια εγγυημένων τιμών στο εγγύς μέλλον και η εμφάνιση κίνητρων για την προώθηση της αυτοκατανάλωσης υποδηλώνουν ότι πρέπει να διερευνηθούν νέοι τρόποι λειτουργίας για το ΦΒ σύστημα διαφορετικοί από την παραδοσιακή προσέγγιση που βασίζεται μόνο στη μεγιστοποίηση της έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Δίκτυο.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται χαρακτηριστικά παραδείγματα χωρών που στρέφουν το ενδιαφέρον τους στην ενσωμάτωση αποθήκευσης με μπαταρία σε οικιακά ΦΒ συστήματα.

Γερμανία

Η Γερμανία είναι μία από τις χώρες που υποστήριξε και επένδυσε έντονα στην εκμετάλλευση ΑΠΕ, συμπεριλαμβάνοντας και τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας σε διαφορετικές κλίμακες. Η Γερμανία ακολουθεί το μοντέλο των εγγυημένων τιμών για να δώσει κίνητρα στους οικιακούς καταναλωτές να εγκαταστήσουν ΦΒ στις στέγες τους και τους αποζημιώνει τις kWh που παράγουν με συγκεκριμένη τιμή.

Το αρχικό πρόγραμμα που προωθούσε την κατανεμημένη αποθήκευση σε μπαταρία για κατοικίες με ΦΒ στη στέγη εμφανίστηκε το 2013 σαν αποτέλεσμα της πτώσης της αγοράς των ΦΒ και της μείωσης των εγγυημένων τιμών Fit. Έτσι η ΦΒ παραγωγή και η έγχυση της στο Δίκτυο έγινε λιγότερο ελκυστική και η αυτοκατανάλωση της ενέργειας που παράγει το ΦΒ κέρδισε το ενδιαφέρον. Όσο μικρότερες είναι οι τιμές Fit και μεγαλύτερη η λιανική τιμή πώλησης της ενέργειας τόσο πιο οικονομική επιλογή δείχνει να είναι η αποθήκευση ενέργειας. Σήμερα η τιμή Fit είναι στα 0,12 €/kWh, ενώ η λιανική τιμή 0,29 €/kWh [6]. Αν ο καταναλωτής-αυτοπαραγωγός αποφασίσει να αυτοκαταναλώνει μία kWh που παράγει, εξοικονομεί 0,29 € που θα έπρεπε να πληρώσει για την προμήθεια της από το Δίκτυο και χάνει 0,12 € που θα λάμβανε αν την έδινε στο Δίκτυο. Έτσι, όσο η διαφορά μεταξύ των τιμών Fit και λιανικής μεγαλώνει και το κόστος του συστήματος αποθήκευσης πέφτει ο συνδυασμός ΦΒ με αποθήκευση γίνεται πιο ελκυστικός.

Το αρχικό πρόγραμμα προώθησης της οικιακής αποθήκευσης ξεκίνησε το Μάιο του 2013 και ολοκληρώθηκε το τέλος του 2015. Περιελάμβανε στήριξη δανείων με χαμηλά επιτόκια και επιδότηση έως και 30% από την τράπεζα KfW [7]. Η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ δεν έπρεπε να ξεπερνά τα 30 kWp και η ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο περιοριζόταν στο 60% της εγκατεστημένης χωρητικότητας. Αυτός ο περιορισμός ισχύει για ολόκληρη τη διάρκεια ζωής της ΦΒ εγκατάστασης (τουλάχιστον 20 έτη), ακόμη και αν το σύστημα επιδοτούμενης μπαταρίας σταματήσει να λειτουργεί νωρίτερα [7].

Τον Μάρτιο του 2016, ξεκίνησε ένα νέο αναθεωρημένο πρόγραμμα. Η κατανεμημένη αποθήκευση με μπαταρία σε συνδυασμό με ΦΒ εγκαταστάσεις θα υποστηριχθεί μέχρι το τέλος του 2018 από ελκυστικά δάνεια και επιδότηση που ξεκινάει από 25% και μειώνεται σταδιακά τα επόμενα έτη [7]. Η ενέργεια που μπορεί να εγχυθεί στο Δίκτυο δεν μπορεί να ξεπεράσει το 50% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος, ένας αυστηρότερος περιορισμός σε σχέση με το προηγούμενο πρόγραμμα.

Περίπου 10.000 συστήματα ΦΒ με μπαταρία εγκαταστάθηκαν τα πρώτα δύο χρόνια [7]. Ωστόσο, οι εκτιμήσεις δείχνουν ότι μόνο το 50-60% των οικιακών συστημάτων αποθήκευσης που εγκαταστάθηκαν στη Γερμανία χρηματοδοτήθηκαν μέσω αυτού του προγράμματος. Αυτό δείχνει ότι το ενδιαφέρον των αυτοπαραγωγών στρέφεται και σε μη οικονομικά οφέλη όπως η αύξηση της αυτονομίας τους.

Ιταλία

Μέσω υπουργικού διατάγματος το 2005, η Ιταλία εισήγαγε την πρώτη της πολιτική κινήτρων για ΦΒ συστήματα που βασίζονταν στο μηχανισμό στήριξης, το “Primo Conto Energia”. Από το 2005 μέχρι το 2012, αναθεωρήθηκε 4 φορές και το 2012 ένα υπουργικό

διάταγμα πρότεινε το πέμπτο και τελευταίο μηχανισμό στήριξης Fit για ΦΒ συστήματα, το "Quinto Conto Energia" [2]. Τον Ιούλιο του 2013, ήταν εγκατεστημένα 500.000 ΦΒ συστήματα με αυτό το πρόγραμμα, 10% εκ των οποίων ξεκίνησαν να λειτουργούν τον Ιούνιο του 2012. Μέχρι το τέλος του 2014, η ΦΒ εγκατεστημένη ισχύς ήταν περίπου 18 χιλιάδες kW. Ο μηχανισμός αυτός παρέχει στους ιδιοκτήτες ΦΒ αποζημίωση για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από το ΦΒ και εγχέεται στο Δίκτυο και πριμοδότηση για τη ΦΒ παραγωγή που αυτοκαταναλώνεται.

Από τις 5 Ιουλίου 2013, η Ιταλία σταμάτησε να προσφέρει αμοιβές FIT και υιοθετήθηκε ευρέως το πρόγραμμά ενεργειακού συμψηφισμού, Scambio Sul Posto, για εγκαταστάσεις με ονομαστική ισχύ που δεν υπερβαίνει τα 200 kW. Το Scambio sul posto διαφέρει από τα παραδοσιακά συστήματα ενεργειακού συμψηφισμού, καθώς ο αυτοπαραγωγός καταβάλλει στον προμηθευτή το κόστος του συνόλου της ενέργειας που καταναλώνει από το Δίκτυο, ενώ η GSE (διαχειριστής των υπηρεσιών ενέργειας) δίνει πίστωση για την ηλεκτρική ενέργεια που τροφοδοτείται στο Δίκτυο [2].

Η υιοθέτηση μεγάλης κλίμακας αποθηκευτικών συστημάτων καθυστέρησε από εμπόδια νομοθεσίας. Μέχρι τον Απρίλιο του 2015, οι αυτοπαραγωγοί αν συνέδεαν μπαταρία στο υπάρχων σύστημα αυτοπαραγωγής τους υπήρχε περίπτωση να χάσουν το πρόγραμμα [8]. Τώρα όλοι οι οικιακοί καταναλωτές μπορούν να εγκαταστήσουν μπαταρίες κάνοντας μια νέα αίτηση σύνδεσης συστήματος αποθήκευσης στην κρατική εταιρεία GSE. Επιπλέον, μπορεί να επιδοτηθεί το 50% των δαπανών για σύστημα αποθήκευσης. Δεν είναι ακόμη οικονομικά βιώσιμο ώστε να επιτευχθεί ανεξαρτησία από το Δίκτυο. Σχεδόν τα περισσότερα καινούρια ΦΒ εγκαταστάθηκαν με το πρόγραμμα net metering που δίνει τη δυνατότητα να καταναλώνει μετά την ενέργεια που έστειλε στο Δίκτυο και πρακτικά το Δίκτυο συμπεριφέρεται σαν μια τέλεια μπαταρία. Αυτό περιορίζει τις ευκαιρίες για αποθήκευση. Στην πραγματικότητα λειτουργεί σαν ένα σύστημα Fit και η αποζημίωση του καταναλωτή γίνεται με την τιμή της kWh την ώρα που στέλνεται στο Δίκτυο.

Το σύστημα αποθήκευσης μπορεί είτε να ενσωματωθεί σε σύστημα με ή χωρίς ΦΒ σύστημα. Μπορεί να εγχέει ενέργεια που έχει αποθηκευτεί στη μπαταρία στο Δίκτυο και μπορεί να φορτίζει τη μπαταρία από το Δίκτυο. Στην περίπτωση συστημάτων με μπαταρίες με έναν αμφίδρομο μετατροπέα, όπου οι μπαταρίες μπορούν να φορτίζουν χρησιμοποιώντας ενέργεια από το Δίκτυο, αυτά μπορούν να ενσωματωθούν με ΦΒ συστήματα χωρίς να χάσει το κίνητρο καθώς έχουν εγκατασταθεί ηλεκτρικοί μετρητές με δύο κατευθύνσεις.

Ισπανία

Στην Ισπανία, το βασιλικό διάταγμα 900/2015 που εγκρίθηκε στις 9 Οκτωβρίου 2015 ρυθμίζει τις διοικητικές, τεχνικές και οικονομικές λεπτομέρειες για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και την παραγωγή με αυτοκατανάλωση [9]. Οι κανονισμοί του διατάγματος ισχύουν για κάθε εγκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που συνδέεται με το Δίκτυο και παράγει ηλεκτρική ενέργεια για αυτοκατανάλωση. Οι εγκαταστάσεις που δεν συνδέονται με το Δίκτυο δεν ρυθμίζονται από το παραπάνω διάταγμα.

Διακρίνονται δύο μοντέλα αυτοκατανάλωσης [9].

1. Προμήθεια με αυτοκατανάλωση: Περιλαμβάνει εγκαταστάσεις που δεν υπερβαίνουν τα 100 kW. Παράγεται ηλεκτρική ενέργεια μόνο για αυτοκατανάλωση και το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής που εγχέεται στο Δίκτυο δεν ανταμείβεται καθώς η τιμή εξαγωγής ορίζεται στο μηδέν.
2. Παραγωγή με αυτοκατανάλωση: Αναφέρεται σε μία εγκατάσταση παραγωγής που συνδέεται στο Δίκτυο με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 100 kW. Ο αυτοπαραγωγός σε αυτή την περίπτωση δεν παράγει μόνο για να καλύψει τη ζήτηση αλλά και για να πουλήσει στο Δίκτυο το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής.

Το βασιλικό διάταγμα 900/2015 όρισε επίσης ότι όλα τα ΦΒ συστήματα που έχουν εγκατεστημένη ισχύ πάνω από 10 kWp και τηρούν τις πολιτικές αυτοκατανάλωσης υπόκεινται σε μια νέα χρέωση ανά kWh κατανάλωσης, που είναι γνωστή ως «ηλιακός φόρος» [10]. Είναι απαραίτητο να πληρώνεται αυτό το τέλος για τη χρήση του Δικτύου διανομής και μεταφοράς ενέργειας ώστε να εξασφαλίζεται η τεχνική και η οικονομική βιωσιμότητα του Δικτύου. Επιπλέον, στα συστήματα που ενσωματώνουν μπαταρία επιβάλλεται επιπλέον φόρος [10].

Σύμφωνα με την εργασία [10], οι επιπλέον φόροι που επιβάλλονται στο σύστημα αυτοκατανάλωσης και η απουσία συστήματος εγγυημένων τιμών για ΦΒ εγκαταστάσεις μικρής κλίμακας αποτελούν μειονέκτημα. Ωστόσο, η ισοτιμία με το Δίκτυο έχει επιτευχθεί χάρη σε δύο παράγοντες, την υψηλή ηλιακή ακτινοβολία στην Ισπανία και τις τιμές των συστατικών του συστήματος. Λαμβάνοντας υπόψη το πλαίσιο της πτώσης των εγγυημένων τιμών, το μέλλον της ανάπτυξης της ΦΒ αγοράς στην Ισπανία βρίσκεται στην εγκατάσταση μεγάλων ΦΒ εγκαταστάσεων και την εξάλειψη των φραγμών της αυτοκατανάλωσης. Ωστόσο, για να επιτευχθούν οι στόχοι της ΕΕ για την ενέργεια και το κλίμα για το 2020 και η συμφωνία του Παρισιού είναι σημαντικό να υπάρξει ένα νέο νομοθετικό πλαίσιο στην Ισπανία, που θα προωθή τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Ηνωμένο Βασίλειο

Στο Ηνωμένο Βασίλειο, η πλειοψηφία των ΦΒ εγκαταστάσεων συνδέονται σε οικιακούς και εμπορικούς πελάτες, ενώ τα ΦΒ μεγαλύτερης κλίμακας είναι λιγότερο διαδεδομένα. Η ανάπτυξη των ΦΒ βασίζεται σε δύο σημαντικούς μηχανισμούς στήριξης [2], [10]:

1. τιμολόγιο εγγυημένων τιμών (FiT) σε συνδυασμό με ένα μπόνους για την ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο
2. σύστημα ποσοτώσεων με πιστοποιητικά (ROCs—Renewable Obligation Certificates).

Τα ΦΒ συστήματα κάτω των 30 kW λαμβάνουν επιπλέον του τιμολογίου Fit και ένα μπόνους για την ηλεκτρική ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο, ενώ το μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας που αυτοκαταναλώνεται επιτρέπει μείωση στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό αποτελεί ένα μηχανισμό υποστήριξης της αυτοκατανάλωσης, δεδομένου ότι το τιμολόγιο εξαγωγής είναι σημαντικά μικρότερο από τη λιανική τιμή ηλεκτρικής

ενέργειας (0,054 €/kWh [11] έναντι 0,22 €/kWh [12]). Πάνω από 30 kW, η επιπλέον ηλεκτρική ενέργεια πωλείται στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμές χονδρικής.

Η αποθήκευση ενέργειας αποτελεί μεγάλη ευκαιρία καθώς υπάρχουν πολλά νοικοκυριά με ΦΒ και οι τιμές Fit είναι χαμηλές. Η τιμή με την οποία αποζημιώνεται η kWh που παράγεται και αυτοκαταναλώνεται είναι διαφορετική από την τιμή που αποζημιώνεται η kWh που εγχέεται στο Δίκτυο. Η Fit τιμή για την παραγωγή που αυτοκαταναλώνεται έχει μειωθεί σημαντικά, αλλά η επίδραση της δεν μετριάζεται από την προσθήκη μπαταρίας. Σε αντίθεση, η Fit τιμή για την ενέργεια που εγχέεται έχει αυξηθεί και δεν αναμένεται να μειωθεί στο κοντινό μέλλον. Όταν μειωθεί αυτή η Fit τιμή, η έγχυση της ενέργειας στο Δίκτυο θα γίνει λιγότερο συμφέρουσα και θα μπορέσει να υπάρξει μια στροφή προς την αποθήκευση και την αυτοκατανάλωση της ενέργειας που παράγει το ΦΒ. Το πρόσφατο Fit σε συνδυασμό με τη χαμηλή λιανική τιμή της ενέργειας στα 0,22 €/kWh, η μικρή ηλιακή ακτινοβολία και η έλλειψη προγράμματος προώθησης της αυτοκατανάλωσης απομακρύνουν τους αυτοπαραγωγούς από την επιλογή της αποθήκευσης. Όμως το ενδιαφέρον των καταναλωτών για αυτάρκεια είναι μια σημαντική ώθηση προς αυτή την κατεύθυνση.

Ένα άλλο δυνητικό εισόδημα από την ενσωμάτωση οικιακής αποθήκευσης βασίζεται στις διαφορετικές τιμές της ΗΕ ανάλογα με τις ώρες κατανάλωσης της. Η μπαταρία φορτίζει από το Δίκτυο τις ώρες που η λιανική τιμή της ΗΕ είναι χαμηλή και εκφορτίζει τις ώρες που η λιανική τιμή της ΗΕ είναι υψηλή. Υπάρχουν ήδη διαθέσιμες χρεώσεις ανάλογα με την ώρα χρήση του συστήματος που έχουν σχεδιαστεί βασιζόμενες στις 7 ή 10 ώρες που είναι εκτός της μέγιστης κατανάλωσης, κυρίως νυχτερινές ώρες. Τυπικά, αρχίζουν να είναι οικονομικά συμφέρουσες όταν τις άλλες ώρες συμβαίνει τουλάχιστον το 40% της κατανάλωσης [8].

Καλιφόρνια

Τον Ιούλιο του 2015, η Επιτροπή Δημόσιων Επιχειρήσεων της Καλιφόρνιας (CPUC) αναμόρφωσε τον τρόπο χρέωσης της κατανάλωσης ΗΕ από το Δίκτυο για τα νοικοκυριά. Εισηγάγε διαφορετικές χρεώσεις ανάλογα με το χρόνο χρήσης (TOU), ενθαρρύνοντας τη χαμηλότερη κατανάλωση όταν η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας είναι πιο υψηλή (και η επιπλέον ηλιακή ενέργεια είναι πιο πολύτιμη για πώληση), σε περιόδους υψηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Όσον αφορά τον ενεργειακό συμψηφισμό, σύμφωνα με την απόφαση του Ιανουαρίου 2016 η λιανική τιμή χρέωσης διατηρείται για την καθαρή μέτρηση [13], [14]. Το καθαρό πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής μεταφέρεται στο επόμενο λογαριασμό του πελάτη. Σύμφωνα με την προηγούμενη νομοθεσία, αν υπήρχε πλεόνασμα μετά από 12 μήνες χορηγούνταν στο Δίκτυο. Οι πελάτες, μετά από την πάροδο 12 μηνών έχουν τη δυνατότητα να κυλήσουν το υπόλοιπο από μήνα σε μήνα επ' αόριστον ή μπορούν να λάβουν οικονομική αποζημίωση για το υπόλοιπο NEG [14]. Επιπλέον, υποχρεούνται να πληρώνουν 0,02-0,03 €/kWh που καταναλώνεται από το Δίκτυο, ανεξάρτητα από την ποσότητα ενέργειας που έχουν εξάγει στο Δίκτυο. Η βασική στροφή είναι προς μια καθαρή μέτρηση χρόνου χρήσης: η έγχυση ΦΒ παραγωγής θα αμείβεται σύμφωνα με τα χρονοδιαγράμματα που εφαρμόζονται κατά τη μεταρρύθμιση του τιμολογίου ηλεκτρικής ενέργειας.

Με τον παλαιότερο νόμο, σύστημα αποθήκευσης άμεσα συνδεδεμένο με ΦΒ δεν μπορούσε να τοποθετηθεί σε τιμολόγιο ενεργειακού συμψηφισμού (NEM), λόγω της πρόκλησης να καθοριστεί εάν η ενέργεια προέρχεται από ΦΒ ή από ορυκτά καύσιμα από μια μπαταρία.

Τον Μάιο του 2014, οι νέοι κανόνες της CPUC επέτρεψαν στα ΦΒ συστήματα που ενσωματώνουν αποθήκευση να διασυνδεθούν με τιμολόγιο NEM [15], [14].

Η Επιτροπή Ενέργειας Καλιφόρνιας ορίζει δύο τύπους συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας: ενσωματωμένο και άμεσα συνδεδεμένο [15]. Ένα ενσωματωμένο σύστημα αποθήκευσης μπορεί να φορτιστεί μόνο από την ανανεώσιμη πηγή ισχύος ενώ ένα άμεσα συνδεδεμένο ESS μπορεί να δέχεται εισροές ενέργειας από άλλες πηγές εκτός από μια γεννήτρια ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ένα παράδειγμα ενός άμεσα συνδεδεμένου συστήματος είναι το σύστημα αποθήκευσης και η γεννήτρια ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (PV) συνδυάζονται για να μοιράζονται ένα μόνο μετατροπέα. Το σύστημα αυτό προσφέρει πλεονεκτήματα και αυξημένη αποτελεσματικότητα σε σύγκριση με χωριστά συνδεδεμένο σε Δίκτυο φωτοβολταϊκό σύστημα και σύστημα αποθήκευσης, καθώς επίσης επιτρέπει να φορτίζει το σύστημα αποθήκευσης από το Δίκτυο. Παρ' όλα αυτά, το άμεσα συνδεδεμένο σύστημα παρουσιάζει μια πρόκληση για το NEM λόγω της αδυναμίας του βοηθητικού προγράμματος να διαχωρίσει αν η ενέργεια προέρχεται από το ΦΒ ή από την μπαταρία. Και έτσι υπάρχει ο κίνδυνος να παραγκωνιστεί η αρχική πρόθεση του NEM που ήταν να αποτελέσει κίνητρο για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η Καλιφόρνια, η μεγαλύτερη αγορά ΗΕ στην Αμερική προωθεί κίνητρα για τους καταναλωτές που επιθυμούν να εγκαταστήσουν μπαταρία σε συνδυασμό με το ΦΒ σύστημα. Συγκεκριμένα, το πρόγραμμα παροχής κινήτρων αυτονομίας (SGIP) προσφέρει χρηματοδότηση ύψους 400 \$/kWh που εξαρτάται από το μέγεθος της μπαταρίας και το πόσες μπαταρίες θα συνδεθούν [16].

Αυστραλία

Η Αυστραλία είναι ένα ιδιαίτερα προσοδοφόρο έδαφος για την ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρία μικρής κλίμακας εξαιτίας της δημοτικότητας των ΦΒ σε στέγη, περίπου 15% των νοικοκυριών [17]. Το παραπάνω σε συνδυασμό με τις μειώσεις των τιμολογίων εγγυημένης τιμής για την έγχυση του πλεονάσματος ΦΒ ισχύος στο Δίκτυο και τη σημαντική διαφορά της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ώρας αιχμής και εκτός αιχμής δείχνει ότι το κίνητρο για έγχυση της ενέργειας στο Δίκτυο εξαλείφεται και μπορεί να προκύψει κέρδος από την αυτοκατανάλωση της. Ενδεικτικά, η εγγυημένη τιμή Fit ήταν 0,51 €/kWh το 2014 και μειώθηκε στα 0,4 €/kWh το 2015 [18].

Αυτή τη στιγμή δεν υπάρχει άμεσο κίνητρο για την προσθήκη της αποθήκευσης μπαταριών σε νέα ή υπάρχοντα ΦΒ συστήματα. Ωστόσο, το 2015 από περίπου 130.000 ΦΒ συστήματα συνδεδεμένα στο Δίκτυο τα 472 εγκατέστησαν ταυτόχρονα και μπαταρία [17].

1.3 Μελέτη οικιακών συστημάτων που περιλαμβάνουν ΦΒ και μπαταρία

Σημαντικές μελέτες συναντώνται στη διεθνή βιβλιογραφία που αφορούν την ενσωμάτωση μπαταρίας σε οικιακά ΦΒ συστήματα που συνδέονται στο Δίκτυο και μέσα από προσομοιώσεις συστήματος αναζητούνται η βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος από οικονομικής αλλά και τεχνικής άποψης.

Στην εργασία [19] (2009), οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι η μετατόπιση της κατανάλωσης ενέργειας σε ώρες που παράγει το ΦΒ ή η χρήση αποθήκευσης μπορεί να μειώσει τον αντίκτυπο της ΦΒ έγχυσης στο Δίκτυο και να οδηγήσει σε αύξηση των ΦΒ εγκαταστάσεων στη Γερμανία. Για τη μεγιστοποίηση της ΦΒ ενέργειας που καταναλώνεται τοπικά, αναπτύχθηκε ένα σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες ιόντων λιθίου στο γαλλο-γερμανικό project Sol-ion. Οι προσομοιώσεις ροής ενέργειας δείχνουν ότι τα συστήματα ΦΒ συσσωρευτών, όπως αναπτύχθηκαν στο έργο Sol-ion, αυξάνουν την τοπική κατανάλωση ΦΒ ενέργειας χωρίς να περιορίζουν τον χρήστη στις καταναλωτικές συνήθειες του. Η εγκατάσταση ενός συστήματος ιόντων Sol θα καταστεί οικονομικά ενδιαφέρουσα με κόστος μπαταρίας κάτω από 350 €/kWh, κόστος το οποίο αναμένεται από τους κατασκευαστές μεσοπρόθεσμα. Η ενσωμάτωση πρόσθετων λειτουργιών (π.χ. εφεδρική ισχύς και υποστήριξη Δικτύου) μπορεί να βελτιώσει σημαντικά το όφελος του συστήματος ιόντων Sol. Αυτή η διαχείριση ενέργειας χρησιμοποιείται για την αντιστάθμιση της ζήτησης φορτίου από τη ΦΒ παραγωγή έτσι ώστε να αυξηθεί το ποσοστό αυτοκαταναλισκόμενης ενέργειας και να ευνοηθεί ο αυτοπαραγωγός από την νέα τιμολογιακή πολιτική που υποστηρίζει την αυτοκατανάλωση.

Στη μελέτη [20] (2012), οι συντάκτες σύγκριναν τα οικονομικά αποτελέσματα από τη σύνδεση ΦΒ συστήματος με μπαταρία σε σχέση με αυτά που προκύπτουν όταν το ΦΒ δεν διαθέτει μπαταρία στην Ισπανία. Συμπέραναν ότι η επένδυση σε ΦΒ συστήματα με μπαταρίες δεν ήταν ιδιαίτερα επικερδής επιλογή καθώς ο δείκτης IRR είναι μικρότερος από ότι στην περίπτωση ΦΒ χωρίς μπαταρία. Όταν η τιμή αποζημίωσης του πλεονάσματος ΦΒ παραγωγής αποζημιώνεται με χαμηλότερη τιμή από την τωρινή τιμή FIT 0,331 €/kWh θα συμφέρει οικονομικά τον αυτοπαραγωγό η αυτοκατανάλωση της ενέργειας που παράγεται. Η μείωση του κόστους του ΦΒ συνεισφέρει στη βελτίωση του δείκτη IRR. Από την άλλη, δεν μελετήθηκε η επίπτωση από τη μείωση του κόστους της μπαταρίας στο δείκτη IRR. Τέλος, φαίνεται να υπάρχει δυνατότητα για αύξηση της οικονομικής απόδοσης του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας, εάν η ενέργεια που έχει αποθηκευτεί στη μπαταρία μπορεί να πωληθεί σε χονδρική τιμή όταν υπάρχει μεγάλη ζήτηση που συνεπάγεται ότι ηλεκτρική ενέργεια πωλείται σε υψηλότερες τιμές. Τέλος, προτείνουν τρία στοιχεία που θεωρούν ότι θα βοηθήσουν στο μέλλον τα ΦΒ συστήματα με μπαταρία να είναι οικονομικά επικερδή:

- ένα ρυθμιστικό πλαίσιο που θα ορίζει την αποζημίωση του πλεονάσματος ΦΒ παραγωγής που θα εγχέεται στο Δίκτυο
- η αυτοκατανάλωση θα ενισχυθεί εάν η τιμή που αποζημιώνεται η ΦΒ παραγωγή που εξάγεται στο Δίκτυο μειωθεί
- η πτώση στα κόστη επένδυσης ΦΒ και μπαταρίας.

Η μελέτη [21] (2014) αναζήτησε τη βέλτιστη διαστασιολόγηση ΦΒ και μπαταρίας στη Γερμανία λαμβάνοντας υπόψη το κόστος επένδυσης και την εγγυημένη τιμή Fit. Τα ΦΒ συστήματα με μπαταρία μικρότερης χωρητικότητας τείνουν να έχουν υψηλότερο ποσοστό αυτοκατανάλωσης. Επιπλέον, θεωρείται ότι η επένδυση σε ΦΒ σύστημα με αποθήκευση θα είναι οικονομικά εύλογη όταν η μέση τιμή HE που περιλαμβάνει το κόστος ΦΒ, συστήματος αποθήκευσης και αγοράς HE από το Δίκτυο είναι χαμηλότερη από τη μέση τιμή Fit στην οποία πωλείται η ΦΒ παραγωγή στο Δίκτυο. Οι μπαταρίες μεγάλης χωρητικότητας απαιτούν υψηλότερο κόστος επένδυσης, γεγονός που αυξάνει τη μέση τιμή HE του

συστήματος. Η τιμή Fit θεωρήθηκε 0,12 €/kWh και η μέση λιανική τιμή HE 0,34 €/kWh. Το σύστημα ΦΒ–μπαταρίας είναι οικονομικά επικερδές όταν το κόστος του ΦΒ είναι 1500 €/kWh και το κόστος συστήματος μπαταρίας είναι κάτω από 1160 €/kWh. Εάν το κόστος ΦΒ πέσει στα 1200 €/kWh τότε η επένδυση σε ένα τέτοιο σύστημα είναι επικερδής και για μπαταρία κάτω από 1500 €/kWh. Επιπλέον, έγινε αντιληπτό ότι μία αύξηση στη λιανική τιμή HE έχει μεγαλύτερη επίδραση από μια μείωση στην εγγυημένη τιμή Fit στο ίδιο ποσοστό. Επομένως, προτείνουν να αξιολογηθεί το κέρδος που επιφέρει ένα τέτοιο σύστημα επικεντρώνοντας στις μελλοντικές εξελίξεις της λιανικής τιμής HE σε σχέση με τη νέα FIT τιμή. Στο μακροπρόθεσμο σενάριο, η ενσωμάτωση μπαταρίας αποτελεί πιο οικονομικά συμφέρουσα επιλογή.

Οι συγγραφείς στο [22] (2014) ανέλυσαν πότε και κάτω υπό ποιες συνθήκες η επένδυση σε ΦΒ συστήματα με μπαταρία μπορεί να λειτουργήσει επικερδώς σε οικιακές ΦΒ εγκαταστάσεις στη Γερμανία χωρίς πολιτική υποστήριξης. Σχεδίασαν ένα μοντέλο προσομοίωσης που διερευνά την οικονομική βιωσιμότητα της ΦΒ συστημάτων με μπαταρία από το 2013 έως το 2022. Όταν απουσιάζουν κίνητρα για την ενσωμάτωση αποθήκευσης σε ΦΒ συστήματα, οι δύο βασικοί παράγοντες που επηρεάζουν το οικονομικό αποτέλεσμα είναι η εγγυημένη τιμή που αποζημιώνεται η ΦΒ παραγωγή που αποστέλλεται στο Δίκτυο και η λιανική τιμή HE που είναι η τιμή αγοράς HE από το Δίκτυο. Δημιουργήθηκαν 8 σενάρια από συνδυασμούς τιμών Fit και λιανικής τιμής που βασίστηκαν στη χονδρική και λιανική τιμή HE του 2013 που ήταν 0,042 €/kWh και 0,288 €/kWh. Η αύξηση της λιανικής τιμής HE και η μείωση στην τιμή Fit συνεισφέρει στην άνοδο της κερδοφορίας των συστημάτων σε μακροπρόθεσμο διάστημα. Θεωρείται ότι δεν καταβάλλεται κανένα ασφάλιστρο για τη ΦΒ παραγωγή που εγχέεται στο Δίκτυο ή αυτοκαταναλώνεται. Πραγματοποιείται προσομοίωση του μοντέλου για ένα μεγάλο αριθμό διαφορετικών συνδυασμών ΦΒ και μπαταρίας ώστε να προσδιοριστεί η οικονομικά βέλτιστη διαμόρφωση του συστήματος. Ήδη από το 2013 οι επενδύσεις σε λύσεις αποθήκευσης ήταν οικονομικά βιώσιμες για μικρά ΦΒ συστήματα. Κίνητρα για την προώθηση της ενσωμάτωσης μπαταρίας σε ΦΒ συστήματα είναι απαραίτητα μόνο βραχυπρόθεσμα.

Στην εργασία [23] (2015), αναλύεται το κόστος της βέλτιστης χωρητικότητας μπαταρίας για ΦΒ συστήματα με μπαταρία στη Γερμανία. Οι συγγραφείς εστίασαν στην επίδραση της τιμής HE και του κόστους μπαταρίας στην συνολική οικονομική αποδοτικότητα των συστημάτων. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι τα συστήματα εμφανίζουν θετικό ROI όταν χρησιμοποιηθεί ένα πρόσθετο κίνητρο 50 €/kWh αποθηκευμένης ενέργειας. Ωστόσο, αυτό το πρόσθετο κίνητρο μπορεί να μην χρειαστεί στο μέλλον εάν το κόστος HE αυξηθεί και το κόστος των μπαταριών μειωθεί.

Στο [24] (2013), μελετάται νοικοκυριό που συνδέει σύστημα αποθήκευσης και φορτίζει τις ώρες χαμηλής ζήτησης που η τιμή HE είναι χαμηλή και εκφορτίζει στην αντίθετη περίπτωση. Προτείνεται η κυριότητα του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας του νοικοκυριού να μοιράζεται μεταξύ του οικιακού καταναλωτή και των φορέων εκμετάλλευσης του Δικτύου. Στόχος είναι να χρησιμοποιηθεί η αποθήκευση ενέργειας στις εγκαταστάσεις των καταναλωτών για να επωφεληθούν από χαμηλότερες τιμές ηλεκτρικής

ενέργειας, αλλά και να υποστηριχτεί το Δίκτυο και να περιοριστούν οι επενδύσεις επέκτασης του.

Στο [25] (2016) αναπτύσσεται ένα σύστημα διαχείρισης ενέργειας για ένα ΦΒ σύστημα που συνδυάζεται με αποθήκευση ενέργειας της μπαταρίας. Μεγιστοποιεί τα ημερήσια οικονομικά οφέλη ενώ περιορίζει την έγχυση ισχύος στο Δίκτυο για να μετριάξει τα προβλήματα υπέρτασης που προκαλούνται από αντίστροφη ροή ισχύος. Κύριος στόχος ήταν η παροχή υπηρεσιών στο ηλεκτρικό Δίκτυο έτσι ώστε να διασφαλιστεί η ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μεγιστοποίηση της αυτοκατανάλωσης γίνεται ολοένα και περισσότερο σημαντικός παράγοντας στα συνδεδεμένα με το Δίκτυο ΦΒ συστήματα. Στο [26] (2016), αναπτύχθηκε ένα μοντέλο για τον ποσοτικό προσδιορισμό του επιπέδου αυτοκατανάλωσης που αναμένεται για οικιακό ΦΒ με ή χωρίς μπαταρία αποθήκευσης. Είναι φανερό ότι τα οφέλη της αυτοκατανάλωσης προέρχονται από τη διαθέσιμη τιμολογιακή διάρθρωση και τη διαφορά μεταξύ των τιμών αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, πράγμα που εξαρτάται από την τοπική νομοθεσία.

1.4 Σκοπός-Αντικείμενο

Ο σκοπός της παρούσας διπλωματικής είναι η μελέτη ενός συστήματος ΦΒ-μπαταρίας σε οικιακό καταναλωτή χαμηλής τάσης μέσα από την ανάπτυξη ενός μοντέλου προσομοίωσης σε περιβάλλον MATLAB και πραγματοποίηση προσομοιώσεων συστήματος με ανάλυση δεκαπενταλέπτου. Χρησιμοποιείται μοντέλο τιμολόγησης του υφιστάμενου προγράμματος ενεργειακού συμψηφισμού και υιοθετούνται όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστικές συνθήκες λειτουργίας και παραδοχές για το σύστημα. Η αξιολόγηση του συστήματος πραγματοποιείται με τη χρήση οικονομικών, ενεργειακών δεικτών και δεικτών αξιολόγησης του Δικτύου βάσει κατάλληλων δεικτών αξιολόγησης. Πιο συγκεκριμένα, η εργασία αυτή επικεντρώνεται στα παρακάτω σημεία:

- α) Ορισμό και απεικόνιση με μονοσήμαντο τρόπο των ροών ισχύος και ενέργειας και συσχέτιση τους με τον τρόπο μέτρησης, συμψηφισμού και εκκαθάρισης στα πλαίσια της λειτουργίας του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας.
- β) Περιγραφή και ανάλυση της αρχιτεκτονικής σύνδεσης ΦΒ-μπαταρίας, της τεχνολογίας μπαταρίας, του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας και της στρατηγικής διαχείρισης της που διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στο σχεδιασμό του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας.
- γ) Προσδιορισμό της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης των συνιστωσών ενός τέτοιου συστήματος (εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ, χωρητικότητα μπαταρίας, ισχύς αντιστροφέα μπαταρίας).
- δ) Ανάλυση της επίπτωσης του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας.
- ε) Εξέταση της οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης σε σύστημα ΦΒ-μπαταρίας σε ενδεχόμενη μείωση του κόστους της μπαταρίας, επιδότηση του συνολικού

συστήματος αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της) και αύξηση της χρέωσης προμήθειας της ΗΕ.

- στ) Προσδιορισμό της επίπτωσης της στρατηγικής φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας.

1.5 Φάσεις εκπόνησης

Στο μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας χρησιμοποιήθηκε μοντέλο τιμολόγησης του υφιστάμενου προγράμματος ενεργειακού συμψηφισμού. Ο υπολογισμός των χρεώσεων έγινε με τις χρεώσεις που η ΔΕΗ επιβάλλει για την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε οικιακό καταναλωτή. Πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις συστήματος με είσοδο προφίλ οικιακής κατανάλωσης ενέργειας με ανάλυση δεκαπενταλέπτου και ετήσια κατανάλωση 5000 kW και προφίλ ΦΒ παραγωγής ενέργειας για εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ 1 kWp με ανάλυση δεκαπενταλέπτου. Υιοθετήθηκαν όσο το δυνατόν πιο ακριβή δεδομένα εισόδου σχετικά με τα κόστη ΦΒ και συστήματος αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της) και αναπτύχθηκαν οι συναρτήσεις υπολογισμού τους.

Όσον αφορά τη μοντελοποίηση της μπαταρίας, αναλύθηκαν μεγέθη που σχετίζονται με τη μπαταρία όπως η χωρητικότητα της, το μέγιστο και το ελάχιστο κατώφλι φόρτισης της και οι βαθμοί απόδοσης φόρτισης/εκφόρτισης της. Ιδιαίτερη έμφαση δόθηκε στη θεωρητική περιγραφή και προσομοίωση των μηχανισμών γήρανσης της μπαταρίας που προτείνονται στη διεθνή βιβλιογραφία και διαφοροποιούνται ως προς τη υλοποίηση της υποβάθμισης της χωρητικότητας της μπαταρίας και τον καθορισμό της διάρκειας ζωής της μπαταρίας. Εξετάστηκαν τόσο μπαταρίες τεχνολογίας ιόντων λιθίου όσο και μολύβδου οξέος. Κατά κύριο λόγο, εφαρμόστηκε η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας που επιβάλλει τη φόρτιση της από την περίσσεια ισχύος από το ΦΒ σύστημα όταν αυτό παράγει περισσότερη ισχύ από αυτή που χρειάζεται το φορτίο και την εκφόρτιση της όταν το ΦΒ δεν παράγει τίποτα κατά τη διάρκεια της νύχτας ή όταν παράγει λιγότερη ισχύ από ότι το φορτίο απαιτεί κατά τη διάρκεια της μέρας. Ωστόσο, αναπτύχθηκαν και διερευνήθηκαν διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας που δίνουν προτεραιότητα στη φόρτιση των μπαταριών τις ώρες που μεγιστοποιείται η ΦΒ παραγωγή και εκφόρτιση το βράδυ και τις πρώτες πρωινές ώρες της μέρας που ένας τυπικός οικιακός καταναλωτής εμφανίζει υψηλή ζήτηση ενέργειας.

Ορίστηκαν και απεικονίστηκαν με μονοσήμαντο τρόπο οι ροές ισχύος και ενέργειας και συσχετίστηκαν με τον τρόπο μέτρησης, συμψηφισμού και εκκαθάρισης στα πλαίσια της λειτουργίας αυτού του συστήματος. Επίσης, αναλύθηκαν και μοντελοποιήθηκαν δείκτες αξιολόγησης (~28 δείκτες) τόσο οικονομικοί όσο και τεχνικοί. Η χρονική διάρκεια της περιόδου μελέτης του συστήματος είναι 20 έτη.

Στο μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος αυτοπαραγωγής μόνο με ΦΒ αναλύθηκε η επίπτωση της εγκατεστημένης ισχύς ΦΒ και του κόστους ΦΒ στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος αυτοπαραγωγής μόνο με ΦΒ.

Στο μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος αυτοπαραγωγής εντάχθηκε και η μπαταρία. Σε πρώτη φάση, χρησιμοποιήθηκε μπαταρία τύπου ιόντων λιθίου και εφαρμόστηκε η

παραδοσιακή στρατηγική διαχείρισης της που ορίζει τη φόρτιση της, αμέσως μόλις η παραγωγή του ΦΒ είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση του φορτίου και την εκφόρτιση της στην αντίστροφη περίπτωση. Υλοποιήθηκε ο μηχανισμός γήρανσης μπαταρίας που θεωρεί αντικατάσταση της μπαταρίας αν η μπαταρία πραγματοποιήσει 5000 κύκλους πριν την πάροδο των 20 ετών που διαρκεί η επένδυση και υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Διεξήχθη ανάλυση ευαισθησίας μεταβάλλοντας την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ συστήματος, τη χωρητικότητα της μπαταρίας και την ισχύ του αντιστροφέα της για τον προσδιορισμό της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης του συστήματος τόσο από πλευράς ενεργειακής απόδοσης όσο και από θέμα κόστους.

Στη συνέχεια, μελετήθηκε η περίπτωση της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης του συστήματος. Εξετάστηκε πως επηρεάζεται το σύστημα ΦΒ-μπαταρίας αν δοθεί διαφορετικό προφίλ κατανάλωσης πάλι με ετήσια κατανάλωση 5000 kWh ή μεταβληθεί η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ συστήματος ή η χωρητικότητας της μπαταρίας. Επίσης, αναλύθηκε η επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας. Εξετάστηκε η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης σε σύστημα ΦΒ-μπαταρίας σε ενδεχόμενη μείωση του κόστους της μπαταρίας, επιδότηση του συνολικού συστήματος αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της) ή αύξηση της χρέωσης προμήθειας της ΗΕ. Επειδή η διάρκεια επένδυσης του προγράμματος ενεργειακού συμψηφισμού είναι 25 έτη πραγματοποιήθηκε η ανάλυση των μηχανισμών γήρανσης και για διάρκεια επένδυσης 25 έτη. Τέλος, προσδιορίστηκε η επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας.

1.6 Δομή διπλωματικής εργασίας

Στο 2^ο κεφάλαιο παρουσιάζεται το νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο ανάπτυξης ΦΒ συστήματος από οικιακό καταναλωτή που παραμένει συνδεδεμένος στο δίκτυο και κάνει χρήση της πολιτικής του ενεργειακού συμψηφισμού.

Στο 3^ο κεφάλαιο μελετάται η δομή της μπαταρίας και τα χαρακτηριστικά των τεχνολογιών μπαταρίας ιόντων λιθίου και μολύβδου οξέος που χρησιμοποιούνται σε οικιακά συστήματα. Επιπλέον, περιγράφονται οι αρχιτεκτονικές σύνδεσης ΦΒ με μπαταρία και τα οφέλη που προσφέρει η σύνδεση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής με ΦΒ.

Στο 4^ο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι οικονομικοί δείκτες που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση του ΦΒ συστήματος χωρίς και με μπαταρία. Επιπλέον, χρησιμοποιούνται και ενεργειακοί δείκτες καθώς βασική παράμετρος για την σκοπιμότητα μιας επένδυσης είναι και η καλή ενεργειακή της απόδοση και δείκτες Δικτύου για τη μελέτη της ανύψωσης της τάσης που επιφέρει η σύνδεση του ΦΒ.

Το 5^ο κεφάλαιο περιλαμβάνει τα δεδομένα που είναι απαραίτητα για να προσομοιωθεί η λειτουργία του συστήματος ΦΒ με μπαταρία. Περιγράφεται ο τρόπος με τον οποίο η ΔΕΗ τιμολογεί την ηλεκτρική ενέργεια και συγκεκριμένα παρουσιάζεται το οικιακό τιμολόγιο Γ1 και το οικιακό νυχτερινό τιμολόγιο Γ1Ν. Παρουσιάζονται οι χρονοσειρές φορτίου και ΦΒ

παραγωγής με ανάλυση δεκαπενταλέπτου και τα κόστη ΦΒ και μπαταρίας και αναπτύσσονται οι συναρτήσεις υπολογισμού τους. Αναλύονται μεγέθη που σχετίζονται με τη μπαταρία όπως η χωρητικότητα της, το μέγιστο και το ελάχιστο κατώφλι φόρτισης της και η συνολική απόδοση φόρτισης/εκφόρτισης της. Ακολουθεί η θεωρητική περιγραφή και η πρακτική υλοποίηση μηχανισμών γήρανσης της μπαταρίας που εμφανίζονται στη διεθνή βιβλιογραφία. Τέλος, προτείνονται διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας και παρουσιάζονται οι αλγόριθμοι τους.

Στο 6^ο κεφάλαιο πραγματοποιείται εφαρμογή απλού ενεργειακού συμψηφισμού για ένα μέσο νοικοκυριό στην Ελλάδα με ετήσια κατανάλωση 5000kWh και μελετώνται διαφορετικά σενάρια σχετικά με την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ που χρησιμοποιείται και τα κόστη αγοράς ΦΒ.

Στο 7^ο κεφάλαιο πραγματοποιείται μελέτη συστήματος αυτοπαραγωγής που ενσωματώνει μπαταρία τύπου ιόντων λιθίου και εφαρμόζει τη στρατηγική διαχείρισης που ορίζει τη φόρτιση της μπαταρίας, αμέσως μόλις η παραγωγή του ΦΒ είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση του φορτίου και την εκφόρτιση της στην αντίστροφη περίπτωση. Διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας μεταβάλλοντας την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ συστήματος, τη χωρητικότητα της μπαταρίας και την ισχύ του αντιστροφέα της για τον προσδιορισμό της ενδεδειγμένης διαμόρφωσης του συστήματος τόσο από πλευράς ενεργειακής απόδοσης όσο και από θέμα κόστους.

Στο 8^ο κεφάλαιο μελετάται η περίπτωση της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης του συστήματος και εξετάζεται πως επηρεάζεται το σύστημα από μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ και της χωρητικότητας της μπαταρίας.

Στο 9^ο κεφάλαιο μελετάται η περίπτωση της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης του συστήματος και εξετάζεται πως επηρεάζονται τα αποτελέσματα από τα χαρακτηριστικά γήρανσης της μπαταρίας, το κόστος της, την ενδεχόμενη επιδότηση του συνολικού συστήματος αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της) και τη χρέωση προμήθειας της ΗΕ. Σε αυτό το κεφάλαιο εξετάζονται και μπαταρίες τεχνολογίας μολύβδου οξέος.

Στο 10^ο κεφάλαιο μελετάται η περίπτωση της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης του συστήματος και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα μετά την εφαρμογή διαφορετικών στρατηγικών διαχείρισης της μπαταρίας.

Κεφάλαιο 2

Εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα

2.1 Νομοθετικό πλαίσιο ενεργειακού συμψηφισμού

Η εγκατάσταση σταθερών φωτοβολταϊκών συστημάτων για την κάλυψη ιδίων αναγκών από καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού θεσπίστηκε με την Υπουργική Απόφαση ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.24461 (ΦΕΚ Β' 3583/31.12.2014) που καταργήθηκε και αντικαταστάθηκε από την Υπουργική Απόφαση ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ Β' 1547/5.5.2017). Ο ενεργειακός συμψηφισμός είναι συμψηφισμός της παραγόμενης από το φωτοβολταϊκό σύστημα ενέργειας με την καταναλισκόμενη στις εγκαταστάσεις του αυτοπαραγωγού. Στον ενεργειακό συμψηφισμό η παραγόμενη ενέργεια δεν είναι απαραίτητο να ταυτοχρονίζεται με την καταναλισκόμενη, αλλά ο αυτοπαραγωγός μπορεί να χρησιμοποιήσει το Δίκτυο για έμμεση αποθήκευση της πράσινης ενέργειας.

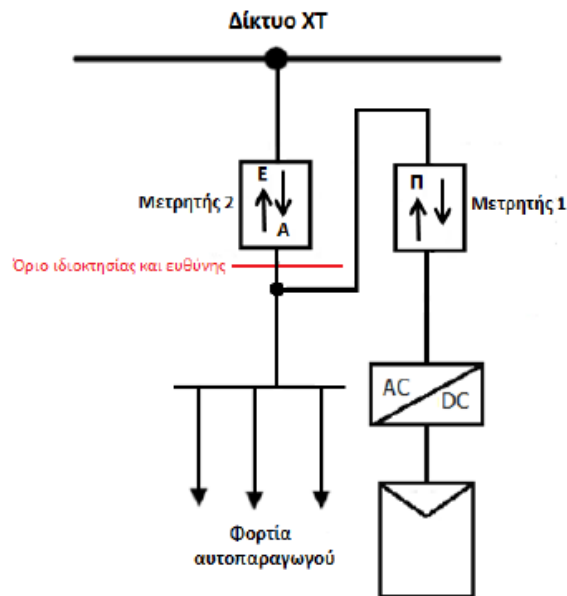
Το γεγονός ότι οι αυτοπαραγωγοί χρησιμοποιούν την παραγόμενη στις εγκαταστάσεις τους ενέργεια για την κάλυψη των αναγκών κατανάλωσης τους συνεπάγεται την ηλεκτρική σύνδεση των εγκαταστάσεων παραγωγής και κατανάλωσης και μάλιστα σε σημείο εντός της εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης. Η παράλληλη λειτουργία των συστημάτων αυτοπαραγωγής με το Δίκτυο υλοποιείται μέσω της υφιστάμενης σύνδεσης με το Δίκτυο, δηλαδή μέσω της προϋπάρχουσας παροχής της εγκατάστασης κατανάλωσης.

2.2 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος με το Δίκτυο και εγκατάσταση μετρητών

Ο καταναλωτής παραμένει συνδεδεμένος με το Δίκτυο για να μπορεί να απορροφά ενέργεια από αυτό (εισερχόμενη ενέργεια) όταν η ισχύς που παράγει το ΦΒ δεν καλύπτει την κατανάλωση και να εγχέει την περίσσεια ενέργεια στο Δίκτυο (εξερχόμενη ενέργεια) όταν παράγει περισσότερη από αυτή που καταναλώνει. Για την εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού, απαιτείται καταγραφή της εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας και εφόσον ο υφιστάμενος μετρητής της εγκατάστασης κατανάλωσης δεν διαθέτει τη δυνατότητα αυτή αντικαθίσταται με νέο μετρητή διπλής κατεύθυνσης- καταγραφής. Επιπλέον, απαιτείται και δεύτερος μετρητής για τη μέτρηση της παραγόμενης από το ΦΒ ενέργειας. Το ΦΒ σύστημα δεν συνδέεται στον γενικό πίνακα ΧΤ της εγκατάστασης στις περιπτώσεις των χρηστών ΧΤ αλλά σε σημείο στα ανάντη αυτού έτσι ώστε η τροφοδότηση του γενικού πίνακα κατανάλωσης να γίνεται κατά την ίδια φορά από το Δίκτυο και από το ΦΒ σύστημα.

Στο Σχήμα 2.1 φαίνονται οι δύο μετρητές που εγκαθίστανται. Ο μετρητής 2 εγκαθίσταται στη θέση του υφιστάμενου μετρητή της εγκατάστασης κατανάλωσης από το ΔΕΔΔΗΕ και

ανήκει στα πάγια του Δικτύου. Ο μετρητής 1 είναι πάγιο και μέρος της εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού, ο οποίος φέρει και την ευθύνη για την προμήθεια, εγκατάσταση, πιστοποίηση και συντήρηση αυτής. Κατά την ενεργοποίηση της σύνδεσης, ο ΔΕΔΔΗΕ ελέγχει και ρυθμίζει και τους δύο μετρητές και τους σφραγίζει. Ο αυτοπαραγωγός μεριμνά και για την τοποθέτηση διάταξης ασφαλούς απομόνωσης σε θέση μετά το μετρητή παραγωγής και προ του σημείου σύνδεσης του ΦΒ συστήματος με την εγκατάσταση κατανάλωσης.



Σχήμα 2.1 Σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού

2.3 Διενέργεια ενεργειακού συμψηφισμού, χρεώσεις

Ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό με τελική εκκαθάριση στον πρώτο εκκαθαριστικό λογαριασμό που εκδίδεται με την παρέλευση της τριετίας από την ενεργοποίηση του ΦΒ σταθμού. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται ανά τριετία μέχρι τη λήξη της Σύμβασης Ενεργειακού Συμψηφισμού. Τυχόν πλεόνασμα ενέργειας μετά την εκκαθάριση της τριετίας πλεόνασμα δεν πιστώνεται στον επόμενο λογαριασμό. Για έναν οικιακό αυτοπαραγωγό ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται ανά 4 μήνες.

Το πρώτο τετράμηνο, η εγχεόμενη στο Δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια αφαιρείται από την απορροφώμενη από το Δίκτυο ενέργεια, και η διαφορά, εφόσον είναι θετική, αποδίδει την καθαρή ενέργεια που θα πρέπει να καταλογιστεί από τον Προμηθευτή ως χρεωστέα ενέργεια στο ανταγωνιστικό σκέλος του λογαριασμού. Αν η διαφορά ισούται με μηδέν δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια, ενώ αν είναι αρνητική επίσης δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια, ενώ η διαφορά αυτή πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό ως πρόσθετη εγχεόμενη ενέργεια. Η μεταφορά τυχόν πλεονάζουσας ενέργειας από παρελθούσες περιόδους καταμέτρησης συνεχίζεται για όλη τη διάρκεια των τριών ετών. Με

την πάροδο τριών ετών, διενεργείται η τελική εκκαθάριση (ισοζύγιο εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας, δηλαδή η διαφορά της συνολικής εξερχόμενης ενέργειας από την αντίστοιχη εισερχόμενη ενέργεια στη διάρκεια της τριετίας), οπότε και τυχόν πλεόνασμα ενέργειας (αρνητικό υπόλοιπο έτους) από τον συμψηφισμό δεν πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό.

Κατά τον ενεργειακό συμψηφισμό ανά τρία έτη ενδέχεται να συμψηφιστεί και μέρος χρεωστέας ενέργειας προηγούμενων εκκαθαριστικών λογαριασμών εντός της θεωρούμενης περιόδου συμψηφισμού, για την οποία έχει ήδη καταβληθεί το αναλογούν τίμημα από τον αυτοπαραγωγό. Η τυχόν εκ των υστέρων απαλειφόμενη ποσότητα εισερχόμενης ενέργειας που είχε αρχικώς χρεωθεί αντιλογίζεται στον τελευταίο εκκαθαριστικό λογαριασμό της περιόδου συμψηφισμού, με τιμή αναφοράς εκείνη με την οποία λογίστηκε η αντίστοιχη χρεωστέα ενέργεια.

2.4 Σημαντικοί παράμετροι του συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού

Απαιτείται η ύπαρξη ενεργού μόνιμης παροχής ρεύματος στο όνομα του αυτοπαραγωγού μέσω της οποίας τροφοδοτείται η εγκατάσταση κατανάλωσής του και το ΦΒ σύστημα αντιστοιχίζεται αποκλειστικά με έναν μετρητή κατανάλωσης, δηλαδή με τον μετρητή της εγκατάστασης κατανάλωσης την οποία τροφοδοτεί. Ο ενδιαφερόμενος πρέπει να έχει εξοφλήσει πλήρως τους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας του οικείου Προμηθευτή (ή να έχει ενταχθεί σε καθεστώς ρύθμισης οφειλών).

Για την διαστασιολόγηση του ΦΒ συστήματος είναι ενδεδειγμένο να λαμβάνεται υπόψη η ετήσια κατανάλωση της εγκατάστασης στην οποία αυτό θα συνδεθεί και η ισχύς του συστήματος θα πρέπει να επιλέγεται με γνώμονα τις ετήσιες ενεργειακές ανάγκες.

Οι διατάξεις της παρούσας νομοθεσίας αφορούν σε σταθερά φωτοβολταϊκά συστήματα τα οποία εγκαθίστανται στον ίδιο ή όμορο χώρο με τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης τις οποίες τροφοδοτούν και οι οποίες συνδέονται στο Δίκτυο. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορεί να εγκαθίστανται επί κτιρίων ή επί εδάφους ή άλλων κατασκευών, περιλαμβανομένων και αυτών του πρωτογενούς τομέα (π.χ. αγροτικές αποθήκες, κτηνοτροφικές μονάδες), σύμφωνα με την κείμενη πολεοδομική νομοθεσία.

Δικαίωμα ένταξης στο πρόγραμμα έχουν φυσικά πρόσωπα ή νομικά πρόσωπα δημοσίου (π.χ. δήμοι, περιφέρειες) ή ιδιωτικού δικαίου (π.χ. εταιρίες, ιδρύματα) τα οποία είτε έχουν στην κυριότητά τους τον χώρο στον οποίο εγκαθίσταται το φωτοβολταϊκό σύστημα είτε έχουν τη νόμιμη χρήση αυτού (π.χ. μέσω μίσθωσης, δωρεάν παραχώρησης) και έχουν διασφαλίσει την έγγραφη συναίνεση του ιδιοκτήτη του χώρου.

Στην περίπτωση ΦΒ συστήματος σε κοινόχρηστο ή κοινόκτητο χώρο κτιρίου, επιτρέπεται η εγκατάσταση ενός ή περισσότερων ΦΒ συστημάτων, εκ των οποίων το καθένα θα αντιστοιχισθεί σε ένα μόνο μετρητή κατανάλωσης. Δικαίωμα εγκατάστασης στην περίπτωση αυτή έχουν οι κύριοι των οριζόντιων ιδιοκτησιών ή οι έχοντες τη νόμιμη χρήση αυτών μετά από παραχώρηση της χρήσης του χώρου ή μέρους αυτού από τους υπόλοιπους συνιδιοκτήτες. Για σύνδεση στην παροχή των κοινοχρήστων οι κύριοι των οριζόντιων

ιδιοκτησιών εκπροσωπούνται από τον διαχειριστή. Αναγκαία προϋπόθεση είναι να υπάρχει η σύμφωνη γνώμη όλων των συνιδιοκτητών του κτιρίου, η οποία θα πρέπει να αποδεικνύεται είτε με πρακτικό ομόφωνης απόφασης της γενικής συνέλευσης ή με έγγραφη συμφωνία του συνόλου των συνιδιοκτητών του κτιρίου.

Η ισχύς κάθε ΦΒ συστήματος μπορεί να ανέρχεται, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ηπειρωτική χώρα και διασυνδεδεμένα με αυτήν νησιά), μέχρι 20 kWp ή μέχρι 50% της συμφωνημένης ισχύος της εγκατάστασης κατανάλωσης (σε kVA), εφόσον το τελευταίο μέγεθος υπερβαίνει τα 20 kW. Το γενικό όριο σύνδεσης ισχύος παραγωγής στο Δίκτυο χαμηλής τάσης είναι τα 100 kWp. Στις εγκαταστάσεις κατανάλωσης με μονοφασική σύνδεση η ισχύς του ΦΒ συστήματος περιορίζεται στα 5 kWp.

Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η ισχύς των ΦΒ συστημάτων μπορεί να ανέρχεται μέχρι 10 kWp και ειδικά στην Κρήτη μέχρι 20 kWp ή μέχρι 50% της συμφωνημένης ισχύος της εγκατάστασης κατανάλωσης (σε kVA), εφόσον το τελευταίο μέγεθος υπερβαίνει τα 10 kWp ή για την Κρήτη τα 20 kWp.

Ειδικά για νομικά πρόσωπα, δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου, που επιδιώκουν κοινωφελείς ή άλλου δημοσίου συμφέροντος σκοπούς, γενικής ή τοπικής εμβέλειας, η ισχύς κάθε φωτοβολταϊκού συστήματος μπορεί να ανέρχεται έως και στο 100% της συμφωνημένης ισχύος κατανάλωσης. Και σε αυτές τις περιπτώσεις το γενικό όριο σύνδεσης ισχύος παραγωγής στο Δίκτυο χαμηλής τάσης είναι 100 kWp.

Σε κάθε περίπτωση η μέγιστη ισχύς ενός ΦΒ συστήματος που θα εγκατασταθεί στο πλαίσιο της Υπουργικής Απόφασης δεν μπορεί να υπερβαίνει το όριο των 500 kWp για το διασυνδεδεμένο σύστημα, των 50 kWp για την Κρήτη και των 20 kWp για τα λοιπά Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Ειδικώς στην Πελοπόννησο, στο τμήμα της Εύβοιας νοτίως του Αλιβερίου και στα νησιά Άνδρο και Τήνο, η μέγιστη ισχύς ΦΒ συστήματος περιορίζεται στα 20 kWp.

Ο καταναλωτής που συνδέεται στο Δίκτυο ΧΤ και επιθυμεί να εγκαταστήσει ΦΒ υποβάλλει αίτηση σύνδεσης στην αρμόδια τοπική μονάδα του ΔΕΔΔΗΕ. Συμπληρώνονται στοιχεία του καταναλωτή, στοιχεία της εγκατάστασης, στοιχεία των ΦΒ πλαισίων και του αντιστροφέα που έχουν επιλεγεί, στοιχεία της κυριότητας του χώρου όπου εγκαθίσταται το ΦΒ σύστημα καθώς και αναγκαία έγγραφα που δείχνουν ότι πληρούνται οι προϋποθέσεις για την ένταξη στο πρόγραμμα και έγγραφα από τεχνική μελέτη από κατάλληλης ειδικότητας μηχανικό για τη ΦΒ εγκατάσταση. Ο Διαχειριστής του Δικτύου, αφού εξετάσει το αίτημα σύνδεσης, εντός ενός μηνός διατυπώνει εγγράφως προσφορά σύνδεσης που περιλαμβάνει την περιγραφή και τη δαπάνη των έργων σύνδεσης και ισχύει για τρεις μήνες από την ημερομηνία έκδοσής της. Ειδικότερα για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η προσφορά σύνδεσης χορηγείται εφόσον υπάρχει διαθέσιμο περιθώριο ΦΒ ισχύος στο συγκεκριμένο ηλεκτρικό σύστημα. Αν η προσφορά σύνδεσης γίνει αποδεκτή από τον ενδιαφερόμενο, υπογράφεται η Σύμβαση Σύνδεσης μεταξύ του αυτοπαραγωγού και του Διαχειριστή του Δικτύου και καταβάλλεται η σχετική δαπάνη. Η κατασκευή των έργων σύνδεσης ολοκληρώνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ εντός ενός μήνα από την υπογραφή της Σύμβασης Σύνδεσης, εφόσον δεν απαιτούνται νέα έργα Δικτύου.

Μετά την υπογραφή της Σύμβασης Σύνδεσης, υποβάλλεται αίτηση για τη σύναψη Σύμβασης Συμψηφισμού προς τον Προμηθευτή με τον οποίο είναι συμβεβλημένος ο αυτοπαραγωγός για την προμήθεια ηλεκτρικού ρεύματος στην εγκατάσταση κατανάλωσής του. Η διάρκεια της είναι είκοσι πέντε χρόνια με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του φωτοβολταϊκού συστήματος. Σε περίπτωση αλλαγής προμηθευτή μετά την ενεργοποίηση του ΦΒ συστήματος, η Σύμβαση Συμψηφισμού με τον προηγούμενο προμηθευτή λήγει αυτοδικαίως και συνάπτεται νέα Σύμβαση Συμψηφισμού μεταξύ αυτοπαραγωγού και νέου προμηθευτή για το υπόλοιπο διάστημα εκ των 25 ετών. Επίσης νέα σύμβαση για το υπολειπόμενο χρονικό διάστημα συνάπτεται και σε περίπτωση μεταβολής του συμβεβλημένου χρήστη της εγκατάστασης κατανάλωσης.

Η μετάβαση λειτουργούντων συστημάτων που εγκαταστάθηκαν στο πλαίσιο του «Ειδικού Προγράμματος στεγών» στο καθεστώς αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό είναι επιτρεπτή για το υπόλοιπο διάστημα εκ των 25 ετών. Για την μετάβαση απαιτείται η υποβολή σχετικού αιτήματος, η σύναψη νέας Σύμβασης Σύνδεσης και η σύναψη νέας Σύμβασης Συμψηφισμού με τον Προμηθευτή. Οι δαπάνες μετάβασης βαρύνουν τον ενδιαφερόμενο.

2.5 Εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός

Με το νέο νόμο ΦΕΚ Β' 1547/5.5.2017 εισήχθη και ρύθμιση που αφορά εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό. Ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός είναι ο συμψηφισμός της παραγόμενης από το ΦΒ σταθμό ενέργειας με την καταναλισκόμενη ενέργεια από μία ή περισσότερες εγκαταστάσεις κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού, χωρίς να υφίσταται ο περιορισμός η εγκατάσταση παραγωγής να είναι στον ίδιο (ή όμορο) χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης και να συνδέεται ηλεκτρικά με αυτή (σύνδεση στο Δίκτυο μέσω της αυτής παροχής), όπως συμβαίνει στον κλασικό ενεργειακό συμψηφισμό. Αφορά σε φωτοβολταϊκό σταθμό ο οποίος εγκαθίσταται στην ίδια Περιφερειακή Ενότητα με τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης με τις οποίες αντιστοιχίζεται και οι οποίες συνδέονται στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο. Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ο ΦΒ σταθμός θα εγκαθίσταται στην ίδια Περιφερειακή Ενότητα και στο ίδιο ηλεκτρικό σύστημα με τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης με τις οποίες αντιστοιχίζεται. Σε κάθε περίπτωση εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού επιτρέπεται ο συμψηφισμός απορροφώμενης και εγχεόμενης ενέργειας που αντιστοιχούν αποκλειστικά σε παροχές του ίδιου επιπέδου τάσης. Ο αυτοπαραγωγός θα πρέπει να υποβάλλει δήλωση στον Διαχειριστή του Δικτύου (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.) με τις παροχές κατανάλωσης οι οποίες υπεισέρχονται στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό. Ο αυτοπαραγωγός δύναται να τροποποιεί τις παροχές κατανάλωσης που υπεισέρχονται στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό κατά τη διάρκεια της Σύμβασης Εικονικού Ενεργειακού Συμψηφισμού, δηλαδή με μεταγενέστερες δηλώσεις του να προσθέτει ή και να αφαιρεί παροχές κατανάλωσης. Τόσο η παροχή του φωτοβολταϊκού σταθμού όσο και οι αντίστοιχες συμψηφιζόμενες παροχές κατανάλωσης θα πρέπει να είναι επ' ονόματι του ιδίου φυσικού ή νομικού προσώπου και να εκπροσωπούνται υποχρεωτικά από τον ίδιο προμηθευτή.

Κεφάλαιο 3

Ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία σε ΦΒ σύστημα συνδεδεμένο στο Δίκτυο

3.1 Μπαταρία

3.1.1 Εισαγωγή στη δομή της μπαταρίας

Η βασική αρχή λειτουργίας της μπαταρίας είναι να μετατρέπει χημική ενέργεια σε ηλεκτρική και το αντίστροφο. Αυτό επιτυγχάνεται με ηλεκτροχημική αντίδραση οξείδωσης αναγωγής. Αυτός ο τύπος αντίδρασης περιλαμβάνει τη μεταφορά ηλεκτρονίων από ένα υλικό σε ένα άλλο μέσω ενός ηλεκτρικού κυκλώματος [27].

Ενώ συνήθως χρησιμοποιείται ο όρος «μπαταρία», η βασική ηλεκτροχημική μονάδα είναι γνωστή πιο σωστά ως «κυψελίδα». Η μπαταρία αποτελείται από μία ή περισσότερες κυψελίδες που συνδέονται σε σειρά, παράλληλα ή και τα δύο, ανάλογα με τις επιθυμητές τάση εξόδου και χωρητικότητα [27].

Μία κυψελίδα αποτελείται από έναν ηλεκτρολύτη (που περιέχει διαλυμένο ιόν) και δύο ηλεκτρόδια που περιέχουν διαφορά ενεργά υλικά. Η ηλεκτροχημική αντίδραση που συμβαίνει όταν η κυψελίδα εκφορτίζεται έχει ως εξής:

- Το αρνητικό ηλεκτρόδιο δίνει ηλεκτρόνια στο εξωτερικό κύκλωμα και οξειδώνεται κατά τη διάρκεια της ηλεκτροχημικής αντίδρασης.
- Το θετικό ηλεκτρόδιο δέχεται ηλεκτρόνια από το εξωτερικό κύκλωμα και μειώνεται κατά τη διάρκεια της ηλεκτροχημικής αντίδρασης.

Όταν η κυψελίδα φορτίζει, η ηλεκτροχημική αντίδραση αντιστρέφεται και τα ηλεκτρόνια αλλάζουν κατεύθυνση.

Ο ηλεκτρολύτης, που βρίσκεται ανάμεσα στα δύο ηλεκτρόδια, αποτελεί το μέσο για τη μεταφορά των ιόντων μεταξύ των ηλεκτροδίων. Ο ηλεκτρολύτης είναι συνήθως ένα υγρό στοιχείο, όπως νερό με διαλυμένα άλατα, οξέα ή αλκάλια που προσδίδουν ιοντική αγωγιμότητα. Μερικές μπαταρίες χρησιμοποιούν στερεούς ηλεκτρολύτες που είναι ιοντικά αγωγά στη θερμοκρασία λειτουργίας της κυψελίδας [27].

Στη βιομηχανία μπαταριών, το αρνητικό ηλεκτρόδιο καλείται άνοδος και το θετικό κάθοδος. Ωστόσο, όταν η μπαταρία φορτίζει η άνοδος και η κάθοδος αντιστρέφονται. Αυτό συμβαίνει επειδή η άνοδος ορίζεται ως ο τόπος όπου λαμβάνει χώρα η οξείδωση ή το ηλεκτρόδιο από το οποίο φεύγουν τα ηλεκτρόνια.

Όταν η μπαταρία συνδέεται με ένα εξωτερικό φορτίο, τα ηλεκτρόνια ρέουν από το αρνητικό ηλεκτρόδιο που οξειδώνεται διαμέσου του φορτίου στο θετικό ηλεκτρόδιο όπου τα ηλεκτρόνια γίνονται αποδεκτά με αποτέλεσμα να μειώνεται το θετικό ηλεκτρόδιο. Όταν

η μπαταρία επαναφορτίζεται, η ροή ρεύματος αντιστρέφεται και η οξειδωση λαμβάνει χώρα στο θετικό ηλεκτρόδιο και η αναγωγή στο αρνητικό ηλεκτρόδιο.

3.1.2 Τεχνολογίες μπαταρίας σε οικιακά συστήματα

Σε αυτή την ενότητα αναλύονται οι τεχνολογίες μπαταρίας που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε οικιακά ΦΒ συστήματα. Κάθε μία από τις τεχνολογίες μπαταρίας διαφέρει από τις άλλες σε ορισμένες ιδιότητες όπως η χωρητικότητα, η ονομαστική ισχύς, το κόστος, η διάρκεια ζωής, οι κύκλοι ζωής της, η αποδοτικότητα, ο ρυθμός απόκρισης, η ενεργειακή πυκνότητα και η αυτοεκφόρτιση της.

Η μπαταρία που χρησιμοποιείται σε οικιακά ΦΒ συστήματα πρέπει να έχει ορισμένα χαρακτηριστικά. Η χωρητικότητα και η ονομαστική ισχύς εξαρτώνται από την κατανάλωση και την παραγωγή ενέργειας. Επιπλέον, λόγω του σχετικά υψηλού κόστους εγκατάστασης της και των ηλεκτρονικών ισχύος είναι προτιμότερο να χρησιμοποιούνται μπαταρίες με μεγάλη διάρκεια ζωής και πολλούς κύκλους. Η μπαταρία πρέπει να είναι αποδοτική έτσι ώστε να μην έχει χαθεί μεγάλο ποσοστό ενέργειας από αυτή που χρησιμοποιήθηκε για να φορτιστεί η μπαταρία όταν αυτή εκφορτίζεται. Η συχνότητα απόκρισης της μπαταρίας πρέπει να είναι γρήγορη (δευτερόλεπτα έως λεπτά) επειδή η καμπύλη φορτίου ενός οικιακού πελάτη είναι αρκετά απρόβλεπτη.

Η ενεργειακή πυκνότητα είναι επίσης ένας σημαντικός παράγοντας παρόλο που είναι λιγότερο σημαντικός από ότι στα ηλεκτρικά αυτοκίνητα ή τις κινητές συσκευές. Πρέπει επίσης να ληφθούν υπόψη τα όρια θερμοκρασίας της επιλεγμένης τεχνολογίας μπαταρίας.

Μπαταρίες μολύβδου οξέος

Οι μπαταρίες μολύβδου οξέος ήταν οι πρώτες επαναφορτιζόμενες μπαταρίες και έχουν χρησιμοποιηθεί περισσότερο από οποιοδήποτε άλλες. Ήταν αναμενόμενο πως στο μέλλον θα αντικαθιστούνταν από μπαταρίες νέας τεχνολογίας αλλά έχουν διατηρήσει τη δημοτικότητα τους. Το κύριο ανταγωνιστικό πλεονέκτημα τους είναι το χαμηλό κόστος τους.

Όπως και στις άλλες τεχνολογίες μπαταρίας η λειτουργία των μπαταριών μολύβδου οξέος βασίζεται σε μία χημική αντίδραση. Χρησιμοποιείται διοξείδιο του μολύβδου σαν θετικό ηλεκτρόδιο και μόλυβδος σαν αρνητικό ηλεκτρόδιο και θειικό οξύ σαν ηλεκτρολύτης [27].

Ο μόλυβδος που περιέχουν οι μπαταρίες μολύβδου οξέος είναι επικίνδυνος για τους ανθρώπους και τα ζώα και για αυτό πρέπει να απορρίπτονται με τρόπο φιλικό στο περιβάλλον που να περιορίζει τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις [28], [29]. Σε σύγκριση με τις μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι μια πιο ώριμη τεχνολογία [30], έχουν χαμηλότερη ενεργειακή πυκνότητα [31] και έχουν πιο χαμηλό κόστος αλλά παρουσιάζουν μικρότερο βάθος εκφόρτισης και μικρότερη διάρκεια ζωής [32], [28]. Επιπλέον, οι μπαταρίες μολύβδου οξέος λειτουργούν σε πιο ευρύ φάσμα θερμοκρασιών [31]. Δεν λειτουργούν όμως αποτελεσματικά σε μερική φόρτιση [33] και χρειάζονται σχετικά πολύ χρόνο για να φορτίσουν [28]. Αναπτύσσεται προηγμένη τεχνολογία μπαταρίας μολύβδου οξέος η οποία παρουσιάζει πλεονεκτήματα ως προς την παραδοσιακή τεχνολογία ως προς την

αποδοτικότητα της, τη διάρκεια ζωής της και τη λειτουργία της σε κατάσταση μερικής φόρτισης [33].

Εν ολίγοις, οι μπαταρίες μολύβδου οξέος είναι οικονομικές και αξιόπιστες και χρησιμοποιούνται εκτεταμένα σε ΦΒ συστήματα.

Μπαταρίες ιόντων-λιθίου

Σε μία μπαταρία ιόντων λιθίου, η κάθοδος είναι κατασκευασμένη από ένα μεταλλικό οξείδιο του λιθίου, όπως LiCoO_2 και LiMO_2 και η άνοδος είναι από γραφίτη άνθρακα. Ο ηλεκτρολύτης είναι συνήθως ένα μη υδατικό οργανικό υγρό που περιέχει διαλυμένα άλατα λιθίου όπως LiClO_4 .

Οι μπαταρίες τεχνολογίας ιόντων-λιθίου έχουν σχετικώς καθιερωθεί και τα τελευταία χρόνια αναπτύσσονται ταχύτατα σε οικιακές εφαρμογές όπως κινητές συσκευές, τηλέφωνα, laptops και tablets [28], [30], [34]. Χρησιμοποιούνται ευρέως σε ηλεκτρικά αυτοκίνητα και σε μικρής κλίμακας συστήματα αποθήκευσης ενέργειας [27]. Αντικαθιστούν ολοένα και περισσότερο τις μπαταρίες μολύβδου οξέος σε πολλές εφαρμογές [33] και παρουσιάζουν χαμηλή αυτοεκφόρτιση [33], [35], [36], μεγαλύτερη διάρκεια ζωής [4], [18], [28], [33], [37], υψηλή απόδοση φόρτισης [33], [15], [4], [48] και γρήγορο ρυθμό φόρτισης και εκφόρτισης [33], [4]. Έχουν σχετικά μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα 80-100 Wh/kg σε σύγκριση με τις 30 Wh/kg για τις περισσότερες μπαταρίες μολύβδου οξέος [31]. Τα κύρια μειονεκτήματα των μπαταριών ιόντων λιθίου είναι το κόστος τους που εξακολουθεί να είναι υψηλότερο από αυτό των μπαταριών μολύβδου οξέος και ο κίνδυνος υπερθέρμανσης τους [31], [33].

Η τεχνολογία ιόντων λιθίου είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία για τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας στα νοικοκυριά λόγω της συνεχούς της ανάπτυξης που οδηγεί σε μελλοντική μείωση στο κόστος της [15], [32], [38].

Σε επόμενες ενότητες παρουσιάζονται λεπτομερώς πληροφορίες που αφορούν το κόστος (ενότητα 5.5.1), τα χαρακτηριστικά (ενότητα 5.5.2) και τη διάρκεια ζωής (ενότητα 5.5.3) της μπαταρίας τόσο για μπαταρίες μολύβδου οξέος όσο και ιόντων λιθίου.

3.2 Αρχιτεκτονικές σύνδεσης ΦΒ με μπαταρία

Ένα οικιακό σύστημα αυτοπαραγωγής που περιλαμβάνει ΦΒ που συνδέεται στο Δίκτυο και μπαταρία αποτελείται από τα ΦΒ πάνελ, τη μπαταρία, τα καλώδια για την υλοποίηση της σύνδεσης και αντιστροφεείς για τη μετατροπή της ισχύος. Η μπαταρία μπορεί να συνδεθεί είτε στην πλευρά εναλλασσόμενου ρεύματος είτε στην πλευρά συνεχούς ρεύματος του ΦΒ. Οι αρχιτεκτονικές σύνδεσης της μπαταρίας [39], [40], [21] που υλοποιούνται συνήθως ανάλογα με τις ανάγκες κάθε εγκατάστασης είναι:

1. Απευθείας στη γραμμή

Το ΦΒ σύστημα και η μπαταρία συνδέονται παράλληλα και η μπαταρία συνδέεται απευθείας στο ζυγό DC. Αυτή η συνδεσμολογία απαιτεί έναν DC/DC μετατροπέα

μίας κατεύθυνσης και έναν DC/AC αντιστροφέα. Η ΦΒ ισχύς θα περάσει από τον DC/DC αντιστροφέα και μετά από τον DC/AC αντιστροφέα για να φτάσει στο φορτίο ή το Δίκτυο. Η ΦΒ ισχύς που θα φορτίσει την μπαταρία θα περάσει από το DC/DC μετατροπέα. Και όταν θα εκφορτιστεί από την μπαταρία θα περάσει από τον DC/AC αντιστροφέα. Η ισχύς από το Δίκτυο μπορεί απευθείας να καταναλωθεί από το φορτίο. Η λειτουργία του DC/DC μετατροπέα είναι να πραγματοποιεί παρακολούθηση μέγιστου σημείου ισχύος (MPPT). Ο αντιστροφέας DC/AC μπορεί να είναι αμφίδρομος για να είναι το σύστημα πιο ευέλικτο όσον αφορά τη δυνατότητα φόρτισης της μπαταρίας από το Δίκτυο. Το μέγεθος των αντιστροφέων εξαρτάται από την ονομαστική ισχύ (τάση και ρεύμα) του ΦΒ περιορίζοντας έτσι το σύστημα.

2. DC συνδεδεμένο

Το ΦΒ και η μπαταρία συνδέονται παράλληλα και απαιτούνται δύο DC/DC μετατροπείς (ένας μονής κατεύθυνσης και ένας αμφίδρομος) για να υλοποιηθεί η σύνδεση του ΦΒ και της μπαταρίας στο DC ζυγό. Επιπλέον, χρειάζεται και ένας αντιστροφέας DC/AC μονής κατεύθυνσης για τη σύνδεση του DC ζυγού με το φορτίο. Αν ο αντιστροφέας DC/AC είναι διπλής κατεύθυνσης, η μπαταρία θα μπορεί να φορτίζει και από το Δίκτυο. Η λειτουργία του DC/DC μετατροπέα του ΦΒ είναι να πραγματοποιεί παρακολούθηση μέγιστου σημείου ισχύος (MPPT). Το μέγεθος της μπαταρίας και ο ελεγκτής φόρτισης της διαστασιολογούνται ανεξάρτητα από την έξοδο του ΦΒ. Αυτή η αρχιτεκτονική μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη φόρτιση ηλεκτρικών μπαταριών οχημάτων, καθώς και οι δύο είναι τύπου DC.

3. AC συνδεδεμένο

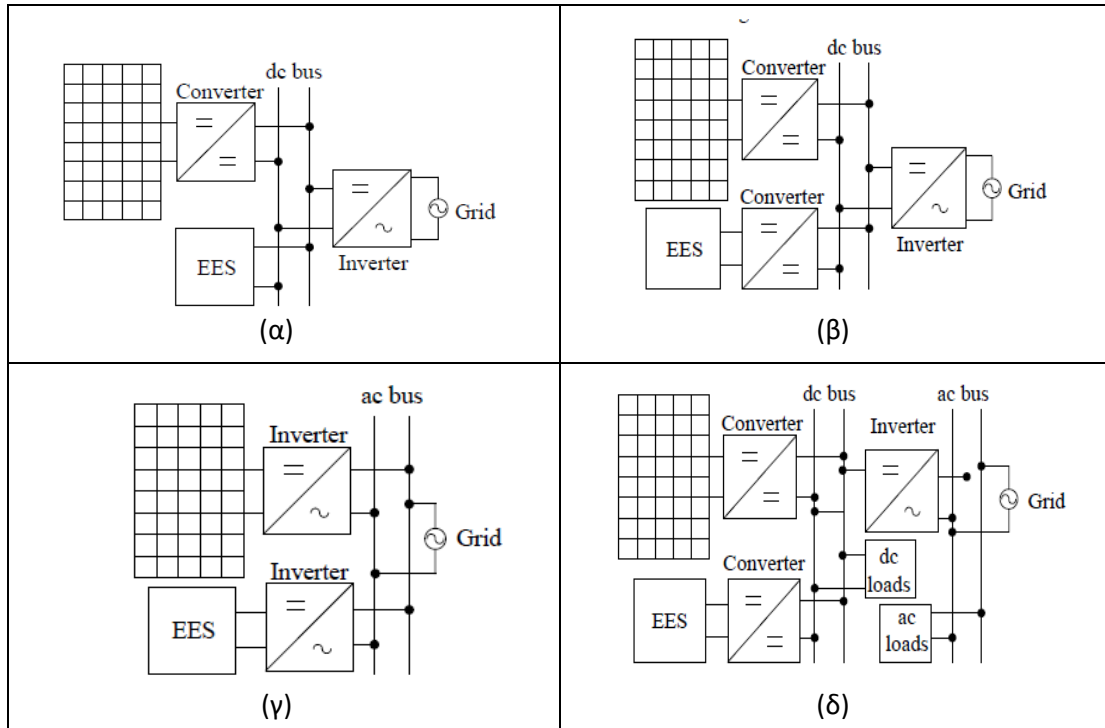
Η μπαταρία και το φορτίο συνδέονται στον AC ζυγό όπου συνδέεται και το φορτίο. Αυτή η συνδεσμολογία απαιτεί έναν αντιστροφέα DC/AC μονής κατεύθυνσης για το ΦΒ και ένα διπλής κατεύθυνσης για τη μπαταρία. Η ισχύς από την μπαταρία που πάει στο φορτίο ή στο Δίκτυο δεν χρειάζεται να περάσει από κεντρικό αντιστροφέα καθώς έχει ήδη μετατραπεί σε AC μορφή από τον αντιστροφέα που συνδέεται με την μπαταρία. Ο αντιστροφέας της μπαταρίας εκτός από το να μετατρέπει το ρεύμα ελέγχει και τη φόρτιση ή την αποφόρτιση της μπαταρίας. Το ΦΒ και η μπαταρία λειτουργούν ανεξάρτητα και έτσι κάθε μέρος του συστήματος μπορεί να διαστασιολογηθεί ξεχωριστά χωρίς το ένα να περιορίζει το άλλο.

4. DC/AC συνδεδεμένο

Είναι παρόμοια με την δεύτερη αρχιτεκτονική με τη διαφορά ότι η ΦΒ ισχύς και η ισχύς της μπαταρίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τις απαιτήσεις DC φορτίων χωρίς να περάσουν από τον κεντρικό αντιστροφέα. Ωστόσο, αν η ισχύς του ΦΒ και της μπαταρίας δεν επαρκούν για τις ανάγκες των DC φορτίων απαιτείται ισχύς από το Δίκτυο που για να πάει στο DC φορτίο που μετατρέπεται πρώτα από AC σε DC μορφή με τη βοήθεια του κεντρικού αντιστροφέα DC/AC (διπλής κατεύθυνσης). Το πλεονέκτημα αυτής της αρχιτεκτονικής είναι ότι επιτρέπει την κατανομή των φορτίων DC και AC. Αυτό όμως οδηγεί σε έναν πιο περίπλοκο αλγόριθμο ελέγχου. Επειδή πολλές από τις οικιακές συσκευές λειτουργούν σε συνεχές ρεύμα, καθώς και οι πηγές παραγωγής (ΦΒ και μπαταρία), η σύνδεση DC/AC είναι βολική και η απόδοσή της είναι υψηλότερη, καθώς αποφεύγει τα περιττά βήματα μετατροπής

Ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία σε ΦΒ σύστημα συνδεδεμένο στο Δίκτυο

μεταξύ AC και DC. Στο AC συνδεδεμένο σύστημα, όπου το ΦΒ και η μπαταρία συνδέονται στον AC ζυγό, υπάρχει πάντα ένα επιπλέον βήμα μετασχηματισμού για την παροχή ισχύος σε συσκευές συνεχούς ρεύματος.



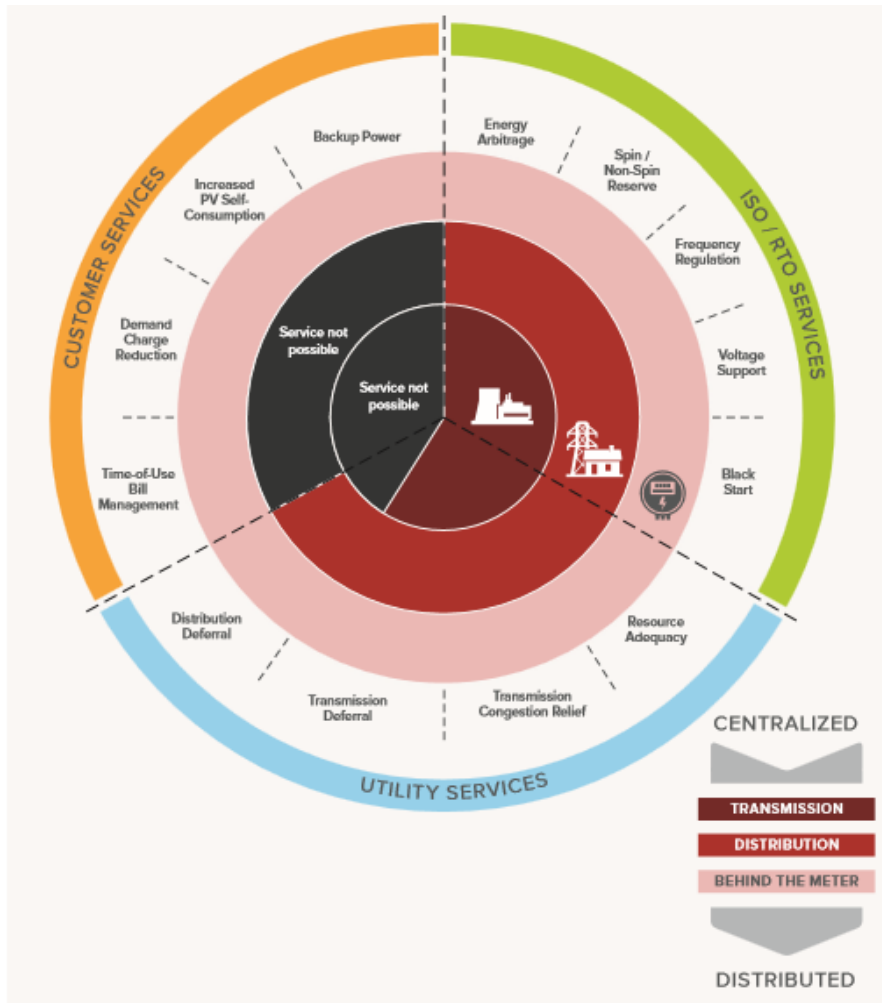
Σχήμα 3.1 Αρχιτεκτονικές σύνδεσης μπαταρίας με ΦΒ (α) απευθείας στη γραμμή (β) DC συνδεδεμένο (γ) AC συνδεδεμένο (δ) DC/AC συνδεδεμένο

Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε η εφαρμογή της συνδεσμολογίας AC ώστε τα δύο υποσυστήματα, ΦΒ και μπαταρία να είναι πλήρως αποσυνδεδεμένα και να μπορούν να διαστασιολογηθούν ανεξάρτητα, χωρίς να απαιτούνται μετατροπείς DC/DC.

3.3 Οφέλη σύνδεσης μπαταρίας σε οικιακό σύστημα αυτοπαραγωγής

Η αύξηση των ΑΠΕ που συνδέονται στο Δίκτυο σε συνδυασμό με την αδυναμία τους να αντισταθμίσουν το φορτίο σε πραγματικό χρόνο είναι ένα σημαντικό μειονέκτημα. Η αποθήκευση ενέργειας με χρήση μπαταρίας μπορεί να διορθώσει το παραπάνω πρόβλημα και να προσφέρει βοηθητικές υπηρεσίες σε επίπεδο παραγωγής, διανομής και κατανάλωσης. Σύμφωνα με τη μελέτη [41], η αποθήκευση ενέργειας σε μπαταρία μπορεί να παρέχει έως και δεκατρείς διαφορετικές υπηρεσίες στους Διαχειριστές Δικτύου, τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας και τους αυτοπαραγωγούς και φαίνεται στο Σχήμα 3.2.

Ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία σε ΦΒ σύστημα συνδεδεμένο στο Δίκτυο



Σχήμα 3.2 Υπηρεσίες μπαταρίας στους Διαχειριστές Δικτύου, τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας και τους αυτοπαραγωγούς

Οι Διαχειριστές Δικτύου μπορούν να επωφεληθούν από τη ρύθμιση της συχνότητας και την υποστήριξη τάσης, επειδή οι μπαταρίες μπορούν να παράσχουν άμεση και αυτόματη απόκριση στις μεταβολές της ζήτησης. Αυτό βοηθά στην αποφυγή συχνοτήτων που προκαλούν αστάθεια Δικτύου και εξασφαλίζει ότι τόσο η πραγματική όσο και η άεργος παραγωγή συμφωνούν με τη ζήτηση σε ένα αποδεκτό εύρος τάσης. Επιπλέον, η ενσωμάτωση αποθήκευσης στο Δίκτυο προσδίδει στρεφόμενη εφεδρεία, που σημαίνει ότι σε ένα απροσδόκητο γεγονός έκτακτης ανάγκης, όπως μια μη προγραμματισμένη διακοπή της παραγωγής το φορτίο μπορεί να εξυπηρετηθεί.

Σε επίπεδο χρησιμότητας, οι φορείς εκμετάλλευσης Δικτύων και οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας μπορούν, αντί να επενδύσουν σε νέους στρόβιλους καύσης φυσικού αερίου για να καλύψουν τις απαιτήσεις παραγωγής κατά τη διάρκεια των ωρών αιχμής της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, να προμηθευτούν συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Αυτές οι υπηρεσίες καθυστερούν, μειώνουν το μέγεθος ή εξαλείφουν εξ ολοκλήρου τις επενδύσεις κοινής ωφέλειας στις αναβαθμίσεις του συστήματος διανομής και μετάδοσης που είναι αναγκαίες για την κάλυψη της προβλεπόμενης αύξησης του φορτίου σε συγκεκριμένες περιοχές του Δικτύου.

Στα πλαίσια αυτής της εργασίας το ενδιαφέρον εστιάζεται περισσότερο στα οφέλη για τον αυτοπαραγωγό με ΦΒ που συνδέει μπαταρία στο σύστημα του. Υπάρχουν τέσσερις κύριες υπηρεσίες που η μπαταρία μπορεί να προσφέρει στον αυτοπαραγωγό. Αυτές περιλαμβάνουν τη διαχείριση λογαριασμού με χρόνο χρήσης, αύξηση της ΦΒ ενέργειας που αυτοκαταναλώνεται, μείωση ζήτησης και εφεδρεία συστήματος.

- **Αύξηση της ΦΒ ενέργειας που αυτοκαταναλώνεται:** Όταν συνδυαστεί ένα οικιακό ΦΒ σύστημα με σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (μπαταρία), το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής, αντί να εγχέεται στο Δίκτυο, αποθηκεύεται σε αυτήν όταν το φορτίο του αυτοπαραγωγού δεν το χρειάζεται. Η ενέργεια που έχει αποθηκευτεί χρησιμοποιείται όταν η ζήτηση δεν καλύπτεται από τη ΦΒ παραγωγή ή κατά τη διάρκεια της νύχτας. Ένα έξυπνο σύστημα αποθήκευσης θα μπορούσε να προσαρμόσει τη χρήση ενέργειας ώστε το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ηλιακής ενέργειας να καταναλώνεται από τον αυτοπαραγωγό. Αυτό μπορεί να βελτιώσει την οικονομική απόδοση των ΦΒ στην περίπτωση των τιμολογίων εγγυημένων τιμών, επειδή η τοπικά παραγόμενη ενέργεια χρησιμοποιείται άμεσα αντί να εισάγεται σε υψηλότερη τιμή και να εξάγεται σε χαμηλότερη τιμή.
- **Διαχείριση λογαριασμού ΗΕ με χρόνο χρήσης:** Οι οικιακοί καταναλωτές μπορούν να χρησιμοποιούν συστήματα αποθήκευσης ενέργειας για να ελαχιστοποιήσουν την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας όταν οι τιμές είναι υψηλότερες και να τις μετατοπίσουν σε περιόδους χαμηλότερων τιμών. Έτσι, επιτυγχάνουν μείωση στο λογαριασμό τους.
- **Μείωση ζήτησης:** Οι μπαταρίες μπορούν να επιτρέψουν στον αυτοπαραγωγό να μειώσει τη χρέωση της ζήτησης χρησιμοποιώντας την αποθηκευμένη ενέργεια για να ικανοποιήσει το φορτίο του που διαφορετικά θα συνέβαλλε στην αιχμή της ζήτησης.
- **Εφεδρεία συστήματος:** Σε περίπτωση αποτυχίας Δικτύου, η αποθήκευση ενέργειας σε συνδυασμό με μια τοπική γεννήτρια μπορεί να παρέχει εφεδρική ισχύ.

Κεφάλαιο 4

Τεχνοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων σε εφαρμογές ενεργειακού συμψηφισμού

4.1 Εισαγωγή

Ο οικιακός καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας, συνδέοντας ΦΒ σύστημα ή σύστημα ΦΒ και μπαταρίας εντός της ηλεκτρικής του εγκατάστασης με ενεργειακό συμψηφισμό παράγει ενέργεια που καταναλώνει ο ίδιος και μειώνει το λογαριασμό του στη ΔΕΗ. Παρουσιάζονται οι οικονομικοί δείκτες που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση του συστήματος με ΦΒ και χωρίς ή με μπαταρία. Χρησιμοποιούνται και τεχνικοί δείκτες που δείχνουν την ενεργειακή συμπεριφορά του αυτοπαραγωγού και τη δυνατότητα ανακούφισης της φόρτισης του Δικτύου. Μελετώνται δείκτες σχετικοί με την τάση και παρατηρείται πως η ανύψωση τάσης μετά τη σύνδεση ΦΒ λόγω της αντίστροφης ροής ισχύος όταν η ΦΒ παραγωγή είναι υψηλή και το φορτίο χαμηλό μπορεί να περιοριστεί με την προσθήκη μπαταρίας.

4.2 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης

4.2.1 Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV)

Η Καθαρά Παρούσα Αξία εκφράζει την οικονομική αξία μιας επένδυσης ανηγμένη στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής της λειτουργίας. Προκύπτει ως η διαφορά μεταξύ της εξοικονόμησης που έχει ο καταναλωτής με τη μείωση του λογαριασμού του στη ΔΕΗ και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Τα ποσά είναι ανηγμένα στο έτος αναφοράς χρησιμοποιώντας κατάλληλο επιτόκιο αναγωγής. Δίνεται από τη σχέση:

$$NPV = -K_0 + \sum_{y=1}^N \frac{S_y - OMC_y}{(1+d)^y} \quad (4.1)$$

όπου

K_0 =το κόστος της επένδυσης, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ είναι το κόστος αγοράς ΦΒ ενώ όταν ενσωματώνει και μπαταρία προστίθεται και το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί ανηγμένα σε παρούσες αξίες,

S_y =η εξοικονόμηση στο τιμολόγιο της ΔΕΗ το έτος y ,

OMC_y = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης,

d = η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται (επιτόκιο αναγωγής),

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη.

Ανάλογα με την τιμή της NPV που προκύπτει από την εφαρμογή της παραπάνω σχέσης αξιολογείται το επενδυτικό σχέδιο. Αν εξετάζονται σε συνδυασμό περισσότερα του ενός εναλλακτικά επενδυτικά σχέδια επιλέγεται εκείνο που έχει τη μεγαλύτερη NPV, με την προϋπόθεση η διάρκεια ζωής όλων των σχεδίων να είναι ίδια. Πιο συγκεκριμένα, για ένα σχέδιο:

- Αν $NPV > 0$, η επένδυση είναι κερδοφόρα.
- Εάν $NPV < 0$, η επένδυση καταλήγει σε ζημία και δεν πρέπει να προχωρήσει.
- Αν $NPV = 0$, τα έσοδα από το έργο αποπληρώνουν την αρχική επένδυση χωρίς όφελος ή ζημία για τον επενδυτή.

4.2.2 Ετήσιο Κέρδος (annual profit)

Στην περίπτωση που εξετάζονται έργα με διαφορετική διάρκεια ζωής, μια προτιμότερη μέθοδος αξιολόγησης είναι αφού υπολογιστεί η Καθαρά Παρούσα Αξία τους, στη συνέχεια να αναχθεί σε ισοδύναμες ετήσιες αξίες για όσα χρόνια διαρκεί η κάθε επένδυση. Το ετήσιο κέρδος δίνεται από τη σχέση:

$$annual\ profit = NPV \cdot \frac{d \cdot (1 + d)^N}{(1 + d)^N - 1} \quad (4.2)$$

όπου

NPV = η Καθαρά Παρούσα Αξία της επένδυσης,

N = η διάρκεια ζωής της επένδυσης,

d = το επιτόκιο αναγωγής.

Όσο μεγαλύτερο είναι τόσο αποδοτικότερη οικονομικά είναι η επένδυση.

4.2.3 Απόδοση Επένδυσης (ROI)

Ο δείκτης ROI μετράει την απόδοση της επένδυσης σε σχέση με το αρχικό κόστος της. Ορίζεται ως ο λόγος του καθαρού οφέλους στο τέλος του κύκλου ζωής της επένδυσης προς την αρχική επένδυση. Αν δεν έχει θετικό πρόσημο ή αν υπάρχουν άλλες επενδύσεις με υψηλότερη απόδοση τότε η επένδυση δεν θα πρέπει να αναληφθεί. Είναι πολύ δημοφιλής δείκτης λόγω της ευελιξίας και της απλότητας του. Προσεγγίζεται από τον τύπο:

$$ROI = \frac{NPV}{K_0} \quad (4.3)$$

όπου

NPV = η Καθαρά Παρούσα Αξία της επένδυσης,

K_0 = το κόστος της επένδυσης, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ είναι το κόστος αγοράς ΦΒ ενώ όταν ενσωματώνει και μπαταρία προστίθεται και το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί ανηγμένα σε παρούσες αξίες.

4.2.4 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)

Ο δείκτης IRR είναι η τιμή του επιτοκίου αναγωγής, που κάνει την NPV της επένδυσης, για τη διάρκεια της αξιολόγησης, ίση με το μηδέν. Ειδικότερα, αυτό που εκφράζει είναι η απόδοση κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της. Συνεπώς, ο IRR προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{y=1}^N \frac{S_y - OMC_y}{(1 + IRR)^y} = 0 \quad (4.4)$$

όπου

K_0 = το κόστος της επένδυσης, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ είναι το κόστος αγοράς ΦΒ ενώ όταν ενσωματώνει και μπαταρία προστίθεται και το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί ανηγμένα σε παρούσες αξίες,

S_y = η εξοικονόμηση στο τιμολόγιο της ΔΕΗ το έτος y ,

OMC_y = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης,

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη.

Για κάθε επένδυση υπάρχει ένας και μόνο IRR και ανάλογα με την προκύπτουσα τιμή του και την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων του επενδυτή (d) αξιολογείται η επένδυση, ως εξής:

- Εάν $IRR > d$, επιλέγεται η επένδυση.
- Εάν $IRR < d$, απορρίπτεται η επένδυση.
- Εάν $IRR = d$, είναι αδιάφορη η πραγματοποίηση ή μη της επένδυσης.

4.2.5 Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP)

Η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται ώστε να καλυφθεί η αρχική δαπάνη. Αγνοεί όμως τη διαχρονική αξία του χρήματος και τα μελλοντικά καθαρά έσοδα δεν ανάγονται σε παρούσα αξία αλλά χρησιμοποιούνται όπως είναι. Όσο μικρότερη είναι, τόσο το καλύτερο για τον επενδυτή. Είναι η λύση της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{y=1}^{SPBP} (S_y - OMC_y) = 0 \quad (4.5)$$

όπου

K_0 =το κόστος της επένδυσης, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ είναι το κόστος αγοράς ΦΒ ενώ όταν ενσωματώνει και μπαταρία προστίθεται και το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί δεν ανάγονται σε παρούσες αξίες,

S_y =η εξοικονόμηση στο τιμολόγιο της ΔΕΗ το έτος y ,

OMC_y = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης,

d = το επιτόκιο αναγωγής.

4.2.6 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP)

Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής είναι και αυτή ένας δείκτης για τον υπολογισμό του αριθμού των ετών που απαιτούνται για να αποσβεστεί η επένδυση. Σε αντίθεση με την Απλή Περίοδο Αποπληρωμής, στην Έντοκη οι μελλοντικές ταμειακές ροές ανάγονται σε παρούσα αξία και δίνεται μια πιο ρεαλιστική εικόνα της επένδυσης. Όσο μικρότερη είναι, τόσο το καλύτερο για τον επενδυτή. Είναι η λύση της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{y=1}^{DPBP} \frac{S_y - OMC_y}{(1+d)^y} = 0 \quad (4.6)$$

όπου

K_0 =το κόστος της επένδυσης, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ είναι το κόστος αγοράς ΦΒ ενώ όταν ενσωματώνει και μπαταρία προστίθεται και το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί ανηγμένα σε παρούσες αξίες,

S_y =η εξοικονόμηση στο τιμολόγιο της ΔΕΗ το έτος y ,

OMC_y = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης,

d = το επιτόκιο αναγωγής.

Μια επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη, εάν η τιμή του DPBP είναι μικρότερη από την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης και ικανοποιεί τις προσδοκίες του επενδυτή ως προς το χρόνο αποπληρωμής.

4.2.7 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE)

Ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας εκφράζει τη μέση τιμή με την οποία πρέπει να αποζημιώνεται η παραγωγή του σταθμού ώστε να αποσβένεται το κόστος αγοράς του ΦΒ και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΦΒ. Όταν είναι μικρότερο από τη λιανική τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, η ΦΒ τεχνολογία είναι ανταγωνιστική σε σχέση με τη συμβατική τεχνολογία. Η σχέση που χρησιμοποιείται είναι η εξής:

$$LCOE = \frac{K_{PV} + \sum_{y=1}^N \frac{OMC_{PV,y}}{(1+d)^y}}{\sum_{y=1}^N \frac{E_{PV,y}}{(1+d)^y}} \quad (4.7)$$

όπου

K_{PV} = το κόστος αγοράς ΦΒ,

$OMC_{PV,y}$ = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΦΒ,

$E_{PV,y}$ = η παραγωγή ενέργειας του ΦΒ συστήματος το έτος y ,

d = το επιτόκιο αναγωγής,

N = η διάρκεια ζωής της επένδυσης σε έτη.

4.2.8 Κόστος Ενέργειας (COE)

Ο δείκτης του Κόστους Ενέργειας ορίζεται ως ο λόγος του συνόλου των δαπανών για το ΦΒ κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης προς την ενέργεια που παράγεται σε αυτή τη διάρκεια. Χρησιμοποιούνται τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης όπως εμφανίζονται στο μέλλον και όχι οι παρούσες αξίες τους.

$$COE = \frac{K_{PV} + \sum_{y=1}^N OMC_{PV,y}}{\sum_{y=1}^N E_{PV,y}} \quad (4.8)$$

όπου

K_{PV} = το κόστος αγοράς ΦΒ,

$OMC_{PV,y}$ = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΦΒ,

$E_{PV,y}$ = η παραγωγή ενέργειας του ΦΒ συστήματος το έτος y ,

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη.

4.2.9 Ετήσιο Κόστος Ενέργειας (annual_COE)

Ο δείκτης του Ετήσιου Κόστους Ενέργειας προκύπτει από τη διαίρεση του ετήσιου κόστους για το ΦΒ σύστημα με τη μέση ετήσια παραγωγή του στη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Για να υπολογιστεί το ετήσιο κόστος ΦΒ, το κόστος επένδυσης έχει αναχθεί σε ισοδύναμες ετήσιες αξίες για όσα χρόνια διαρκεί η επένδυση.

$$annual_COE = \frac{K_{PV} \cdot \frac{d}{1 - (1 + d)^{-N}} + OMC_{PV,y}}{\frac{\sum_{y=1}^N E_{PV,y}}{20}} \quad (4.9)$$

όπου

K_{PV} =το κόστος αγοράς ΦΒ,

$OMC_{PV,y}$ = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΦΒ,

$E_{PV,y}$ = η παραγωγή ενέργειας του ΦΒ συστήματος το έτος y ,

d = το επιτόκιο αναγωγής,

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη.

4.2.10 Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS) για αυτοπαραγωγή με ΦΒ και μπαταρία

Ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Αποθήκευσης Ενέργειας εκφράζει το κόστος της μπαταρίας στο να παρέχει ενέργεια στο φορτίο. Η σχέση που χρησιμοποιείται είναι η εξής:

$$LCOS = \frac{K_{ESS} + \sum_{y=1}^N \frac{OMC_{ESS,y}}{(1 + d)^y}}{\sum_{y=1}^N \frac{E_{ESS_LOAD,y}}{(1 + d)^y}} \quad (4.10)$$

όπου

K_{ESS} =το κόστος μπαταρίας που περιλαμβάνει το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί ανηγμένα σε παρούσες αξίες,

$OMC_{ESS,y}$ = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μπαταρίας,

$E_{ESS_LOAD,y}$ =η ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης που πάει στο φορτίο, το έτος y ,

d = το επιτόκιο αναγωγής,

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη.

4.2.11 Κόστος Αποθήκευσης (COS) για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία

Ο δείκτης του Κόστους Αποθήκευσης Ενέργειας ορίζεται ως ο λόγος του συνόλου των δαπανών για μπαταρία κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης προς την ενέργεια που πηγαίνει από τη μπαταρία στο φορτίο σε αυτή τη διάρκεια. Χρησιμοποιούνται τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί όπως εμφανίζονται στο μέλλον και όχι οι παρούσες αξίες τους.

$$COS = \frac{K_{ESS} + \sum_{y=1}^N OMC_{ESS,y}}{\sum_{y=1}^N E_{ESS_LOAD,y}} \quad (4.11)$$

όπου

K_{ESS} = το κόστος μπαταρίας που περιλαμβάνει το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί χωρίς να ανάγονται σε παρούσες αξίες,

$OMC_{ESS,y}$ = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μπαταρίας,

$E_{ESS_LOAD,y}$ =η ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης που πάει στο φορτίο, το έτος y ,

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη.

4.2.12 Ετήσιο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (annual_COS) για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία

Ο δείκτης του Ετήσιου Κόστους Αποθήκευσης Ενέργειας προκύπτει από τη διαίρεση του ετήσιου κόστους για τη μπαταρία με τη μέση ετήσια ενέργεια που πηγαίνει από μπαταρία στο φορτίο στη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Για να υπολογιστεί το ετήσιο κόστος συστήματος μπαταρίας, το κόστος μπαταρίας έχει αναχθεί σε ισοδύναμες ετήσιες αξίες για όσα χρόνια διαρκεί η επένδυση.

$$annual_COS = \frac{K_{ESS} \cdot \frac{d}{1 - (1 + d)^{-N}} + OMC_{ESS,y}}{\frac{\sum_{y=1}^N E_{ESS_LOAD,y}}{20}} \quad (4.12)$$

όπου

K_{ESS} = το κόστος μπαταρίας που περιλαμβάνει το αρχικό κόστος αγοράς συστήματος μπαταρίας αντιστροφέα και τα επιπλέον κόστη από αντικατάσταση μπαταρίας αν χρειαστεί ανηγμένα σε παρούσες αξίες,

$OMC_{ESS,y}$ = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μπαταρίας,

$E_{ESS_LOAD,y}$ =η ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης που πάει στο φορτίο, το έτος y ,

d = το επιτόκιο αναγωγής,

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη.

4.2.13 Μέσο Κόστος καταναλισκόμενης ενέργειας στη διάρκεια της επένδυσης ($p_{EL,avg}$)

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα κόστη που συνδέονται με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο, την παραγωγή της από ΦΒ και την αποθήκευσης της σε μπαταρία μπορεί να γίνει σύγκριση της κερδοφορίας των διαφόρων συνθέσεων του συστήματος. Το κόστος καταναλισκόμενος ηλεκτρικής ενέργειας του νοικοκυριού για το έτος y σε €/kWh μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν ένα μέτρο για τον προσδιορισμό της σχέσης κόστους-ωφέλειας και προκύπτει διαιρώντας το άθροισμα όλων των ετήσιων εξόδων με την ετήσια κατανάλωση φορτίου:

$$p_{EL,y} = \frac{AC_{ESS} + AC_{PV} + \Delta EH_y}{E_{LOAD,y}} \quad (4.13)$$

όπου

AC_{ESS} = το ετήσιο κόστος συστήματος αποθήκευση,

AC_{PV} = το ετήσιο κόστος συστήματος ΦΒ,

ΔEH_y = το κόστος ΗΕ από το δίκτυο για το έτος y ,

$E_{LOAD,y}$ = η κατανάλωση του νοικοκυριού, το έτος y .

Για την αξιολόγηση της επένδυσης στην περίοδο των N χρόνων χρησιμοποιείται ο μέσος όρος από τα κόστη καταναλισκόμενης ΗΕ.

$$p_{EL,avg} = \frac{\sum_{y=1}^N p_{EL,y}}{N} \quad (4.14)$$

4.2.14 Μέσες τιμές των συνιστωσών του ρεύματος στη διάρκεια της επένδυσης

Αφού υπολογιστούν οι χρεώσεις προμήθειας, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις και οι φόροι βάσει των οποίων προκύπτει η συνολική χρέωση του αυτοπαραγωγού για το έτος y , εκφράζονται σε €/kWh φορτίου σύμφωνα με τις παρακάτω σχέσεις:

$$p_{XP,y} = \frac{XP_y}{E_{LOAD,y}} \quad (4.15)$$

$$p_{RYTHM,y} = \frac{RYTHM_y}{E_{LOAD,y}} \quad (4.16)$$

$$p_{FOROI,y} = \frac{FOROI_y}{E_{LOAD,y}} \quad (4.17)$$

$$p_{\Delta EH,y} = \frac{\Delta EH_y}{E_{LOAD,y}} \quad (4.18)$$

όπου

$p_{XP,y}$ = το κόστος χρέωσης προμήθειας σε €/kWh για το έτος y ,

$p_{RYTHM,y}$ = το κόστος ρυθμιζόμενων χρεώσεων σε €/kWh για το έτος y ,

$p_{FOROI,y}$ = το κόστος για φόρους σε €/kWh για το έτος y ,

$p_{\Delta EH,y}$ = η λιανική τιμή σε €/kWh για το έτος y ,

XP_y = οι χρεώσεις προμήθειας ΗΕ για το έτος y ,

$RYTHM_y$ = οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις για το έτος y ,

$FOROI_y$ = οι φόροι για το έτος y ,

ΔEH_y = το συνολικό κόστος του ηλεκτρικού ρεύματος για το έτος y ,

$E_{LOAD,y}$ = η κατανάλωση του νοικοκυριού, το έτος y .

Για τα παραπάνω υπολογίζονται οι μέσες τιμές για την περίοδο των N χρόνων.

$$p_{XP,avg} = \frac{\sum_{y=1}^N p_{XP,y}}{N} \quad (4.19)$$

$$p_{RYTHM,avg} = \frac{\sum_{y=1}^N p_{RYTHM,y}}{N} \quad (4.20)$$

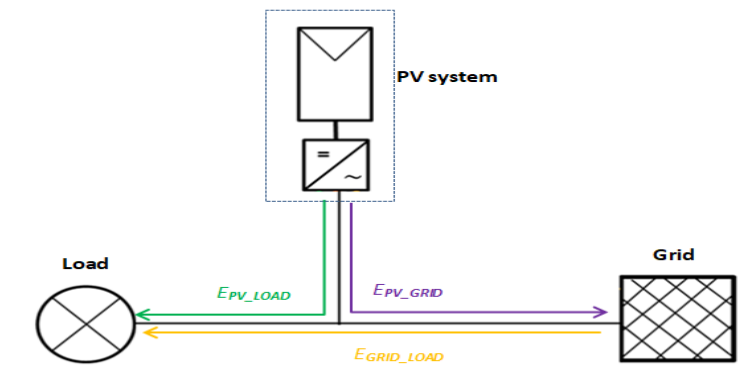
$$p_{FOROI,avg} = \frac{\sum_{y=1}^N p_{FOROI,y}}{N} \quad (4.21)$$

$$p_{\Delta EH,avg} = \frac{\sum_{y=1}^N p_{\Delta EH,y}}{N} \quad (4.22)$$

4.3 Τεχνικοί δείκτες αξιολόγησης

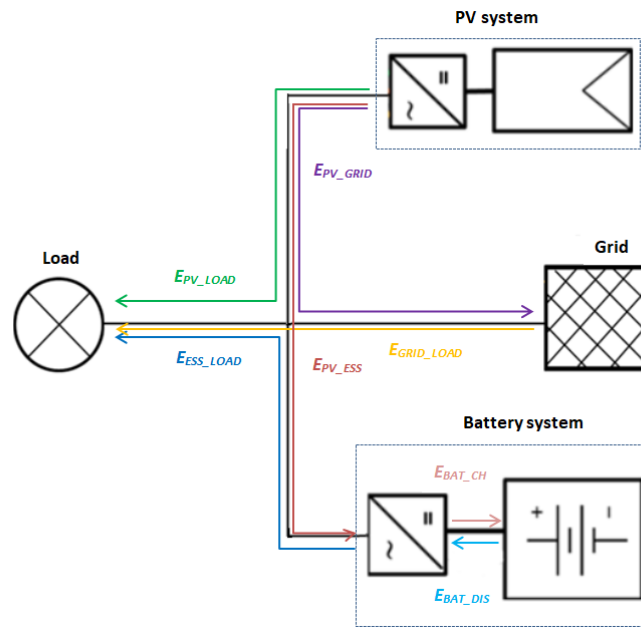
Για τη μελέτη και την ανάλυση της ενεργειακής συμπεριφοράς του οικιακού αυτοπαραγωγού με αποθήκευση υπολογίζονται διάφοροι δείκτες που περιγράφονται παρακάτω. Οι ετήσιες χρονοσειρές ΦΒ παραγωγής και φορτίου που χρησιμοποιούνται είναι με ανάλυση δεκαπενταλέπτου και η προσομοίωση του οικιακού συστήματος έγινε με βήμα δεκαπενταλέπτου για να δούμε τη λειτουργία του σε όσο το δυνατόν πιο πραγματικό χρόνο.¹

Τα επόμενα σχηματικά διαγράμματα παρουσιάζουν τη διαμόρφωση του συστήματος με τις ροές ενέργειας για σύστημα αυτοπαραγωγής μόνο με ΦΒ (Σχήμα 6.1) αλλά και για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία (Σχήμα 7.1). Οι μεταβλητές και οι αναλυτικές εξισώσεις που μοντελοποιούν αυτά τα συστήματα εξηγούνται με λεπτομέρεια στις επόμενες ενότητες. Τα βέλη δείχνουν την κατεύθυνση ενέργειας μεταξύ του ΦΒ, του φορτίου, της μπαταρίας όταν υπάρχει και του Δικτύου.



Σχήμα 4.1 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος σε οικιακό φορτίο

¹ Χρησιμοποιούνται τόσο η έννοια της ενέργειας όσο και της ισχύς και λόγω της δειγματοληψίας ανά δεκαπεντάλεπτο η ισχύς δεκαπενταλέπτου είναι 4 φορές η ενέργεια δεκαπενταλέπτου.



Σχήμα 4.2 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος με μπαταρία σε οικιακό φορτίο, AC σύνδεση

Για την περιγραφή των δεικτών αξιολόγησης χρειάζεται να οριστούν και να υπολογιστούν οι ετήσιες ενέργειες ως εξής:

- Κατανάλωση του νοικοκυριού, το έτος y

$$E_{LOAD,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{LOAD,i,y} \quad (4.23)$$

- ΦΒ παραγωγή, το έτος y

$$E_{PV,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{PV,i,y} \quad (4.24)$$

- Απορροφώμενη ενέργεια από το Δίκτυο, το έτος y

$$E_{GRID_LOAD,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{GRID_LOAD,i,y} \quad (4.25)$$

- Εγχεόμενη ενέργεια στο Δίκτυο, το έτος y

$$E_{PV_GRID,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{PV_GRID,i,y} \quad (4.26)$$

- Ενέργεια από το ΦΒ που φορτίζει το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία και ο αντιστροφέας της), το έτος y

$$E_{PV_ESS,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{PV_ESS,i,y} \quad (4.27)$$

- Ενέργεια που τελικά αποθηκεύεται στη μπαταρία, το έτος y

$$E_{BAT_CH,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{BAT_CH,i,y} \quad (4.28)$$

- Ενέργεια που εκφορτίζεται από το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία και ο αντιστροφέας της) και πάει στο φορτίο, το έτος y

$$E_{ESS_LOAD,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{ESS_LOAD,i,y} \quad (4.29)$$

- Ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία, το έτος y

$$E_{BAT_DIS,y} = \sum_{i=1}^{35040} E_{BAT_DIS,i,y} \quad (4.30)$$

- Μέση ημερήσια απορροφώμενη ενέργεια από το Δίκτυο, ανά ώρα h , το έτος y

$$E_{GRID_LOAD,h,y} = \sum_{k=1}^{365} \sum_{j=1}^4 E_{GRID_LOAD,i,y} / 365 \quad (4.31)$$

και $i = j + 4 \cdot (h - 1) + 96 \cdot (k - 1)$

- Μέση ημερήσια εγχεόμενη ενέργεια στο Δίκτυο, ανά ώρα h , το έτος y

$$E_{PV_GRID,h,y} = \sum_{k=1}^{365} \sum_{j=1}^4 E_{PV_GRID,i,y} / 365 \quad (4.32)$$

και $i = j + 4 \cdot (h - 1) + 96 \cdot (k - 1)$

- Μέση ημερήσια ενέργεια που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο, ανά ώρα h , το έτος y

$$E_{HOME,h,y} = \sum_{k=1}^{365} \sum_{j=1}^4 E_{HOME,i,y} / 365 \quad (4.33)$$

και $i = j + 4 \cdot (h - 1) + 96 \cdot (k - 1)$

- Μέση ημερήσια απορροφώμενη ενέργεια από το Δίκτυο ανά ώρα h , τον μήνα m , το έτος y

$$E_{GRID_LOAD,h,m,y} = \sum_{k=k_{m-1}+1}^{k_m} \sum_{j=1}^4 E_{GRID_LOAD,i,y} / md \quad (4.34)$$

$$i = j + 4 \cdot (h - 1) + 96 \cdot (k - 1)$$

	0	$m = 0$
$md =$	31	$m = 1, 3, 5, 7, 8, 10, 12$
	28	$m = 2$
	30	$m = 4, 6, 9, 11$

$$\text{και } k_m = k_{m-1} + md$$

Το k_m δείχνει σε ποια από τις 365 μέρες του έτους αντιστοιχούν οι τελευταίες μέρες του κάθε μήνα. Η πρώτη μέρα του κάθε μήνα είναι το $k_{m-1} + 1$.

- Μέση ημερήσια εγχεόμενη ενέργεια στο Δίκτυο ανά ώρα h , τον μήνα m , το έτος y

$$E_{PV_GRID,h,m,y} = \sum_{k=k_{m-1}+1}^{k_m} \sum_{j=1}^4 E_{PV_GRID,i,y} / md \quad (4.35)$$

$$i = j + 4 \cdot (h - 1) + 96 \cdot (k - 1)$$

$md =$	0	$m = 0$
	31	$m = 1, 3, 5, 7, 8, 10, 12$
	28	$m = 2$
	30	$m = 4, 6, 9, 11$
και	$k_m = k_{m-1} + md$	

Το k_m δείχνει σε ποια από τις 365 μέρες του έτους αντιστοιχούν οι τελευταίες μέρες του κάθε μήνα. Η πρώτη μέρα του κάθε μήνα είναι το $k_{m-1} + 1$.

4.3.1 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR) [42], [21], [43], [37], [44]

Ο Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης του συστήματος ορίζεται ως ο λόγος της ενέργειας από την παραγωγή του ΦΒ που καταναλώνεται άμεσα από τον αυτοπαραγωγό ή χρησιμοποιείται για να φορτίσει την μπαταρία, αν υπάρχει, προς τη συνολική παραγωγή του ΦΒ. Επομένως:

$$SCR^2 = \frac{E_{PV_LOAD,y} + E_{PV_ESS,y}}{E_{PV,y}} \quad (4.36)$$

όπου

$E_{PV_LOAD,y}$ = η ενέργεια του ΦΒ που χρησιμοποιείται απευθείας στο φορτίο, το έτος y ,

$E_{PV_ESS,y}$ = η ενέργεια του ΦΒ που πάει στο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, το έτος y ,

$E_{PV,y}$ = η παραγωγή ενέργειας του ΦΒ συστήματος, το έτος y .

4.3.2 Βαθμός Αυτονομίας (SSR) [42], [21], [43], [37], [44]

Ο Βαθμός Αυτονομίας του συστήματος εκφράζει την ικανότητα του συστήματος να ικανοποιεί τις ανάγκες του. Ορίζεται ως ο λόγος της ενέργειας από την παραγωγή του ΦΒ που καταναλώνεται άμεσα από τον αυτοπαραγωγό ή εκφορτίζεται από την μπαταρία, αν υπάρχει, προς τη συνολική ζήτηση του φορτίου. Επομένως:

² Όταν το σύστημα περιλαμβάνει μόνο ΦΒ δεν χρησιμοποιείται ενέργεια από την παραγωγή του ΦΒ για να φορτίσει η μπαταρία οπότε στον τύπο του SCR ο όρος $E_{PV_ESS,y}$ απλώς αγνοείται.

$$SSR^3 = \frac{E_{PV_LOAD,y} + E_{ESS_LOAD,y}}{E_{LOAD,y}} \quad (4.37)$$

όπου

$E_{PV_LOAD,y}$ = η ενέργεια του ΦΒ που χρησιμοποιείται απευθείας στο φορτίο, το έτος y ,

$E_{ESS_LOAD,y}$ = η ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης που πάει στο φορτίο, το έτος y ,

$E_{LOAD,y}$ = η ζήτηση του φορτίου, το έτος y .

4.3.3 Βαθμός απωλειών συστήματος ΦΒ-μπαταρίας (SLR) για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία [44]

Ο Δείκτης Απωλειών Μπαταρίας ορίζεται ως ο λόγος της ενέργειας που χάνεται κατά τη φόρτιση και την εκφόρτιση της μπαταρίας ως προς τη κατανάλωση. Επομένως:

$$SLR = \frac{E_{PV_ESS,y} - E_{ESS_LOAD,y}}{E_{LOAD,y}} \quad (4.38)$$

όπου

$E_{PV_ESS,y}$ = η ενέργεια του ΦΒ που πάει στο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, το έτος y ,

$E_{ESS_LOAD,y}$ = η ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης που πάει στο φορτίο, το έτος y ,

$E_{LOAD,y}$ = η ζήτηση του φορτίου, το έτος y .

4.3.4 Διείσδυση ΦΒ ισχύος ($PV_{power_penetration}$) [45]

Η διείσδυση ΦΒ ισχύος ορίζεται ως ο λόγος της εγκατεστημένης ισχύς ΦΒ προς την μέγιστη ισχύ ζήτησης που εμφανίζεται στη διάρκεια του χρόνου.

$$PV_{power_penetration} = \frac{P_{nom}}{P_{peak_load}} \quad (4.39)$$

όπου

P_{nom} = η εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ,

P_{peak_load} = η μέγιστη ισχύς ζήτησης στη διάρκεια του χρόνου.

³ Όταν το σύστημα περιλαμβάνει μόνο ΦΒ δεν υπάρχει μπαταρία που δίνει ενέργεια στο φορτίο οπότε στον τύπο του SSR ο όρος $E_{ESS_LOAD,y}$ απλώς αγνοείται.

4.3.5 Διείσδυση ΦΒ ενέργειας ($PV_{energy_penetration}$)

Επιπλέον υπολογίζεται και ενεργειακά το ποσοστό διείσδυσης του ΦΒ στο σύστημα ορίζοντας ένα δείκτη με αριθμητή την ετήσια ΦΒ παραγωγή ενέργειας και παρανομαστή την ετήσια κατανάλωση ενέργειας.

$$PV_{energy_penetration} = \frac{E_{PV,y}}{E_{LOAD,y}} \quad (4.40)$$

όπου

$E_{PV,y}$ = η παραγωγή ενέργειας του ΦΒ συστήματος, το έτος y ,

$E_{LOAD,y}$ = η ζήτηση του φορτίου, το έτος y .

4.3.6 Ποσοστό εγχεόμενης ισχύος δεκαπενταλέπτου προς την εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ σύστημα (p)

$$p = \frac{P_{PV_GRID,i,y}}{P_{nom}} \cdot 100 \quad (4.41)$$

όπου

$P_{PV_GRID,i,y}$ = η εγχεόμενη ισχύς, το δεκαπεντάλεπτο i , το έτος y ,

P_{nom} = η εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ.

Το ποσοστό αυτό χρησιμοποιείται για να ελεγχθεί στη διάρκεια του έτους αν η εγχεόμενη ισχύς είναι υψηλή δημιουργώντας προβλήματα υπερφόρτωσης στο Δίκτυο και είναι ιδιαίτερα χρήσιμος. Στη Γερμανία που η συντριπτική πλειοψηφία των ΦΒ εγκαταστάσεων περίπου 13 GW συνδέονται στο Δίκτυο ΧΤ, για να αντιμετωπιστούν προβλήματα υπέρτασης στη διάρκεια του έτους περιορίζεται η εγχεόμενη ισχύς στο 70% της εγκατεστημένης. Εναλλακτικά, μπορούν να χρησιμοποιήσουν μπαταρίες για αποθήκευση ενέργειας. Αν η αγορά της μπαταρίας επιδοτείται από την κυβέρνηση το ανώτερο όριο μειώνεται στο 60% [46], [37].

Το p στη διάρκεια του χρόνου παίρνει τιμές από 0 μέχρι 100. Για να πραγματοποιηθεί η ανάλυση χωρίζεται το διάστημα 0-100 σε 10 ίσα διαστήματα μεγέθους 10 και επιπλέον θεωρείται και το διάστημα που το p είναι 0. Υπολογίζεται το πλήθος των δεκαπενταλέπτων που βρίσκονται στα διαστήματα ποσοστών και το ποσοστό της εγχεόμενης ενέργειας στα διαστήματα αυτά ως προς την παραγωγή του ΦΒ στη διάρκεια του έτους.

Επιπλέον, υπολογίζεται το πλήθος των δεκαπενταλέπτων για τα διάφορα διαστήματα ποσοστών ανάλογα με την ώρα της ημέρας και το ποσοστό της εγχεόμενης ενέργειας στα διαστήματα στα διαστήματα αυτά ως προς την παραγωγή του ΦΒ στη διάρκεια του έτους.

4.3.7 Μείωση στην ετήσια απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας

Έχουν οριστεί και υπολογιστεί δείκτες που εκφράζουν τη δυνατότητα του αυτοπαραγωγού με την ενσωμάτωση μπαταρίας να περιορίσει την εξάρτηση του από το Δίκτυο και να απορροφά λιγότερη ενέργεια ετησίως.

- Ποσοστό μείωσης της απορροφώμενης ενέργειας για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την απορροφώμενη ενέργεια για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία (Flattening_Demand_1)

$$Flattening_Demand_1 = \frac{E_{GRID_LOAD,y_{WPV_wESS}} - E_{GRID_LOAD,y_{woPV_woESS}}}{E_{GRID_LOAD,y_{woPV_woESS}}} \quad (4.42)$$

όπου

$E_{GRID_LOAD,y_{WPV_wESS}}$ = η απορροφώμενη ενέργεια για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία, το έτος y ,

$E_{GRID_LOAD,y_{woPV_woESS}}$ = η απορροφώμενη ενέργεια για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία, το έτος y .

- Ποσοστό μείωσης της απορροφώμενης ενέργειας για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την απορροφώμενη ενέργεια για σύστημα μόνο με ΦΒ (Flattening_Demand_2)

$$Flattening_Demand_2 = \frac{E_{GRID_LOAD,y_{WPV_wESS}} - E_{GRID_LOAD,y_{WPV_woESS}}}{E_{GRID_LOAD,y_{WPV_woESS}}} \quad (4.43)$$

όπου

$E_{GRID_LOAD,y_{WPV_wESS}}$ = η απορροφώμενη ενέργεια για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία, το έτος y ,

$E_{GRID_LOAD,y_{WPV_woESS}}$ = η απορροφώμενη ενέργεια για σύστημα που περιλαμβάνει το ίδιο ΦΒ χωρίς μπαταρία, το έτος y .

4.3.8 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης από το Δίκτυο

Για μια καλύτερη εικόνα του τρόπου με τον οποίο μειώνονται οι μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης μετά την προσθήκη και της μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής δεν υπολογίζεται μόνο η μείωση της μέγιστης ισχύος απορρόφησης του έτους που θα βασιζόταν σε μία μόνο τιμή αλλά η μείωση για το 10% των δεκαπενταλέπτων του έτους με τις μεγαλύτερες τιμές ισχύος απορρόφησης. Επιπλέον, υπολογίζεται η μείωση απορρόφησης και για τις βραδινές ώρες του έτους που οι οικιακοί καταναλωτές εμφανίζουν αυξημένες απαιτήσεις από το Δίκτυο.

- Ποσοστό μείωσης του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων του χρόνου για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς το 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία (peak_shaving_demand_1)

$$peak_shaving_demand_1 = \frac{P_{10\%max_abs_{wPV_wESS}} - P_{10\%max_abs_{woPV_woESS}}}{P_{10\%max_abs_{wPV_woESS}}} \quad (4.44)$$

όπου

$P_{10\%max_abs_{wPV_wESS}}$ = η μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ,

$P_{10\%max_abs_{woPV_woESS}}$ = η μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία.

- Ποσοστό μείωσης του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων του χρόνου για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς το 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ (peak_shaving_demand_2)

$$peak_shaving_demand_2 = \frac{P_{10\%max_abs_{wPV_wESS}} - P_{10\%max_abs_{wPV_woESS}}}{P_{10\%max_abs_{woPV_woESS}}} \quad (4.45)$$

όπου

$P_{10\%max_abs_{wPV_wESS}}$ = η μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ,

$P_{10\%max_abs_{wPV_woESS}}$ = η μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων για σύστημα που περιλαμβάνει το ίδιο ΦΒ χωρίς μπαταρία.

- Ποσοστό μείωσης της μέσης απορροφώμενης ισχύος τις ώρες 20-22 για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς τη μέση απορροφώμενη ισχύς αυτές τις ώρες για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία (peak_shaving_demand_1_20_22)

$$peak_shaving_demand_1_20_22 = \frac{P_{abs20_22_{wPV_wESS}} - P_{abs20_22_{woPV_woESS}}}{P_{abs20_22_{woPV_woESS}}} \quad (4.46)$$

όπου

$P_{abs20_22_{wPV_wESS}}$ = η μέση ισχύς των απορροφήσεων στις ώρες 20 με 22 για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ,

$P_{abs20_22_{woPV_woESS}}$ = η μέση ισχύς των απορροφήσεων στις ώρες 20 με 22 για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία.

- Ποσοστό μείωσης της μέσης απορροφώμενης ισχύος τις ώρες 20-22 για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς τη μέση απορροφώμενη ισχύς αυτές τις ώρες για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ (peak_shaving_demand_2_20_22)

$$peak_shaving_demand_2_20_22 = \frac{P_{abs20_22_{wPV_wESS}} - P_{abs20_22_{wPV_woESS}}}{P_{abs20_22_{wPV_woESS}}} \quad (4.47)$$

όπου

$P_{abs20_22_{WPV_wESS}}$ = η μέση ισχύς των απορροφήσεων στις ώρες 20 με 22 για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία,

$P_{abs20_22_{WPV_woESS}}$ = η μέση ισχύς των απορροφήσεων στις ώρες 20 με 22 για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ.

4.3.9 Μείωση στην ετήσια ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας

Έχουν οριστεί και υπολογιστεί δείκτες που εκφράζουν τη δυνατότητα του αυτοπαραγωγού με την ενσωμάτωση μπαταρίας να εγχέει μικρότερες ποσότητες ενέργειας στο Δίκτυο ετησίως.

- Ποσοστό μείωσης της εγχεόμενης για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την εγχεόμενη ενέργεια για σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ (Flattening_PV_injection)

$$Flattening_PV_injection = \frac{E_{PV_GRID,y_{WPV_wESS}} - E_{PV_GRID,y_{WPV_woESS}}}{E_{PV_GRID,y_{WPV_woESS}}} \quad (4.48)$$

όπου

$E_{PV_GRID,y_{WPV_wESS}}$ = η εγχεόμενη ενέργεια για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία, το έτος y ,

$E_{PV_GRID,y_{WPV_woESS}}$ = η εγχεόμενη ενέργεια για σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ, το έτος y .

4.3.10 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο

Για μια πιο καλή εικόνα του τρόπου με τον οποίο μειώνονται οι μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης μετά την προσθήκη και μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής δεν υπολογίζεται η μείωση της μέγιστης ισχύος έγχυσης του έτους που θα βασιζόταν σε μία μόνο τιμή αλλά η μείωση για το 10% των δεκαπενταλέπτων του έτους με τις μεγαλύτερες τιμές ισχύος έγχυσης. Επιπλέον, υπολογίζεται η μείωση έγχυσης και για τις μεσημεριανές ώρες του έτους που το ΦΒ παράγει μεγάλες τιμές ισχύος.

- Ποσοστό μείωσης του 10% των μεγαλύτερων εγχύσεων του χρόνου για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς το 10% των μεγαλύτερων εγχύσεων για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ (peak_shaving_injection)

$$peak_shaving_injection = \frac{P_{10\%max_inj_{WPV_wESS}} - P_{10\%max_inj_{WPV_woESS}}}{P_{10\%max_inj_{WPV_woESS}}} \quad (4.49)$$

όπου

$P_{10\%max_inj_{wPV_wESS}}$ = η μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων εγχύσεων για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία,

$P_{10\%max_inj_{wPV_woESS}}$ = η μέση ισχύς του 10% των μεγαλύτερων εγχύσεων για σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ.

- Ποσοστό μείωσης της μέσης εγχεόμενης ισχύος τις ώρες 11-15 για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς τη μέση εγχεόμενη ισχύς αυτές τις ώρες για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ (peak_shaving_injection_11_15)

$$peak_shaving_injection_11_15 = \frac{P_{inj11_15_{wPV_wESS}} - P_{inj11_15_{wPV_woESS}}}{P_{inj11_15_{wPV_woESS}}} \quad (4.50)$$

όπου

$P_{inj11_15_{wPV_wESS}}$ = η μέση ισχύς των εγχύσεων στις ώρες 11 με 15 για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία,

$P_{inj11_15_{wPV_woESS}}$ = η μέση ισχύς των εγχύσεων στις ώρες 11 με 15 για σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ.

4.3.11 Μείωση στην ετήσια ενέργεια που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας

- Ποσοστό μείωσης της ενέργειας που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο ένας απλός καταναλωτής χωρίς ΦΒ και μπαταρία (Flattening EnergyFlow_1)

$$Flattening_EnergyFlow_1 = \frac{\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwESS} - \sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{woPVwoESS}}{\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{woPVwoESS}} \quad (4.51)$$

όπου

$\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwESS}$ = το άθροισμα για ένα χρόνο των απόλυτων ενεργειών ανά δεκαπεντάλεπτο που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία,

$\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwoESS}$ = το άθροισμα για ένα χρόνο των απόλυτων ενεργειών ανά δεκαπεντάλεπτο που παίρνει το φορτίο από το Δίκτυο για απλό καταναλωτή χωρίς ΦΒ και μπαταρία.

- Ποσοστό μείωσης της ενέργειας που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο για το σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία ως προς την ενέργεια που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο ΦΒ (Flattening EnergyFlow_2)

$$Flattening_EnergyFlow_2 = \frac{\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwESS} - \sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwoESS}}{\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwoESS}} \quad (4.52)$$

όπου

$\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwESS}$ = το άθροισμα για ένα χρόνο των απόλυτων ενεργειών ανά δεκαπεντάλεπτο που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο για σύστημα που περιλαμβάνει ΦΒ και μπαταρία,

$\sum_{i=1}^{35040} |E_{home}|_{wPVwoESS}$ = το άθροισμα για ένα χρόνο των απόλυτων ενεργειών ανά δεκαπεντάλεπτο που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο για σύστημα που περιλαμβάνει μόνο το ΦΒ.

4.3.12 Τάση στη γραμμή ΧΤ

Όταν συνδέεται ΦΒ σύστημα στη γραμμή ΧΤ, η ενεργός ισχύς που παράγει μειώνει τη ροή ισχύος από τον υποσταθμό ΜΤ/ΧΤ και κατ' επέκταση την πτώση τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης του φορτίου και του ΦΒ. Πιθανόν όμως είναι να προκληθεί ανύψωση τάσης στη γραμμή λόγω της αντίστροφης ροής ισχύος από το ΦΒ στο Δίκτυο, κυρίως τις ώρες της ημέρας που μεγιστοποιείται η ΦΒ παραγωγή και το φορτίο είναι μικρό. Στη συνέχεια, ορίζονται δείκτες που χρησιμοποιούνται για τη μελέτη της ανύψωσης της τάσης που επιφέρει η σύνδεση του ΦΒ και το πώς βελτιώνεται με την ενσωμάτωση μπαταρίας που μειώνει την αντίστροφη ροή ενέργειας από το ΦΒ στο Δίκτυο.

- Φασική τάση στη γραμμή ΧΤ δεκαπενταλέπτου (V_i) σε V
Αφού συνδεθεί στη γραμμή ΧΤ του αυτοπαραγωγού το ΦΒ σύστημα ή το σύστημα ΦΒ-μπαταρίας υπολογίζεται η φασική τάση της γραμμής στο σημείο σύνδεσης του. Θεωρείται γραμμή ΧΤ ΣΚ 4x120 ΑΙ μήκους 200 m⁴.

$$V_i = 1000 \cdot \frac{V_{nom,\pi} + \frac{R \cdot I \cdot (P_{PV,i} - P_{LOAD,i} - P_{PV_ESS,i} + P_{ESS_LOAD,i}) + X \cdot I \cdot \tan(\arccos(\Sigma I)) \cdot P_{LOAD,i}}{V_{nom,\pi} \cdot 1000}}{\sqrt{3}} \quad (4.53)$$

όπου

$P_{PV,i}$ = η ισχύς ΦΒ (σε kW), το δεκαπεντάλεπτο i ,

$P_{LOAD,i}$ = η ισχύς φορτίου (σε kW), το δεκαπεντάλεπτο i ,

$P_{PV_ESS,i}$ = η ισχύς από το ΦΒ που φορτίζει το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της) (σε kW), το δεκαπεντάλεπτο i ,

$P_{ESS_LOAD,i}$ = η ισχύς που εκφορτίζεται από το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της) και πάει στο φορτίο, το δεκαπεντάλεπτο i ,

$\Sigma I = 0,98$,

⁴ Για απλούστευση των υπολογισμών, θεωρείται ότι όλα τα φορτία είναι συνδεδεμένα σε απόσταση 200 m από το Δίκτυο.

$$V_{nom_π} = 0,4 \text{ kV},$$

$$R = 0,284 \text{ Ω/km},$$

$$X = 0,083 \text{ Ω/km},$$

$$l = 0,2 \text{ km}.$$

- Μέση φασική τάση στη γραμμή ΧΤ στη διάρκεια του έτους (\bar{V})
- Μέση φασική τάση στη γραμμή ΧΤ στη διάρκεια του έτους του 10% των μεγαλύτερων τάσεων ($V_{10\%max}$)⁵
- RMS_voltage

Ο δείκτης RMS voltage δείχνει στη διάρκεια του χρόνου την απόκλιση της φασικής τάσης από την ονομαστική.

$$RMS_voltage = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{35040} (V_i - V_{nom_φ})^2}{35040}} \quad (4.54)$$

όπου,

V_i = η φασική τάση γραμμής δεκαπενταλέπτου (σε V),

$$V_{nom_φ} = 230V.$$

- Ανύψωση τάσης (δV)

$$\delta V = 100 \cdot \frac{P_{PV_GRID,i} \cdot R \cdot l}{V_{nom_π}^2 \cdot 1000} \quad (4.55)$$

όπου

$P_{PV_GRID,i}$ = η ισχύς του ΦΒ που εγχέεται στο Δίκτυο (σε kW), το δεκαπεντάλεπτο i ,

$$V_{nom_π} = 0,4 \text{ kV},$$

$$R = 0,284 \text{ Ω/km},$$

$$l = 0,2 \text{ km}$$

4.3.13 Χωρητικότητα ίδιων ΦΒ συστημάτων που μπορούν να συνδεθούν στην ίδια γραμμή ΧΤ (Hosting Capacity)

- Πλήθος συστημάτων (sys)

Για να υπολογιστεί η μέγιστη χωρητικότητα ΦΒ για το Δίκτυο ΧΤ ελέγχεται πόσα ΦΒ συστήματα μπορούν να συνδεθούν και με κριτήριο να μην ξεπερνιέται το όριο του 3% στην ανύψωση της τάσης.

⁵ Επειδή στις προσομοιώσεις που υλοποιήθηκαν παρατηρήθηκε ότι η μέγιστη τάση στη διάρκεια του χρόνου δεν μειώνεται, χρησιμοποιήθηκε η μέση τάση του 10% των μεγαλύτερων τάσεων του έτους για να μελετηθεί πως επηρεάζει η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής με ΦΒ.

$$sys = \frac{3}{\delta V} \quad (4.56)$$

- Χωρητικότητα (kW) ίδιων ΦΒ συστημάτων που μπορούν να συνδεθούν στην ίδια γραμμή ΧΤ (Hosting Capacity)

$$Hosting\ Capacity = sys \cdot P_{nom} \quad (4.57)$$

όπου

P_{nom} = η εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ (σε kW).

4.3.14 Απώλειες Ενέργειας γραμμής ΧΤ (E_{losses})

Θεωρείται ότι ο ΜΣ του υποσταθμού είναι 500 kVA και ο συντελεστής ταυτοχρονισμού των φορτίων είναι 0,3. Οπότε, αν τα φορτία βρίσκονται σε 6 γραμμές είναι $\frac{400}{6} = 222$ kVA/γραμμή και για συμφωνημένη ισχύς κάθε νοικοκυριού 8 kVA, σε κάθε γραμμή μπορούν να συνδεθούν 27 σπίτια. Στη συγκεκριμένη ανάλυση, θεωρούνται 25 τα νοικοκυριά και από αυτά συνδέουν ΦΒ και μπαταρία όσα υπολογίστηκαν από την (4.56) ενώ τα υπόλοιπα ανήκουν σε απλούς καταναλωτές.

$$E_{losses} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} \left[(sys \cdot E_{GRID_LOAD,h} + (25 - sys) \cdot E_{LOAD,h})^2 + (\tan(\arccos(\Sigma I)) * 25 \cdot E_{LOAD,h})^2 \right] \cdot R \cdot l}{V_{nom,\pi}^2 \cdot 1000} \quad (4.58)$$

όπου

$E_{GRID_LOAD,h}$ = η ενέργεια απορρόφησης (σε kWh), την ώρα h ,

$E_{LOAD,h}$ = η ενέργεια φορτίου (σε kWh), την ώρα h ,

sys ⁶ = πλήθος συστημάτων με ΦΒ και μπαταρία,

$\Sigma I = 0,98$,

$V_{nom,\pi} = 0,4$ kV,

$R = 0,284$ Ω/km,

$l = 0,2$ km.

⁶ Αν είναι μεγαλύτερο από 25 τότε και τα 25 νοικοκυριά που συνδέονται είναι με ΦΒ και μπαταρία.

Κεφάλαιο 5

Δεδομένα εισόδου

5.1 Τιμολόγηση απλού οικιακού καταναλωτή της ΔΕΗ

Για την παροχή ηλεκτρικού ρεύματος από το Δίκτυο χρησιμοποιούνται τιμολόγια της ΔΕΗ για οικιακούς καταναλωτές και συγκεκριμένα το οικιακό τιμολόγιο Γ1 και το οικιακό νυχτερινό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1Ν.

5.1.1 Οικιακό τιμολόγιο Γ1

Το Οικιακό Τιμολόγιο Γ1 αφορά περίοδο τετραμήνου και απευθύνεται σε οικιακούς πελάτες με σταθερές ανάγκες κατανάλωσης, καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας. Για αυτό και εφαρμόζεται ενιαία τιμή χρέωσης για την κατανάλωση που πραγματοποιείται καθ' όλη τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου, το ύψος της οποίας διαφοροποιείται ανάλογα με το συνολικό ύψος της τετραμηνιαίας κατανάλωσης. Αυτή είναι η χρέωση για την προμήθεια ΗΕ, επιπλέον υπάρχουν και οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις και οι φόροι. Στους επόμενους πίνακες παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρεώσεις για καταναλωτή με οικιακό τιμολόγιο Γ1.

Πίνακας 5.1 Οικιακό τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ

Κλιμάκια στο σύνολο της κατανάλωσης (kWh)	Ενέργεια (€/kWh)	Πάγιο (€/τετράμηνο)	
		1Φ παροχή	3Φ παροχή
0-2000	0,09460	1,52	4,80
>2000	0,10252		

Ελάχιστη Χρέωση: Μονοφασική (1Φ) παροχή: 5,30€/τετράμηνο & Τριφασική (3Φ) παροχή: 8,58€/τετράμηνο.

Κλιμάκια στο σύνολο της κατανάλωσης (kWh)	Σύστημα Μεταφοράς		Δίκτυο Διανομής		Λοιπές Χρεώσεις (€/kWh)	ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	ΥΚΩ (€/kWh)
	Ισχύς (ΜΠΧ) €/kVA*ΣΙ/έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ) €/kWh	Ισχύς (ΜΠΧ) €/kVA*ΣΙ/έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ) €/kWh			
0-1600	0,14	0,00541	0,56	0,0214	0,00046	0,02487	0,00699
1601-2000							0,01570
2001-3000							0,03987
>3000							0,04488

Χρεωστέα Ισχύς: Η συμφωνημένη ισχύς (ΣΙ) της παροχής.

ΕΦΚ (€/kWh)	Ειδικό Τέλος ⁷	ΦΠΑ
0,0022	5%	13%

⁷ Η χρέωση για το ειδικό τέλος υπολογίζεται επί της αξίας του καταναλισκόμενου ρεύματος προσαυξημένης με τη χρέωση του Ειδικού Φόρου Κατανάλωσης. Δεν υπόκειται σε χρέωση ΦΠΑ.

5.1.2 Οικιακό νυχτερινό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1N

Το Οικιακό Νυχτερινό Τιμολόγιο Γ1N (με Χρονοχρέωση) απευθύνεται σε οικιακούς πελάτες, με διαφορετικές ανάγκες κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στην ημέρα. Οι καταναλώσεις που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου χρεώνονται με διαφορετικές τιμές. Συγκεκριμένα από την 1 Νοεμβρίου έως τις 30 Απριλίου (χειμερινή περίοδος) χρεώνεται με μειωμένη τιμή «Νύχτας» τις ώρες 2:00 με 8:00 και 15:00 με 17:00 και από τις 1 Μαΐου έως τις 31 Οκτώβρη (θερινή περίοδος) χρεώνεται με μειωμένη τιμή «Νύχτας» τις ώρες 23:00 με 7:00. Τις υπόλοιπες ώρες του χρόνου η χρέωση γίνεται με την τιμή του οικιακού τιμολογίου Γ1. Αυτή είναι η χρέωση για την προμήθεια ΗΕ, επιπλέον υπάρχουν και οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις και οι φόροι. Στους επόμενους πίνακες παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρεώσεις για καταναλωτή με οικιακό τιμολόγιο Γ1N.

Πίνακας 5.2 Οικιακό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1N της ΔΕΗ

Κλιμάκια στο σύνολο της κατανάλωσης (kWh)	Χρεώσεις Κατανάλωσης «Ημέρας»			Χρεώσεις Κατανάλωσης «Νύχτας»	
	Ενέργεια (€/kWh)	Πάγιο (€/τετράμηνο)		Ενέργεια (€/kWh)	Πάγιο (€/τετράμηνο)
		1Φ παροχή	3Φ παροχή		
0-2000	0,09460	1,52	4,80	0,06610	2
>2000	0,10252				

Ελάχιστη Χρέωση: Μονοφασική (1Φ) παροχή: 5,30€/τετράμηνο & Τριφασική (3Φ) παροχή: 8,58€/τετράμηνο.

Κλιμάκια στο σύνολο της κατανάλωσης «Ημέρας» (kWh)	Σύστημα Μεταφοράς		Δίκτυο Διανομής		Λοιπές Χρεώσεις (€/kWh)	ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	ΥΚΩ (€/kWh)
	Ισχύς (ΜΠΧ) €/kVA*ΣΙ/έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ) €/kWh	Ισχύς (ΜΠΧ) €/kVA*ΣΙ/έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ) €/kWh			
0-1600	0,14	0,00541	0,56	0,0214	0,00046	0,02487	0,00699
1601-2000							0,01570
2001-3000							0,03987
>3000							0,04488
Κατανάλωση «Νύχτας» (kWh)	0,00	0,00000	0,00	0,0000	0,00046	0,02487	0,00889

Χρεωστέα Ισχύς: Η συμφωνημένη ισχύς (ΣΙ) της παροχής.

ΕΦΚ (€/kWh)	Ειδικό Τέλος	ΦΠΑ
0,0022	5%	13%

5.2 Τιμολόγηση μέσω ενεργειακού συμψηφισμού

Ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται από τον Προμηθευτή με τον οποίο έχει συμβληθεί ο αυτοπαραγωγός, δηλαδή τον Προμηθευτή που εκπροσωπεί την εγκατάσταση κατανάλωσης, με βάση τα πραγματικά δεδομένα καταμέτρησης που παρέχει ο Διαχειριστής του Δικτύου. Στην περίπτωση μας ο Προμηθευτής είναι η ΔΕΗ. Επομένως ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό που εκδίδει η ΔΕΗ με τελική

εκκαθάριση στον τελευταίο εκκαθαριστικό λογαριασμό του ετήσιου κύκλου⁸. Στο πλαίσιο της τιμολόγησης μέσω ενεργειακού συμψηφισμού οι διάφορες χρεώσεις σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό υπολογίζονται ως εξής:

1. Οι ανταγωνιστικές χρεώσεις επιβάλλονται επί της ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από την διαφορά της εγχυθείσας (E) στο Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας (εξερχόμενη ενέργεια) από την απορροφηθείσα (A) από το Δίκτυο ενέργεια (εισερχόμενη ενέργεια). Εάν η διαφορά είναι μηδενική ή αρνητική, δεν προκύπτει χρεωστέα ενέργεια και η εν λόγω διαφορά πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό, ως πρόσθετη εξερχόμενη ενέργεια.
2. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται ως ακολούθως:
 - i) Η χρέωση για το ΕΤΜΕΑΡ (Ειδικό Τέλος Μείωσης Αερίων Εκπομπών) υπολογίζεται βάσει της απορροφώμενης ενέργειας (A), επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση.
 - ii) Το μεταβλητό σκέλος της Χρέωσης Χρήσης Συστήματος και της Χρέωσης Χρήσης Δικτύου (χρέωση ενέργειας), καθώς και λοιπών ρυθμιζόμενων χρεώσεων υπολογίζεται βάσει της απορροφώμενης ενέργειας (A), επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση.
 - iii) Η χρέωση για ΥΚΩ (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας) υπολογίζεται βάσει της καταναλισκόμενης ενέργειας ($K=A+Π-E$), επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση.

Οι χρεώσεις υπολογίζονται και χρεώνονται κανονικά ανά κύκλο καταμέτρησης με συνακόλουθη υποχρέωση εμπρόθεσμης εξόφλησης του λογαριασμού από τον αυτοπαραγωγό με ενεργειακό συμψηφισμό. Σε περίπτωση κλιμακούμενης χρέωσης στο ανταγωνιστικό σκέλος των χρεώσεων που προβλέπονται στο τιμολόγιο του αντισυμβαλλόμενου αυτοπαραγωγού, ο ενεργειακός συμψηφισμός πραγματοποιείται με τρόπο που να προκύπτουν οι χαμηλότερες χρεώσεις για τον αυτοπαραγωγό.

5.3 Φορτίο οικιακών καταναλωτών

5.3.1 Χρονοσειρές από μετρήσεις στην Ελλάδα

Η χρονοσειρά που χρησιμοποιείται προέρχεται από πραγματικές μετρήσεις με ανάλυση δεκαπενταλέπτου το 2014 σε υποσταθμό ΧΤ της ΔΕΗ μόνο με οικιακούς καταναλωτές στο Κορωπί ($E_{MEAS,i}$). Η ετήσια ηλεκτρική κατανάλωση ενός μέσου νοικοκυριού στην Ελλάδα εκτιμάται σε 5000 kWh. Αν γίνει γραμμική κλιμάκωση των πραγματικών μετρήσεων ώστε να καταλήγουν σε ετήσια ενέργεια 5000 kWh, προκύπτει ένα μέσο προφίλ ($E_{AVG,i}$) οικιακών καταναλωτών. Δεν είναι όμως ρεαλιστικό αφού δείχνει τις ανάγκες σε ενέργεια των καταναλωτών που συνδέονται στον εν λόγω υποσταθμό να ταυτοχρονίζονται εσσκλείοντας μεγάλη εξομάλυνση. Έτσι, έγινε μια προσπάθεια να γίνει μια καλύτερη κλιμάκωση ώστε η χρονοσειρά να εμφανίζει διακυμάνσεις, αποδεκτά μέγιστα και ελάχιστα στην ηλεκτρική

⁸ Υιοθετείται ετήσιος ενεργειακός συμψηφισμός που ορίζεται στην ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.24461 (ΦΕΚ Β' 3583/31.12.2014) η οποία πρόσφατα καταργήθηκε και αντικαταστάθηκε από την Υπουργική Απόφαση ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ Β' 1547/5.5.2017).

κατανάλωση επιτυγχάνοντας όμως και την επιθυμητή ετήσια ποσότητα κατανάλωσης. Το ετήσιο προφίλ κατανάλωσης θεωρείται σταθερό στη διάρκεια της περιόδου⁹ μελέτης.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι σχέσεις που χρησιμοποιούνται για την κλιμάκωση της ετήσιας χρονοσειράς του οικιακού καταναλωτή.

- Ο συντελεστής k επινοήθηκε ως μέσο πρόκλησης διαφοροποίησης των καταναλώσεων μέσα σε κάθε μέρα χρησιμοποιώντας την ελάχιστη κατανάλωση της κάθε μέρας ως παράμετρο βάσει της οποίας θα πραγματοποιηθεί η τελική κλιμάκωση θεωρώντας ότι η διαφοροποίηση στην βάση της μέρας¹⁰ είναι λογικά ένα αποδεκτό μοτίβο. Αυτό έγινε σε μία προσπάθεια να αφαιρεθεί η εξομάλυνση που παρουσίαζε η υφιστάμενη βάση μετρήσεων χρονοσειρά. Χρησιμοποιώντας την εξίσωση (5.2) ο συντελεστής k λαμβάνει τιμές από 0,29 μέχρι 3,8 και δείχνει για τις καταναλώσεις ανά δεκαπεντάλεπτο της χρονοσειράς $E_{AVG,i}$ τη σχέση τους με την ελάχιστη κατανάλωση της ημέρας. Μέσα στην εξίσωση (5.2) χρησιμοποιείται ο συντελεστής 0,5 ο οποίος εκφράζει τον συντελεστή ευαισθησίας της μεταβολής ως προς την ελάχιστη κατανάλωση της μέρας. Για παράδειγμα αν χρησιμοποιούταν το 1 η κλιμάκωση θα οδηγούσε σε ελάχιστο 0¹¹ και αντίστοιχα αν ήταν 0 θα οδηγούσε σε μεγάλο ελάχιστο αφού θα διατηρούνταν αυτό της χρονοσειράς $E_{AVG,i}$ που δεν εμφανίζει έντονα ελάχιστα.
- Για να εισαχθεί περισσότερη διαφοροποίηση ο συντελεστής k χρησιμοποιήθηκε όχι γραμμικώς αλλά εκθετικώς και μάλιστα μέσω διαφορετικών τιμών εκθέτη για διαφορετικά διαστήματα k (σχέση (5.3)). Τα άκρα των διαστημάτων της σχέσης (5.3) ορίζουν τις καταναλώσεις της $E_{AVG,i}$ που επηρεάζονται ομοίμορφα. Οι εκθέτες δείχνουν πόσο θα αναπροσαρμοστεί το $E_{AVG,i}$ ως προς το ελάχιστο της μέρας.
- Με τον συντελεστή 0,7027 στην εξίσωση (5.4) επιτυγχάνεται η κλιμάκωση της ετήσιας κατανάλωσης στις 5000 kWh.

Τα διαστήματα και οι εκθέτες προέκυψαν μετά από πολλές παραμετρικές αλλαγές.

$$E_{AVG,i} = E_{MEAS,i} \frac{5000}{\sum E_{MEAS,i}} \quad (5.1)$$

$$k = \frac{E_{AVG,i} - 0,5 \cdot \min_μέρας(E_{AVG,i})}{\min_μέρας(E_{AVG,i})} \quad (5.2)$$

⁹ 20 έτη.

¹⁰ Θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί η ελάχιστη κατανάλωση της εβδομάδας, του μήνα ή και του έτους. Όσο μεγαλύτερο το χρονικό διάστημα τόσο μικρότερη θα ήταν η διαφοροποίηση που θα προκαλούνταν.

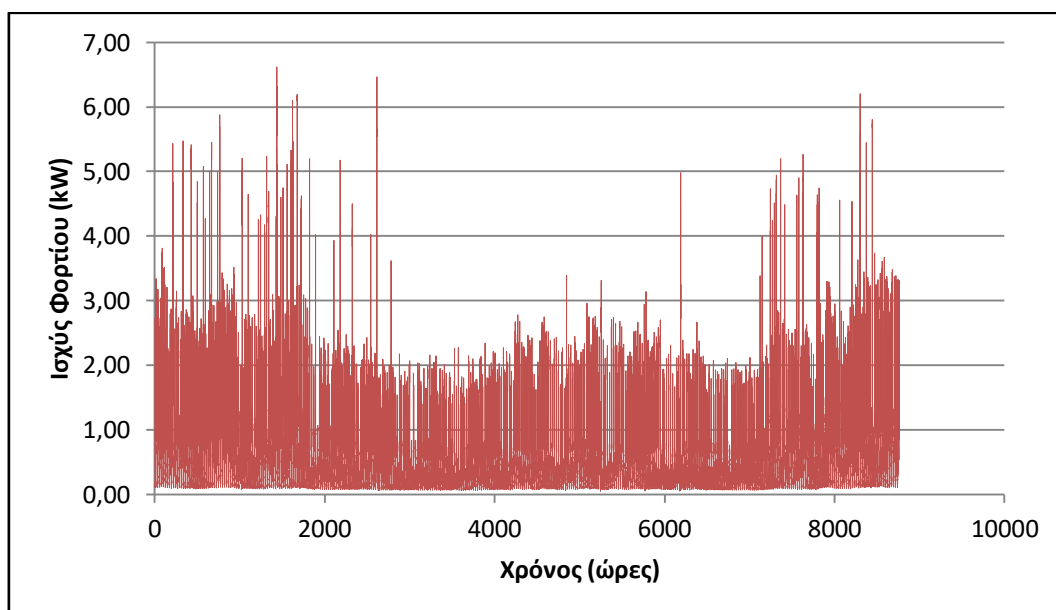
¹¹ Και μάλιστα το μηδενικό ελάχιστο θα εμφανίζονταν κάθε μέρα.

$$c = \begin{cases} k^{1,5}, k < 1 \\ k^{1,1}, 1 < k < 1,5 \\ k^{3,3}, 1,5 < k < 1,65 \\ k, 1,65 < k < 2,85 \\ k^{1,6}, k > 2,85 \end{cases} \quad (5.3)$$

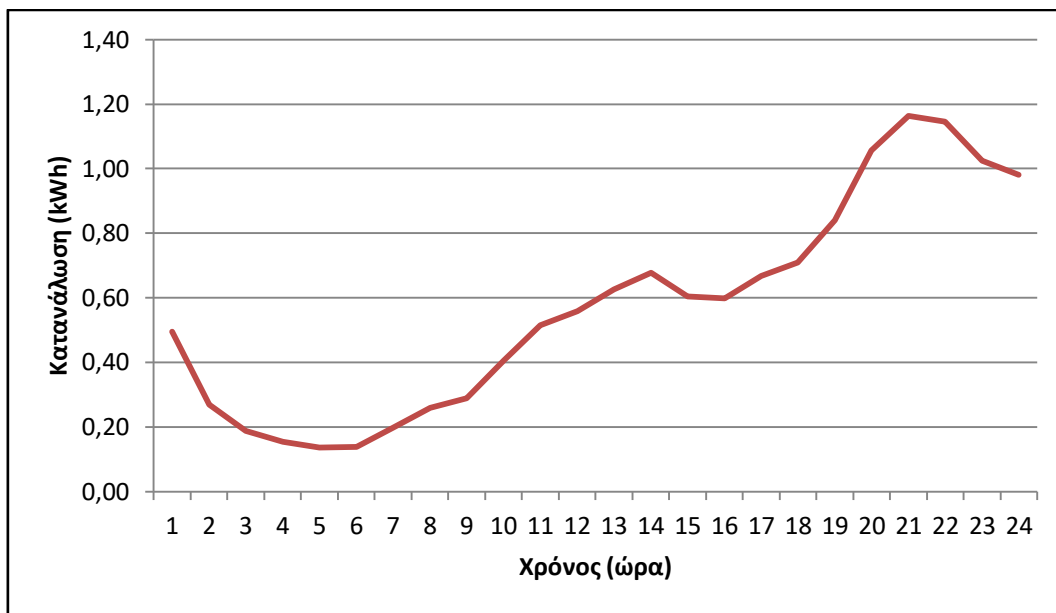
$$E_{LOAD,i} = E_{AVG,i} \cdot 0,7027 \cdot c \quad (5.4)$$

$$P_{LOAD,i} = E_{LOAD,i} \cdot 4 \quad (5.5)$$

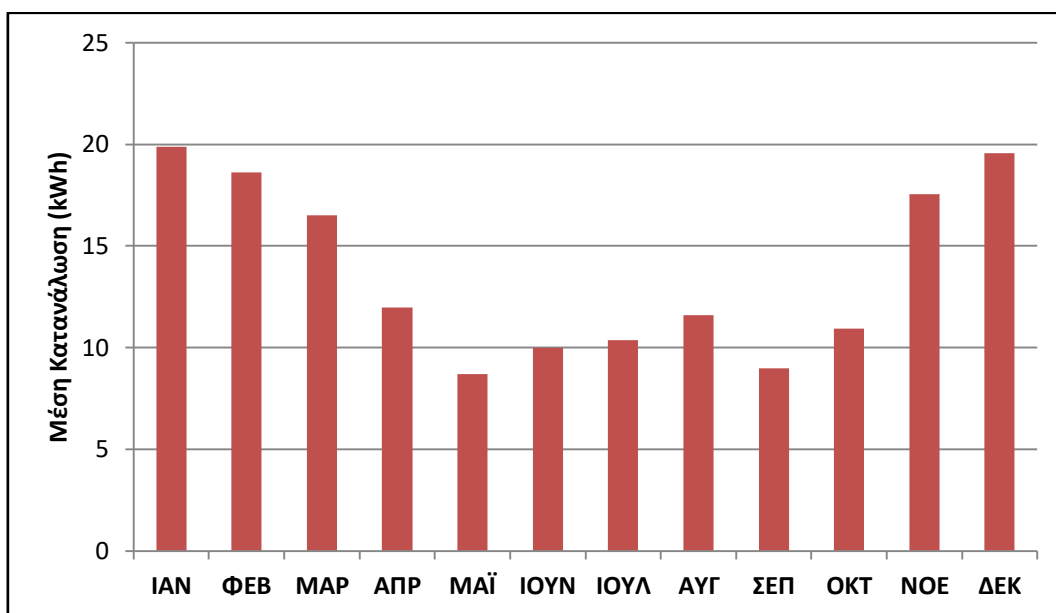
Απεικονίζονται σε γραφήματα η διακύμανση της στη διάρκεια του χρόνου (Σχήμα 5.1), η μέση ημερήσια καμπύλη της κατανάλωσης (Σχήμα 5.2), η μέση κατανάλωση ενέργειας ανάλογα με τον μήνα (Σχήμα 5.3), δύο χαρακτηριστικές μέρες με μεγάλη και μικρή κατανάλωση (Σχήμα 5.4) και παρουσιάζονται σε πίνακα η ετήσια κατανάλωση, η μέγιστη ισχύς δεκαπενταλέπτου, η ελάχιστη ισχύς δεκαπενταλέπτου και ο συντελεστής φορτίου (Πίνακας 5.3). Ο συντελεστής φορτίου είναι ένα μέτρο που καταδεικνύει τη μεταβλητότητα της κατανάλωσης.



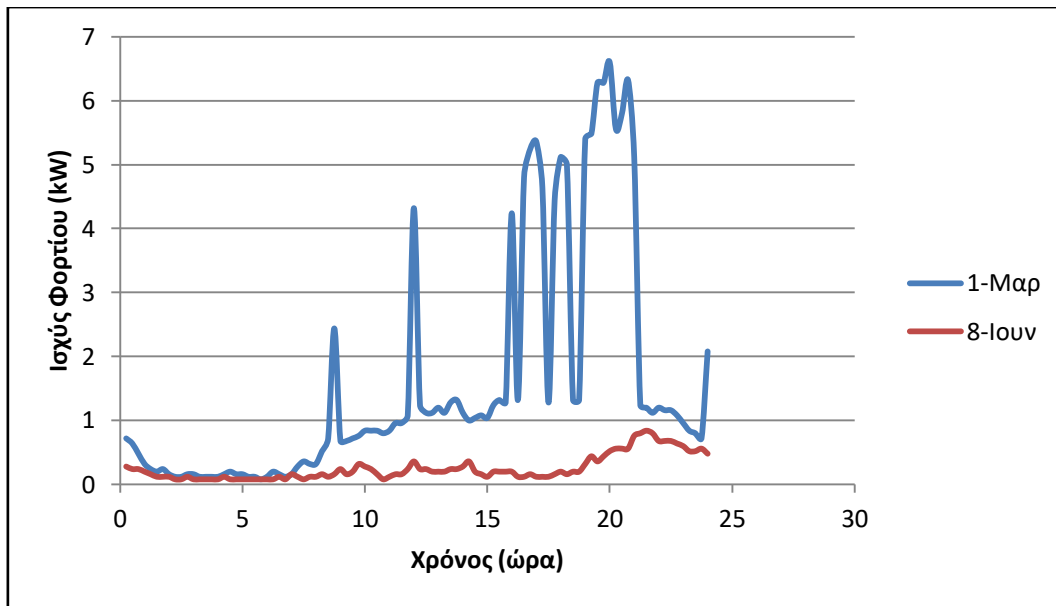
Σχήμα 5.1 Χρονοσειρά της ισχύος φορτίου με ανάλυση δεκαπενταλέπτου



Σχήμα 5.2 Μέση ημερήσια κατανάλωση φορτίου ανά ώρα της ημέρας



Σχήμα 5.3 Μέση κατανάλωση ενέργειας ανάλογα με το μήνα του έτους



Σχήμα 5.4 Ισχύς φορτίου ανά ώρα της ημέρας για μια μέρα του χειμώνα και μια μέρα του καλοκαιριού

Πίνακας 5.3 Χαρακτηριστικά φορτίου

$E_{LOAD,y}$ (kWh)	5000,42
P_{max} (kW)	6,6
P_{min} (kW)	0,04
LF (%)	8,65%

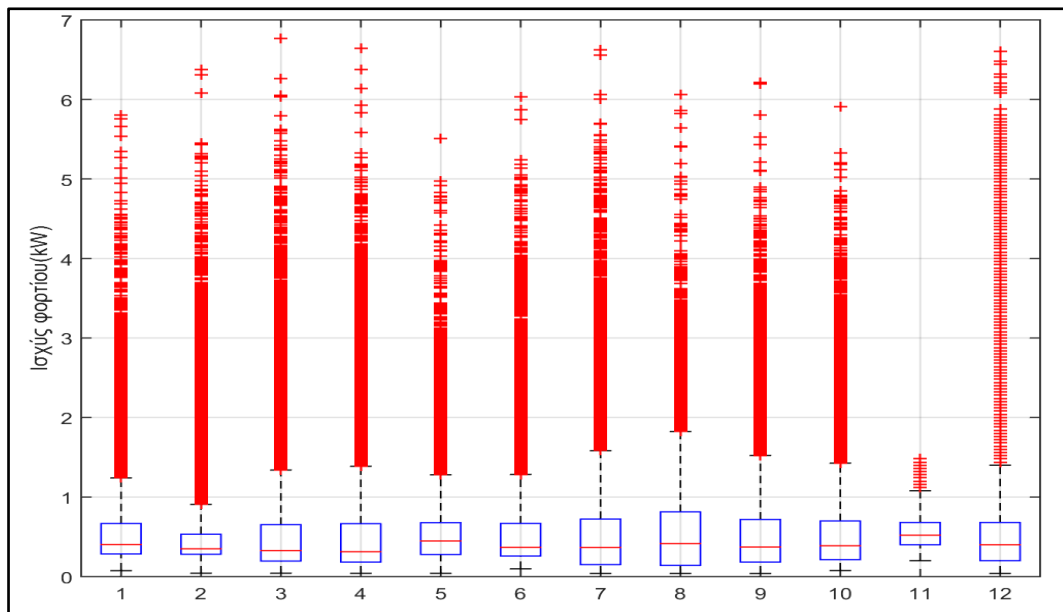
5.3.2 Χρονοσειρές από μετρήσεις στη Γερμανία

Από μια βάση δεδομένων με 74 χρονοσειρές [47] που προέρχονται από μετρήσεις έξυπνων μετρητών με ανάλυση ενός λεπτού σε οικιακούς καταναλωτές στη Γερμανία, επιλέγηκαν 10 που εμφάνιζαν ετήσια κατανάλωση κοντά στις 5000 kWh. Δημιουργήθηκαν οι χρονοσειρές δεκαπεντάλεπτου και έγινε γραμμική κλιμάκωση στις 5000 kWh.

Παρακάτω έχουν γίνει τα boxplots της ισχύος δεκαπεντάλεπτου για να δούμε στη διάρκεια του χρόνου πως κατανομούνται οι τιμές για τις 10 γερμανικές χρονοσειρές και την ελληνική στη διάρκεια όλου του έτους αλλά και για τις ώρες 8 το πρωί με 6 το απόγευμα που είναι οι ώρες λειτουργίας του ΦΒ. Έχει χρησιμοποιηθεί η συνάρτηση boxplot του matlab (Whisker=1,5IQR). Στο κουτί, η οριζόντια κόκκινη γραμμή αντιστοιχεί στη διάμεσο από το συνολικό πλήθος των παρατηρήσεων και το κουτί περιλαμβάνει τις τιμές που βρίσκονται στο 25-75% των μετρήσεων. Το μήκος του κουτιού (IQR) δίνει ένα μέτρο για το πόσο απομακρυσμένες είναι οι τιμές σε σχέση με τις τιμές που αντιστοιχούν στην διάμεσο και οι διακεκομμένες μήκους 1,5IQR και τα μεμονωμένα σημεία δείχνουν τις πιο απομακρυσμένες παρατηρήσεις.

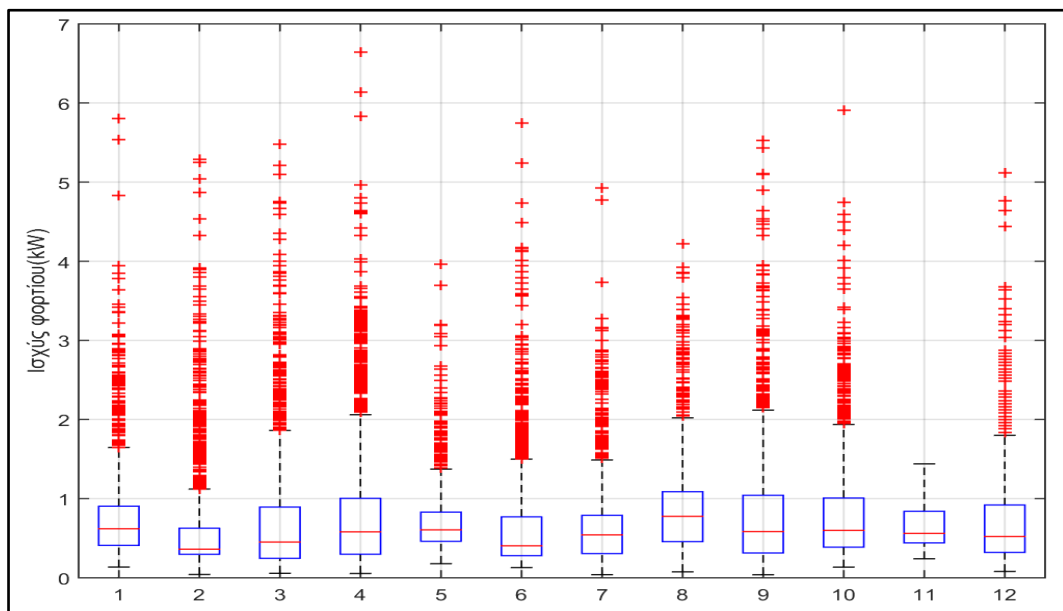
Στο Σχήμα 5.5 φαίνεται ότι η 12^η στήλη είναι πολύ κοντά στις 10 γερμανικές χρονοσειρές (διάμεσος, ακραίες τιμές), ενώ η 11^η στήλη είναι πολύ εξομαλυμένη κάτι που είχε

εντοπιστεί και μας προέτρεψε σε μια καλύτερη κλιμάκωση ώστε η χρονοσειρά να εμφανίζει διακυμάνσεις, μέγιστα και ελάχιστα στην ηλεκτρική κατανάλωση.



Σχήμα 5.5 Βoxplot για την ισχύ κατανάλωσης του φορτίου στη διάρκεια του έτους VS του αριθμού χρονοσειράς (1-10 οι γερμανικές, 11η $P_{AVG,i}$ και 12η $P_{LOAD,i}$)

Στο Σχήμα 5.6 το boxplot που αφορά την κατανάλωση τις ώρες που το ΦΒ παράγει (8:00-16:00) οι τιμές ισχύος κατανάλωσης για την χρονοσειρά της 11^{ης} στήλης δεν ξεπερνούν το 1,5 kW, ενώ η 12^η στήλη που είναι η χρονοσειρά που προέκυψε από τη δική μας κλιμάκωση εμφανίζει διακυμάνσεις και είναι πολύ κοντά στις 10 γερμανικές.

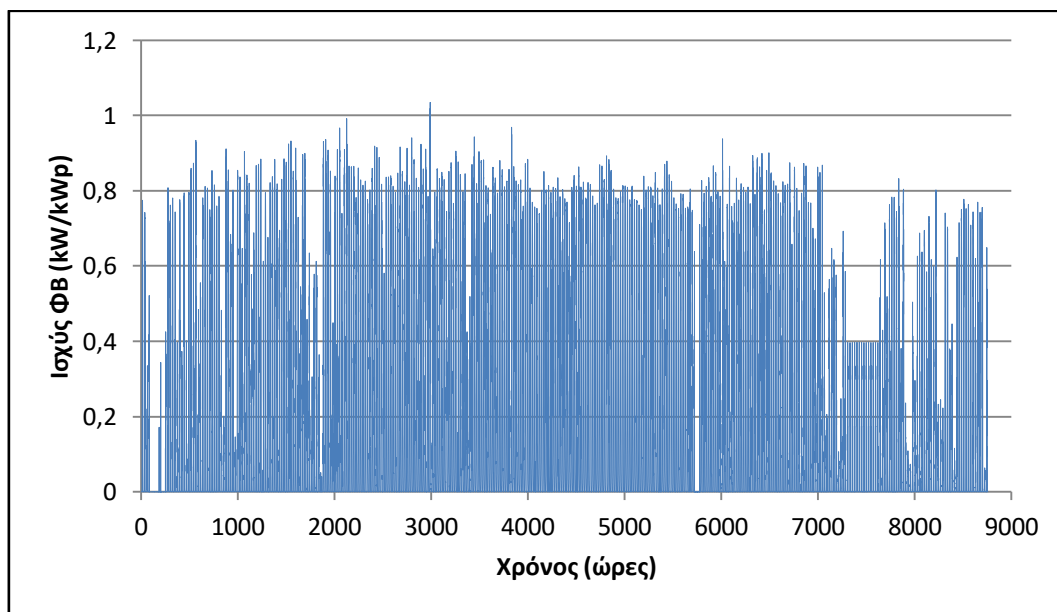


Σχήμα 5.6 Βoxplot για την ισχύ κατανάλωσης του φορτίου τα δεκαπεντάλεπτα από τις 8 το πρωί με 6 το απόγευμα στη διάρκεια του έτους VS του αριθμού χρονοσειράς (1-10 οι γερμανικές, 11 η $P_{AVG,i}$ και 12η $P_{LOAD,i}$)

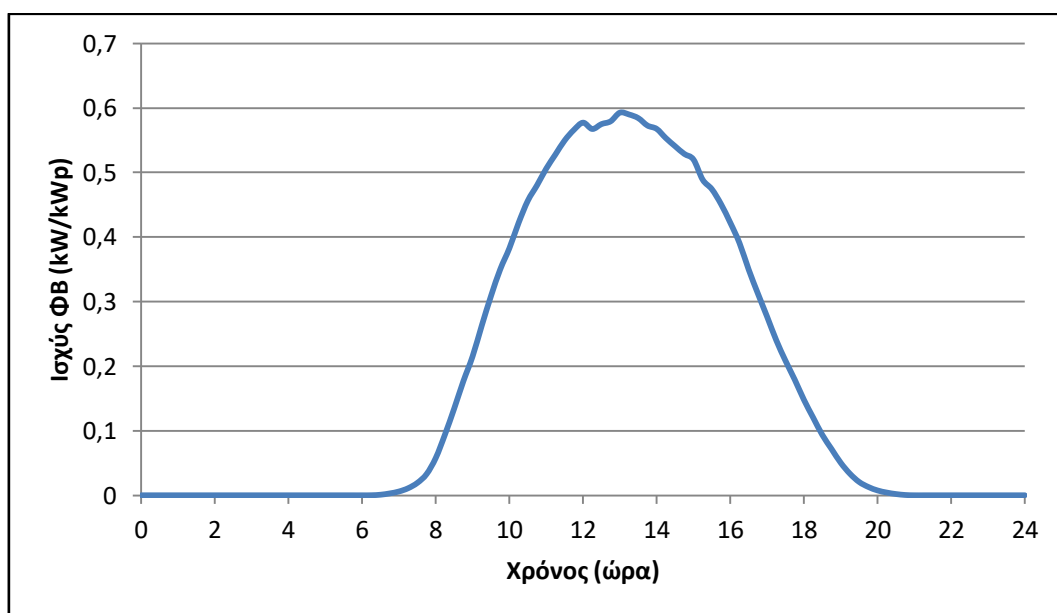
5.4 ΦΒ

5.4.1 Χρονοσειρά ΦΒ παραγωγής

Για την πραγματοποίηση της προσομοίωσης του οικιακού συστήματος αυτοπαραγωγής με μπαταρία, χρησιμοποιούνται πραγματικές μετρήσεις με ανάλυση δεκαπενταλέπτου της ενέργειας που παράγει 1 ΦΒ στέγης εγκατεστημένης ισχύος 19,8 kW στην περιοχή της Ελευσίνας για το έτος 2016. Από αυτές εξάγεται η ετήσια χρονοσειρά ΦΒ παραγωγής σε κανονικοποιημένη μορφή ανά εγκατεστημένο kW και παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.7. Η αναμενόμενη ετήσια παραγωγή είναι 1575,9 kWh/kWp και στο Σχήμα 5.8 απεικονίζεται η μέση ημερήσια καμπύλη της. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (CF) του ΦΒ είναι 17,4%.

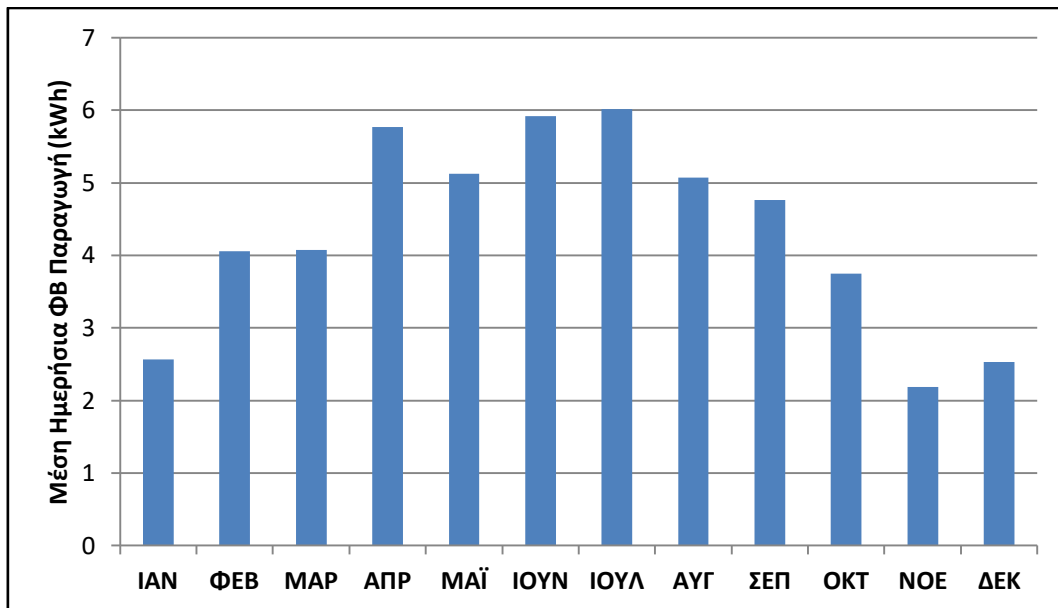


Σχήμα 5.7 Χρονοσειρά της παραγωγής ισχύος από ΦΒ ανά εγκατεστημένο kW με ανάλυση δεκαπενταλέπτου

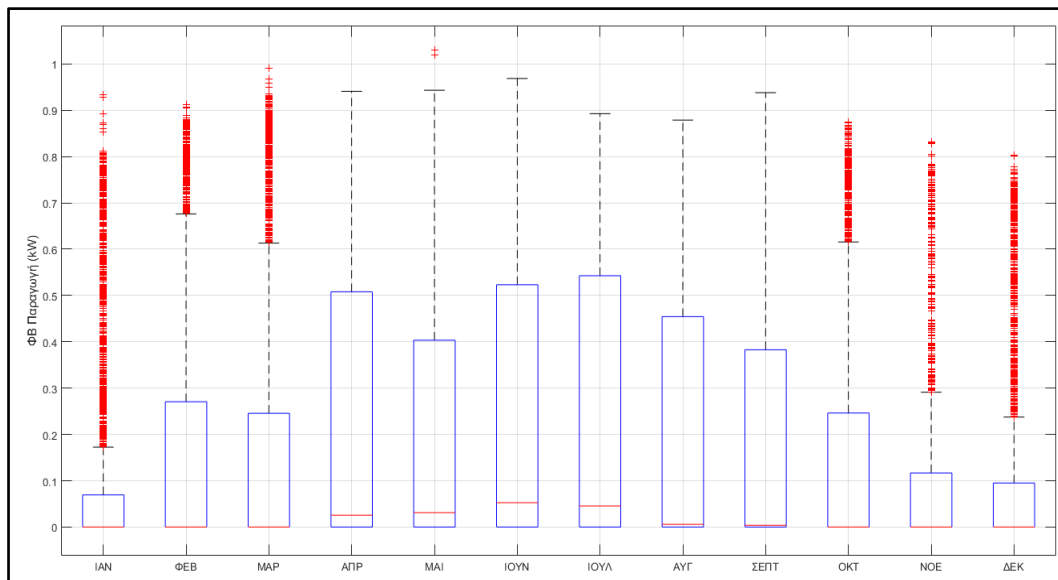


Σχήμα 5.8 Μέση ημερήσια παραγωγή ΦΒ ισχύος ανά ώρα της ημέρας

Το καλοκαίρι που έχει περισσότερη ηλιοφάνεια η μέση παραγωγή είναι μεγαλύτερη από τη μέση παραγωγή το χειμώνα. Αυτό μπορεί εύκολα να γίνει αντιληπτό από το Σχήμα 5.9 που βλέπουμε ότι τους μήνες Απρίλιο μέχρι Αύγουστο η μέση ημερήσια παραγωγή του ΦΒ είναι 5-6 kWh ενώ τους μήνες Νοέμβριο, Δεκέμβριο και Ιανουάριο είναι 2-3 kWh. Και μελετώντας το boxplot Σχήμα 5.10 μπορούμε να δούμε ότι τους καλοκαιρινούς μήνες το ΦΒ παράγει μεγάλη ισχύ περισσότερες μέρες και ώρες μέσα στην ημέρα καθώς έχει καθαρό ουρανό και ήλιο.

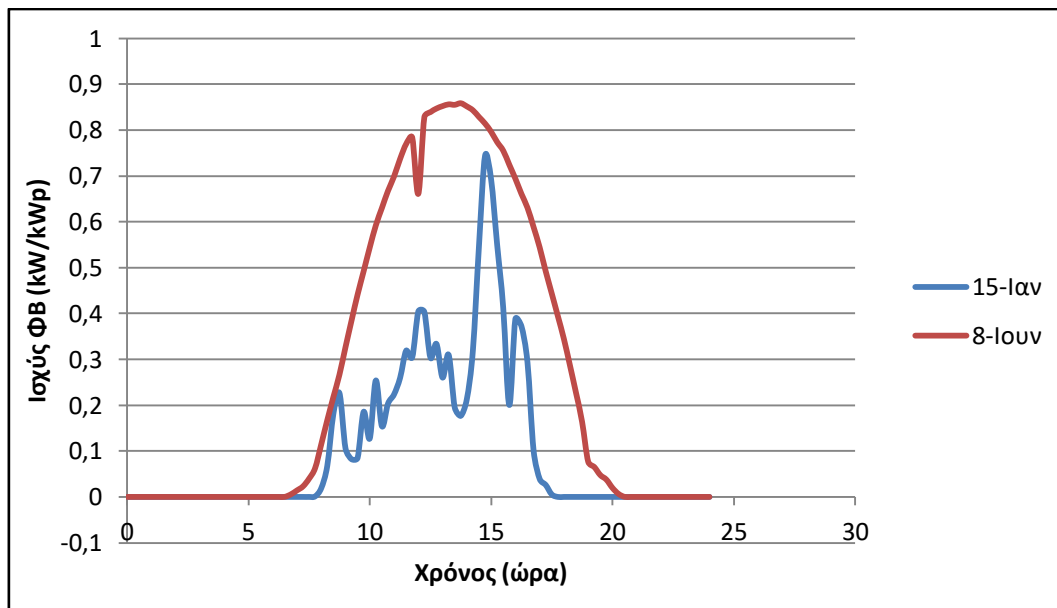


Σχήμα 5.9 Μέση ημερήσια παραγωγή ενέργειας από το ΦΒ ανάλογα με το μήνα του έτους



Σχήμα 5.10 Διακύμανση της παραγωγής ΦΒ ισχύος ανά μήνα

Στο Σχήμα 5.11 απεικονίζεται η παραγωγή ΦΒ ισχύος για μια χειμερινή και μια καλοκαιρινή μέρα του χρόνου.



Σχήμα 5.11 Παραγωγή ΦΒ ισχύος ανά ώρα της ημέρας για μια μέρα του χειμώνα και μια μέρα του καλοκαιριού

Στην προσομοίωση του συστήματος, θεωρείται ότι για κάθε χρόνο λειτουργίας του ΦΒ μειώνεται 0,5% [48] για τα πρώτα 10 χρόνια της επένδυσης και 1% τα επόμενα 10.

5.4.2 Κόστη ΦΒ

Στη Γερμανία το κόστος επένδυσης σε ΦΒ σύστημα το 2013 ήταν 1800 €/kWp με ΦΠΑ 19% και πέφτει στα 1200 €/kWp τα επόμενα χρόνια [21]. Λαμβάνοντας υπόψη και το ΦΠΑ στην Ελλάδα που είναι 24% το κόστος επένδυσης σε ΦΒ σύστημα μαζί με τα κόστη αντιστροφεία, εγκατάστασης και τις άδειες στη μελέτη μας θα θεωρείται 1300 €/kWp με ΦΠΑ. Τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης του φωτοβολταϊκού συστήματος ανέρχονται στο 2% του συνολικού κόστους επένδυσης [49].

Κόστος ΦΒ συστήματος (CC_{PV})

Το κόστος ΦΒ συστήματος υπολογίζεται από τη σχέση:

$$CC_{PV} = P_{nom} \cdot PVC \quad (5.6)$$

όπου

P_{nom} = η εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ ,

PVC =το κόστος αγοράς ΦΒ (€/kW).

Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΦΒ συστήματος (OMC_{PV})

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΦΒ συστήματος είναι σταθερό για κάθε έτος της επένδυσης και ίσο με ένα ποσοστό επί του αρχικού κόστους του.

$$OMC_{PV} = OMC_{PV(\%CC_{PV})} \cdot CC_{PV} \quad (5.7)$$

όπου

CC_{PV} = το κόστος ΦΒ (€) ,

$OMC_{PV(\%CC_{PV})}$ = το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ως ποσοστό του CC_{PV} (%).

Ετήσιο κόστος ΦΒ συστήματος (AC_{PV})

Το ετήσιο κόστος ΦΒ υπολογίζεται ανάγοντας το συνολικό κόστος του ΦΒ συστήματος σε ισοδύναμες ετήσιες αξίες για όσα χρόνια διαρκεί η επένδυση.

$$AC_{PV} = CC_{PV} \cdot \frac{d \cdot (1 + d)^N}{(1 + d)^N - 1} + OMC_{PV} \quad (5.8)$$

όπου

CC_{PV} = το κόστος ΦΒ (€) ,

OMC_{PV} = το Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης του ΦΒ Συστήματος (€),

N = η διάρκεια ζωής της επένδυσης,

d = το επιτόκιο αναγωγής.

5.5 Σύστημα Αποθήκευσης

5.5.1 Κόστη Συστήματος Αποθήκευσης

Προκειμένου να υιοθετηθούν όσο το δυνατόν πιο ακριβή δεδομένα εισόδου σχετικά με τα κόστη ενός συστήματος αποθήκευσης, διενεργήθηκε εκτενής βιβλιογραφική ανασκόπηση ώστε να ληφθούν υπόψη οι αρχικές υποθέσεις σε παρόμοιες με την δική μας εργασίες. Επειδή όπως είναι γνωστό τα κόστη αυτά βαίνουν μειούμενα τα τελευταία 5 χρόνια είναι σημαντικό να αξιολογηθούν οι τιμές που παρατίθενται συναρτήσει της χρονολογίας που οι αντίστοιχες εργασίες δημοσιεύτηκαν.

Όσον αφορά τη μπαταρία λιθίου:

- Στο [45] χρησιμοποιείται το κόστος 300 \$/kWh για το 2013 με αντιστροφή κόστους 400 \$/kW και έξοδα εγκατάστασης 5%.
- Το [19] και το [43] αναφέρουν κόστος μπαταρίας 350 €/kWh για το 2014 και το 2016 αντίστοιχα.
- Στα [50] και [51] για το 2016 υιοθετείται η τιμή 500 €/kWh για το κόστος μπαταρίας και σημειώνεται ότι το 2020 θα πέσει στα 200 €/kWh.

- Στο [21] λαμβάνεται συνολικό κόστος συστήματος αποθήκευσης για το έτος 2013 3000 €/kWh χρήσιμης χωρητικότητας για τη μπαταρία που λειτουργεί με dod 60% και περιλαμβάνει ΦΠΑ 19% ενώ σαν μεσοπρόθεσμο (βραχυπρόθεσμο) σενάριο λαμβάνοντας υπόψη την πτώση του κόστους της υιοθετείται τιμή 1000 (1500) €/kWh χρήσιμης μπαταρίας (με ΦΠΑ 19% και dod 60%) που σημαίνει 600 (900) €/kWh με ΦΠΑ και χωρίς ΦΠΑ 500 (760) €/kWh (συνολικό κόστος συστήματος αποθήκευσης).
- Σύμφωνα με τα σενάρια ελάχιστων μέγιστων τιμών του [23], το κόστος της μπαταρίας για το 2016 έχει εύρος 500-1000 €/kWh και μειώνεται 4,96% ανά έτος, το κόστος αντιστροφέα 170-670 €/kW και 5% κόστος εγκατάστασης.
- Η μελέτη [33] για το έτος 2015 καταγράφει διακύμανση για το πλήρες κόστος του συστήματος αποθήκευσης 1002-1791 \$/kWh με επιμέρους κόστη 769-1455 \$/kWh για την μπαταρία, 102\$/kWh για τον αντιστροφέα και 15% κόστος εγκατάστασης. Επίσης λαμβάνει ως ετήσια μείωση 7% για το συνολικό σύστημα.
- Το [52] για το έτος 2013 αναφέρει κόστος για τον αντιστροφέα, για τη μπαταρία 2400 \$/kWh και για το μέλλον 720 \$/kWh και επιπλέον κόστος εγκατάστασης 23 \$/kWh.

Από τα παραπάνω καθίσταται σαφές ότι το κόστος της μπαταρίας για το έτος 2016 κυμαίνεται στο εύρος 350-1300¹² €/kWh ενώ το συνολικό¹³ κόστος του συστήματος αποθήκευσης (χωρίς ΦΠΑ) στο εύρος 600-1600 €/kWh.

Στην περίπτωση της μπαταρίας μολύβδου οξέος, το κόστος αγοράς της ισούται με 180 \$/kWh στο [5] και 150 €/kWh στο [53].

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω υιοθετήθηκαν τιμές για τα κόστη του συστήματος αποθήκευσης που θα χρησιμοποιηθούν για τη μελέτη στην παρούσα εργασία (έτος 2017). Το κόστος για τη μπαταρία θεωρήθηκε 400 €/kWh για μπαταρία τεχνολογίας λιθίου και 150 €/kWh για μολύβδου οξέος. Το κόστος του αντιστροφέα που απαιτείται για τη σύνδεση της μπαταρίας στην ηλεκτρική εγκατάσταση του νοικοκυριού θεωρείται 300 €/kW βάσει σχετικής αναζήτησης στο Διαδίκτυο. Θεωρήθηκε ένα επιπλέον κόστος 400 € για τη σύνδεση του συστήματος αποθήκευσης στο Δίκτυο και εκτιμήθηκε ένα επιπλέον κόστος για την εγκατάσταση του συστήματος ίσο με 15% του συνολικού κόστους. Τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης ανέρχονται στο 3% του αρχικού κόστους επένδυσης. Από τα παραπάνω προκύπτει ότι το συνολικό κόστος ενός συστήματος αποθήκευσης –εξαιρούμενου του αντίστοιχου για τη σύνδεση στο Δίκτυο- ανέρχεται¹⁴ σε 520-800 €/kWh (χωρίς ΦΠΑ)¹⁵ για μπαταρία λιθίου και μολύβδου αντίστοιχα.

¹² Οι μπαταρίες που τιμολογούνται με υψηλή τιμή πιθανώς να αφορούν ιδιαίτερα μοντέλα τεχνολογίας λιθίου των οποίων πιθανώς η διάρκεια ζωής είναι αρκετά μεγάλη.

¹³ Συμπεριλαμβάνεται το κόστος του αντιστροφέα, της εγκατάστασης και του λοιπού απαραίτητου εξοπλισμού (καλωδιώσεις, πίνακες, ασφάλειες κλπ)

¹⁴ Υποθέτουμε ότι ο αντιστροφέας είναι διαστασιοποιημένος ώστε να φορτίζει/εκφορτίζει την μπαταρία σε 1 ώρα. Αυτή η υπόθεση ελήφθη μόνο για τον ενδεικτικό υπολογισμό του συνολικού κόστους στην παρούσα ενότητα.

¹⁵ Εάν λάβουμε υπόψη τον ΦΠΑ (24%) οι αντίστοιχες τιμές μεταβάλλονται σε 650-1000 €/kWh για μπαταρία λιθίου και μολύβδου αντίστοιχα. Στην παρούσα εργασία, επειδή θεωρούμε ότι οι οικιακοί

Αν χρειαστεί να αντικατασταθεί η μπαταρία μέσα στην πρώτη δεκαετία της περιόδου λειτουργίας της, το κόστος της μειώνεται 5% του αρχικού της κόστους ανά έτος. Αν γίνει μέσα στα επόμενα δέκα χρόνια, η τιμή της πέφτει 5% το χρόνο για τα πρώτα 10 χρόνια και στη συνέχεια 2,5% το χρόνο.

Επομένως, το μελλοντικό κόστος αγοράς μπαταρίας (€/kWh) το χρόνο r υπολογίζεται από τη σχέση:

$$FBC_r = \begin{cases} (1 - 0,05 \cdot r) \cdot BC & r \leq 10 \\ (1 - 0,05 \cdot 10 - 0,025 \cdot (r - 10)) \cdot BC & r > 10 \end{cases} \quad (5.9)$$

όπου

BC = το κόστος αγοράς μπαταρίας (€/kWh) ,

r = ο χρόνος αντικατάστασης (έτη).

Αρχικό κόστος συστήματος αποθήκευσης (CC_{ESS})

Το αρχικό κόστος συστήματος αποθήκευσης περιλαμβάνει κόστη για την αγορά αντιστροφέα και μπαταρίας καθώς και επιπλέον κόστη για την εγκατάστασή τους και τη σύνδεση με το Δίκτυο της ΔΕΗ.

$$CC_{ESS} = [(C_{B,nom} \cdot BC + P_{INV,nom} \cdot INVC) \cdot (1 + CF_{install}) + GRIDC] \cdot (1 + VAT) \quad (5.10)$$

όπου

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh) ,

BC = το κόστος αγοράς μπαταρίας (€/kWh) ,

$P_{INV,nom}$ = η ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα (kW) ,

$INVC$ = το κόστος αγοράς αντιστροφέα (€/kW) ,

$GRIDC$ = τα κόστη σύνδεσης του συστήματος αποθήκευσης στο Δίκτυο (€) ,

$CF_{install}$ = συντελεστή κόστους εγκατάστασης (%) ,

VAT = ΦΠΑ (%).

Κόστος αντικατάστασης μπαταρίας (RC_b)

Η μπαταρία μπορεί να χρειαστεί αντικατάσταση μία ή και περισσότερες φορές στη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Έτσι, το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας, ανηγμένο σε παρούσα αξία υπολογίζεται από τη σχέση:

καταναλωτές είναι φυσικά πρόσωπα, ο ΦΠΑ θεωρείται κοστολογικό στοιχείο και λαμβάνεται υπόψη για τον υπολογισμό της μελέτης βιωσιμότητας και της ανάλυσης ευαισθησίας του συστήματος αποθήκευσης.

$$RC_b = \sum_{n=1}^{replaces} \frac{C_{B,nom} \cdot FBC_n \cdot (1 + VAT)}{(1 + d)^{n \cdot r}} \quad (5.11)$$

όπου

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh) ,

r = η διάρκεια ζωής της μπαταρίας (έτη),

FBC_n = το μελλοντικό κόστος αγοράς μπαταρίας (€/kWh) το χρόνο $n \cdot r$,

$replaces$ = το πλήθος των αντικαταστάσεων που θα γίνουν στη διάρκεια ζωής της επένδυσης,

VAT = ΦΠΑ (%),

d = το επιτόκιο αναγωγής.

Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης (OMC_{ESS})

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης είναι σταθερό για κάθε έτος της επένδυσης και ίσο με ένα ποσοστό επί του αρχικού κόστους του.

$$OMC_{ESS} = OMC_{ESS(\%CC_{ESS})} \cdot CC_{ESS} \quad (5.12)$$

όπου

CC_{ESS} = το αρχικό κόστος συστήματος αποθήκευσης (€) ,

$OMC_{ESS(\%CC_{ESS})}$ = το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ως ποσοστό του CC_{ESS} (%).

Ετήσιο Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης (AC_{ESS})

Το ετήσιο κόστος συστήματος αποθήκευσης υπολογίζεται ανάγοντας το συνολικό κόστος του συστήματος αποθήκευσης σε ισοδύναμες ετήσιες αξίες για όσα χρόνια διαρκεί η επένδυση.

$$AC_{ESS} = (CC_{ESS} + RC_b) \cdot \frac{d \cdot (1 + d)^N}{(1 + d)^N - 1} + OMC_{ESS} \quad (5.13)$$

όπου

CC_{ESS} = το αρχικό κόστος συστήματος αποθήκευσης (€) ,

RC_b = το κόστος αντικατάστασης μπαταρίας (€) ,

OMC_{ESS} = το Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης του Συστήματος Αποθήκευσης (€),

N = η διάρκεια ζωής της επένδυσης,

d = το επιτόκιο αναγωγής.

5.5.2 Χαρακτηριστικά Συστήματος Αποθήκευσης

Η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής επηρεάζει τη λειτουργία, την απόδοση και το κόστος του συστήματος. Για αυτό και η κατάλληλη μοντελοποίησή της αποτελεί ένα σημαντικό μέρος για την σωστή προσομοίωση του συστήματος. Οι παράμετροι που χρειάζονται να γνωρίζουμε είναι η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh), η ισχύς (kW) και η συνολική απόδοση φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας.

Η χωρητικότητα της μπαταρίας αναφέρεται στην ποσότητα ΗΕ που περιέχεται σε αυτήν όταν είναι πλήρως φορτισμένη. Αν η ισχύς του αντιστροφέα του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας είναι υψηλή, το σύστημα μπορεί να φορτίζει ή να εκφορτίζει γρήγορα. Αντίθετα αν ο αντιστροφέας έχει μικρή ισχύ η φόρτιση και εκφόρτιση παίρνουν περισσότερο χρόνο.

Όταν μια μπαταρία φορτίζεται, ένα ποσοστό της προσφερόμενης ενέργειας χάνεται. Αυτό μπορεί να εκφραστεί από το βαθμό απόδοσης φόρτισης. Το ίδιο συμβαίνει και όταν εκφορτίζεται. Οπότε, η ενέργεια που χρησιμοποιείται για να φορτίσει η μπαταρία είναι περισσότερη από αυτή που αποδίδει όταν εκφορτίζει.

Στη συνέχεια υπολογίζονται δείκτες που είναι χρήσιμοι για την καλύτερη μελέτη και μοντελοποίηση του συστήματος αποθήκευσης:

Αποθηκευμένη ενέργεια

Η ηλεκτρική ενέργεια που αποθηκεύει η μπαταρία σε μορφή χημικής ενέργειας σε κάθε βήμα της προσομοίωσης δίνεται από τη σχέση:

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} + E_{BAT_CH,i} - E_{BAT_DIS,i} \quad (5.14)$$

όπου

$E_{B,i}$ =η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία το δεκαπεντάλεπτο i ,

$E_{B,i-1}$ =η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία το δεκαπεντάλεπτο $i - 1$,

$E_{BAT_CH,i}$ = η ενέργεια που αποθηκεύεται στη μπαταρία το δεκαπεντάλεπτο i ,

$E_{BAT_DIS,i}$ = η ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία το δεκαπεντάλεπτο i .

Στάθμη φόρτισης (SOC)

Η στάθμη φόρτισης ορίζεται ως λόγος της αποθηκευμένης ενέργειας στη μπαταρία προς την τρέχουσα ικανότητα αποθήκευσης της. [54]

$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}} \quad (5.15)$$

όπου

$E_{B,i}$ =η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία το δεκαπεντάλεπτο i ,

$C_{B,i}$ = η ικανότητα αποθήκευσης (μέγιστη χωρητικότητα) της μπαταρίας το δεκαπεντάλεπτο i . Στην ενότητα 5.5.3 έχουν αναπτυχθεί διαφορετικά μοντέλα για το πώς μειώνεται αυτή η τιμή στη διάρκεια ζωής της μπαταρίας.

Βάθος εκφόρτισης (DOD)

Είναι ένα μέτρο προσδιορισμού για το πόσο βαθιά μπορεί να εκφορτιστεί η μπαταρία. Για παράδειγμα, αν μια πλήρως φορτισμένη μπαταρία στο 100% SOC εκφορτίζεται στο 30%, αυτό θεωρείται 70% DOD. Αν γνωρίζουμε τη μέγιστη και την ελάχιστη φόρτιση της μπαταρίας στη διάρκεια ενός κύκλου το DOD δίνεται από τη σχέση:

$$DOD = (SOC_{max} - SOC_{min}) \quad (5.16)$$

όπου

SOC_{max} = η μέγιστη κατάσταση φόρτισης,

SOC_{min} = η ελάχιστη κατάσταση φόρτισης.

Χρήσιμη Χωρητικότητα (E_{UB})

Η χρήσιμη χωρητικότητα εκφράζει το ποσό της ονομαστικής χωρητικότητας της μπαταρίας, που χρησιμοποιείται στην πραγματικότητα λόγω της μέγιστης και ελάχιστης επιτρεπόμενης κατάστασης φόρτισης. Δίνεται από τη σχέση:

$$E_{UB} = (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot C_{B,nom} \quad (5.17)$$

όπου

SOC_{max} = η μέγιστη επιτρεπόμενη κατάσταση φόρτισης,

SOC_{min} = η ελάχιστη επιτρεπόμενη κατάσταση φόρτισης,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

Κατάσταση υγείας (SOH)

Ορίζεται σαν ο λόγος της μέγιστης δυνατότητας αποθήκευσης της μπαταρίας μετά την πάροδο χρόνου προς την αρχική δυνατότητα αποθήκευσης της όταν η μπαταρία ήταν καινούρια [54]. Είναι μια σημαντική παράμετρος για την ένδειξη του βαθμού υποβάθμισης μιας μπαταρίας και για την εκτίμηση της υπολειπόμενης διάρκειας ζωής της.

$$SOH_y = \frac{C_{B,y}}{C_{B,nom}} \quad (5.18)$$

όπου

$C_{B,y}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας το έτος y ¹⁶,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

¹⁶ $C_{B,y} = C_{B,i}$ για $i = 35040$ του έτους y .

Η λειτουργία της μπαταρίας με παράθυρο φόρτισης SOC 0-100%, δηλαδή η πλέον βαθιά εκφόρτιση της μπαταρίας DOD=100% δημιουργεί δυσμενείς συνθήκες όσον αφορά την υποβάθμιση της μπαταρίας και της διάρκειας ζωής της μειώνοντας έτσι γρηγορότερα την κατάσταση υγείας της SOH. Για αυτό και τα περισσότερα εμπορικά διαθέσιμα συστήματα λειτουργούν με μέγιστη τιμή DOD 70-80% για μπαταρίες ιόντων λιθίου ή 50% για μπαταρίες μολύβδου οξέος [32].

Συνολικός βαθμός απόδοσης μπαταρίας (roundtrip efficiency)

Ορίζεται σαν ο λόγος της ενέργειας που εκφορτίζει το σύστημα αποθήκευσης προς την ενέργεια που χρησιμοποιείται για να φορτιστεί

$$roundtrip\ efficiency = n_{inv}^2 \cdot n_{charge} \cdot n_{discharge} \quad (5.19)$$

όπου

n_{inv} = η απόδοση του αντιστροφέα της μπαταρίας,

n_{charge} = η απόδοση φόρτισης,

$n_{discharge}$ = η απόδοση εκφόρτισης.

Στη συνέχεια μελετάται τις τιμές χρησιμοποιούνται για τις n_{charge} , $n_{discharge}$, n_{inv} , και $roundtrip\ efficiency$ στη διεθνή βιβλιογραφία:

- Στις εργασίες [45] και [44] που μελετήθηκε σύνδεση οικιακού συστήματος αποθήκευσης με ΦΒ και χρησιμοποιήθηκε μπαταρία λιθίου αναφέρεται απόδοση 95% εξαιτίας της φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας ($n_{charge} \cdot n_{discharge}$), σταθερή απόδοση αντιστροφέα 94% και επομένως συνολικό βαθμό απόδοσης 84%.
- Στο [55] λαμβάνεται βαθμός απόδοσης φόρτισης της μπαταρίας 95%, βαθμός απόδοσης εκφόρτισης 99% και απόδοση αντιστροφέα 95% με συνολικό βαθμό απόδοσης 90%.
- Στο [56] θεωρείται συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου 85%.
- Στο [51] αναγράφεται συνολικός βαθμός του συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου 90%.
- Το [57] παρουσιάζει εύρη για το συνολικό βαθμό απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης 70-90% για μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος και 85-95% για μπαταρία ιόντων λιθίου και στη δική του μελέτη έχει υιοθετήσει 95% τόσο για την απόδοση φόρτισης όσο και για την απόδοση εκφόρτισης.

Στη παρούσα προσομοίωση θα γίνει παραμετρική ανάλυση στην οποία η χωρητικότητα της μπαταρίας ($C_{B,nom}$) και η ισχύς του αντιστροφέα της ($P_{INV,nom}$) μεταβάλλονται. Για την ασφαλή λειτουργία της μπαταρίας, το παράθυρο φόρτισης της είναι SOC 20-90% όταν πρόκειται για μπαταρία ιόντων λιθίου και SOC 40-80% για μπαταρία μολύβδου οξέος. Η απόδοση του αντιστροφέα θεωρείται 1 και οι αποδόσεις φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας 0,9, δηλαδή ο συνολικός βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου λειτουργίας της μπαταρίας ελήφθη 81%.

5.5.3 Μηχανισμοί Γήρανσης Μπαταρίας

Ένα από τα κρισιμότερα σημεία για την οικονομική και τεχνική αξιολόγηση της λειτουργίας της μπαταρίας είναι το μοντέλο γήρανσης της. Το μοντέλο γήρανσης εκτιμά την υποβάθμιση της μπαταρίας που επηρεάζει τη μέγιστη χωρητικότητα που μπορεί να αποθηκεύσει (C_B), την κατάσταση της υγείας της (SOH), το τέλος της ζωής της (EOL) και οδηγεί στον καθορισμό της διάρκειας ζωής της μπαταρίας καθώς και της περιόδου αντικατάστασής της. Ο χρόνος ζωής μιας μπαταρίας θεωρείται ως η χρονική περίοδος κατά την οποία η χωρητικότητα της μειώνεται στο 80% της αρχικής χωρητικότητας [21], [23], [19], [45], [34], [35], [58], [59]. Αυτή η παραδοχή χρησιμοποιείται διότι οι έρευνες που μελετούν τη γήρανση των μπαταριών αποκαλύπτουν δύο μη γραμμικούς μηχανισμούς γήρανσης όταν το SOH πέσει κάτω από το 80% και επισημαίνουν την ανάγκη αντικατάστασης της μπαταρίας [23], [19]:

- Ισχυρή αύξηση της εσωτερικής αντίστασης και συνεπώς μείωση της απόδοσης της μπαταρίας
- Ισχυρή μείωση της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας

Ωστόσο, δεν υπάρχει κοινά αποδεκτή μοντελοποίηση του μηχανισμού γήρανσης. Γι' αυτό και στη συνέχεια, μελετώνται διαφορετικά μοντέλα γήρανσης των μπαταριών που συναντώνται στη διεθνή βιβλιογραφία και μπορεί να χρησιμοποιούν μόνο κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης, μόνο χρόνια (ημερολογιακή ζωή) ή συνδυασμό των δύο. Τα περισσότερα από αυτά ακολουθούν το περιορισμό ότι η χωρητικότητα της μπαταρίας δεν μπορεί να πέσει κάτω από το 80% της ονομαστικής. Υπάρχουν όμως και περιπτώσεις που για λόγους κόστους θεωρούν ότι η μπαταρία μπορεί να χρησιμοποιείται ακόμη και αν η χωρητικότητα της πέσει κάτω από 80% της ονομαστικής. Με βάση την βιβλιογραφία πραγματοποιήθηκε ανάλυση του κάθε μηχανισμού γήρανσης. Τα χαρακτηριστικά της μπαταρίας που χρησιμοποιούνται έχουν αναφερθεί στην ενότητα 5.5.2. Για κάθε ένα από τους μηχανισμούς γήρανσης που υλοποιούνται παρουσιάζεται και ένα παράδειγμα της φόρτισης της μπαταρίας μιας μέρας με μεγάλη ΦΒ παραγωγή (26 Μαΐου) για τον τέταρτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος ώστε να γίνει πιο αντιληπτό πως επηρεάζει κάθε μηχανισμός τη λειτουργία της μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής¹⁷. Επιλέχθηκε ο τέταρτος χρόνος γιατί σε κάποιους από τους μηχανισμούς γήρανσης που υλοποιήθηκαν η νέα χωρητικότητα μετά τη γήρανση υπολογίζεται στο τέλος του έτους και τότε εμφανίζεται η γήρανση. Επιπλέον, παρουσιάζεται και η μεταβολή του δείκτη SOH συναρτήσει του έτους λειτουργίας της ο οποίος λαμβάνει τιμή 1 στην αρχή της ζωής της μπαταρίας και μελετάται η μείωση του ανάλογα με το μηχανισμό γήρανσης που εφαρμόζεται.¹⁸

¹⁷ Στα παραδείγματα το ΦΒ που χρησιμοποιείται παράγει 1 MWh/MWh φορτίου, η μπαταρία έχει χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου και ο αντιστροφείας της είναι 2 kW. Η μπαταρία φορτίζει όταν η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση και εκφορτίζει στην αντίστροφη περίπτωση.

¹⁸ Η γραφική SOH συναρτήσει του έτους λειτουργίας της μπαταρίας δεν έχει σχεδιαστεί στους μηχανισμούς γήρανσης που αγνοούν τη μείωση της χωρητικότητάς της.

5.5.3.1 Μηχανισμός Γήρανσης 1 [60], [52], [61]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση μόνο από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης (μοντέλο γήρανσης κύκλου) και δεν εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν επιτευχθεί το πλήθος των κύκλων που δίνεται από τον κατασκευαστή, απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας.

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Η διάρκεια ζωής της μπαταρίας μετράται σε κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης της για συγκεκριμένο DOD οι οποίοι δίνονται από τον κατασκευαστή της μπαταρίας. Κάθε φορά που η μπαταρία μεταβαίνει από κατάσταση εκφόρτισης σε κατάσταση φόρτισης πραγματοποιείται κύκλος. Αυτός ο κύκλος μπορεί να είναι πλήρης ή μικρότερος ανάλογα με την ενέργεια που εκφορτίζεται από τη μπαταρία προς τη χρήσιμη χωρητικότητα της και δίνεται από τη σχέση:

$$n_c = \frac{E_{BD}}{E_{UB}} \quad (5.20)$$

όπου

n_c = πλήθος κύκλων,

E_{BD} = η ενέργεια που εκφορτίζεται από τη μπαταρία στη διάρκεια του κύκλου,

E_{UB} = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας¹⁹.

Αν υπολογιστεί το πλήθος των κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης στη διάρκεια ενός έτους, μπορεί να υπολογιστεί η περίοδος αντικατάστασης της σε χρόνια από τη σχέση:

$$r = \frac{n_{c,total}}{n_{c,annual}} \quad (5.21)$$

όπου

r = η περίοδος αντικατάστασης της μπαταρίας (χρόνια),

$n_{c,total}$ = οι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης στη διάρκεια ζωής της μπαταρίας²⁰,

$n_{c,annual}$ = οι ετήσιοι κύκλοι αποθήκευσης.

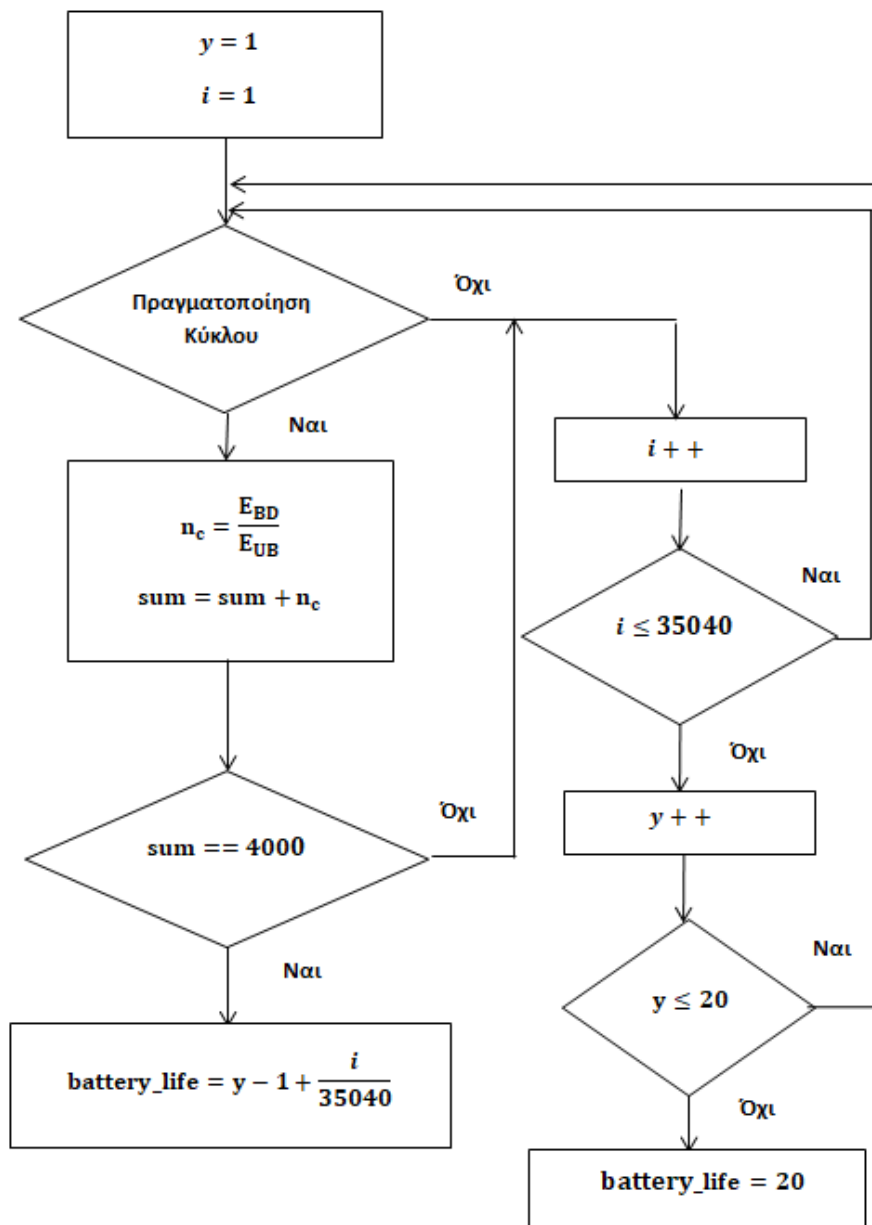
Δική μας εφαρμογή

Στο [61] η μπαταρία που χρησιμοποιήθηκε είναι λιθίου με 4000 κύκλους ζωής για βάθος εκφόρτισης (DOD) 80%. Στη δική μας προσομοίωση θεωρήθηκε ότι οι 4000 κύκλοι είναι για 70% DOD (παράθυρο φόρτισης 20-90% της ονομαστικής χωρητικότητας καθ' όλη την διάρκεια λειτουργίας της). Στο Σχήμα 5.12 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μεταξύ άλλων δείχνει πως υπολογίζεται τυχούσα αντικατάσταση της μπαταρίας στην 20ετία. Στο Σχήμα 5.13 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου}

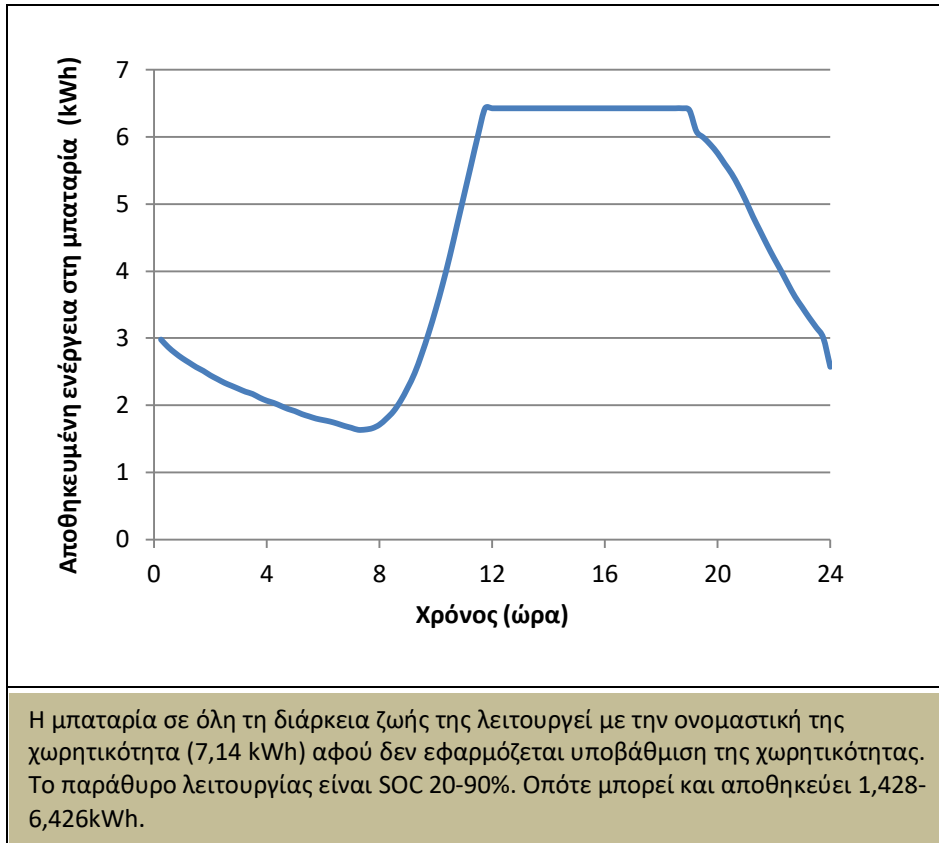
¹⁹ Η χρήσιμη χωρητικότητα ορίζεται στην ενότητα 5.5.2.

²⁰ Το χαρακτηριστικό αυτό στοιχείο της κάθε μπαταρίας είναι πολύ κρίσιμο. Μεγάλη τιμή σημαίνει ότι η μπαταρία έχει μεγάλη διάρκεια ζωής ενώ το αντίθετο συμβαίνει με μία μικρή τιμή.

έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας. Επιπλέον, αν η μπαταρία προκύψει ότι πρέπει να αντικατασταθεί στο πρώτο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται ότι η αντικατάσταση γίνεται από την αρχή του χρόνου. Διαφορετικά, δηλαδή αν η μπαταρία πρέπει να αντικατασταθεί στο δεύτερο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται αντικατάσταση στο μέσο του χρόνου.



Σχήμα 5.12 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 1



Σχήμα 5.13 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 1

5.5.3.2 Μηχανισμός Γήρανσης 2 [18]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση μόνο από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης (μοντέλο γήρανσης κύκλου) και εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας πέσει στο 20% της ονομαστικής της χωρητικότητας, απαιτείται αντικατάσταση της.

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Κατά τη διάρκεια ζωής της, η χρήσιμη χωρητικότητα της μειώνεται ανάλογα με τους κύκλους που υφίσταται. Για κάθε 1500 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης της, η χρήσιμη χωρητικότητα μειώνεται κατά 20% της ονομαστικής χωρητικότητας. Οπότε, κάθε φορά που πραγματοποιείται κύκλος, πλήρης ή μικρότερος, η νέα χρήσιμη χωρητικότητα δίνεται από τη σχέση:

$$E_{UB}^{(n_c)} = E_{UB}^{(n_c-1)} - 0,2 \cdot C_{B,nom} \cdot \frac{n_c}{1500} \quad (5.22)$$

όπου

$E_{UB}^{(n_c-1)}$ = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας πριν την πραγματοποίηση του κύκλου,

$E_{UB}^{(n_c)}$ = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας μετά την πραγματοποίηση του κύκλου,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας,

n_c = πλήθος κύκλων.

Επειδή αντικατάσταση της μπαταρίας απαιτείται όταν η χρήσιμη χωρητικότητα της πέσει στο 20% της ονομαστικής, η διάρκεια ζωής της μπαταρίας δίνεται από τη λύση της εξίσωσης με άγνωστο το $n_{c,total}$:

$$E_{UB}^{(0)} - 0,2 \cdot C_{B,nom} \cdot \frac{n_{c,total}}{1500} = 0,2 \cdot C_{B,nom} \quad (5.23)$$

όπου

$E_{UB}^{(0)}$ = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας όταν αγοράζεται,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας,

$n_{c,total}$ = οι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης στη διάρκεια ζωής της μπαταρίας.

Εφαρμόζοντας τη σχέση (5.21) προκύπτουν τα έτη αντικατάστασης.

Δική μας εφαρμογή

Στο [18] η αρχική χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας είναι 80% της ονομαστικής. Στη δική μας προσομοίωση που το αρχικό παράθυρο φόρτισης της μπαταρίας είναι 20-90%, η χρήσιμη χωρητικότητα στην αρχή είναι 70% της ονομαστικής και η διάρκεια ζωής της 3750 κύκλους²¹.

Για την προσομοίωση που έγινε, θεωρήθηκε ότι το SOC_{min} διατηρείται σταθερό και μεταβάλλεται μόνο το SOC_{max} . Έτσι η εξίσωση (5.22) απλοποιείται σε:

$$SOC_{max}^{(n_c)} = SOC_{max}^{(n_c-1)} - 0,2 \cdot \frac{n_c}{1500} \quad (5.24)$$

όπου

$SOC_{max}^{(n_c-1)}$ = η μέγιστη επιτρεπόμενη κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας πριν την πραγματοποίηση του κύκλου,

$SOC_{max}^{(n_c)}$ = η μέγιστη επιτρεπόμενη κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας μετά την πραγματοποίηση του κύκλου,

n_c = πλήθος κύκλων.

Όπως φαίνεται, το παράθυρο φόρτισης της μπαταρίας είναι 20%- SOC_{max} ²² και εφαρμόζεται στην ονομαστική χωρητικότητα.

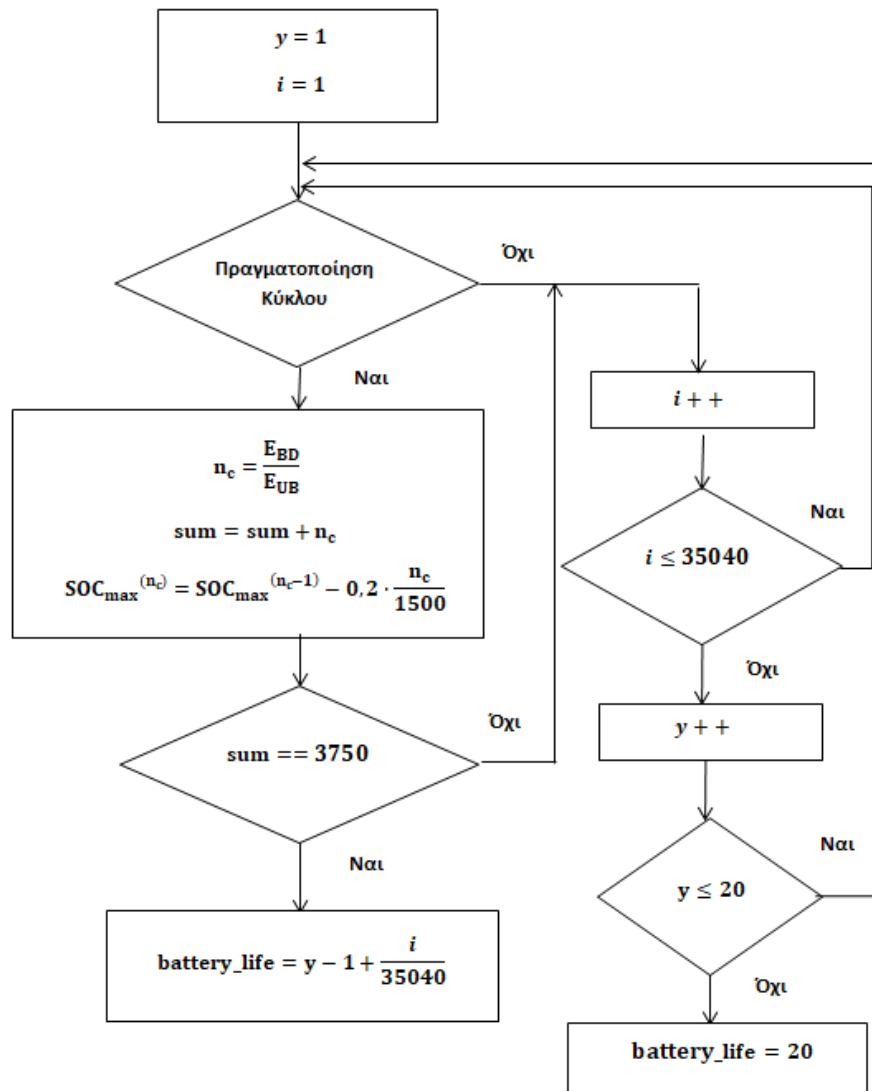
Στο Σχήμα 5.14 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μοντελοποιεί τη γήρανση της μπαταρίας για την πρώτη αντικατάσταση της αν χρειαστεί στη διάρκεια των 20 ετών. Επιπλέον, αν η μπαταρία προκύψει ότι πρέπει να αντικατασταθεί στο πρώτο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται ότι η αντικατάσταση γίνεται από την αρχή του χρόνου. Διαφορετικά, δηλαδή αν η μπαταρία πρέπει να αντικατασταθεί στο δεύτερο εξάμηνο του χρόνου

²¹ Προκύπτει από τη λύση της εξίσωσης (5.23) ως προς $n_{c,total}$ αντικαθιστώντας στον τύπο

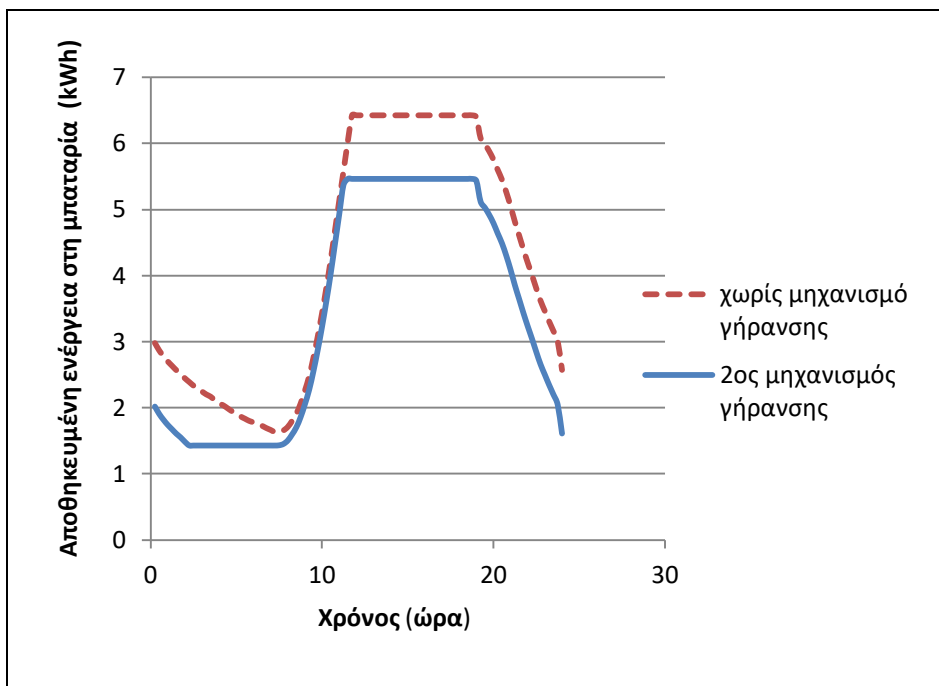
$E_{UB}^{(0)} = 0,7 \cdot C_{B,nom}$.

²² Μεταβάλλεται σύμφωνα με την εξίσωση (5.24).

θεωρείται αντικατάσταση στο μέσο του χρόνου. Στο Σχήμα 5.15 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Στο Σχήμα 5.16 απεικονίζεται το SOH συναρτήσεϊ του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.

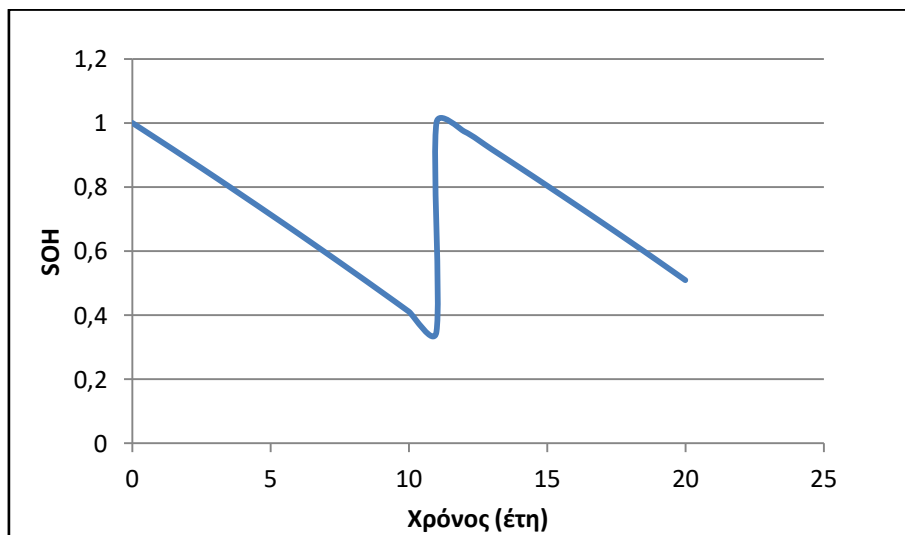


Σχήμα 5.14 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 2



Θεωρείται ότι η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας μειώνεται 20% της ονομαστικής (7,14kWh)/1500 κύκλους, δηλ. 1,43kWh/1500 κύκλους. Το χρόνο πραγματοποιεί 300 κύκλους οπότε μέχρι την 146 μέρα του 4ου έτους $3 \cdot 300 + \frac{146}{365} \cdot 300 = 1020$ κύκλους και η χρήσιμη χωρητικότητα της γίνεται $5 - 1,43 \cdot \frac{1020}{1500} = 4,03$ kWh. Το κάτω όριο φόρτισης της μπαταρίας μένει 1,43kWh όπως και στην περίπτωση που δεν είχαμε υποβιβασμό χωρητικότητας και το άνω όριο γίνεται $1,428+4,03= 5,46$ kWh.

Σχήμα 5.15 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 2 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση



Σχήμα 5.16 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 2

5.5.3.3 Μηχανισμός Γήρανσης 3 [21]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση μόνο²³ από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης (μοντέλο γήρανσης κύκλου) και εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας.

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Η μπαταρία χρειάζεται αντικατάσταση όταν η χωρητικότητά της πέσει στο 80% της ονομαστικής που συμβαίνει αν πραγματοποιηθούν οι κύκλοι ζωής της για συγκεκριμένο DOD ή περάσουν 20 χρόνια. Επομένως, θεωρείται ότι στη διάρκεια ζωής της χρησιμοποιείται κατά μέσο όρο μόνο το 90% της χρήσιμης χωρητικότητάς της²⁴:

$$E_{UB}^{(SIM)} = 0,9 \cdot E_{UB}^{(REAL)} \quad (5.25)$$

όπου

$E_{UB}^{(REAL)}$ = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας,

$E_{UB}^{(SIM)}$ = η χρήσιμη χωρητικότητα που θεωρείται για την προσομοίωση.

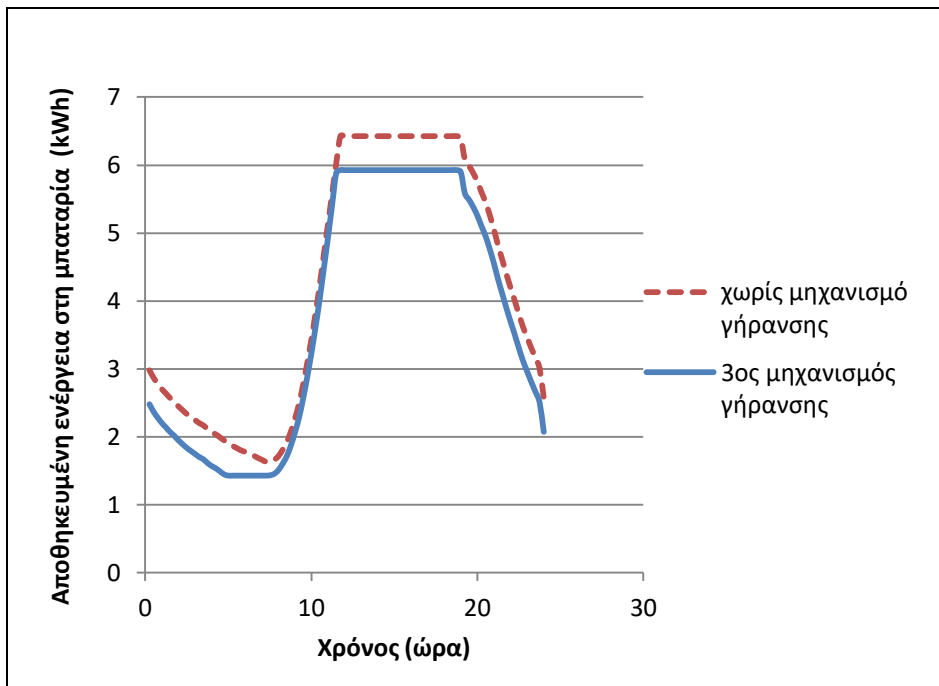
Δική μας εφαρμογή

Θεωρήθηκε ότι το SOC_{min} διατηρείται σταθερό στο 0,2 και δεδομένου ότι η χρήσιμη χωρητικότητα που χρησιμοποιείται είναι $0,9 \cdot 0,7 \cdot C_{B,nom} = 0,63 \cdot C_{B,nom}$, το SOC_{max} που χρησιμοποιείται είναι 0,83. Το παράθυρο φόρτισης που χρησιμοποιείται στην προσομοίωση είναι 20-83%.

Στο [21] η μπαταρία που χρησιμοποιήθηκε είναι λιθίου με 5000 κύκλους ζωής για βάθος εκφόρτισης (DOD) 60%. Στη δική μας μοντελοποίηση θεωρήθηκε ότι οι 5000 κύκλοι αντιστοιχούν σε 63% DOD, σύμφωνα με το παραπάνω σκεπτικό. Για τον υπολογισμό της διάρκειας ζωής της σε χρόνια χρησιμοποιούνται οι σχέσεις (5.20) και (5.21) και το διάγραμμα στο Σχήμα 5.12 που περιγράφονται στο μηχανισμό 1. Η διαφορά είναι ότι στο μηχανισμό 3 χρησιμοποιείται το $SOC_{max} = 0,83$. Στο Σχήμα 5.17 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Στο Σχήμα 5.18 απεικονίζεται το SOH συναρτήσε του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.

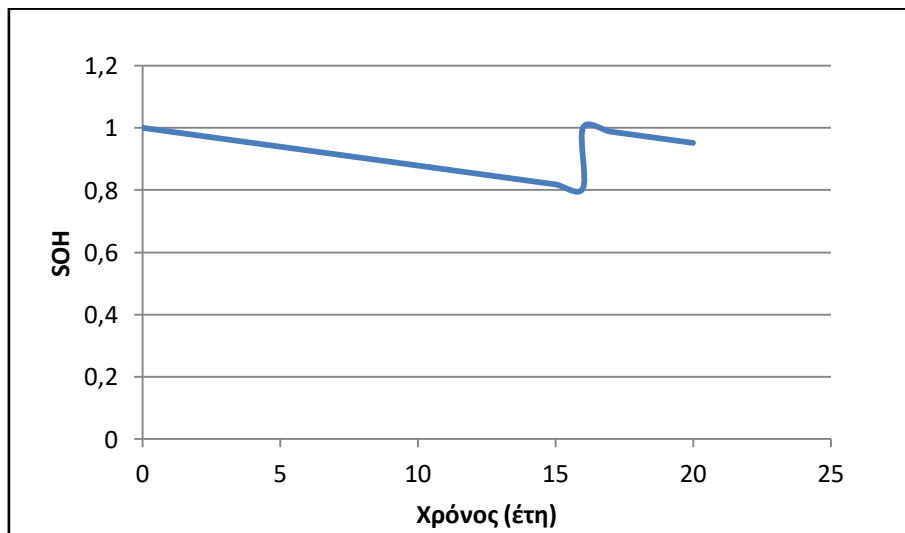
²³ Η εάν περάσουν 20 έτη κάτι που θεωρείται εξαιρετικά μεγάλο χρονικό διάστημα, τόσο που πρακτικά υφίσταται εξάρτηση μόνο από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης

²⁴ Για παράθυρο φόρτισης 20-90%, η χρήσιμη χωρητικότητα στην αρχή της ζωής της μπαταρίας είναι $E_{UB}^{(αρχή)} = (0,9 - 0,2) \cdot C_{B,nom} = 0,7 \cdot C_{B,nom}$ και στο τέλος της ζωής της $E_{UB}^{(τέλος)} = (0,9 - 0,2) \cdot 0,8 \cdot C_{B,nom} = 0,7 \cdot 0,8 \cdot C_{B,nom}$, οπότε η μέση χρήσιμη χωρητικότητα καθ'όλη την διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι: $E_{UB}^{(μέσο)} = \frac{E_{UB}^{(αρχή)} + E_{UB}^{(τέλος)}}{2} = \frac{(0,9-0,2) \cdot 1,8 \cdot C_{B,nom}}{2} = 0,9 \cdot E_{UB}^{(αρχή)}$.



Θεωρείται ότι η μπαταρία σε όλη τη διάρκεια ζωής της χρησιμοποιεί το 90% της χρήσιμης χωρητικότητάς της (5kWh), δηλ. $0,9 \cdot 5 = 4,5\text{kWh}$. Το κάτω όριο φόρτισης της μπαταρίας μένει 1,43kWh όπως και στην περίπτωση που δεν είχε υποβιβασμό χωρητικότητας και το άνω όριο γίνεται $1,428+4,5= 5,93\text{kWh}$. Η μπαταρία λειτουργεί με παράθυρο SOC 20-83%.

Σχήμα 5.17 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 3 σε σχέση αν δεν υπήρχε γήρανση



Σχήμα 5.18 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 3

5.5.3.4 Μηχανισμός Γήρανσης 4 [23]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση μόνο από τα ημερολογιακά έτη (μοντέλο γήρανσης ημερολογιακού έτους) και εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν η χωρητικότητά της πέσει στο 80% της ονομαστικής, απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας.

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Η χωρητικότητά της πέφτει στο 80% της ονομαστικής στα 12,5 χρόνια. Σε αυτό το σενάριο γήρανσης η χωρητικότητα της μπαταρίας μειώνεται γραμμικά με τα χρόνια. Έτσι, αφού σε 12,5 χρόνια οι απώλειες χωρητικότητας της είναι 20% της ονομαστικής χωρητικότητάς της, σε 1 χρόνο είναι:

$$\Delta C_{annual} = \frac{0,2 \cdot C_{B,nom}}{12,5} \quad (5.26)$$

όπου

ΔC_{annual} = οι ετήσιες απώλειες χωρητικότητας της μπαταρίας,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

Στο τέλος κάθε έτους υπολογίζεται η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας . Η τιμή της προκύπτει αφαιρώντας από την ονομαστική χωρητικότητα το συνολικό ποσό της ενέργειας που χάθηκε έως το έτος y , όπως περιγράφεται και από την σχέση:

$$C_{B,y} = \begin{cases} C_{B,y-1} - \Delta C_{annual}, & y > 1 \\ C_{B,nom} - \Delta C_{annual}, & y = 1 \end{cases} \quad (5.27)$$

όπου

$C_{B,y}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στο τέλος του έτους y ,

$C_{B,y-1}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στο τέλος του έτους $y - 1$,

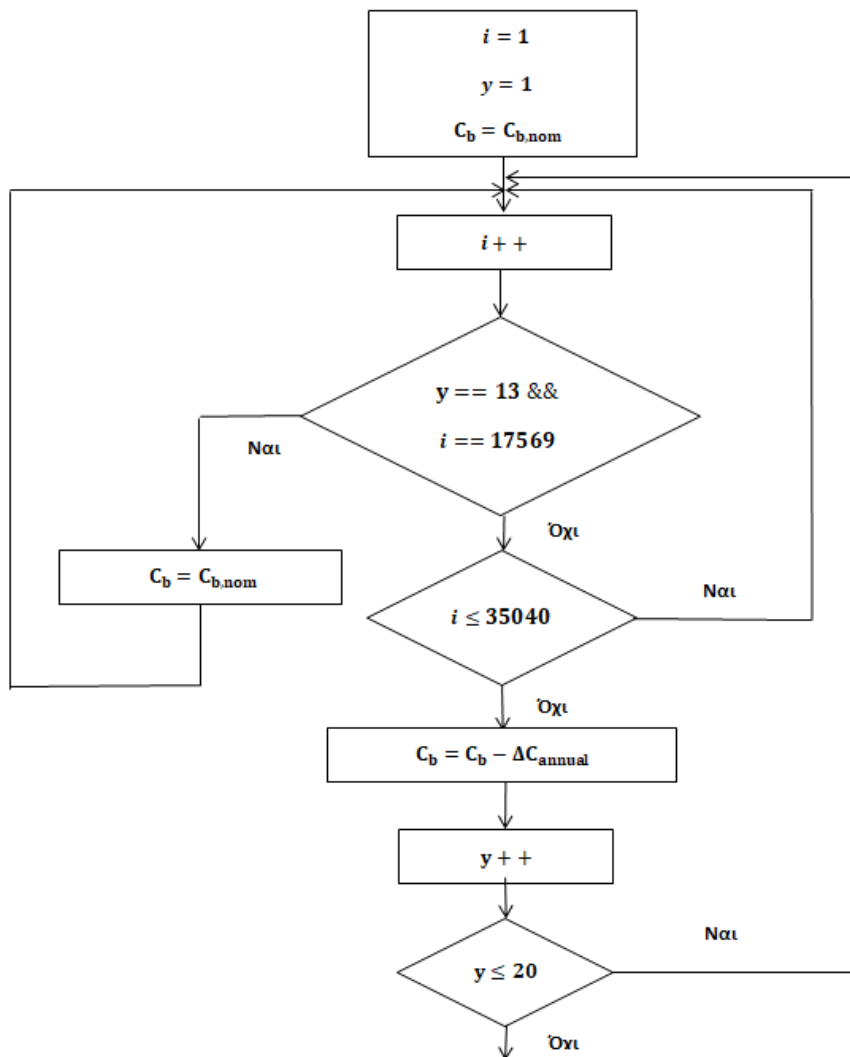
$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας,

ΔC_{annual} = οι ετήσιες απώλειες χωρητικότητας της μπαταρίας.

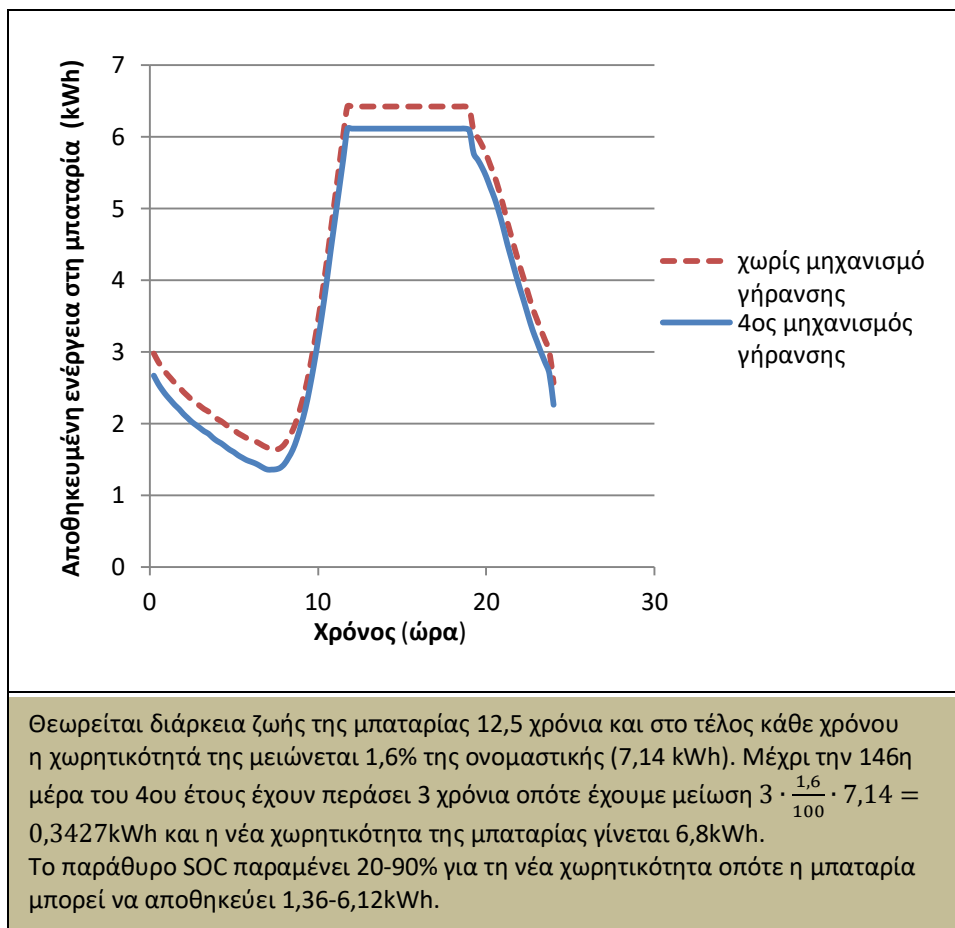
Δική μας εφαρμογή

Το παράθυρο φόρτισης 20-90% επιβάλλεται στη νέα χωρητικότητα της μπαταρίας που υπολογίζεται στο τέλος κάθε έτους. Στο Σχήμα 5.19 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μοντελοποιεί τη γήρανση της μπαταρίας που απαιτεί αντικατάσταση στα 12,5 έτη. Στο Σχήμα 5.20 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη

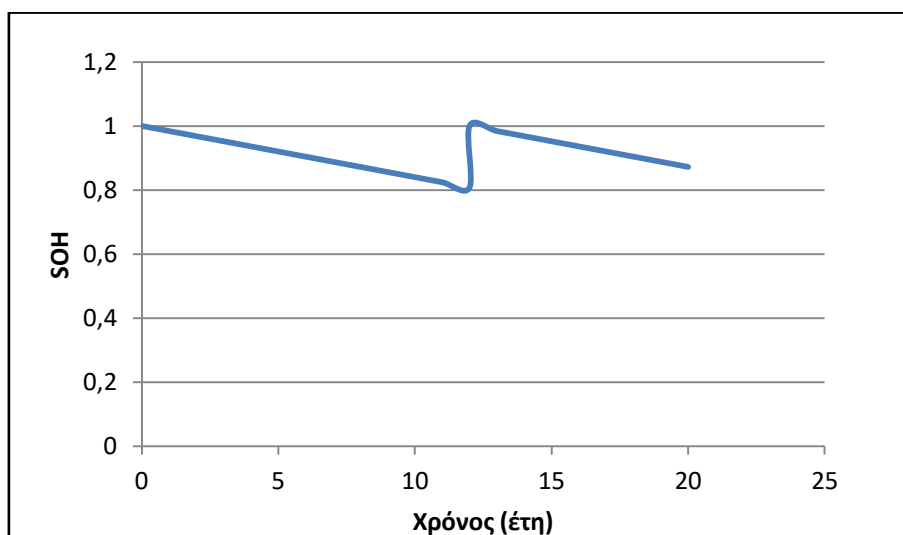
λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Στο Σχήμα 5.21 απεικονίζεται το SOH συναρτήσει του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.



Σχήμα 5.19 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 4



Σχήμα 5.20 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 4 σε σχέση αν δεν υπήρχε γήρανση



Σχήμα 5.21 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 4

5.5.3.5 Μηχανισμός Γήρανσης 5 [34]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση τόσο από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης όσο και από τα ημερολογιακά έτη (μοντέλο γήρανσης κύκλου και ημερολογιακού έτους) και εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν η χωρητικότητά της πέσει στο 80% της ονομαστικής, απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας.

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Αναπτύσσεται μοντέλο ζωής της μπαταρίας βασιζόμενο σε δοκιμές γήρανσης προκειμένου να προσδιοριστεί η συμπεριφορά της τόσο όταν φορτίζει/εκφορτίζει όσο και όταν βρίσκεται σε σταθερή στάθμη φόρτισης. Οι επιδόσεις της μπαταρίας υποβαθμίζονται τόσο κατά την περίοδο λειτουργίας της όσο και όταν είναι σε κατάσταση αναμονής. Οι δύο παράγοντες που επηρεάζουν την ημερολογιακή διάρκεια ζωής είναι η στάθμη φόρτισης της μπαταρίας, SOC και η θερμοκρασία της ενώ οι παράγοντες που επηρεάζουν τους κύκλους ζωής της είναι η θερμοκρασία, το βάθος του κύκλου και το μέσο επίπεδο SOC κατά τη διάρκεια του.

Στο μοντέλο ημερολογιακής γήρανσης για θερμοκρασία 25°C, οι απώλειες χωρητικότητας δίνονται από τη σχέση:

$$C_{f_cal} = 0,1723 \cdot e^{0,007388 \cdot SOC} \cdot t^{0,8} \quad (5.28)$$

όπου

C_{f_cal} = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της ημερολογιακής γήρανσης,

SOC = η στάθμη φόρτισης της μπαταρίας,

t = οι μήνες που η μπαταρία είναι σε κατάσταση μη λειτουργίας.

Στο μοντέλο γήρανσης κύκλου για θερμοκρασία 25°C, οι απώλειες χωρητικότητας δίνονται από τη σχέση:

$$C_{f_cyc} = 0,021 \cdot e^{0,01943 \cdot SOC} \cdot c_d^{0,7162} \cdot cycles^{0,5} \quad (5.29)$$

όπου

C_{f_cyc} = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της γήρανσης κύκλου,

SOC = μέση στάθμη φόρτισης της μπαταρίας στη διάρκεια του κύκλου,

c_d = το βάθος της εκφόρτισης,

$cycles$ = το πλήθος των κύκλων.

Δική μας εφαρμογή

Το παράθυρο λειτουργίας της μπαταρίας είναι 20-90%. Στο σύστημα αυτοπαραγωγής με μπαταρία, όταν η μπαταρία δεν λειτουργεί, το SOC μπορεί να μείνει σταθερό σε οποιαδήποτε τιμή στο διάστημα 20-90%. Για την προσομοίωση που πραγματοποιήθηκε, το διάστημα 20-90% χωρίστηκε σε τέσσερα ίσα διαστήματα πλάτους 17,5% και σε καθένα από

αυτά εφαρμόστηκε η σχέση (5.28) όπου SOC πήραμε το μέσο τους και t το χρόνο σε μήνες που μένει σε αυτό.

Οι κύκλοι που πραγματοποιεί η μπαταρία έχουν διαφορετικά μεγέθη και διαφορετικά βάθη εκφόρτισης. Έτσι, για να υπολογιστεί η γήρανση λόγω κύκλου χωρίζεται το διάστημα 20-90% στο οποίο βρίσκεται η μέση στάθμη φόρτισης του κύκλου σε τέσσερα ίσα διαστήματα πλάτους 17,5% αλλά και το βάθος του κύκλου που μπορεί να είναι από 0-70% σε τέσσερα ίσα διαστήματα πλάτους 17,5%. Στη συνέχεια για κάθε συνδυασμό διαστημάτων μέσης φόρτισης και βάθους κύκλου εφαρμόστηκε η σχέση (5.29) όπου SOC πήραμε το μέσο του διαστήματος μέσης στάθμης φόρτισης, c_d το μέσο του διαστήματος βάθους φόρτισης και cycles το πλήθος των κύκλων.

Στο τέλος κάθε έτους υπολογίζεται η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας και όταν πέσει στο 80% της ονομαστικής τελειώνει η ζωή της μπαταρίας. Η τιμή της προκύπτει αφαιρώντας από την ονομαστική χωρητικότητα τις απώλειες λόγω της ημερολογιακής της γήρανσης και της γήρανσης από τους κύκλους που πραγματοποιεί.

$$C_{B,y} = C_{B,nom} \cdot \left[1 - \left(\sum C_{f_cal,y} - \sum C_{f_cyc,y} \right) \right] \quad (5.30)$$

όπου

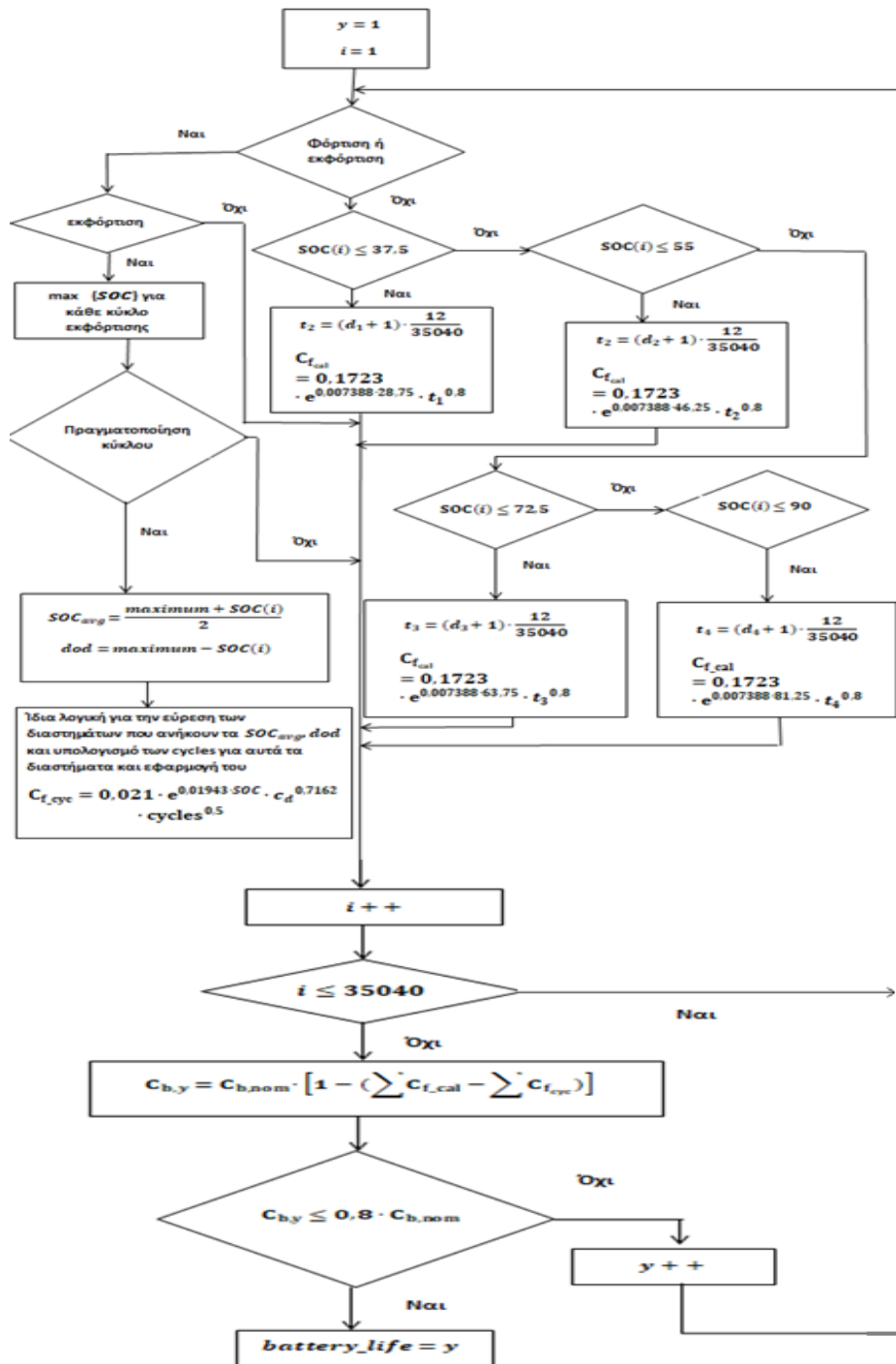
$C_{B,y}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στο τέλος του έτους y,

$\sum C_{f_cal,y}$ = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της ημερολογιακής γήρανσης στο τέλος του έτους y ,

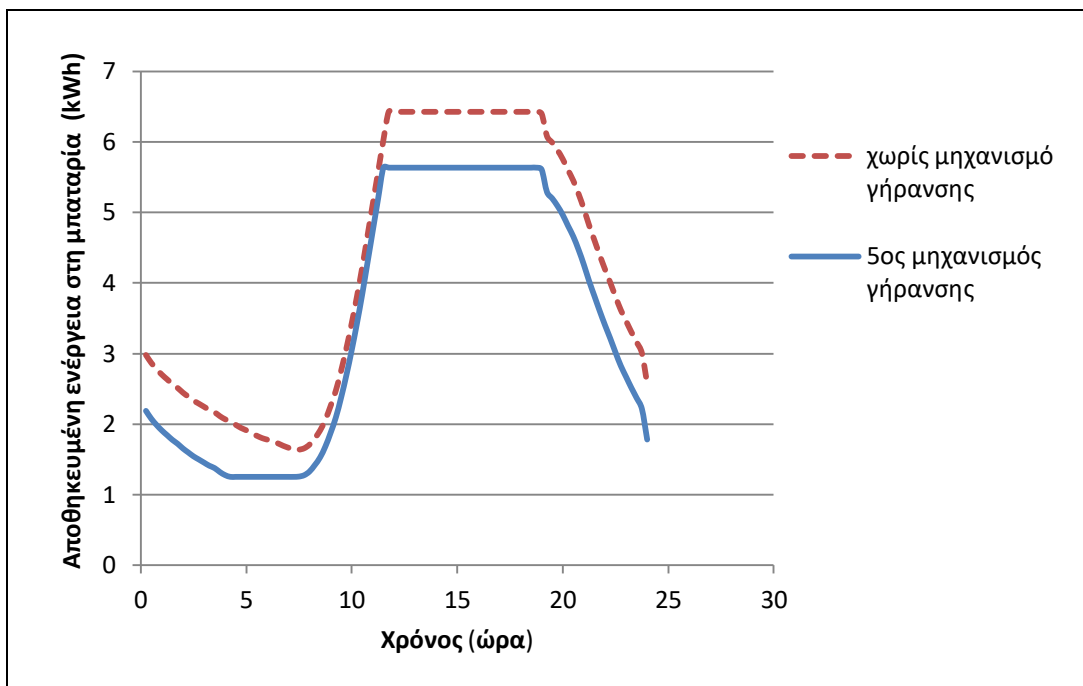
$\sum C_{f_cyc,y}$ = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της γήρανσης κύκλου στο τέλος του έτους y ,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

Το παράθυρο φόρτισης 20-90% επιβάλλεται στη νέα χωρητικότητα της μπαταρίας που υπολογίζεται στο τέλος κάθε έτους. Στο Σχήμα 5.22 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μεταξύ άλλων δείχνει πως υπολογίζεται τυχούσα αντικατάσταση της μπαταρίας στην 20ετία. Επειδή η μέγιστη χωρητικότητας της μπαταρίας μελετάται στο τέλος κάθε έτους, η μπαταρία θα αντικατασταθεί στο πρώτο εξάμηνο του επόμενου χρόνου αν πέσει στο 80% της ονομαστικής. Στο Σχήμα 5.23 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Για να απλοποιηθεί ο υπολογισμός της γήρανσης μόνο ως παράδειγμα θεωρήθηκε ότι και τα 3 χρόνια η μπαταρία έχει την ίδια ακριβώς συμπεριφορά ως προς τους μήνες που μένει σε σταθερό SOC και τους κύκλους που πραγματοποιεί. Στο Σχήμα 5.24 απεικονίζεται το SOH συναρτήσει του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.



Σχήμα 5.22 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 5



Σε κατάσταση μη λειτουργίας το 1ο χρόνο η μπαταρία μένει σε SOC στο διάστημα [20 37,5] 5,06 μήνες, στο [37,5 55] 0 μήνες, στο [55,72,5] 0 μήνες και στο [72,5 90] 1,66 μήνες οπότε μετά από 3 χρόνια η

$$C_{F_cal} = 0,1723 \cdot e^{0,007388 \cdot 28,75} \cdot (3 \cdot 5,06)^{0,8} + 0,1723 \cdot e^{0,007388 \cdot 81,25} \cdot (3 \cdot 1,66)^{0,8} = 3\%$$

ενώ πραγματοποιεί κύκλους:

μέσο SOC βάθος κύκλου πλήθος κύκλων(1 έτος)

20-37,5 0-17,5 191

20-37,5 17,5-35 11

20-37,5 35-52,5 0

20-37,5 52,5-70 0

37,5-55 0-17,5 28

37,5-55 17,5-35 0

37,5-55 35-52,5 24

37,5-55 52,5-70 41

55-72,5 0-17,5 39

55-72,5 17,5-35 0

55-72,5 35-52,5 1

55-72,5 52,5-70 230

72,5-90 0-17,5 97

72,5-90 17,5-35 1

72,5-90 35-52,5 0

72,5-90 52,5-70 0

$$C_{F_cyc} = \sum (0,021 \cdot e^{-0,01943 \cdot SOC} \cdot (\text{βάθος κύκλου})^{0,7162} \cdot (\text{πλήθος κύκλων})^{0,5})$$

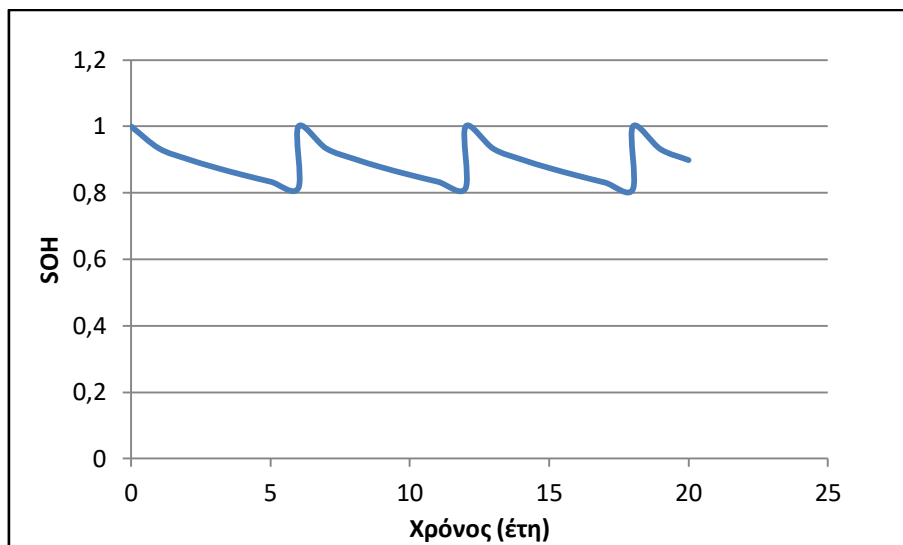
Παίρνω τα μέσα των διαστημάτων στην αντικατάσταση και για μετά από 3 χρόνια θεωρώντας ότι κάθε χρόνο υφίσταται ακριβώς το ίδιο προφίλ κύκλων (δλδ το αποτέλεσμα επί 3)

προκύπτει $C_{F_cyc} = 9,3\%$.

Επομένως, η χωρητικότητα μειώνεται κατά $(0,03+0,093) \cdot 7,14 = 0,88 \text{ kWh}$ και γίνεται 6,26 kWh.

Το παράθυρο SOC μένει 20-90% οπότε η μπαταρία μπορεί και πλέον αποθηκεύει 1,252 -5,634 kWh.

Σχήμα 5.23 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 5 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση



Σχήμα 5.24 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 5

5.5.3.6 Μηχανισμός Γήρανσης 6 [45]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση τόσο από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης όσο και από τα ημερολογιακά έτη (μοντέλο γήρανσης κύκλου και ημερολογιακού έτους) και εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν η χωρητικότητά της πέσει στο 80% της ονομαστικής, απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας.

Περιγραφή

Εξετάζονται τόσο οι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας όσο και η ημερολογιακή της γήρανση και η επίδραση που έχουν στη διάρκεια ζωής της.

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Κάθε φορά που η μπαταρία μεταβαίνει από κατάσταση εκφόρτισης σε κατάσταση φόρτισης πραγματοποιείται κύκλος. Αυτός ο κύκλος μπορεί να είναι πλήρης ή μικρότερος ανάλογα με την ενέργεια που εκφορτίζεται από τη μπαταρία προς τη χρήσιμη χωρητικότητα της και δίνεται από τη σχέση:

$$n_c = \frac{E_{BD}}{E_{UB}} \quad (5.31)$$

όπου

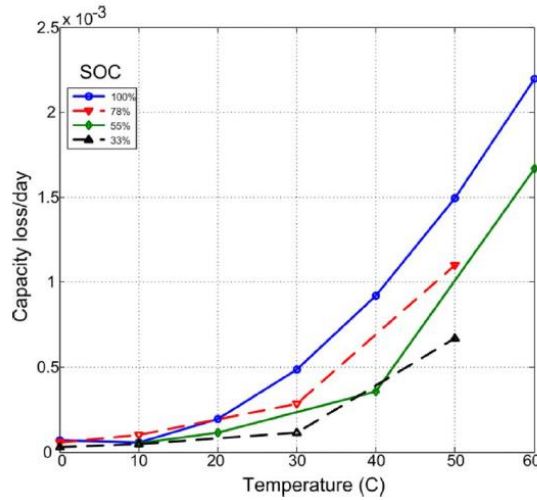
n_c = πλήθος κύκλων,

E_{BD} = ενέργεια που εκφορτίζεται από τη μπαταρία στη διάρκεια του κύκλου,

E_{UB} = χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας.

Η ημερολογιακή γήρανση είναι η μείωση χωρητικότητας όταν η μπαταρία είναι σε κατάσταση μη λειτουργίας και επηρεάζεται από τη θερμοκρασία της μπαταρίας, τη στάθμη

φόρτισης της και το χρόνο που μένει σε αυτή την κατάσταση και παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.25 από το [45].



Σχήμα 5.25 Πειραματικές μετρήσεις των απωλειών χωρητικότητας ανά ημέρα

Στο τέλος κάθε έτους υπολογίζεται η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας. Η τιμή της προκύπτει αφαιρώντας από την ονομαστική χωρητικότητα τις απώλειες λόγω της ημερολογιακής της γήρανσης και της γήρανσης από τους κύκλους που πραγματοποιεί.

$$C_{B,y} = C_{B,nom} \cdot [1 - (C_{f_{cal,y}} + C_{f_{cyc,y}})] \quad (5.1)$$

όπου

$C_{B,y}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στο τέλος του έτους y ,

$C_{f_{cal,y}}$ = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της ημερολογιακής γήρανσης στο τέλος του έτους y ,

$C_{f_{cyc,y}}$ = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της γήρανσης κύκλου στο τέλος του έτους y ,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

Δική μας εφαρμογή

Η μπαταρία που χρησιμοποιείται μπορεί να πραγματοποιήσει 2000 κύκλους με DOD 100% και η χωρητικότητα της να πέσει στο 80% της ονομαστικής. Οπότε σε 1 κύκλο με DOD 100% οι απώλειες χωρητικότητας είναι 0,01% της ονομαστικής. Συνεπώς, στη δική μας εφαρμογή που το DOD της μπαταρίας είναι 70% οι απώλειες χωρητικότητας ανά κύκλο εκτιμώνται σε 0,007% της ονομαστικής. Θεωρήθηκε για απλοποίηση του μοντέλου ότι για θερμοκρασία 20°C και οποιοδήποτε SOC οι απώλειες χωρητικότητας ανά μέρα είναι 0,0025% της ονομαστικής.

Στο μοντέλο ημερολογιακής γήρανσης, οι απώλειες χωρητικότητας δίνονται από τη σχέση:

$$C_{f_{cal}} = \frac{0,0025}{100} \cdot days \quad (5.32)$$

όπου

C_{f_cal} = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της ημερολογιακής γήρανσης,

days = οι μέρες που η μπαταρία είναι σε κατάσταση μη λειτουργίας.

Στο μοντέλο γήρανσης κύκλου οι απώλειες χωρητικότητας δίνονται από τη σχέση:

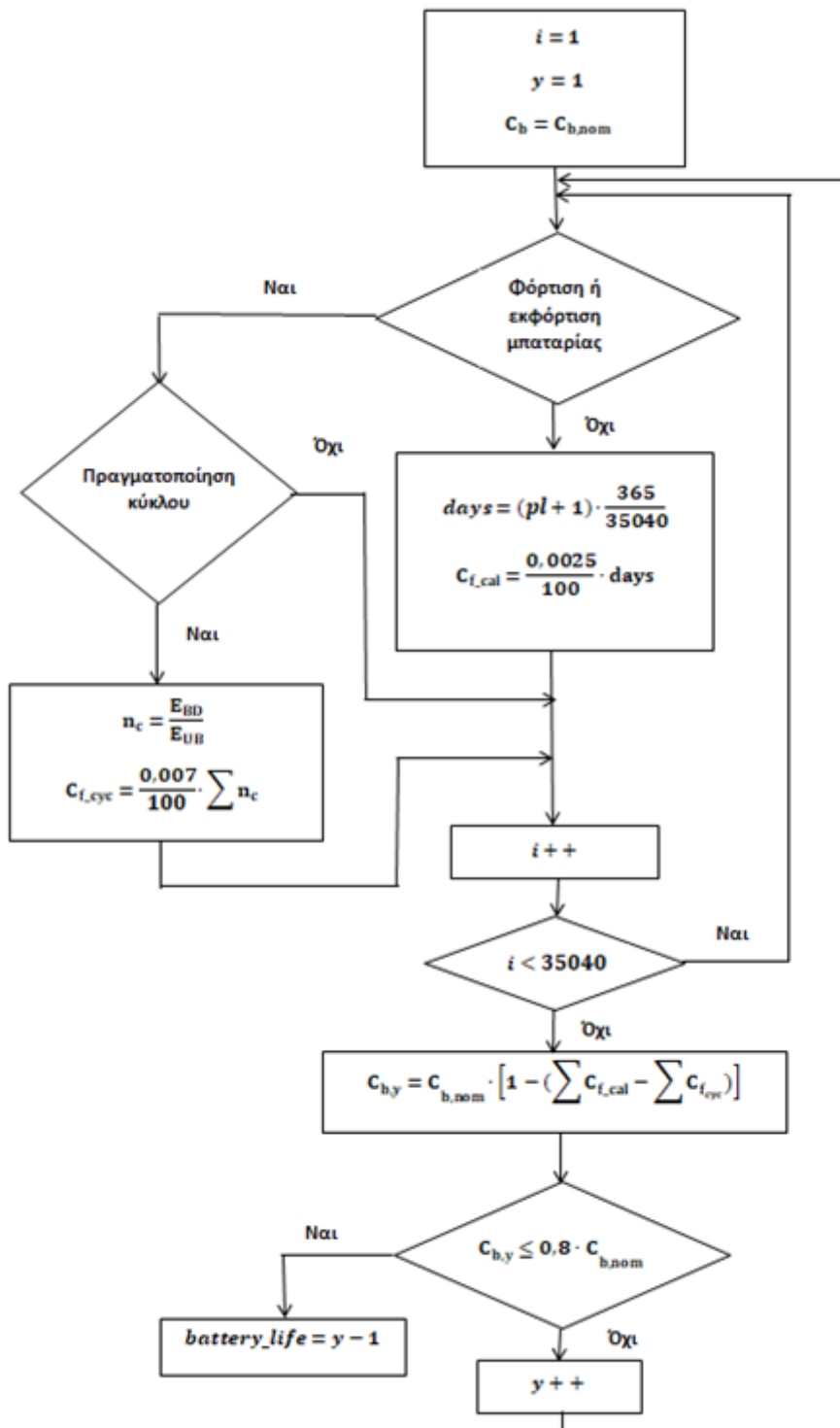
$$C_{f_cyc} = \frac{0,007}{100} \cdot \sum n_c \quad (5.33)$$

όπου

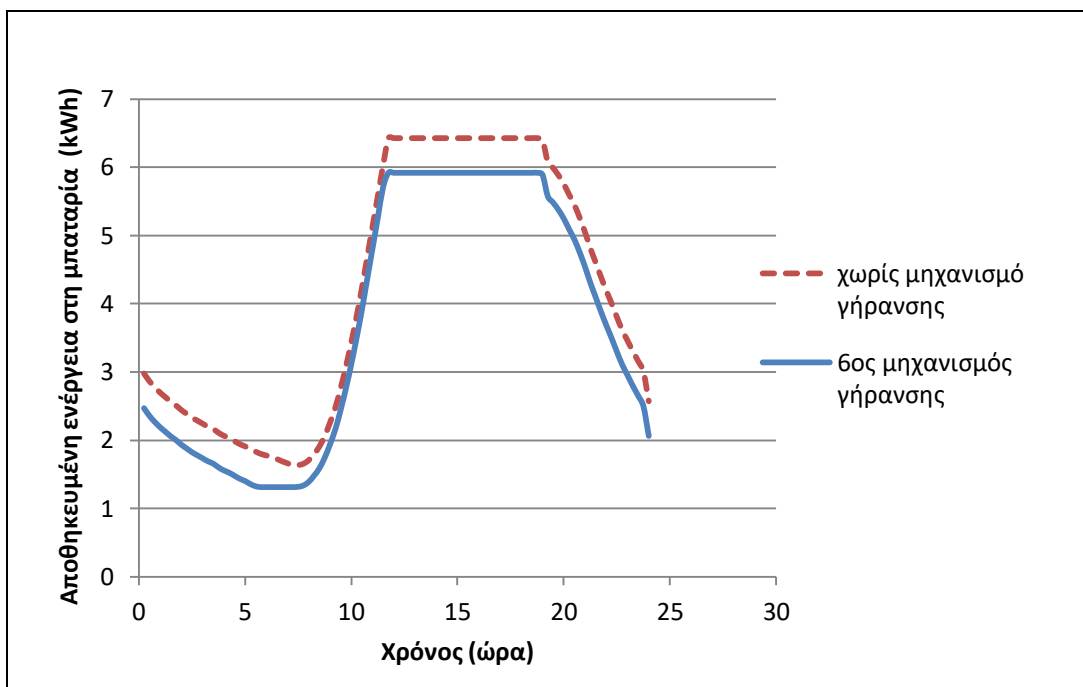
C_{f_cyc} = οι απώλειες χωρητικότητας λόγω της γήρανσης κύκλου,

$\sum n_c$ = το πλήθος των κύκλων.

Το παράθυρο φόρτισης 20-90% επιβάλλεται στη νέα χωρητικότητα της μπαταρίας που υπολογίζεται στο τέλος κάθε έτους. Στο Σχήμα 5.26 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μεταξύ άλλων δείχνει πως υπολογίζεται τυχούσα αντικατάσταση της μπαταρίας στην 20ετία. Επειδή η μέγιστη χωρητικότητα της μπαταρίας μελετάται στο τέλος κάθε έτους, η μπαταρία θα αντικατασταθεί στο πρώτο εξάμηνο του επόμενου χρόνου αν πέσει στο 80% της ονομαστικής. Στο Σχήμα 5.27 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Για να απλοποιηθεί ο υπολογισμός της γήρανσης μόνο ως παράδειγμα θεωρήθηκε ότι και τα 3 χρόνια η μπαταρία έχει την ίδια ακριβώς συμπεριφορά ως προς τις ημέρες που μένει σε σταθερό SOC και τους κύκλους που πραγματοποιεί. Στο Σχήμα 5.28 απεικονίζεται το SOH συναρτήσε του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.

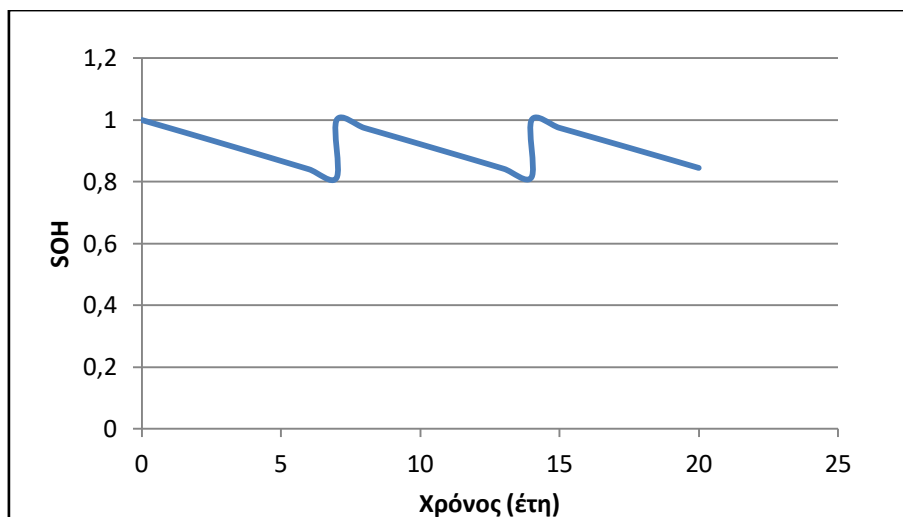


Σχήμα 5.26 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρασης 6



Θεωρείται ότι στο τέλος κάθε χρόνου η χωρητικότητά της μπαταρίας σε κάθε κύκλο μειώνεται 0,007% της ονομαστικής (7,14 kWh) και όταν δεν λειτουργεί (SOC σταθερό) 0,0025% της ονομαστικής/μέρα. Ο υποβιβασμός της χωρητικότητας υπολογίζεται στο τέλος κάθε έτους οπότε μέχρι την 146η μέρα του 4ου έτους έχουν περάσει 3 χρόνια και η μπαταρία έχει κάνει 1020 κύκλους και έχει μείνει σε μη λειτουργία 204 μέρες/έτος οπότε περίπου 612 στα 3 χρόνια. Μείωση χωρητικότητας $1020 \cdot \frac{0,007}{100} \cdot 7,14 + 612 \cdot \frac{0,0025}{100} \cdot 7,14 = 0,56 \text{ kWh}$ και η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας γίνεται 6,58 kWh. Το παράθυρο SOC παραμένει 20-90% για τη νέα χωρητικότητα οπότε η μπαταρία μπορεί να αποθηκεύει 1,32-5,92 kWh.

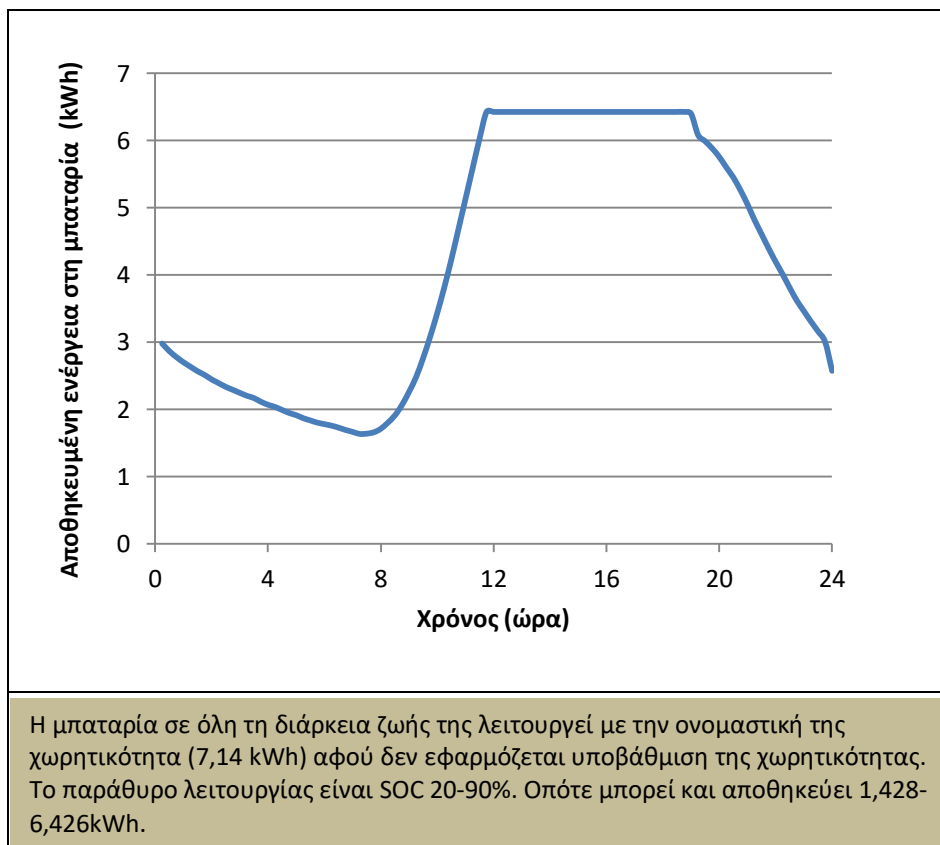
Σχήμα 5.27 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 6 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση



Σχήμα 5.28 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 6

5.5.3.7 Μηχανισμός Γήρανσης 7 [33]

Η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι 10 χρόνια και σε αυτή την περίοδο η μπαταρία λειτουργεί με την ονομαστική της χωρητικότητα δηλαδή δεν υπάρχει υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Είναι ο πιο απλός μηχανισμός που μπορεί να χρησιμοποιηθεί. Αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Στο Σχήμα 5.29 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας.



Σχήμα 5.29 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 7

5.5.3.8 Μηχανισμός Γήρανσης 8 [62], [5], [63], [54]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης (μοντέλο γήρανσης κύκλου) και εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν η χωρητικότητά της πέσει στο 60% της ονομαστικής, απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας [5].

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Σε αυτό το μοντέλο γήρανσης, η μπαταρία εμφανίζει απώλειες στη χωρητικότητας της μόνο όταν αποφορτίζεται ΗΕ από

αυτή²⁵. Τη χρονική στιγμή έναρξης της λειτουργίας της η χωρητικότητα της είναι η ονομαστική και στη συνέχεια κάθε στιγμή που λειτουργεί σε κατάσταση εκφόρτισης μειώνεται γραμμικά με την ενέργεια που εκφορτίζει.

Στο τέλος κάθε δεκαπενταλέπτου υπολογίζονται οι απώλειες και η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας.

$$\Delta C_B = \begin{cases} -z \cdot \frac{C_{B,nom}}{C_{B,i-1}} \cdot E_{BAT,i-1} & E_{BAT,i-1} < 0 \\ 0 & E_{BAT,i-1} > 0 \end{cases} \quad (5.34)$$

$$C_{B,i} = C_{B,i-1} - \Delta C_B \quad (5.35)$$

όπου

ΔC_B = οι απώλειες χωρητικότητας στο τέλος του $i - 1$ δεκαπενταλέπτου,

z = ο συντελεστής γραμμικής γήρανσης,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας,

$C_{B,i-1}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στην αρχή του $i - 1$ δεκαπενταλέπτου,

$E_{BAT,i-1}$ = η ενέργεια που φορτίζεται ή εκφορτίζεται από τη μπαταρία το $i - 1$ δεκαπεντάλεπτο

$C_{B,i}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στο τέλος του $i - 1$ δεκαπενταλέπτου.

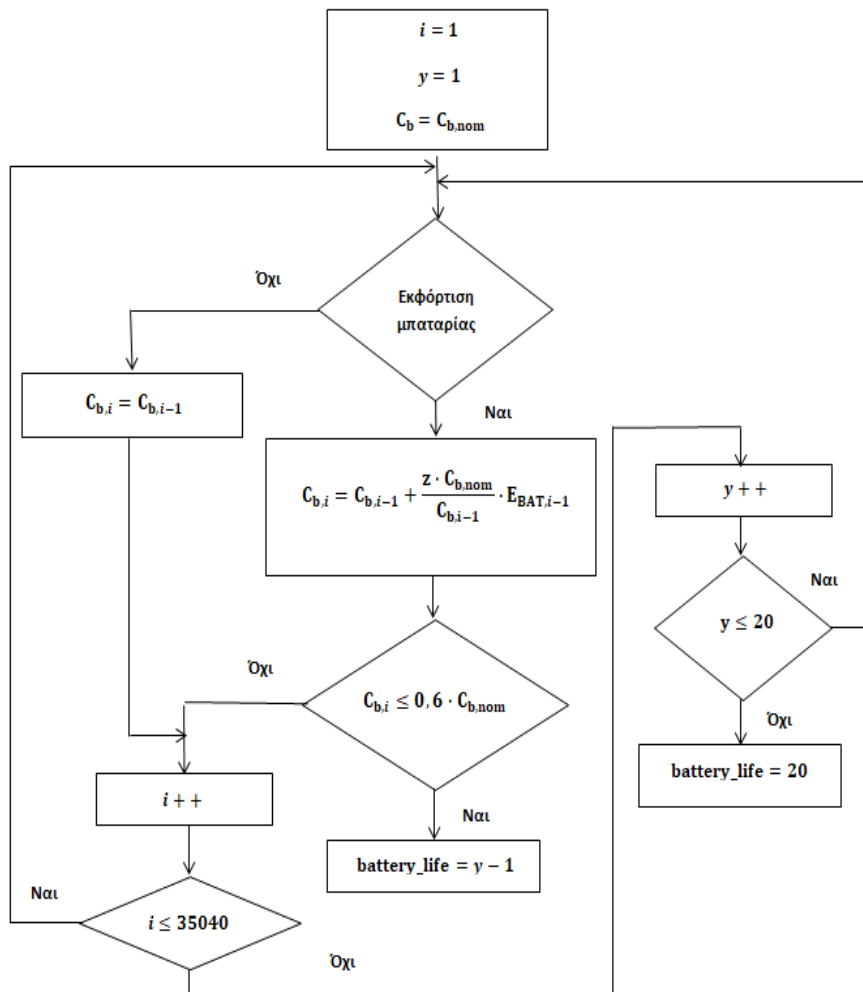
Ο συντελεστής γραμμικής γήρανσης είναι μία θετική σταθερά της οποίας η τιμή εξαρτάται από την τεχνολογία της μπαταρίας. Για μπαταρία μολύβδου οξέος είναι $3 \cdot 10^4$ [54], [62], [63] και η ίδια τιμή θεωρήθηκε και για μπαταρία λιθίου. Η μπαταρία χρειάζεται αντικατάσταση όταν η χωρητικότητα της πέσει στο 60% της ονομαστικής.

Δική μας εφαρμογή

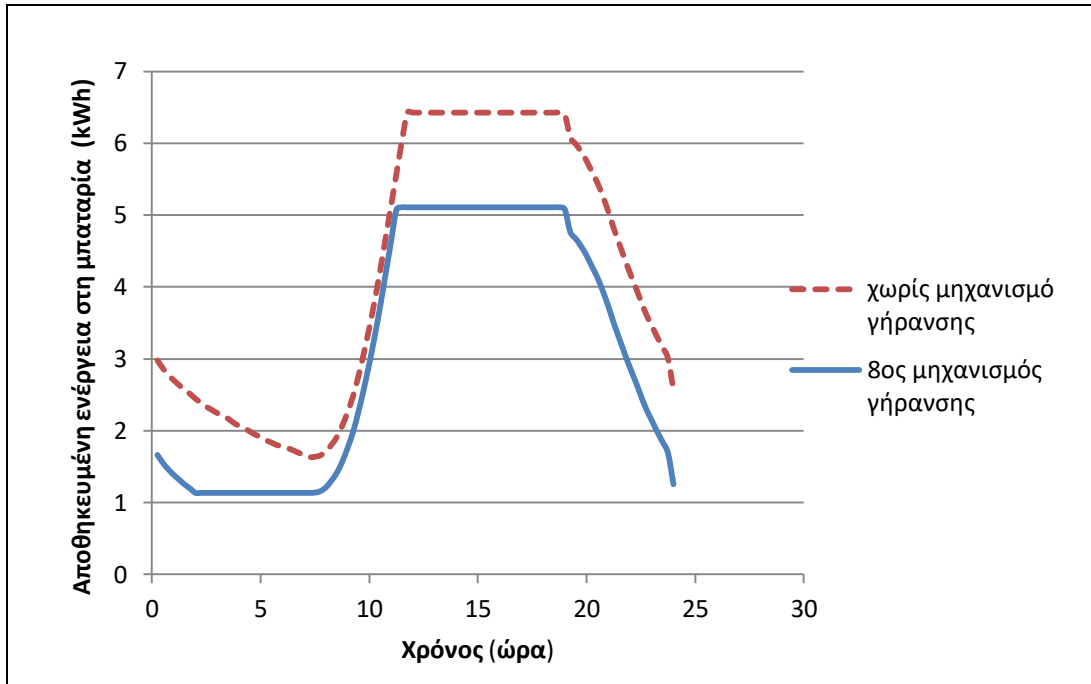
Το παράθυρο φόρτισης 20-90% επιβάλλεται στη νέα χωρητικότητα της μπαταρίας κάθε χρονική στιγμή που υπολογίζεται κάθε δεκαπεντάλεπτο. Στην πραγματικότητα η χωρητικότητα της μπαταρίας μεταβάλλεται κάθε χρονική στιγμή που εκφορτίζεται. Στο Σχήμα 5.30 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μεταξύ άλλων δείχνει πως υπολογίζεται τυχούσα αντικατάσταση της μπαταρίας στην 20ετία. Επιπλέον, αν η μπαταρία προκύψει ότι πρέπει να αντικατασταθεί στο πρώτο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται ότι η αντικατάσταση γίνεται από την αρχή του χρόνου. Διαφορετικά, δηλαδή αν η μπαταρία πρέπει να αντικατασταθεί στο δεύτερο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται αντικατάσταση στο μέσο του χρόνου. Στο Σχήμα 5.31 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη

²⁵ Πρακτικά πρόκειται για το μοντέλο γήρανσης κύκλου.

μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Για να απλοποιηθεί ο υπολογισμός της γήρανσης μόνο ως παράδειγμα θεωρήθηκε ότι δεν υπάρχει γήρανση τα προηγούμενα χρόνια. Στο Σχήμα 5.32 απεικονίζεται το SOH συναρτησει του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.

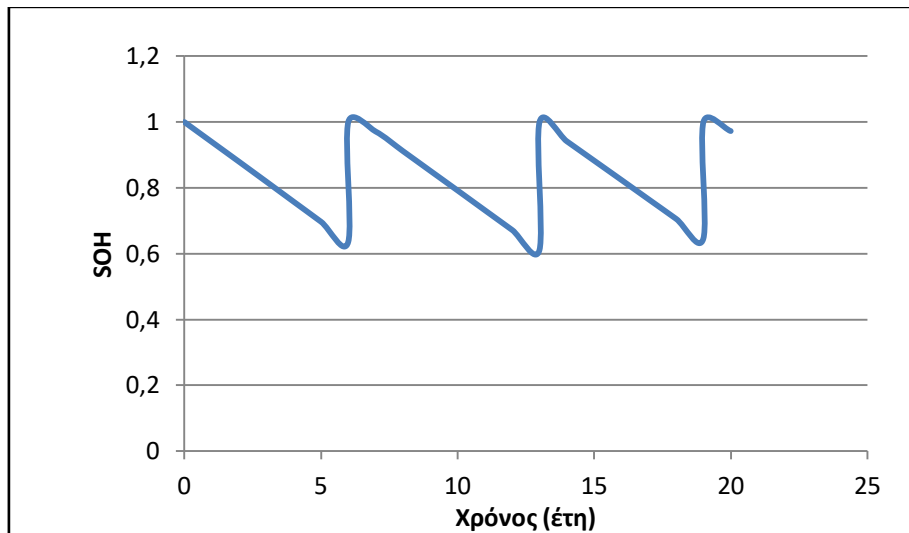


Σχήμα 5.30 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 8



Θεωρείται ότι η χωρητικότητα της μπαταρίας μειώνεται σε κάθε εκφόρτιση της μπαταρίας σύμφωνα με τη σχέση $\Delta C = z \cdot C_{b,nom} \frac{E_{bat}(t-1)}{c_b(t-1)}$ όπου $z=0,0003$. Το χρόνο πραγματοποιεί περίπου 300 κύκλους οπότε μέχρι την 146 μέρα του 4ου έτους $3 \cdot 300 + \frac{146}{365} \cdot 300 = 1020$ κύκλους και εκφορτίζει $1020 \cdot 5 = 5100 \text{kWh}$ δηλ. $\Delta C = 1,53 \text{kWh}$ και η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας γίνεται $5,61 \text{kWh}$. Το παράθυρο SOC παραμένει 20-90% για τη νέα χωρητικότητα οπότε η μπαταρία μπορεί να αποθηκεύει $1,122 - 5,049 \text{kWh}$.

Σχήμα 5.31 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 8^{26} σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση



Σχήμα 5.32 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 8

²⁶ Στο παράδειγμα για λόγους απλότητας θεωρείται ότι η ενέργεια που εκφορτίζει σε κάθε κύκλο η μπαταρία είναι 5 kWh. Στο πραγματικό μοντέλο μειώνεται σε κάθε εκφόρτιση της μπαταρίας.

5.5.3.9 Μηχανισμός Γήρανσης 9 [64]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση μόνο από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης (μοντέλο γήρανσης κύκλου) και δεν εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν επιτευχθεί το πλήθος των κύκλων, απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας.

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία λιθίου. Η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι κατά κύριο λόγο συνάρτηση του βάθους των κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης της. Η πρόβλεψη της διάρκειας ζωής βασίζεται σε εμπειρικές καμπύλες που δείχνουν το πλήθος κύκλων που θα πραγματοποιούσε η μπαταρία αν όλες οι εκφορτίσεις της είχαν το ίδιο βάθος κύκλου. Όμως στην πράξη, η κάθε εκφόρτιση δεν έχει το ίδιο βάθος κύκλου. Η προσέγγιση σε αυτόν τον μηχανισμό έγκειται στο ότι διαφορετικό βάθος κύκλου προκαλεί διαφορετική γήρανση η οποία δεν είναι γραμμική αλλά διπλοεκθετική.

Έχοντας τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας σε κύκλους για συγκεκριμένα βάθη εκφόρτισης μπορεί να προσεγγιστεί η καμπύλη που δίνει το πλήθος των κύκλων για οποιοδήποτε βάθος εκφόρτισης με τη χρήση διπλοεκθετικής καμπύλης [64]:

$$C_F = a_1 + a_2 e^{a_3 c_d} + a_4 e^{a_5 c_d} \quad (5.36)$$

όπου

a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 = σταθερές προσαρμογής,

c_d = βάθος εκφόρτισης,

C_F = η διάρκεια ζωής σε κύκλους βάθους εκφόρτισης c_d .

Όταν η μπαταρία πραγματοποιεί εκφόρτιση βάθους c_d , πραγματοποιεί 1 από τους C_F κύκλους που αντιστοιχούν σε βάθος εκφόρτισης c_d , δηλαδή το $\frac{1}{C_F}$ της διάρκειας ζωής της. Αθροίζοντας τα ποσοστά αυτά βρίσκουμε τι ποσοστό της διάρκειας ζωής της έχει διανυθεί. Η ζωή της τελειώνει όταν το ποσοστό φτάσει στο 1. Επομένως, η διάρκεια ζωής της μπαταρίας δίνεται από τη λύση της εξίσωσης με άγνωστο το $n_{c,total}$:

$$1 = \sum_{n=1}^{n_{c,total}} \frac{1}{C_F(c_d(n))} \quad (5.37)$$

όπου:

n = ο αριθμός του κύκλου που εκτελείται (1ος, 2ος, 3ος ...),

$n_{c,total}$ = οι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης στη διάρκεια ζωής της μπαταρίας,

$c_d(n)$ = βάθος εκφόρτισης του n κύκλου,

C_F = το πλήθος κύκλων που αντιστοιχούν σε συγκεκριμένο βάθος κύκλου.

Δική μας εφαρμογή

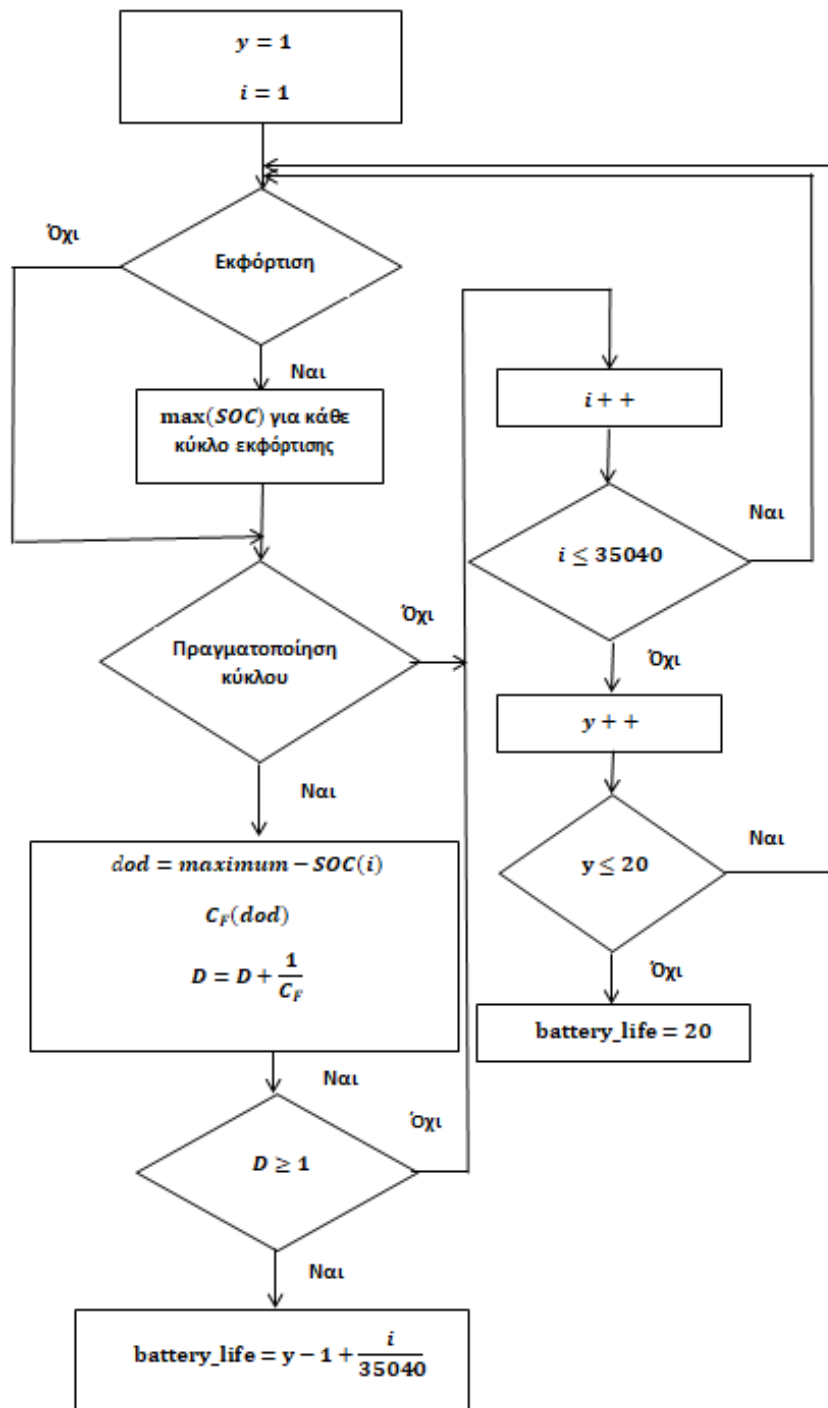
Το παράθυρο λειτουργίας της μπαταρίας είναι 20-90%. Χρησιμοποιήθηκε μπαταρία λιθίου που πραγματοποιεί πλήθος κύκλων ανάλογα με το βάθος τους όπως παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα [35]. Για τη εύρεση της διπλοεκθετικής καμπύλης που προσεγγίζει καλύτερα τους αντίστοιχους κύκλους για άλλα βάθη εκφόρτισης²⁷ έγινε χρήση του εργαλείου curve fitting του λογισμικού matlab και προέκυψαν $a_1=0, a_2=39750, a_3=-31,93, a_4=13140, a_5=-1,099$.

Πίνακας 5.4 Ισοδύναμοι κύκλοι για διαφορετικά βάθη εκφόρτισης

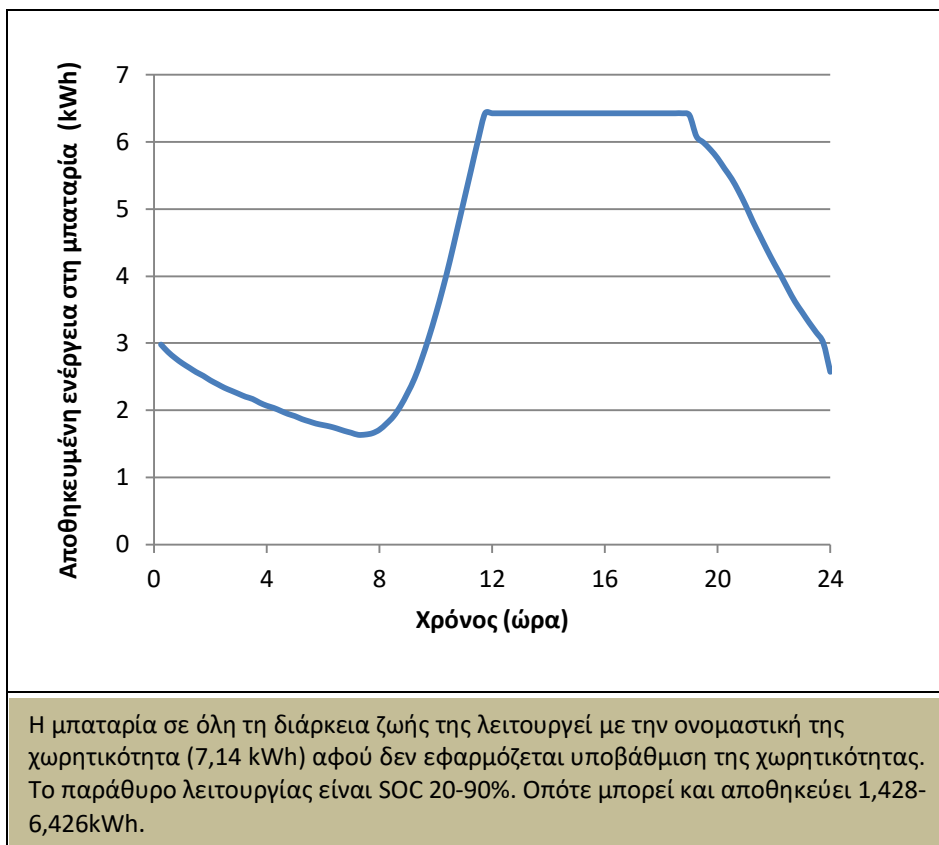
c_d (%)	2.5	5	10	25	50	80	100
C_F (κύκλοι)	30800	19800	14500	9500	6900	5500	5000

Στο Σχήμα 5.33 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μεταξύ άλλων δείχνει πως υπολογίζεται τυχούσα αντικατάσταση της μπαταρίας στην 20ετία. Επιπλέον, αν η μπαταρία προκύψει ότι πρέπει να αντικατασταθεί στο πρώτο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται ότι η αντικατάσταση γίνεται από την αρχή του χρόνου. Διαφορετικά, δηλαδή αν η μπαταρία πρέπει να αντικατασταθεί στο δεύτερο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται αντικατάσταση στο μέσο του χρόνου. Στο Σχήμα 5.34 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας.

²⁷ Με αυτό τον τρόπο για κάθε βάθος εκφόρτισης υπολογίστηκε ο αντίστοιχος συντελεστής C_F .



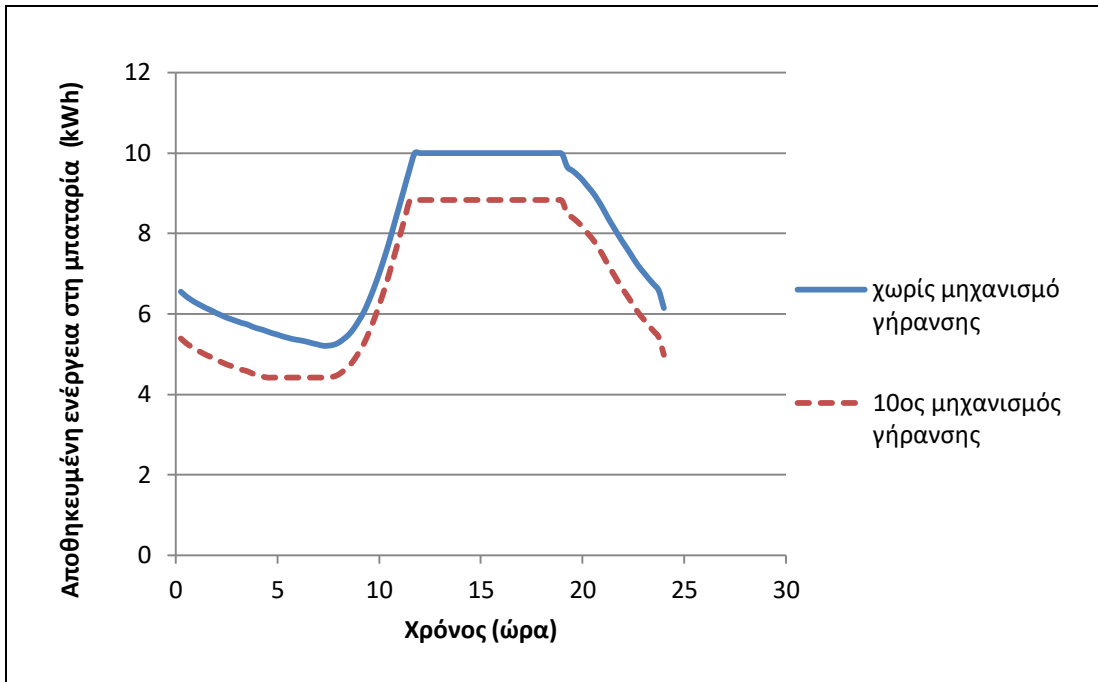
Σχήμα 5.33 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 9



Σχήμα 5.34 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 9

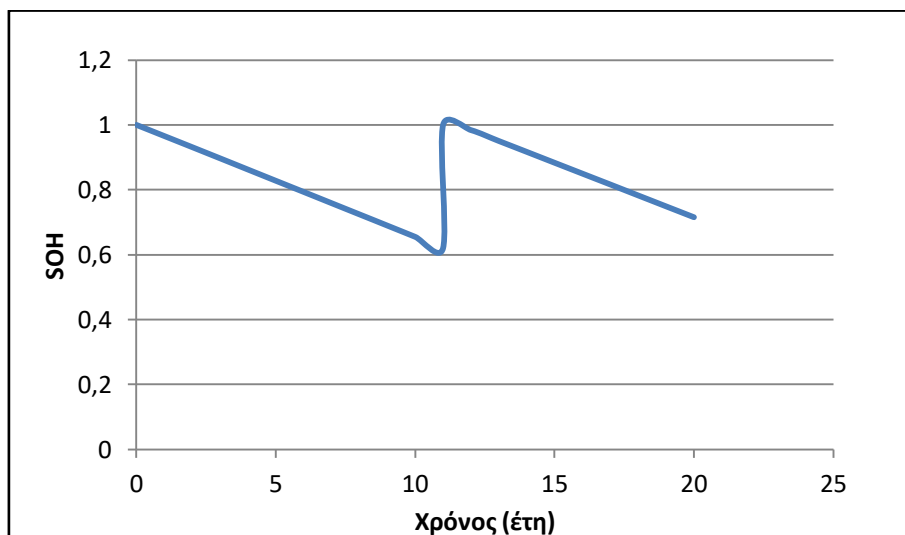
5.5.3.10 Μηχανισμός Γήρανσης 10

Ίδιος με Μηχανισμό 8. Αναφέρεται σε μπαταρία μολύβδου οξέος. Το παράθυρο φόρτισης είναι 40-80% και επιβάλλεται στη νέα χωρητικότητα της μπαταρίας κάθε χρονική στιγμή. Στην πραγματικότητα η χωρητικότητα της μπαταρίας μεταβάλλεται κάθε χρονική στιγμή που εκφορτίζεται. Στο Σχήμα 5.35 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Για να απλοποιηθεί ο υπολογισμός της γήρανσης μόνο ως παράδειγμα θεωρήθηκε ότι δεν υπάρχει γήρανση τα προηγούμενα χρόνια. Στο Σχήμα 5.36 απεικονίζεται το SOH συναρτήσε του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.



Θεωρείται ότι η χωρητικότητα της μπαταρίας μειώνεται σε κάθε εκφόρτιση της μπαταρίας σύμφωνα με τη σχέση $\Delta C = z \cdot C_{b,nom} \frac{E_{bat}(t-1)}{C_b(t-1)}$ όπου $z=0,0003$. Το χρόνο πραγματοποιεί περίπου 302 κύκλους οπότε μέχρι την 146 μέρα του 4ου έτους $3 \cdot 302 + \frac{146}{365} \cdot 302 = 1026$ κύκλους και εκφορτίζει $1020 \cdot 5 = 5130 \text{kWh}$ δηλ. $\Delta C = 1,539 \text{kWh}$ και η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας γίνεται $10,961 \text{kWh}$. Το παράθυρο SOC παραμένει 40-80% για τη νέα χωρητικότητα οπότε η μπαταρία μπορεί να αποθηκεύει $4,38-8,76 \text{kWh}$.

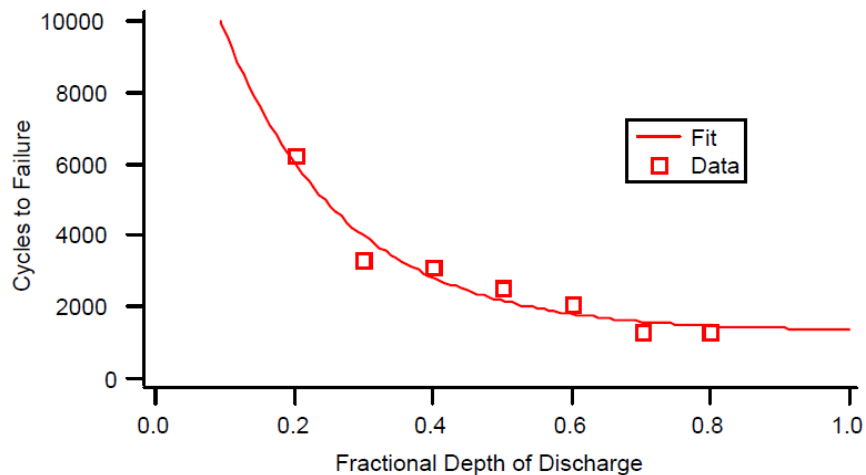
Σχήμα 5.35 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για μηχανισμό γήρανσης 10 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση



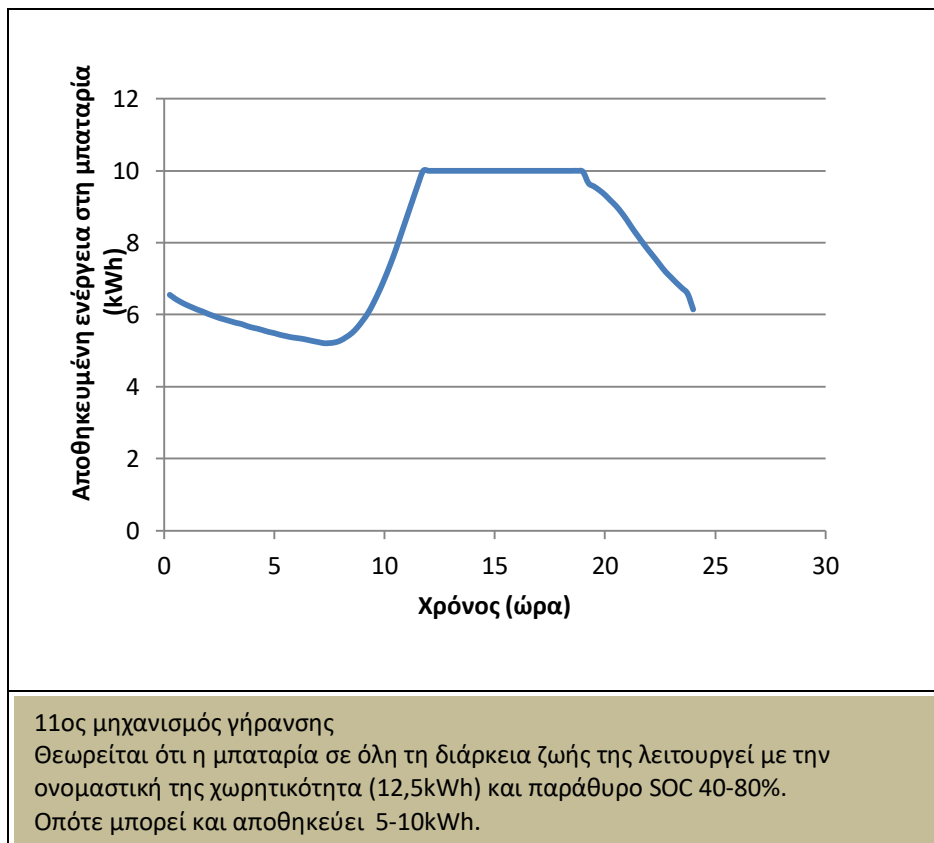
Σχήμα 5.36 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 10

5.5.3.11 Μηχανισμός Γήρανσης 11 [64]

Ίδιος με Μηχανισμό 9. Χρησιμοποιήθηκε μπαταρία μολύβδου οξέος με κύκλους ζωής ανά βάθος εκφόρτισης που δίνονται από την καμπύλη που έχει το [64]. Η διπλοεκθετική προσαρμογή των σημείων προκύπτει από $a_1=0, a_2=0, a_3=0, a_4= 11150, a_5= -5.556$. Το παράθυρο φόρτισης είναι 40-80% και επιβάλλεται στην ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας. Στο Σχήμα 5.38 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας.



Σχήμα 5.37 Διάρκεια ζωής σε κύκλους συναρτήσει του βάθους κύκλου



11ος μηχανισμός γήρανσης
 Θεωρείται ότι η μπαταρία σε όλη τη διάρκεια ζωής της λειτουργεί με την ονομαστική της χωρητικότητα (12,5kWh) και παράθυρο SOC 40-80%.
 Οπότε μπορεί και αποθηκεύει 5-10kWh.

Σχήμα 5.38 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για μηχανισμό γήρανσης 11

5.5.3.12 Μηχανισμός Γήρανσης 12 [65]

Σύνοψη

Υπάρχει εξάρτηση μόνο από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης (μοντέλο γήρανσης κύκλου) και εφαρμόζεται υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Όταν επιτευχθεί το πλήθος των κύκλων, απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας.

Περιγραφή

Ο μηχανισμός αυτός αναφέρεται σε μπαταρία μολύβδου οξέος. Η διάρκεια ζωής της μπαταρίας μετράται σε κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης της για συγκεκριμένο DOD. Στην προσομοίωση που έγινε η μπαταρία που χρησιμοποιήθηκε είναι μολύβδου οξέος με 1300 κύκλους ζωής για βάθος εκφόρτισης (DOD) 40%. Για τον υπολογισμό της διάρκειας ζωής της σε χρόνια χρησιμοποιούνται οι σχέσεις (5.20), (5.21) που περιγράφονται στο μηχανισμό 1. Επιπλέον, η χωρητικότητα της μπαταρίας αφού πραγματοποιήσει τους 1300 κύκλους πέφτει στο 80% της ονομαστικής. Θεωρείται ότι μειώνεται γραμμικά με τους κύκλους. Έτσι, αφού σε 1300 κύκλους οι απώλειες χωρητικότητας της είναι 20% της ονομαστικής χωρητικότητάς της, σε 1 κύκλο είναι:

$$\Delta C_{cyc} = \frac{0,2 \cdot C_{B,nom}}{1300} \quad (5.38)$$

όπου

ΔC_{cyc} = οι απώλειες χωρητικότητας της μπαταρίας ανά κύκλο,

$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

Στο τέλος κάθε κύκλου υπολογίζεται η νέα χωρητικότητα της μπαταρίας . Η τιμή της προκύπτει αφαιρώντας από την ονομαστική χωρητικότητα το συνολικό ποσό της ενέργειας που χάθηκε έως τον κύκλο αυτόν, όπως περιγράφεται και από την σχέση

$$C_{B,cyc} = \begin{cases} C_{B,cyc-1} - \Delta C_{cyc}, & y > 1 \\ C_{B,nom} - \Delta C_{cyc}, & y = 1 \end{cases} \quad (5.39)$$

όπου

$C_{B,cyc}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στο τέλος του κύκλου cyc ,

$C_{B,cyc-1}$ = η χωρητικότητα της μπαταρίας στο τέλος του κύκλου $cyc - 1$,

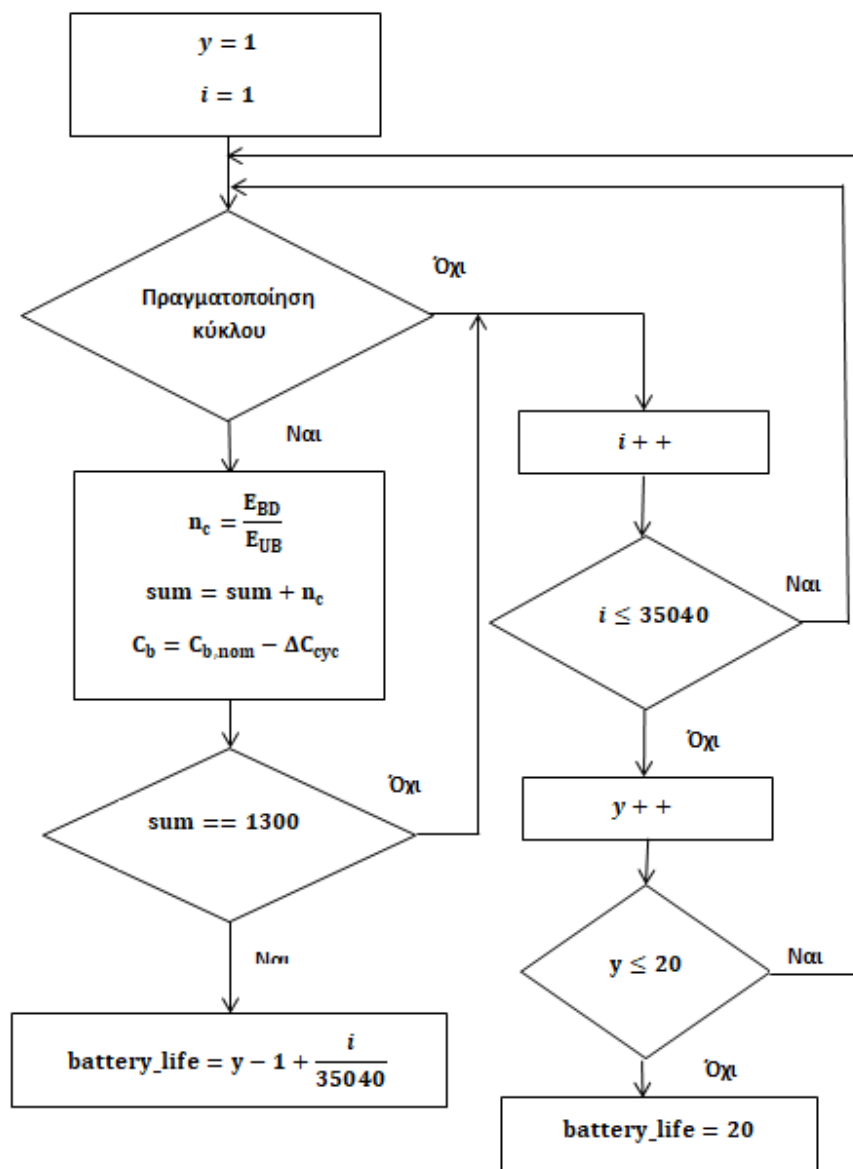
$C_{B,nom}$ = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας,

ΔC_{cyc} = οι απώλειες χωρητικότητας της μπαταρίας ανά κύκλο.

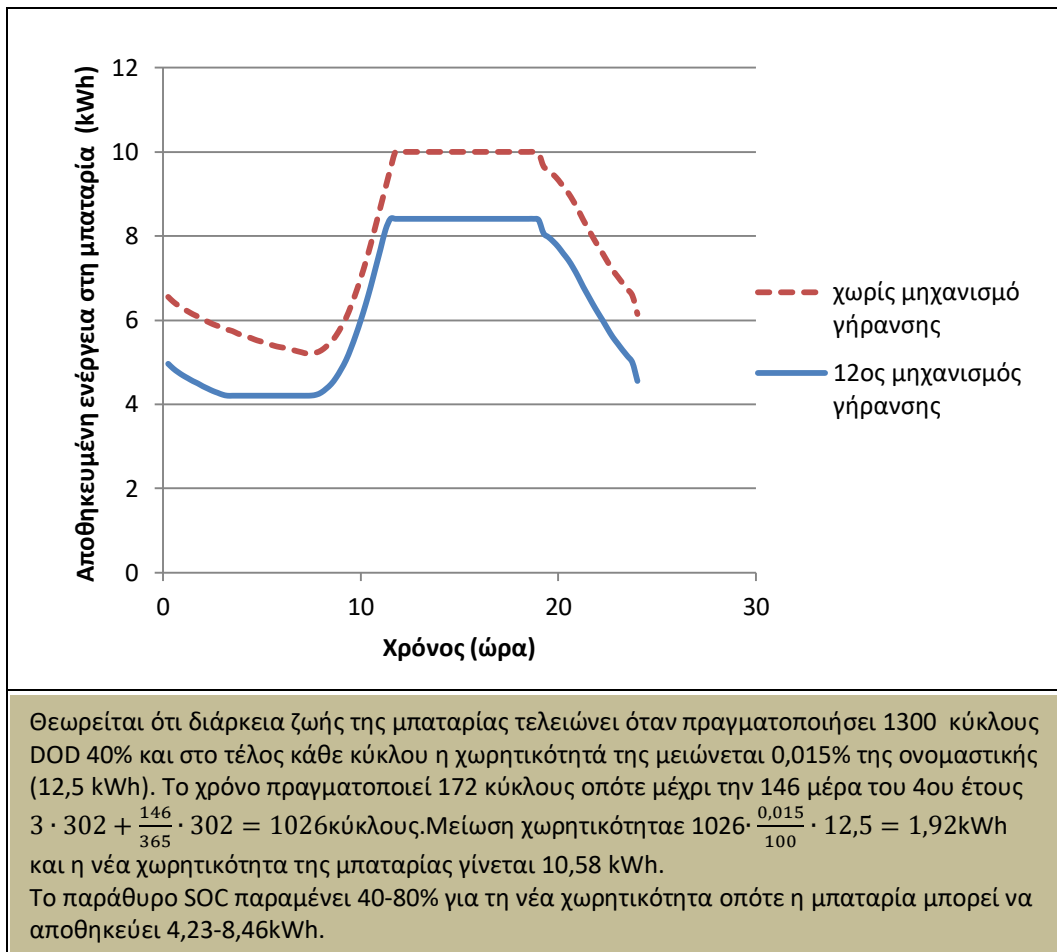
Δική μας εφαρμογή

Το παράθυρο φόρτισης 40-80% επιβάλλεται στη νέα χωρητικότητα της μπαταρίας που υπολογίζεται στο τέλος κάθε κύκλου. Στο Σχήμα 5.39 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής λειτουργίας του που μεταξύ άλλων δείχνει πως υπολογίζεται τυχούσα αντικατάσταση της μπαταρίας στην 20ετία. Επιπλέον, αν η μπαταρία προκύψει ότι πρέπει να αντικατασταθεί στο πρώτο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται ότι η αντικατάσταση γίνεται από την αρχή του

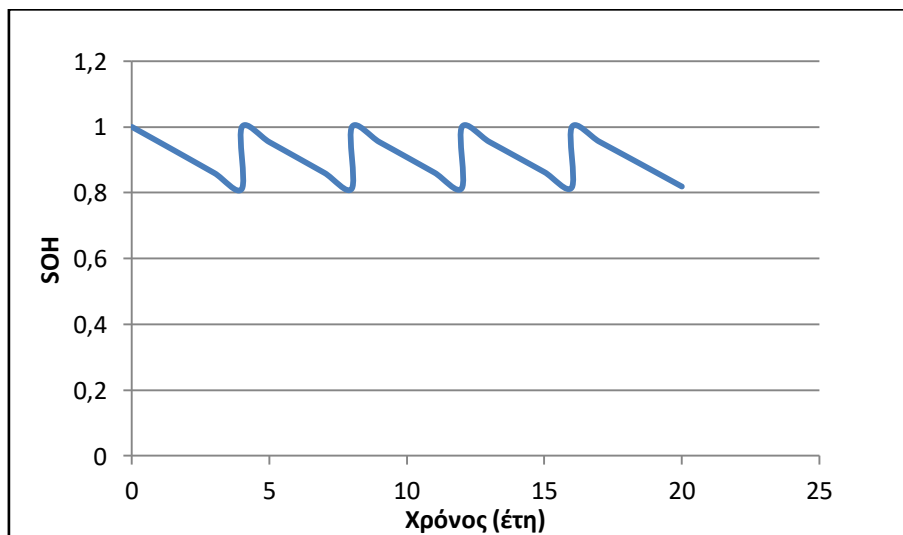
χρόνου. Διαφορετικά, δηλαδή αν η μπαταρία πρέπει να αντικατασταθεί στο δεύτερο εξάμηνο του χρόνου θεωρείται αντικατάσταση στο μέσο του χρόνου. Στο Σχήμα 5.40 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας και συγκρίνεται η επίδραση που έχει η γήρανση στη λειτουργία της, τη μέγιστη και την ελάχιστη ενέργεια με την οποία μπορεί να είναι φορτισμένη σε σχέση με τη λειτουργία της συνεχώς με ονομαστική χωρητικότητα. Για να απλοποιηθεί ο υπολογισμός της γήρανσης μόνο ως παράδειγμα θεωρήθηκε ότι και τα 3 χρόνια η μπαταρία πραγματοποιεί τον ίδιο αριθμό κύκλων. Στο Σχήμα 5.41 απεικονίζεται το SOH συναρτήσει του έτους λειτουργίας της μπαταρίας.



Σχήμα 5.39 Διάγραμμα ροής μηχανισμού γήρανσης 12



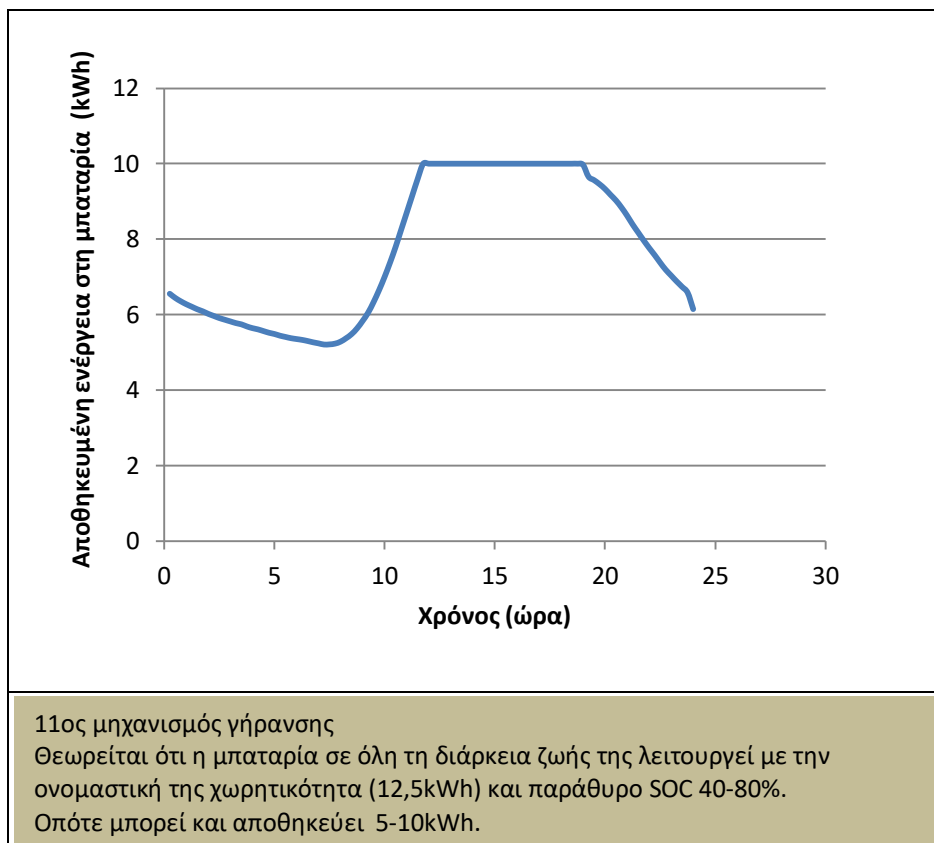
Σχήμα 5.40 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για το μηχανισμό γήρανσης 12 σε σχέση με το αν δεν υπήρχε γήρανση



Σχήμα 5.41 SOH VS έτος λειτουργίας της μπαταρίας για το μηχανισμό γήρανσης 12

5.5.3.13 Μηχανισμός Γήρανσης 13

Ίδιος με Μηχανισμό 7. Αναφέρεται σε μπαταρία μολύβδου οξέος. Η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι 10 χρόνια και σε αυτή την περίοδο η μπαταρία λειτουργεί με την ονομαστική της χωρητικότητα. Το παράθυρο φόρτισης 40-80% επιβάλλεται στην ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας. Στο Σχήμα 5.42 παρουσιάζεται για τις 26 Μαΐου (μέρα με ηλιοφάνεια) του 4^{ου} έτους λειτουργίας του συστήματος η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία για όλες τις ώρες της ημέρας.



Σχήμα 5.42 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία μιας μέρας με ηλιοφάνεια το 4ο έτος λειτουργίας της VS χρόνος για μηχανισμό γήρανσης 13

5.5.3.14 Σύνοψη

Στον Πίνακα 5.5 είναι συγκεντρωμένα τα μοντέλα που αναλύθηκαν παραπάνω με τα κύρια χαρακτηριστικά για την εφαρμογή τους.

Πίνακας 5.5 Μηχανισμοί γήρανσης²⁸

α/α	Τεχνολογία μπαταρίας	Παράθυρο φόρτισης	Κυκλική γήρανση (cyclic ageing)	Ημερολογιακή γήρανση (calendric ageing)	Υποβάθμιση της χωρητικότητας (battery degradation)	Τέλος ζωής (End of Life – EOL)	Αντικατάσταση της μπαταρίας σύμφωνα με
1	Λιθίου	20-90%	4000 κύκλους (70% DOD)	όχι	Όχι	-	Cyclic
2	Λιθίου	20-90% ²⁹	Μείωση της χρήσιμης χωρητικότητας της 20% $C_{B,nom}$ ανά 1500 κύκλους	όχι	Ναι	Χρήσιμη χωρητικότητα = $20\% \cdot C_{B,nom}$	EOL
3	Λιθίου	20-90% ³⁰	5000 κύκλους (63% DOD)	20 χρόνια	Χρησιμοποιείται το 90% της χρήσιμης χωρητικότητας.	$C_B = 80\% \cdot C_{B,nom}$	cyclic or calendric ³¹
4	Λιθίου	20-90%	όχι	12,5 χρόνια	Γραμμική σχέση: 20/12,5=1,6% ανά έτος	$C_B = 80\% \cdot C_{B,nom}$	calendric
5	Λιθίου	20-90%	$C_{f_cyc} = 0,021 \cdot e^{0,01943 \cdot SOC} \cdot c_d^{0,7162} \cdot cycles^{0,532}$	$C_{f_cal} = 0,1723 \cdot e^{0,007388 \cdot SOC} \cdot t^{0,833}$	$SOH = 1 - (C_{f_cal} + C_{f_cyc})$	$C_B = 80\% \cdot C_{B,nom}$	EOL

²⁸ Για επιπλέον πληροφορίες υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των μηχανισμών γήρανσης στην παράγραφο 5.5.3.

²⁹ Στην πραγματικότητα, το παράθυρο φόρτισης της μπαταρίας είναι 20%-μεταβλητό SOC_{max} και εφαρμόζεται στην ονομαστική χωρητικότητα. Για περισσότερα βλ. 5.5.3.2.

³⁰ Θεωρητικώς το παράθυρο φόρτισης είναι 20-90% αλλά στην πράξη εφαρμόζεται το 20-83%. Για περισσότερα βλ. 5.5.3.3.

³¹ Πρακτικά πρώτα θα ενεργοποιηθεί η αντικατάσταση λόγω κυκλική γήρανσης.

³² Για περισσότερα βλ.5.5.3.5.

| Δεδομένα εισόδου

α/α	Τεχνολογία μπαταρίας	Παράθυρο φόρτισης	Κυκλική γήρανση (cyclic ageing)	Ημερολογιακή γήρανση (calendric ageing)	Υποβάθμιση της χωρητικότητας (battery degradation)	Τέλος ζωής (End of Life – EOL)	Αντικατάσταση της μπαταρίας σύμφωνα με
6	Λιθίου	20-90%	0,007% ανά κύκλο	0,0025% ανά μέρα	$SOH = 1 - (C_{f_cal} + C_{f_cyc})$	$C_B = 80\% \cdot C_{B,nom}$	EOL
7	Λιθίου	20-90%	όχι	10 χρόνια	Όχι	-	Calendric
8	Λιθίου	20-90%	$-\frac{z \cdot C_{B,nom}}{C_{B,i-1}} \cdot E_{BAT,i-1}$ ³⁴	όχι	Ναι	$C_B = 60\% \cdot C_{B,nom}$	EOL
9	Λιθίου	20-90%	καμπύλη διάρκειας ζωής της μπαταρίας σε κύκλους συναρτήσει του βάθους εκφόρτισης του κάθε κύκλου	όχι	Όχι	-	Cyclic
10	μολύβδου οξέος	40-80%	$-\frac{z \cdot C_{B,nom}}{C_{B,i-1}} \cdot E_{BAT,i-1}$ ³⁵	όχι	Ναι	$C_B = 60\% \cdot C_{B,nom}$	EOL
11	μολύβδου οξέος	40-80%	καμπύλη διάρκειας ζωής της μπαταρίας σε κύκλους συναρτήσει του βάθους εκφόρτισης του κάθε κύκλου	όχι	Όχι	-	Cycling
12	μολύβδου οξέος	40-80%	1300 κύκλους (40% DOD)	όχι	γραμμικό degradation 20/1300=0,015% ανά κύκλο	$C_B = 80\% \cdot C_{B,nom}$	Cycling
13	μολύβδου οξέος	40-80%	Όχι	10 χρόνια	Όχι	-	Calendric

³³ Για περισσότερα βλ.5.5.3.5.

³⁴ Εφαρμόζεται μόνο όταν η μπαταρία εκφορτίζεται

³⁵ Εφαρμόζεται μόνο όταν η μπαταρία εκφορτίζεται

5.5.4 Πολιτικές Διαχείρισης Φόρτισης-Εκφόρτισης της Μπαταρίας

Η πιο απλή στρατηγική διαχείρισης για μπαταρία που συνδυάζεται με ΦΒ συστήματα είναι η μπαταρία να αρχίζει να φορτίζει αμέσως μόλις εμφανιστεί το πρώτο πλεόνασμα ηλιακής ενέργειας στην αρχή της ημέρας [40], [23], [3], [46], [35], [21], [44]. Ειδικά τις μέρες με υψηλή ηλιοφάνεια, αυτό οδηγεί σε μια πλήρως φορτισμένη μπαταρία πριν το μεσημέρι που η έγχυση στο Δίκτυο είναι μεγάλη με αποτέλεσμα να μην υποστηρίζεται το Δίκτυο. Είναι σημαντικό να αναπτυχθούν και να διερευνηθούν άλλες στρατηγικές διαχείρισης φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας στις οποίες η φόρτιση της μπαταρίας να πραγματοποιείται τις ώρες που μεγιστοποιείται η ΦΒ παραγωγή και η εκφόρτιση το βράδυ και τις πρώτες πρωινές ώρες της μέρας που ένας τυπικός οικιακός καταναλωτής εμφανίζει υψηλή ζήτηση ενέργειας. Στις επόμενες υποενότητες παρουσιάζεται η περιγραφή και ο αλγόριθμος ελέγχου επτά στρατηγικών διαχείρισης φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας, συμπεριλαμβανομένων της συμβατικής στρατηγικής διαχείρισης και μιας στρατηγικής διαχείρισης που επιτρέπει φόρτιση της μπαταρίας και από το Δίκτυο. Οι στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας που αναπτύχθηκαν εφαρμόζονται με τον ίδιο τρόπο καθ' όλη τη διάρκεια του έτους καθώς δεν έχει ληφθεί κάποιο μοντέλο πρόβλεψης της ηλιακής ακτινοβολίας ώστε τις μέρες με χαμηλή ΦΒ παραγωγή να επιλεγόταν η φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον καλύτερο δυνατόν τρόπο.

5.5.4.1 Συμβατική στρατηγική διαχείρισης φόρτισης-εκφόρτισης μπαταρίας

Σε αυτή τη στρατηγική, ο κύριος στόχος είναι να φορτιστεί η μπαταρία όσο το δυνατό πιο γρήγορα για να χρησιμοποιηθεί η αποθηκευμένη ενέργεια για τις ανάγκες του αυτοπαραγωγού όταν δεν επαρκεί η ΦΒ παραγωγή. Αυτό σημαίνει ότι η μπαταρία απορροφά την περίσσεια ισχύος από τη ΦΒ συστοιχία όταν η ισχύς που παράγεται είναι περισσότερη από ότι απαιτεί το φορτίο. Αν η μπαταρία φτάσει στη μέγιστη κατάσταση φόρτισης της, η περίσσεια ενέργεια εγχέεται στο Δίκτυο. Αδειάζει όταν η ενέργεια που απαιτείται από το φορτίο δεν καλύπτεται από τη ΦΒ παραγωγή και μέχρι να φτάσει στην ελάχιστη κατάσταση φόρτισης. Μετά καταναλώνεται ενέργεια από το Δίκτυο. Ακολουθεί ο αλγόριθμος για την περίοδο ενός χρόνου (θεωρείται ότι το $i = 0$ αντιστοιχεί στην έναρξη λειτουργίας του συστήματος).

```

for  $i = 1:35040$ 
    if  $E_{PV,i} > E_{LOAD,i}$ 
        “Κάλυψη όλου του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A’ */
         $E_{PV\_LOAD,i} = E_{LOAD,i}$ 
        if  $SOC_i < SOC_{MAX}$ 
            “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ” /* Mode C’ */
             $E_{PV\_ESS,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$ 
            if  $4 \cdot E_{PV\_ESS,i} > P_{INV,nom}$ 
                “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό
                ρυθμό φόρτισης” /* Mode C’’ */
    
```

```


$$E_{PV\_ESS,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$$

    "Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο" /* Mode B*/

$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} + n_{charge} \cdot E_{PV\_ESS,i}$$


$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

if  $SOC_i > SOC_{MAX}$ 
    "Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει
    SOC=0.9" /* Mode C' */
    
$$SOC_i = SOC_{MAX}$$


$$E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$$


$$E_{PV\_ESS,i} = \frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$$

    "Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο" /* Mode B*/

$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end
else
    "Γεμάτη μπαταρία" /* Mode C'' */

$$SOC_i = SOC_{MAX}$$


$$E_{PV\_ESS,i} = 0$$


$$E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$$

    "Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο" /* Mode B */

$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$$

end
else
    "Κάλυψη μέρους του φορτίου από το ΦΒ" /* Mode A' */

$$E_{PV\_LOAD,i} = E_{PV,i}$$

if  $SOC_i > SOC_{MIN}$ 
    "Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου" /* Mode E' */

$$E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$$

if  $4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i} > P_{INV,nom}$ 
    "Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
    επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης" /* Mode E'' */

$$E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$$

    "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */

$$E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$$

end

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} - \frac{E_{ESS\_LOAD,i}}{n_{discharge}}$$


$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

if  $SOC_i < SOC_{MIN}$ 
    Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
    φτάσει SOC=0.2" /* Mode E''' */

```

```

SOCi = SOCMIN
EB,i = SOCMIN · CB,i
EESS_LOAD,i = -(EB,i - EB,i-1) · ndischarge
"Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i - EESS_LOAD,i
end
else
"Άδεια μπαταρία" /* Mode E' */
SOCi = SOCMIN
EESS_LOAD,i = 0
EB,i = SOCMAX · EB,i
"Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i
end
end
end
end

```

5.5.4.2 Φόρτιση-εκφόρτιση της μπαταρίας μετά από συγκεκριμένη ώρα

Η ώρα φόρτιση της μπαταρίας μετατοπίζεται σε μια τυπική ώρα με υψηλή ηλιακή ακτινοβολία. Η φόρτιση της μπαταρίας ενεργοποιείται από τις 11.30 το πρωί μέχρι να φορτιστεί πλήρως η μπαταρία. Αν η μπαταρία φτάσει στη μέγιστη κατάσταση φόρτισης της, η περίσσεια ενέργεια εγχέεται στο Δίκτυο. Επιπλέον, αρχίζει να εκφορτίζει μετά τις 8 το βράδυ. Οπότε αν χρειαστεί ενέργεια νωρίτερα από τις 8 ή η μπαταρία φτάσει στην ελάχιστη κατάσταση φόρτισης της αγοράζει ενέργεια από το Δίκτυο. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο αλγόριθμος. Σκοπός αυτής της στρατηγικής είναι να μειώνει τις μεγάλες εγχύσεις στο Δίκτυο, οι οποίες αναμένονται τις ώρες υψηλής ηλιοφάνειας, και αντίστοιχα τις μεγάλες καταναλώσεις, οι οποίες αναμένονται τις βραδινές ώρες.

```

for k = 1:365
for h = 1:24
for j = 1:4
i = j + 4 · (h - 1) + 96 · (k - 1)
if EPV,i > ELOAD,i
"Κάλυψη όλου του φορτίου από το ΦΒ" /* Mode A' */
EPV_LOAD,i = ELOAD,i
if (SOCi < SOCMAX) && (j + 4 · (h - 1) ≥ 47)
"Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μετά τις 11.30" /* Mode C' */
EPV_ESS,i = EPV,i - ELOAD,i
if 4 · EPV_ESS,i > PINV,nom
"Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό
ρυθμό φόρτισης" /* Mode C'' */
EPV_ESS,i =  $\frac{P_{INV,nom}}{4}$ 

```

```

“Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B*/

$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} + n_{charge} \cdot E_{PV\_ESS,i}$$


$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

if  $SOC_i > SOC_{MAX}$ 
    “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει
    SOC=0.9” /* Mode C’ */
    
$$SOC_i = SOC_{MAX}$$

    
$$E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$$

    
$$E_{PV\_ESS,i} = \frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$$

    “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B*/
    
$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end
else
    “Γεμάτη μπαταρία ή δεν έχει πάει 11.30”/* Mode C’ */
    
$$SOC_i = SOC_{i-1}$$

    
$$E_{B,i} = E_{B,i-1}$$

    
$$E_{PV\_ESS,i} = 0$$

    “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B */
    
$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$$

end
else
    “Κάλυψη μέρους του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A’ */
    
$$E_{PV\_LOAD,i} = E_{PV,i}$$

    if  $((h \leq 8) \vee (h \geq 21)) \&\& (SOC_i > SOC_{MIN})$ 
        “Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μετά τις 8 το
        βράδυ”/* Mode E’ */
        
$$E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$$

        if  $4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i} > P_{INV,nom}$ 
            “ Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
            επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης” /* Mode E’’ */
            
$$E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$$

            “Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
            
$$E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$$

        end
        
$$E_{B,i} = E_{B,i-1} - \frac{E_{ESS\_LOAD,i}}{n_{discharge}}$$

        
$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

        if  $SOC_i < SOC_{MIN}$ 
            Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
            φτάσει SOC=0.2”/* Mode E’’’ */
        end
    end
end

```

```

SOCi = SOCMIN
EB,i = SOCMIN · CB,i
EESS_LOAD,i = -(EB,i - EB,i-1) · ndischarge
“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i - EESS_LOAD,i
end
else
“Άδεια μπαταρία ή δεν έχει πάει 8 το βράδυ” /* Mode E’”*/
SOCi = SOCi-1
EESS_LOAD,i = 0
EB,i = EB,i-1
“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i
end
end
end
end
end

```

5.5.4.3 Φόρτιση της μπαταρίας με σταθερή ισχύ

Η μπαταρία φορτίζει από τις 9:00 μέχρι τις 16:00 που είναι ένα διάστημα με μεγάλη πιθανότητα υψηλής ΦΒ ισχύος. Φορτίζει με σταθερή ισχύ που δίνεται από το κλάσμα της χωρητικότητας της μπαταρίας προς το σύνολο των ωρών που φορτίζει. Αν υπάρχει περισσότερη παραγωγή σε αυτό το διάστημα η ενέργεια εγχέεται στο Δίκτυο. Αντίθετα αν η παραγωγή είναι μικρότερη η μπαταρία δεν θα φορτιστεί³⁶ πλήρως καθώς φορτίζει μόνο συγκεκριμένες ώρες.

$$P_{B_ch} = \frac{E_{UB}}{t_{stop,ch} - t_{start,ch}} \quad (5.40)$$

όπου

E_{UB} = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας,

$t_{stop,ch}$ =η ώρα που σταματάει η λειτουργία φόρτισης της μπαταρίας

$t_{start,ch}$ =η ώρα που ενεργοποιείται η λειτουργία φόρτισης της μπαταρίας.

Αρχίζει να εκφορτίζει μετά τις 8 το βράδυ. Οπότε αν χρειαστεί ενέργεια νωρίτερα από τις 8 ή η μπαταρία φτάσει στην ελάχιστη κατάσταση φόρτισης της αγοράζει ενέργεια από το Δίκτυο. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο αλγόριθμος. Σκοπός αυτής της στρατηγικής είναι να μειώνει τις μεγάλες εγχύσεις στο Δίκτυο, οι οποίες αναμένονται τις ώρες υψηλής

³⁶ Προφανώς θα πρέπει πρώτα να καλυφθεί το φορτίο από την παραγόμενη ενέργεια και στην συνέχεια να εφαρμοστεί η σταθερή ισχύς φόρτισης

ηλιοφάνειας, και αντίστοιχα τις μεγάλες καταναλώσεις, οι οποίες αναμένονται τις βραδινές ώρες.

$$P_{B_ch} = \frac{E_{UB}}{16 - 9}$$

```

for k =1:365
for h =1:24
for j =1:4
i = j + 4 · (h - 1) + 96 · (k - 1)
    if EPV,i > ELOAD,i
        “Κάλυψη όλου του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A’ */
        EPV_LOAD,i = ELOAD,i
        if (SOCi < SOCMAX) && (h ≥ 10) && (h ≤ 16)
            “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ τις ώρες 9-16” /* Mode C’ */
            EPV_ESS,i = EPV,i - ELOAD,i
            if 4 · EPV_ESS,i > PINV,nom
                “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό
                ρυθμό φόρτισης” /* Mode C’’ */
                EPV_ESS,i =  $\frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
                “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B*/
                EPV_GRID,i = EPV,i - ELOAD,i - EPV_ESS,i
            end
            if ncharge · 4 · EPV_ESS,i > PB_ch
                “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τη σταθερή ισχύ
                φόρτισης αν η ισχύς που έχει να δώσει το ΦΒ είναι
                μεγαλύτερη” /* Mode C’’’ */
                EPV_ESS,i =  $\frac{P_{B\_ch}}{4 \cdot n_{charge}}$ 
                “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B*/
                EPV_GRID,i = EPV,i - ELOAD,i - EPV_ESS,i
            end
            EB,i = EB,i-1 + ncharge · EPV_ESS,i
            SOCi =  $\frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
            if SOCi > SOCMAX
                “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει
                SOC=0.9” /* Mode C’’’’ */
                SOCi = SOCMAX
                EB,i = SOCMAX · CB,i
                EPV_ESS,i =  $\frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$ 
                “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B*/
                EPV_GRID,i = EPV,i - ELOAD,i - EPV_ESS,i
            end
        end
    else
        “Γεμάτη μπαταρία ή δεν είμαστε στις ώρες 9-16”/* Mode C’’’’’ */
    end
end
end
end

```

```

SOCi = SOCi-1
EPV_ESS,i = 0
EB,i = EB,i-1
“Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B */
EPV_GRID,i = EPV,i - ELOAD,i
end
else
“Κάλυψη μέρους του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A’ */
EPV_LOAD,i = EPV,i
if ((h ≤ 8) || (h ≥ 21)) && (SOCi > SOCMIN)
“Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μετά τις 8 το
βράδυ”/* Mode Ε’ */
EESS_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i
if 4 · EESS_LOAD,i > PINV,nom
“Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης” /* Mode Ε’’ */
EESS_LOAD,i =  $\frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i - EESS_LOAD,i
end
EB,i = EB,i-1 -  $\frac{E_{ESS\_LOAD,i}}{n_{discharge}}$ 
SOCi =  $\frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
if SOCi < SOCMIN
Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
φτάσει SOC=0.2”/* Mode Ε’’’ */
SOCi = SOCMIN
EB,i = SOCMIN · CB,i
EESS_LOAD,i = -(EB,i - EB,i-1) · ndischarge
“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i - EESS_LOAD,i
end
else
“Άδεια μπαταρία ή δεν έχει πάει 8 το βράδυ”/* Mode Ε’’’’ */
SOCi = SOCi-1
EESS_LOAD,i = 0
EB,i = EB,i-1
“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i
end
end
end
end

```


end

5.5.4.4 Φόρτιση της μπαταρίας καθ' όλη τη διάρκεια ηλιοφάνειας και εκφόρτιση τις υπόλοιπες ώρες

Η μπαταρία φορτίζει με σταθερή ισχύ όλες τις ώρες που εμφανίζεται ο ήλιος και συγκεκριμένα στον αλγόριθμο μας οι ώρες αυτές είναι από τις 7:00 μέχρι τις 19:00. Αν υπάρχει περισσότερη παραγωγή σε αυτό το διάστημα η ενέργεια εγχέεται στο Δίκτυο. Χρησιμοποιείται λειτουργία εκφόρτισης από τις 7 το βράδυ μέχρι τις 12 τα μεσάνυχτα με σταθερή ισχύ. Αν δεν φτάσει στην ελάχιστη κατάσταση φόρτισης της στη συνέχεια εκφορτίζει όταν χρειάζεται το φορτίο. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο αλγόριθμος. Σκοπός αυτής της στρατηγικής είναι να επιτύχει την καλύτερη φόρτιση της μπαταρίας και τις μέρες με μικρότερη παραγωγή, οι οποίες αναμένονται τις ώρες υψηλής ηλιοφάνειας, και να περιορίσει τις μεγάλες καταναλώσεις, οι οποίες αναμένονται τις βραδινές ώρες.

$$P_{B_ch} = \frac{E_{UB}}{19 - 7}$$

$$P_{B_dis} = \frac{E_{UB}}{12 - 7}$$

for k =1:365

for h =1:24

for j =1:4

i = j + 4 · (h - 1) + 96 · (k - 1)

if $E_{PV,i} > E_{LOAD,i}$

“Κάλυψη όλου του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A' */

$E_{PV_LOAD,i} = E_{LOAD,i}$

if ($SOC_i < SOC_{MAX}$) && ($h \geq 8$) && ($h \leq 19$)

“Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ τις ώρες 7-19” /* Mode C' */

$E_{PV_ESS,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$

if $4 \cdot E_{PV_ESS,i} > P_{INV,nom}$

“Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης” /* Mode C'' */

$E_{PV_ESS,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$

“Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B*/

$E_{PV_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV_ESS,i}$

end

if $n_{charge} \cdot 4 \cdot E_{PV_ESS,i} > P_{B_ch}$

“Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τη σταθερή ισχύ φόρτισης αν η ισχύς που έχει να δώσει το ΦΒ είναι μεγαλύτερη” /* Mode C''' */

$E_{PV_ESS,i} = \frac{P_{B_ch}}{4 \cdot n_{charge}}$

```

“Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B*/

$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} + n_{charge} \cdot E_{PV\_ESS,i}$$


$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

if  $SOC_i > SOC_{MAX}$ 
    “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει
    SOC=0.9” /* Mode C''' */
    
$$SOC_i = SOC_{MAX}$$

    
$$E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$$

    
$$E_{PV\_ESS,i} = \frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$$

    “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/* Mode B*/
    
$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end
else
    “Γεμάτη μπαταρία ή δεν είμαστε στις ώρες 7-19”/* Mode C'''' */
    
$$SOC_i = SOC_{i-1}$$

    
$$E_{PV\_ESS,i} = 0$$

    
$$E_{B,i} = E_{B,i-1}$$

    “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο”/*Mode B*/
    
$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$$

end
else
    “Κάλυψη μέρους του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A'' */
    
$$E_{PV\_LOAD,i} = E_{PV,i}$$

    if  $(h \geq 20) \&\& (h \leq 24) \&\& (SOC_i > SOC_{MIN})$ 
        “Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου τις ώρες 19-
        24”/* Mode E' */
        
$$E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$$

        if  $4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i} > P_{INV,nom}$ 
            “ Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
            επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης” /* Mode E'' */
            
$$E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$$

            “Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
            
$$E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$$

        end
        if  $\frac{4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i}}{n_{discharge}} > P_{B\_dis}$ 
            “ Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τη
            σταθερή ισχύ φόρτισης αν η ισχύς που έχει να δώσει είναι
            μεγαλύτερη” /* Mode C''' */
            
$$E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{n_{discharge} \cdot P_{B\_dis}}{4}$$

        end
    end
end

```

```

        "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
    end
     $E_{B,i} = E_{B,i-1} - E_{ESS\_LOAD,i} / n_{discharge}$ 
     $SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
    if  $SOC_i < SOC_{MIN}$ 
        Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
        φτάσει  $SOC=0.2$  /* Mode E''' */
         $SOC_i = SOC_{MIN}$ 
         $E_{B,i} = SOC_{MIN} \cdot C_{B,i}$ 
         $E_{ESS\_LOAD,i} = -(E_{B,i} - E_{B,i-1}) \cdot n_{discharge}$ 
        "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
    end
elseif ( $h \geq 1$ ) && ( $h \leq 7$ ) && ( $SOC_i > SOC_{MIN}$ )
    Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου στις 1-7 το
    πρωί /* Mode E' */
     $E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$ 
    if  $4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i} > P_{INV,nom}$ 
        " Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
        επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης" /* Mode E'' */
         $E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
        "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
    end
     $E_{B,i} = E_{B,i-1} - E_{ESS\_LOAD,i} / n_{discharge}$ 
     $SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
    if  $SOC_i < SOC_{MIN}$ 
        Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
        φτάσει  $SOC=0.2$  /* Mode E''' */
         $SOC_i = SOC_{MIN}$ 
         $E_{B,i} = SOC_{MIN} \cdot C_{B,i}$ 
         $E_{ESS\_LOAD,i} = -(E_{B,i} - E_{B,i-1}) \cdot n_{discharge}$ 
        "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
    end
end
else
    "Άδεια μπαταρία ή είμαι πριν τις 12 τα μεσάνυχτα και όχι στο
    διάστημα 19-24" /* Mode E'''' */
     $SOC_i = SOC_{i-1}$ 
     $E_{ESS\_LOAD,i} = 0$ 
     $E_{B,i} = E_{B,i-1}$ 

```

```

“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */

$$E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$$

end
end
end
end
end

```

5.5.4.5 Φόρτιση της μπαταρίας όταν η εγχεόμενη ισχύς μεγαλύτερη του 30% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος

Ο στόχος μιας στρατηγικής με σταθερό περιορισμό της ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο είναι να αποφευχθεί η αύξηση τάσης στο Δίκτυο. Έτσι, όταν η ισχύς έγχυσης είναι μεγαλύτερη από το 30% της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ, η έγχυση περιορίζεται στο 30% και η επιπλέον ενέργεια αποθηκεύεται στη μπαταρία. Η μπαταρία εκφορτίζει μετά τις 8. Ο αλγόριθμος που ακολουθεί παρουσιάζει τη διαδικασία φόρτισης/ εκφόρτισης της μπαταρίας. Σκοπός αυτής της στρατηγικής είναι να μειώνει τις εγχύσεις πάνω από 30% στο Δίκτυο, και αντίστοιχα τις μεγάλες καταναλώσεις, οι οποίες αναμένονται τις βραδινές ώρες.

```

for k = 1:365
for h = 1:24
for j = 1:4

$$i = j + 4 \cdot (h - 1) + 96 \cdot (k - 1)$$

if  $E_{PV,i} > E_{LOAD,i}$ 
“Κάλυψη όλου του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A' */

$$E_{PV\_LOAD,i} = E_{LOAD,i}$$

if  $SOC_i < SOC_{MAX}$ 

$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$$


$$E_{PV\_ESS,i} = 0$$

if  $4 \cdot E_{PV\_GRID,i} > 0,3 \cdot P_{nom}$ 
“Η εγχόμενη ισχύς περιορίζεται στο 30% της
εγκατεστημένης ισχύος” /* Mode B' */

$$E_{PV\_GRID,i} = \frac{0,3 \cdot P_{nom}}{4}$$

“Η υπόλοιπη αποθηκεύεται στη μπαταρία” /* Mode C' */

$$E_{PV\_ESS,i} = E_{PV\_LOAD,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_GRID,i}$$

end
if  $4 \cdot E_{PV\_ESS,i} > P_{INV,nom}$ 
“Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό
ρυθμό φόρτισης” /* Mode C' */

$$E_{PV\_ESS,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$$

“Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B' */

$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end
end
end
end
end

```

```

end

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} + n_{charge} \cdot E_{PV\_ESS,i}$$


$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

if  $SOC_i > SOC_{MAX}$ 
    “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει
    SOC=0.9” /* Mode C’ */
    
$$SOC_i = SOC_{MAX}$$

    
$$E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$$

    
$$E_{PV\_ESS,i} = \frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$$

    “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B */
    
$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$$

end
else
    “Γεμάτη μπαταρία” /* Mode C’’ */
    
$$SOC_i = SOC_{MAX}$$

    
$$E_{PV\_ESS,i} = 0$$

    
$$E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$$

    “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B */
    
$$E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$$

end
else
    “Κάλυψη μέρους του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A’ */
    
$$E_{PV\_LOAD,i} = E_{PV,i}$$

    if  $((h \leq 8) \vee (h \geq 21)) \ \&\& \ (SOC_i > SOC_{MIN})$ 
        “Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μετά τις 8 το
        βράδυ” /* Mode E’ */
        
$$E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$$

        if  $4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i} > P_{INV,nom}$ 
            “Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
            επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης” /* Mode E’’ */
            
$$E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$$

            “Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
            
$$E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$$

        end
    end
    
$$E_{B,i} = E_{B,i-1} - E_{ESS\_LOAD,i} / n_{discharge}$$

    
$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

    if  $SOC_i < SOC_{MIN}$ 
        Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
        φτάσει SOC=0.2” /* Mode E’’’ */
        
$$SOC_i = SOC_{MIN}$$

        
$$E_{B,i} = SOC_{MIN} \cdot C_{B,i}$$

        
$$E_{ESS\_LOAD,i} = -(E_{B,i} - E_{B,i-1}) \cdot n_{discharge}$$

    end
end

```

```

        "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
        E_GRID_LOAD,i = E_LOAD,i - E_PV,i - E_ESS_LOAD,i
    end
else
    "Άδεια μπαταρία ή δεν έχει πάει 8 το βράδυ" /* Mode E'""*/
    SOCi = SOCi-1
    E_ESS_LOAD,i = 0
    EB,i = EB,i-1
    "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
    E_GRID_LOAD,i = E_LOAD,i - E_PV,i
end
end
end
end
end

```

5.5.4.6 Φόρτιση/εκφόρτιση της μπαταρίας με ποσοστά επί της χρήσιμης χωρητικότητας ανάλογα με την ώρα της ημέρας

Η στρατηγική φόρτισης που ορίζει τις ώρες 9:00 με 16:00 ως το διάστημα φόρτισης της μπαταρίας από το ΦΒ με σταθερή ισχύ μπορεί να βελτιωθεί παίρνοντας όχι σταθερή ισχύ φόρτισης αλλά ποσοστά επί της χρήσιμης χωρητικότητας ανάλογα με την ώρα της ημέρας. Αν παρατηρηθεί η μέση ημερήσια καμπύλη του ΦΒ, στο χρονικό διάστημα 11:00 με 15:00 το ΦΒ παράγει τα μεγαλύτερα ποσοστά ισχύος και για αυτό σε αυτό το διάστημα η μπαταρία θα φορτίζει με μεγαλύτερες ποσότητες ΗΕ ενώ τις ώρες 9:00 με 11:00 και 15:00 με 16:00 με μικρότερα. Τα ποσοστά που πήραμε στη συγκεκριμένη προσομοίωση είναι 5% για το διάστημα 9:00 με 10:00, 10% 10:00 με 11:00, 80% 11:00 με 15:00 και 5% 15:00 με 16:00.

Επιπλέον, για την εκφόρτιση της χρησιμοποιείται η ίδια λογική για τις ώρες 19:00 με 02:00 με ποσοστά ανάλογα την ώρα της ημέρας. Τα ποσοστά που πήραμε για την προσομοίωση είναι από τις 19:00 με 20:00 5%, 20:00 με 21:00 10%, 21:00 με 23:00 60%, 23:00 με 01:00 20% και 01:00 με 02:00 5%. Αν δεν φτάσει στην ελάχιστη κατάσταση φόρτισης της μέχρι τις 02:00 το πρωί στη συνέχεια εκφορτίζει όταν χρειάζεται το φορτίο. Σκοπός αυτής της στρατηγικής είναι να μειώνει τις μεγάλες εγχύσεις στο Δίκτυο, οι οποίες αναμένονται τις ώρες υψηλής ηλιοφάνειας, και αντίστοιχα τις μεγάλες καταναλώσεις, οι οποίες αναμένονται τις βραδινές ώρες. Ακολουθεί ο αλγόριθμος.

$$E_{B_ch}(1) = \frac{0,05 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_ch}(2) = \frac{0,1 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_ch}(3), E_{B_ch}(4), E_{B_ch}(5), E_{B_ch}(6), = \frac{0,2 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_ch}(7) = \frac{0,05 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_dis}(1) = \frac{0,05 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_dis}(2) = \frac{0,1 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_dis}(3), E_{B_dis}(4), E_{B_dis}(5) = \frac{0,2 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_dis}(6), E_{B_dis}(7) = \frac{0,1 \cdot E_{UB}}{4}$$

$$E_{B_dis}(8) = \frac{0,05 \cdot E_{UB}}{4}$$

for k =1:365

for h =1:24

for j =1:4

i = j + 4 · (h - 1) + 96 · (k - 1)

if $E_{PV,i} > E_{LOAD,i}$

“Κάλυψη όλου του φορτίου από το ΦΒ” /* Mode A’ */

$$E_{PV_LOAD,i} = E_{LOAD,i}$$

if ($SOC_i < SOC_{MAX}$) && ($h \geq 10$) && ($h \leq 16$)

“Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ τις ώρες 9-16” /* Mode C’ */

$$E_{PV_ESS,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$$

if $4 \cdot E_{PV_ESS,i} > P_{INV,nom}$

“Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης” /* Mode C’’ */

$$E_{PV_ESS,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$$

“Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B* /

$$E_{PV_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV_ESS,i}$$

end

if $n_{charge} \cdot E_{PV_ESS,i} > E_{B_ch}(h - 9)$

“Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με το ποσοστό ισχύς φόρτισης που έχει οριστεί αν η ισχύς που έχει να δώσει το ΦΒ είναι μεγαλύτερη” /* Mode C’’’ */

$$E_{PV_ESS,i} = \frac{E_{B_ch}(h-9)}{n_{charge}}$$

“Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B* /

$$E_{PV_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV_ESS,i}$$

end

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} + n_{charge} \cdot E_{PV_ESS,i}$$

$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$$

```

if  $SOC_i > SOC_{MAX}$ 
    "Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει
    SOC=0.9" /* Mode C' */
     $SOC_i = SOC_{MAX}$ 
     $E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$ 
     $E_{PV\_ESS,i} = \frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$ 
    "Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο" /* Mode B */
     $E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{PV\_ESS,i}$ 
end
else
    "Γεμάτη μπαταρία ή δεν είμαστε στις ώρες 9-16" /* Mode C' */
     $SOC_i = SOC_{i-1}$ 
     $E_{PV\_ESS,i} = 0$ 
     $E_{B,i} = E_{B,i-1}$ 
    "Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο" /* Mode B */
     $E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i}$ 
end
else
    "Κάλυψη μέρους του φορτίου από το ΦΒ" /* Mode A' */
     $E_{PV\_LOAD,i} = E_{PV,i}$ 
    if  $((h \geq 19) \ || \ (h \leq 2)) \ \&\& \ (SOC_i > SOC_{MIN})$ 
        "Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου τις ώρες 19-
        2" /* Mode E' */
         $E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$ 
        if  $4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i} > P_{INV,nom}$ 
            "Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
            επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης" /* Mode E' */
             $E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
            "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
             $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
        end
    end
    if  $h == 1$ 
         $d = 7$ 
    elseif  $h == 2$ 
         $d = 8$ 
    else
         $d = h - 18$ 
    end
    if  $\frac{E_{ESS\_LOAD,i}}{n_{discharge}} > E_{B\_dis}(d)$ 

```



```

“ Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με
ποσοστό ισχύς φόρτισης που έχει οριστεί αν η ισχύς που
έχει να δώσει είναι μεγαλύτερη” /* Mode C’ */
 $E_{ESS\_LOAD,i} = n_{discharge} \cdot E_{B\_dis}(d)$ 
“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
 $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
end
 $E_{B,i} = E_{B,i-1} - E_{ESS\_LOAD,i} / n_{discharge}$ 
 $SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
if  $SOC_i < SOC_{MIN}$ 
    Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
    φτάσει  $SOC=0.2$ ” /* Mode E’ */
     $SOC_i = SOC_{MIN}$ 
     $E_{B,i} = SOC_{MIN} \cdot C_{B,i}$ 
     $E_{ESS\_LOAD,i} = -(E_{B,i} - E_{B,i-1}) \cdot n_{discharge}$ 
    “Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
     $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
end
elseif  $(h \geq 3) \ \&\& \ (h \leq 7) \ \&\& \ (SOC_i > SOC_{MIN})$ 
    Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου στις 2-7 το
    πρωί” /* Mode E’ */
     $E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$ 
    if  $4 \cdot E_{ESS\_LOAD,i} > P_{INV,nom}$ 
        “ Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον
        επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης” /* Mode E’ */
         $E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
        “Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
    end
     $E_{B,i} = E_{B,i-1} - E_{ESS\_LOAD,i} / n_{discharge}$ 
     $SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
    if  $SOC_i < SOC_{MIN}$ 
        Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να
        φτάσει  $SOC=0.2$ ” /* Mode E’ */
         $SOC_i = SOC_{MIN}$ 
         $E_{B,i} = SOC_{MIN} \cdot C_{B,i}$ 
         $E_{ESS\_LOAD,i} = -(E_{B,i} - E_{B,i-1}) \cdot n_{discharge}$ 
        “Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
    end
end
else
    “Άδεια μπαταρία” /* Mode E’ */

```

```

SOCi = SOCMIN
EESS_LOAD,i = 0
EB,i = SOCMIN · CB,i
“Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο” /* Mode D */
EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i
end
end
end
end
end

```

5.5.4.7 Συνδυασμός συμβατικής φόρτισης/εκφόρτισης με φόρτιση της μπαταρίας και από το Δίκτυο

Σε αυτή τη στρατηγική, η μπαταρία φορτίζει με την περίσσεια ισχύος από τη ΦΒ συστοιχία όταν η ισχύς που παράγεται είναι περισσότερη από ότι απαιτεί το φορτίο. Αν η μπαταρία φτάσει στη μέγιστη κατάσταση φόρτισης της, η περίσσεια ενέργεια εγχέεται στο Δίκτυο. Επιπλέον όμως, υπάρχει η δυνατότητα η μπαταρία να φορτίσει και από το Δίκτυο. Αυτό έχει σημασία όταν ο καταναλωτής χρεώνεται με διαφορετική τιμή για την ΗΕ ανάλογα με την ώρα κατανάλωσης της. Στην παρούσα εργασία, θεωρείται ότι ο αυτοπαραγωγός χρεώνεται σύμφωνα με το οικιακό τιμολόγιο Γ1N της ΔΕΗ που προβλέπει χρέωση με μειωμένη τιμή τις ώρες 2:00 με 8:00 και 15:00 με 17:00 από τις 1 Νοεμβρίου έως τις 30 Απριλίου (χειμερινή περίοδος) και τις ώρες 23:00 με 7:00 από τις 1 Μαΐου έως τις 31 Οκτώβρη (θερινή περίοδος).

Η στρατηγική αυτή δίνει προτεραιότητα στη φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ. Για αυτό και τη θερινή περίοδο η μπαταρία δεν φορτίζει από το Δίκτυο τις ώρες 23:00 με 7:00 που θα είχε σαν αποτέλεσμα η μπαταρία να είναι γεμάτη και να μην αξιοποιείται το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής. Όσον αφορά τη χειμερινή περίοδο, η φόρτιση της μπαταρίας τις ώρες 2:00 με 8:00 απορρίπτεται για τον ίδιο λόγο. Η μπαταρία όμως μπορεί να φορτίσει τις ώρες 15:00 με 17:00 καθώς τους μήνες αυτούς η ΦΒ παραγωγή είναι πιο περιορισμένη και η μπαταρία συνήθως δεν φορτίζει πλήρως. Πιο συγκεκριμένα, τους μήνες Νοέμβριο με Απρίλιο η μπαταρία φορτίζει μέχρι τις 15:00 με το πλεόνασμα ΦΒ ισχύος που εμφανίζεται και μετά τις 15:00 μέχρι τις 17:00 φορτίζει και από το πλεόνασμα ΦΒ ισχύος αν υπάρχει και από το Δίκτυο. Αυτό που επιχειρείται είναι η μπαταρία να φορτιστεί πλήρως μέχρι τις 17. Οπότε αν μέχρι τις 15:00 σε μια μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 5 kWh έχει αποθηκευτεί 1 kWh, μέχρι τις 17:00 πρέπει να αποθηκευτούν 4 kWh. Για να συνεχίσει να αξιοποιείται η ΦΒ παραγωγή κάθε δεκαπεντάλεπτο η μπαταρία φορτίζει πρώτα από το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής και στη συνέχεια υπολογίζεται η χωρητικότητα που απομένει για να γεμίσει και μοιράζεται στον υπόλοιπο χρόνο που χρειάζεται για να γεμίσει. Στο παραπάνω παράδειγμα αν στις 15:15 η μπαταρία φορτίσει από το ΦΒ με 1 kWh, οι υπόλοιπες 3 kWh πρέπει να φορτίσουν τη μπαταρία σε 2 ώρες και έτσι από το Δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας απορροφώνται 0,375 kWh. Στις 15:30, αν η μπαταρία φορτίσει από το ΦΒ με

0,625 kWh, οι υπόλοιπες 2 kWh πρέπει να φορτίσουν τη μπαταρία σε 1 ώρα και 45 λεπτά και έτσι από το Δίκτυο για τη φόρτιση της απορροφώνται 0,286 kWh.

```

for k = 1:365
    diairetis = 9
    for h = 1:24
        for j = 1:4
            i = j + 4 * (h - 1) + 96 * (k - 1)
                if (h == 16) || (h == 17)
                    diairetis = diairetis - 1
                end
                if EPV,i > ELOAD,i
                    "Κάλυψη όλου του φορτίου από το ΦΒ" /* Mode A' */
                    EPV_LOAD,i = ELOAD,i
                    if SOCi < SOCMAX
                        "Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ" /* Mode C' */
                        EPV_ESS,i = EPV,i - ELOAD,i
                        EESS,i = EPV_ESS,i
                        if 4 * EPV_ESS,i > PINV,nom
                            "Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό
                            ρυθμό φόρτισης" /* Mode C'' */
                            EPV_ESS,i =  $\frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
                            "Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο" /* Mode B */
                            EPV_GRID,i = EPV,i - ELOAD,i - EPV_ESS,i
                        elseif (k ≤ 92) || (k ≥ 304)
                            "Νοέμβριος - Απρίλιος"
                            if (h ≥ 16) && (h ≤ 17)
                                "Φόρτιση της μπαταρίας από το Δίκτυο" /* Mode D */
                                υπολοιπο = EUB - (EB,i - SOCMIN * CB,i)
                                ECH,i =  $\frac{\text{υπολοιπο}}{\text{diairetis}}$ 
                                if ncharge * EPV_ESS,i < ECH,i
                                    EGRID_ESS,i =  $\frac{(E_{CH,i} - n_{charge} * E_{PV\_ESS,i})}{n_{charge}}$ 
                                    EESS,i =  $\frac{E_{CH,i}}{n_{charge}}$ 
                                    EGRID_LOAD,i = EGRID_ESS,i
                                end
                                if 4 * EESS,i > PINV,nom
                                    "Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον
                                    επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης" /* Mode C'' */
                                    EESS,i =  $\frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
                                    "Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο"
                                    /* Mode B */
                                    EGRID_ESS,i = ELOAD,i - EPV,i - EPV_ESS,i
                                end
                            end
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end

```

```

                                 $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{GRID\_ESS,i}$ 
                                end
                                end
else
end
 $E_{B,i} = E_{B,i-1} + n_{charge} \cdot E_{ESS,i}$ 
 $SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
if  $SOC_i > SOC_{MAX}$ 
    “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει
    SOC=0.9” /* Mode C’ */
     $SOC_i = SOC_{MAX}$ 
     $E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$ 
     $E_{ESS,i} = \frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$ 
    “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B */
     $E_{PV\_GRID,i} = E_{PV,i} - E_{LOAD,i} - E_{ESS,i}$ 
end
elseif ( $k \leq 92$ ) && ( $h \geq 16$ ) && ( $h \leq 17$ )
     $E_{PV\_LOAD,i} = E_{PV,i}$ 
     $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$ 
    if  $SOC_i == SOC_{MAX}$ 
         $SOC_{i+1} = SOC_{MAX}$ 
         $E_{ESS,i} = 0$ 
         $E_{PV\_ESS,i} = 0$ 
    end
    if  $SOC_i < SOC_{MAX}$ 
         $υπολοιπο = E_{UB} - (E_{B,i} - SOC_{MIN} \cdot C_{B,nom})$ 
         $E_{CH,i} = \frac{υπολοιπο}{d_{iairetis}}$ 
         $E_{GRID\_ESS,i} = \frac{E_{CH,i}}{n_{charge}}$ 
         $E_{ESS,i} = \frac{E_{CH,i}}{n_{charge}}$ 
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} + E_{GRID\_ESS,i}$ 
    end
    if  $4 \cdot E_{ESS,i} > P_{INV,nom}$ 
        “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό ρυθμό
        φόρτισης” /* Mode C’ */
         $E_{ESS,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
        “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B */
         $E_{GRID\_ESS,i} = E_{ESS,i}$ 
         $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} + E_{GRID\_ESS,i}$ 
    end
    end
 $E_{B,i} = E_{B,i-1} + n_{charge} \cdot E_{ESS,i}$ 

```

```

SOCi =  $\frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
if SOCi > SOCMAX
    “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει SOC=0.9”
    /* Mode C’ */
    SOCi = SOCMAX
    EB,i = SOCMAX · CB,i
    EESS,i =  $\frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$ 
end
elseif (k >= 304) && (h >= 16) && (h <= 17)
    EPVLOAD,i = EPV,i
    EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i
    if SOCi == SOCMAX
        SOCi+1 = SOCMAX
        EESS,i = 0
    end
    if SOCi < SOCMAX
        υπολοιπο = EUB - (EB,i - SOCMIN · CB,nom)
        ECH,i =  $\frac{\text{υπολοιπο}}{\text{diaretis}}$ 
        EGRID_ESS,i =  $\frac{E_{CH,i}}{n_{charge}}$ 
        EESS,i =  $\frac{E_{CH,i}}{n_{charge}}$ 
        EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i + EGRID_ESS,i
    end
    if 4 · EESS,i > PINV,nom
        “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ με τον επιτρεπτό ρυθμό
        φόρτισης” /* Mode C’ */
        EESS,i =  $\frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
        “Η περίσσεια εγχέεται στο Δίκτυο” /* Mode B */
        EGRID_ESS,i = EESS,i
        EGRID_LOAD,i = ELOAD,i - EPV,i + EGRID_ESS,i
    end
    EB,i = EB,i-1 + ncharge · EESS,i
    SOCi =  $\frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
    if SOCi > SOCMAX
        “Φόρτιση της μπαταρίας από το ΦΒ μέχρι να φτάσει SOC=0.9”
        /* Mode C’ */
        SOCi = SOCMAX
        EB,i = SOCMAX · CB,i
        EESS,i =  $\frac{E_{B,i} - E_{B,i-1}}{n_{charge}}$ 
    end

```

```

else
    end
    "Κάλυψη μέρους του φορτίου από το ΦΒ" /* Mode A' */
     $E_{PV\_LOAD,i} = E_{PV,i}$ 
    if ((h < 18) || (h > 8)) && SOCi > SOCMIN
        "Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μετά τις 8 το βράδυ" /* Mode E' */
         $E_{ESS\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$ 
        if 4 · EESS_LOAD,i > PINV,nom
            "Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου με τον επιτρεπτό ρυθμό φόρτισης" /* Mode E'' */
             $E_{ESS\_LOAD,i} = \frac{P_{INV,nom}}{4}$ 
            "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
             $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
        end
         $E_{B,i} = E_{B,i-1} - E_{ESS\_LOAD,i} / n_{discharge}$ 
         $SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}}$ 
        if SOCi < SOCMIN
            Εκφόρτιση της μπαταρίας για κάλυψη του φορτίου μέχρι να φτάσει SOC=0.2" /* Mode E''' */
            SOCi = SOCMIN
             $E_{B,i} = SOC_{MIN} \cdot C_{B,i}$ 
             $E_{ESS\_LOAD,i} = -(E_{B,i} - E_{B,i-1}) \cdot n_{discharge}$ 
            "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
             $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i} - E_{ESS\_LOAD,i}$ 
        end
    end
else
    "Άδεια μπαταρία ή δεν έχει πάει 8 το βράδυ" /* Mode E'''' */
    SOCi = SOCMIN
    EESS_LOAD,i = 0
     $E_{B,i} = SOC_{MAX} \cdot C_{B,i}$ 
    "Κάλυψη του φορτίου από το Δίκτυο" /* Mode D */
     $E_{GRID\_LOAD,i} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i}$ 
end
end
end
end
end

```

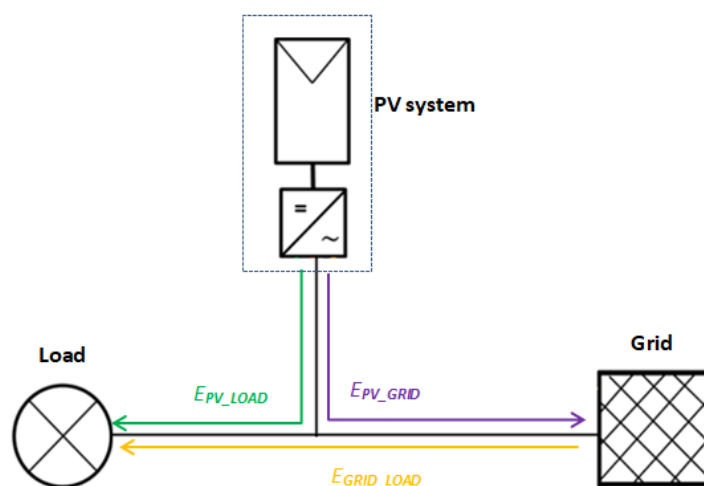
Κεφάλαιο 6 Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

6.1 Περιγραφή της εφαρμογής απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Πραγματοποιείται μοντελοποίηση της λειτουργίας οικιακού καταναλωτή που συνδέει ΦΒ στη στέγη του και υιοθετεί τις ισχύουσες αρχές τιμολόγησης των συμβάσεων ενεργειακού συμψηφισμού όπως περιγράφονται στην ενότητα 5.2. Η ανάλυση βασίζεται σε ένα προφίλ οικιακής κατανάλωσης ($E_{LOAD,i}$) που εμφανίζει ετήσια κατανάλωση 5000 kWh και πραγματοποιείται για κατανάλωση ενέργειας από το Δίκτυο σε kWh για κάθε δεκαπεντάλεπτο του έτους. Για την παραγωγή ενέργειας από το ΦΒ χρησιμοποιείται χρονοσειρά με μετρήσεις ανά δεκαπεντάλεπτο ($E_{PV_PER_UNIT,i}$) της ενέργειας σε kWh που παράγει ένα ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 1 kWp.

Η εφαρμογή του συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού εξετάζεται για περίοδο είκοσι χρόνων. Σε αυτή τη διάρκεια, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται σταθερή, ενώ η απόδοση του ΦΒ (η_y) μειώνεται 0,5% τα πρώτα 10 χρόνια και 1% τα επόμενα 10.

Στο Σχήμα 6.1 παρουσιάζεται η τοπολογία του οικιακού συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ που μοντελοποιήθηκε και έχουν σχεδιαστεί οι ροές ενέργειας μεταξύ του ΦΒ, του φορτίου και του Δικτύου.



Σχήμα 6.1 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος σε οικιακό φορτίο

Όπως φαίνεται οι ενέργειες που χρειάζεται να υπολογιστούν κάθε δεκαπεντάλεπτο της περιόδου μελέτης είναι:

1. η ενέργεια που παράγει το ΦΒ:

$$E_{PV,i,y} = E_{PV_PER_UNIT,i,y} \cdot P_{nom} \cdot \eta_y \quad (6.1)$$

Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

2. η ενέργεια από την παραγωγή του ΦΒ που καταναλώνεται άμεσα από τον αυτοπαραγωγό (ταυτοχρονισμένη παραγωγή με κατανάλωση)

$$E_{PV_LOAD,i,y} = \min(E_{PV,i,y}, E_{LOAD,i,y}) \quad (6.2)$$

3. η ενέργεια από την παραγωγή του ΦΒ που εγχέεται στο Δίκτυο

$$E_{PV_GRID,i,y} = E_{PV,i,y} - E_{PV_LOAD,i,y} \quad (6.3)$$

4. η ενέργεια που απορροφάται από το Δίκτυο για τις επιπλέον ανάγκες του φορτίου

$$E_{GRID_LOAD,i,y} = E_{LOAD,i} - E_{PV_LOAD,i,y} \quad (6.4)$$

5. η ενέργεια που απορροφά ή εγχέει το σύστημα αυτοπαραγωγής στο Δίκτυο

$$E_{HOME,i,y} = E_{LOAD,i} - E_{PV,i,y}^{37} \quad (6.5)$$

Οι ετήσιες ενέργειες προκύπτουν από τις σχέσεις:

$$E_{PV,y} = E_{PV_LOAD,y} + E_{PV_GRID,y} \quad (6.6)$$

$$E_{LOAD,y} = E_{PV_LOAD,y} + E_{GRID_LOAD,y} \quad (6.7)$$

Για κάθε ένα από τα 20 χρόνια της περιόδου υπολογίζονται οι χρεώσεις προμήθειας, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις, οι φόροι και το άθροισμα τους που είναι το χρηματικό ποσό που επιβαρύνεται ο οικιακός καταναλωτής για την κατανάλωση ενέργειας από το Δίκτυο. Ο τρόπος τιμολόγησης περιγράφεται στις ενότητες Κεφάλαιο 5 και 0. Ο Πίνακας 6.1 περιέχει τις μεταβλητές εισόδου του βασικού σεναρίου προσομοίωσης που υλοποιήθηκε για το οικιακό σύστημα μόνο με ΦΒ.

Πίνακας 6.1 Μεταβλητές εισόδου του βασικού σεναρίου προσομοίωσης για οικιακό σύστημα μόνο με ΦΒ που παράγει 1 MWh/ MWh κατανάλωσης

Κόστη	
Κόστος ΦΒ συστήματος (με ΦΠΑ) ³⁸	1300 €/kW _p
O&M κόστη ΦΒ	2%
Άλλα δεδομένα	
Εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς	3,17 kW _p
Ετήσια μείωση ΦΒ απόδοσης	0,5% / 1% ³⁹
Ετήσια αύξηση της χρέωσης προμήθειας ΗΕ ⁴⁰	2%
Ετήσια κατανάλωση φορτίου	5000 kWh

³⁷ Το $E_{HOME,i,y}$ λαμβάνει θετικές τιμές όταν απορροφάται ενέργεια από το Δίκτυο και αρνητικές όταν εγχέεται ενέργεια στο Δίκτυο.

³⁸ Συμπεριλαμβάνονται τα κόστη αντιστροφεία, εγκατάστασης και οι άδειες.

³⁹ Η απόδοση του ΦΒ μειώνεται 0,5% τα πρώτα 10 χρόνια και 1% τα επόμενα 10.

⁴⁰ Θεωρείται ότι οι άλλες χρεώσεις δεν μεταβάλλονται.

Συμφωνημένη ισχύς-Μέγιστη/ Ελάχιστη τιμή φορτίου ⁴¹	8 kVA - 6,6 kW / 0,04 kW
Συντελεστής ισχύος φορτίου	0,98

6.2 Ανάλυση ευαισθησίας

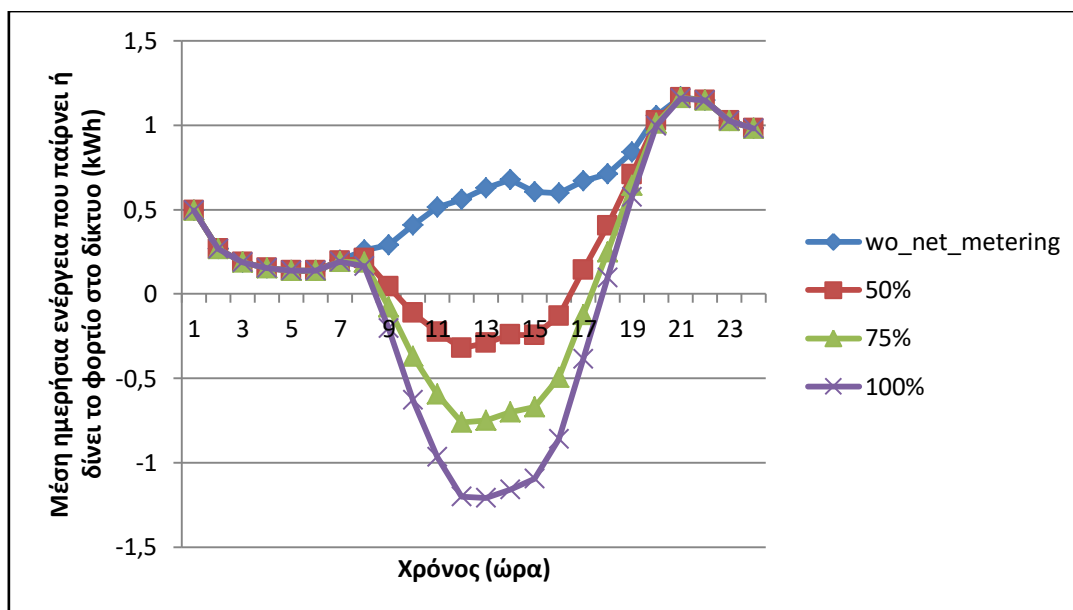
6.2.1 Ενεργειακή ανάλυση ευαισθησίας ως προς την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ

Όπως φαίνεται στις παραπάνω εξισώσεις, η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς που επιλέγει ο αυτοπαραγωγός να εγκαταστήσει καθορίζει κάθε δεκαπεντάλεπτο την ενέργεια που παράγεται, την ενέργεια που απορροφάται από το Δίκτυο για να καλυφθούν οι ανάγκες του που δεν ικανοποιήθηκαν άμεσα από την παραγωγή του ΦΒ και την ενέργεια που περισσεύει από την παραγωγή εφόσον δεν καταναλώνεται άμεσα και εγχέεται στο Δίκτυο. Για αυτό και μελετώνται 3 διαφορετικά σενάρια εγκατεστημένης ισχύος. Εξετάζονται τα σενάρια που το ΦΒ παράγει ετησίως το 50%, το 75% και το 100% της ενέργειας που καταναλώνεται ετησίως. Το 100% αντιστοιχεί σε ΦΒ παραγωγή 5000 kWh και εγκατεστημένη ισχύ 3,17 kWp. Δεν επιλέγεται μεγαλύτερο ΦΒ καθώς ο ενεργειακός συμψηφισμός είναι ετήσιος και τυχόν πλεόνασμα στο τέλος του έτους δεν αποζημιώνεται αλλά προσφέρεται στο Δίκτυο δωρεάν.

Η ενεργειακή αξιολόγηση των 3 διαφορετικών σεναρίων εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος γίνεται χρησιμοποιώντας τη μέση ημερήσια καμπύλη της ενέργειας που παίρνει ή δίνει ο αυτοπαραγωγός στο Δίκτυο το πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος (εξίσωση (4.33)), τους δείκτες SCR (εξίσωση (4.36)), SSR (εξίσωση (4.37)) και Διείσδυση ΦΒ (εξίσωση (4.40)). Επιπλέον, για τον πρώτο χρόνο υπολογίζονται το πλήθος των δεκαπενταλέπτων που η ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο είναι υψηλή σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ και οι περικοπές στην έγχυση που θα εμφανίζονταν αν τίθονταν όριο στην ενέργεια που μπορεί να εγχυθεί στο Δίκτυο (παράγραφος 4.3.6). Αυτά παρουσιάζονται στα γραφήματα που ακολουθούν.

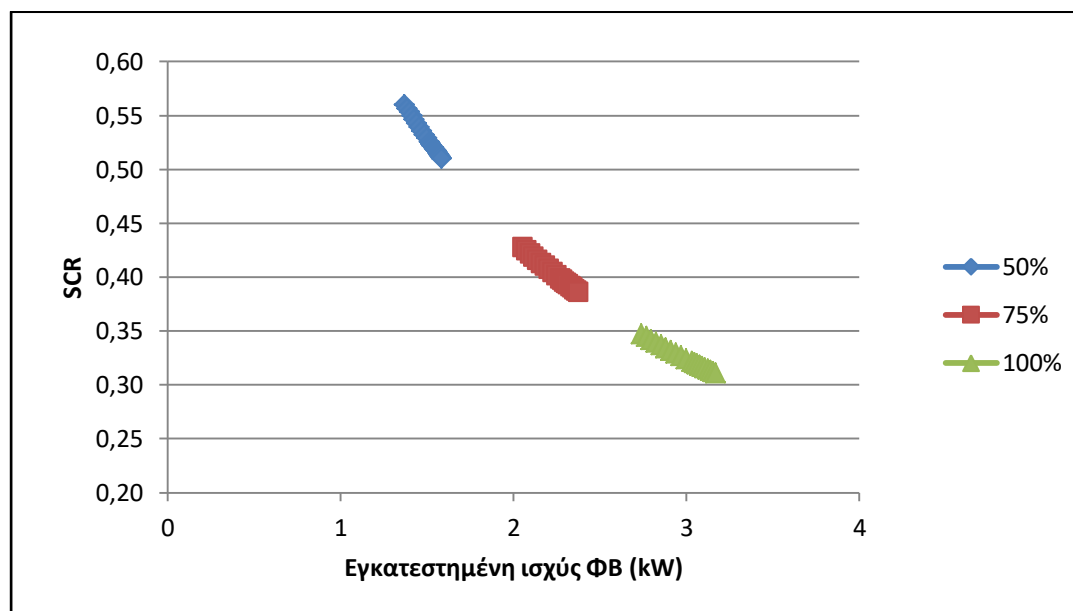
Στο Σχήμα 6.2 απεικονίζεται η μέση ημερήσια ενέργεια που απορροφά ή εγχέει το σύστημα αυτοπαραγωγής στο Δίκτυο. Λαμβάνει αρνητικές τιμές τις ώρες που λειτουργεί το ΦΒ και όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ γίνονται όλο και πιο αρνητικές που σημαίνει ότι εγχέεται περισσότερη ενέργεια στο Δίκτυο. Τις υπόλοιπες ώρες ανεξαρτήτως αν έχει συνδεθεί ΦΒ ή όχι, η ζήτηση ενέργειας από το Δίκτυο ευλόγως είναι η ίδια.

⁴¹ Αναφέρονται σε μέγιστη/ελάχιστη ισχύ δεκαπενταλέπτου.



Σχήμα 6.2 Μέση ημερήσια ενέργεια που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο VS χρόνο

Στο Σχήμα 6.3 οι τρεις διαφορετικές γραφικές αντιστοιχούν στα τρία διαφορετικά σενάρια εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Οι είκοσι διαφορετικές τιμές εγκατεστημένης ισχύος που συνθέτουν καθεμία από αυτές αντιστοιχούν στην εγκατεστημένη ισχύς με την οποία λειτουργεί το ΦΒ κάθε χρόνο από τα 20 της μελέτης λόγω της μείωσης της απόδοσης του. Επομένως, παρατηρείται ότι με την πάροδο του χρόνου η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ μειώνεται, ενώ το SCR αυξάνεται αφού μικρότερο ΦΒ οδηγεί σε μεγαλύτερα ποσοστά αυτοκατανάλωσης.

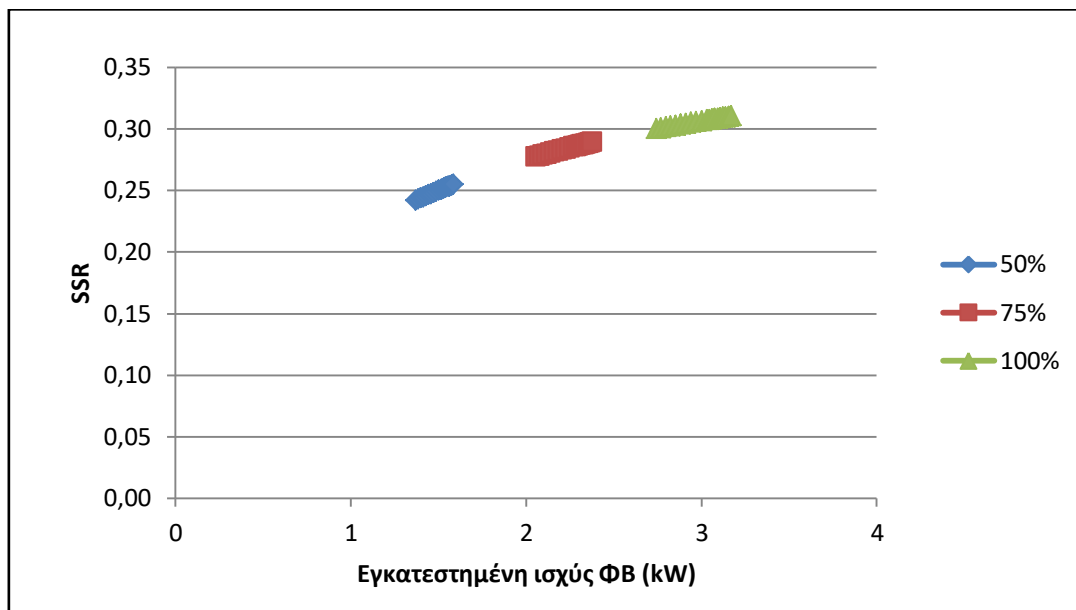


Σχήμα 6.3 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR) VS εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ

Στο Σχήμα 6.4 οι τρεις διαφορετικές γραφικές αντιστοιχούν στα τρία διαφορετικά σενάρια εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Οι είκοσι διαφορετικές τιμές εγκατεστημένης ισχύος που συνθέτουν καθεμία από αυτές αντιστοιχούν στην εγκατεστημένη ισχύς με την οποία λειτουργεί το ΦΒ κάθε χρόνο από τα 20 της μελέτης λόγω της μείωσης της απόδοσης του.

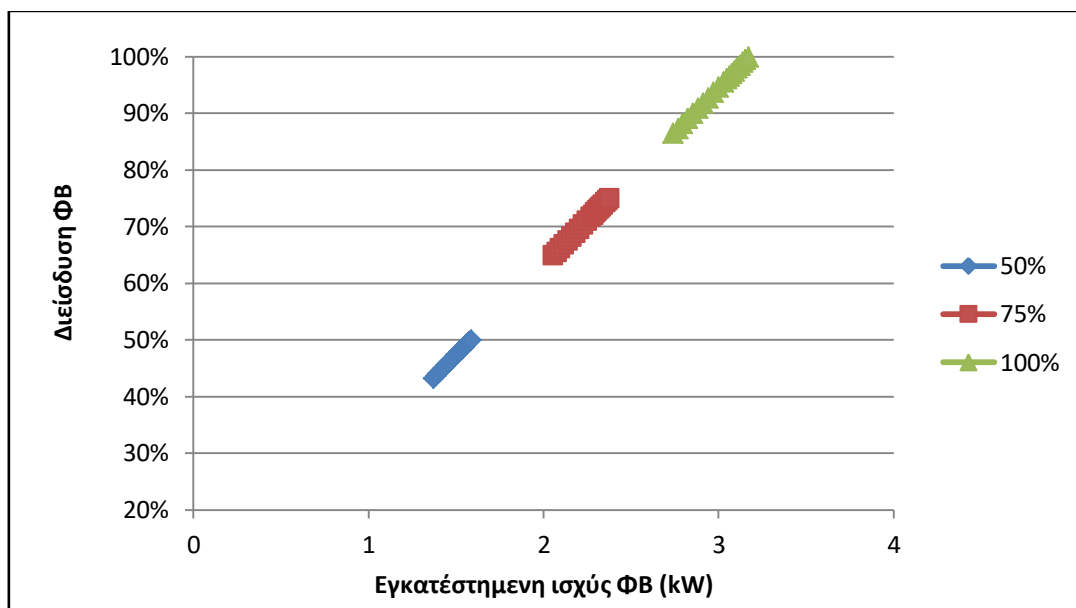
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Επομένως, παρατηρείται ότι με την πάροδο του χρόνου η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ μειώνεται. Και το SSR μειώνεται αφού ένα μεγαλύτερο ΦΒ παράγει περισσότερη ενέργεια και μπορεί να δώσει περισσότερη ενέργεια στο φορτίο τη στιγμή που τη χρειάζεται.



Σχήμα 6.4 Βαθμός Αυτονομίας (SSR) VS εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ συναρτήσε της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ

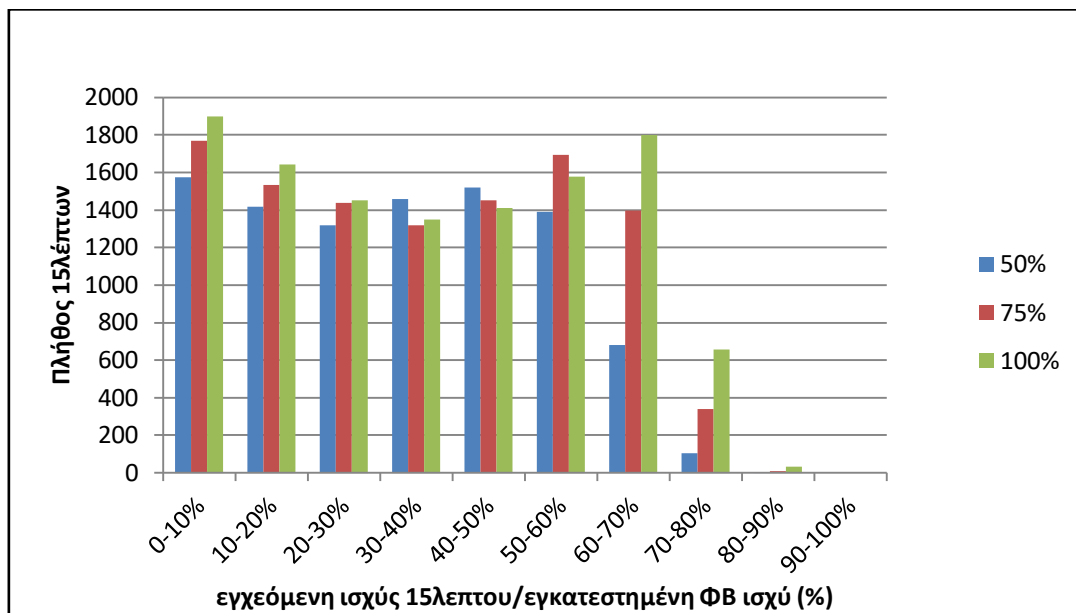
Στο Σχήμα 6.5 οι τρεις διαφορετικές γραφικές αντιστοιχούν στα τρία διαφορετικά σενάρια εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Οι είκοσι διαφορετικές τιμές εγκατεστημένης ισχύος που συνθέτουν καθεμία από αυτές αντιστοιχούν στην εγκατεστημένη ισχύς με την οποία λειτουργεί το ΦΒ κάθε χρόνο από τα 20 της μελέτης λόγω της μείωσης της απόδοσης του. Επομένως, παρατηρείται ότι με την πάροδο του χρόνου η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ μειώνεται και σαν συνέπεια και η ΦΒ Διείσδυση (εξίσωση (4.40)).



Σχήμα 6.5 Διείσδυση ΦΒ ενέργειας ($PV_{energy_penetration}$) VS εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ συναρτήσε της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ το πρώτο χρόνο λειτουργίας του

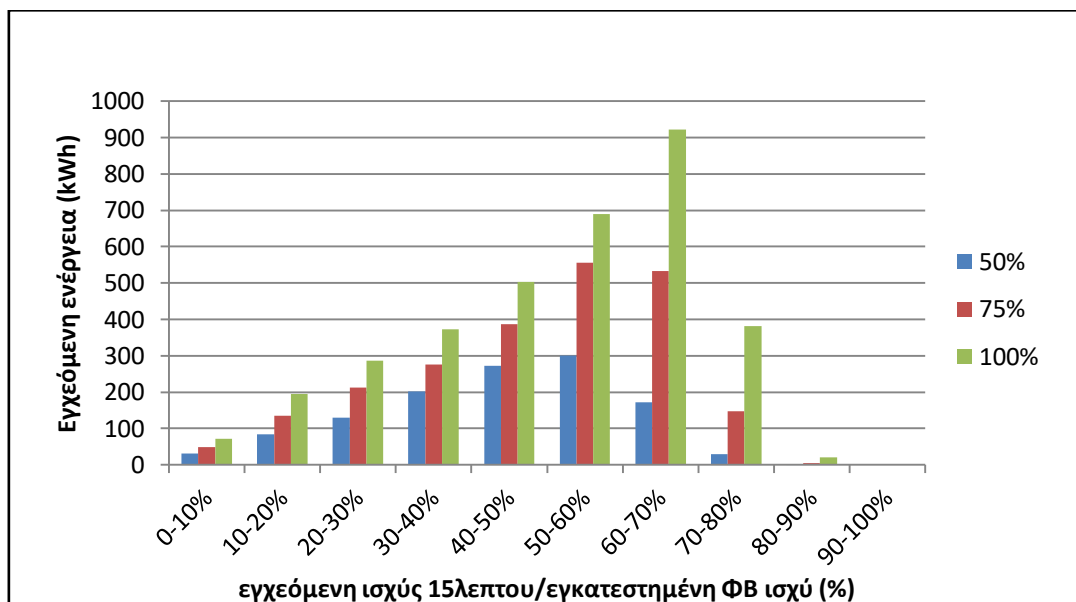
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Στο Σχήμα 6.6 φαίνεται για τι πλήθος δεκαπενταλέπτων το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100%.



Σχήμα 6.6 Πλήθος 15λεπτών VS εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ συναρτήσεως του μεγέθους του ΦΒ

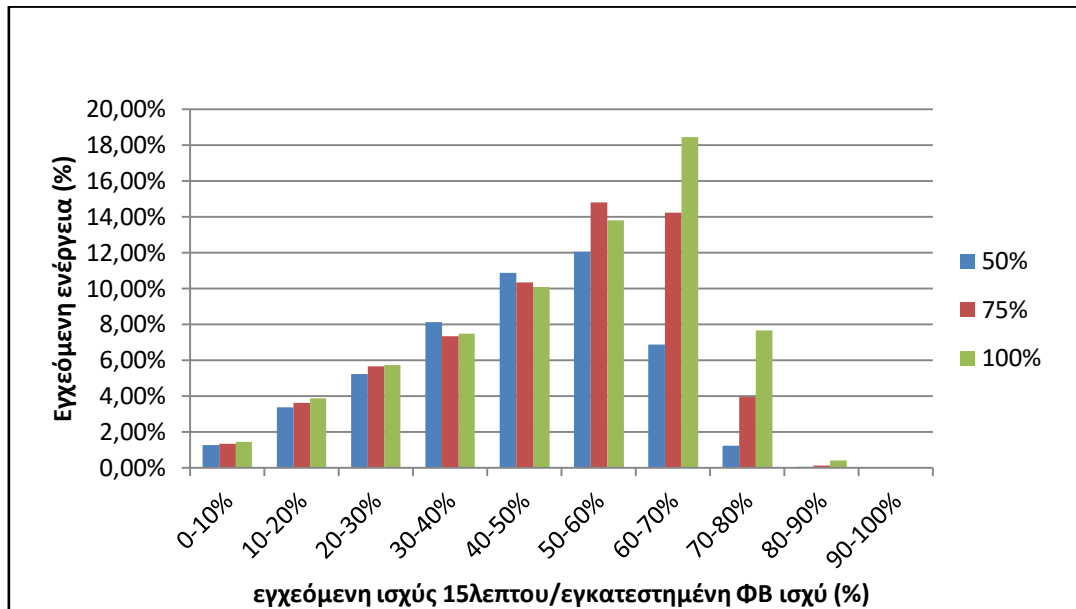
Στο Σχήμα 6.7 φαίνεται η συνολική εγχεόμενη ενέργεια όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100%.



Σχήμα 6.7 Εγχεόμενη ενέργεια VS εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ συναρτήσεως του μεγέθους του ΦΒ

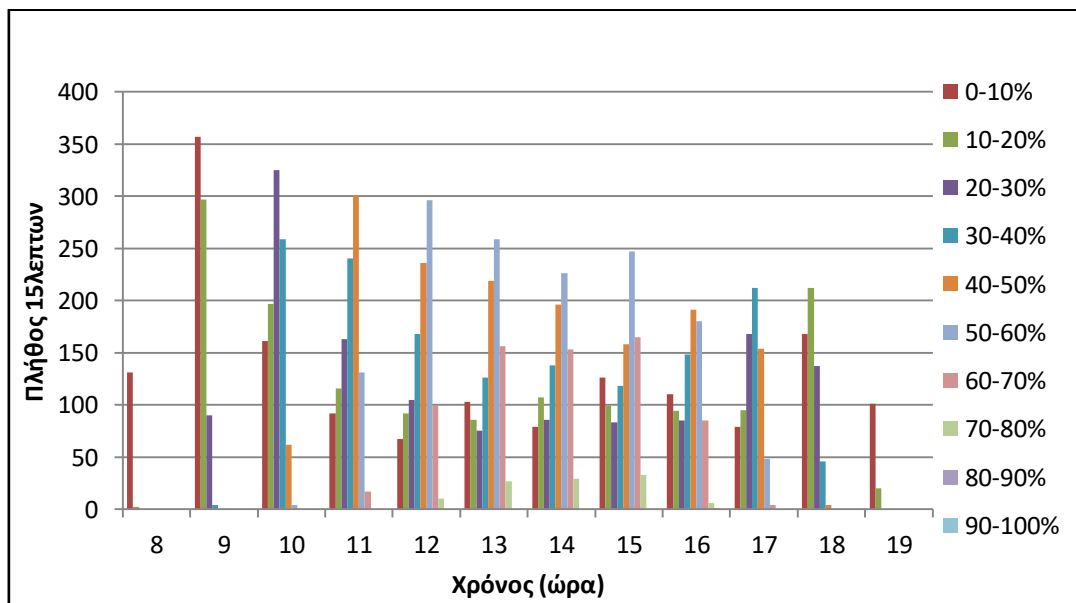
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Στο Σχήμα 6.8 φαίνεται το ποσοστό της συνολικής εγχεόμενης ενέργειας ως προς την ετήσια παραγωγή του ΦΒ όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100%.



Σχήμα 6.8 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ συναρτήσει του μεγέθους του ΦΒ

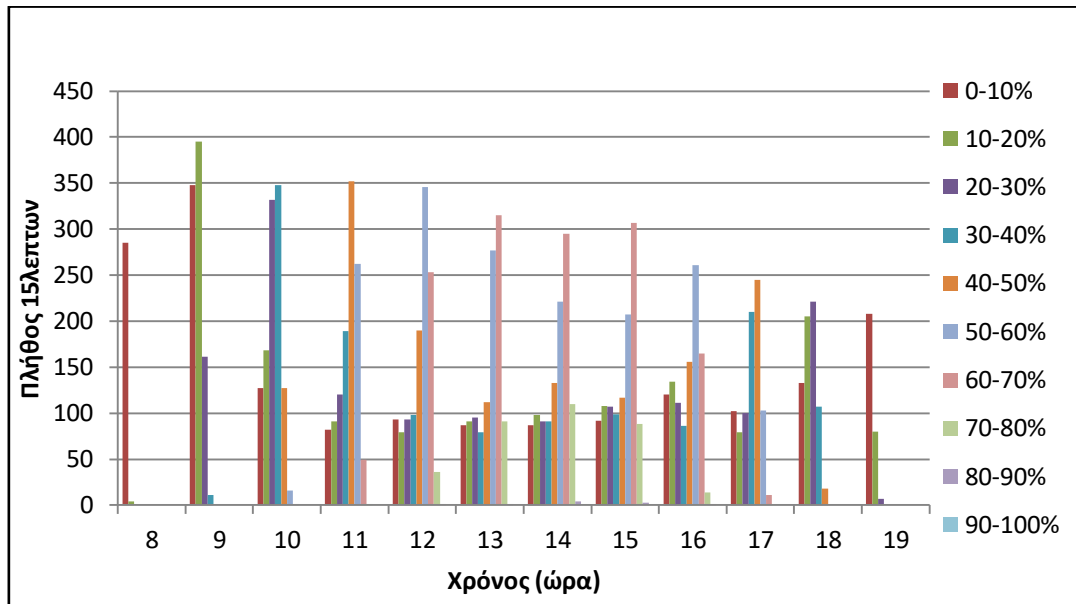
Στο Σχήμα 6.9 φαίνεται για τι πλήθος δεκαπενταλέπτων το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 50%.



Σχήμα 6.9 Πλήθος 15λεπτών VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 50%

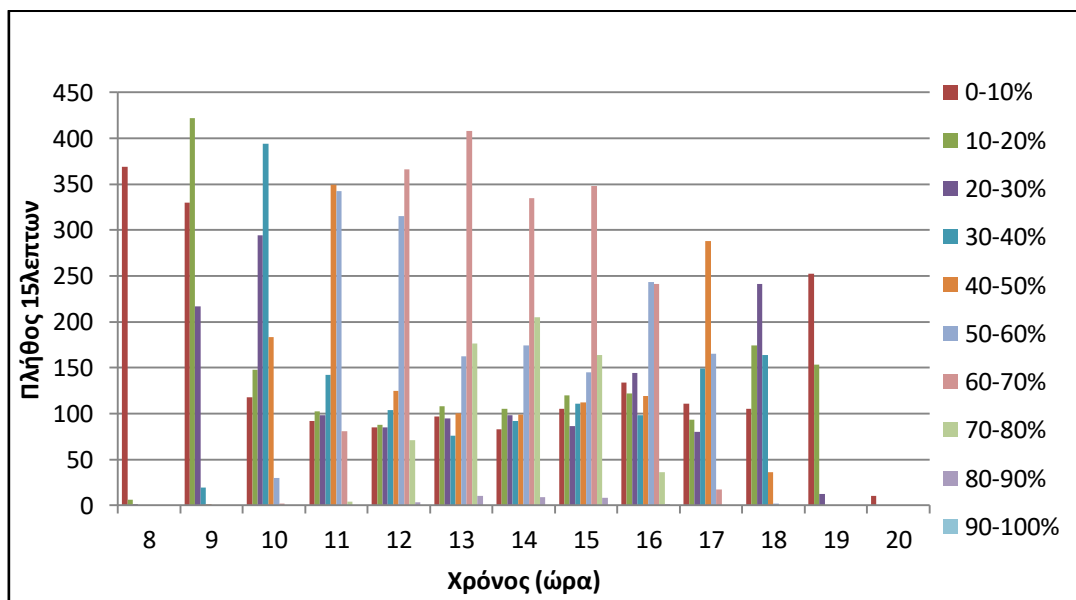
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Στο Σχήμα 6.10 φαίνεται για τι πλήθος δεκαπενταλέπτων το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 75%.



Σχήμα 6.10 Πλήθος 15λεπτων VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 75%

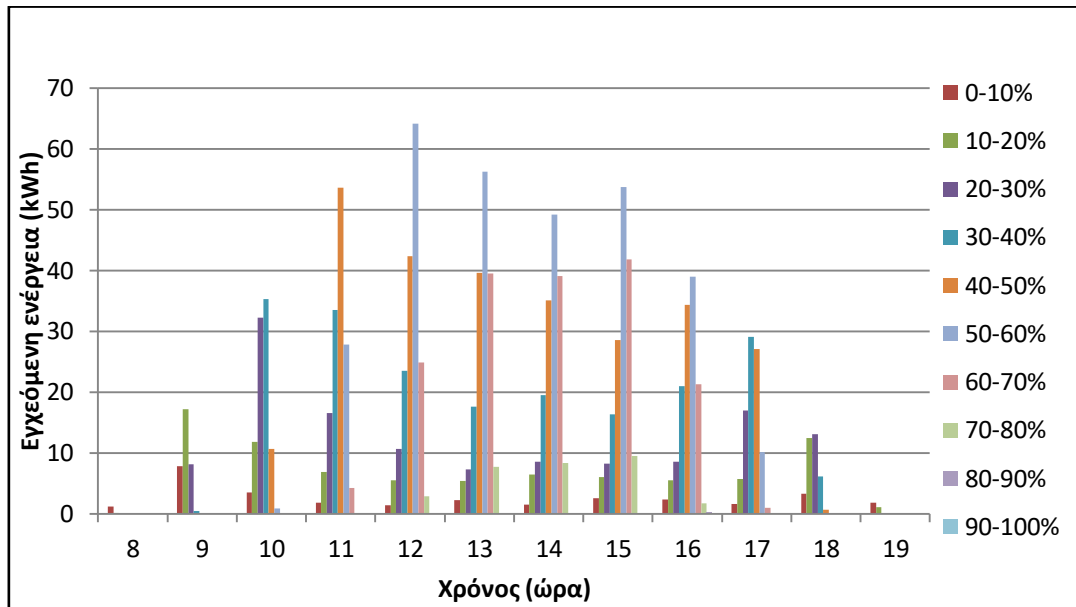
Στο Σχήμα 6.11 φαίνεται για τι πλήθος δεκαπενταλέπτων το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 100%.



Σχήμα 6.11 Πλήθος 15λεπτων VS χρόνου συναρτήσει της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτου/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 100%

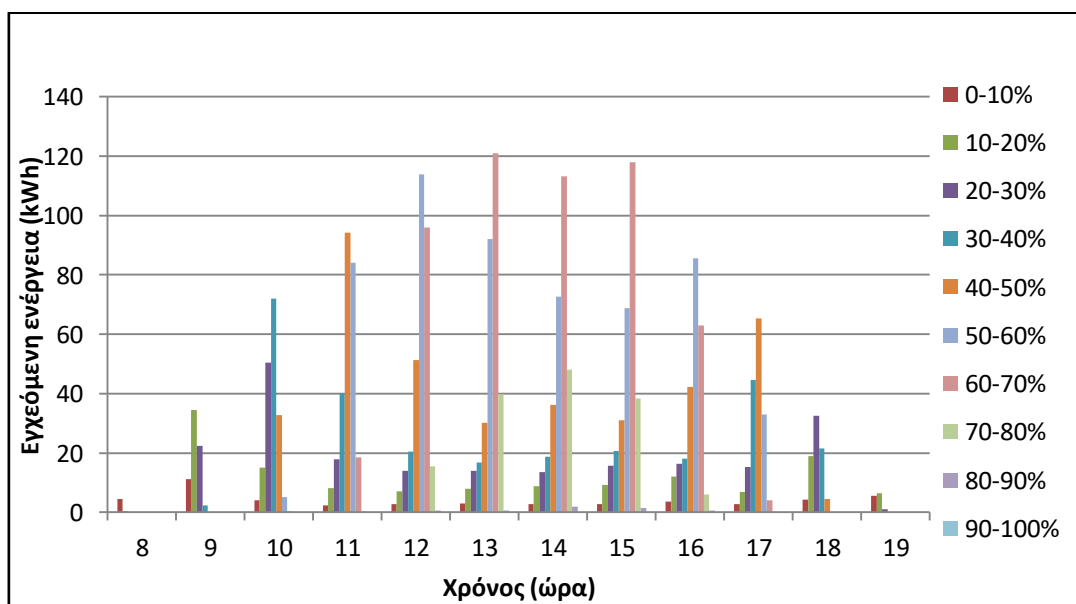
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Στο Σχήμα 6.12 φαίνεται η συνολική εγχεόμενη ενέργεια όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 50%.



Σχήμα 6.12 Εγχεόμενη ενέργεια VS χρόνου συναρτήσεως της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 50%

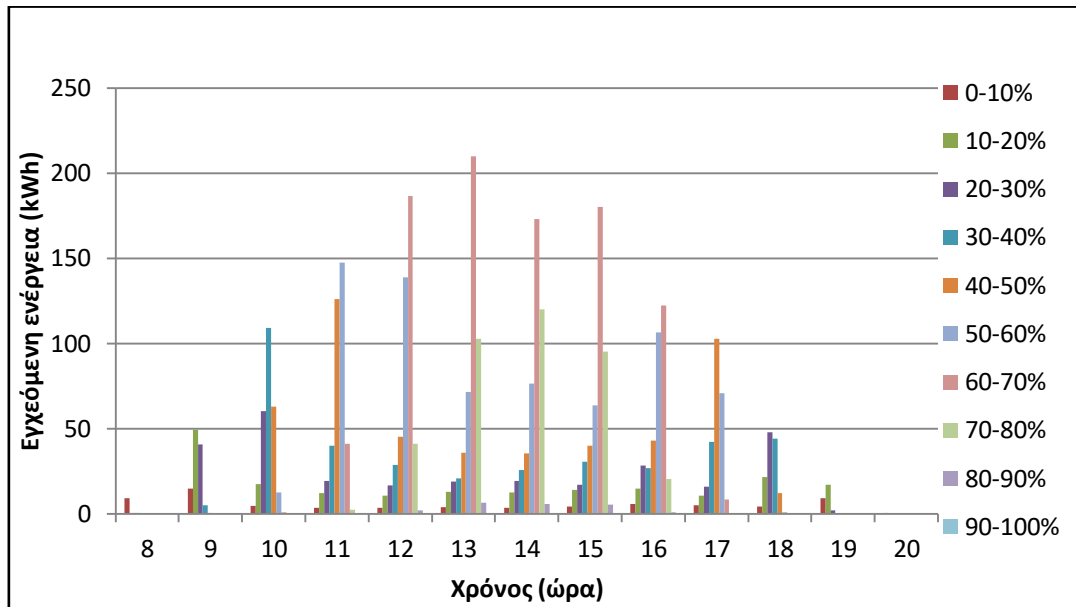
Στο Σχήμα 6.13 φαίνεται η συνολική εγχεόμενη ενέργεια όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 75%.



Σχήμα 6.13 Εγχεόμενη ενέργεια VS χρόνου συναρτήσεως της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 75%

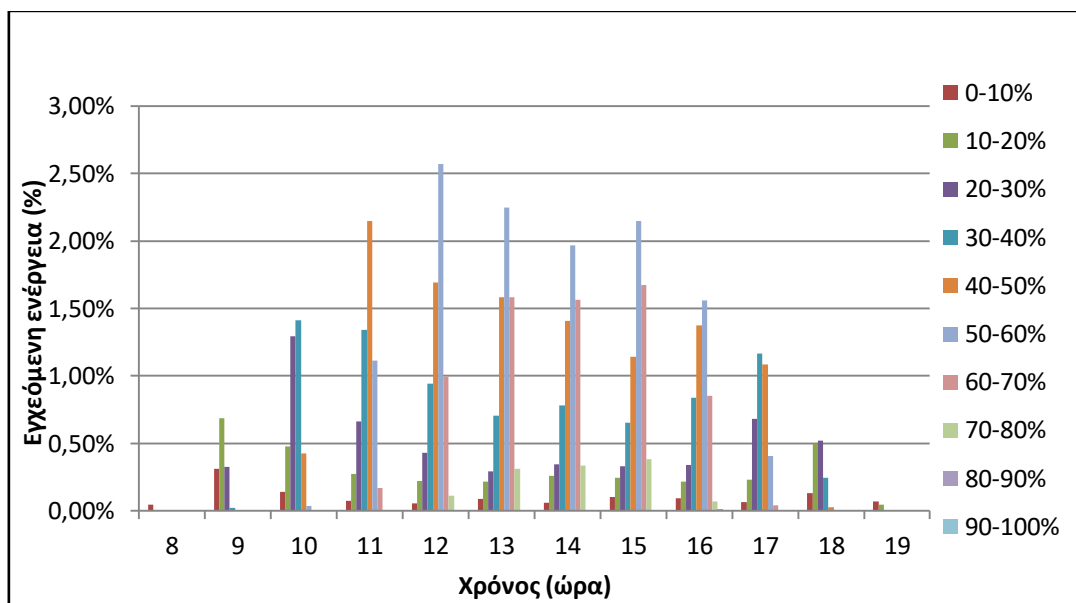
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Στο Σχήμα 6.14 φαίνεται η συνολική εγχεόμενη ενέργεια όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 100%.



Σχήμα 6.14 Εγχεόμενη ενέργεια VS χρόνου συναρτήσεως της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 100%

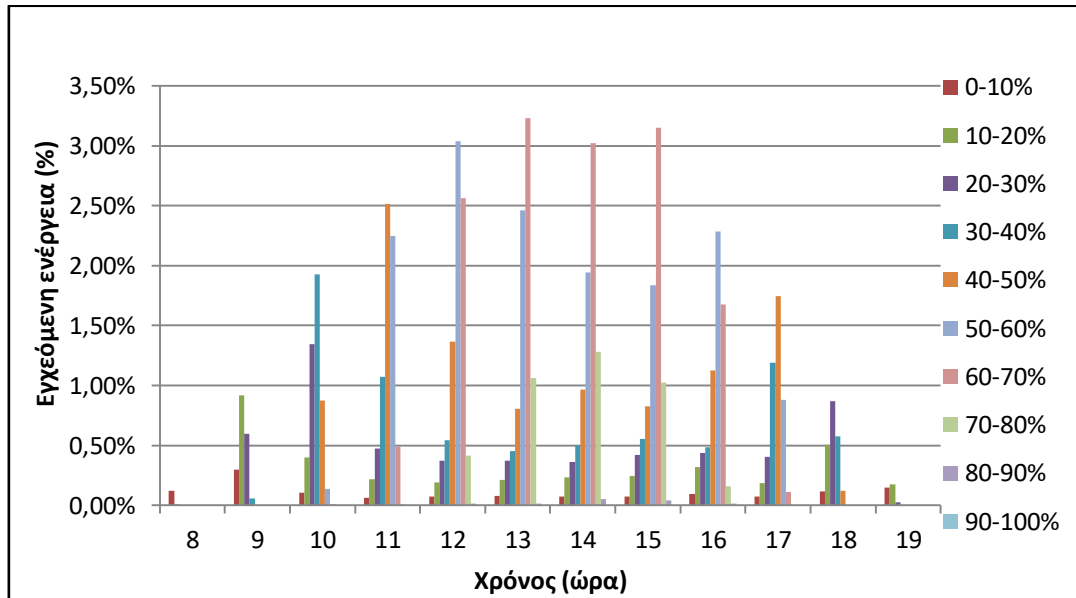
Στο Σχήμα 6.15 φαίνεται το ποσοστό της συνολικής εγχεόμενης ενέργειας ως προς την ετήσια παραγωγή του ΦΒ όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 50%.



Σχήμα 6.15 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS χρόνου συναρτήσεως της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 50%

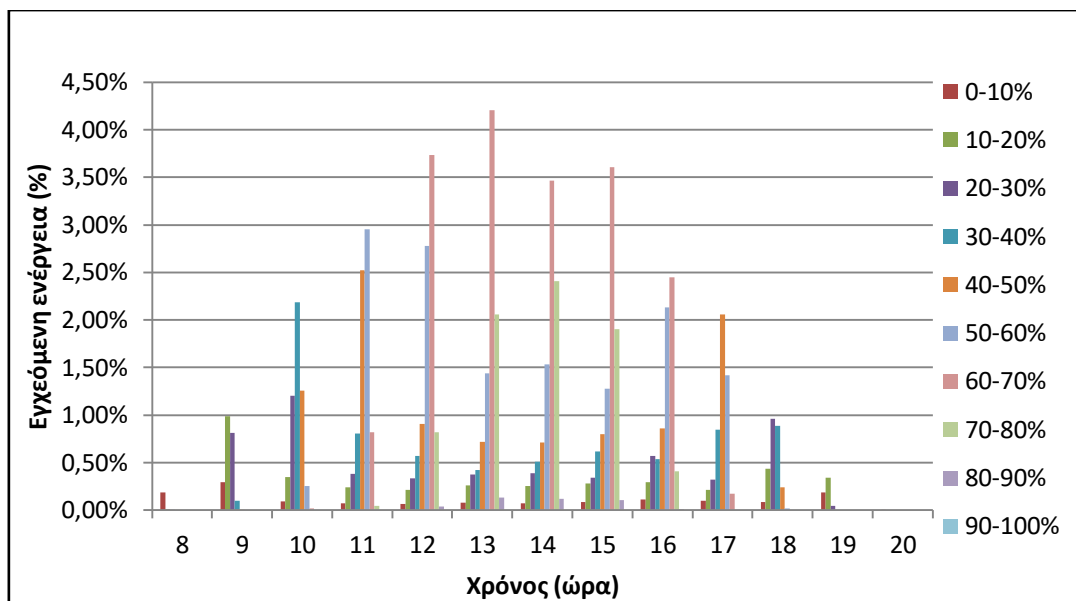
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Στο Σχήμα 6.16 φαίνεται το ποσοστό της συνολικής εγχεόμενης ενέργειας ως προς την ετήσια παραγωγή του ΦΒ όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 75%.



Σχήμα 6.16 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS χρόνου συναρτήσεως της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 75%

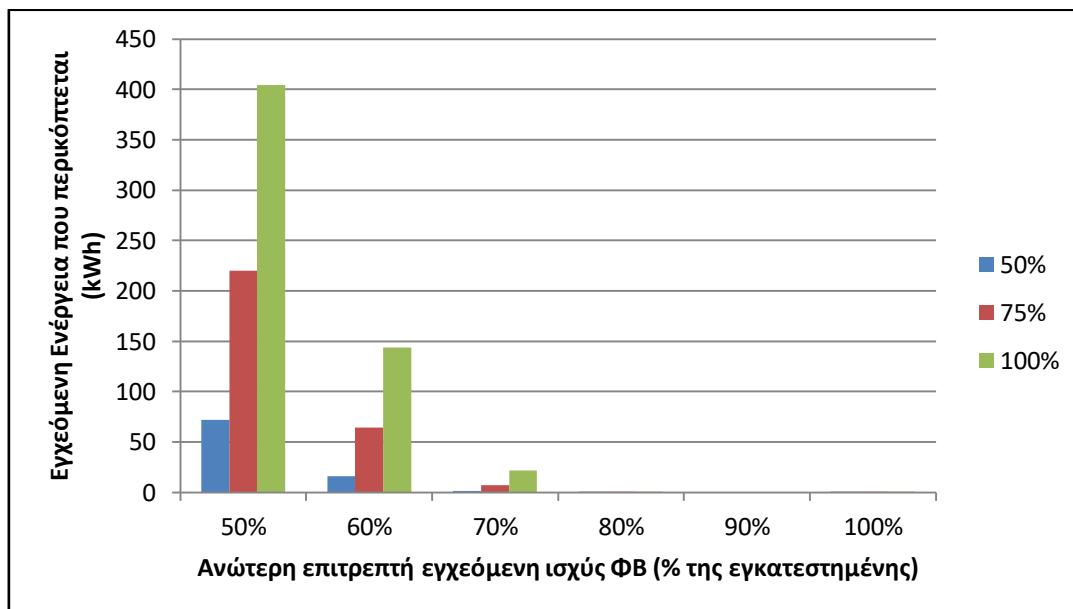
Στο Σχήμα 6.17 φαίνεται το ποσοστό της συνολικής εγχεόμενης ενέργειας ως προς την ετήσια παραγωγή του ΦΒ όταν το ποσοστό της ισχύς που εγχέεται στο Δίκτυο ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ λαμβάνει τιμές στα διαστήματα 0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% ανάλογα με την ώρα της ημέρας για ΦΒ 100%.



Σχήμα 6.17 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας ως προς την παραγωγή του ΦΒ VS χρόνου συναρτήσεως της εγχεόμενης ισχύς 15λεπτού/εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ για ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 100%

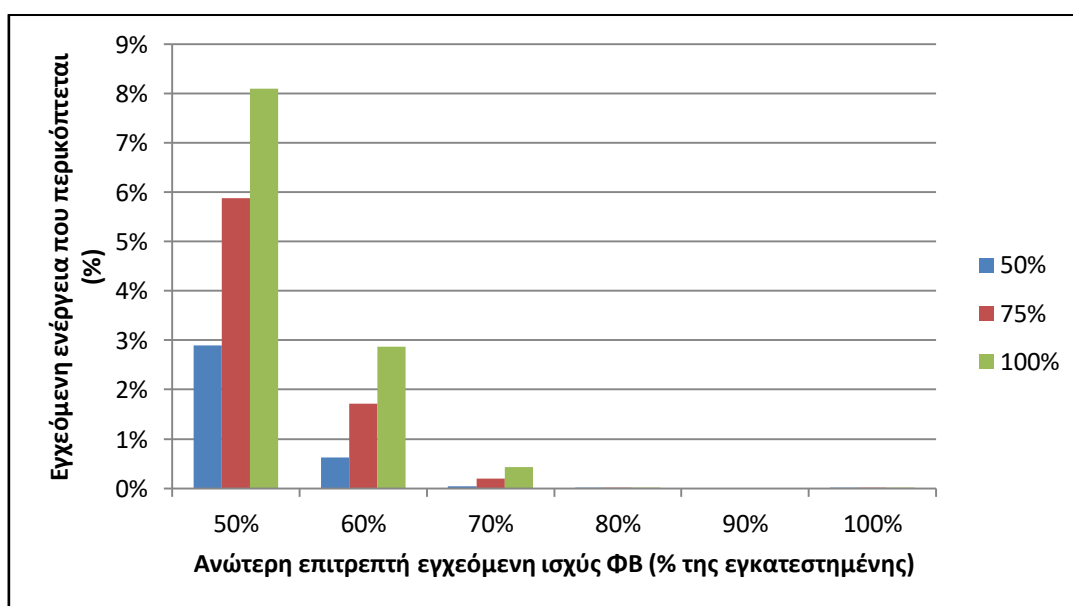
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Στο Σχήμα 6.18 φαίνεται η ενέργεια που δεν θα εγχεόταν στο Δίκτυο αν υπήρχε περιορισμός ως προς την ισχύ που μπορεί να εγχυθεί στο Δίκτυο κάθε δεκαπεντάλεπτο. Προκύπτει εύκολα από το Σχήμα 6.6 και το Σχήμα 6.7. Αν η ισχύς έγχυσης περιορίζονταν από το όριο 50% για ΦΒ 100%, 400 kWh δεν θα εγχεόνταν στο Δίκτυο. Αντίστοιχα αν το όριο αυξανόταν οι περικοπές θα περιορίζονταν.



Σχήμα 6.18 Εγχεόμενη ενέργεια που περικόπτεται VS ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ πάνω από το οποίο η ενέργεια περικόπτεται συναρτήσει του μεγέθους του ΦΒ

Στο Σχήμα 6.19 φαίνεται η ενέργεια που δεν θα εγχεόταν στο Δίκτυο ως ποσοστό ως προς την ετήσια ΦΒ παραγωγή αν υπήρχε περιορισμός ως προς την ισχύ που μπορεί να εγχυθεί στο Δίκτυο κάθε δεκαπεντάλεπτο.



Σχήμα 6.19 Ποσοστό εγχεόμενης ενέργειας που περικόπτεται ως προς τη συνολική παραγωγή του ΦΒ VS ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ πάνω από το οποίο η ενέργεια περικόπτεται συναρτήσει του μεγέθους του ΦΒ

6.2.2 Οικονομική ανάλυση ευαισθησίας ως προς την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ, το κόστος ΦΒ και την τιμολογιακή πολιτική

Στην οικονομική αξιολόγηση του συστήματος ενεργειακού συμφηφισμού, εκτός από τα διαφορετικά σενάρια εγκατεστημένης ισχύος που αναπτύχθηκαν παραπάνω απαιτείται να εξεταστούν και η επίδραση του κόστους ΦΒ ανά kWp και του τιμολογίου που έχει επιλέξει ο οικιακός καταναλωτής.

Υπολογίζονται η Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) (εξίσωση (4.1)), ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR), το Ετήσιο Κέρδος (annual profit) (εξίσωση (4.2)), η Απόδοση της Επένδυσης (ROI) (εξίσωση (4.3)), η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP) (εξίσωση (4.5)), η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP) (εξίσωση (4.6)), το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) (εξίσωση (4.7)), το Κόστος Ενέργειας (COE) (εξίσωση (4.8)) και το Ετήσιο Κόστος Ενέργειας (annual_COE) (εξίσωση (4.9)).⁴² Η ετήσια εξοικονόμηση στο τιμολόγιο της ΔΕΗ καθορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της συνολικής χρέωσης στην οποία υπόκειται ο καταναλωτής για την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αποκλειστικά από το Δίκτυο της ΔΕΗ και του χρηματικού ποσού που θα πλήρωνε εάν γίνει αυτοπαραγωγός και χρησιμοποιήσει τον ενεργειακό συμφηφισμό.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται διαγράμματα με τη διακύμανση των παραπάνω οικονομικών δεικτών συναρτήσει του κόστους του ΦΒ για τα σενάρια:

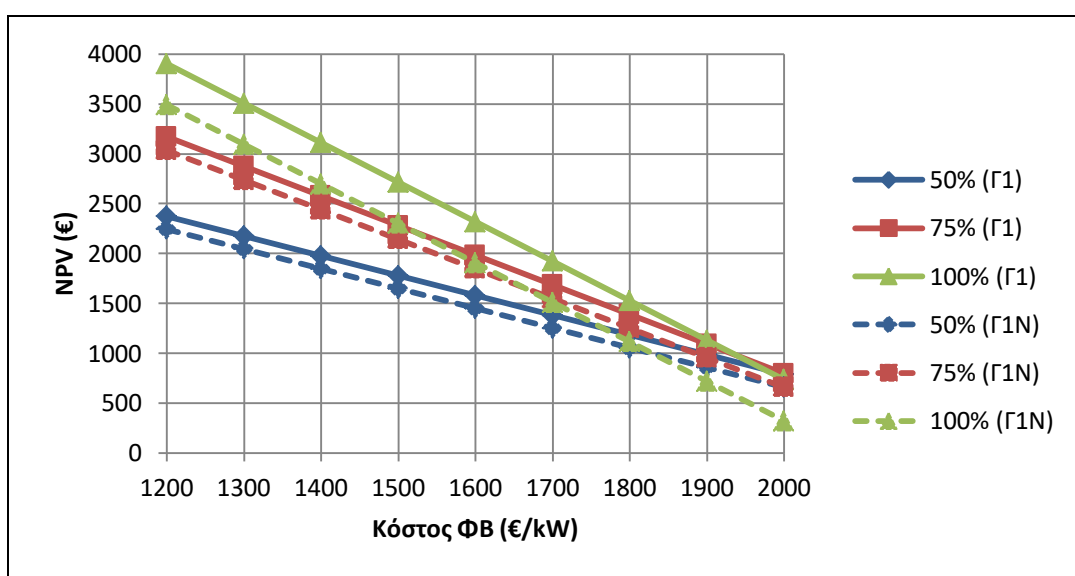
- 50% (Γ1)
Η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ είναι τέτοια ώστε να παράγει ετησίως το 50% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης και ο καταναλωτής χρεώνεται με το οικιακό τιμολόγιο Γ1.
- 75% (Γ1)
Η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ είναι τέτοια ώστε να παράγει ετησίως το 75% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης και ο καταναλωτής χρεώνεται με το οικιακό τιμολόγιο Γ1.
- 100% (Γ1)
Η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ είναι τέτοια ώστε να παράγει ετησίως το 100% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης και ο καταναλωτής χρεώνεται με το οικιακό τιμολόγιο Γ1.
- 50% (Γ1N)
Η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ είναι τέτοια ώστε να παράγει ετησίως το 50% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης και ο καταναλωτής χρεώνεται με το οικιακό νυχτερινό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1N.
- 75% (Γ1N)
Η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ είναι τέτοια ώστε να παράγει ετησίως το 75% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης και ο καταναλωτής χρεώνεται με το οικιακό νυχτερινό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1N.
- 100% (Γ1N)

⁴² Χρησιμοποιείται επιτόκιο αναγωγής (d) 5%.

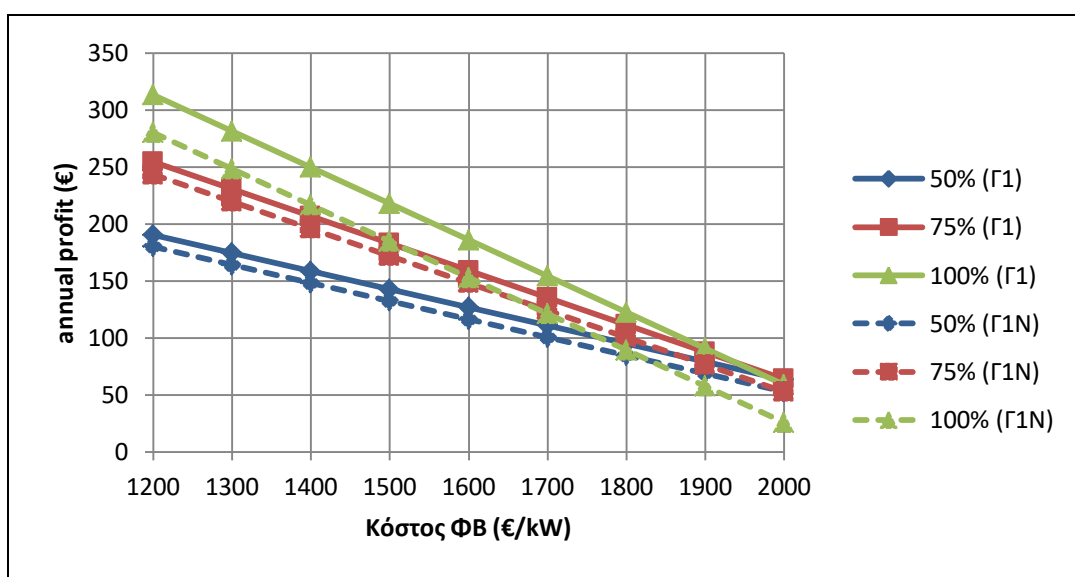
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμφητισμού

Η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ είναι τέτοια ώστε να παράγει ετησίως το 100% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης και ο καταναλωτής χρεώνεται με το οικιακό νυχτερινό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1Ν.

Τόσο στο Σχήμα 6.20 όσο και στο Σχήμα 6.21, παρατηρείται ότι όταν αυξάνεται το κόστος ΦΒ ανά kWp μειώνεται το κέρδος. Από την άλλη, με την επιλογή ΦΒ μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος ετησίως παράγεται περισσότερη ενέργεια με αποτέλεσμα ο καταναλωτής να χρεώνεται για τη προμήθεια ενέργειας από το Δίκτυο για μικρότερη ποσότητα ενέργειας αφού η κατανάλωση του αντισταθμίζεται από την περισσότερη παραγωγή ΦΒ. Το κέρδος όμως για αυτόν επηρεάζεται και από το κόστος του ΦΒ. Γ' αυτό και βλέπουμε ότι η επένδυση σε ΦΒ μεγαλύτερου μεγέθους είναι προτιμότερη για μικρότερα κόστη ΦΒ. Η μεταβολή του τιμολογίου από Γ1 σε Γ1Ν επιφέρει μικρότερο κέρδος για σταθερό μέγεθος και κόστος ανά kWp ΦΒ.



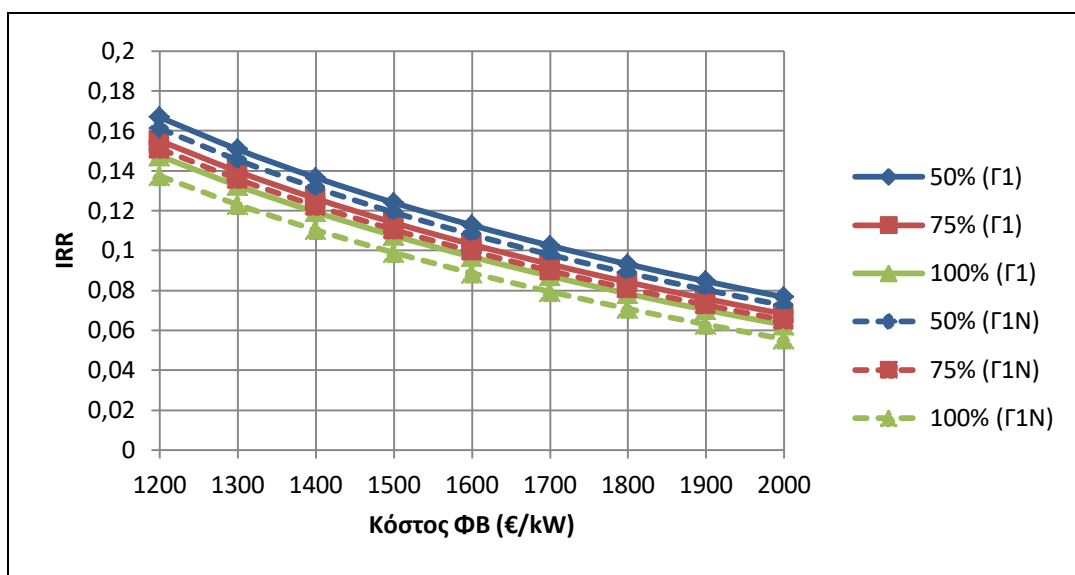
Σχήμα 6.20 Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσεϊ του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται



Σχήμα 6.21 Ετήσιο Κέρδος (annual_profit) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσεϊ του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

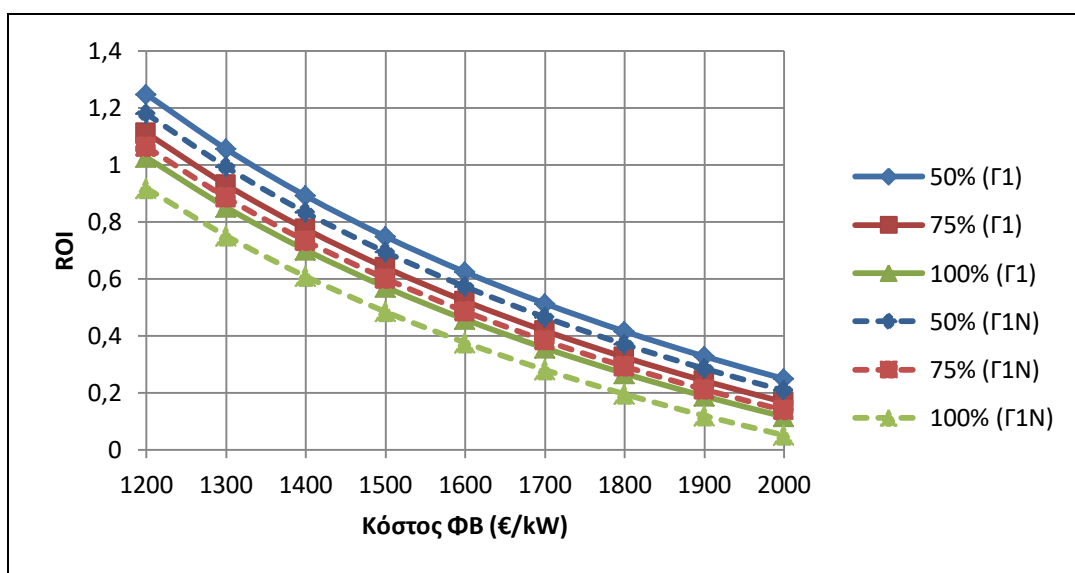
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμφητισμού

Στο Σχήμα 6.22 παρατηρείται ότι όταν αυξάνεται το κόστος ΦΒ ανά kWp μειώνεται το IRR. Από την άλλη, με την επιλογή ΦΒ μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος ετησίως αυξάνεται το IRR. Η μεταβολή του τιμολογίου από Γ1 σε Γ1N επιφέρει μικρότερο IRR για σταθερό μέγεθος και κόστος ανά kWp ΦΒ.



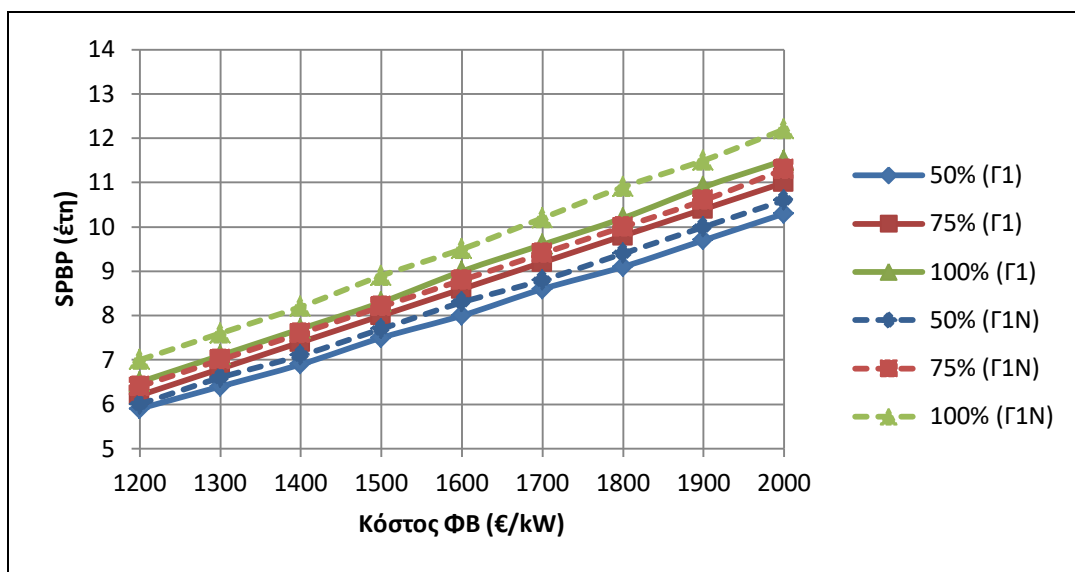
Σχήμα 6.22 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Στο Σχήμα 6.23 φαίνεται ότι αυξάνοντας είτε το κόστος ΦΒ ανά kWp είτε την εγκατεστημένη του ισχύ μειώνεται η απόδοση της επένδυσης. Επιπλέον όταν μεταβάλλεται το τιμολογίο από Γ1 σε Γ1N πάλι μειώνεται η απόδοση της επένδυσης.

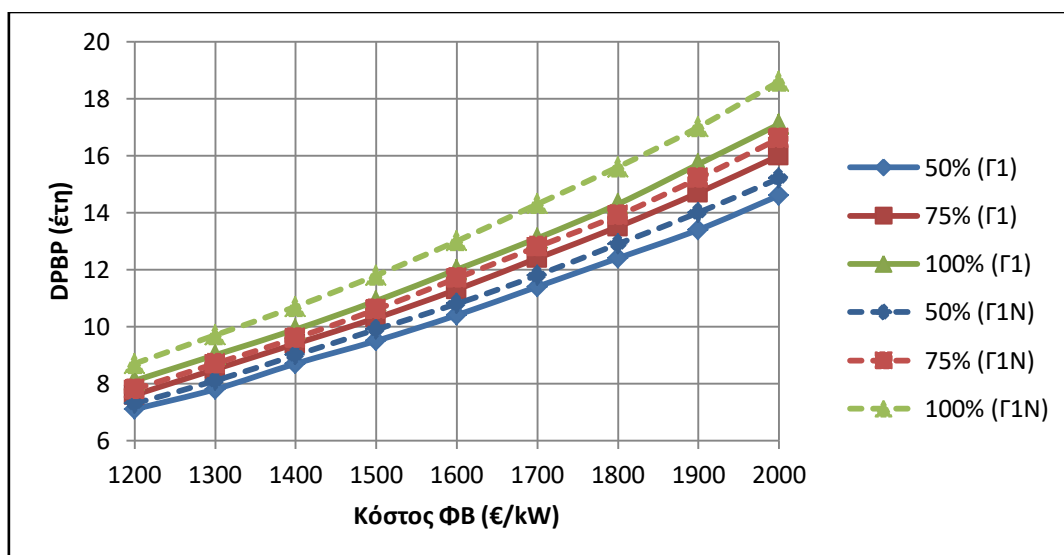


Σχήμα 6.23 Απόδοση Επένδυσης (ROI) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Από τις παρακάτω απεικονίσεις (Σχήμα 6.24, Σχήμα 6.25) παρατηρείται ότι η επένδυση σε ΦΒ μικρότερης εγκατεστημένης ισχύος οδηγεί σε γρηγορότερη απόσβεση της. Όσο αυξάνεται το κόστος ΦΒ ανά kWp αυξάνεται και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής. Η χρήση του τιμολογίου Γ1N συνεπάγεται περισσότερα χρόνια για να αποσβεστεί η επένδυση.



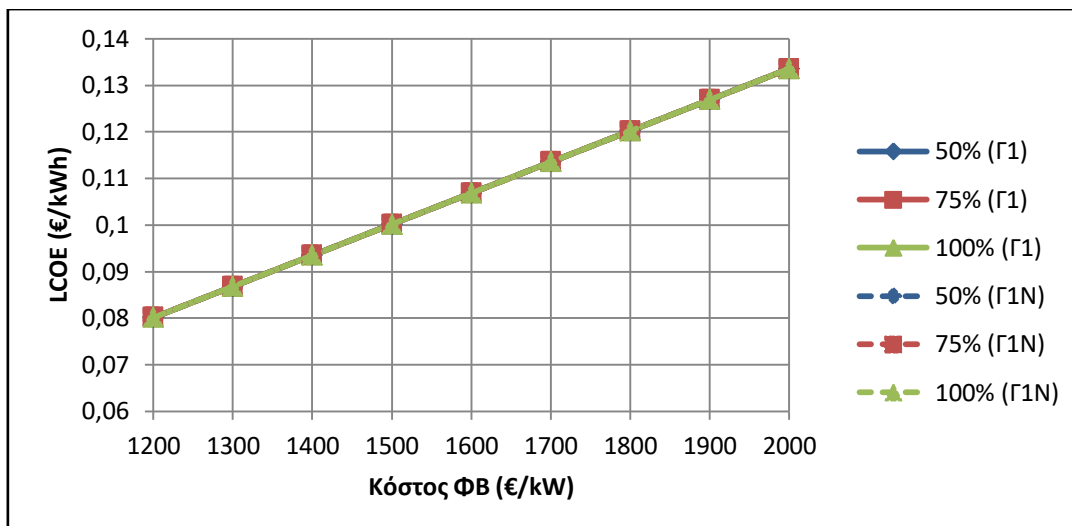
Σχήμα 6.24 Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται



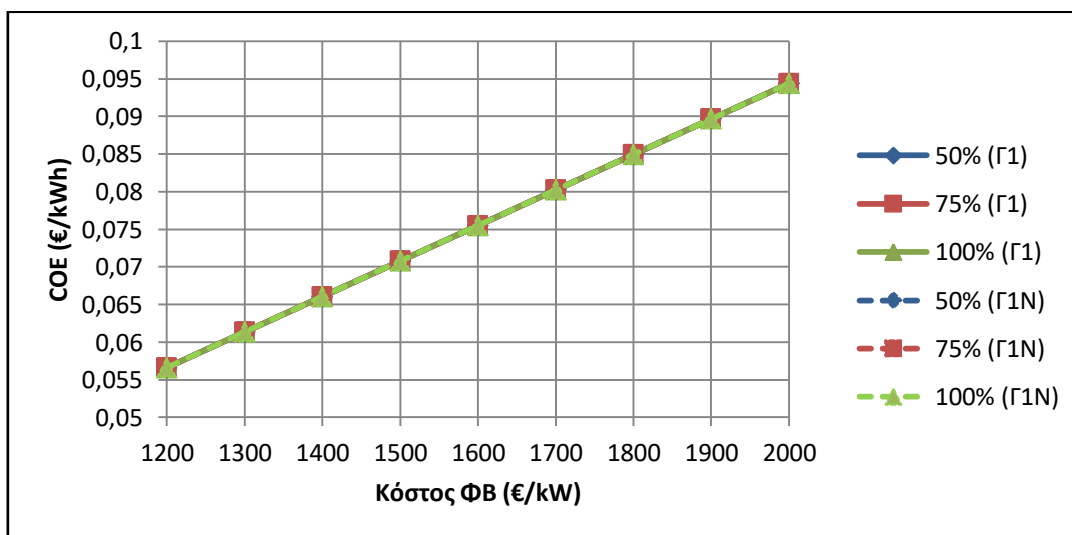
Σχήμα 6.25 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Στο Σχήμα 6.26 ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας αυξάνεται με την αύξηση του κόστους ΦΒ ανά kWp. Δεν εξαρτάται εξ' ορισμού από την τιμολογιακή πολιτική που ακολουθείται αλλά ούτε και από την εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ αφού το ΦΒ θεωρείται ότι τοποθετείται στην ίδια περιοχή με τον ίδιο προσανατολισμό. Είναι μικρότερο από τη λιανική τιμή ΗΕ και αυτό σημαίνει ότι η επένδυση είναι επικερδής και όσο μικρότερο είναι το κόστος ΦΒ τόσο μεγαλύτερο το κέρδος. Το ίδιο ισχύει και για το Σχήμα 6.27 και το Σχήμα 6.28.

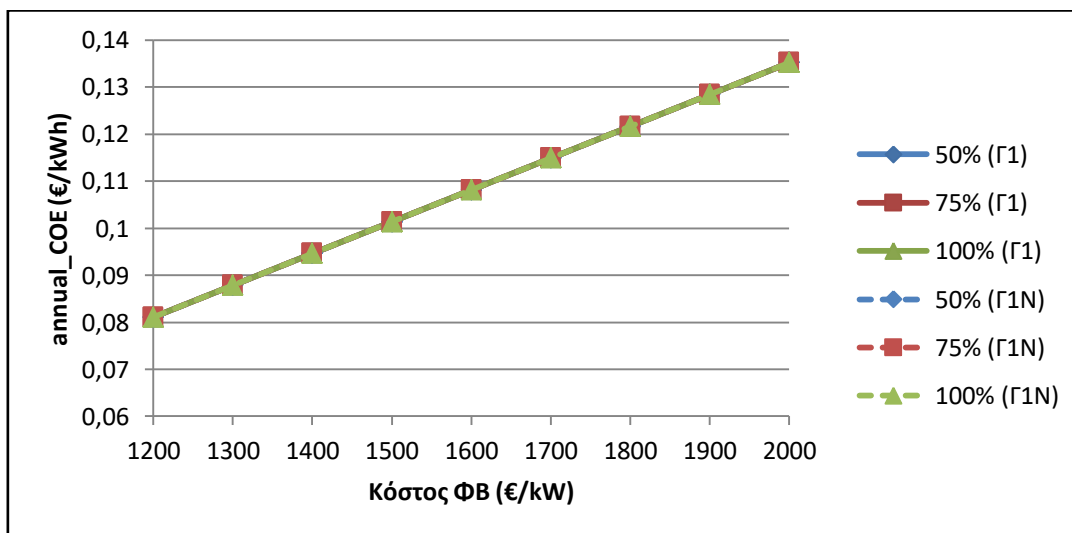
Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμφητισμού



Σχήμα 6.26 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται



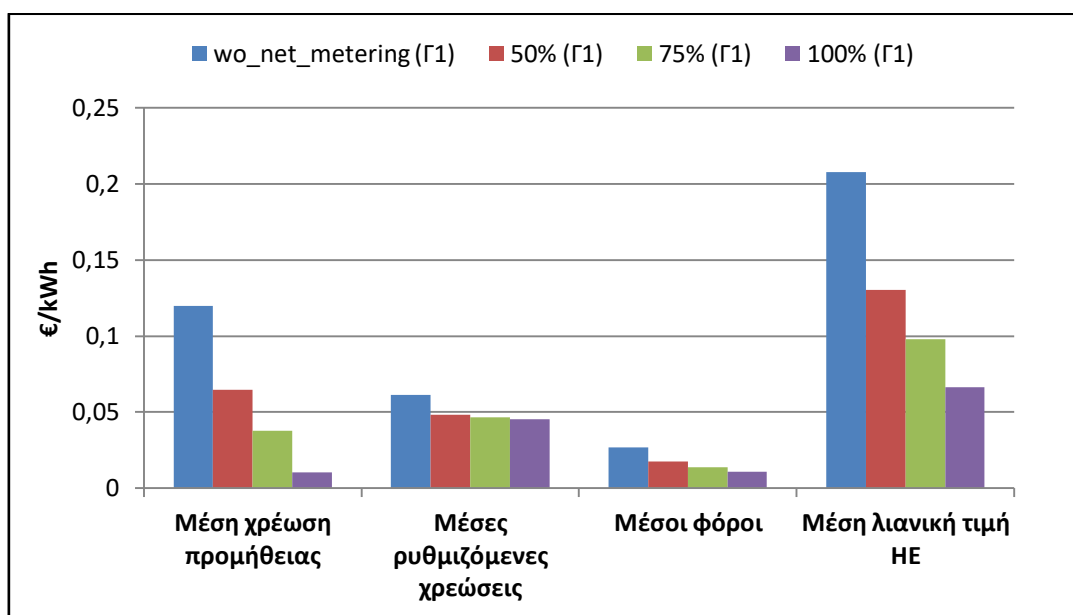
Σχήμα 6.27 Κόστος Ενέργειας (COE) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται



Σχήμα 6.28 Ετήσιο Κόστος Ενέργειας (annual_COE) VS Κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ και του τιμολογίου που υιοθετείται

Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

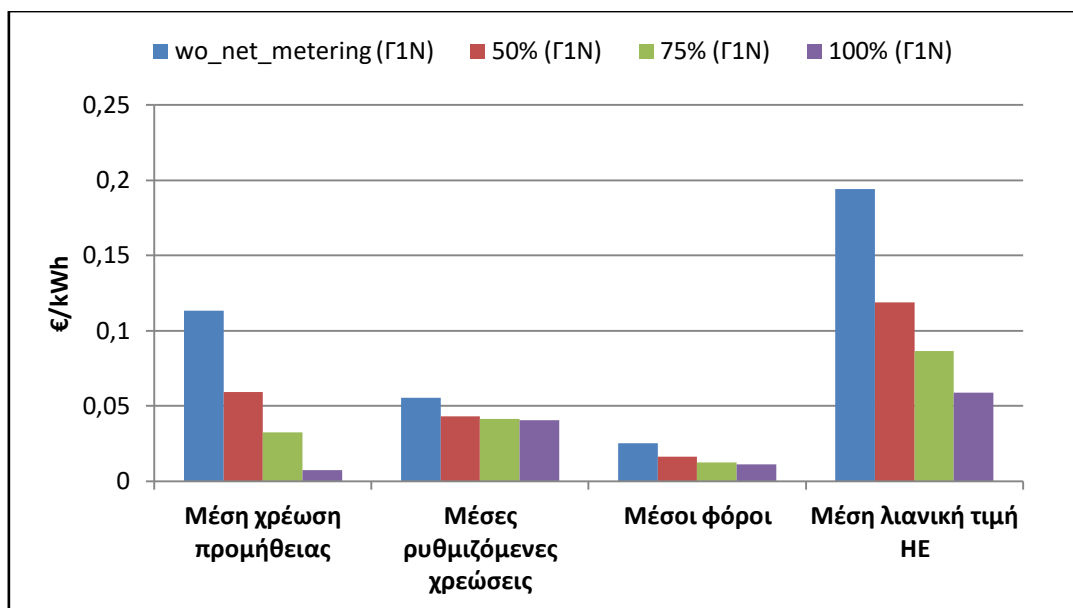
Στο Σχήμα 6.29 απεικονίζονται η μέση χρέωση προμήθειας ανά kWh κατανάλωσης ($p_{XP,avg}$) (εξίσωση (4.19)), οι μέσες ρυθμιζόμενες χρεώσεις ανά kWh κατανάλωσης ($p_{RYTM,avg}$) (εξίσωση (4.20)), οι μέσοι φόροι ανά kWh κατανάλωσης ($p_{FOROI,avg}$) (εξίσωση (4.21)) και η μέση λιανική τιμή ΗΕ⁴³ ανά kWh κατανάλωσης ($p_{GP,avg}$) (εξίσωση (4.22)) για την περίπτωση απλού καταναλωτή αλλά και αυτοπαραγωγών με μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος του ΦΒ. Παρατηρείται ότι όταν αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ μειώνονται οι χρεώσεις προμήθειας αφού βασίζονται στη διαφορά της έγχυσης ενέργειας στο Δίκτυο με την απορρόφηση από αυτό για κάθε έτος που μειώνεται όταν αυξάνεται το ΦΒ. Για 100% αντιστάθμιση της κατανάλωσης από τη ΦΒ παραγωγή δεν μηδενίζεται η χρέωση για την προμήθεια ενέργειας αλλά υφίσταται την πάγια χρέωση. Στην πραγματικότητα ούτε και ο περιορισμός της στο πάγιο δεν γίνεται γιατί λαμβάνεται υπόψη και η μείωση της απόδοσης του ΦΒ που οδηγεί σε μικρότερη αντιστάθμιση του φορτίου από την παραγωγή. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις είναι πολύ κοντά και αυτό οφείλεται στο ότι η προσθήκη μεγαλύτερου ΦΒ δεν επιφέρει αυξημένο ποσοστό ταυτοχρονισμού. Οι ίδιες παρατηρήσεις ισχύουν και για το Σχήμα 6.30. Αν για το ίδιο ΦΒ σύστημα μεταβάλλουμε την τιμολογιακή πολιτική από Γ1 σε Γ1N οι μέσες χρεώσεις ανά kWh για κάθε παράμετρο της καταναλισκόμενης ΗΕ από το Δίκτυο είναι μικρότερες από πριν.



Σχήμα 6.29 Μέση χρέωση προμήθειας, μέσες ρυθμιζόμενες χρεώσεις, μέσοι φόροι, μέση λιανική τιμή ΗΕ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1

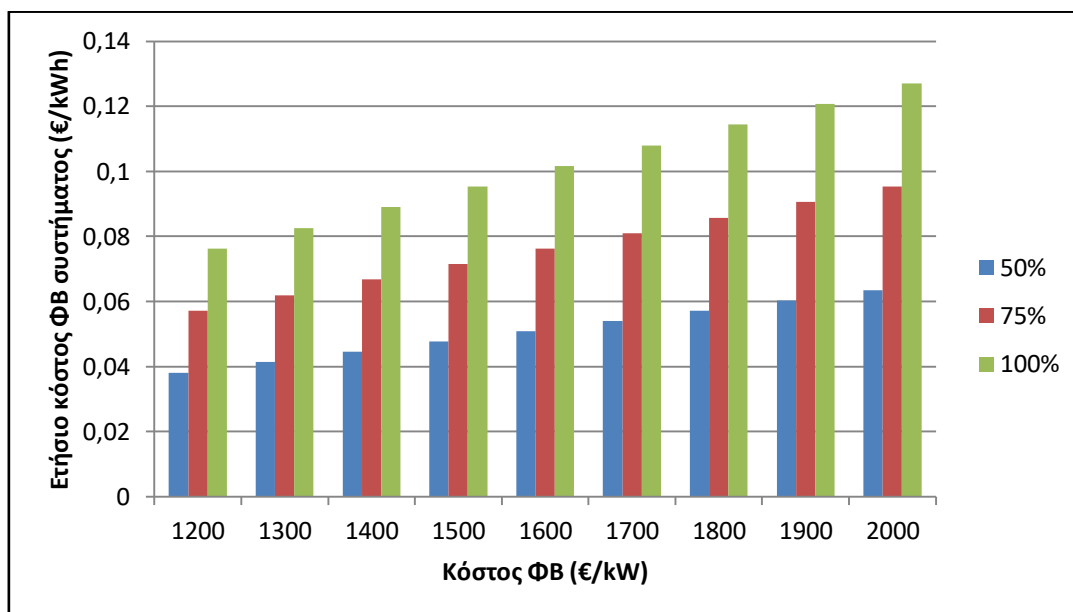
⁴³ Η λιανική τιμή της ΗΕ προκύπτει από το άθροισμα των χρεώσεων προμήθειας, των ρυθμιζόμενων χρεώσεων και των φόρων.

Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού



Σχήμα 6.30 Μέση χρέωση προμήθειας, μέσες ρυθμιζόμενες χρεώσεις, μέσοι φόροι, μέση λιανική τιμή ΗΕ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1N

Το Σχήμα 6.31 απεικονίζει το ετήσιο κόστος για το ΦΒ σύστημα παραγωγής (εξίσωση (5.8)) σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση⁴⁴. Το ετήσιο κόστος ΦΒ υπολογίζεται ανάγοντας το συνολικό κόστος του ΦΒ συστήματος σε ισοδύναμες ετήσιες αξίες για όσα χρόνια διαρκεί η επένδυση. Διαφέρει από τους δείκτες LCOE, COE, annual_COE που σταθμίζουν το κόστος του ΦΒ στην ετήσια παραγωγή που μειώνεται με την πάροδο του χρόνου. Όσο αυξάνεται το κόστος και το μέγεθος του ΦΒ αυξάνει και αυτό.

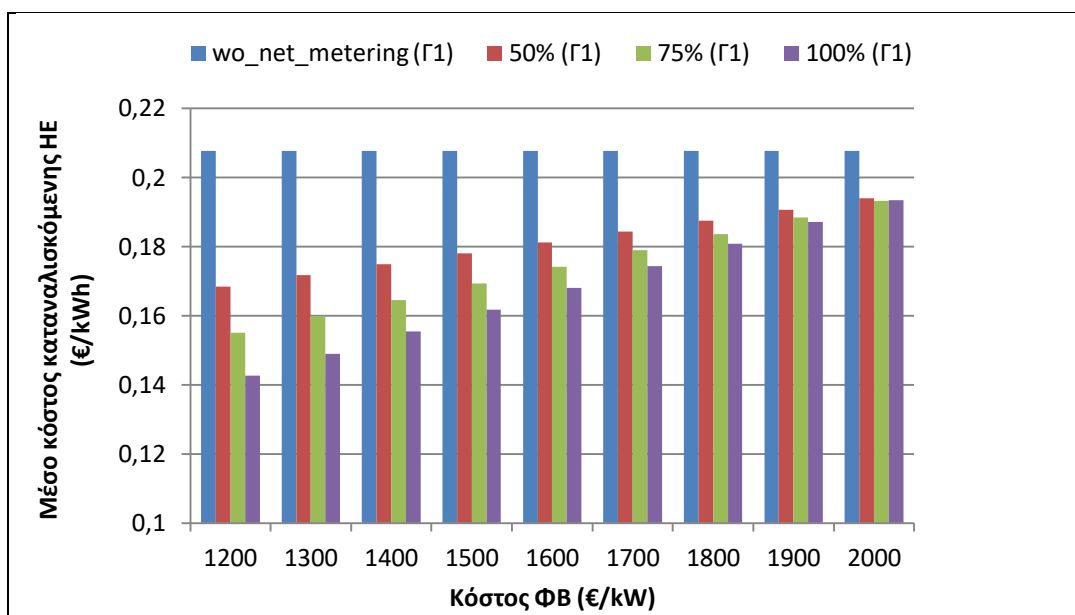


Σχήμα 6.31 Κόστος ΦΒ συστήματος ανά μονάδα καταναλισκόμενης ενέργειας VS κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ

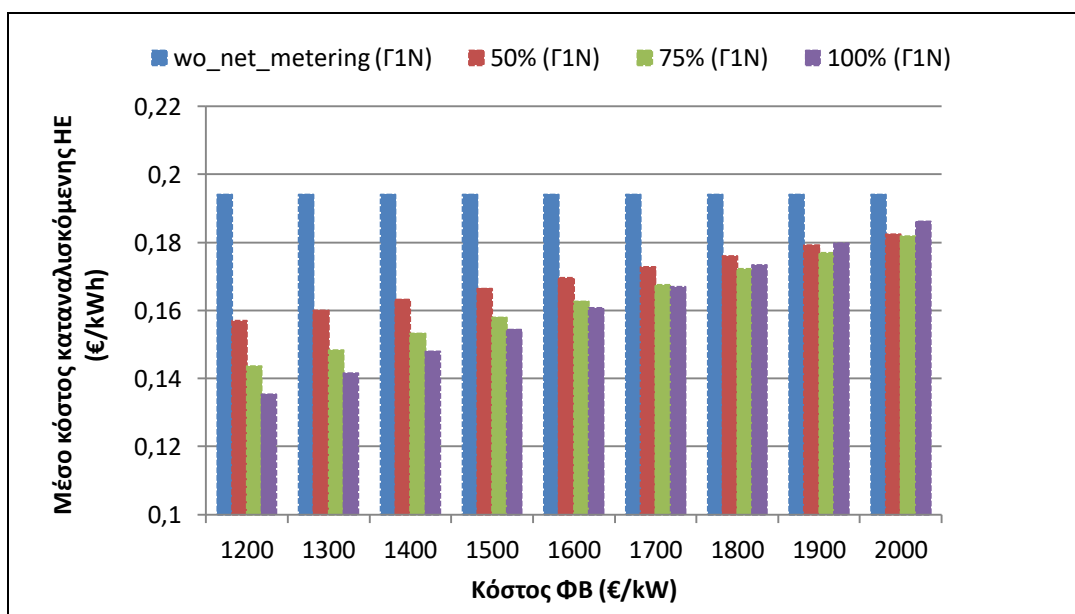
⁴⁴ Πρακτικά, αυτό το κόστος αντιπροσωπεύει το επιπρόσθετο κόστος της καταναλισκόμενης ενέργειας που θα πρέπει να συνυπολογιστεί στο κόστος ΗΕ που προέρχεται από την λιανική αγορά λόγω της ύπαρξης του ΦΒ.

Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμψηφισμού

Το Σχήμα 6.32 δείχνει το μέσο συνολικό κόστος ανά καταναλισκόμενη μονάδα ενέργειας⁴⁵ το οποίο αποτελείται από το κόστος που προέρχεται αποκλειστικά από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο (Λιανική τιμή ΗΕ) και από το κόστος που προέρχεται από το ΦΒ σύστημα παραγωγής (Σχήμα 6.31). Όσο αυξάνεται το κόστος του ΦΒ, το όφελος που είχε στο λογαριασμό του ο αυτοπαραγωγός από την εγκατάσταση ενός μεγαλύτερου ΦΒ μικραίνει λόγω της αυξημένης επιβάρυνσης που επιφέρει το ΦΒ.



Σχήμα 6.32 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ στη διάρκεια της 20ετίας VS κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1



Σχήμα 6.33 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ στη διάρκεια της 20ετίας VS κόστος ΦΒ συναρτήσει του μεγέθους ΦΒ για οικιακό τιμολόγιο Γ1N

⁴⁵ Το μέσο αναφέρεται στο μέσο όρο των 20 ετών που διαρκεί η επένδυση.

6.3 Συμπεράσματα

Από την ενεργειακή και οικονομική ανάλυση που πραγματοποιήθηκε προκύπτουν τα παρακάτω βασικά συμπεράσματα.

- Δεδομένου ότι οι χρεώσεις που επιβάλλονται για την προμήθεια ΗΕ στο οικιακό τιμολόγιο Γ1 είναι μεγαλύτερες από αυτές του Γ1N, η επένδυση σε ΦΒ σύστημα με ενεργειακό συμψηφισμό στο οικιακό τιμολόγιο Γ1 επιφέρει μεγαλύτερη εξοικονόμηση στο λογαριασμό της ΔΕΗ και είναι πιο επικερδής.
- Με την εγκατάσταση ΦΒ που παράγει ετησίως όση ενέργεια καταναλώνεται, επιτυγχάνεται η μεγαλύτερη μείωση στην λιανική τιμή της ΗΕ. Η λιανική τιμή πέφτει στα 0,07 €/kWh σε σχέση με τα 0,21 €/kWh για απλό καταναλωτή.
- Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις, μεταβάλλοντας την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ, δεν μεταβάλλονται σημαντικά καθώς η προσθήκη μεγαλύτερου ΦΒ δεν επιφέρει αυξημένο ποσοστό ταυτοχρονισμού.
- Το κόστος του ΦΒ ανά kWp επιδεινώνει την αποδοτικότητα της επένδυσης καθώς με την αύξηση του αυξάνεται και η τιμή με την οποία επιβαρύνεται για τη kWh που καταναλώνει. Οπότε για μεγαλύτερα κόστη ΦΒ η επένδυση σε μικρότερο ΦΒ μπορεί να είναι προτιμότερη. Αν ο καταναλωτής θέλει να επιτύχει καλύτερα επίπεδα αυτονομίας, το ΦΒ που παράγει όση ενέργεια καταναλώνεται συνεχίζει να είναι η καλύτερη επιλογή για αυτόν.
- Αν ίσχυε περιορισμός 60% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύς ως προς την ισχύ που μπορεί να εγχυθεί στο Δίκτυο κάθε δεκαπεντάλεπτο, η ετήσια εγγεόμενη ενέργεια θα περιοριζόταν 3% της παραγωγής. Η απορροφώμενη ενέργεια θα συμψηφίζονταν με μικρότερη εγγεόμενη που οδηγεί σε μικρότερο όφελος. Πρακτικά όμως επειδή η μείωση της εγγεόμενης είναι πολύ μικρή τα οικονομικά αποτελέσματα δεν θα επηρεάζονταν ιδιαίτερα.
- Για κόστος ΦΒ 1300 €/kW και εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ τέτοια ώστε να παράγει όση ενέργεια καταναλώνεται, στον Πίνακα 6.2 παρουσιάζονται οι ενεργειακοί και οικονομικοί δείκτες για χρήση του τιμολογίου Γ1.

Πίνακας 6.2 Αποτελέσματα απλού ενεργειακού συμψηφισμού για ΦΒ που παράγει 1 MWh/ MWh φορτίου

SCR (%)	31,06
SSR (%)	31,03
Μέση χρέωση προμήθειας (€/kWh)	0,01
Μέσες ρυθμιζόμενες χρεώσεις (€/kWh)	0,05
Μέσοι φόροι (€/kWh)	0,01
Μέση λιανική τιμή ΗΕ (€/kWh)	0,07
Κόστος ΦΒ (€/kWh)	0,08
Μέσο συνολικό κόστος (€/kWh)	0,15
NPV (€)	3.506

Παραμετρική ανάλυση απλού ενεργειακού συμφητισμού

IRR (%)	12
ROI	0,85
DPBP (έτη)	9
SPBP (έτη)	7,1
LCOE (€/kWh)	0,0868

Κεφάλαιο 7

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης

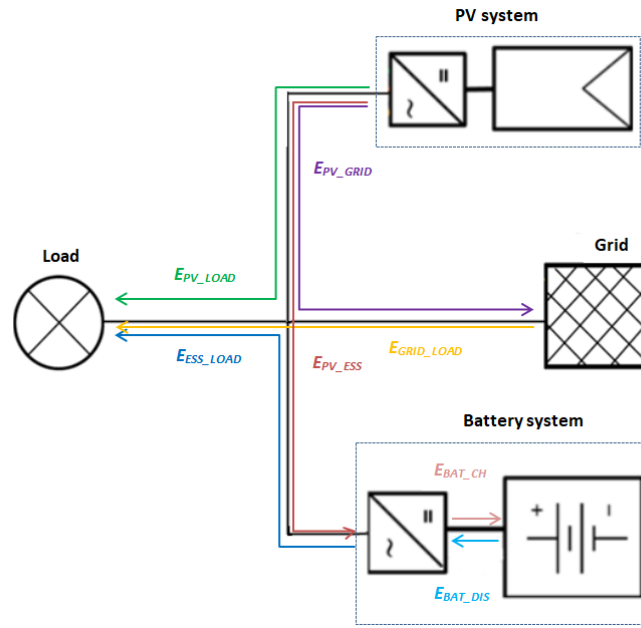
7.1 Περιγραφή του ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης

Πραγματοποιείται μοντελοποίηση της λειτουργίας οικιακού καταναλωτή που περιλαμβάνει ΦΒ και σύστημα αποθήκευσης και χρησιμοποιεί τις ισχύουσες αρχές τιμολόγησης των συμβάσεων ενεργειακού συμψηφισμού όπως περιγράφονται στην ενότητα 5.2. Η ανάλυση βασίζεται σε ένα προφίλ οικιακής κατανάλωσης ($E_{LOAD,i}$) που εμφανίζει ετήσια κατανάλωση 5000 kWh, περιλαμβάνει την κατανάλωση ενέργειας από το Δίκτυο σε kWh για κάθε δεκαπεντάλεπτο του έτους και έχει αναλυθεί στην ενότητα 5.3.1. Η μέγιστη ισχύς ζήτησης δεκαπεντάλεπτου είναι 6,6 kW και η ελάχιστη ισχύς δεκαπεντάλεπτου 0,04 kW. Για την παραγωγή ενέργειας από το ΦΒ χρησιμοποιείται χρονοσειρά με μετρήσεις ανά δεκαπεντάλεπτο ($E_{PV_PER_UNIT,i}$) της ενέργειας σε kWh που παράγει ένα ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 1 kWp και έχει αναλυθεί στην ενότητα 5.4.1.

Η εφαρμογή του συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού εξετάζεται για περίοδο είκοσι χρόνων⁴⁶. Σε αυτή τη διάρκεια, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται σταθερή, ενώ η απόδοση του ΦΒ (n_y) μειώνεται 0,5% τα πρώτα 10 χρόνια και 1% τα επόμενα 10. Η απόδοση του αντιστροφέα της μπαταρίας (n_{inv}) λαμβάνεται 100% και η απόδοση φόρτισης/ εκφόρτισης της μπαταρίας (n_{charge} , $n_{discharge}$) 90%. Αυτό σημαίνει ότι ο συνολικός βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου κυμαίνεται περί το 81%. Αξίζει να σημειωθεί ότι στην μπαταρία δεν αποθηκεύεται ενέργεια ίση με την ονομαστική της αλλά περιορίζεται η δυνατότητα αποθήκευσης της από το μέγιστο και το ελάχιστο όριο φόρτισης της. Αυτή η ποσότητα εκφράζεται με την έννοια της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας. Στο Σχήμα 7.1 παρουσιάζεται η τοπολογία του οικιακού συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ που μοντελοποιήθηκε και έχουν σχεδιαστεί οι ροές ενέργειας μεταξύ του ΦΒ, του φορτίου, της μπαταρίας και του Δικτύου.

⁴⁶ Παρά το γεγονός ότι το υφιστάμενο πρόγραμμα ενεργειακού συμψηφισμού έχει διάρκεια 25 έτη, στην παρούσα εργασία θεωρήθηκε ως διάρκεια το χρονικό διάστημα των 20 ετών αφενός για να είναι συγκρίσιμα τα αποτελέσματα με τις πρακτικές της διεθνούς βιβλιογραφίας και αφετέρου για να αποφύγουμε την εισαγωγή επιπρόσθετων υποθέσεων και αντίστοιχης αβεβαιότητας σχετικά με την απόδοση και τη λειτουργία των ΦΒ πλαισίων αλλά και σχετικά με τα κόστη και τη λειτουργία των μπαταριών.

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης



Σχήμα 7.1 Τοπολογία σύνδεσης ΦΒ συστήματος με μπαταρία σε οικιακό φορτίο, AC σύνδεση

Όπως φαίνεται, οι ενέργειες που χρειάζεται να υπολογιστούν κάθε δεκαπεντάλεπτο της περιόδου μελέτης είναι:

1. η ενέργεια που παράγει το ΦΒ:

$$E_{PV,i,y} = E_{PV_PER_UNIT,i,y} \cdot P_{nom} \cdot n_y \quad (7.1)$$

2. η ενέργεια από την παραγωγή του ΦΒ που καταναλώνεται άμεσα από τον αυτοπαραγωγό (ταυτοχρονισμένη παραγωγή με κατανάλωση)

$$E_{PV_LOAD,i,y} = \min(E_{PV,i,y}, E_{LOAD,i,y}) \quad (7.2)$$

3. η ενέργεια από το ΦΒ που φορτίζει το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της), $E_{PV_ESS,i,y}$

4. η ενέργεια που τελικά αποθηκεύεται στη μπαταρία

$$E_{BAT_CH,i,y} = n_{inv} \cdot n_{charge} \cdot E_{PV_ESS,i,y} \quad (7.3)$$

5. η ενέργεια από την παραγωγή του ΦΒ που εγχέεται στο Δίκτυο

$$E_{PV_GRID,i,y} = E_{PV,i,y} - E_{PV_LOAD,i,y} - E_{PV_ESS,i,y} \quad (7.4)$$

6. η ενέργεια που εκφορτίζεται από το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία και αντιστροφέας της), $E_{ESS_LOAD,i,y}$

7. η ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία

$$E_{BAT_DIS,i,y} = \frac{E_{ESS_LOAD,i,y}}{n_{inv} \cdot n_{discharge}} \quad (7.5)$$

8. η ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στη μπαταρία

$$E_{B,i} = E_{B,i-1} + E_{BAT_CH,i,y} - E_{BAT_DIS,i,y} \quad (7.6)$$

9. η στάθμη φόρτισης της μπαταρίας (SOC)

$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}} \quad (7.7)$$

10. η ενέργεια που απορροφάται από το Δίκτυο για τις επιπλέον ανάγκες του φορτίου

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης

$$E_{GRID_LOAD,i,y} = E_{LOAD,i,y} - E_{PV_LOAD,i,y} - E_{ESS_LOAD,i,y} \quad (7.8)$$

11. η ενέργεια που απορροφά ή εγχέει το σύστημα αυτοπαραγωγής στο Δίκτυο

$$E_{HOME,i,y} = E_{LOAD,i,y} + E_{PV_ESS,i,y} - E_{PV,i,y} - E_{ESS_LOAD,i,y}^{47} \quad (7.9)$$

Ισχύουν οι περιορισμοί:

$$P_{PV_ESS,i,y} \leq P_{INV,nom}$$

$$P_{ESS_LOAD,i,y} \leq P_{INV,nom}$$

Οι ετήσιες ενέργειες - ισοζύγιο ενεργειών- προκύπτουν από τις σχέσεις:

$$E_{PV,y} = E_{PV_LOAD,y} + E_{PV_GRID,y} + E_{PV_ESS,y} \quad (7.10)$$

$$E_{LOAD,y} = E_{PV_LOAD,y} + E_{GRID_LOAD,y} + E_{ESS_LOAD,y} \quad (7.11)$$

$$E_{ESS_LOAD,y} = n_{inv}^2 \cdot n_{charge} \cdot n_{discharge} \cdot E_{PV_ESS,y}^{48} \quad (7.12)$$

$$E_{BAT_DIS,y} = E_{BAT_CH,y} \quad (7.13)$$

Όταν η μπαταρία πραγματοποιεί έναν πλήρη κύκλο φόρτισης εκφόρτισης ισχύουν οι σχέσεις:

$$E_{ESS_LOAD,cyc} = n_{inv}^2 \cdot n_{charge} \cdot n_{discharge} \cdot E_{PV_ESS,cyc} \quad (7.14)$$

$$E_{BAT_DIS,cyc} = E_{BAT_CH,cyc} \quad (7.15)$$

Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε η μπαταρία τύπου ιόντων λιθίου. Εφαρμόστηκε η πιο απλή στρατηγική λειτουργίας σε μία προσπάθεια να προσομοιωθεί η λειτουργία της με όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστικές προοπτικές εφαρμογής της και επιπλέον να μην αυξηθεί το κόστος του συστήματος. Σύμφωνα με αυτή, όταν η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση η μπαταρία φορτίζει ενώ εκφορτίζεται στην αντίστροφη περίπτωση. Ο αναλυτικός αλγόριθμος περιγράφεται στο 5.5.4.1 όπου φαίνεται πως προκύπτουν οι ενεργειακές ροές $E_{PV_ESS,i}$ και $E_{ESS_LOAD,i}$. Τέλος, ακολουθήθηκε ο 3^{ος} μηχανισμός γήρανσης που περιγράφεται στο 5.5.3.3 για λόγους που συνδυάζουν την απλότητα, την ευκολία εφαρμογής και την ευρεία διάθεση αποδοχής⁴⁹ του.

⁴⁷ Το $E_{HOME,i,y}$ λαμβάνει θετικές τιμές όταν απορροφάται ενέργεια από το Δίκτυο και αρνητικές όταν εγχέεται ενέργεια στο Δίκτυο.

⁴⁸ Οι ισότητες (7.12) και (7.13) ενδέχεται να μην ισχύουν πλήρως κατά το σκέλος της μη πραγματοποίησης ενός πλήρους κύκλου την τελευταία μέρα του έτους.

⁴⁹ Στο αντίστοιχο κεφάλαιο για τους μηχανισμούς γήρανσης γίνεται αναλυτική περιγραφή των χαρακτηριστικών τους. Όπως αποδεικνύεται εκεί, υπάρχουν πολλοί μηχανισμοί που μελετώνται και προτείνονται. Ακόμη όμως κανείς δεν έχει γίνει ευρεία και μονοσήμαντα κοινά αποδεκτός κάτι που εισάγει ισχυρή αβεβαιότητα εάν υιοθετηθεί κάποιος ιδιαίτερα εξεζητημένος ή πρωτοποριακός.

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης

Για κάθε ένα από τα 20 χρόνια της περιόδου υπολογίζονται οι χρεώσεις προμήθειας, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις, οι φόροι και το άθροισμα τους που είναι το χρηματικό ποσό που επιβαρύνεται ο οικιακός καταναλωτής για την κατανάλωση ενέργειας από το Δίκτυο. Ο τρόπος τιμολόγησης περιγράφεται στα Κεφάλαιο 5 και 0. Οι μεταβλητές εισόδου που χρησιμοποιούνται για να προσομοιωθεί η λειτουργία του οικιακού συστήματος με ΦΒ και μπαταρία ιόντων λιθίου παρουσιάζονται στον Πίνακας 7.1.

Πίνακας 7.1 Μεταβλητές εισόδου της προσομοίωσης για οικιακό σύστημα με ΦΒ και μπαταρία ιόντων λιθίου

Κόστη		Δεδομένα μπαταρίας	
Κόστος ΦΒ συστήματος (με ΦΠΑ) ⁵⁰	1300 €/kW _p	Μπαταρία Ιόντων Λιθίου	
Ο&Μ κόστη ΦΒ	2%	DOD	70%
Μπαταρία Ιόντων Λιθίου		SOC	20%-90%
Κόστος αγοράς μπαταρίας ⁵¹	400 €/kWh	Συνολικός βαθμός απόδοσης μπαταρίας	81%
Κόστος αντικατάστασης μπαταρίας	5% / 2,5% ⁵²	Άλλα δεδομένα	
Κόστος Αντιστροφέα μπαταρίας	300 €/kW	Ετήσια μείωση ΦΒ απόδοσης	0,5% / 1% ⁵³
Κόστος εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης ⁵⁴	15%	Ετήσια αύξηση της χρέωσης προμήθειας ΗΕ ⁵⁵	2%
Κόστος σύνδεσης μπαταρίας στο Δίκτυο	400 €	Ετήσια κατανάλωση φορτίου	5000 kWh
ΦΠΑ	24%	Συμφωνημένη ισχύς-Μέγιστη/ Ελάχιστη τιμή φορτίου ⁵⁶	8 kVA - 6,6 kW / 0,04 kW
Ο&Μ κόστη συστήματος αποθήκευσης	3%	Συντελεστής ισχύος φορτίου	0,98

Πραγματοποιούνται προσομοιώσεις συστημάτων οικιακής αυτοπαραγωγής διαφορετικής διαμόρφωσης, στα οποία μεταβάλλεται η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς, η χωρητικότητα της μπαταρίας και η ισχύς⁵⁷ του αντιστροφέα της μπαταρίας. Τόσο η ΦΒ παραγωγή όσο και η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας σταθμίζονται στην ετήσια συνολική ζήτηση του φορτίου ως ένας πρακτικός τρόπος να απεικονιστούν τα μεγέθη του ΦΒ και της μπαταρίας.

⁵⁰ Συμπεριλαμβάνονται τα κόστη αντιστροφέα, εγκατάστασης και οι άδειες.

⁵¹ Το κόστος της μπαταρίας υπολογίζεται με την ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

⁵² Το κόστος της μπαταρίας πέφτει 5% το χρόνο για τα πρώτα 10 χρόνια και στη συνέχεια 2,5% το χρόνο.

⁵³ Η απόδοση του ΦΒ μειώνεται 0,5% τα πρώτα 10 χρόνια και 1% τα επόμενα 10.

⁵⁴ Το ποσοστό εφαρμόζεται στο κόστος μπαταρίας και αντιστροφέα της.

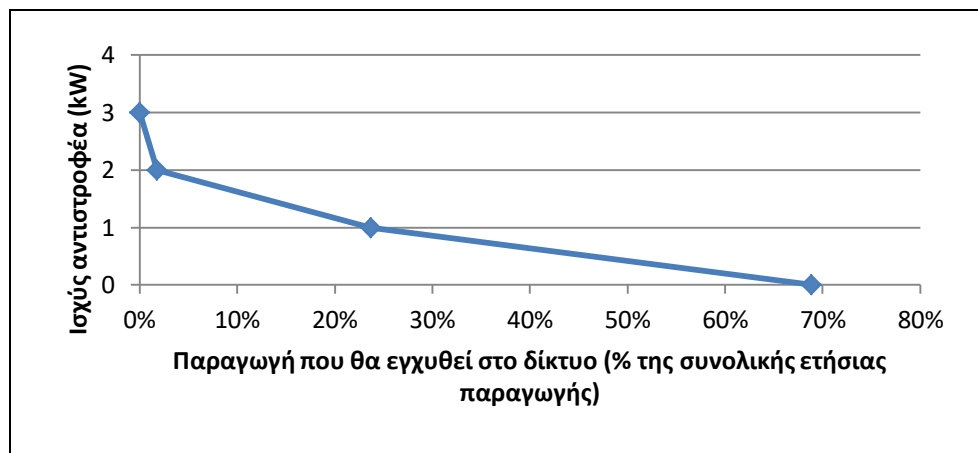
⁵⁵ Θεωρείται ότι οι άλλες χρεώσεις δεν μεταβάλλονται.

⁵⁶ Αναφέρονται σε μέγιστη/ελάχιστη ισχύ δεκαπενταλέπτου.

⁵⁷ Η ισχύς του αντιστροφέα στην παρούσα εργασία θα εκφράζεται ως ενεργός ισχύς (kW) θεωρώντας ότι ο συντελεστής ισχύος είναι 1. Εναλλακτικά θα μπορούσε κάλλιστα να χρησιμοποιηθεί η φαινόμενη ισχύς (kVA) με την υποσημείωση ότι ο συντελεστής ισχύος είναι 1. Πρακτικά δηλαδή όταν γίνεται αναφορά σε αντιστροφέα ισχύος 1 kW εννοείται αντιστροφέας με φαινόμενη 1 kVA.

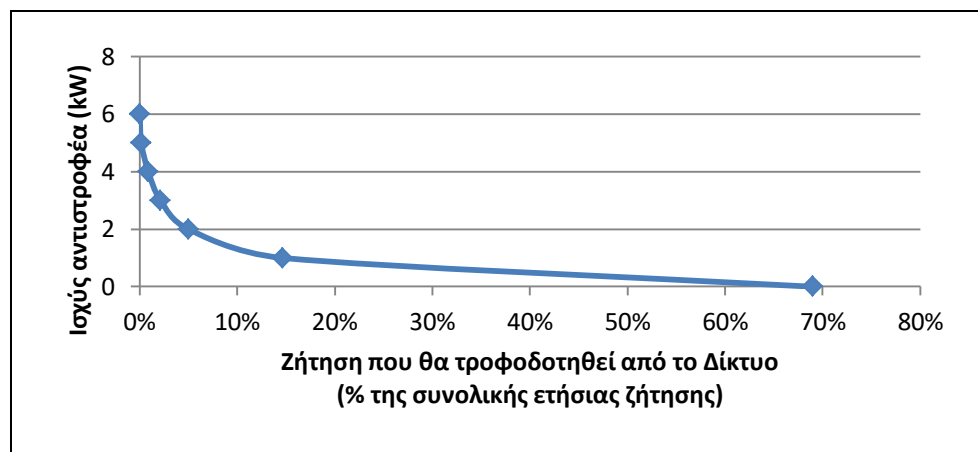
7.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς την ισχύ του αντιστροφέα

Αρχικά, θεωρείται ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh κατανάλωσης και μπαταρία που κάθε χρονική στιγμή έχει διαθέσιμη χωρητικότητα τέτοια ώστε να μπορεί να αποθηκεύει το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής που εμφανίζεται και να δίνει στο φορτίο την ενέργεια που απαιτεί. Στο Σχήμα 7.2 παρουσιάζεται πως σε αυτό το θεωρητικό σύστημα η ισχύς του αντιστροφέα της μπαταρίας επηρεάζει την ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο. Αν δεν υπάρχει σύστημα αποθήκευσης εγχέεται στο Δίκτυο το 69% της παραγωγής. Όταν ενσωματώνεται σύστημα αποθήκευσης, ο αντιστροφέας που έχει μεγαλύτερη ισχύ επιτρέπει μεγαλύτερες τιμές ισχύος φόρτισης και έτσι στο Δίκτυο εγχέεται μικρότερη ποσότητα ενέργειας. Παρατηρείται ότι η ισχύς αντιστροφέα 2 kW είναι επαρκής για να περιοριστεί σημαντικά η έγχυση. Μεγαλύτερος αντιστροφέας προσφέρει οριακή βελτίωση.



Σχήμα 7.2 ΦΒ παραγωγή που θα εγχυθεί στο Δίκτυο συναρτήσει του μεγέθους του αντιστροφέα

Για την ίδια θεώρηση συστήματος στο Σχήμα 7.3 φαίνεται η ισχύς που θα απορροφηθεί από το Δίκτυο συναρτήσει του μεγέθους του αντιστροφέα. Αν δεν υπάρχει σύστημα αποθήκευσης απορροφάται από το Δίκτυο το 69%. Όταν ενσωματώνεται σύστημα αποθήκευσης, ο αντιστροφέας που έχει μεγαλύτερη ισχύ επιτρέπει μεγαλύτερες τιμές ισχύος εκφόρτισης και έτσι απορροφάται μικρότερη ποσότητα ενέργειας από το Δίκτυο. Η ισχύς αντιστροφέα 2 kW δείχνει να είναι επαρκής για να περιοριστεί σημαντικά η απορρόφηση από το Δίκτυο. Ένας μεγαλύτερος αντιστροφέας προσφέρει οριακή βελτίωση.

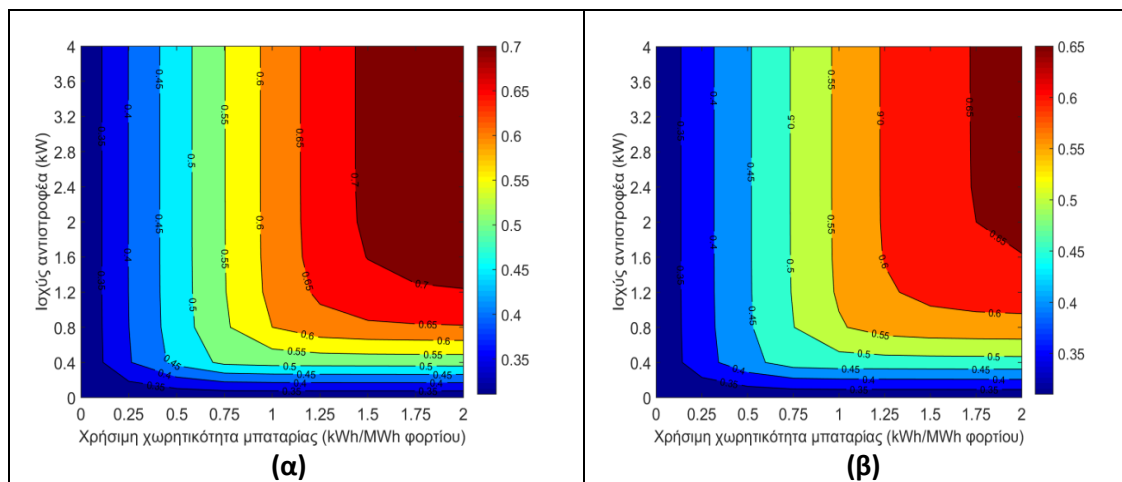


Σχήμα 7.3 Απορρόφηση από το Δίκτυο συναρτήσει του μεγέθους του αντιστροφέα

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης

Στην παραπάνω όμως διαστασιολόγηση του αντιστροφέα έγινε η υπόθεση ότι τις ώρες που εμφανίζονται οι μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης και απορρόφησης η μπαταρία έχει όσο χώρο χρειάζεται για να αποθηκεύσει ενέργεια και όση ενέργεια χρειάζεται για το φορτίο. Ο αντιστροφέας που έχει μεγαλύτερη ισχύς επιτρέπει θεωρητικά την πιο γρήγορη φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας. Στην πραγματικότητα όμως, μπορεί ένας μεγαλύτερος αντιστροφέας να μην έχει διαφορά από κάποιο μικρότερο αν η ισχύς που πάει ή φεύγει από το σύστημα αποθήκευσης δεν είναι μεγαλύτερη από την ονομαστική ισχύ του. Για αυτό και στη συνέχεια μελετάται η λειτουργία της μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής που έχει υλοποιηθεί και υπολογίζονται οι δείκτες SCR (εξίσωση (4.36)) και SSR (εξίσωση (4.37)) όταν μεταβάλλονται η ισχύς του αντιστροφέα της μπαταρίας και η χρήσιμη χωρητικότητα της.

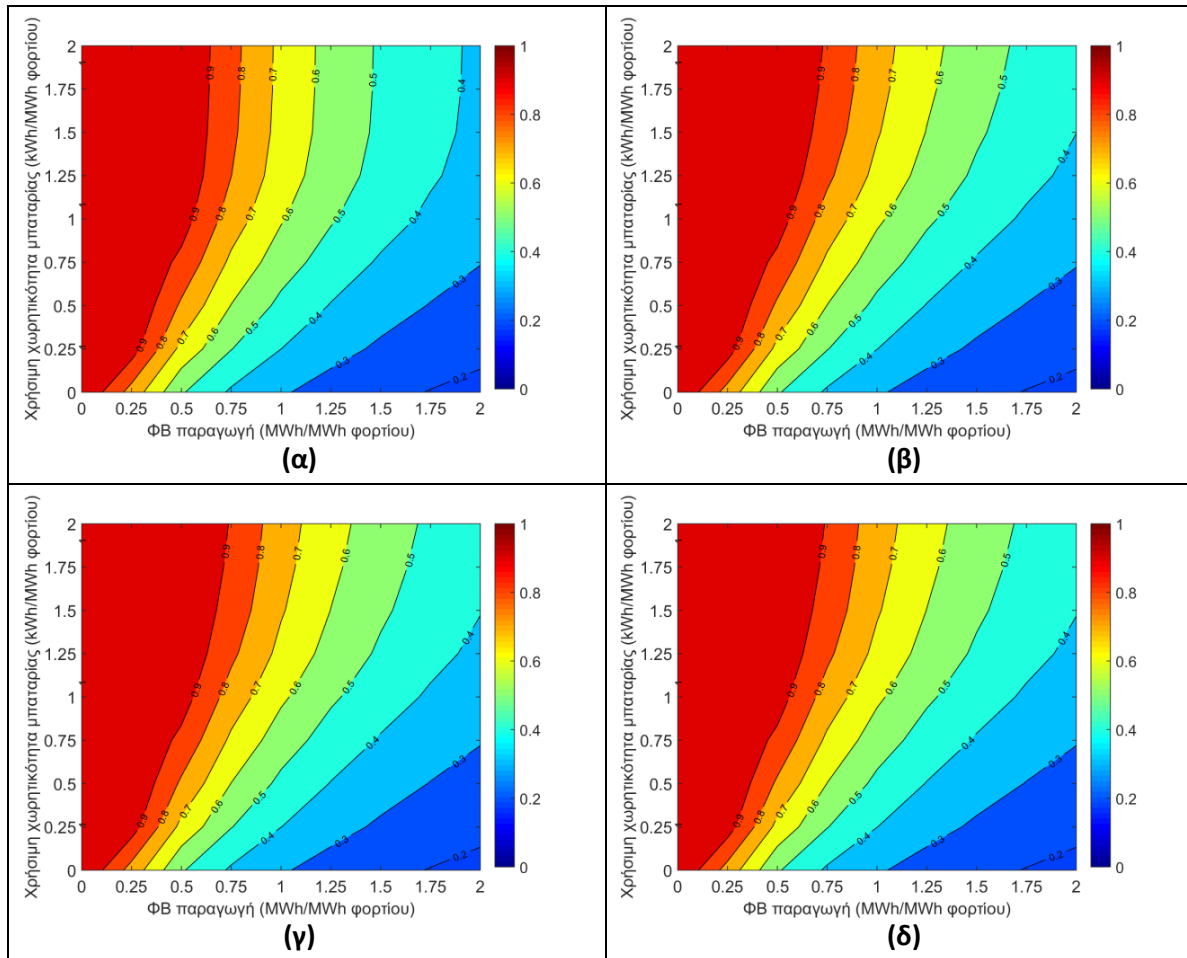
Στο Σχήμα 7.4 απεικονίζονται οι δείκτες SCR και SSR για διαφορετικούς συνδυασμούς χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας και ισχύος του αντιστροφέα της. Παρατηρείται ότι αν η χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας είναι 1,5-2 kWh/MWh φορτίου, η αύξηση του αντιστροφέα από 1 kW σε 2 kW προσφέρει βελτίωση του SCR και SSR. Διαφορετικά, η αύξηση των δεικτών SCR και SSR είναι οριακή.



Σχήμα 7.4 Βαθμός Αυτοκατανάλωσης (SCR) (α), Βαθμός Αυτονομίας (SSR) (β) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας VS ισχύος αντιστροφέα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου.

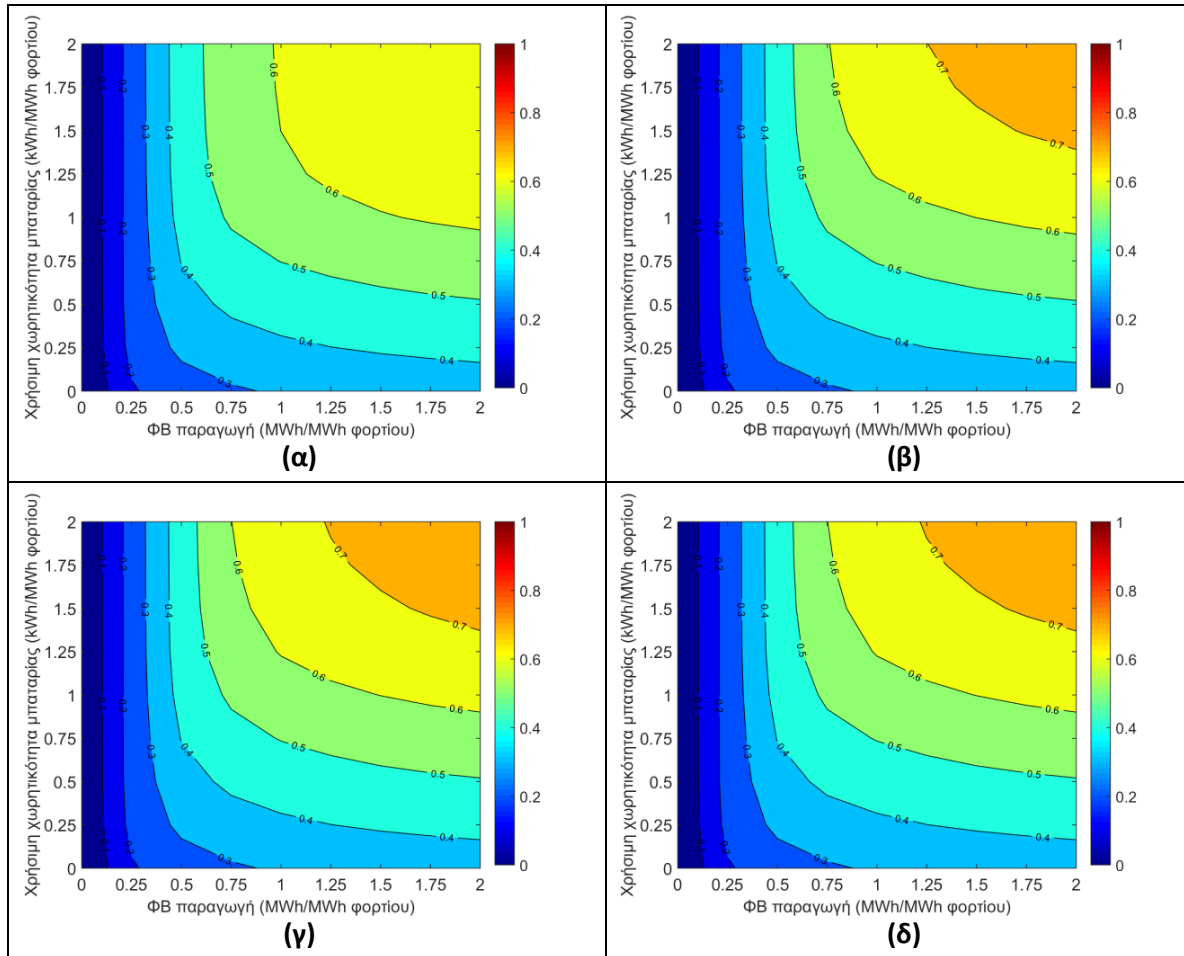
Στις εικόνες που ακολουθούν (Σχήμα 7.5, Σχήμα 7.6) απεικονίζεται η επίδραση μεταβολής της ισχύος του αντιστροφέα της μπαταρίας στους βαθμούς αυτοκατανάλωσης και αυτονομίας για το πρώτο έτος λειτουργίας του συστήματος. Για ΦΒ 0-1,25 MWh/MWh φορτίου και μπαταρίες από 0-1,25 kWh/MWh φορτίου δεν υπάρχει διαφοροποίηση σε καμία ισχύ αντιστροφέα. Το ίδιο συμβαίνει και για ΦΒ 1,5-2 MWh/MWh φορτίου και μπαταρίες από 0-0,75 kWh/MWh φορτίου. Στην περίπτωση που ενσωματώνονται στο σύστημα μεγαλύτερης χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίες στα παραπάνω εύρη ΦΒ παραγωγής και ο αντιστροφέας μεταβάλλεται από 1 kW σε 2 kW οι δείκτες είναι βελτιωμένοι. Αυξάνοντας την ισχύ του αντιστροφέα σε 3 kW η μεταβολή στους δείκτες είναι οριακή.

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης



Σχήμα 7.5 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος συναρτήσει της ΦΒ παραγωγής και της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας για αντιστροφέα μπαταρίας (α) 1 kW (β) 2 kW (γ) 3 kW (δ) 4 kW.

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης



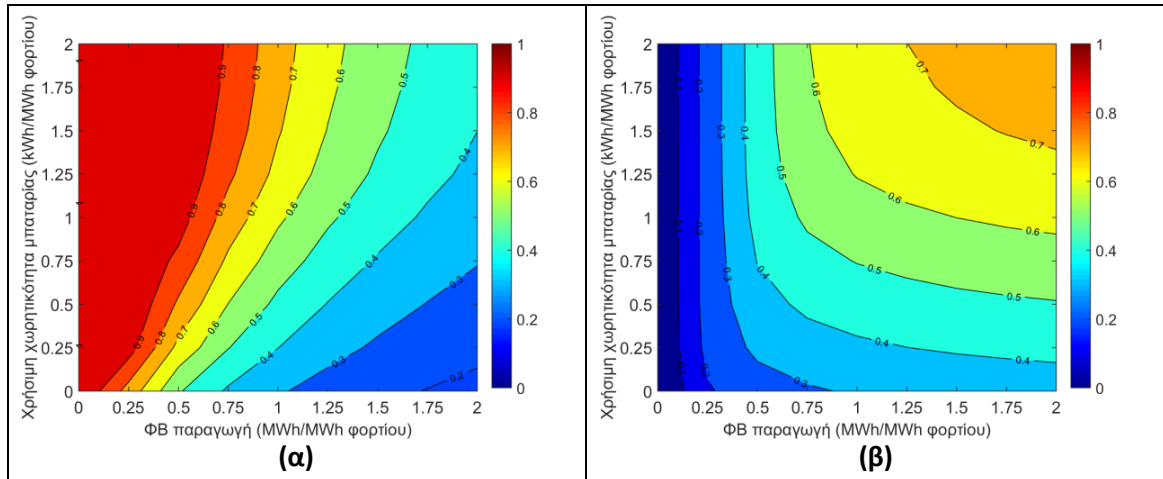
Σχήμα 7.6 Βαθμός Αυτονομίας (SSR) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS ΦΒ παραγωγής VS χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας για αντιστροφέα μπαταρίας (α) 1 kW (β) 2 kW (γ) 3 kW (δ) 4 kW.

Από τις παραπάνω αναλύσεις γίνεται σαφές ότι το σύστημα αυτοπαραγωγής με αποθήκευση χρειάζεται έναν αντιστροφέα με ισχύ από 1 μέχρι 2 kW. Για να αποφευχθεί η λειτουργία του συνέχεια στα μέγιστα που σημαίνει την υπερφόρτιση του και επειδή τα προφίλ κατανάλωσης και παραγωγής τα επόμενα χρόνια μπορεί να είναι διαφορεποιημένα από αυτά που θεωρήθηκαν, εκτιμάται ότι το πιο ενδεδειγμένο μέγεθος είναι τα 2 kW.

7.3 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς την ισχύ του ΦΒ

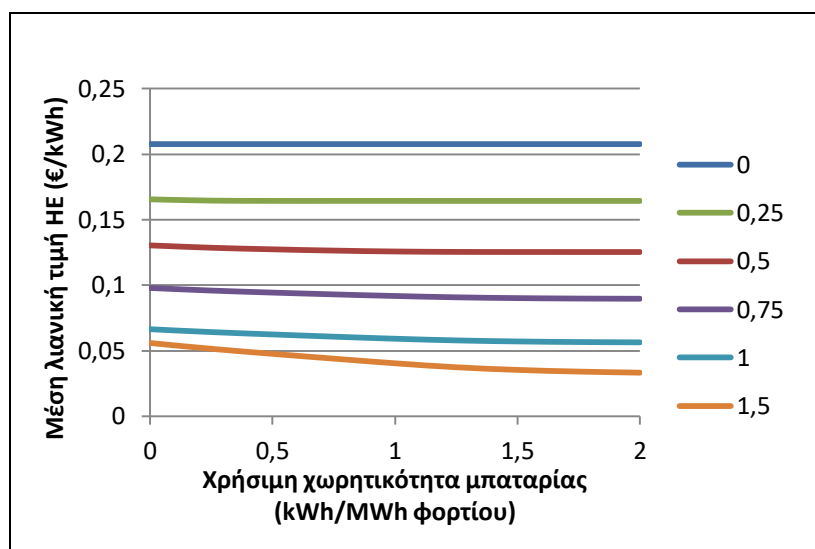
Στο Σχήμα 7.7 παρατηρείται ότι ο βαθμός της αυτοκατανάλωσης μειώνεται και ο βαθμός αυτονομίας αυξάνεται όταν αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ. Αλλά με τα ΦΒ συστήματα μεγαλύτερου μεγέθους ο βαθμός αυτονομίας τείνει να κορεστεί, καθώς εμφανίζεται περισσότερο πλεόνασμα παραγωγής που δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί. Για παράδειγμα, αν η χρήσιμη χωρητικότητα στο σύστημα αυτοπαραγωγής με αποθήκευση ήταν 1 kWh/MWh φορτίου και συνδεόταν ΦΒ 0,5 MWh/MWh φορτίου θα επιτυγχάνονταν SSR 44% , ΦΒ 1 MWh/MWh φορτίου SSR 56% και ΦΒ 1,5 MWh/MWh φορτίου SSR 60%. Η αύξηση του μεγέθους του ΦΒ δεν οδηγεί σε αναλογική αύξηση και της αυτονομίας του συστήματος, καθώς δεν μπορεί να αξιοποιηθεί όλο το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής που εμφανίζεται.

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης



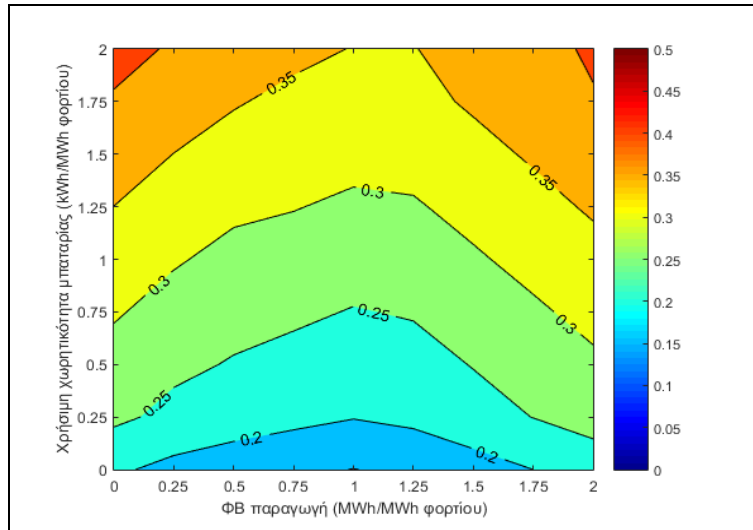
Σχήμα 7.7 Βαθμός Αυτοκατανάλωσης (SCR) (α), Βαθμός Αυτονομίας (SSR) (β) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας VS ΦΒ παραγωγή για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

Για ισχύ αντιστροφέα 2 kW που επιλέχθηκε, μεταβάλλουμε την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ και τη χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας και παρατηρούμε την επίδραση της μεταβολής του ΦΒ στο μέσο κόστος της καταναλισκόμενης ΗΕ αλλά και στη μέση λιανική τιμή της. Στο Σχήμα 7.8 φαίνεται ότι το ΦΒ που παράγει 1 MWh για κάθε MWh κατανάλωσης οδηγεί σε πολύ χαμηλή μέση λιανική τιμή ΗΕ. Επιπλέον αύξηση του ΦΒ κατά 50% δεν προσφέρει ισόποση μείωση της μέσης λιανικής τιμής. Στο Σχήμα 7.9 φαίνεται ότι έχοντας ένα σύστημα με μπαταρία σταθερής χρήσιμης χωρητικότητας το μέσο κόστος της καταναλισκόμενης ΗΕ ελαχιστοποιείται για εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ που αντιστοιχεί σε παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου. Για παράδειγμα, για μπαταρία 1,25 kWh/MWh φορτίου το μέσο κόστος ανέρχεται σε περίπου 0,3 €/kWh ενώ για μικρότερο ή μεγαλύτερο ΦΒ μπορεί να αγγίξει τα 0,35 €/kWh. Επομένως, η ισχύς του ΦΒ που θα πρέπει να επιλεγεί οφείλει να αποδίδει 1 MWh/MWh φορτίου αφού επιλογή μεγαλύτερου ΦΒ δεν έχει κανένα όφελος δεδομένου ότι το πλεόνασμα στο τέλος του έτους εγχέεται στο Δίκτυο δωρεάν.



Σχήμα 7.8 Μέση λιανική τιμή ΗΕ συναρτήσει της ΦΒ παραγωγής (kWh/kWh φορτίου) και της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

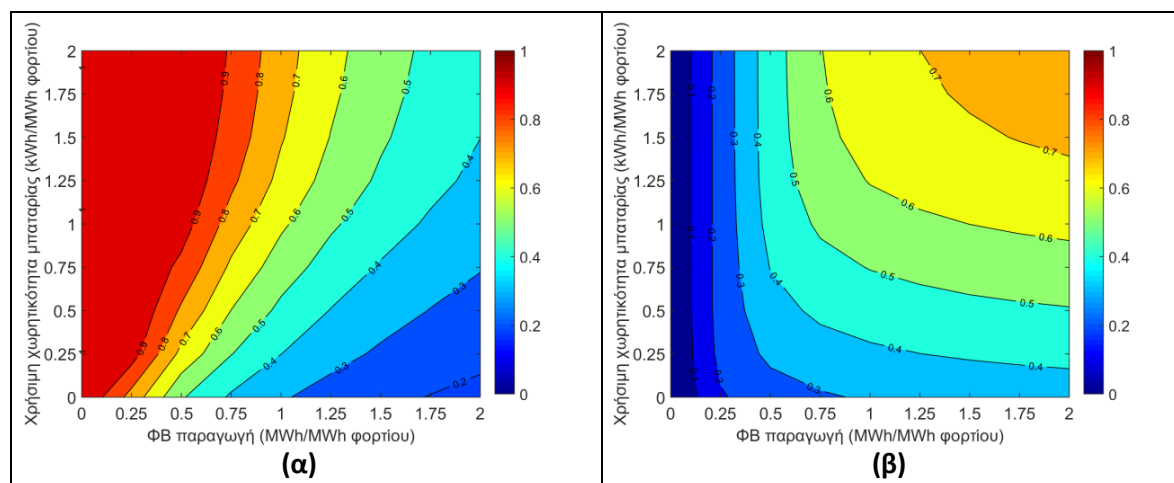
Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης



Σχήμα 7.9 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ συναρτήσει της ΦΒ παραγωγής και της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

7.4 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς τη χωρητικότητα της μπαταρίας

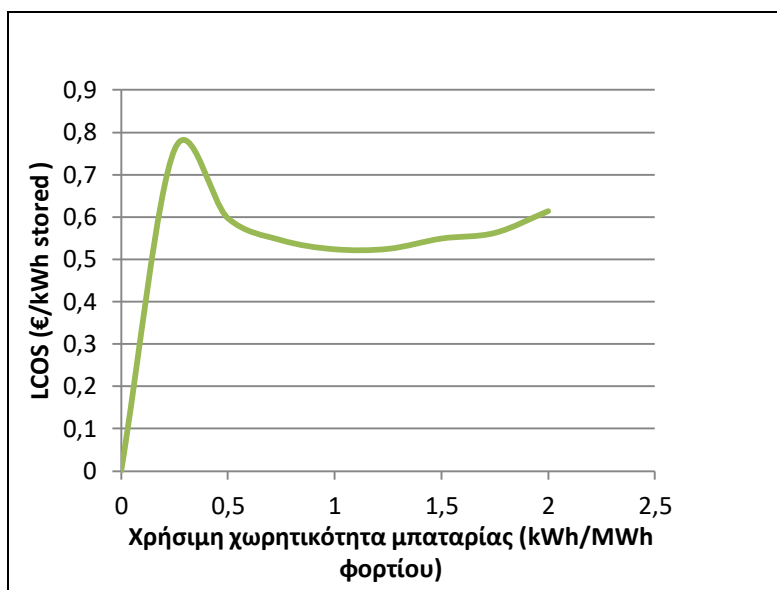
Στο Σχήμα 7.10 παρατηρείται ότι τόσο ο βαθμός αυτοκατανάλωσης όσο και αυτονομίας του συστήματος αυξάνονται αν αυξηθεί η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Από την απεικόνιση της ανάλυσης ευαισθησίας του δείκτη SSR ως προς το μέγεθος της μπαταρίας προκύπτει ότι για μπαταρία με χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου επιτυγχάνεται SSR 56%. Αυτό σημαίνει ότι η προσθήκη του συγκεκριμένου μεγέθους της μπαταρίας αυξάνει το SSR κατά περίπου 80% σε σύγκριση με το 31% που επιτυγχάνεται σε περίπτωση παντελώς απουσίας συστήματος αποθήκευσης. Τυχόν αύξηση του μεγέθους της μπαταρίας δεν θα οδηγούσε σε αναλογικό μεγαλύτερο SSR. Για παράδειγμα, μεγέθη μπαταρίας που κείτονται στο εύρος από 1,2 έως και 2 kWh/MWh φορτίου προκαλούν SSR από 60% έως 68%. Αυτό συμβαίνει γιατί τα πολύ μεγάλα αποθηκευτικά συστήματα δεν αποφορτίζονται πλήρως κατά τη διάρκεια της νύχτας και έτσι δεν είναι τελείως άδεια μέχρι το επόμενο πρωί.



Σχήμα 7.10 Βαθμός Αυτοκατανάλωσης (SCR) (α), Βαθμός Αυτονομίας (SSR) (β) για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του συστήματος VS χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας VS ΦΒ παραγωγή για ισχύ αντιστροφέα 2 kW

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης

Σε αυτή την περίπτωση, έχουν επιλεγεί αντιστροφείς με ονομαστική ισχύς 2 kW για το σύστημα αποθήκευσης της προσομοίωσης μας και ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος τέτοιας ώστε να παράγει 1 MWh/ MWh φορτίου. Το LCOS που εκφράζει το κόστος της μπαταρίας στο να παρέχει ενέργεια στο φορτίο για μπαταρία με χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου ελαχιστοποιείται (Σχήμα 7.11). Έτσι αν επιλεγόταν μια μπαταρία με χρήσιμη χωρητικότητας 2 kWh/MWh φορτίου για να επιτύχουμε καλύτερο SSR 68%, το LCOS θα ήταν αρκετά πιο υψηλό. Τα παραπάνω οδηγούν στο συμπέρασμα ότι η καλύτερη επιλογή είναι η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου.



Σχήμα 7.11 LCOS VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1MWh/MWh φορτίου

7.5 Συμπεράσματα

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι για τον απλό οικιακό καταναλωτή με ετήσια κατανάλωση 5000 kWh, η ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

- i. του αντιστροφέα είναι να βρίσκεται περί τα 2 kW,
- ii. του ΦΒ συστήματος με αποθήκευση είναι το ΦΒ σύστημα να παράγει 1 MWh/MWh φορτίου⁵⁸ – κάτι που αντιστοιχεί σε 3,17 kW_p για την περίπτωση τοποθέτησής του στην ευρύτερη περιοχή της Αττικής–,
- iii. της μπαταρίας είναι να έχει την ικανότητα να αποθηκεύει 1 kWh/MWh φορτίου – κάτι που αντιστοιχεί σε περίπου 7,14 kWh-.

Με αυτή τη συνδεσμολογία επιτυγχάνεται SCR 62% και SSR 56% που είναι αισθητά βελτιωμένα από τα 31% και 31% αντίστοιχα για το ίδιο ΦΒ σύστημα χωρίς σύστημα αποθήκευσης. Το SCR έχει αυξηθεί κατά 100% και το SSR 80%.

⁵⁸ Αξίζει να σημειωθεί πως τα παραπάνω αποτελέσματα επηρεάζονται από το μοντέλο χρεώσεων που χρησιμοποιήθηκε και βασίστηκε στις ισχύουσες αρχές των συμβάσεων ενεργειακού συμπληψισμού, καθώς η επιλογή του ΦΒ έγινε βάσει της μέσης τιμής με την οποία επιβαρύνεται ο καταναλωτής για τη kWh που καταναλώνει.

Προσδιορισμός ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης ΦΒ συστήματος που διαθέτει σύστημα αποθήκευσης

Στο Πίνακα 7.2 παρουσιάζονται οι τιμές που λαμβάνουν οι δείκτες SCR και SSR στη συγκεκριμένη διαστασιολόγηση του συστήματος όταν ο αυτοπαραγωγός παρουσιάζει διαφορετικό προφίλ κατανάλωσης. Οι χρονοσειρές που χρησιμοποιούνται έχουν αναλυθεί στην ενότητα Χρονοσειρές από μετρήσεις στη Γερμανία.

Πίνακας 7.2 Σύγκριση SCR και SSR της ελληνικής χρονοσειράς με τις γερμανικές

	SCR (%)	SSR (%)
Ελλάδα	62	56
Γερμανία1	64	59
Γερμανία 2	62	56
Γερμανία 3	61	56
Γερμανία 4	65	59
Γερμανία 5	71	65
Γερμανία 6	65	59
Γερμανία 7	67	61
Γερμανία 8	67	61
Γερμανία 9	68	61
Γερμανία 10	70	64

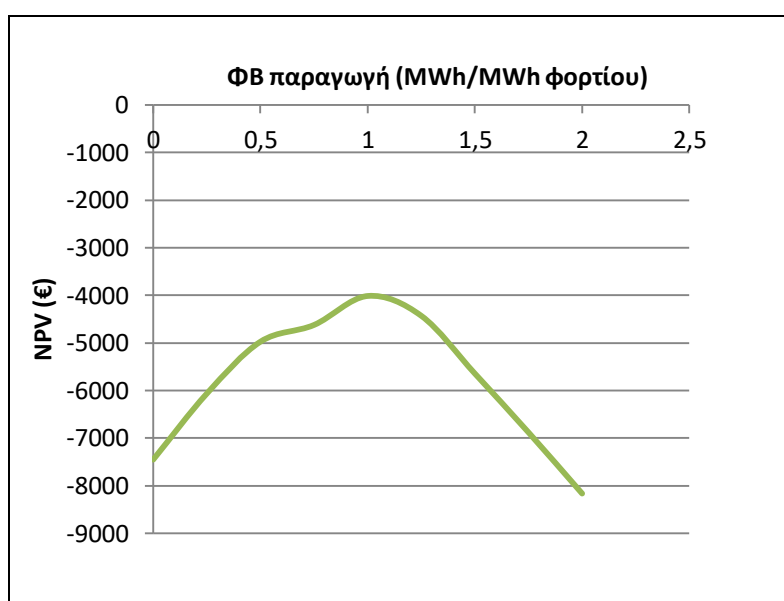
Κεφάλαιο 8 Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ- μπαταρίας

8.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό, υιοθετείται ως βασικό σενάριο για τη μοντελοποίηση του συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ και σύστημα αποθήκευσης, αυτό που περιγράφεται στην ενότητα 7.1 με διαστασιολόγηση του αντιστροφέα μπαταρίας 2 kW, της ΦΒ παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου και της χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου (σενάριο αναφοράς). Μεταβάλλονται η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς και η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας.

8.2 Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ

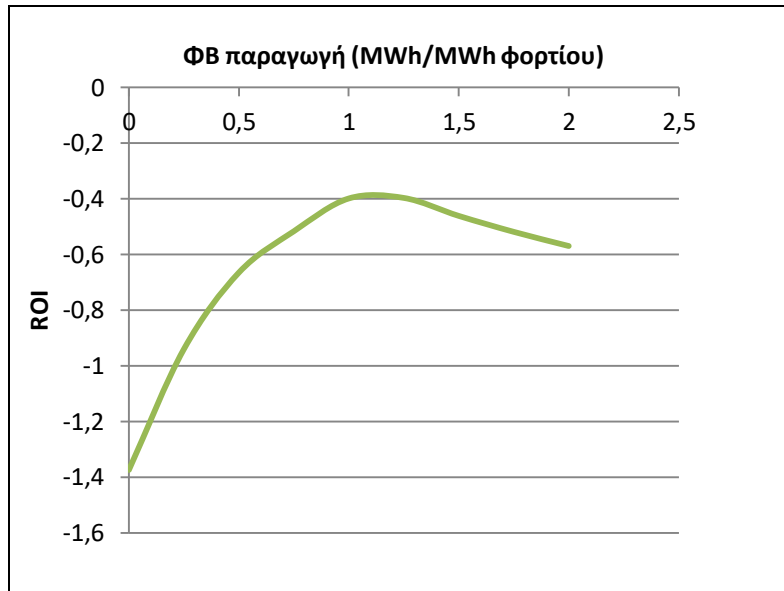
Στο Σχήμα 8.1 φαίνεται ότι όταν έχει συνδεθεί μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου, η Καθαρά Παρούσα Αξία (εξίσωση (4.1)) είναι αρνητική για οποιαδήποτε εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ και εμφανίζει μέγιστο -4014 € για ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου. Γίνεται αντιληπτό ότι για τις παρούσες τιμές μπαταρίας η ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης δεν είναι κερδοφόρα και το ΦΒ σύστημα από μόνο του είναι πιο επικερδές. Στο σύστημα αυτοπαραγωγής μόνο με ΦΒ που παράγει 1MWh/MWh φορτίου, η Καθαρά Παρούσα Αξία είναι 3506 €. Η επιλογή ΦΒ μεγαλύτερου μεγέθους από αυτό που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου είναι ασύμφορη, καθώς αυξάνει το κόστος του συνολικού συστήματος χωρίς να επιτυγχάνεται επιπλέον εξοικονόμηση στο λογαριασμό της ΔΕΗ αφού το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής εγχέεται στο Δίκτυο δωρεάν.



Σχήμα 8.1 NPV VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

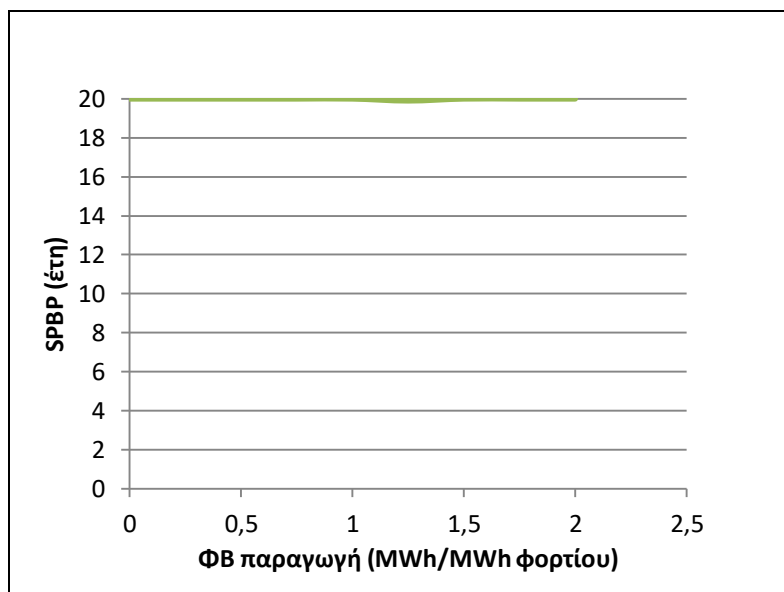
Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

Στο Σχήμα 8.2 παρατηρείται ότι όταν έχει συνδεθεί μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου, η Απόδοση Επένδυσης (εξίσωση (4.3)) είναι αρνητική για οποιαδήποτε εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ και εμφανίζει μέγιστο -0,4 για ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου. Γίνεται αντιληπτό ότι για τις παρούσες τιμές μπαταρίας η ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης δεν είναι κερδοφόρα και το ΦΒ σύστημα από μόνο του είναι πιο επικερδές. Στο σύστημα αυτοπαραγωγής μόνο με ΦΒ που παράγει 1MWh/MWh φορτίου, η Απόδοση Επένδυσης είναι 0,85.



Σχήμα 8.2 ROI VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

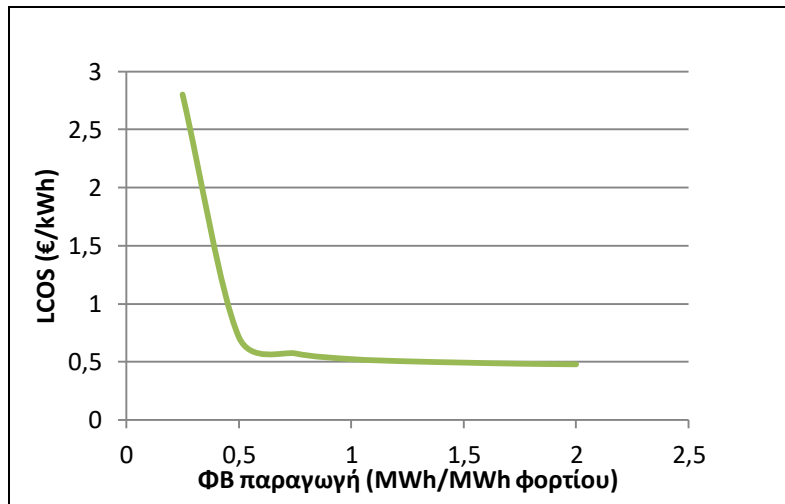
Το Σχήμα 8.3 απεικονίζει την Απλή Περίοδο Αποπληρωμής (εξίσωση (4.5)). Παρατηρείται ότι όταν έχει συνδεθεί μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου, η επένδυση σε ΦΒ σύστημα με αποθήκευση δεν αποσβένεται ποτέ στη διάρκεια της 20ετίας. Αν δεν είχε συνδεθεί μπαταρία η απόσβεση θα ήταν πραγματικότητα στα 7,1 έτη.



Σχήμα 8.3 SPBP VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

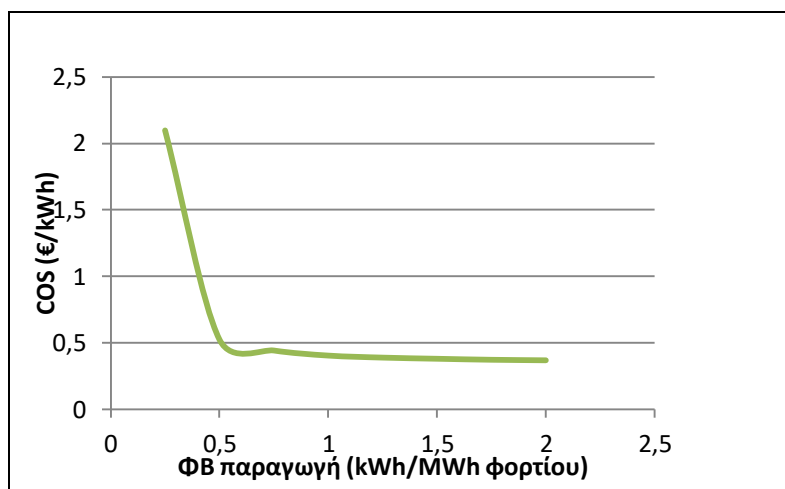
Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

Στο Σχήμα 8.4, όταν έχει συνδεθεί μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου παρατηρείται πως μεταβάλλεται ο δείκτης LCOS (εξίσωση (4.10)) αυξάνοντας την εγκατεστημένη ΦΒ παραγωγή. Μειώνεται καθώς το κόστος μπαταρίας μένει το ίδιο και η ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία και πάει στο φορτίο αυξάνεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ΦΒ παραγωγής. Όταν η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από 1 MWh/MWh φορτίου, η μείωση είναι οριακή αφού το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής μέσα στην ημέρα δεν μπορεί να αποθηκευτεί πάντα στη μπαταρία. Η αύξηση της ΦΒ παραγωγής από 0,5 σε 1 MWh/MWh φορτίου συντελεί σε μείωση του LCOS 26,7%, ενώ η αύξηση από 1 MWh σε 1,5 MWh/MWh φορτίου σε 6% μείωση.



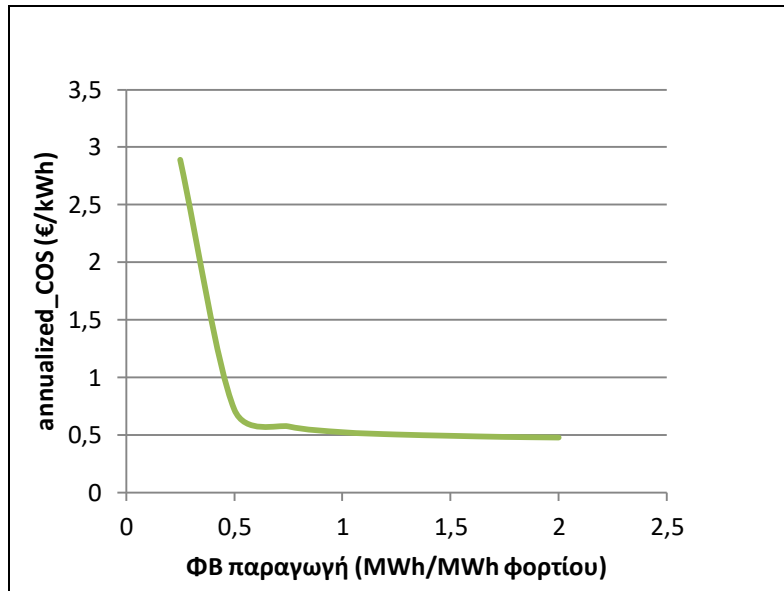
Σχήμα 8.4 LCOS VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

Στο Σχήμα 8.5, όταν έχει συνδεθεί μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου παρατηρείται πως ο δείκτης COS (εξίσωση (4.11)) μειώνεται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ΦΒ παραγωγή. Όταν η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από 1 MWh/MWh φορτίου, η μείωση είναι οριακή αφού το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής μέσα στην ημέρα δεν μπορεί να αποθηκευτεί πάντα στη μπαταρία. Ενώ στην περίπτωση μεταβολής του ΦΒ από 0,5 σε 1 MWh/MWh φορτίου το COS μειώνεται 23%, όταν αυξάνεται από 1 MWh σε 1,5 MWh/MWh φορτίου μειώνεται 5%.



Σχήμα 8.5 COS VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

Στο Σχήμα 8.6, όταν έχει συνδεθεί μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου παρατηρείται πως μεταβάλλεται ο δείκτης $annual_COS$ (εξίσωση (4.12)) μειώνεται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ΦΒ παραγωγή. Όταν η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από 1 MWh/MWh φορτίου, η μείωση είναι οριακή αφού το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής μέσα στην ημέρα δεν μπορεί να αποθηκευτεί πάντα στη μπαταρία. Ενώ στην περίπτωση μεταβολής του ΦΒ από 0,5 σε 1 MWh/MWh φορτίου το $annual_COS$ μειώνεται 26,3%, όταν αυξάνεται από 1 MWh σε 1,5 MWh μειώνεται 7,5%.



Σχήμα 8.6 $annualized_COS$ VS ΦΒ παραγωγή για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρία 1kWh/MWh φορτίου

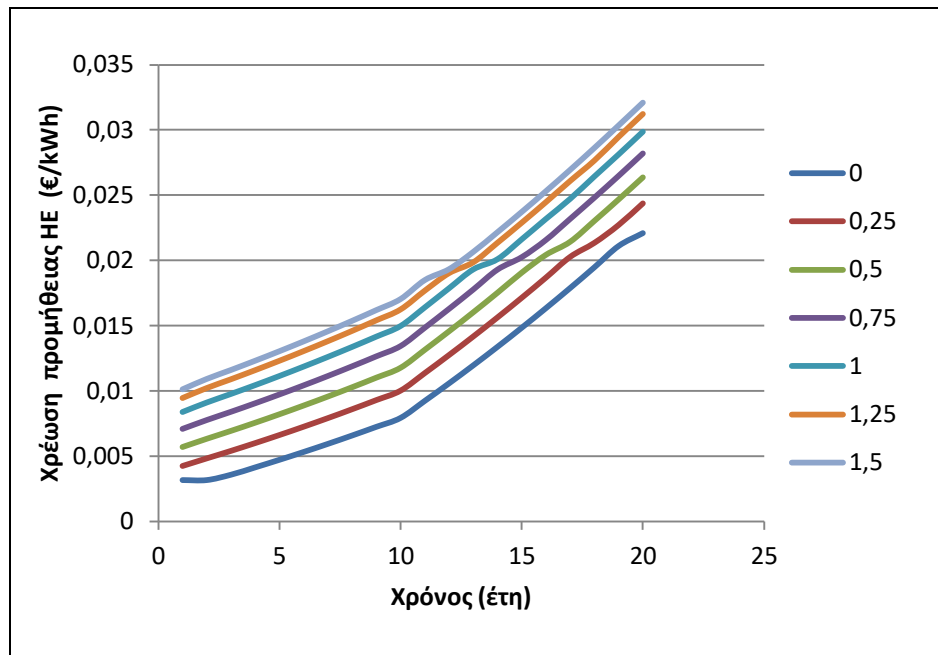
8.3 Μεταβολή της χωρητικότητας της μπαταρίας

Στο Σχήμα 8.7 φαίνονται οι χρεώσεις προμήθειας που επιβάλλονται στον αυτοπαραγωγό ανά έτος όταν έχει συνδέσει ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Παρατηρείται ότι οι μικρότερες χρεώσεις προμήθειας τον πρώτο χρόνο εμφανίζονται για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ αφού το σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού επιτρέπει τον πλήρη συμψηφισμό της κατανάλωσης από την παραγωγή του ΦΒ. Δεν μηδενίζεται γιατί σύμφωνα με το τιμολόγιο της ΔΕΗ υπάρχει ελάχιστη χρέωση 5,30 €/τετράμηνο. Όταν όμως συνδεθεί μπαταρία και συνεχίζει να εφαρμόζεται το σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού παρατηρείται το παράδοξο να αυξάνεται η χρέωση προμήθειας τον πρώτο χρόνο. Αυτό συμβαίνει γιατί η μπαταρία εμφανίζει απώλειες δηλαδή από την ενέργεια του ΦΒ που αποθηκεύει το 81%⁵⁹ καλύπτει τελικά τις ανάγκες του φορτίου. Επομένως, είναι προτιμότερο να εγχέει ενέργεια στο Δίκτυο από ότι να την αποθηκεύει στη μπαταρία. Για αυτό και όσο αυξάνεται το μέγεθος της μπαταρίας και αποθηκεύεται περισσότερη ενέργεια στη μπαταρία ενώ περιορίζεται η έγχυση αυξάνει η χρέωση προμήθειας.

Από την άλλη, η χρέωση προμήθειας αυξάνει με την πάροδο του χρόνου λόγω της μείωσης της απόδοσης του ΦΒ που οδηγεί σε μικρότερη παραγωγή από την κατανάλωση και επομένως ο αυτοπαραγωγός χρεώνεται για την επιπλέον κατανάλωση.

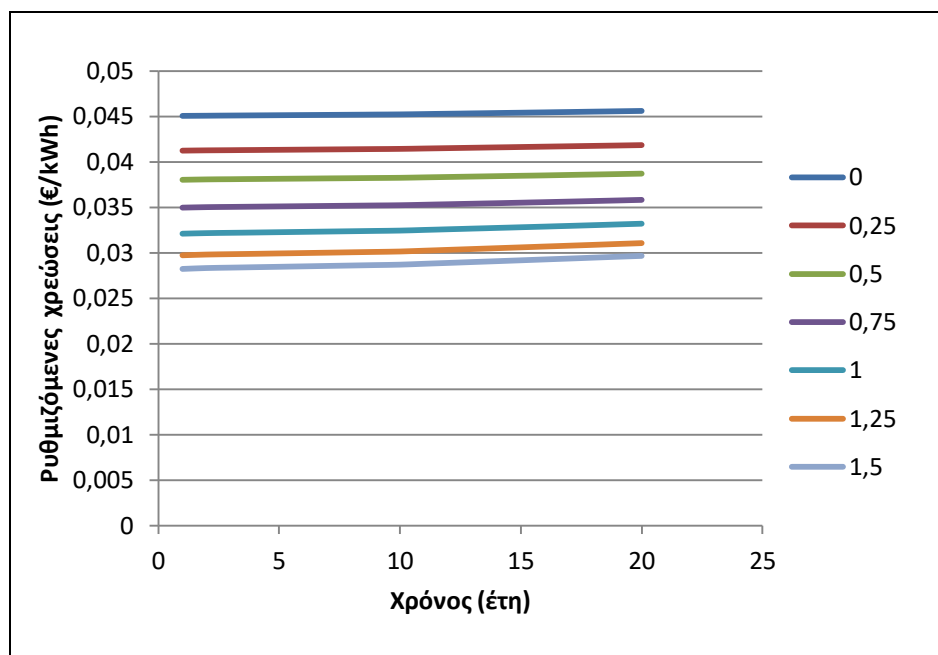
⁵⁹ Ο συνολικός βαθμός απόδοσης της μπαταρίας.

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας



Σχήμα 8.7 Χρέωση προμήθειας HE VS χρόνος συναρτήσει του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

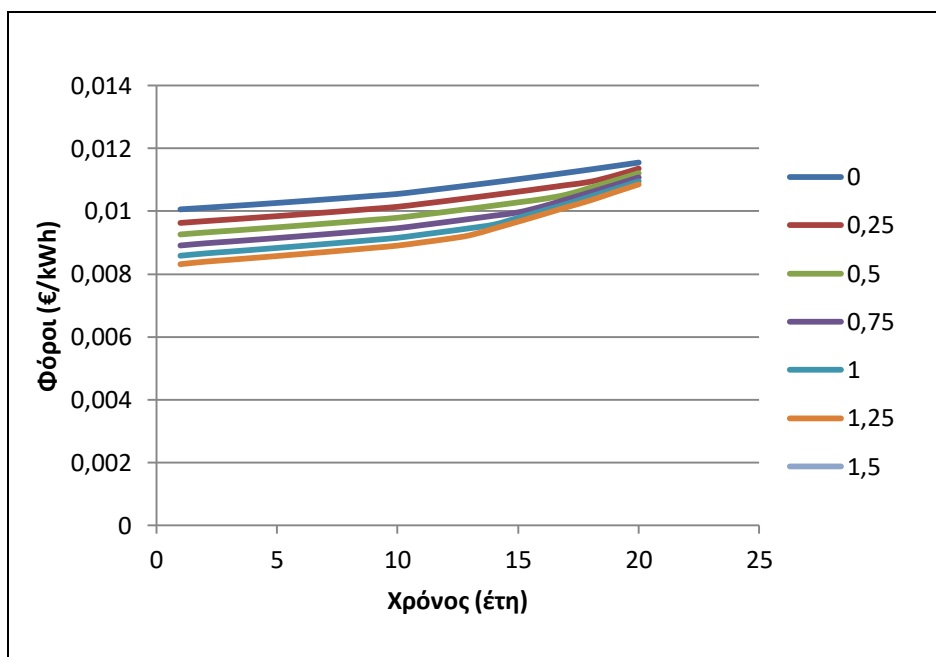
Στο Σχήμα 8.8 φαίνονται οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις που επιβάλλονται στον αυτοπαραγωγό ανά έτος όταν έχει συνδέσει ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Όταν αυξάνεται η χωρητικότητα της μπαταρίας, μειώνονται και οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις αφού περιορίζεται η απορρόφηση από το Δίκτυο. Από την άλλη, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις αυξάνουν ελάχιστα με την πάροδο του χρόνου λόγω της μείωσης της απόδοσης του ΦΒ που οδηγεί σε μικρότερη παραγωγή από την κατανάλωση και επομένως μικρότερο ταυτοχρονισμό παραγωγής και κατανάλωσης.



Σχήμα 8.8 Ρυθμιζόμενες χρεώσεις VS χρόνος συναρτήσει του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

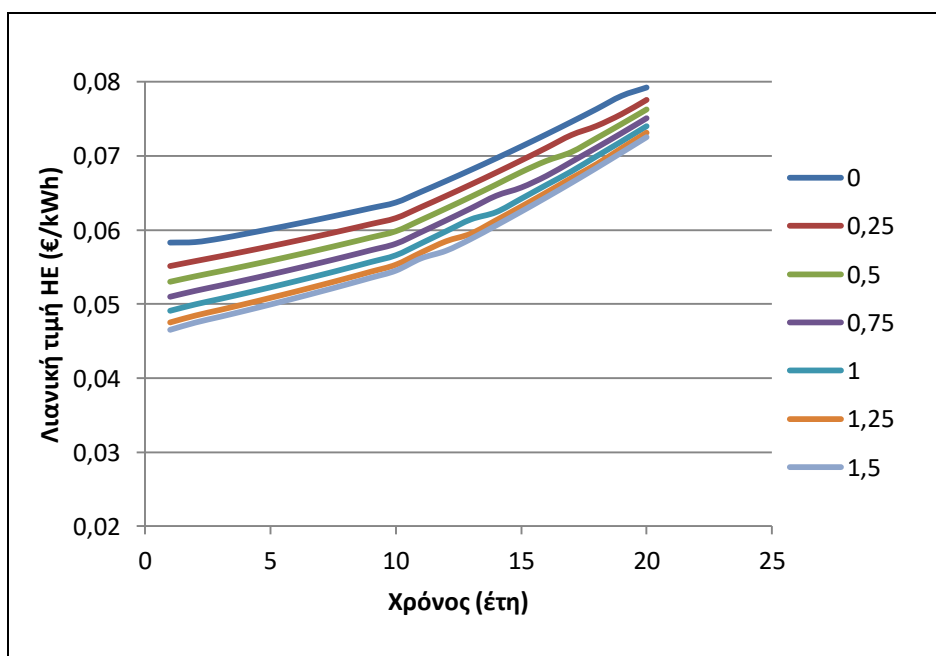
Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

Στο Σχήμα 8.9 φαίνονται οι φόροι που επιβάλλονται στον αυτοπαραγωγό ανά έτος όταν έχει συνδέσει ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Όταν αυξάνεται η χωρητικότητα της μπαταρίας αυξάνονται.



Σχήμα 8.9 Φόροι VS χρόνος συναρτήσει του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

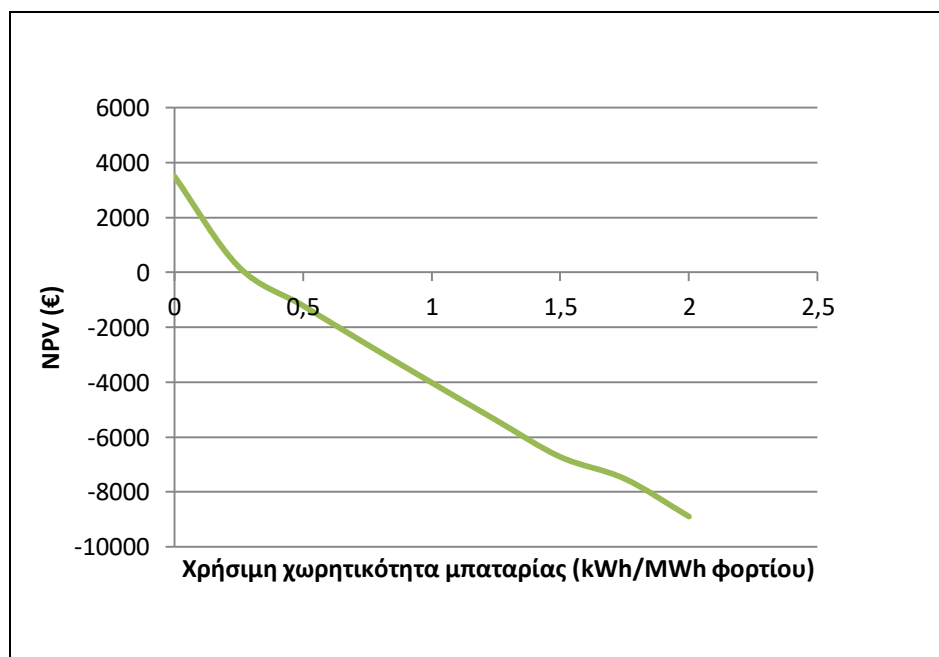
Στο Σχήμα 8.10 απεικονίζεται η λιανική τιμή ΗΕ για τον αυτοπαραγωγό ανά έτος όταν έχει συνδέσει ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας και προκύπτει από τα Σχήμα 8.7, Σχήμα 8.8 και Σχήμα 8.9.



Σχήμα 8.10 Λιανική τιμή ΗΕ VS χρόνος συναρτήσει του μεγέθους μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

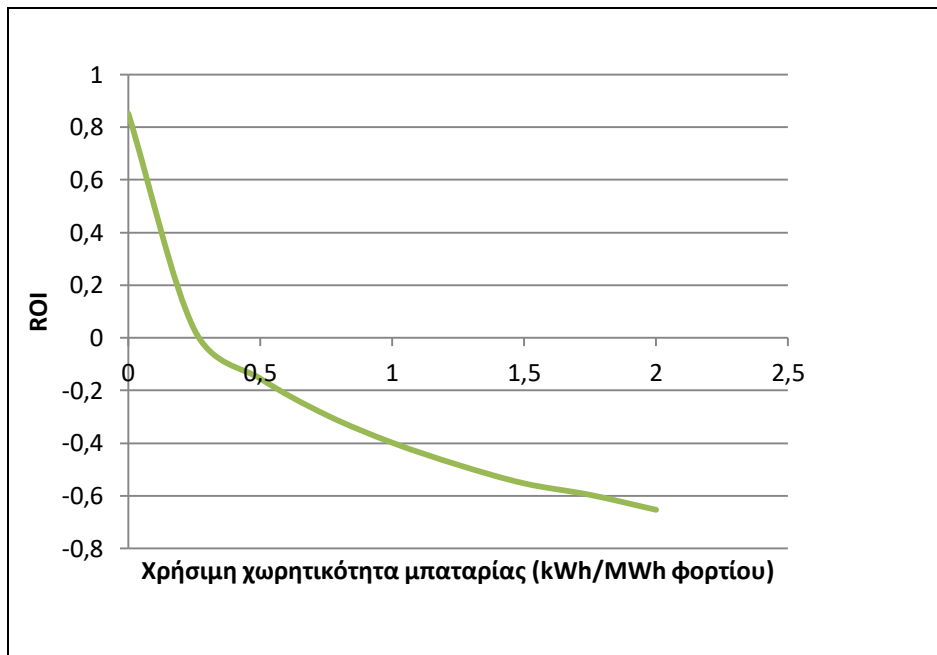
Στο Σχήμα 8.11 φαίνεται ότι όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου, η Καθαρά Παρούσα Αξία (εξίσωση (4.1)) είναι αρνητική για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας μεγαλύτερη από 0,25 kWh/MWh φορτίου. Η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 0,25 kWh/MWh φορτίου επιφέρει οριακά κέρδος 206 €, πολύ μικρότερο από το 3506 € αν δεν είχε συνδεθεί μπαταρία. Γίνεται αντιληπτό ότι για τις παρούσες τιμές μπαταρίας, η ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης δεν είναι κερδοφόρα και το ΦΒ σύστημα από μόνο του είναι πιο επικερδές. Όσο αυξάνεται το μέγεθος της μπαταρίας μειώνεται η Καθαρά Παρούσα Αξία της επένδυσης καθώς το κόστος του συνολικού συστήματος αυξάνει σε τόσο μεγάλο βαθμό που δεν μπορεί να αντισταθμιστεί από την εξοικονόμηση στο λογαριασμό της ΔΕΗ. Και μόνο το ΦΒ λόγω του συμψηφισμού της ετήσιας κατανάλωσης από την παραγωγή, η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στο λογαριασμό της ΔΕΗ είναι στα ίδια επίπεδα με τα συστήματα που ενσωματώνουν μπαταρία.



Σχήμα 8.11 NPV VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

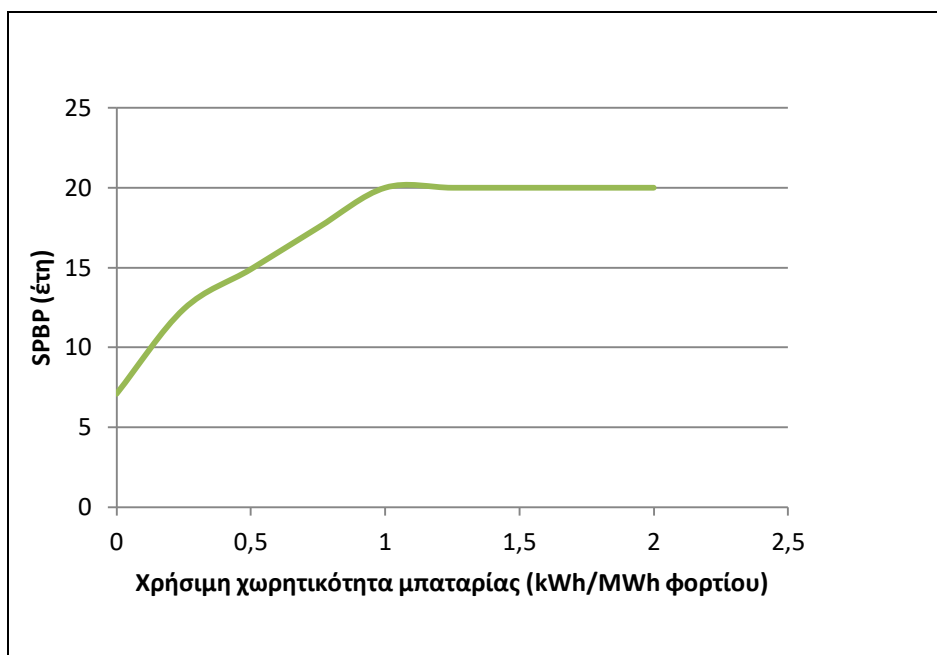
Στο Σχήμα 8.12 φαίνεται ότι όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου, η Απόδοση Επένδυσης (εξίσωση (4.3)) είναι αρνητική για χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας μεγαλύτερη από 0,25 kWh/MWh φορτίου. Η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 0,25 kWh/MWh φορτίου επιφέρει οριακά κέρδος (απόδοση 0,03). Όσο αυξάνεται το μέγεθος της μπαταρίας μειώνεται η Απόδοση της επένδυσης καθώς το κόστος του συνολικού συστήματος αυξάνει σε τόσο μεγάλο βαθμό που δεν μπορεί να αντισταθμιστεί από την εξοικονόμηση στο λογαριασμό της ΔΕΗ. Και μόνο το ΦΒ λόγω του συμψηφισμού της ετήσιας κατανάλωσης από την παραγωγή, η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στο λογαριασμό της ΔΕΗ είναι στα ίδια επίπεδα με τα συστήματα που ενσωματώνουν μπαταρία.

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας



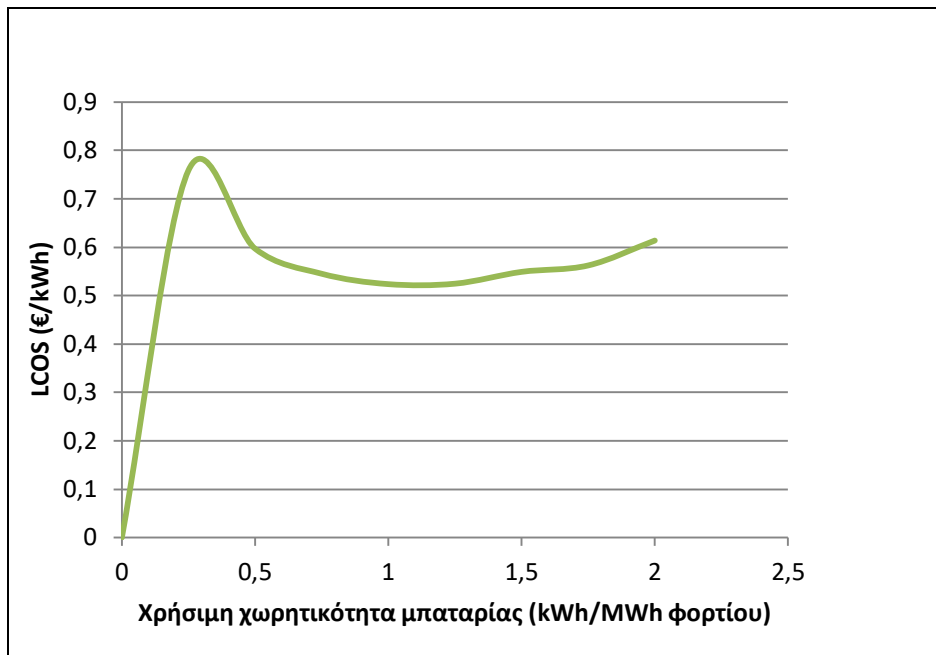
Σχήμα 8.12 ROI VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

Στο Σχήμα 8.13 φαίνεται η Απλή Περίοδος αποπληρωμής (εξίσωση (4.5)) χωρίς επιτόκιο αναγωγής. Η μπαταρία αποσβένεται στην 20ετία σε μπαταρίες χρήσιμης χωρητικότητας μικρότερης από 1 kWh/MWh φορτίου.



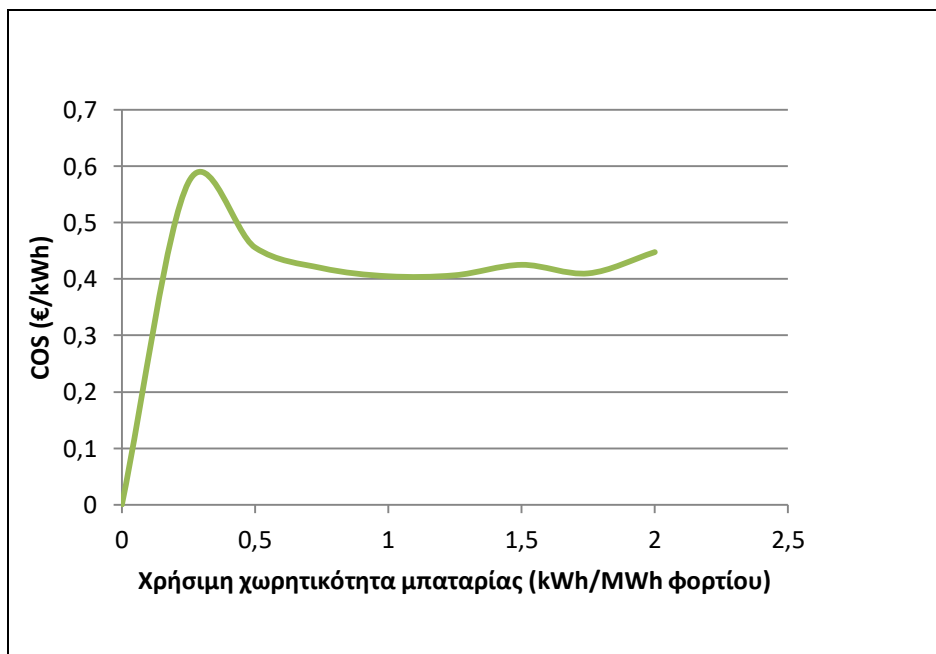
Σχήμα 8.13 SPBP VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

Στο Σχήμα 8.14, όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου παρατηρείται πως μεταβάλλεται ο δείκτης LCOS (εξίσωση (4.10)) αυξάνοντας τη χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Παρατηρείται ότι ελαχιστοποιείται για χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου. Αυτό συμβαίνει γιατί η αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας πάνω από 1 kWh/MWh φορτίου που επιφέρει μεγαλύτερο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης δεν συνεπάγεται και μεγαλύτερη εκφόρτιση ενέργειας από το σύστημα αποθήκευσης για τις ανάγκες του φορτίου. Μια μεγαλύτερη μπαταρία δεν γεμίζει.



Σχήμα 8.14 LCOS VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1MWh/MWh φορτίου

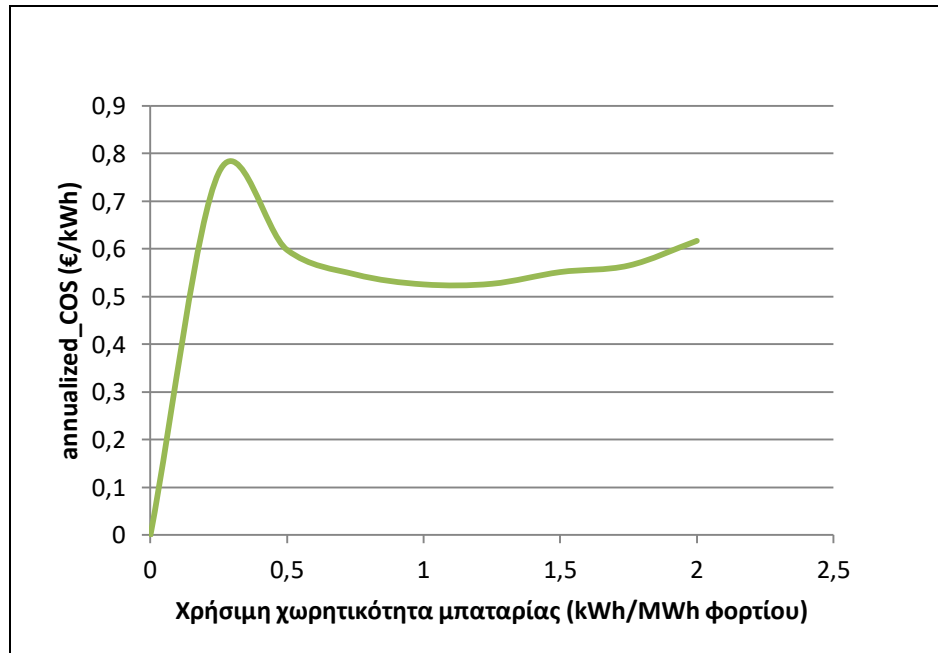
Στο Σχήμα 8.15, όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου παρατηρείται πως μεταβάλλεται ο δείκτης COS (εξίσωση (4.11)) αυξάνοντας τη χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Παρατηρείται ότι ελαχιστοποιείται για χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου. Αυτό συμβαίνει γιατί η αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας πάνω από 1 kWh/MWh φορτίου που επιφέρει μεγαλύτερο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης δεν συνεπάγεται και μεγαλύτερη εκφόρτιση ενέργειας από το σύστημα αποθήκευσης για τις ανάγκες του φορτίου. Μια μεγαλύτερη μπαταρία δεν γεμίζει.



Σχήμα 8.15 COS VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

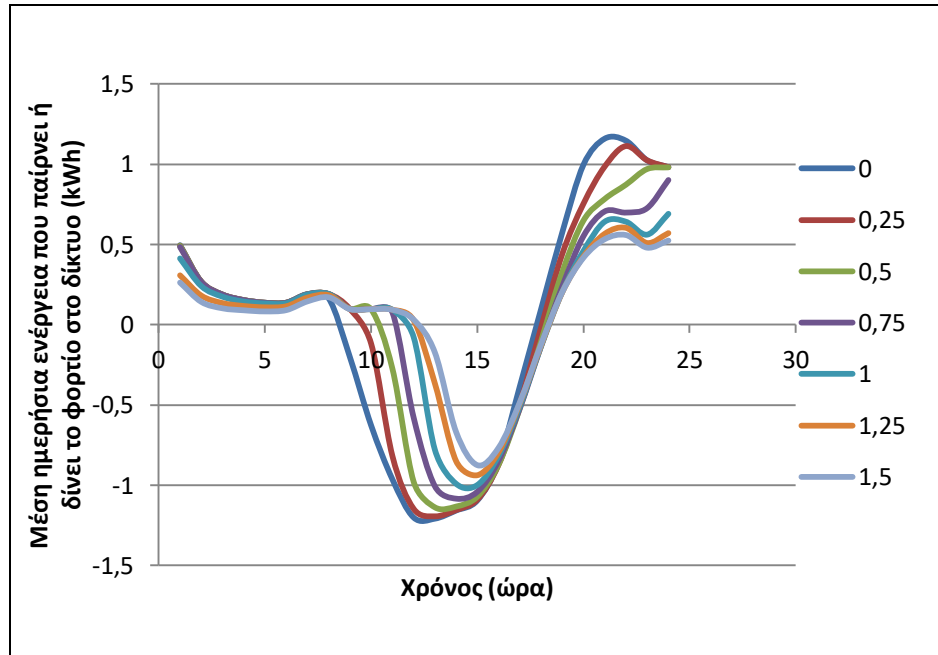
Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

Στο Σχήμα 8.16, όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου παρατηρείται πως μεταβάλλεται ο δείκτης $annual_COS$ (εξίσωση(4.12)) αυξάνοντας τη χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Παρατηρείται ότι ελαχιστοποιείται για χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου. Αυτό συμβαίνει γιατί η αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας πάνω από 1 kWh/MWh φορτίου που επιφέρει μεγαλύτερο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης δεν συνεπάγεται και μεγαλύτερη εκφόρτιση ενέργειας από το σύστημα αποθήκευσης για τις ανάγκες του φορτίου. Μια μεγαλύτερη μπαταρία δεν γεμίζει.



Σχήμα 8.16 $annualized_COS$ VS χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας συναρτήσει στρατηγική αντικατάστασης μπαταρίας

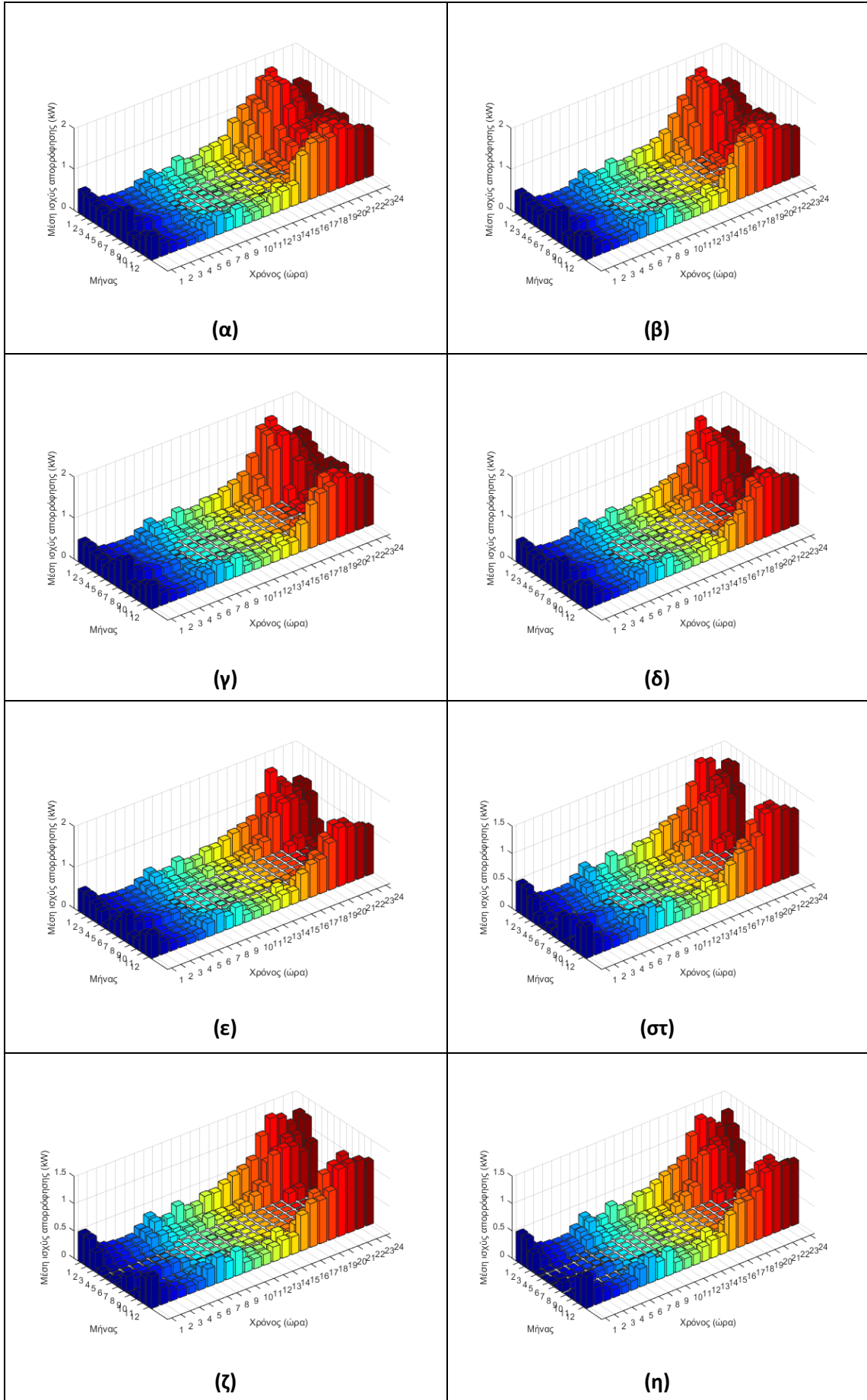
Στο Σχήμα 8.17 απεικονίζεται η μέση ημερήσια ενέργεια που απορροφά ή εγχέει το σύστημα αυτοπαραγωγής στο Δίκτυο, όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας. Με την ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής παρατηρείται η ενέργεια που ανταλλάσσει το ΦΒ με το Δίκτυο τις ώρες που δεν λειτουργεί το ΦΒ να μειώνεται και τις άλλες ώρες να είναι λιγότερο αρνητική ή ακόμη και θετική καθώς εγχέονται στο Δίκτυο μικρότερα ποσά ενέργειας αφού το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής αρχικά χρησιμοποιείται για να φορτίσει η μπαταρία.

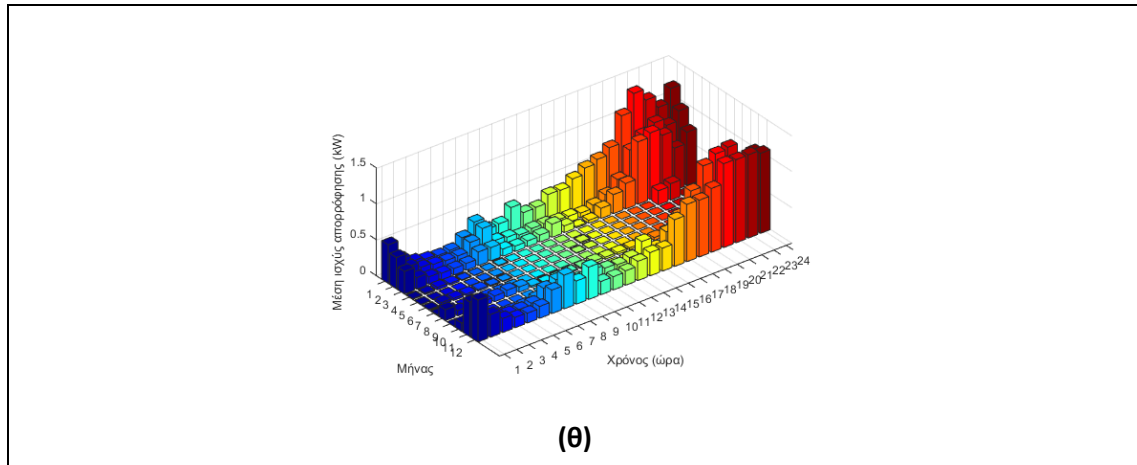


Σχήμα 8.17 Μέση ημερήσια ενέργεια που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο VS χρόνος συναρτήσει της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου

Στο Σχήμα 8.18 απεικονίζεται η μέση ισχύς απορρόφησης συναρτήσει της ώρας της ημέρας και του μήνα για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία που μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητά της. Η μέση ισχύς απορρόφησης με τη σύνδεση μόνο ΦΒ που απεικονίζεται στο Σχήμα 8.18α φαίνεται να μειώνεται σημαντικά μόνο τις ώρες λειτουργίας του ΦΒ (8 το πρωί με 7 το απόγευμα), ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες (Απρίλιος-Σεπτέμβριος). Μετά την προσθήκη μπαταρίας, σχήματα β-θ παρατηρείται μείωση και στις ώρες 8-10 το βράδυ. Όσο αυξάνεται η χρήσιμη χωρητικότητα, τόσο πιο μεγάλες είναι οι μειώσεις και η μείωση παρατηρείται και σε επόμενες ώρες. Από το σχήμα ε και μετά η μέση απορρόφηση μειώνεται και τις πρώτες πρωινές ώρες 1-5 το πρωί καθώς η μπαταρία δεν έχει αδειάσει τις προηγούμενες ώρες και εκφορτίζει ακόμη.

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

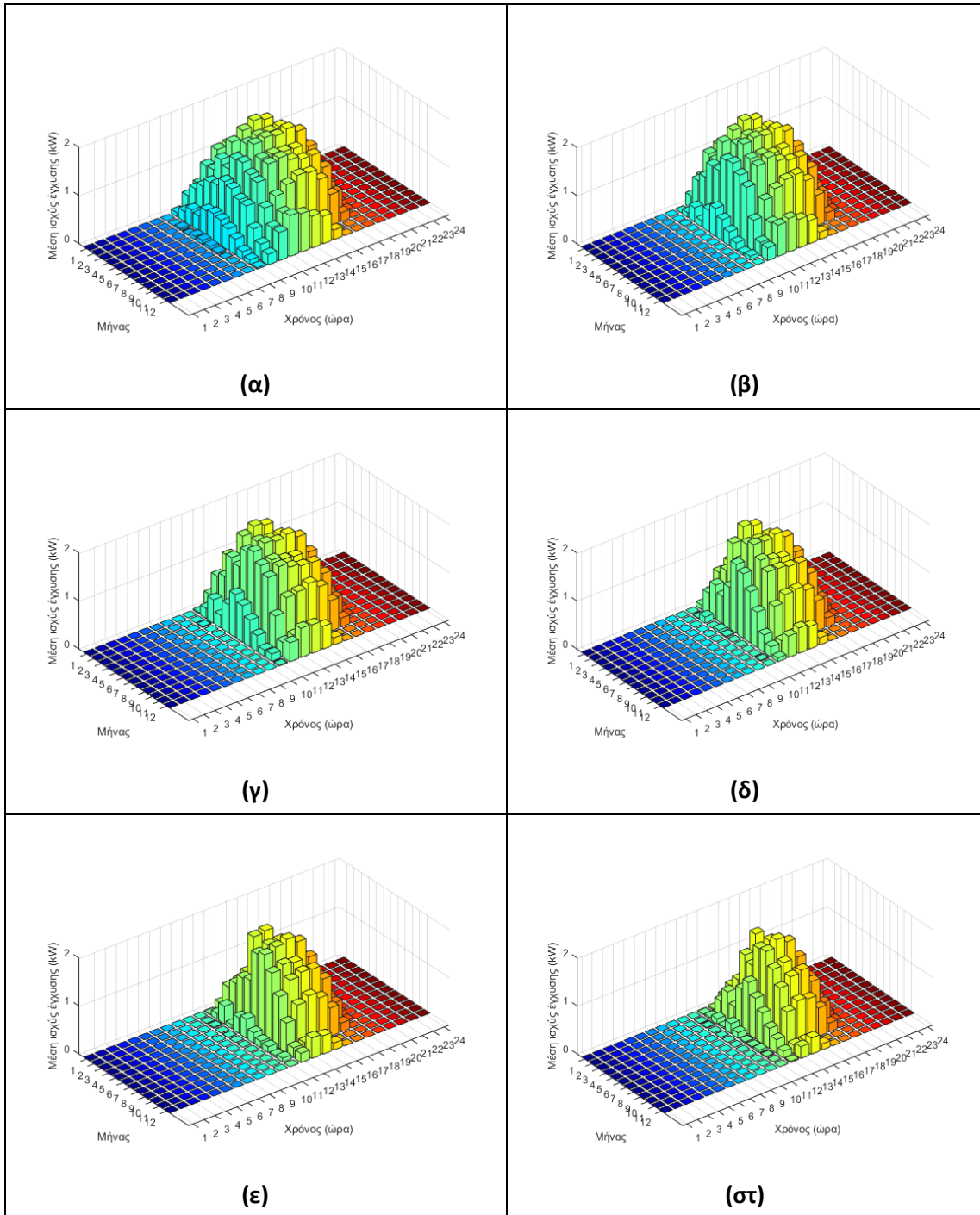


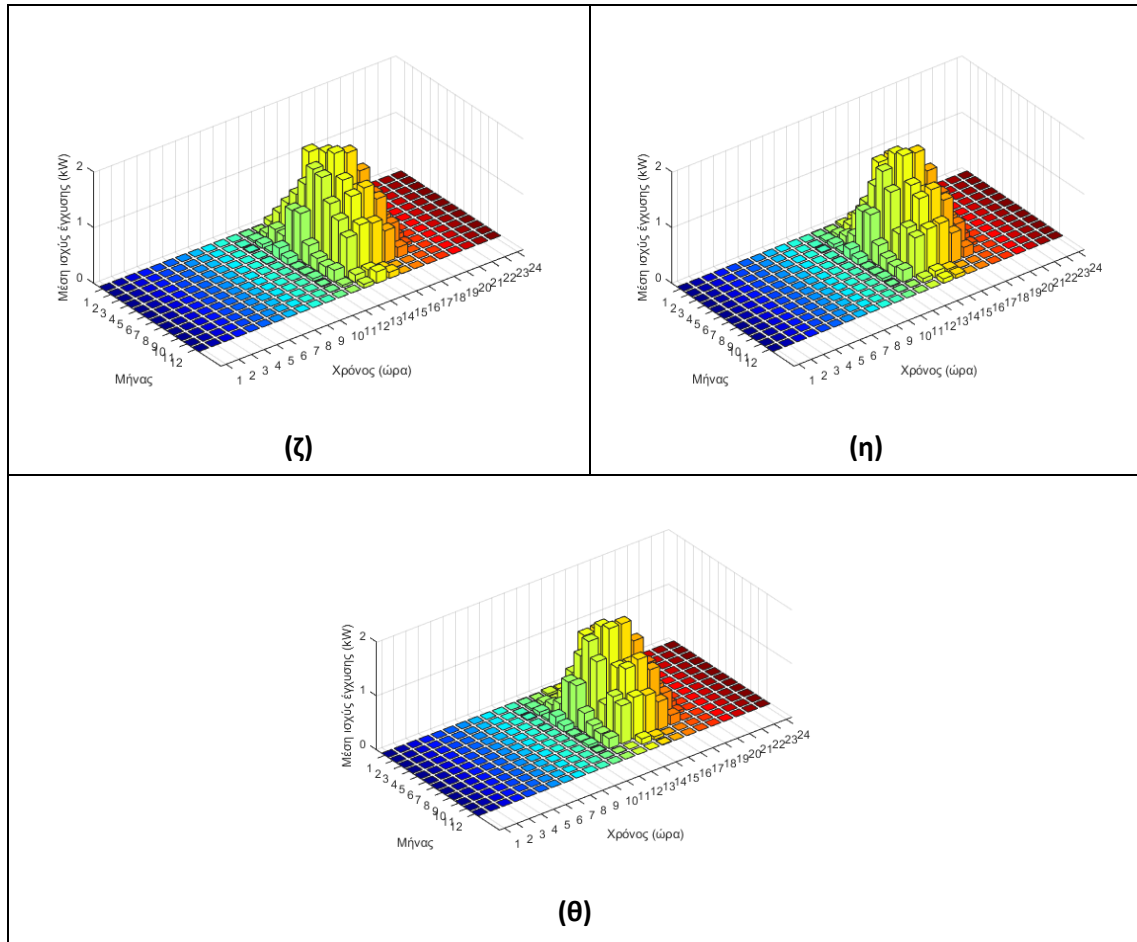


Σχήμα 8.18 Μέση ισχύς απορρόφησης VS χρόνου VS μήνα για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh κατανάλωσης και χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (α) 0 kWh/MWh κατανάλωσης (β) 0,25 kWh/MWh κατανάλωσης (γ) 0,5 kWh/MWh κατανάλωσης (δ) 0,75 kWh/MWh κατανάλωσης (ε) 1 kWh/MWh κατανάλωσης (στ) 1,25 kWh/MWh κατανάλωσης (ζ) 1,5 kWh/MWh κατανάλωσης (η) 1,75 kWh/MWh κατανάλωσης (θ) 2 kWh/MWh κατανάλωσης.

Στο Σχήμα 8.19 απεικονίζεται η μέση ισχύς έγχυσης συναρτήσσει της ώρας της ημέρας και του μήνα για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία που μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητά της. Η μέση ισχύς έγχυσης εμφανίζεται τις ώρες ηλιοφάνειας. Με την ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής η έγχυση περιορίζεται τις ώρες ηλιοφάνειας 8-11 το πρωί. Όσο μεγαλύτερη είναι η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας τόσο πιο μεγάλες είναι οι μειώσεις και η μείωση παρατηρείται και σε επόμενες ώρες. Από το Σχήμα 8.19ε (χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh) και μετά παρατηρείται μείωση της μέσης έγχυσης και μετά τις 12 το μεσημέρι καθώς η μπαταρία χρειάζεται περισσότερη ενέργεια από το Δίκτυο για να φορτιστεί. Παρατηρείται ότι ενώ η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh περιορίζει την έγχυση σημαντικά μέχρι τις 1 το μεσημέρι, η μεταβολή της σε 1,5-2 kWh/MWh επιφέρει οριακή μείωση στην έγχυση μετά τις 2 το μεσημέρι. Αυτό συμβαίνει γιατί οι μπαταρίες είναι μεγάλες και δεν προλαβαίνουν να εκφορτιστούν μέχρι την επόμενη φόρτιση.

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

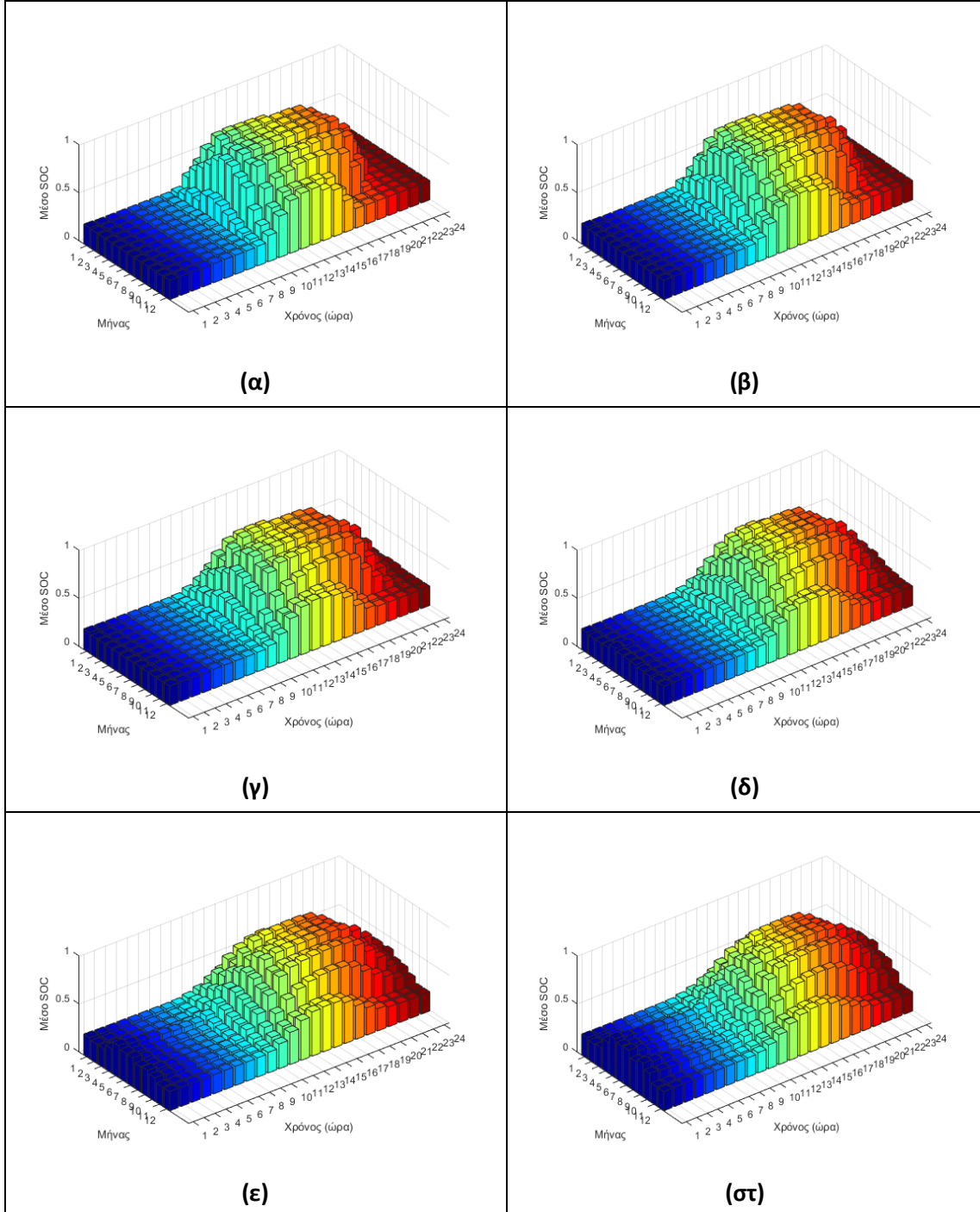


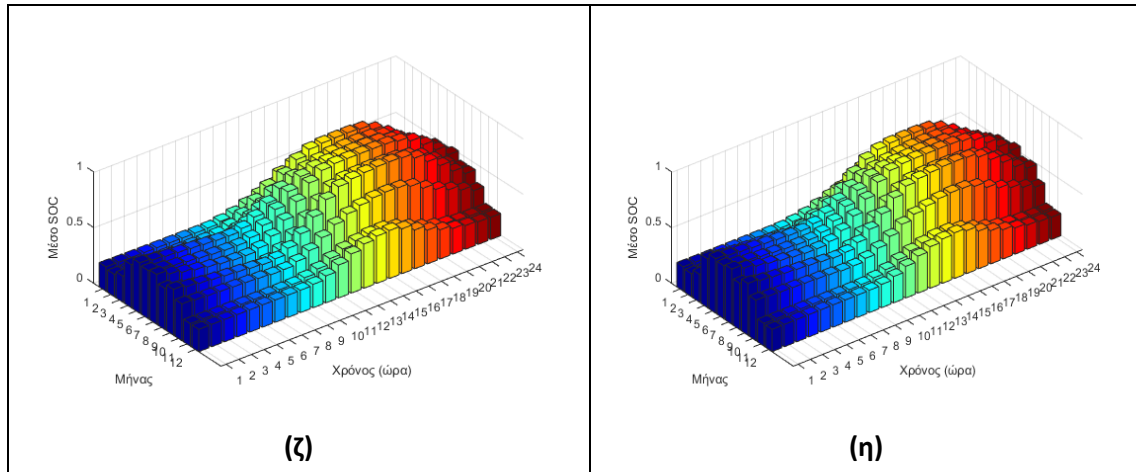


Σχήμα 8.19 Μέση ισχύς έγχυσης VS χρόνου VS μήνα για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh κατανάλωσης και χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (α) 0 kWh/MWh κατανάλωσης (β) 0,25 kWh/MWh κατανάλωσης (γ) 0,5 kWh/MWh κατανάλωσης (δ) 0,75 kWh/MWh κατανάλωσης (ε) 1 kWh/MWh κατανάλωσης (στ) 1,25 kWh/MWh κατανάλωσης (ζ) 1,5 kWh/MWh κατανάλωσης (η) 1,75 kWh/MWh κατανάλωσης (θ) 2 kWh/MWh κατανάλωσης.

Στο Σχήμα 8.20 απεικονίζεται το μέσο SOC της μπαταρίας συναρτήσεως της ώρας της ημέρας και του μήνα για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία που μεταβάλλεται η χρήσιμη χωρητικότητά της. Παρατηρείται ότι η μπαταρία φορτίζει πλήρως τους καλοκαιρινούς μήνες που υπάρχει πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής. Όσο μεγαλύτερη είναι η μπαταρία χρειάζεται περισσότερη ενέργεια για να φορτίσει και επομένως περισσότερες ώρες. Η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 0,25 kWh/MWh φορτίζει τις ώρες 8-11 ενώ η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίζει τις ώρες 8-14. Τέλος, παρατηρείται ότι σε χρήσιμες χωρητικότητες μπαταρίας μεγαλύτερες από 1 kWh/MWh η μπαταρία εκφορτίζει και τις πρώτες πρωινές ώρες 1-5 το πρωί καθώς η μπαταρία δεν έχει αδειάσει τις προηγούμενες ώρες και εκφορτίζει ακόμη. Οι μεγάλες μπαταρίες 1,5-2 kWh/MWh δεν εκφορτίζονται πλήρως πριν περάσουν στην επόμενη λειτουργία φόρτισης.

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας





Σχήμα 8.20 Μέσο SOC VS χρόνου VS μήνα για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh κατανάλωσης και χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (α) 0,25 kWh/MWh κατανάλωσης (β) 0,5 kWh/MWh κατανάλωσης (γ) 0,75 kWh/MWh κατανάλωσης (δ) 1 kWh/MWh κατανάλωσης (ε) 1,25 kWh/MWh κατανάλωσης (στ) 1,5 kWh/MWh κατανάλωσης (ζ) 1,75 kWh/MWh κατανάλωσης (η) 2 kWh/MWh κατανάλωσης.

Στον Πίνακα 8.1 παρουσιάζονται δείκτες που σχετίζονται με τη μείωση της απορρόφησης και έγχυσης ενέργειας μετά τη σύνδεση μπαταρίας. Ο δείκτης flattening_PV_injection (εξίσωση (4.48)) αφορά τη δυνατότητα του αυτοπαραγωγού με την ενσωμάτωση μπαταρίας να εγχείει μικρότερες ποσότητες ενέργειας στο Δίκτυο ετησίως. Παρατηρείται ότι στο βασικό σενάριο (ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου) η εγχεόμενη ενέργεια μειώνεται κατά 44% σε σχέση με την εγχεόμενη ενέργεια όταν δεν υπήρχε μπαταρία. Οι δείκτες flattening_Demand_1 (εξίσωση (4.42)) και flattening_Demand_2 (εξίσωση (4.43)) εκφράζουν τη δυνατότητα του αυτοπαραγωγού με την ενσωμάτωση μπαταρίας να περιορίσει την εξάρτηση του από το Δίκτυο και να απορροφά λιγότερη ενέργεια ετησίως. Οι δείκτες flattening_EnergyFlow_1 (εξίσωση (4.51)) και flattening_EnergyFlow_2 (εξίσωση (4.52)) εκφράζουν την μείωση στην ετήσια ενέργεια που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας. Στο βασικό σενάριο (ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου) η ενέργεια που ανταλλάσσεται με το Δίκτυο μειώνεται κατά 31% σε σχέση με την απορροφώμενη ενέργεια απλού καταναλωτή και 19% σε σχέση με την ενέργεια που ανταλλάσσει με το Δίκτυο αυτοπαραγωγός μόνο με ΦΒ.

Πίνακας 8.1 Μειώσεις έγχυσης και απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβλητή χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας

Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh/ MWh φορτίου)	flattening_PV_injection (%)	flattening_Demand_1 (%)	flattening_Demand_2 (%)	flattening_EnergyFlow_1 (%)	flattening_EnergyFlow_2 (%)
0	0,00	31,03	0,00	-12,45	0,00
0,25	13,10	38,36	10,63	-2,62	5,08
0,5	24,09	44,51	19,54	7,90	6,91
0,75	34,58	50,38	28,06	19,36	5,00
1	44,39	55,88	36,02	31,34	19,10
1,25	52,52	60,43	42,63	41,07	12,49
1,5	57,64	63,31	46,80	47,39	21,87

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

Αν και ένα ΦΒ σύστημα μειώνει τη συνολική ενέργεια που απορροφάται από το Δίκτυο δεν μπορεί να μειώσει αποτελεσματικά τις αιχμές ζήτησης του νοικοκυριού. Για αυτό και μελετάται πως η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής μπορεί να μειώσει το 10% των δεκαπενταλέπτων του έτους με τις μεγαλύτερες τιμές ισχύος απορρόφησης. Χρησιμοποιούνται οι δείκτες `peak_shaving_demand_1` (εξίσωση (4.44)) και `peak_shaving_demand_2` (εξίσωση (4.45)) με τη διαφορά ότι ο πρώτος υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνει η ενσωμάτωση μπαταρίας σε σχέση με την περίπτωση του απλού καταναλωτή ενώ ο δεύτερος σε σχέση με αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Επιπλέον, μελετάται και μείωση της ισχύος απορρόφησης στις 8-10 το βράδυ που οι οικιακοί καταναλωτές εμφανίζουν αυξημένες απαιτήσεις με τη βοήθεια των δεικτών `peak_shaving_demand_1_20_22` (εξίσωση (4.46)) και `peak_shaving_demand_2_20_22` (εξίσωση (4.47)) με τη διαφορά ότι ο πρώτος υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνει η ενσωμάτωση μπαταρίας σε σχέση με την περίπτωση του απλού καταναλωτή ενώ ο δεύτερος σε σχέση με αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.2. Όπως φαίνεται η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής επιφέρει επιπλέον μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης 16,5-21% και στις τιμές ισχύος απορρόφησης 8-10 το βράδυ 44-53% για μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1-1,5 kWh/MWh φορτίου.

Πίνακας 8.2 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβλητή χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας

Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh/ MWh φορτίου)	<code>peak_shaving_demand_1 (%)</code>	<code>peak_shaving_demand_2 (%)</code>	<code>peak_shaving_demand_1_20_22 (%)</code>	<code>peak_shaving_demand_2_20_22 (%)</code>
0	8,70	0,00	0,23	0,00
0,25	12,07	3,69	9,19	8,99
0,5	15,58	7,54	28,36	28,20
0,75	19,53	11,86	39,23	39,09
1	23,73	16,47	44,47	44,34
1,25	26,42	19,41	49,38	49,27
1,5	28,00	21,14	52,76	52,66

Επιπλέον, η ισχύς που εγχέει το ΦΒ στο Δίκτυο μπορεί να προκαλέσει ανύψωση τάσης στη γραμμή λόγω της αντίστροφης ροής ισχύος από το ΦΒ στο Δίκτυο. Οπότε πρέπει να μελετηθεί κατά πόσο η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής μπορεί να μειώσει το 10% των δεκαπενταλέπτων του έτους με τις μεγαλύτερες τιμές ισχύος έγχυσης. Χρησιμοποιείται ο δείκτης `peak_shaving_injection` (εξίσωση (4.49)) που υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνει η ενσωμάτωση μπαταρίας σε σχέση με αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Μελετάται και η μείωση της ισχύος έγχυσης στις 11-15 που το ΦΒ παράγει μεγάλες τιμές ισχύος με τη βοήθεια του δείκτη `peak_shaving_injection_11_15` (εξίσωση (4.50)) που υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνει η ενσωμάτωση μπαταρίας σε σχέση με την περίπτωση αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.3. Όπως φαίνεται η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής επιφέρει επιπλέον μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης 9-23% και στις τιμές ισχύος έγχυσης 11-15 το μεσημέρι 37-59% για μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1-1,5 kWh/MWh φορτίου. Το γεγονός ότι με τη μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1,5 kWh/MWh φορτίου επιτυγχάνεται

σημαντική βελτίωση στους δείκτες. Αυτό οφείλεται στη στρατηγική φόρτισης που επιβάλλει η μπαταρία να αρχίζει να φορτίζει αμέσως μόλις εμφανιστεί το πρώτο πλεόνασμα ηλιακής ενέργειας στην αρχή της ημέρας. Ειδικά τις μέρες με υψηλή ηλιοφάνεια, αυτό έχει σαν αποτέλεσμα οι μικρότερες μπαταρίες να είναι πλήρως φορτισμένες πριν το μεσημέρι που η έγχυση στο Δίκτυο είναι μεγάλη.

Πίνακας 8.3 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβλητή χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας

Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh/ MWh φορτίου)	peak_shaving_injection (%)	peak_shaving_injection_11_15 (%)
0	0,00	0,00
0,25	0,09	3,48
0,5	0,54	8,71
0,75	3,09	20,57
1	8,98	37,35
1,25	16,48	51,33
1,5	23,04	59,90

8.4 Συμπεράσματα

Από την παραμετρική ανάλυση που πραγματοποιήθηκε προκύπτουν τα παρακάτω βασικά συμπεράσματα.

Όταν έχει συνδεθεί μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου και μεταβάλλεται μόνο η ισχύς του ΦΒ:

- Η Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) και η Απόδοση Επένδυσης (ROI) δεν λαμβάνουν ποτέ θετικές τιμές. Η σύνδεση του ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου έχει σαν αποτέλεσμα τη μικρότερη ζημία για τον αυτοπαραγωγό. Η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP) είναι πάντα μεγαλύτερη από 20 έτη. Επομένως, η ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης στο σύστημα αυτοπαραγωγής με ΦΒ δεν αποσβένεται ποτέ στη διάρκεια της εικοσαετίας και δεν επιφέρει κέρδος για οποιοδήποτε μέγεθος ΦΒ.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS) για τον αυτοπαραγωγό με ΦΒ που παράγει 0,5-2 MWh/MWh φορτίου κυμαίνεται περί 0,48-0,72 €/kWh. Είναι πολύ υψηλή σε σύγκριση με τη λιανική τιμή αγοράς ΗΕ από το Δίκτυο που έχει υπολογιστεί στα 0,21 €/kWh. Άρα, για να συμφέρει η σύνδεση συστήματος αποθήκευσης πρέπει να μειωθεί το κόστος του και να μπορεί να παρέχει ενέργεια στο φορτίο με χαμηλότερο κόστος.

Όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και μεταβάλλεται μόνο η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας:

- Η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 0,25 kWh/MWh φορτίου επιφέρει οριακά κέρδος, θετική Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) και Απόδοση Επένδυσης (ROI). Η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP) είναι 12,5 έτη. Από την άλλη η σύνδεση μπαταρίας με χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου (σενάριο αναφοράς) λαμβάνει αρνητικές τιμές Καθαρής Παρούσας Αξίας και Απόδοσης Επένδυσης και δεν αποσβένεται στην εικοσαετία.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS) για τον αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία με χρήσιμη χωρητικότητα 0,25-2 kWh/MWh φορτίου κυμαίνεται περί 0,52-0,76 €/kWh και το Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (COS) για τις ίδιες χωρητικότητες είναι 0,4-0,57 €/kWh. Είναι πολύ υψηλή σε σύγκριση με τη λιανική τιμή αγοράς ΗΕ από το Δίκτυο που έχει υπολογιστεί στα 0,21 €/kWh. Άρα, για να συμφέρει η σύνδεση συστήματος αποθήκευσης πρέπει να μειωθεί το κόστος του και να μπορεί να παρέχει ενέργεια στο φορτίο με χαμηλότερο κόστος. Ελαχιστοποιείται για χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου. Αυτό συμβαίνει γιατί η αύξηση της χωρητικότητας της μπαταρίας πάνω από 1 kWh/MWh φορτίου που επιφέρει μεγαλύτερο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης δεν συνεπάγεται και μεγαλύτερη εκφόρτιση ενέργειας από το σύστημα αποθήκευσης για τις ανάγκες του φορτίου. Μια μεγαλύτερη μπαταρία δεν γεμίζει.
- Όσο αυξάνεται η χωρητικότητα της μπαταρίας τόσο μειώνεται η απορρόφηση και η έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο (Σχήμα 8.17, Σχήμα 8.18, Σχήμα 8.19).
- Η ισχύς απορρόφησης με τη σύνδεση μόνο ΦΒ μειώνεται σημαντικά μόνο τις ώρες λειτουργίας του ΦΒ (8 το πρωί με 7 το απόγευμα), ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες (Απρίλιος-Σεπτέμβριος). Μετά την προσθήκη μπαταρίας, μειώνεται και τις ώρες 8-10 το βράδυ. Όσο αυξάνεται η χρήσιμη χωρητικότητα, τόσο πιο μεγάλες είναι οι μειώσεις απορρόφησης και η μείωση παρατηρείται και σε επόμενες ώρες. Αν η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας που συνδέεται είναι από 1 kWh/MWh φορτίου και πάνω η απορρόφηση μειώνεται και τις πρώτες πρωινές ώρες 1-5 το πρωί καθώς η μπαταρία δεν έχει αδειάσει τις προηγούμενες ώρες και εκφορτίζει ακόμη.
- Όσο μεγαλύτερη είναι η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας τόσο πιο μεγάλες είναι οι μειώσεις έγχυσης και η μείωση παρατηρείται και σε επόμενες ώρες. Αν η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας που συνδέεται είναι από 1 kWh/MWh φορτίου και πάνω παρατηρείται μείωση της μέσης έγχυσης και μετά τις 12 το μεσημέρι καθώς η μπαταρία χρειάζεται περισσότερη ενέργεια από το Δίκτυο για να φορτιστεί. Παρατηρείται ότι ενώ η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh περιορίζει την έγχυση σημαντικά μέχρι τις 1 το μεσημέρι, η μεταβολή της σε 1,5-2 kWh/MWh επιφέρει οριακή μείωση στην έγχυση μετά τις 2 το μεσημέρι. Αυτό συμβαίνει γιατί οι μπαταρίες είναι μεγάλες και δεν προλαβαίνουν να εκφορτιστούν μέχρι την επόμενη φόρτιση.
- Η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής επιφέρει επιπλέον μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης 16,5-21% και στις τιμές ισχύος απορρόφησης 8-10 το βράδυ 44-53% για μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1-1,5 kWh/MWh φορτίου.

Παραμετρική ανάλυση του συστήματος ΦΒ-μπαταρίας

- Η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής επιφέρει επιπλέον μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης 9-23% και στις τιμές ισχύος έγχυσης 11-15 το μεσημέρι 37-59% για μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1-1,5 kWh/MWh φορτίου.

Κεφάλαιο 9

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

9.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό, υιοθετείται ως βασικό σενάριο για τη μοντελοποίηση του συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ και σύστημα αποθήκευσης, αυτό που περιγράφεται στην ενότητα 7.1 με διαστασιολόγηση του αντιστροφέα μπαταρίας 2 kW, της ΦΒ παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου και της χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου (σενάριο αναφοράς). Μεταβάλλεται ο μηχανισμός γήρανσης της μπαταρίας, ο μηχανισμός γήρανσης της μπαταρίας σε συνδυασμό με τη χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας, η τιμή της χρέωση προμήθειας σε συνδυασμό με το κόστος μπαταρίας, το ποσοστό επιδότησης στην αγορά συστήματος αποθήκευσης⁶⁰ και παρατηρείται η επίδραση τους σε οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά της επένδυσης.

Ο Πίνακας 9.1 περιλαμβάνει τις μεταβλητές εισόδου που αφορούν τα κόστη και τα χαρακτηριστικά του συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία τόσο ιόντων λιθίου όσο και μολύβδου οξέος.

Πίνακας 9.1 Μεταβλητές εισόδου για την προσομοίωση της λειτουργίας μπαταρίας είτε ιόντων λιθίου είτε μολύβδου οξέος στο οικιακό σύστημα ΦΒ-μπαταρίας

	Μπαταρία Ιόντων λιθίου	Μπαταρία Μολύβδου οξέος
	Κόστη	
Αγορά μπαταρίας ⁶¹	400 €/kWh	150 €/kWh
Αντικατάσταση μπαταρίας	5% / 2,5% ⁶²	
Αντιστροφέα μπαταρίας	300 €/kW	
Εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης ⁶³	15%	
Σύνδεση μπαταρίας στο Δίκτυο	400 €	
ΦΠΑ	24%	
	Δεδομένα μπαταρίας	
DOD	70%	40%
SOC	20%-90%	40-80%
Συνολικός βαθμός απόδοσης μπαταρίας	81%	

⁶⁰ Στο βασικό σενάριο ο αυτοπαραγωγός επιβαρύνεται 100% το κόστος του συστήματος αποθήκευσης.

⁶¹ Το κόστος της μπαταρίας υπολογίζεται με την ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

⁶² Το κόστος της μπαταρίας πέφτει 5% το χρόνο για τα πρώτα 10 χρόνια και στη συνέχεια 2,5% το χρόνο.

⁶³ Το ποσοστό εφαρμόζεται στο κόστος μπαταρίας και αντιστροφέα της.

9.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το μηχανισμό γήρανσης

Οι διαφορετικοί μηχανισμοί γήρανσης που περιγράφονται στο κεφάλαιο 5.5.3 προσομοιώνονται για το σενάριο οικιακού συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ παραγωγή 1 MWh/ MWh φορτίου και μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/ MWh φορτίου. Σκοπός είναι να αξιολογηθεί πως η διάρκεια ζωής και η μείωση της ικανότητας αποθήκευσης της μπαταρίας που διαφέρουν στα μοντέλα που συναντώνται στη διεθνή βιβλιογραφία επηρεάζουν τη λειτουργία της μπαταρίας. Η αρίθμηση 1-13 που χρησιμοποιείται στη συνέχεια αντιστοιχεί στην αρίθμηση τους στην ενότητα 5.5.3. Ο αριθμός 3 είναι ο μηχανισμός που χρησιμοποιήθηκε στο σενάριο αναφοράς.

Στο Σχήμα 9.1 φαίνεται ότι η διάρκεια ζωής μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα 6-16,5 έτη. Τα 16,5 έτη αντιστοιχούν στο σενάριο αναφοράς. Αντίστοιχα, η διάρκεια ζωής μίας μπαταρίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα 4-11,5 έτη.



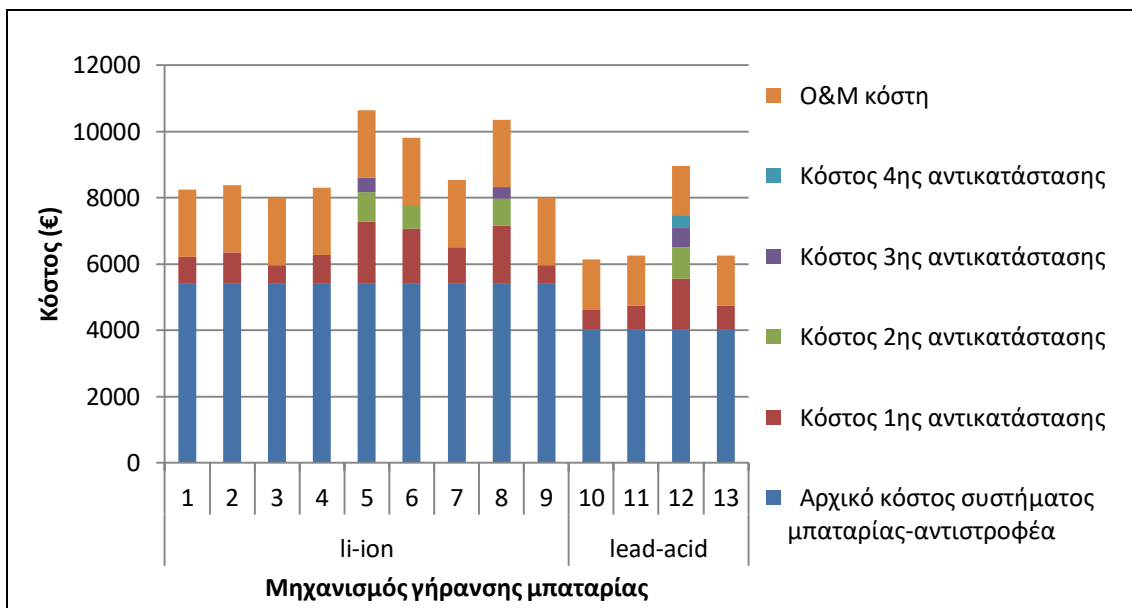
Σχήμα 9.1 Διάρκεια ζωής μπαταρίας VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Στο Σχήμα 9.2 παρατηρείται ότι το αρχικό κόστος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου είναι 5424 € και η 1^η αντικατάσταση κυμαίνεται στα 534-1850 €⁶⁴. Όσο πιο σύντομα στη διάρκεια της 20ετίας αντικατασταθεί η μπαταρία τόσο πιο μεγάλο είναι το κόστος αντικατάστασης λόγω της πτώσης των τιμών της μπαταρίας με την πάροδο του χρόνου που δίνεται από τη σχέση (5.9). Παρόλο που η διάρκεια ζωής στους μηχανισμούς γήρανσης 1, 2, 3, 7 και 9 κυμαίνεται στα 10-16,5 έτη, το συνολικό κόστος του συστήματος είναι στα ίδια επίπεδα επειδή η αντικατάσταση πραγματοποιείται μετά την 10ετία που οι τιμές στη μπαταρία μειώνονται πιο αργά και έτσι το κόστος αντικατάστασης κυμαίνεται στα 534-1087 €. Όπως φαίνεται και από το Σχήμα 9.1, ο μηχανισμός γήρανσης 6 προϋποθέτει και 2^η αντικατάσταση και οι μηχανισμοί 5 και 8 3 αντικαταστάσεις. Όσον αφορά τη μπαταρία μολύβδου, το αρχικό κόστος συστήματος αποθήκευσης είναι 4025 € και η 1^η αντικατάσταση

⁶⁴ Τα κόστη αντικατάστασης και τα κόστη συντήρησης έχουν υπολογιστεί σε παρούσες αξίες με επιτόκιο αναγωγής 5%.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

κυμαίνεται στα 614-1530 €. Επιπλέον ο μηχανισμός 12 χρειάζεται συνολικά 4 αντικαταστάσεις.

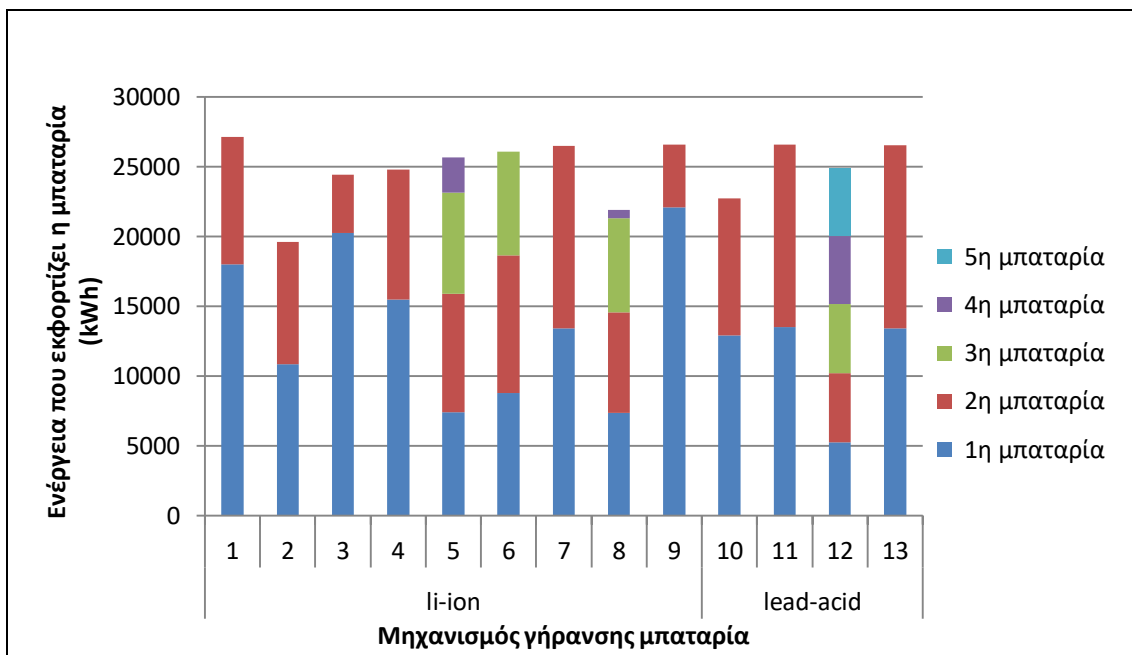


Σχήμα 9.2 Κόστος VS Μηχανισμός γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Στο Σχήμα 9.3 απεικονίζεται η ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης που χρησιμοποιείται για να καλύψει τις ανάγκες του φορτίου στα 20 χρόνια λειτουργίας του συστήματος⁶⁵. Παρατηρείται ότι στη διάρκεια των 20 ετών η ενέργεια που χρησιμοποιείται για τις ανάγκες του φορτίου από τη μπαταρία είναι μικρότερη στο μηχανισμό γήρανσης 2 που η μπαταρία για να αντικατασταθεί πρέπει η χρήσιμη χωρητικότητα της να πέσει στο 20% της ονομαστικής και έτσι λειτουργεί με πολύ μικρότερη ικανότητα να προσφέρει ενέργεια στο φορτίο σε σχέση με τους περισσότερους μηχανισμούς που αν η χωρητικότητά τους πέσει στο 80% της ονομαστικής αντικαθίστανται. Και στο μηχανισμό 8 εκφορτίζεται μικρότερη ποσότητα ενέργειας καθώς η μπαταρία λειτουργεί μέχρι το 60% της ονομαστικής της χωρητικότητας. Οι μικρές διαφορές στους άλλους στον τρόπο υλοποίησης της γήρανσης. Η μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας εκφορτίζεται στους μηχανισμούς 1, 7 και 9 καθώς δεν υπάρχει υποβάθμιση της χωρητικότητας και η μπαταρία λειτουργεί συνεχώς με την ονομαστική. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς η ποσότητα που εκφορτίζεται στην 20ετία είναι μειωμένη σε σχέση με τους άλλους μηχανισμούς εκτός του 2 και 8 αφού σε όλη τη διάρκεια ζωής της λαμβάνεται μικρότερο παράθυρο λειτουργίας για να προσομοιωθεί η γήρανση της. Όσον αφορά τη μπαταρία μολύβδου οξέος οι μηχανισμοί 11 και 13 στους οποίους η μπαταρία λειτουργεί συνεχώς με την ονομαστική της χωρητικότητα δίνουν στο φορτίο τη μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας. Στο μηχανισμό 10 εκφορτίζεται μικρότερη ποσότητα ενέργειας καθώς η μπαταρία λειτουργεί μέχρι το 60% της ονομαστικής της χωρητικότητας.

⁶⁵ Έχει υπολογιστεί με απλή πρόσθεση της ενέργειας που λαμβάνει το φορτίο από το σύστημα αποθήκευσης για τα 20 χρόνια λειτουργίας του.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



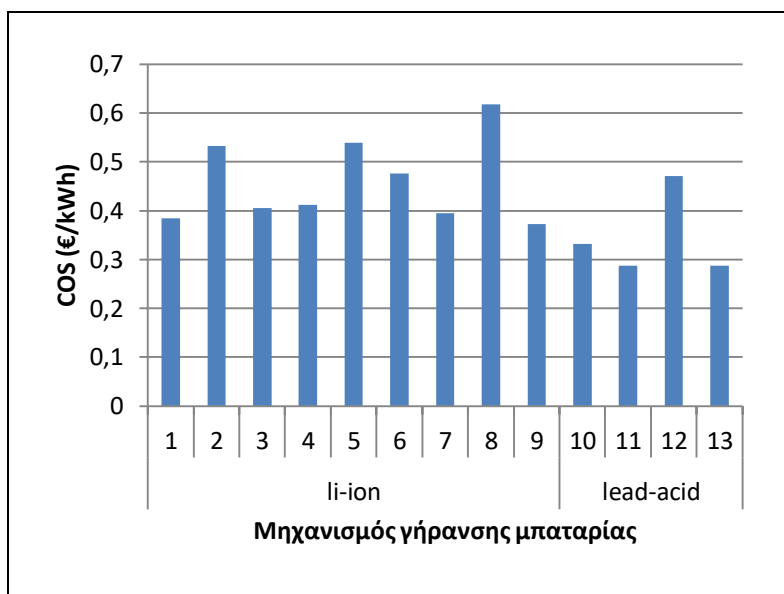
Σχήμα 9.3 Ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία VS μηχανισμός γήρανσης μπαταρίας

Το Σχήμα 9.4 προκύπτει εύκολα από το Σχήμα 9.2 και το Σχήμα 9.3 και απεικονίζει το LCOS (εξίσωση (4.10)). Λαμβάνει τιμές 0,48-0,75 €/kWh για μπαταρία λιθίου και 0,38-0,58 €/kWh για μολύβδου οξέος. Στο μηχανισμό γήρανσης 2 παρατηρείται ότι παρότι το κόστος συστήματος αποθήκευσης είναι στο ίδιο επίπεδο με το μηχανισμό 1 επειδή η μπαταρία δεν μπορεί να παρέχει ενέργεια στο φορτίο αυξάνεται κατά πολύ το LCOS. Στους μηχανισμούς 5, 6, 8 πραγματοποιούνται περισσότερες από 2 αντικαταστάσεις οπότε το κόστος είναι αυξημένο αυξάνεται και το LCOS. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς το LCOS είναι 0,52 €/kWh, πολύ κοντά με τους μηχανισμούς 1, 4, 7 και 9.

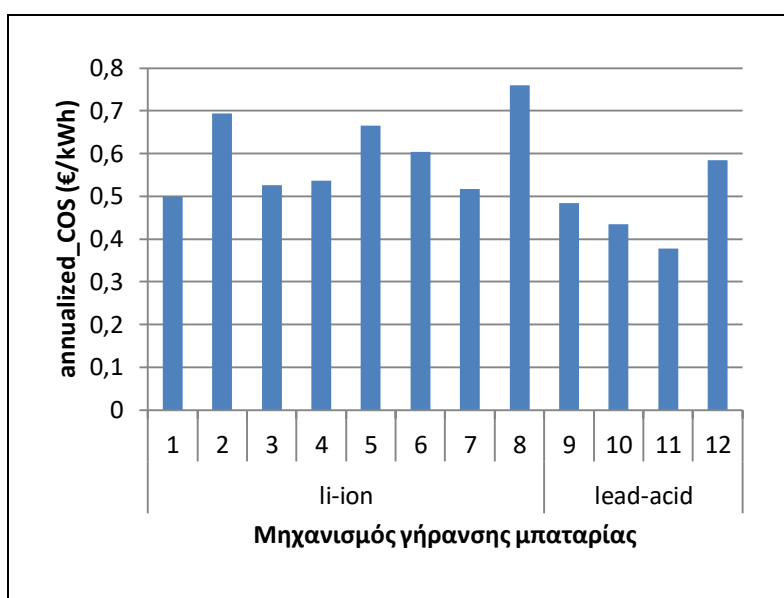


Σχήμα 9.4 LCOS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρησιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.5 COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

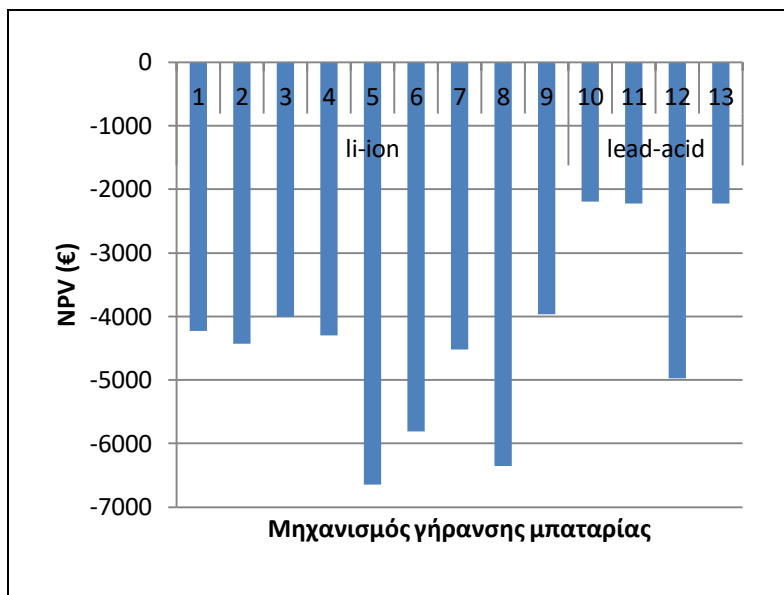


Σχήμα 9.6 annualized_COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Οι οικονομικοί δείκτες Καθαρά Παρούσα Αξία και Απόδοση Επένδυσης αξιολογούν το κέρδος που επιφέρει η σύνδεση του συνολικού συστήματος ΦΒ και μπαταρίας σε έναν απλό οικιακό καταναλωτή.

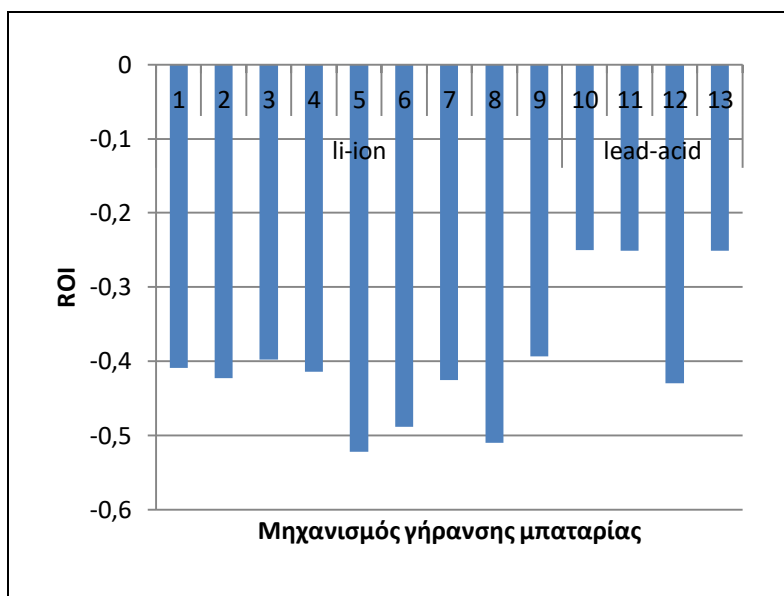
Στο Σχήμα 9.7 φαίνεται ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -6646 με -3967 €. Αντίστοιχα, η Καθαρά Παρούσα Αξία με μπαταρία μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα -4976 με -2190 €. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς η Καθαρά Παρούσα Αξία είναι στα -4007 €, η μεγαλύτερη για μπαταρία λιθίου μετά την 9 αλλά πλεονεκτεί έναντι αυτής αφού λαμβάνει υπόψη και την υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.7 NPV VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Στο Σχήμα 9.8 φαίνεται ότι η Απόδοση επένδυσης με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -0,53 με -0,4. Αντίστοιχα, η Απόδοση επένδυσης με μπαταρία μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα -0,43 με -0,25. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς η Απόδοση επένδυσης είναι -0,4.

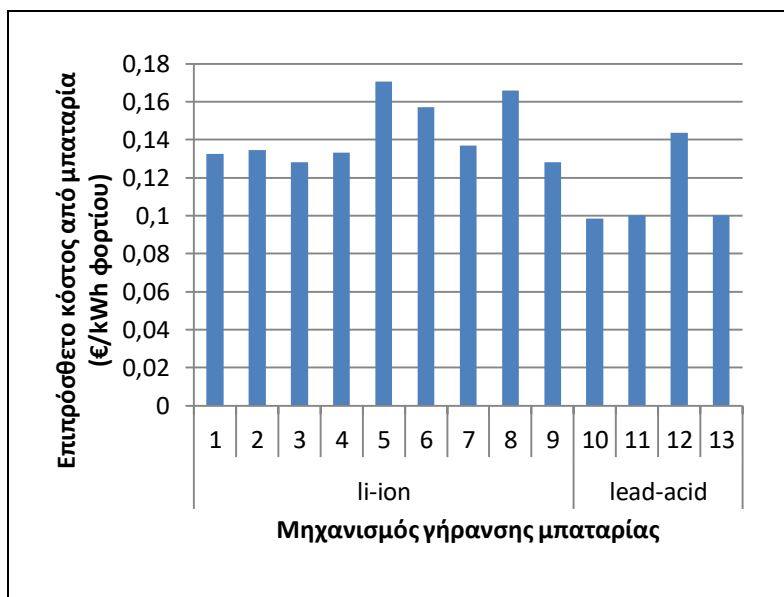


Σχήμα 9.8 ROI VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Το Σχήμα 9.9 απεικονίζει το ετήσιο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης (εξίσωση(5.13)) σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση. Το κόστος που επιβαρύνεται ο αυτοπαραγωγός για το σύστημα αποθήκευσης εξαρτάται μόνο από τις τιμές της μπαταρίας και είναι πιο μεγάλο σε αυτή που αντικαθίσταται περισσότερες φορές. Αν τελικά χρειαστεί ο ίδιος αριθμός μπαταριών, όσο πιο σύντομα στη διάρκεια της 20ετίας αντικατασταθεί η μπαταρία τόσο

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

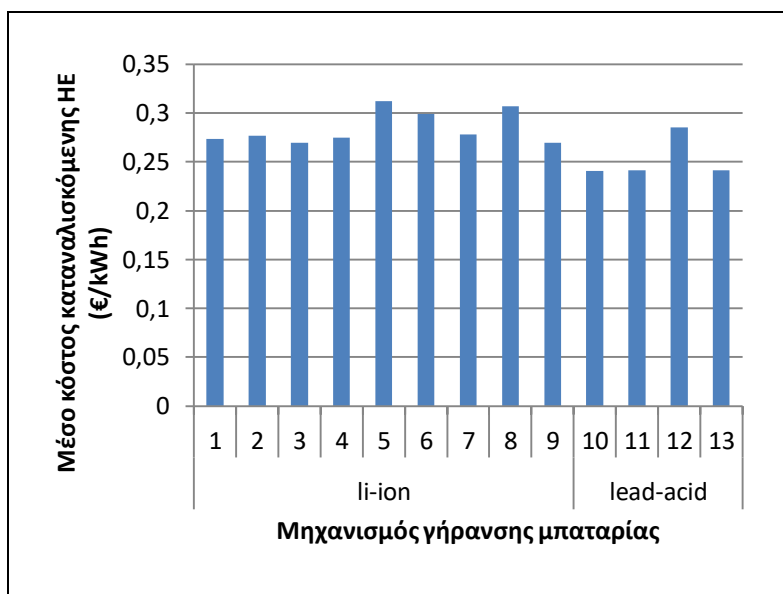
πιο μεγάλο είναι το κόστος αντικατάστασης λόγω της πτώσης των τιμών της μπαταρίας με την πάροδο του χρόνου που δίνεται από τη σχέση (5.9). Ο μηχανισμός γήρανσης 6 που προϋποθέτει και 2^η αντικατάσταση και οι μηχανισμοί 5 και 8 που χρειάζονται 3 αντικαταστάσεις εμφανίζουν μεγαλύτερο κόστος. Όσον αφορά τη μπαταρία μολύβδου, ο μηχανισμός 12 χρειάζεται συνολικά 4 αντικαταστάσεις. Το ετήσιο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου κυμαίνεται στα 0,13-0,17 €/ kWh και με μπαταρία μολύβδου οξέος στα 0,10-0,14 €/kWh. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς το ετήσιο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης λαμβάνει τη μικρότερη τιμή.



Σχήμα 9.9 Επιπρόσθετο κόστος από μπαταρία VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Το Σχήμα 9.10 δείχνει το συνολικό κόστος ανά καταναλισκόμενη μονάδα ενέργειας το οποίο αποτελείται από το κόστος που προέρχεται αποκλειστικά από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο (Λιανική τιμή ΗΕ), το κόστος που προέρχεται από το ΦΒ σύστημα παραγωγής και το κόστος από το σύστημα αποθήκευσης (Σχήμα 9.9). Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ (εξίσωση (4.14)) μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα 0,27- 0,31 €/kWh. Αντίστοιχα, το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ μίας μπαταρίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα 0,24 -0,29 €/kWh. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ λαμβάνει τη μικρότερη τιμή.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.10 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

9.3 Μεταβολή μηχανισμού γήρανσης και χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας

Στην ανάλυση ευαισθησίας των μηχανισμών γήρανσης της μπαταρίας το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ ανά kWh (εξίσωση (4.14)) με σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα 0,27- 0,31 €/kWh και 0,24 -0,29 €/kWh με μπαταρία μολύβδου οξέος (Σχήμα 9.10). Όσον αφορά τη μπαταρία τεχνολογίας λιθίου το μικρότερο κόστος λαμβάνεται όταν θεωρηθεί μηχανισμός γήρανσης 3 ή 9 («καλύτερο») ενώ το μεγαλύτερο κόστος στο μηχανισμό γήρανσης 5 («χειρότερο»). Στην περίπτωση της μπαταρίας μολύβδου οξέος το μικρότερο κόστος εμφανίζεται στο μηχανισμό γήρανσης 10 («καλύτερο») και το μεγαλύτερο στο μηχανισμό γήρανσης 12 («χειρότερο»).

Ο μηχανισμός 3 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 16,5 έτη και ο μηχανισμός 5 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 6 έτη επιλέγονται ως τα δύο ακραία σενάρια για τη γήρανση μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου, το «καλύτερο» και το «χειρότερο» αντίστοιχα. Επιλέγεται ο μηχανισμός γήρανσης 3 έναντι του 9 καθώς σε αυτόν λαμβάνεται υπόψη και η υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας στη διάρκεια ζωής της. Όσον αφορά τη μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος, ο μηχανισμός 10 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 11,5 έτη και ο μηχανισμός 12 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 4 έτη επιλέγονται ως τα δύο ακραία σενάρια για τη γήρανση μπαταρίας, το «καλύτερο» και το «χειρότερο» αντίστοιχα.

Στη συνέχεια για τα τέσσερα αυτά σενάρια έχουν κατασκευαστεί πίνακες (Πίνακας 9.2, Πίνακας 9.3, Πίνακας 9.4, Πίνακας 9.5) που περιλαμβάνουν την ενέργεια που απορροφάται από το Δίκτυο, την ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο, το SCR (εξίσωση (4.36)), το SSR (εξίσωση (4.37)) και το SLR (εξίσωση (4.38)) για το 1^ο έτος λειτουργίας του συστήματος απλού οικιακού καταναλωτή, αυτοπαραγωγού μόνο με ΦΒ σύστημα και αυτοπαραγωγού με ΦΒ σύστημα και σύστημα αποθήκευσης. Επειδή οι kWh απορρόφησης και έγχυσης

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

έχουν υπολογιστεί για το 1^ο έτος λειτουργίας του συστήματος δεν εμφανίζουν μεγάλες διαφορές όταν ενσωματώνεται σύστημα αποθήκευσης στους 4 διαφορετικούς μηχανισμούς γήρανσης. Ωστόσο, φαίνεται ότι στο μηχανισμό γήρανσης 3 που δίνει τη μεγαλύτερη διάρκεια ζωής για τη μπαταρία (16,5 έτη) υπάρχει μικρότερη έγχυση και απορρόφηση από το δίκτυο καθώς η ικανότητα αποθήκευσης της μπαταρίας στο 1^ο έτος έχει μειωθεί λιγότερο σε σχέση με τους άλλους μηχανισμούς που έχουν μικρότερη διάρκεια ζωής. Δηλαδή, όσο μεγαλύτερη είναι η διάρκεια ζωής της μπαταρίας τόσο πιο αργή είναι η υποβάθμιση της χωρητικότητας της στη διάρκεια ζωής της.

Πίνακας 9.2 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 3 (μπαταρία λιθίου) – καλύτερο σενάριο

ΦΒ παραγωγή (MWh/ MWh φορτίου)	Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh/ MWh φορτίου)	Ενέργεια απορρόφησης (kWh)	Ενέργεια έγχυσης (kWh)	SCR	SSR	SLR
0	0	5000,42	0,00	100%	0%	0%
1	0	3448,67	3443,83	31%	31%	0%
1	0,5	2774,68	2614,21	48%	45%	3%
1	0,75	2481,09	2253,00	55%	50%	4%
1	1	2206,37	1915,10	62%	56%	6%
1	1,25	1978,59	1635,13	67%	60%	7%
1	1,5	1834,76	1458,82	71%	63%	7%

Πίνακας 9.3 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 5 (μπαταρία λιθίου) – χειρότερο σενάριο

ΦΒ παραγωγή (MWh/ MWh φορτίου)	Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh/ MWh φορτίου)	Ενέργεια απορρόφησης (kWh)	Ενέργεια έγχυσης (kWh)	SCR	SSR	SLR
0	0	5000,42	0,00	100%	0%	0%
1	0	3448,70	3443,83	31%	31%	0%
1	0,5	2707,94	2532,09	49%	46%	3%
1	0,75	2387,23	2137,53	57%	52%	5%
1	1	2096,97	1780,58	64%	58%	6%
1	1,25	1888,39	1524,47	69%	62%	7%
1	1,5	1774,54	1385,30	72%	65%	8%

Πίνακας 9.4 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 10 (μπαταρία μολύβδου οξέος) – καλύτερο σενάριο

ΦΒ παραγωγή (MWh/ MWh φορτίου)	Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh/ MWh φορτίου)	Ενέργεια απορρόφησης (kWh)	Ενέργεια έγχυσης (kWh)	SCR	SSR	SLR
0	0	5000,42	0,00	100%	0%	0%
1	0	3448,70	3443,83	31%	31%	0%
1	0,5	2719,26	2546,16	49%	46%	3%
1	0,75	2402,24	2156,22	57%	52%	5%
1	1	2114,10	1801,93	64%	58%	6%
1	1,25	1900,22	1539,29	69%	62%	7%
1	1,5	1781,52	1394,16	72%	64%	8%

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Πίνακας 9.5 Ενεργειακοί δείκτες-μηχανισμός γήρανσης 12 (μπαταρία μολύβδου οξέος) – χειρότερο σενάριο

ΦΒ παραγωγή (MWh/MWh φορτίου)	Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου)	Ενέργεια απορρόφησης (kWh)	Ενέργεια έγχυσης (kWh)	SCR	SSR	SLR
0	0	5000,42	0,0000	100%	0%	0%
1	0	3448,70	3443,83	31%	31%	0%
1	0,5	2724,39	2552,54	49%	46%	3%
1	0,75	2408,61	2164,13	57%	52%	5%
1	1	2120,57	1809,98	64%	58%	6%
1	1,25	1904,64	1544,83	69%	62%	7%
1	1,5	1784,08	1397,40	72%	64%	8%

Στο Σχήμα 9.11 απεικονίζονται η μέση χρέωση προμήθειας ανά kWh κατανάλωσης ($p_{XP,avg}$) (εξίσωση (4.19)), οι μέσες ρυθμιζόμενες χρεώσεις ανά kWh κατανάλωσης ($p_{RYTM,avg}$) (εξίσωση (4.20)), οι μέσοι φόροι ανά kWh κατανάλωσης ($p_{FOROI,avg}$) (εξίσωση (4.21)), η μέση λιανική τιμή ΗΕ⁶⁶ ανά kWh κατανάλωσης ($p_{GP,avg}$) (εξίσωση (4.22)) για την περίπτωση απλού καταναλωτή αλλά και αυτοπαραγωγού που έχει συνδέσει ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και ενσωματώνει σύστημα αποθήκευσης με μεταβολή χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας. Επιπλέον, απεικονίζει και το ετήσιο κόστος για το ΦΒ σύστημα παραγωγής (εξίσωση (5.8)) και το ετήσιο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης (εξίσωση (5.13)) σταθμισμένα στην ετήσια κατανάλωση⁶⁷. Παρατηρείται ότι όταν αυξάνεται η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας αυξάνονται οι χρεώσεις προμήθειας αφού η ενέργεια που τελικά εκφορτίζει το σύστημα αποθήκευσης είναι μικρότερη από αυτή που χρησιμοποιείται για να φορτιστεί. Έτσι, όσο μεγαλύτερη είναι η μπαταρία τόσο περισσότερο περιορίζεται η ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο και όταν γίνεται ο ενεργειακός συμψηφισμός απορροφώμενης και εγχεόμενης ενέργειας η χρεωστέα ενέργεια είναι μεγαλύτερη. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις μειώνονται όταν αυξάνει η χωρητικότητα της μπαταρίας καθώς περιορίζεται η απορρόφηση από το Δίκτυο. Όσο αυξάνεται το μέγεθος της μπαταρίας μειώνεται η λιανική τιμή της ΗΕ. Από την άλλη όμως αυξάνεται το κόστος της μπαταρίας που οδηγεί σε πολύ αυξημένο συνολικό κόστος ανά kWh. Οι ίδιες παρατηρήσεις ισχύουν και για τα επόμενα σχήματα (Σχήμα 9.12, Σχήμα 9.13, Σχήμα 9.14) που αφορούν τους άλλους 3 μηχανισμούς γήρανσης.

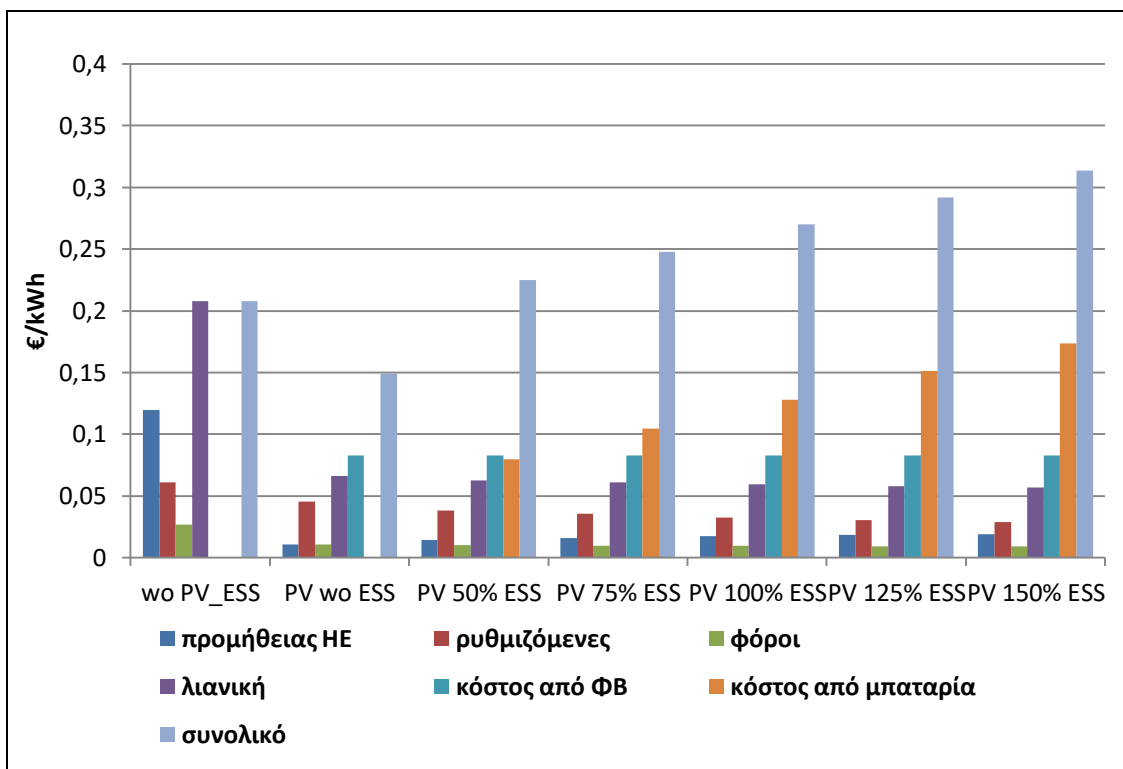
Στα 4 σενάρια γήρανσης της μπαταρίας εξετάζεται το βασικό σενάριο με ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου. Παρατηρείται ότι η λιανική τιμή στο καλύτερο σενάριο λιθίου (σενάριο αναφοράς) είναι 0,05918 €/kWh, στο χειρότερο σενάριο λιθίου 0,05910 €/kWh, στο καλύτερο σενάριο μολύβδου οξέος είναι 0,05964 €/kWh και στο χειρότερο σενάριο μολύβδου οξέος είναι 0,05910 €/kWh. Οι μικρότερες τιμές λιανικής εμφανίζονται στα χειρότερα σενάρια γιατί η μπαταρία αντικαθίσταται πιο γρήγορα που σημαίνει καλύτερη απόδοση της. Στο καλύτερο

⁶⁶ Η λιανική τιμή της ΗΕ προκύπτει από το άθροισμα των χρεώσεων προμήθειας, των ρυθμιζόμενων χρεώσεων και των φόρων.

⁶⁷ Πρακτικά, αυτό τα κόστη αντιπροσωπεύουν τα επιπρόσθετα κόστη της καταναλισκόμενης ενέργειας που θα πρέπει να συνυπολογιστούν στο κόστος ΗΕ που προέρχεται από την λιανική αγορά λόγω της ύπαρξης του ΦΒ και του συστήματος αποθήκευσης.

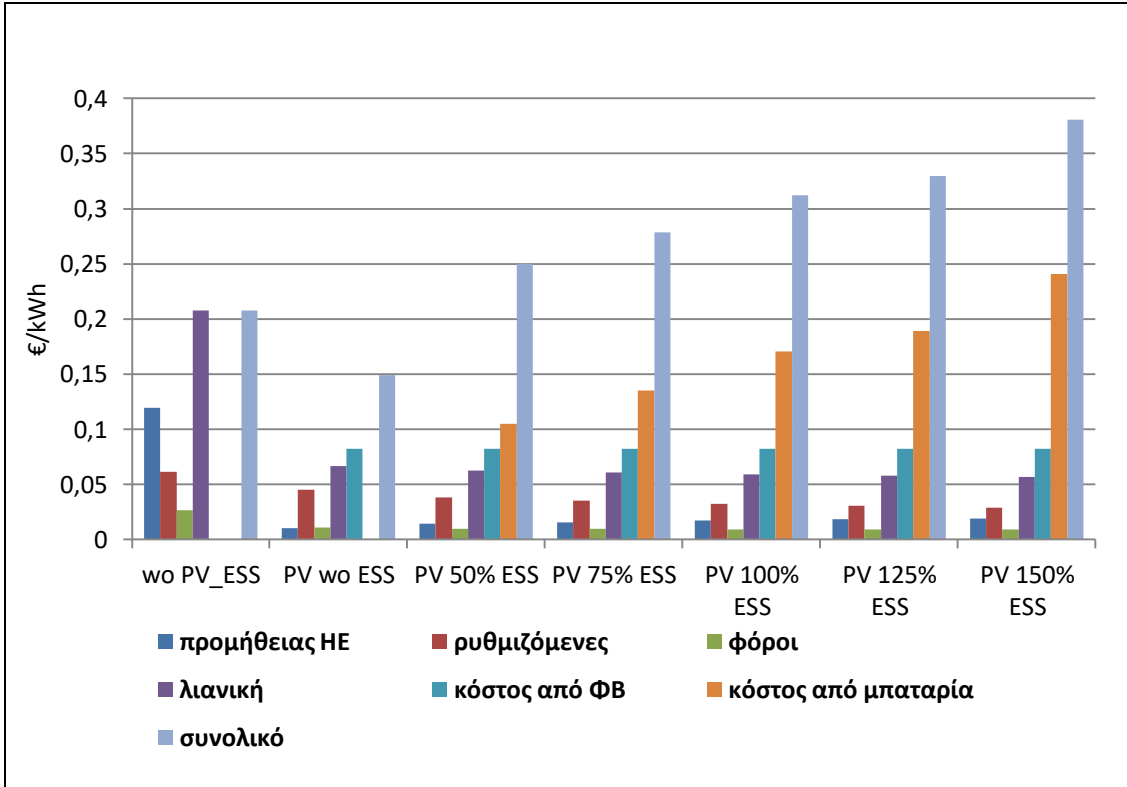
Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

σενάριο μολύβδου, παρότι η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι μικρότερη από αυτή του βασικού σεναρίου η λιανική τιμή είναι μεγαλύτερη καθώς η μπαταρία λειτουργεί μέχρι η χωρητικότητα της να πέσει στο 60% της ονομαστικής της τιμής. Ωστόσο αυτή η διαφορά είναι πολύ μικρή για να επηρεάσει το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ που επηρεάζεται κυρίως από το κόστος του συστήματος αποθήκευσης. Το ετήσιο κόστος σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου είναι 0,13 €/ kWh για το καλύτερο σενάριο γήρανσης και 0,17 €/kWh για το χειρότερο. Στην περίπτωση μπαταρίας μολύβδου οξέος το ετήσιο κόστος σύστημα αποθήκευσης είναι 0,10 €/ kWh για το καλύτερο σενάριο γήρανσης και 0,14 €/kWh για το χειρότερο. Επομένως, το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ είναι 0,27 €/kWh για το βασικό σενάριο που είναι και το καλύτερο σενάριο γήρανσης για μπαταρία λιθίου, ενώ το χειρότερο σενάριο γήρανσης για μπαταρία λιθίου δίνει μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ 0,31 €/kWh, το καλύτερο σενάριο γήρανσης για μπαταρία μολύβδου οξέος 0,24 €/kWh και το χειρότερο σενάριο γήρανσης για μπαταρία μολύβδου οξέος 0,29 €/kWh.

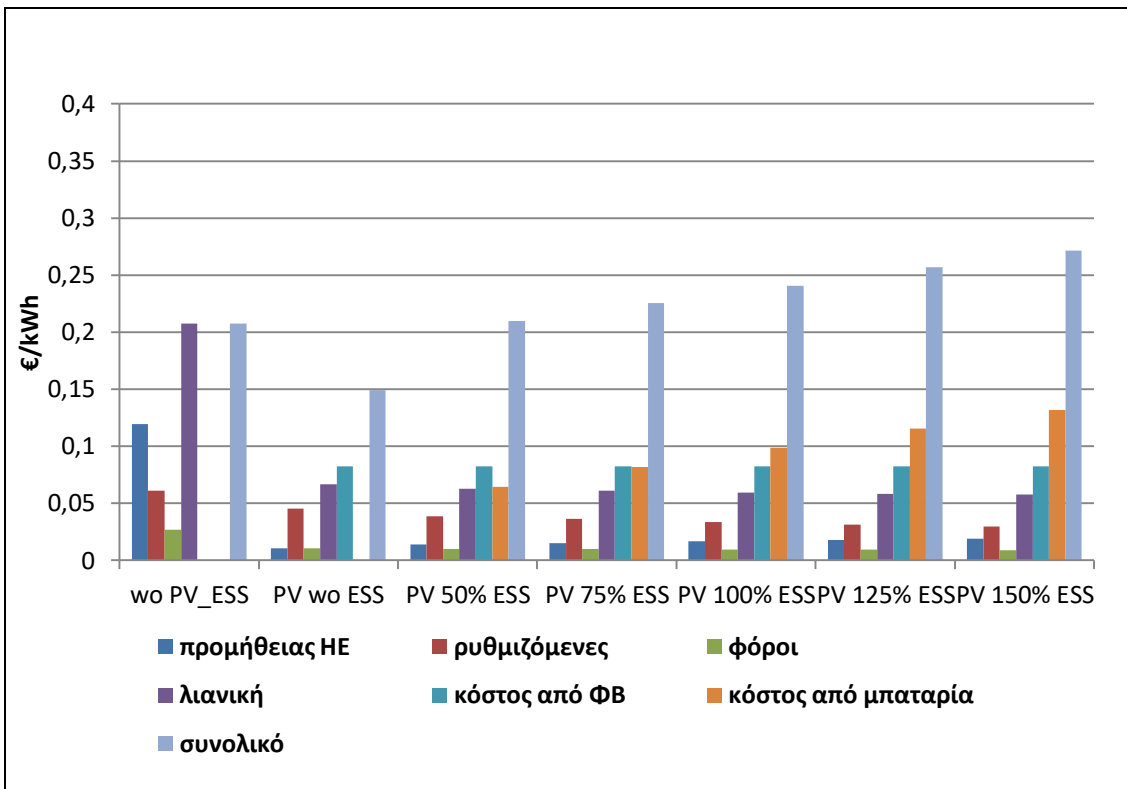


Σχήμα 9.11 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμό γήρανσης 3 (μπαταρία λιθίου) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας (ΦΒ 1 MWh/MWh φορτίου) – καλύτερο σενάριο

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

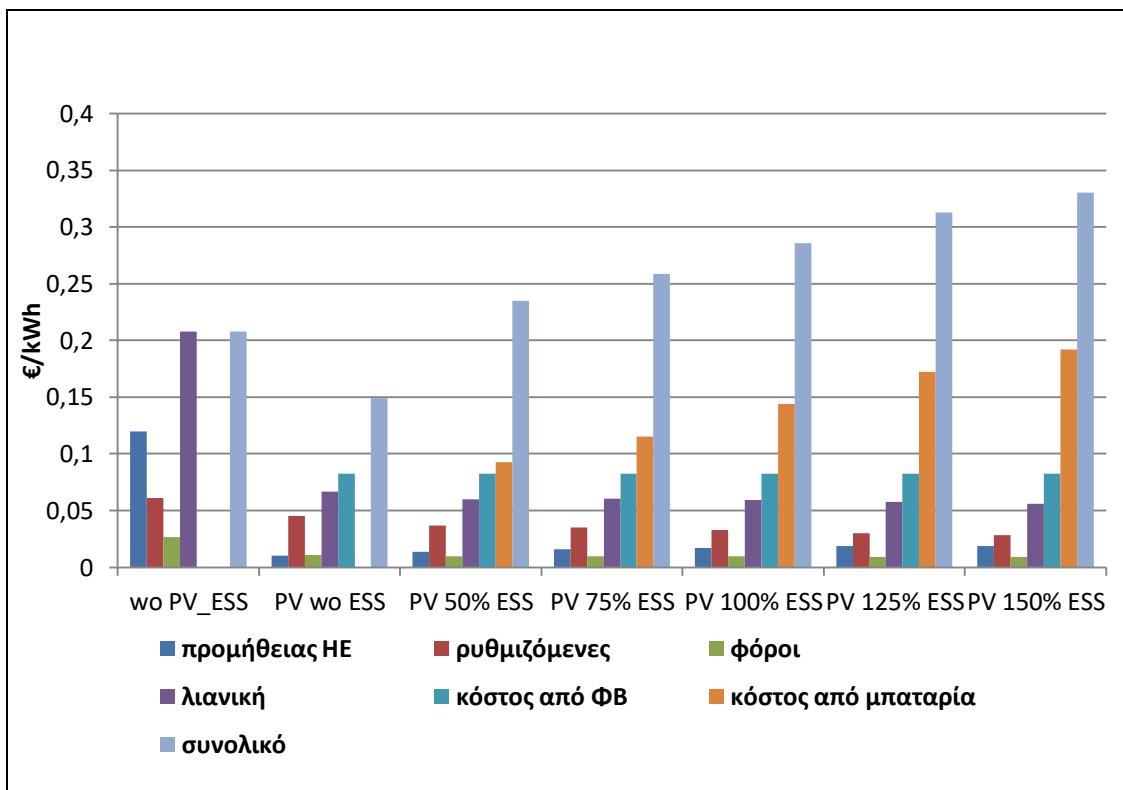


Σχήμα 9.12 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμός γήρανσης 5 (μπαταρία λιθίου) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας – χειρότερο σενάριο



Σχήμα 9.13 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμός γήρανσης 10 (μπαταρία μολύβδου οξέος) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας – καλύτερο σενάριο

Επίπτωση του μηχανισμού γήρασης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.14 Μέση τιμή στη διάρκεια της 20ετίας για μηχανισμό γήρασης 12 (μπαταρία μολύβδου οξέος) VS διαφορετικές χωρητικότητες μπαταρίας – χειρότερο σενάριο

9.4 Μεταβολή μηχανισμού γήρασης και εξέταση περίπτωσης επιδότησης

Σε αυτό το κεφάλαιο η μελέτη επιδότησης στο σύστημα αποθήκευσης πραγματοποιείται ως προς το μηχανισμό 3 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 16,5 έτη και το μηχανισμό 5 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 6 έτη που χρησιμοποιούνται ως τα δύο ακραία σενάρια για τη γήρανση μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου, το «καλύτερο» και το «χειρότερο» αντίστοιχα. Όσον αφορά τη μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος, χρησιμοποιούνται ο μηχανισμός 10 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 11,5 έτη και ο μηχανισμός 12 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 4 έτη ως τα δύο ακραία σενάρια για τη γήρανση μπαταρίας, το «καλύτερο» και το «χειρότερο» αντίστοιχα. Ο λόγος επιλογής των συγκεκριμένων σεναρίων έχει δοθεί στο κεφάλαιο 9.3.

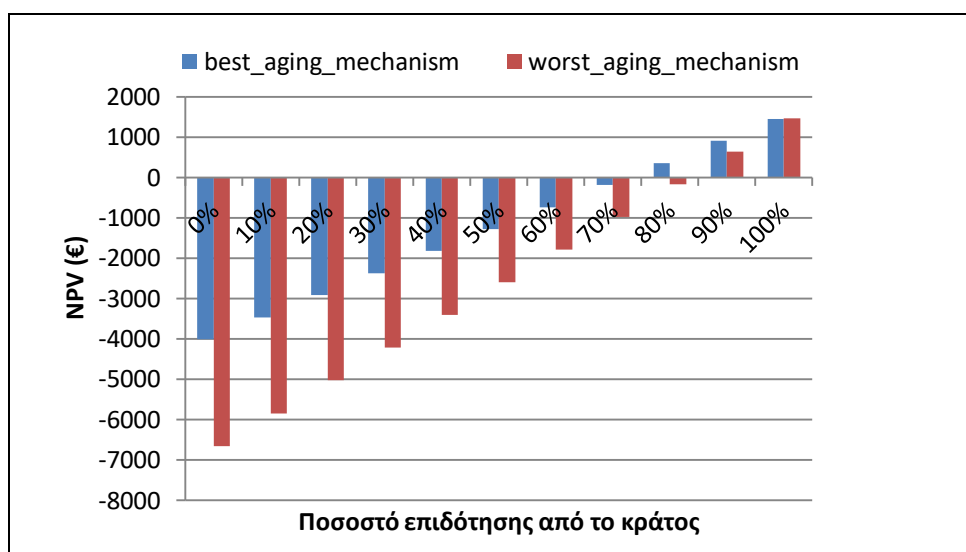
Η επιδότηση αφορά το συνολικό κόστος του συστήματος αποθήκευσης. Περιλαμβάνει επιδότηση για την αγορά της μπαταρίας και του αντιστροφέα της, τα έξοδα εγκατάστασης τους αλλά και τη μελλοντική αντικατάσταση της μπαταρίας αν χρειαστεί.

Στο Σχήμα 9.15 φαίνεται ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία ⁶⁸ με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου χωρίς επιδότηση κυμαίνεται στα -6646 με -3967 €. Αν η επιδότηση είναι 80% η επένδυση γίνεται βιώσιμη στη μπαταρία με διάρκεια ζωής 16,5 έτη. Στο 90% και στο 100% είναι βιώσιμη και στο μηχανισμό που θεωρεί διάρκεια ζωής της μπαταρίας 6 έτη. Στο 100%,

⁶⁸ Επιτόκιο αναγωγής 5%.

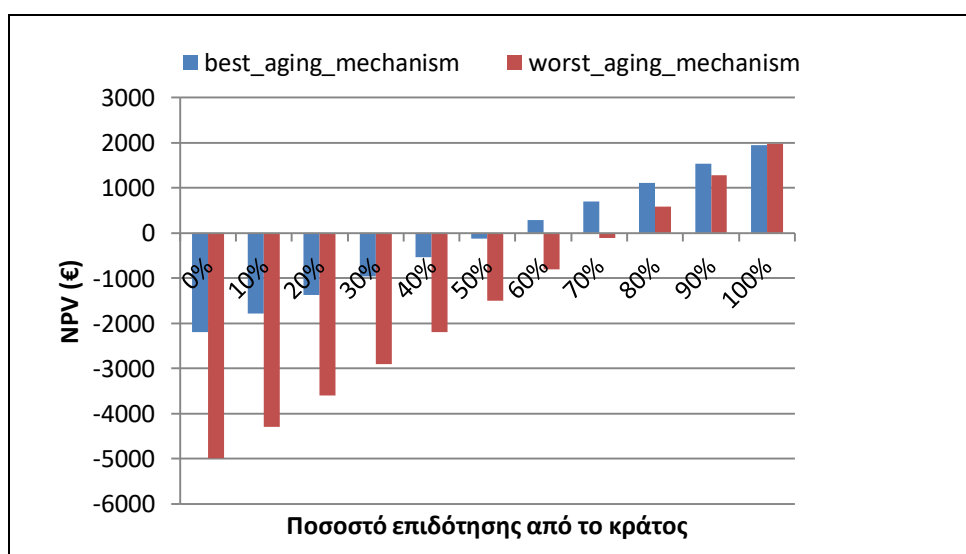
Επίπτωση του μηχανισμού γήρασης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης⁶⁹ επιτυγχάνεται σχεδόν το ίδιο κέρδος 1450 € που είναι μικρότερο από το 3506 € που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό.



Σχήμα 9.15 NPV VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου

Στο Σχήμα 9.16 φαίνεται ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία μίας μπαταρίας τεχνολογίας μολύβδου οξέος χωρίς επιδότηση κυμαίνεται στα -4976 με -2190 €. Αν η επιδότηση είναι 60%-70% η επένδυση γίνεται βιώσιμη στη μπαταρία με διάρκεια ζωής 11,5 έτη. Στο 90% και στο 100% είναι βιώσιμη και στο μηχανισμό που θεωρεί διάρκεια ζωής της μπαταρίας 4 έτη. Στο 100%, δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης⁷⁰ επιτυγχάνεται σχεδόν το ίδιο κέρδος 1950 € που είναι μικρότερο από το 3506 € που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό. Είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο σε μπαταρία λιθίου αφού τα κόστη συντήρησης στη μπαταρία μολύβδου οξέος είναι μικρότερα.



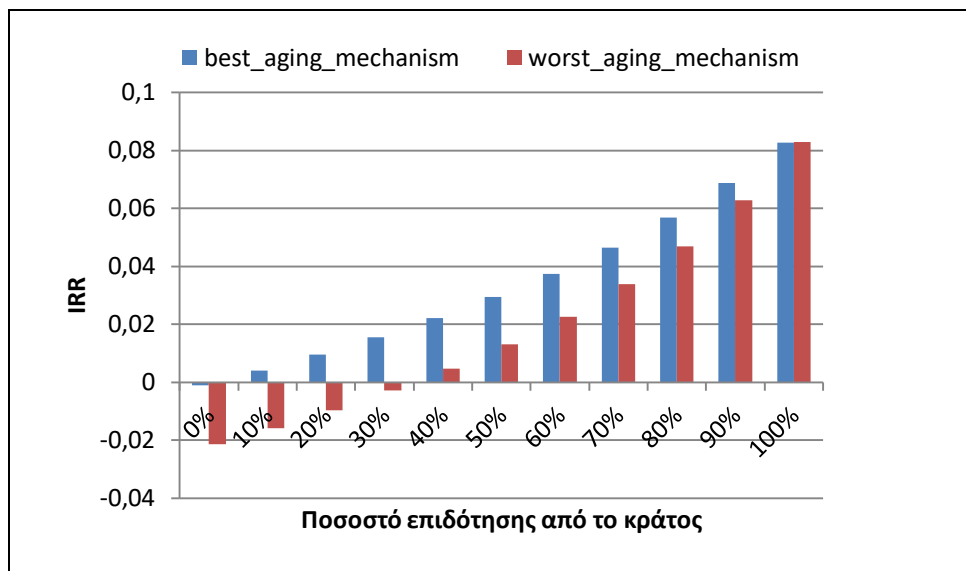
⁶⁹ Εξαιρούνται τα κόστη συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης.

⁷⁰ Εξαιρούνται τα κόστη συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

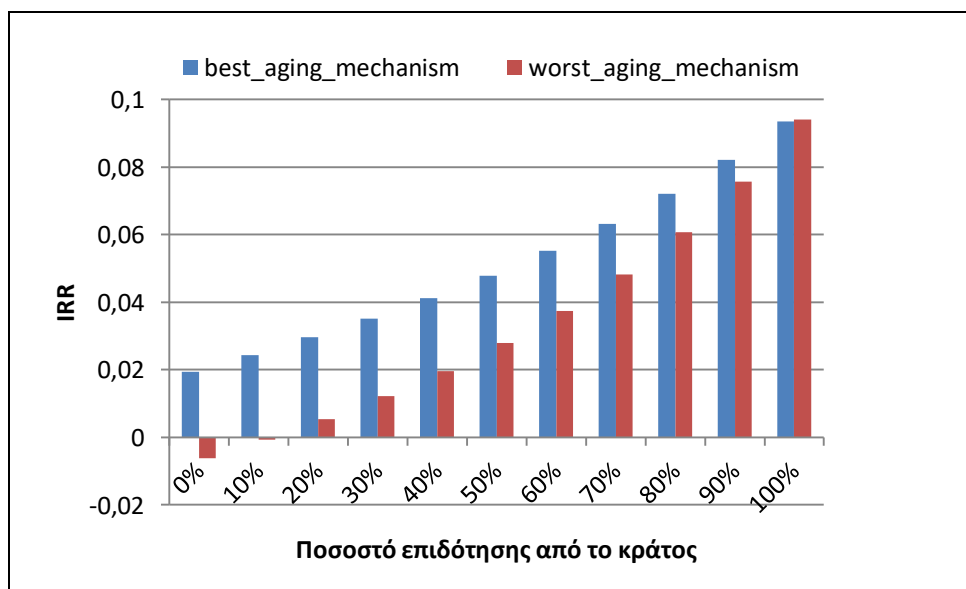
Σχήμα 9.16 NPV VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία μολύβδου οξέος

Στο Σχήμα 9.17 απεικονίζεται ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της επένδυσης με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου για διαφορετικά ποσοστά επιδότησης από το κράτος.



Σχήμα 9.17 IRR VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου

Στο Σχήμα 9.18 απεικονίζεται ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της επένδυσης με μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος για διαφορετικά ποσοστά επιδότησης από το κράτος.

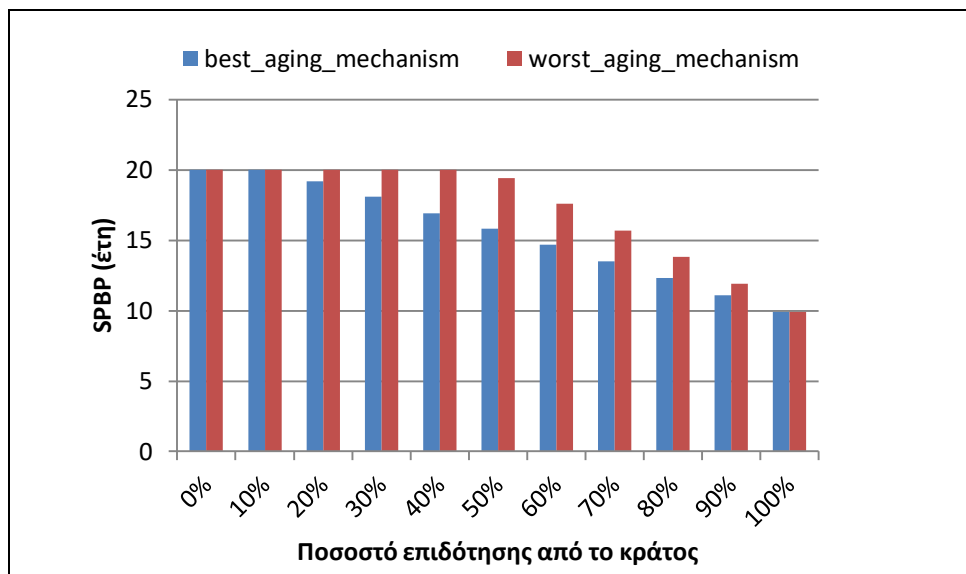


Σχήμα 9.18 IRR VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία μολύβδου οξέος

Στο Σχήμα 9.19 απεικονίζεται η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου συναρτήσει του ποσοστού επιδότησης από το κράτος. Αν η επιδότηση είναι 20%-40% η επένδυση φαίνεται να αποσβένεται στη μπαταρία με διάρκεια ζωής 16,5 έτη. Στο 50% και πάνω αποσβένεται και για μπαταρία με διάρκεια ζωής 6 έτη. Στο 100%, δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης

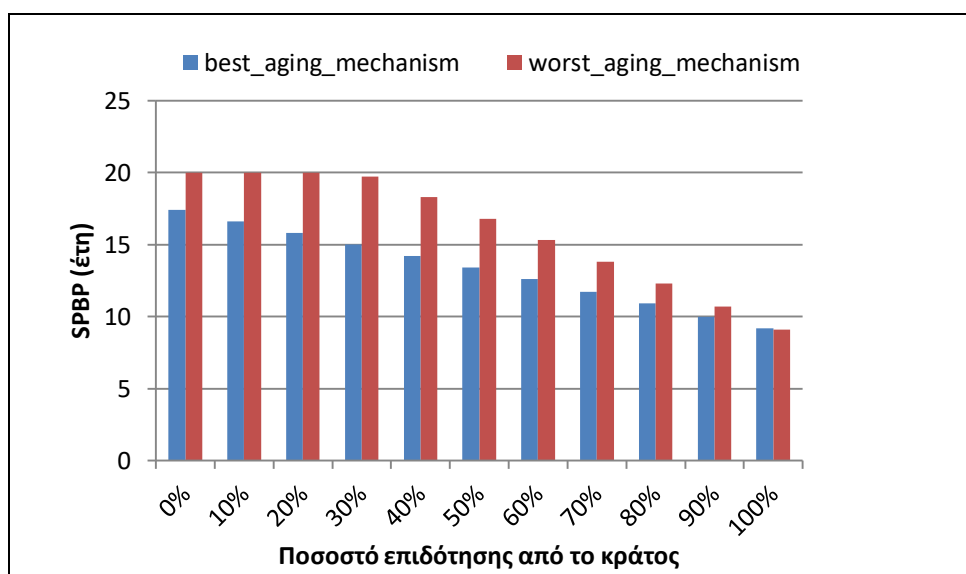
Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

επιτυγχάνεται απόσβεση στα 10 έτη που είναι μεγαλύτερο από τα 7,1 έτη που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό.



Σχήμα 9.19 SPBP VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος με ΦΒ 100% και μπαταρία λιθίου 100%

Στο Σχήμα 9.20 απεικονίζεται η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής μίας μπαταρίας τεχνολογίας μολύβδου οξέος συναρτήσει του ποσοστού επιδότησης από το κράτος. Η μπαταρία με διάρκεια ζωής 11,5 έτη φαίνεται να αποσβένεται χωρίς επιδότηση. Αν η επιδότηση είναι 30% και πάνω η επένδυση φαίνεται να αποσβένεται και στη μπαταρία με διάρκεια ζωής 4 έτη. Στο 100%, δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης επιτυγχάνεται απόσβεση στα 9,2 έτη που είναι μεγαλύτερο από τα 7,1 έτη που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό. Είναι όμως μικρότερο από το αντίστοιχο σε μπαταρία λιθίου αφού τα κόστη συντήρησης στη μπαταρία μολύβδου οξέος είναι μικρότερα.



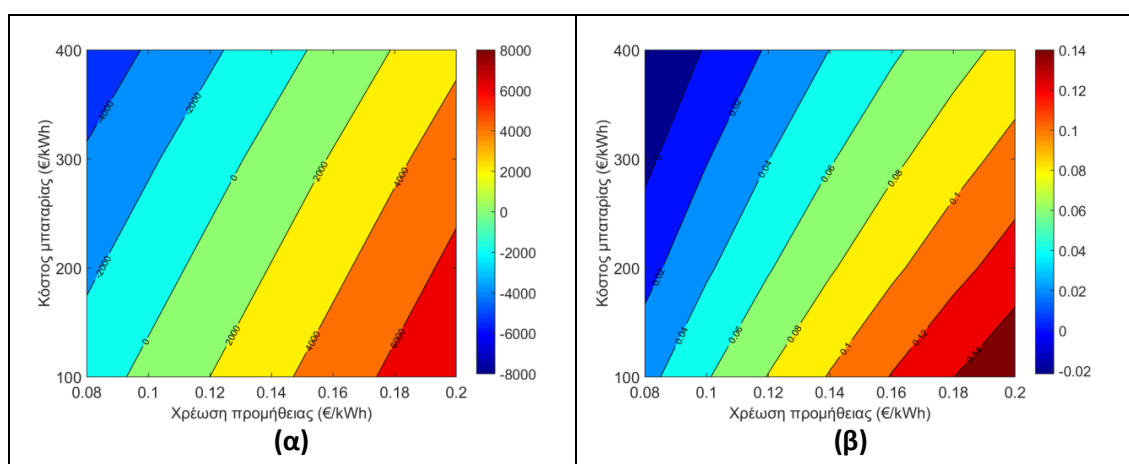
Σχήμα 9.20 SPBP VS ποσοστό επιδότησης από το κράτος με ΦΒ 100% και μπαταρία μολύβδου οξέος 100%

9.5 Μεταβολή μηχανισμού γήρανσης και ανάλυση ευαισθησίας ως προς το κόστος προμήθειας και το κόστος μπαταρίας

Σε αυτό το κεφάλαιο η μελέτη ως προς τη μεταβολή του κόστους προμήθειας ΗΕ από το Δίκτυο και τη μεταβολή του κόστους μπαταρίας⁷¹ πραγματοποιείται ως προς το μηχανισμό 3 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 16,5 έτη και το μηχανισμό 5 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 6 έτη που χρησιμοποιούνται ως τα δύο ακραία σενάρια για τη γήρανση μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου, το «καλύτερο» και το «χειρότερο» αντίστοιχα. Όσον αφορά τη μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος, χρησιμοποιούνται ο μηχανισμός 10 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 11,5 έτη και ο μηχανισμός 12 με διάρκεια ζωής της μπαταρίας 4 έτη ως τα δύο ακραία σενάρια για τη γήρανση μπαταρίας, το «καλύτερο» και το «χειρότερο» αντίστοιχα. Ο λόγος επιλογής των συγκεκριμένων σεναρίων έχει δοθεί στο κεφάλαιο 9.3.

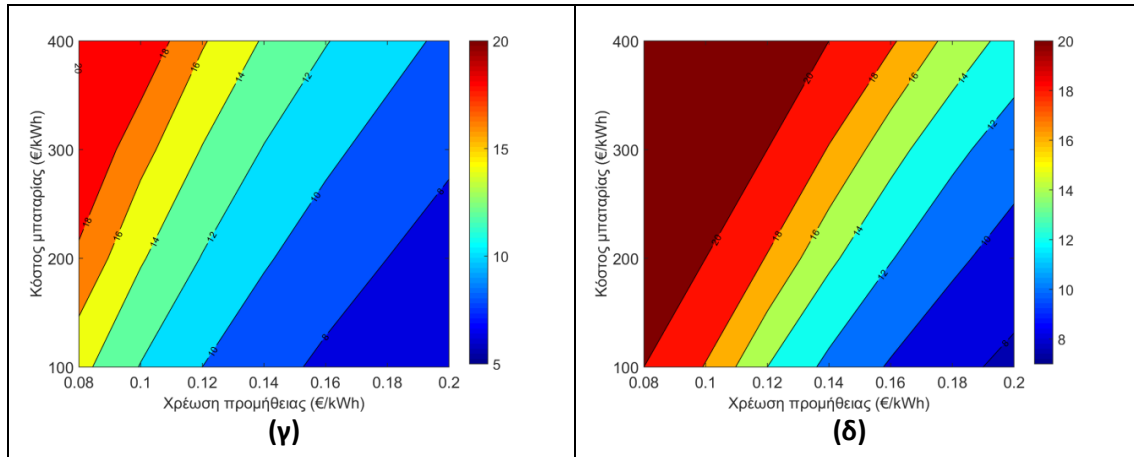
Όσον αφορά τη χρέωση προμήθειας, θεωρήθηκε ενιαία χρέωση αναφοράς 0,10 €/kWh έτσι ώστε η ανάλυση να είναι απλοποιημένη ενώ το τιμολόγιο της ΔΕΗ όταν η κατανάλωση είναι από 0-2000 kWh επιβάλλει χρέωση προμήθειας 0,0946 €/kWh και αν είναι μεγαλύτερη από 2000 kWh 0,10252 €/kWh. Οι άλλες χρεώσεις (ρυθμιζόμενες, φόροι) δεν μεταβάλλονται. Επιπλέον για το κόστος αγοράς μπαταρίας θεωρείται ότι δεν πέφτει κάτω από 100 € για μπαταρία λιθίου και κάτω από 37,5 € για μπαταρία μολύβδου που είναι οι τιμές στις οποίες πέφτει το κόστος της μπαταρίας στο τέλος της 20ετίας για την παρούσα εργασία (σχέση (5.9)).

Στο Σχήμα 9.21 παρατηρείται ότι για το παρόν κόστος μπαταρίας 400 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,15 €/kWh τουλάχιστον. Στην τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh για να επιφέρει κέρδος η επένδυση το κόστος μπαταρίας πρέπει να πέσει στα 100 €/kWh. Φαίνεται ότι όταν η χρέωση προμήθειας είναι στο εύρος 0,15-0,2 €/kWh κόστος μπαταρίας 100-400 € επιφέρει κέρδος και απόσβεση της επένδυσης.



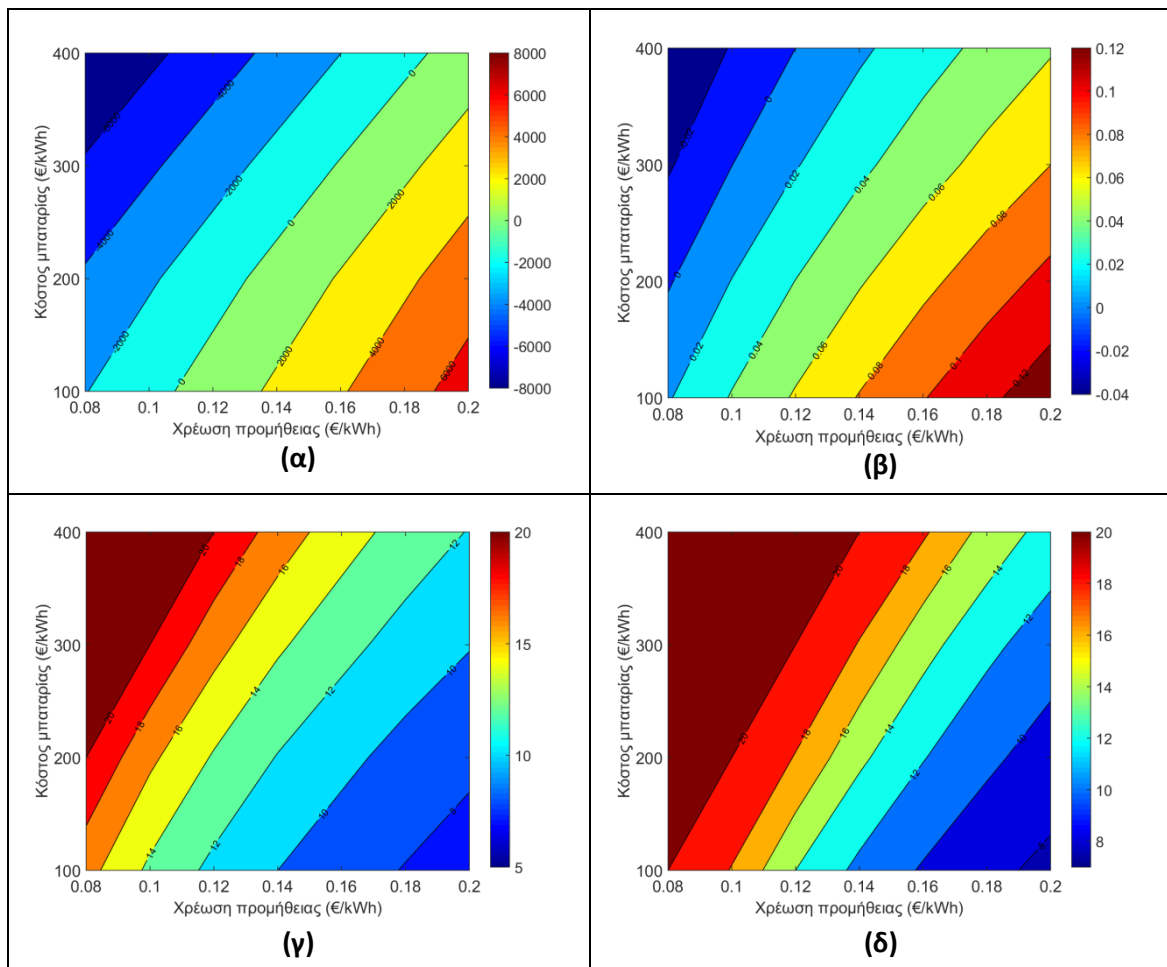
⁷¹ Διαφέρει από την προηγούμενη ανάλυση που αναφερόταν σε επιδότηση του συνολικού συστήματος αποθήκευσης γιατί εδώ μελετάται μόνο η επίδραση μεταβολής μόνο του κόστους μπαταρίας.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρασης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.21 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρασης 3 (μπαταρία λιθίου) – καλύτερο σενάριο

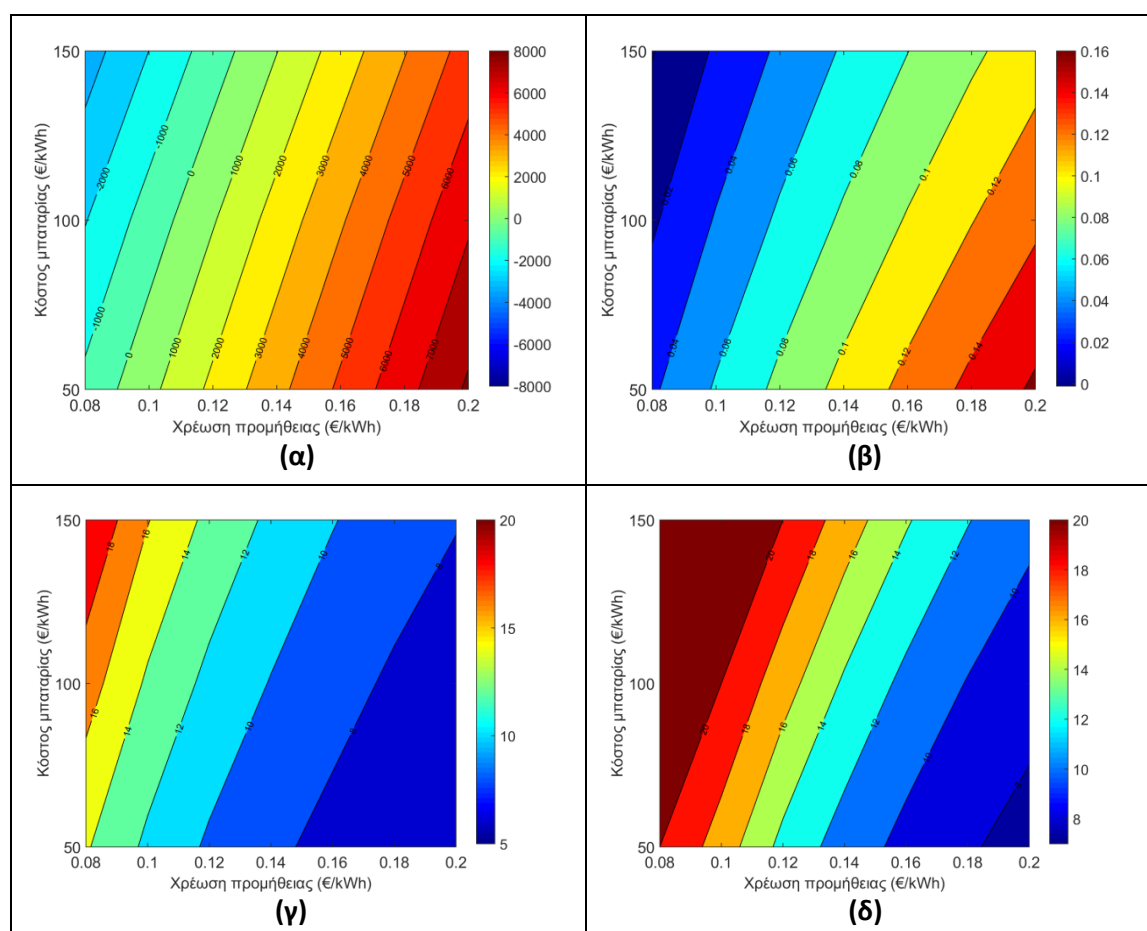
Στο Σχήμα 9.22 παρατηρείται ότι για το παρόν κόστος μπαταρίας 400 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,19 €/kWh. Στην τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh δεν επιφέρει κέρδος η επένδυση για κόστος μπαταρίας ακόμη και 100 €/kWh. Φαίνεται ότι όταν η χρέωση προμήθειας είναι στο εύρος 0,16-0,2 €/kWh κόστος μπαταρίας 100-300 € επιφέρει κέρδος και απόσβεση της επένδυσης.



Σχήμα 9.22 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρασης 5 (μπαταρία λιθίου) – χειρότερο σενάριο

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

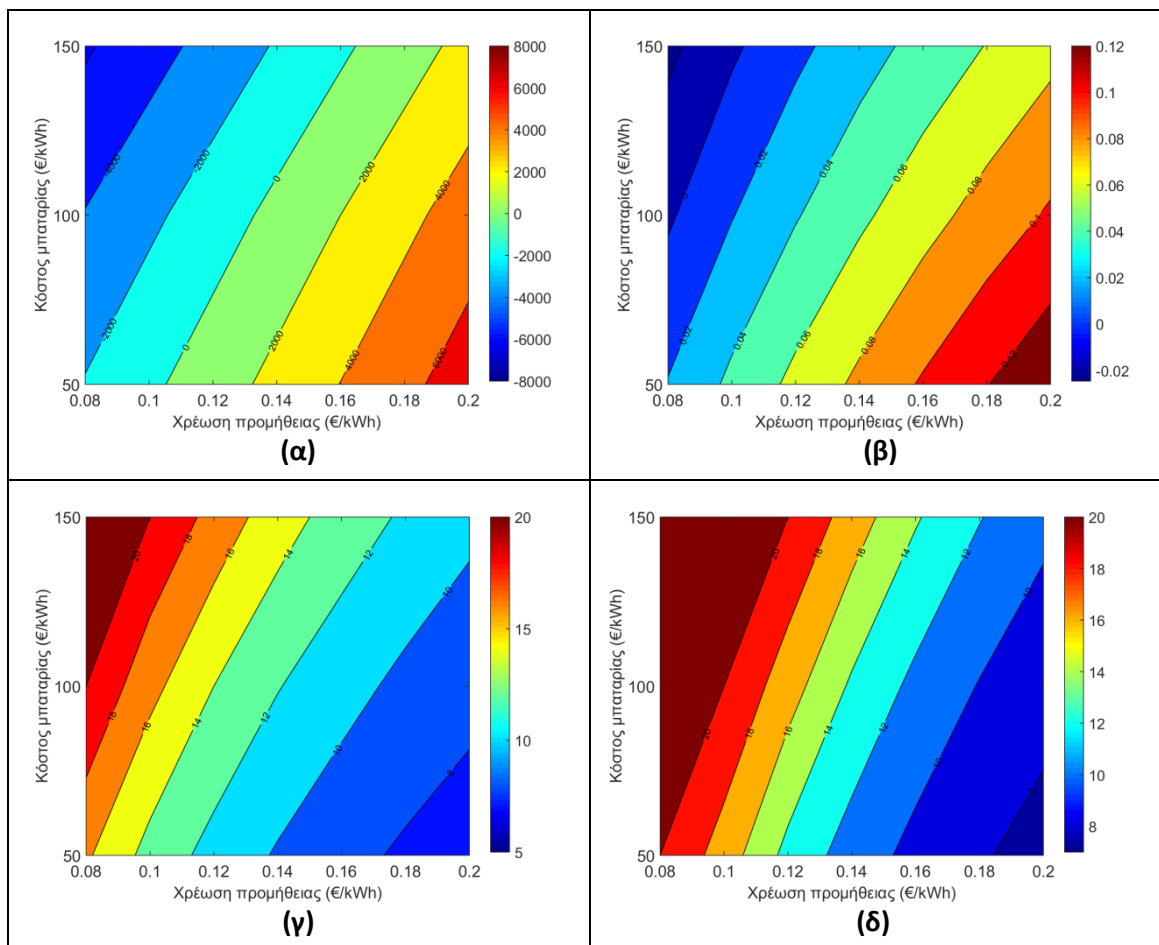
Στο Σχήμα 9.23 παρατηρείται ότι για το παρόν κόστος μπαταρίας 150 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,13 €/kWh. Στην τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh για να επιφέρει κέρδος η επένδυση το κόστος μπαταρίας πρέπει να πέσει στα 50 €/kWh. Φαίνεται ότι όταν η χρέωση προμήθειας είναι στο εύρος 0,13-0,2 €/kWh κόστος μπαταρίας 50-150 €/kWh επιφέρει κέρδος και απόσβεση της επένδυσης.



Σχήμα 9.23 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρανσης 10 (μπαταρία μολύβδου οξέος) - καλύτερο σενάριο

Στο Σχήμα 9.24 παρατηρείται ότι για το παρόν κόστος μπαταρίας 150 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,17 €/kWh. Στην τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh δεν επιφέρει κέρδος η επένδυση ακόμη και για κόστος μπαταρίας 50 €/kWh. Φαίνεται ότι όταν η χρέωση προμήθειας είναι στο εύρος 0,14-0,2 €/kWh κόστος μπαταρίας 50-100 €/kWh επιφέρει κέρδος και απόσβεση της επένδυσης.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



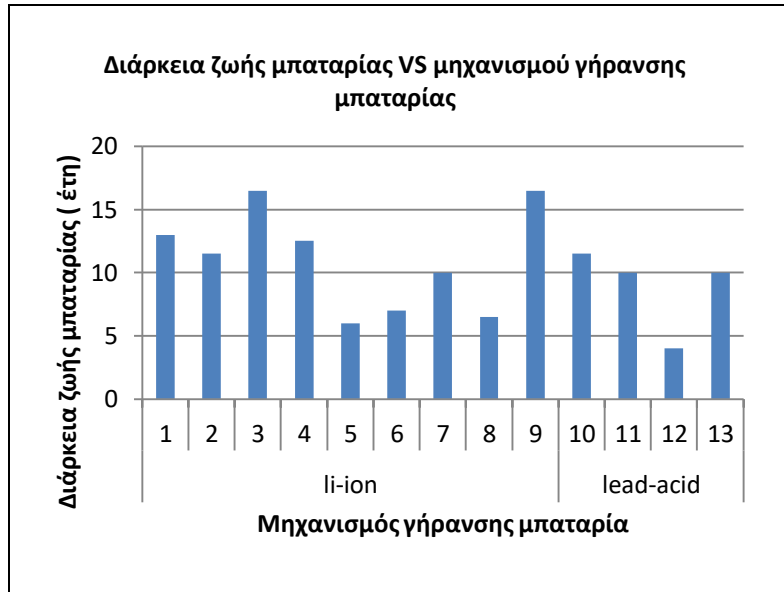
Σχήμα 9.24 (α) NPV, (β) IRR, (γ) SPBP, (δ) DPBP VS χρέωση προμήθειας VS κόστος μπαταρίας για μηχανισμό γήρανσης 12 (μπαταρία μολύβδου οξέος) - χειρότερο σενάριο

9.6 Μεταβολή μηχανισμού γήρανσης και της διάρκειας επένδυσης σε 25 έτη

Επειδή η διάρκεια επένδυσης του προγράμματος ενεργειακού συμψηφισμού είναι 25 έτη πραγματοποιήθηκε η ανάλυση των μηχανισμών γήρανσης και για διάρκεια επένδυσης 25 έτη. Οι διαφορετικοί μηχανισμοί γήρανσης που περιγράφονται στην ενότητα 5.5.3 προσομοιώνονται για το σενάριο οικιακού συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ παραγωγή 1 MWh/ MWh φορτίου και μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/ MWh φορτίου. Η αρίθμηση 1-13 που χρησιμοποιείται στη συνέχεια αντιστοιχεί στην αρίθμηση τους στο κεφάλαιο 5.5.3. Ο αριθμός 3 είναι ο μηχανισμός που χρησιμοποιήθηκε στο σενάριο αναφοράς.

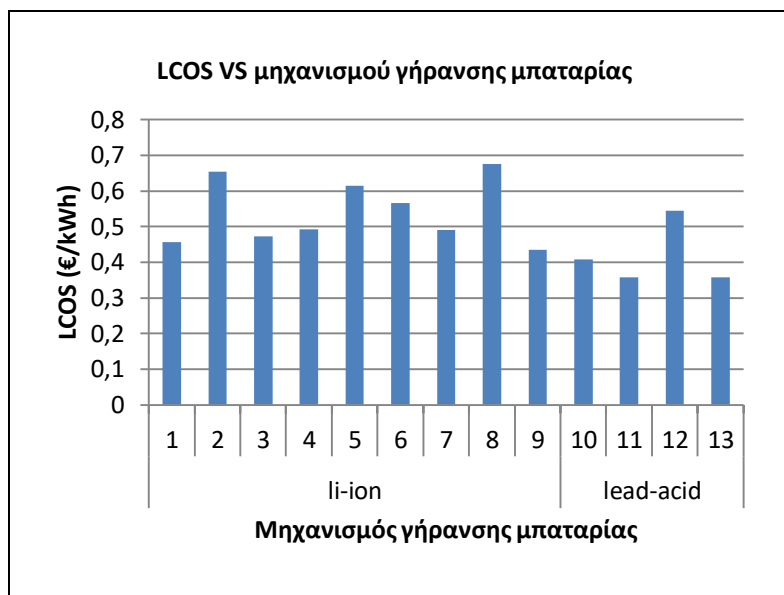
Στο Σχήμα 9.25 φαίνεται ότι η διάρκεια ζωής μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου συνεχίζει να κυμαίνεται στα 6-16,5 έτη. Τα 16,5 έτη αντιστοιχούν στο σενάριο αναφοράς. Αντίστοιχα, η διάρκεια ζωής μίας μπαταρίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα 4-11,5 έτη. Γίνεται αντιληπτό ότι χρειάζεται μία επιπλέον αντικατάσταση σε σχέση με την επένδυση διάρκειας 20 ετών στους μηχανισμούς γήρανσης 5, 6, 7, 10, 11 και 13 ενώ στο μηχανισμό γήρανσης 12 που η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι 4 έτη χρειάζονται 2 επιπλέον αντικαταστάσεις.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



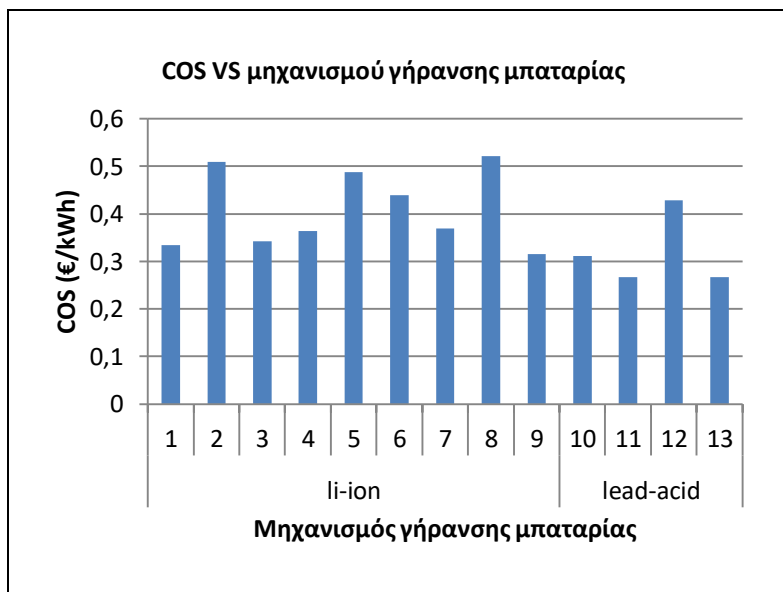
Σχήμα 9.25 Διάρκεια ζωής μπαταρίας VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Το Σχήμα 9.26 λαμβάνει τιμές 0,44-0,68 €/kWh για μπαταρία λιθίου και 0,36-0,54 €/kWh για μολύβδου οξέος.

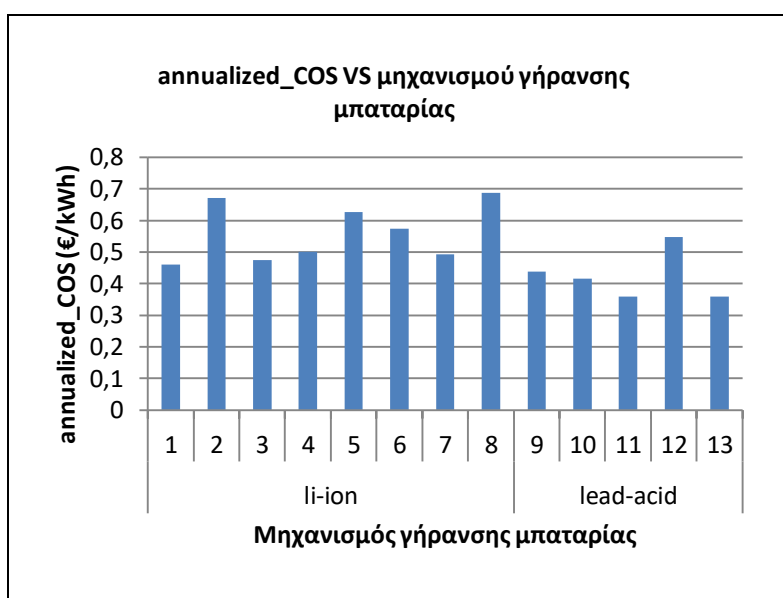


Σχήμα 9.26 LCOS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.27 COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

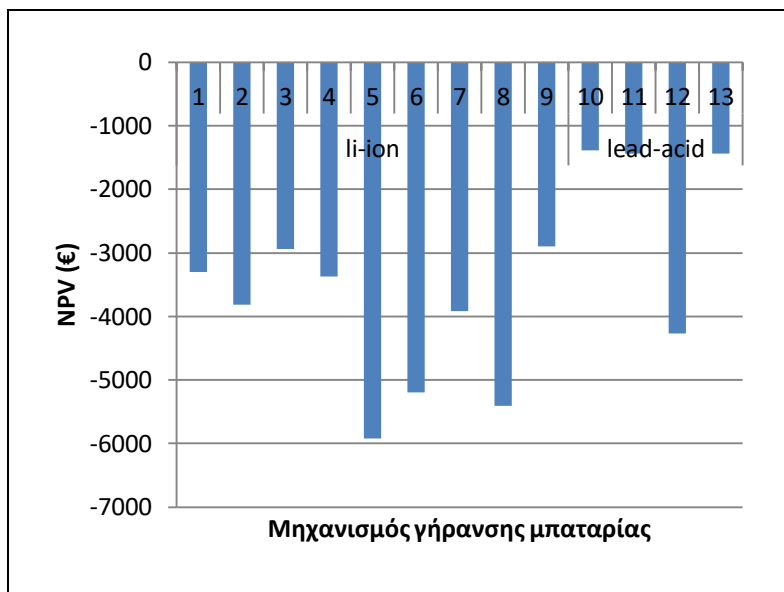


Σχήμα 9.28 annualized_COS VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Οι οικονομικοί δείκτες Καθαρά Παρούσα Αξία και Απόδοση Επένδυσης αξιολογούν το κέρδος που επιφέρει η σύνδεση του συνολικού συστήματος ΦΒ και μπαταρίας σε έναν απλό οικιακό καταναλωτή.

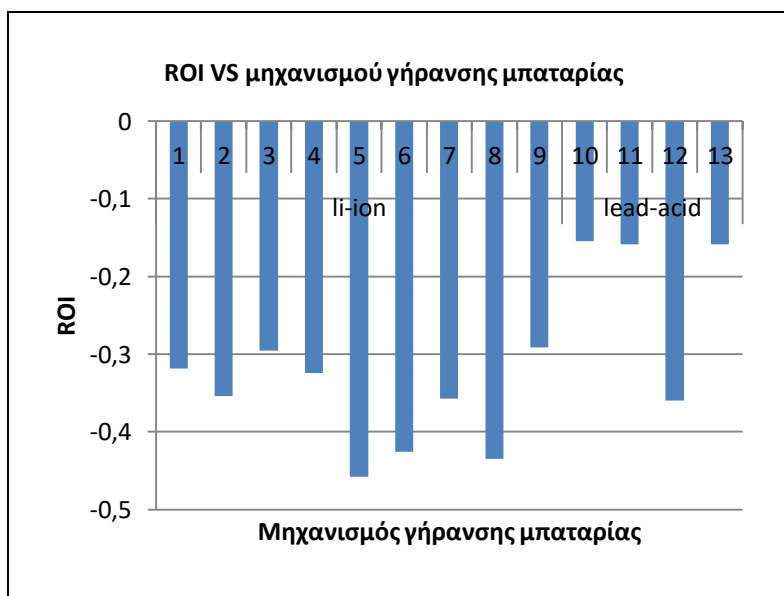
Στο Σχήμα 9.29 φαίνεται ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -5917 με -2896 €. Αντίστοιχα, η Καθαρά Παρούσα Αξία με μπαταρία μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα -4268 με -1385 €. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς η Καθαρά Παρούσα Αξία είναι στα -2939 €, η μικρότερη για μπαταρία λιθίου μετά την 9 αλλά πλεονεκτεί έναντι αυτής αφού λαμβάνει υπόψη και την υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.29 NPV VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Στο Σχήμα 9.30 φαίνεται ότι η Απόδοση επένδυσης με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -0,46 με -0,3. Αντίστοιχα, η Απόδοση επένδυσης με μπαταρία μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα -0,36 με -0,16. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς η Απόδοση επένδυσης είναι -0,3.

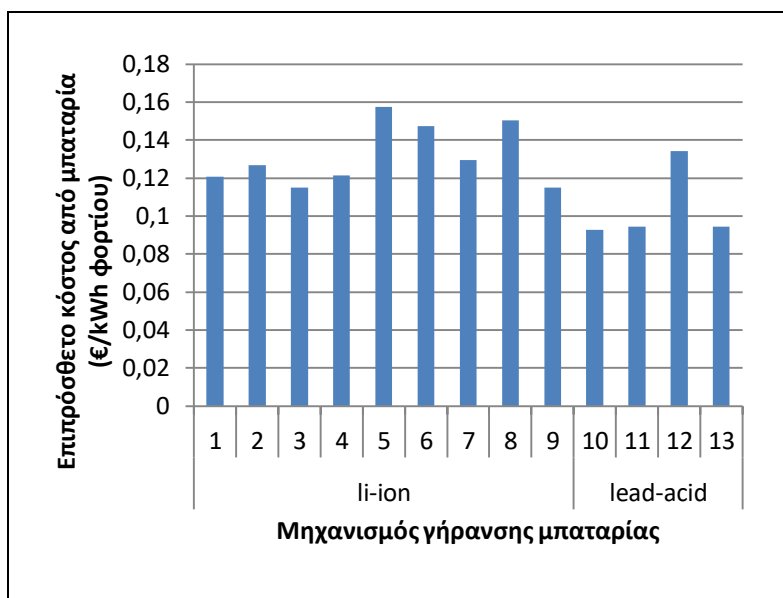


Σχήμα 9.30 ROI VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Το Σχήμα 9.31 απεικονίζει το ετήσιο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης (εξίσωση(5.13)) σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση. Το κόστος που επιβαρύνεται ο αυτοπαραγωγός για το σύστημα αποθήκευσης εξαρτάται μόνο από τις τιμές της μπαταρίας και είναι πιο μεγάλο σε αυτή που αντικαθίσταται περισσότερες φορές. Αν τελικά χρειαστεί ο ίδιος αριθμός μπαταριών, όσο πιο σύντομα στη διάρκεια της 20ετίας αντικατασταθεί η μπαταρία τόσο

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

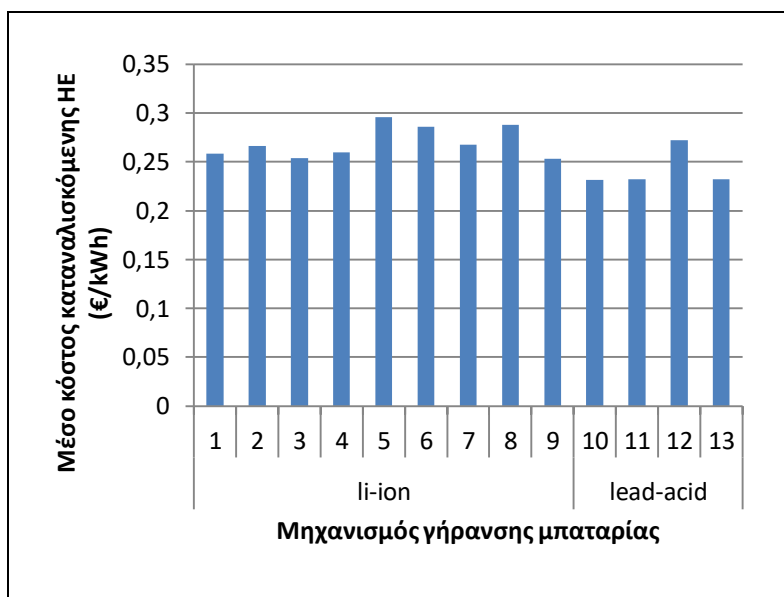
πιο μεγάλο είναι το κόστος αντικατάστασης λόγω της πτώσης των τιμών της μπαταρίας με την πάροδο του χρόνου που δίνεται από τη σχέση (5.9). Μετά την 20ετία η τιμή της μπαταρίας διατηρείται στα 100 €/kWh για μπαταρία λιθίου και 37,5 €/kWh για μπαταρία μολύβδου. Το ετήσιο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου κυμαίνεται στα 0,12-0,16 €/ kWh και με μπαταρία μολύβδου οξέος στα 0,09-0,13 €/kWh. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς το ετήσιο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης λαμβάνει τη μικρότερη τιμή.



Σχήμα 9.31 Επιπρόσθετο κόστος από μπαταρία VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

Το Σχήμα 9.32 δείχνει το συνολικό κόστος ανά καταναλισκόμενη μονάδα ενέργειας το οποίο αποτελείται από το κόστος που προέρχεται αποκλειστικά από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο (Λιανική τιμή ΗΕ), το κόστος που προέρχεται από το ΦΒ σύστημα παραγωγής και το κόστος από το σύστημα αποθήκευσης (Σχήμα 9.31). Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ (εξίσωση (4.14)) μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα 0,25-0,30 €/kWh. Αντίστοιχα, το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ μίας μπαταρίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα 0,23-0,27 €/kWh. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται. Στο μηχανισμό 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς το μέσος κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ λαμβάνει τη μικρότερη τιμή.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 9.32 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ VS μηχανισμού γήρανσης μπαταρίας για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/ MWh φορτίου

9.7 Συμπεράσματα

Όσον αφορά τη μελέτη διαφορετικών μηχανισμών γήρανσης, προκύπτουν τα παρακάτω βασικά συμπεράσματα:

- Η διάρκεια ζωής μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα 6-16,5 έτη που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 5 και 3 του κεφαλαίου. Τα 16,5 έτη αντιστοιχούν στο σενάριο αναφοράς.
- Η διάρκεια ζωής μίας μπαταρίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα 4-11,5 έτη που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς 12 και 10 του κεφαλαίου.
- Το LCOS μιας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται περί 0,48-0,75 €/kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 9 και 8 του κεφαλαίου. Το COS κυμαίνεται περί 0,38-0,62 €/kWh.
- Το LCOS μιας μπαταρίας τεχνολογίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται περί 0,38-0,58 €/kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 11 και 12 του κεφαλαίου. Το COS κυμαίνεται περί 0,29-0,47 €/kWh.
- Το NPV με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -6646 με -3967 € που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 5 και 9 του κεφαλαίου. Στο μηχανισμό γήρανσης 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς το NPV είναι στα -4007 €, η μικρότερη μετά την 9 αλλά πλεονεκτεί έναντι αυτής αφού λαμβάνει υπόψη και την υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Σε κανένα μηχανισμό γήρανσης δεν επέρχεται κέρδος για τον αυτοπαραγωγό. Οι τιμές που λαμβάνει το NPV εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.
- Το NPV με μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα -4976 με -2190 € που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 12 και 10 του κεφαλαίου. Σε κανένα μηχανισμό γήρανσης δεν επέρχεται κέρδος για τον αυτοπαραγωγό. Οι τιμές

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

που λαμβάνει το NPV εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.

- Το ετήσιο κόστος σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση για το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου κυμαίνεται στα **0,13-0,17 €/kWh** που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 3 και 5 του κεφαλαίου.
- Το ετήσιο κόστος σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση για το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα **0,10-0,14 €/kWh** που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 10 και 12 του κεφαλαίου.
- Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ όταν έχει συνδεθεί μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα **0,27-0,31 €/kWh** που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 3 και 5 του κεφαλαίου.
- Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ όταν έχει συνδεθεί μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα **0,24-0,29 €/kWh** που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 10 και 12 του κεφαλαίου.
- Στο βασικό σενάριο που αναφέρεται σε σύστημα αυτοπαραγωγής με ΦΒ και σύστημα αποθήκευσης με διαστασιολόγηση του αντιστροφέα μπαταρίας 2 kW, της ΦΒ παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου και της χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου και διάρκεια ζωής της μπαταρίας 16,5 έτη (μηχανισμός γήρανσης 3) η μέση λιανική τιμή ΗΕ είναι **0,06 €/kWh**, το κόστος ΦΒ **0,08 €/kWh**, το κόστος συστήματος αποθήκευσης **0,13 €/kWh**.

Από τη μελέτη επιδότησης από το κράτος για το σύστημα αποθήκευσης προκύπτουν τα εξής:

- Αν συνδεθεί μπαταρία τεχνολογίας λιθίου και η επιδότηση στο συνολικό κόστος του συστήματος αποθήκευσης είναι:
 - NPV
 - 80%, η επένδυση γίνεται βιώσιμη ($NPV > 0$) όταν η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι 16,5 έτη (μηχανισμός γήρανσης 3).
 - 90%-100%, η επένδυση γίνεται βιώσιμη και στο μηχανισμό γήρανσης 5 που θεωρεί διάρκεια ζωής της μπαταρίας 6 έτη. Στο 100%, δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης⁷² επιτυγχάνεται σχεδόν το ίδιο κέρδος 1450 € και στους 2 μηχανισμούς γήρανσης που είναι μικρότερο από το 3506 € που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό.
 - SPBP
 - Αν χρησιμοποιηθεί η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής, η επένδυση αποσβένεται στη μπαταρία με διάρκεια ζωής 16,5 έτη για επιδότηση 20-40%.
 - Στο 50% και πάνω αποσβένεται και για μπαταρία με διάρκεια ζωής 6 έτη. Στο 100%, δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης επιτυγχάνεται

⁷² Εξαιρούνται τα κόστη συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

απόσβεση στα 10 έτη που είναι μεγαλύτερο από τα 7,1 έτη που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό.

- Αν συνδεθεί μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος και η επιδότηση στο συνολικό κόστος του συστήματος αποθήκευσης είναι:
 - NPV
 - 60-70%, η επένδυση γίνεται βιώσιμη ($NPV > 0$) όταν η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι 11,5 έτη (μηχανισμός γήρανσης 10).
 - 90%-100%, η επένδυση γίνεται βιώσιμη και στο μηχανισμό γήρανσης 12 που θεωρεί διάρκεια ζωής της μπαταρίας 4 έτη. Στο 100%, δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης⁷³ επιτυγχάνεται σχεδόν το ίδιο κέρδος 1950 € και για τους 2 μηχανισμούς γήρανσης που είναι μικρότερο από το 3506 € που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό. Είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο σε μπαταρία λιθίου αφού τα κόστη συντήρησης στη μπαταρία μολύβδου οξέος είναι μικρότερα.
 - SPBP
 - Η μπαταρία με διάρκεια ζωής 11,5 έτη δείχνει να αποσβένεται χωρίς επιδότηση.
 - Αν η επιδότηση είναι 30% και πάνω η επένδυση φαίνεται να αποσβένεται και στη μπαταρία με διάρκεια ζωής 4 έτη. Στο 100%, δηλαδή όταν ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης επιτυγχάνεται απόσβεση στα 9,2 έτη που είναι μεγαλύτερο από τα 7,1 έτη που επιτυγχάνεται μόνο με σύνδεση ΦΒ με ετήσιο ενεργειακό συμψηφισμό.

Όταν το κόστος μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου είναι 400 €/kWh και μολύβδου οξέος 150 €/kWh και μεταβάλλεται η χρέωση προμήθειας παρατηρείται ότι:

- Στο μηχανισμό γήρανσης 3 με μπαταρία λιθίου –καλύτερο σενάριο, για το παρόν κόστος μπαταρίας 400 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,15 €/kWh. Όσο αυξάνεται το κόστος προμήθειας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.
- Στο μηχανισμό γήρανσης 5 με μπαταρία λιθίου –χειρότερο σενάριο, για το παρόν κόστος μπαταρίας 400 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,19 €/kWh. Όσο αυξάνεται το κόστος προμήθειας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.
- Στο μηχανισμό γήρανσης 10 με μπαταρία μολύβδου οξέος –καλύτερο σενάριο, για το παρόν κόστος μπαταρίας 150 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,13 €/kWh. Όσο αυξάνεται το κόστος προμήθειας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.

⁷³ Εξαιρούνται τα κόστη συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης.

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

- Στο μηχανισμό γήρανσης 12 με μπαταρία μολύβδου οξέος –χειρότερο σενάριο, για το παρόν κόστος μπαταρίας 150 €/kWh για να είναι επικερδής η επένδυση η χρέωση προμήθειας πρέπει να είναι 0,17 €/kWh. Όσο αυξάνεται το κόστος προμήθειας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.

Όταν η χρέωση προμήθειας HE είναι 0,10 €/kWh και μεταβάλλεται το κόστος μπαταρίας παρατηρείται ότι:

- Στο μηχανισμό γήρανσης 3 με μπαταρία λιθίου -καλύτερο σενάριο-, για την τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh για να επιφέρει κέρδος η επένδυση το κόστος μπαταρίας πρέπει να πέσει στα 100 €/kWh. Όσο μειώνεται το κόστος μπαταρίας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.
- Στο μηχανισμό γήρανσης 5 με μπαταρία λιθίου -χειρότερο σενάριο-, για την τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh 0,10 €/kWh δεν επιφέρει κέρδος η επένδυση για κόστος μπαταρίας ακόμη και 100 €/kWh. Όσο μειώνεται το κόστος μπαταρίας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.
- Στο μηχανισμό γήρανσης 10 με μπαταρία μολύβδου οξέος -καλύτερο σενάριο-, για την τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh για να επιφέρει κέρδος η επένδυση το κόστος μπαταρίας πρέπει να πέσει στα 50 €/kWh. Όσο μειώνεται το κόστος μπαταρίας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.
- Στο μηχανισμό γήρανσης 12 με μπαταρία μολύβδου οξέος -χειρότερο σενάριο-, για την τωρινή χρέωση προμήθειας 0,10 €/kWh δεν επιφέρει κέρδος η επένδυση ακόμη και για κόστος μπαταρίας 50 €/kWh. Όσο μειώνεται το κόστος μπαταρίας αυξάνεται και το NPV και η επένδυση μπορεί να γίνει ακόμη πιο επικερδής.

Αν μεταβληθεί η περίοδος μελέτης της επένδυσης από 20 έτη σε 25 και εξεταστούν οι ίδιοι μηχανισμοί γήρανσης προκύπτουν:

- Όπως είναι λογικό προκύπτουν οι ίδιες διάρκειες ζωής για τη μπαταρία. Η διάρκεια ζωής μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα 6-16,5 έτη που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 5 και 3 του κεφαλαίου. Τα 16,5 έτη αντιστοιχούν στο σενάριο αναφοράς.
- Το LCOS μιας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται περί 0,44-0,68 €/kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 9 και 8 του κεφαλαίου. Το COS κυμαίνεται περί 0,32-0,52 €/kWh.
- Το LCOS μιας μπαταρίας τεχνολογίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται περί 0,36-0,54 €/kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 11 και 12 του κεφαλαίου. Το COS κυμαίνεται περί 0,27-0,43 €/kWh.
- Το NPV με μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -5917 με -2896 € που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 5 και 9 του κεφαλαίου. Στο μηχανισμό γήρανσης 3 που αποτελεί το σενάριο αναφοράς το NPV είναι στα -2939 €, η μικρότερη μετά την 9 αλλά πλεονεκτεί έναντι αυτής αφού λαμβάνει υπόψη και την υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Σε κανένα μηχανισμό γήρανσης δεν

Επίπτωση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

επέρχεται κέρδος για τον αυτοπαραγωγό. Οι τιμές που λαμβάνει το NPV εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.

- Το NPV με μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα -4268 με -1385 € που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 12 και 10 του κεφαλαίου. Σε κανένα μηχανισμό γήρανσης δεν επέρχεται κέρδος για τον αυτοπαραγωγό. Οι τιμές που λαμβάνει το NPV εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.
- Το ετήσιο κόστος σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση για το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου κυμαίνεται στα 0,12-0,16 €/ kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 3 και 5 του κεφαλαίου.
- Το ετήσιο κόστος σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση για το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρία μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα 0,09-0,13 €/kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 10 και 12 του κεφαλαίου.
- Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ όταν έχει συνδεθεί μπαταρία τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα 0,25-0,30 €/kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 3 και 5 του κεφαλαίου.
- Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ όταν έχει συνδεθεί μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος κυμαίνεται στα 0,23-0,27 €/kWh που αντιστοιχούν στους μηχανισμούς γήρανσης 10 και 12 του κεφαλαίου.

Κεφάλαιο 10

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

10.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό, υιοθετείται ως βασικό σενάριο για τη μοντελοποίηση του συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ και σύστημα αποθήκευσης αυτό που περιγράφεται στην ενότητα 7.1 με διαστασιολόγηση του αντιστροφέα μπαταρίας 2 kW, της ΦΒ παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου και της χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου. Ακολουθήθηκε ο 3^{ος} μηχανισμός γήρανσης που περιγράφεται στο 5.5.3.3 για λόγους που συνδυάζουν την απλότητα, την ευκολία εφαρμογής και την ευρεία διάθεση αποδοχής⁷⁴ του. Η μπαταρία φορτίζει και εκφορτίζει σύμφωνα με τις στρατηγικές διαχείρισης φόρτισης εκφόρτισης της που περιγράφονται στο κεφάλαιο 5.5.4. Οι εναλλακτικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας προτείνονται με σκοπό τον περιορισμό των κορυφών έγχυσης στο Δίκτυο το μεσημέρι και των κορυφών ζήτησης το βράδυ καθώς με τη συμβατική στρατηγική φόρτισης της μπαταρίας που εφαρμόστηκε μέχρι τώρα η μπαταρία αρχίζει να φορτίζει αμέσως μόλις εμφανιστεί το πρώτο πλεόνασμα ηλιακής ενέργειας στην αρχή της ημέρας με αποτέλεσμα να είναι πλήρως φορτισμένη πριν το μεσημέρι που η έγχυση στο Δίκτυο είναι μεγαλύτερη. Παρατηρείται η επίδραση τους σε τεχνικά αλλά και οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης.

10.2 Ανάλυση ενεργειακών ροών

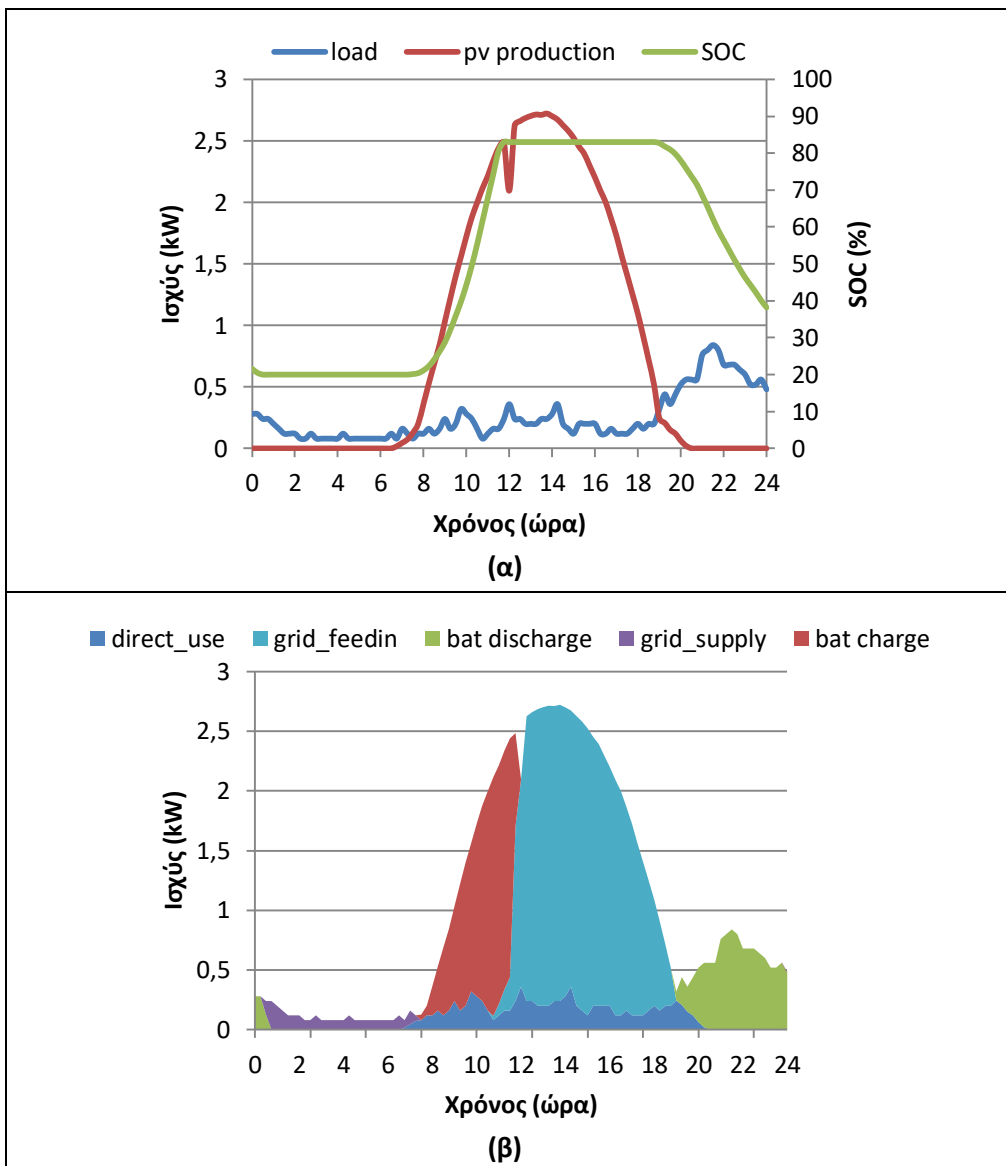
Η συμπεριφορά του συστήματος αποθήκευσης στο οικιακό σύστημα αυτοπαραγωγής εμφανίζεται για δύο ημέρες του χρόνου με διαφορετικό επίπεδο ηλιακής ακτινοβολίας και κατανάλωσης. Η 8_η Ιουνίου είναι μια ημέρα με ηλιοφάνεια και χαμηλό φορτίο σε αντίθεση με τη 1_η Μαρτίου που είναι μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο. Τα σχήματα που ακολουθούν δείχνουν τις καμπύλες φορτίου, παραγωγής, τη λειτουργία της μπαταρίας και τις ροές ισχύος μεταξύ ΦΒ, μπαταρίας, δικτύου και φορτίου για τις διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας. Η αρίθμηση όταν γίνεται αναφορά σε αυτές αντιστοιχεί στην αρίθμηση που έχει γίνει στην περιγραφή τους στο κεφάλαιο 5.5.4.

⁷⁴ Στο αντίστοιχο κεφάλαιο για τους μηχανισμούς γήρανσης γίνεται αναλυτική περιγραφή των χαρακτηριστικών τους. Όπως αποδεικνύεται εκεί, υπάρχουν πολλοί μηχανισμοί που μελετώνται και προτείνονται. Ακόμη όμως κανείς δεν έχει γίνει ευρεία και μονοσήμαντα κοινά αποδεκτός κάτι που εισάγει ισχυρή αβεβαιότητα εάν υιοθετηθεί κάποιος ιδιαίτερα εξεζητημένος ή πρωτοποριακός.

10.2.1 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 1

Μέρα με Υψηλή παραγωγή –Χαμηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.1 παρατηρείται ότι όταν η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας ορίζει ότι η μπαταρία φορτίζει αμέσως μόλις εμφανιστεί πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής, η μπαταρία μέχρι τις 12 το μεσημέρι έχει φορτιστεί πλήρως. Η έγχυση ενέργειας που πραγματοποιείται τις ώρες 10.30-12.00 στη διάρκεια φόρτισης της οφείλεται στον αντιστροφέα της μπαταρίας που περιορίζει την ενέργεια που μπορεί να κατευθυνθεί από το ΦΒ στο σύστημα αποθήκευσης. Αμέσως μόλις η ΦΒ παραγωγή λαμβάνει μικρότερη τιμή από την κατανάλωση δηλαδή μετά τις 7 το βράδυ η μπαταρία εκφορτίζει. Στο τέλος της ημέρας όμως δεν έχει αδειάσει (SOC=40%) λόγω του χαμηλού φορτίου οπότε έχει να δώσει ενέργεια και τις πρώτες πρωινές ώρες της επόμενης μέρας.

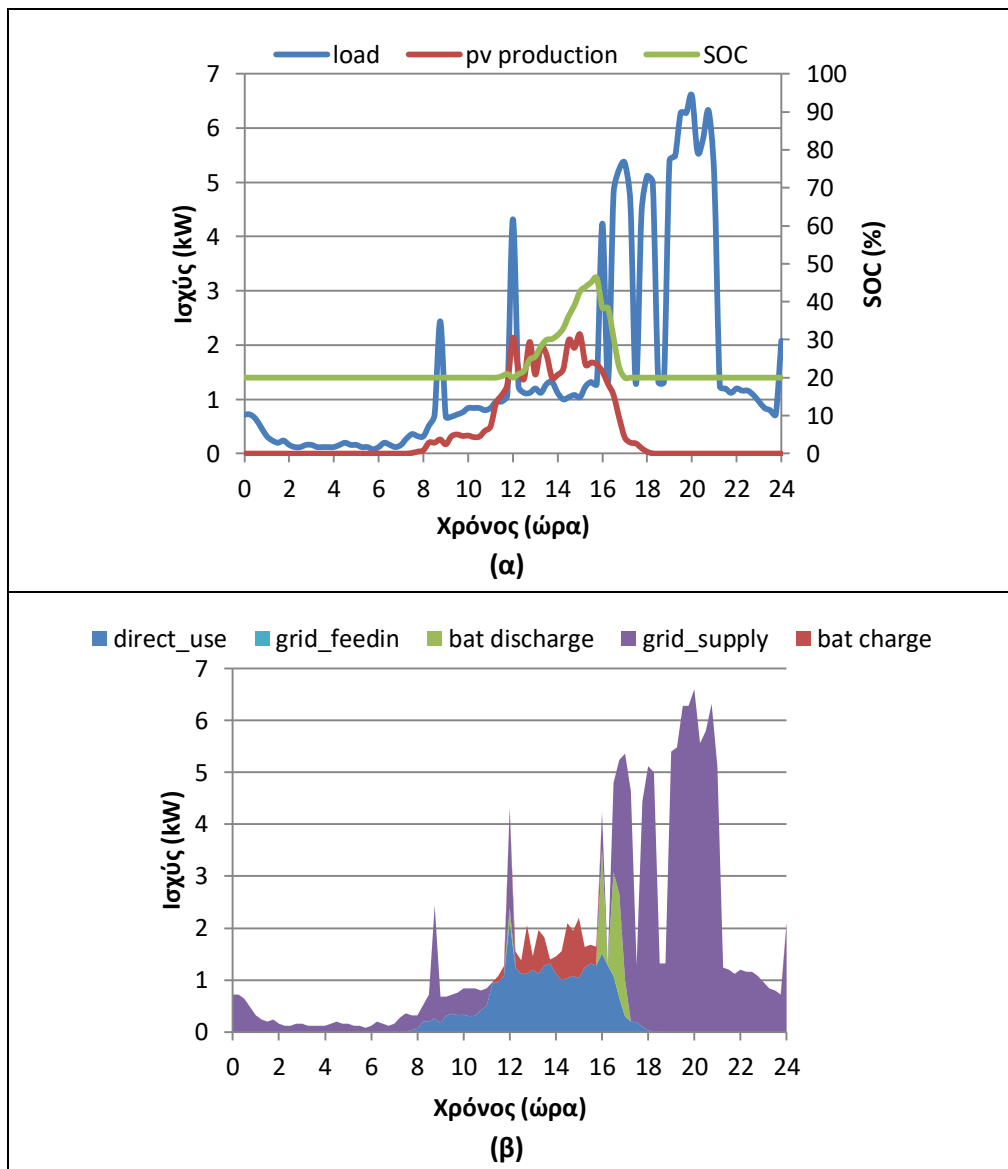


Σχήμα 10.1 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο –Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 1

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Μέρα με Χαμηλή παραγωγή -Υψηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.2 παρατηρείται ότι η μπαταρία δεν καταφέρνει να φορτιστεί πλήρως λόγω της απουσίας πλεονάσματος ΦΒ παραγωγής. Φορτίζει μόνο τις ώρες 12.00-16.00 και η στάθμη φόρτισης της φτάνει το 45%. Λόγω της μικρής ποσότητας ενέργειας που έχει αποθηκευτεί στη μπαταρία μέχρι τις 5 το απόγευμα έχει αδειάσει.

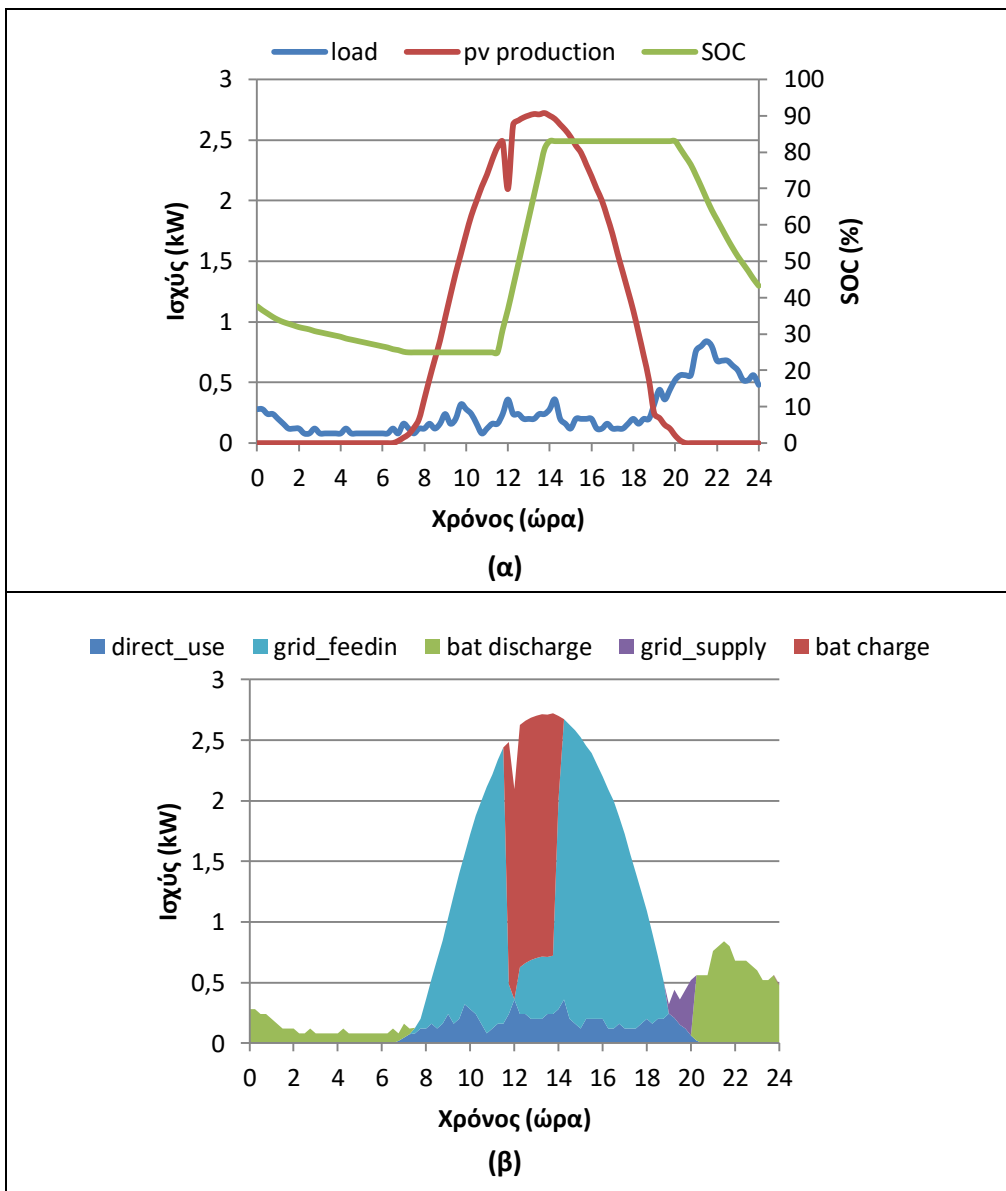


Σχήμα 10.2 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συνεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείριση μπαταρίας 1

10.2.2 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 2

Μέρα με Υψηλή παραγωγή –Χαμηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.3 παρότι η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από το φορτίο από τις 7 το πρωί η μπαταρία αρχίζει να φορτίζει μετά τις 11.30 όπως ορίζεται από τη στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας 2. Όπως φαίνεται η μπαταρία μέχρι τις 2 το μεσημέρι έχει γεμίσει. Η έγχυση ενέργειας που συμβαίνει στη διάρκεια φόρτισης της οφείλεται στον αντιστροφή της μπαταρίας που περιορίζει την ενέργεια που μπορεί να κατευθυνθεί από το ΦΒ στο σύστημα αποθήκευσης. Σε αντίθεση με τη στρατηγική διαχείρισης 1 αυτή η στρατηγική περιορίζει υψηλές εγχύσεις που εμφανίζονται το μεσημέρι. Εκφορτίζει μετά τις 8 το βράδυ και στο τέλος της ημέρας δεν έχει αδειάσει (SOC=45%) λόγω του χαμηλού φορτίου οπότε έχει να δώσει ενέργεια και τις πρώτες πρωινές ώρες της επόμενης μέρας.

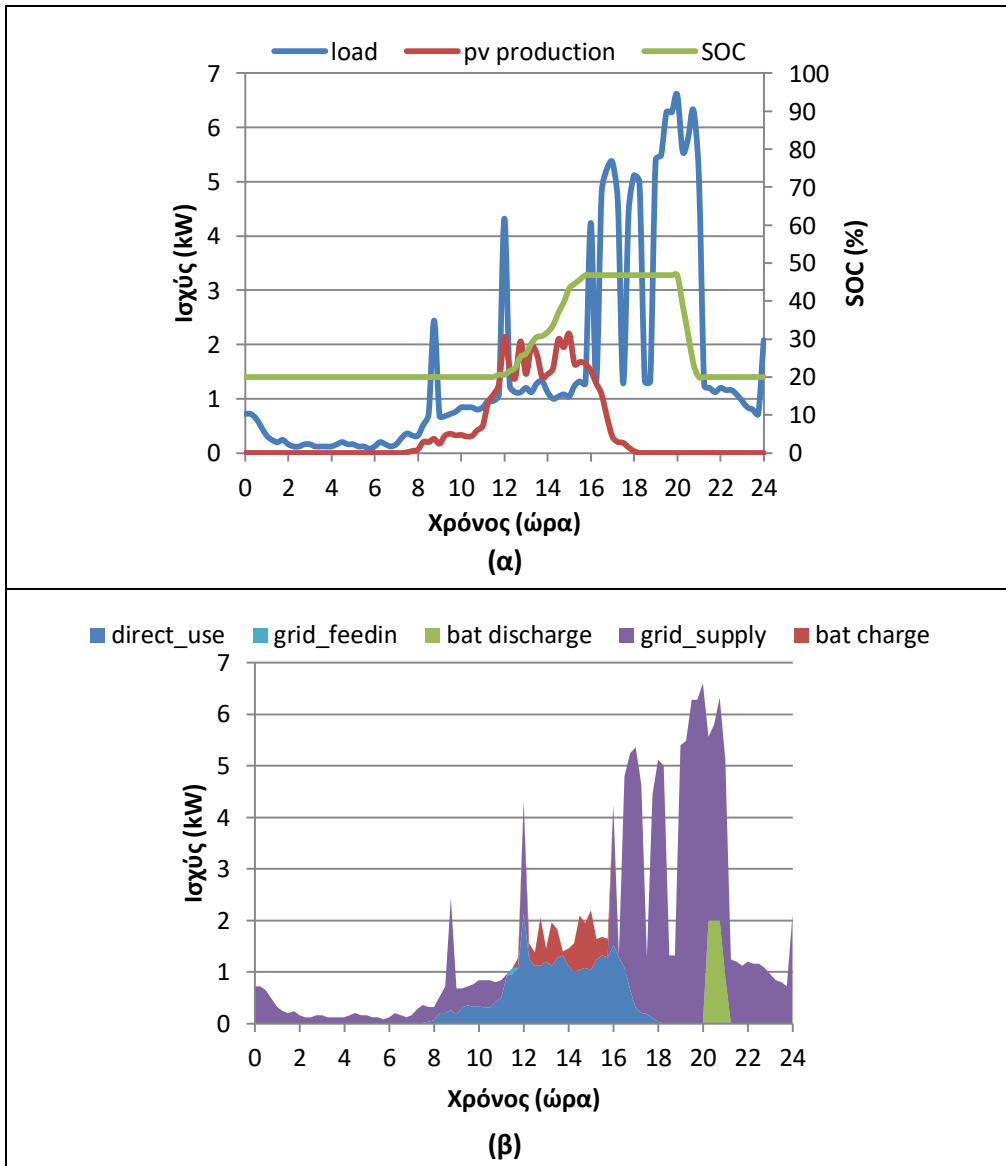


Σχήμα 10.3 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 2

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Μέρα με Χαμηλή παραγωγή –Υψηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.4 παρατηρείται ότι η μπαταρία δεν καταφέρνει να φορτιστεί πλήρως λόγω της μικρής ΦΒ παραγωγής. Φορτίζει μόνο τις ώρες 11.30-16 και η στάθμη φόρτισης της φτάνει το 47%. Εκφορτίζει μετά τις 8 το βράδυ αλλά λόγω της υψηλής ζήτησης φορτίου και της χαμηλής ΦΒ παραγωγής μέχρι τις 9 έχει αδειάσει. Σε αυτή τη μία ώρα εκφόρτισης της επιτυγχάνει τη μείωση των μέγιστων τιμών ισχύος απορρόφησης κατά 2 kW. Η μείωση δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη λόγω της ύπαρξης του αντιστροφέα των 2 kW που περιορίζει στα 2 kW την ισχύ που μπορεί να κατευθυνθεί από το σύστημα αποθήκευσης στο φορτίο.

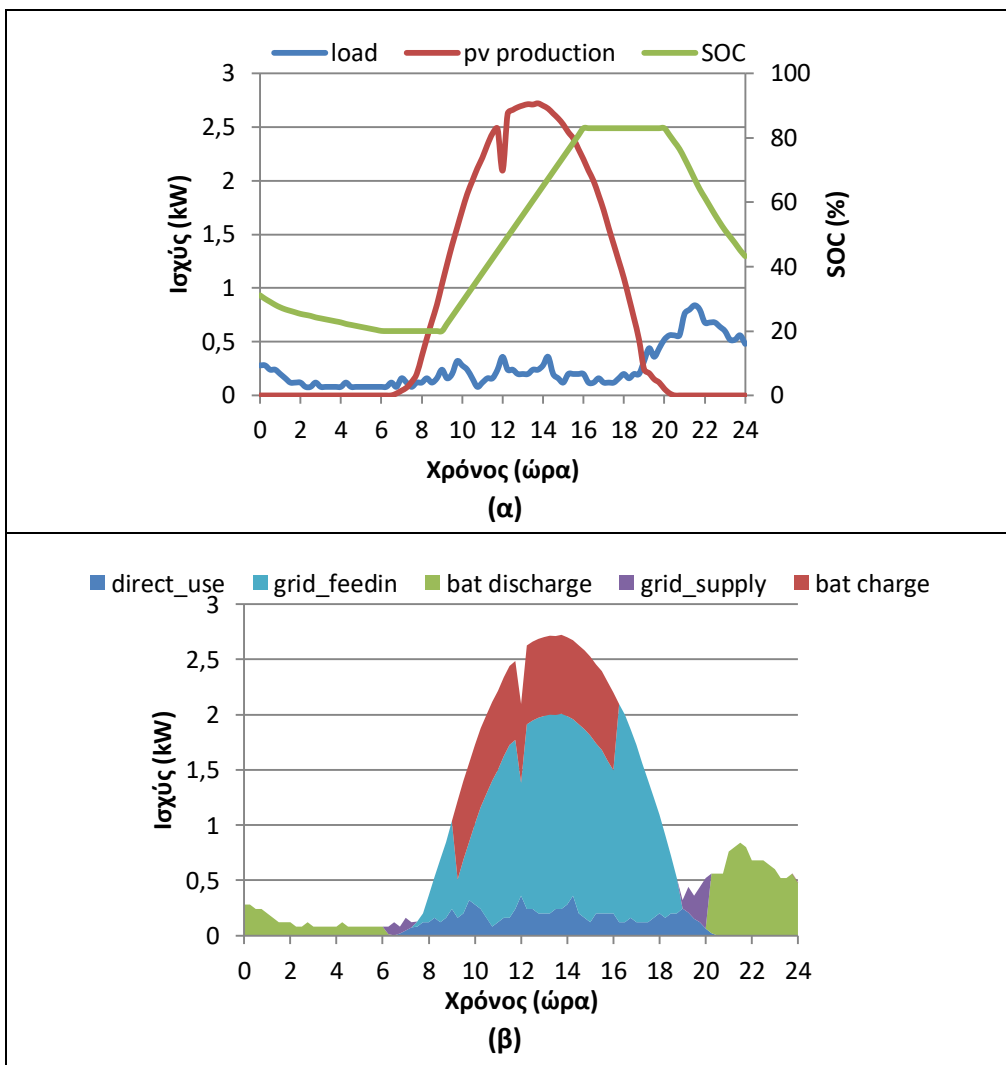


Σχήμα 10.4 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 2

10.2.3 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 3

Μέρα με Υψηλή παραγωγή –Χαμηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.5 παρότι η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από το φορτίο από τις 7 το πρωί η μπαταρία φορτίζει με το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής από τις 9 μέχρι τις 4 το μεσημέρι με σταθερή ισχύ. Δηλαδή για να φορτιστεί με 4,5 kWh⁷⁵ σε 7 ώρες, την ώρα πρέπει να αποθηκεύονται 0,64 kWh. Οπότε τη μέρα αυτή που η μπαταρία είναι άδεια για να φορτιστεί με 4,5 kWh πρέπει κάθε δεκαπεντάλεπτο μετά τις 9 μέχρι τις 16 να πηγαίνει από το ΦΒ στο σύστημα αποθήκευσης 0,71kW και επειδή η ΦΒ παραγωγή είναι υψηλή αυτό επιτυγχάνεται. Σε αντίθεση με τη στρατηγική διαχείρισης 1 αυτή η στρατηγική περιορίζει υψηλές εγχύσεις που εμφανίζονται το μεσημέρι. Εκφορτίζει μετά τις 8 το βράδυ και στο τέλος της ημέρας δεν έχει αδειάσει (SOC=45%) λόγω του χαμηλού φορτίου οπότε έχει να δώσει ενέργεια και τις πρώτες πρωινές ώρες της επόμενης μέρας.



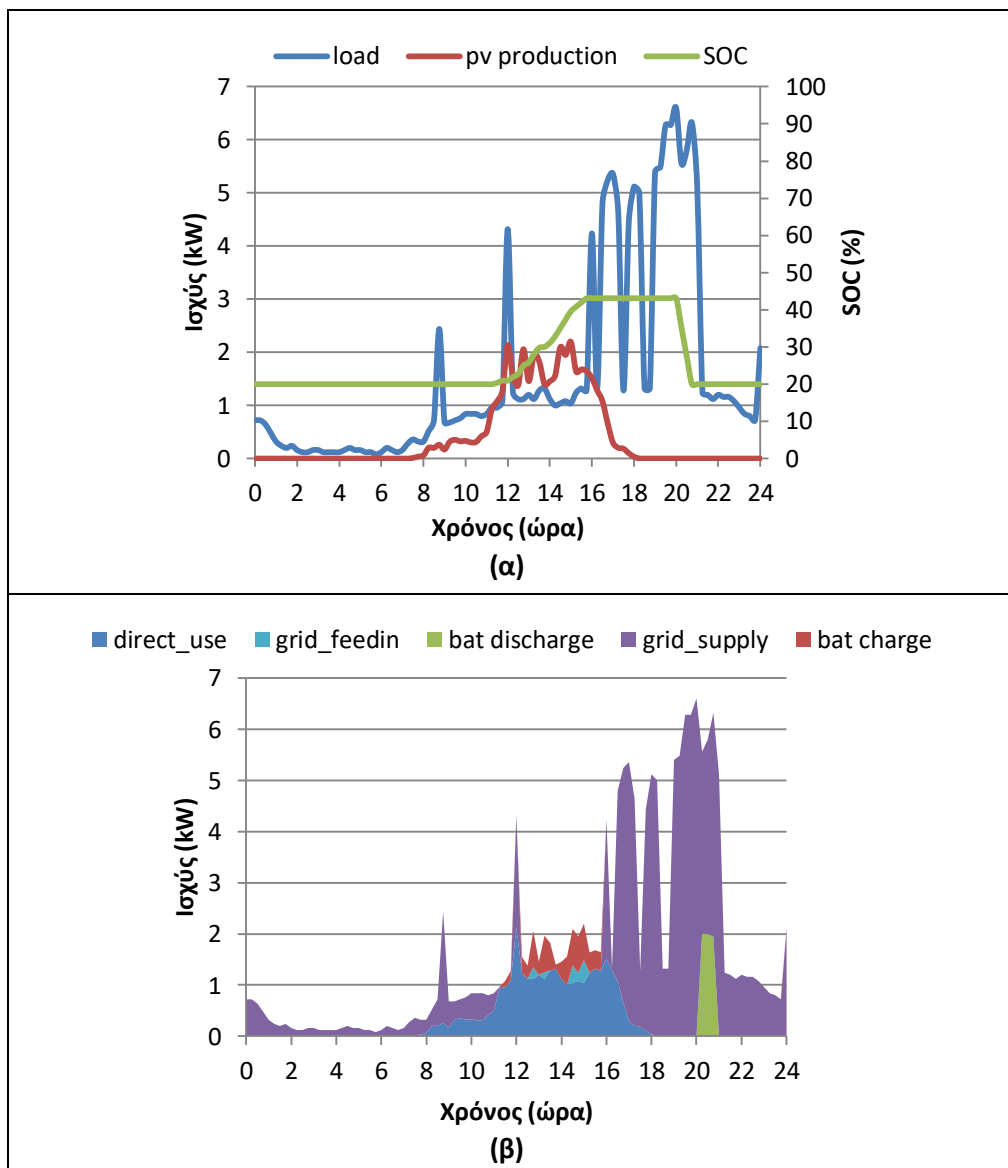
Σχήμα 10.5 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 3

⁷⁵ Η χωρητικότητα που μπορεί να αποθηκεύσει η μπαταρία σε κάθε κύκλο λόγω του ότι λειτουργεί με παράθυρο φόρτισης 20-83%.

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Μέρα με Χαμηλή παραγωγή –Υψηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.6 παρατηρείται ότι η μπαταρία δεν καταφέρνει να φορτιστεί πλήρως λόγω της μικρής ΦΒ παραγωγής. Φορτίζει μόνο τις ώρες 11.30-16.00 και η στάθμη φόρτισης της φτάνει το 43%. Είναι μικρότερη από τις προηγούμενες 2 αφού η μπαταρία έχει επιλεγεί να φορτίζει τις ώρες 9-16 με σταθερή ισχύ και όπως αναφέρθηκε παραπάνω δεν επιτρέπεται η ισχύς από το ΦΒ στο σύστημα αποθήκευσης να ξεπερνά τα 0,71 kW την ώρα. Σε αυτή την περίπτωση εγχέεται ενέργεια στο Δίκτυο ενώ η μπαταρία μένει αφόρτιστη. Εκφορτίζει μετά τις 8 το βράδυ αλλά λόγω της υψηλής ζήτησης φορτίου και της χαμηλής ΦΒ παραγωγής μέχρι τις 9 έχει αδειάσει. Σε αυτή τη μία ώρα εκφόρτισης της επιτυγχάνει τη μείωση των μέγιστων τιμών ισχύος απορρόφησης κατά 2 kW. Η μείωση δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη λόγω της ύπαρξης του αντιστροφέα των 2 kW που περιορίζει στα 2 kW την ισχύ που μπορεί να κατευθυνθεί από το σύστημα αποθήκευσης στο φορτίο.

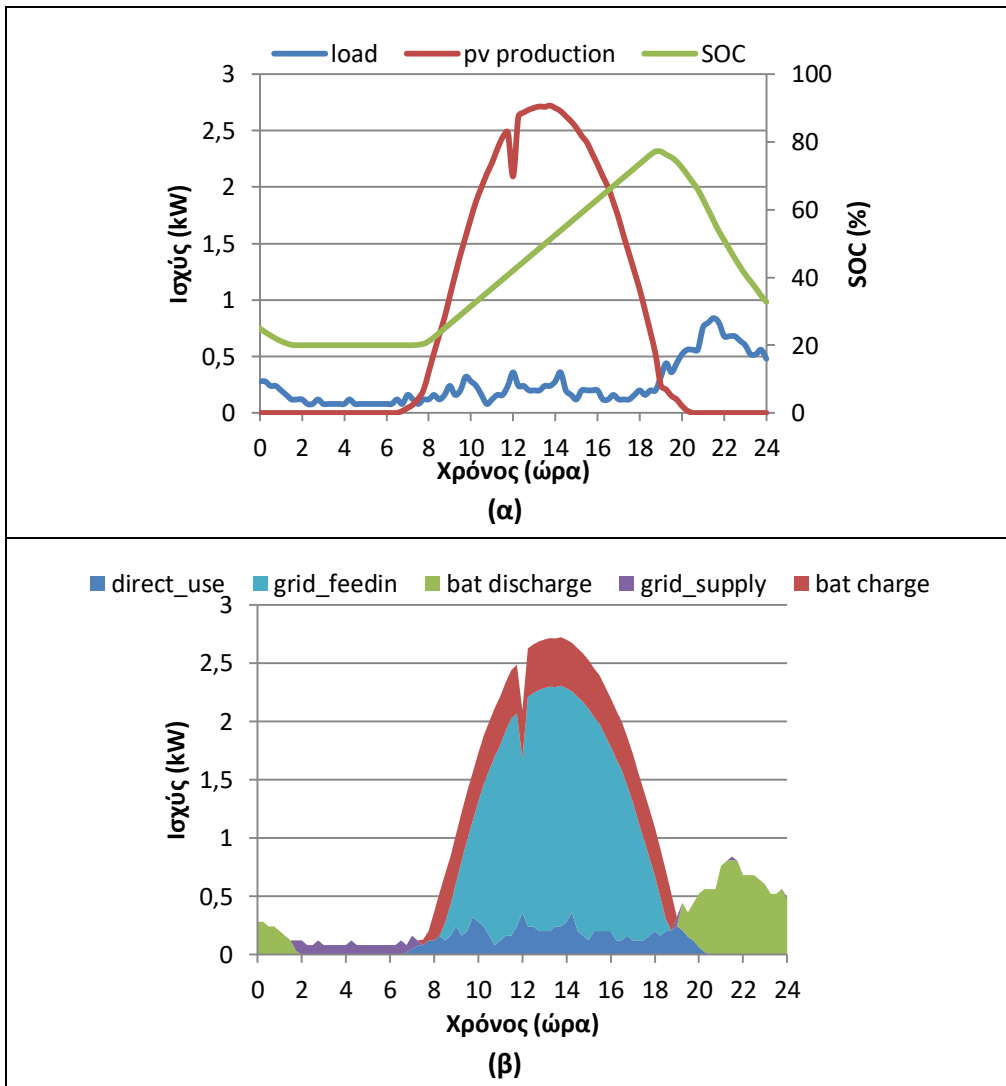


Σχήμα 10.6 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 3

10.2.4 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 4

Μέρα με Υψηλή παραγωγή –Χαμηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.7 η μπαταρία φορτίζει με το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής από τις 7 μέχρι τις 19 με σταθερή ισχύ. Δηλαδή για να φορτιστεί με 4,5 kWh σε 12 ώρες την ώρα πρέπει να αποθηκεύονται 0,375 kWh την ώρα. Οπότε τη μέρα αυτή που η μπαταρία είναι άδεια για να φορτιστεί με 4,5 kWh πρέπει κάθε δεκαπεντάλεπτο μετά τις 7 μέχρι τις 19 να πηγαίνει από το ΦΒ στο σύστημα αποθήκευσης 0,417 kW και επειδή το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής δεν είναι τόσο υψηλό όλες τις ώρες με ηλιοφάνεια της ημέρας η μπαταρία φορτίζει μέχρι το 76%. Εκφορτίζει 7 με 12 το βράδυ με σταθερή ισχύ για να μειώνει τις αιχμές φορτίου. Για να εκφορτίζει 4,5 kWh σε 5 ώρες την ώρα πρέπει να εκφορτίζονται 0,9 kWh την ώρα. Οπότε πρέπει κάθε δεκαπεντάλεπτο να πηγαίνει από το σύστημα αποθήκευσης στο φορτίο 0,81 kW και επειδή η ζήτηση είναι χαμηλή η προσφορά ισχύος 0,81 kW το δεκαπεντάλεπτο καλύπτει το φορτίο. Στο τέλος της ημέρας δεν έχει αδειάσει (SOC=33%) λόγω του χαμηλού φορτίου οπότε έχει να δώσει ενέργεια και τις πρώτες πρωινές ώρες της επόμενης μέρας.

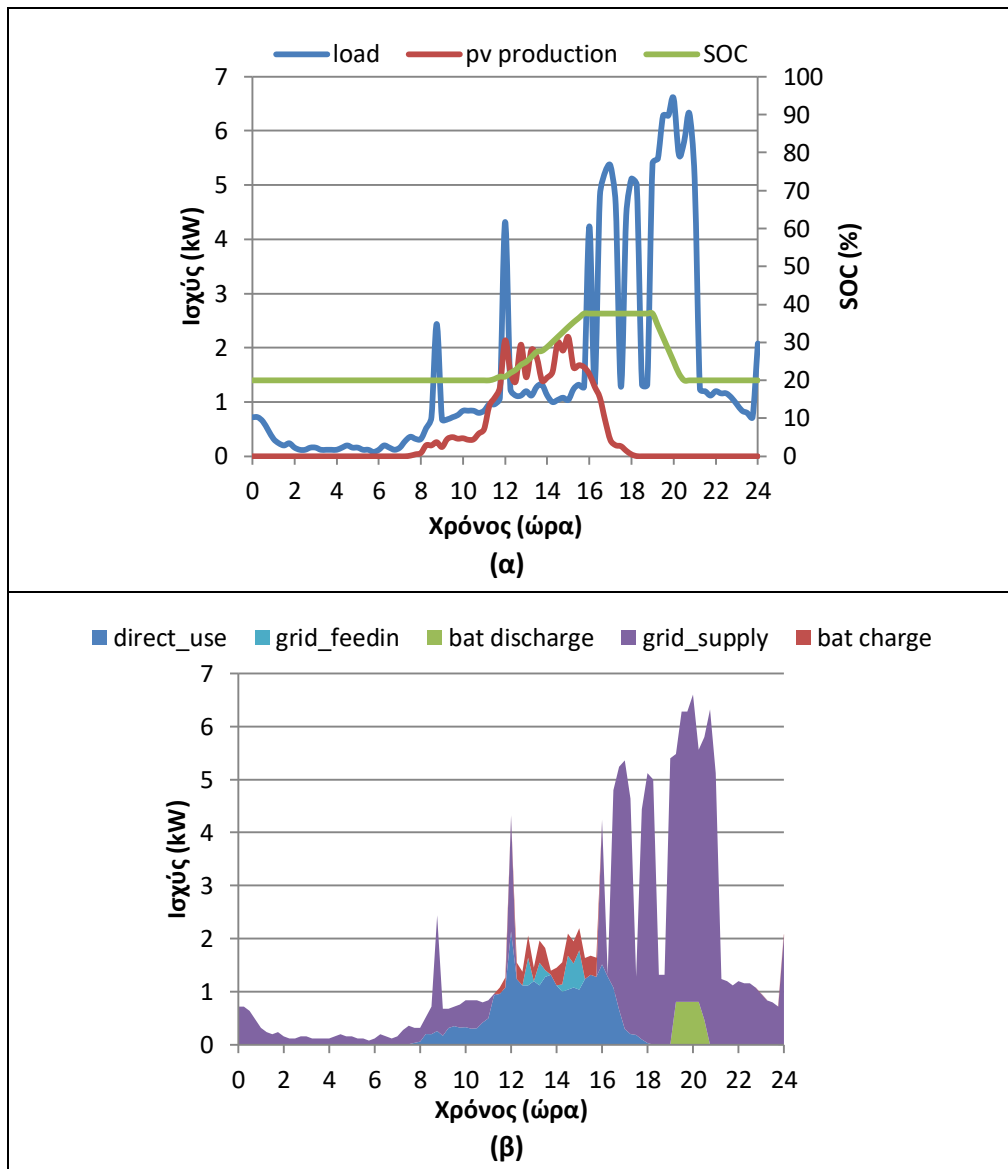


Σχήμα 10.7 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 4

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Μέρα με Χαμηλή παραγωγή –Υψηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.8 παρατηρείται ότι η μπαταρία δεν καταφέρνει να φορτιστεί πλήρως λόγω της μικρής ΦΒ παραγωγής. Φορτίζει μόνο τις ώρες 11.30-16.00 και η στάθμη φόρτισης της φτάνει το 38%. Είναι μικρότερη από τις προηγούμενες 3 αφού η μπαταρία έχει επιλεγεί να φορτίζει τις ώρες 7-19 με σταθερή ισχύ και όπως αναφέρθηκε παραπάνω δεν επιτρέπεται η ισχύς από το ΦΒ στο σύστημα αποθήκευσης να ξεπερνά τα 0,417 kW την ώρα. Σε αυτή την περίπτωση επειδή η ΦΒ παραγωγή είναι περιορισμένη αυτή η στρατηγική οδηγεί στην έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο ενώ η μπαταρία μένει αφόρτιστη. Εκφορτίζει 7 με 12 το βράδυ με σταθερή ισχύ για να μειώνει τις αιχμές φορτίου. Για να εκφορτίσει 4,5 kWh σε 5 ώρες την ώρα πρέπει να εκφορτίζονται 0,9 kWh την ώρα. Οπότε πρέπει κάθε δεκαπεντάλεπτο να πηγαίνει από το σύστημα αποθήκευσης στο φορτίο 0,81 kW. Επειδή όμως η μπαταρία δεν έχει γεμίσει μέχρι τις 8.30 το βράδυ έχει αδειάσει.

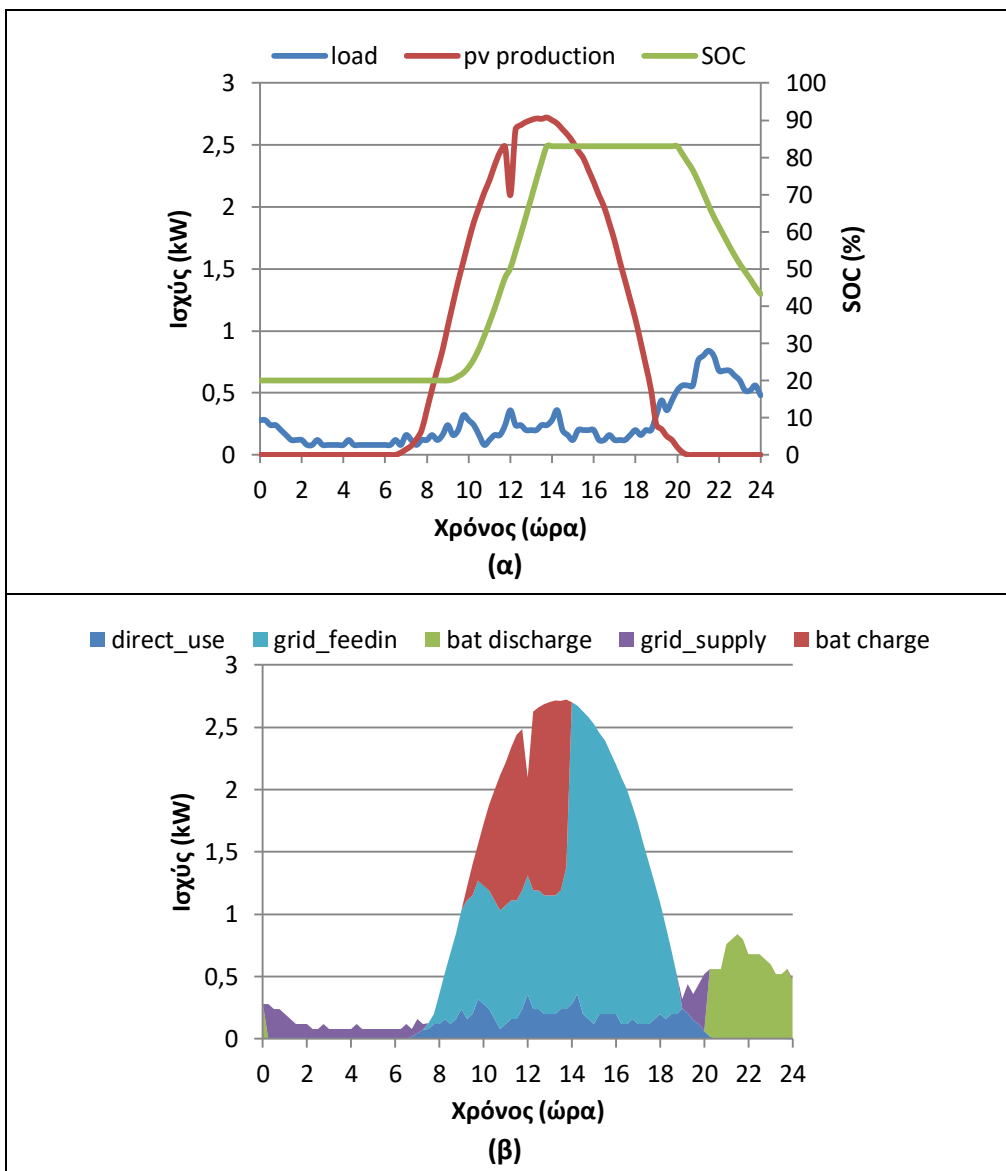


Σχήμα 10.8 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 4

10.2.5 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 5

Μέρα με Υψηλή παραγωγή –Χαμηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.9 παρατηρείται ότι όταν το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής είναι μεγαλύτερο από το 30% της εγκατεστημένης ισχύος, εγχέεται το 30% και το επιπλέον φορτίζει τη μπαταρία. Η μπαταρία ξεκινάει να φορτίζει στις 9 και έχει γεμίσει μέχρι τις 2 το μεσημέρι οπότε τις επόμενες ώρες υπάρχει υψηλή έγχυση. Εκφορτίζει μετά τις 8 το βράδυ και στο τέλος της ημέρας δεν έχει αδειάσει (SOC=45%) λόγω του χαμηλού φορτίου οπότε έχει να δώσει ενέργεια και τις πρώτες πρωινές ώρες της επόμενης μέρας.

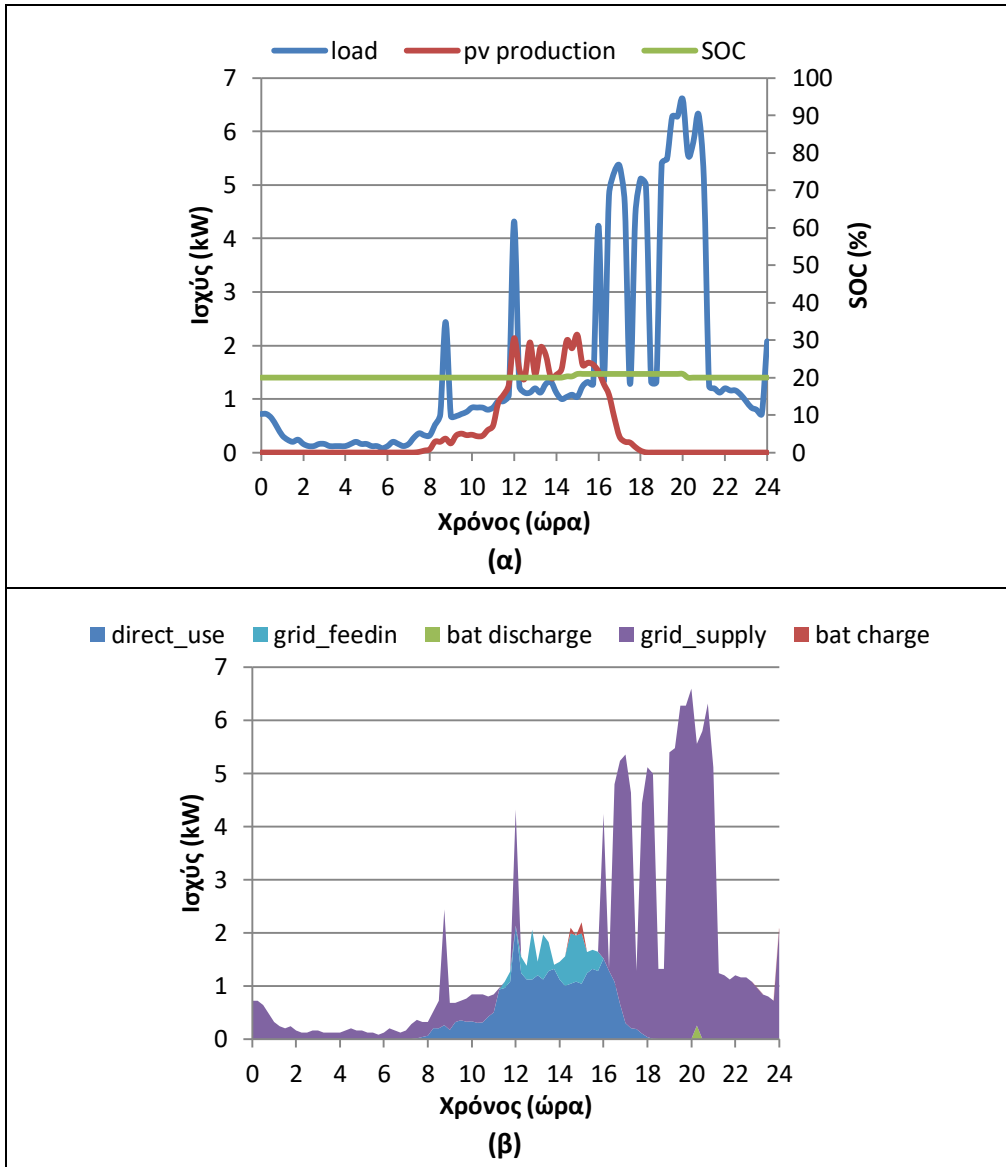


Σχήμα 10.9 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 5

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Μέρα με Χαμηλή παραγωγή –Υψηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.10 παρατηρείται μια απειροελάχιστη φόρτιση και εκφόρτιση αντίστοιχα ενώ εγχέεται όλο το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής στο Δίκτυο καθώς δεν ξεπερνά το 30% ης εγκατεστημένης ισχύος.



Σχήμα 10.10 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 5

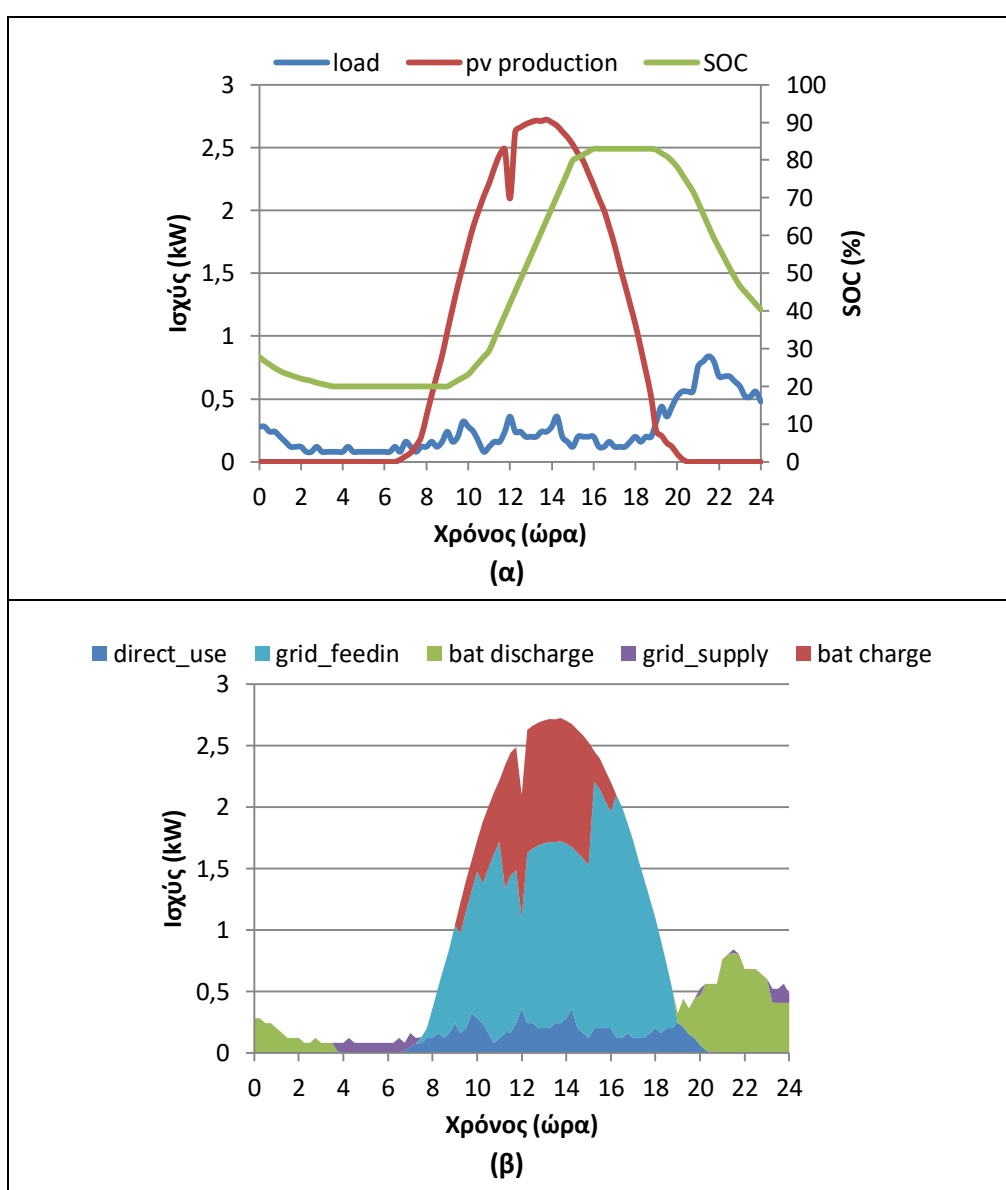
10.2.6 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 6

Μέρα με Υψηλή παραγωγή –Χαμηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.11 παρότι η ΦΒ παραγωγή είναι μεγαλύτερη από το φορτίο από τις 7 το πρωί η μπαταρία φορτίζει με το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής από τις 9 μέχρι τις 4 το μεσημέρι με ποσοστά που έχουν οριστεί. Συγκεκριμένα, για να φορτιστεί η μπαταρία που είναι άδεια με 4,5 kWh φορτίζει 0,225 kWh στις 9-10, 0,45 kWh 10-11, 3,6 kWh 11-15 και 0,225 kWh 15-16. Οπότε τη μέρα αυτή που η μπαταρία είναι άδεια για να φορτιστεί με 4,5 kWh πρέπει κάθε

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

δεκαπεντάλεπτο μετά τις 9 μέχρι τις 16 να πηγαίνει από το ΦΒ στο σύστημα αποθήκευσης 0,25 kW στις 9-10, 0,5 kW 10-11, 1 kW 11-15 και 0,25 kW 15-16. Και επειδή η ΦΒ παραγωγή είναι υψηλή αυτό επιτυγχάνεται. Σε αντίθεση με τη στρατηγική διαχείρισης 1 αυτή η στρατηγική περιορίζει υψηλές εγχύσεις που εμφανίζονται το μεσημέρι. Εκφορτίζει 19-02 με ποσοστά που έχουν οριστεί. Δηλαδή για να εκφορτίσει 4,5 kWh εκφορτίζει 0,225 kWh στις 19-20, 0,45 kWh 20-21, 2,7 kWh 21-23, 0,9 kWh 23-01 και 0,225 kWh 1 με 2 το πρωί. (SOC=42%) λόγω του χαμηλού φορτίου οπότε έχει να δώσει ενέργεια και τις πρώτες πρωινές ώρες της επόμενης μέρας. Αφού η μπαταρία έχει γεμίσει, η μπαταρία δεν θα αδειάσει αλλά από την στρατηγική που έχει επιβληθεί σίγουρα μένει το 15% της χρήσιμης χωρητικότητας χρησιμοποιείται στις 24-02 το πρωί και επειδή οι ανάγκες του φορτίου είναι χαμηλότερες το SOC πέφτει στο 42% και έχει να δώσει και για μετά τις 2 που η μπαταρία εκφορτίζει με τον απλό τρόπο.

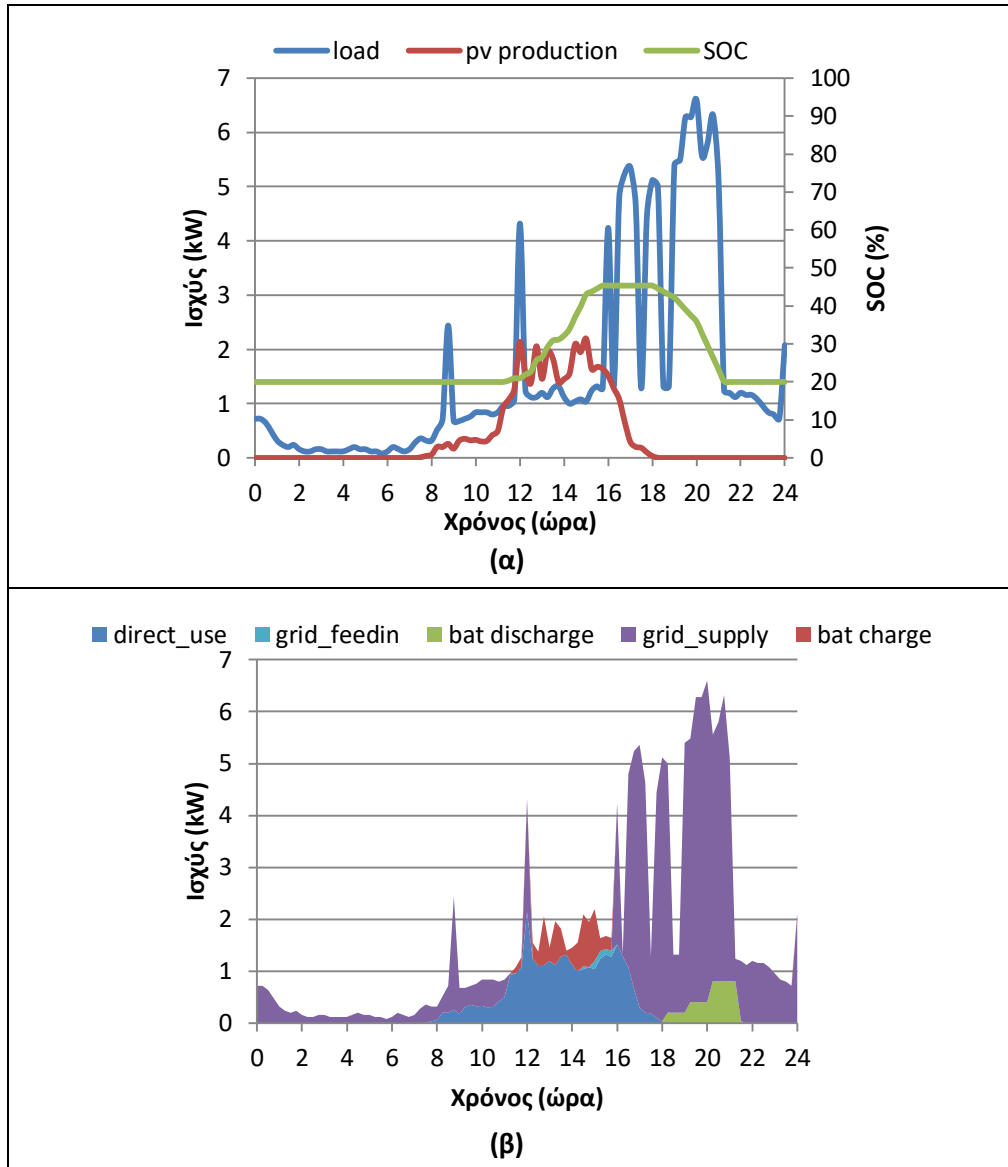


Σχήμα 10.11 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 6

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Μέρα με Χαμηλή παραγωγή –Υψηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.12 η μπαταρία δεν καταφέρνει να φορτιστεί πλήρως λόγω της μικρής ΦΒ παραγωγής. Φορτίζει μόνο τις ώρες 11.30-16 και η στάθμη φόρτισης της φτάνει το 44%. Λόγω της απουσίας ενέργειας στη μπαταρία μέχρι τις 9.30 το βράδυ έχει αδειάσει.

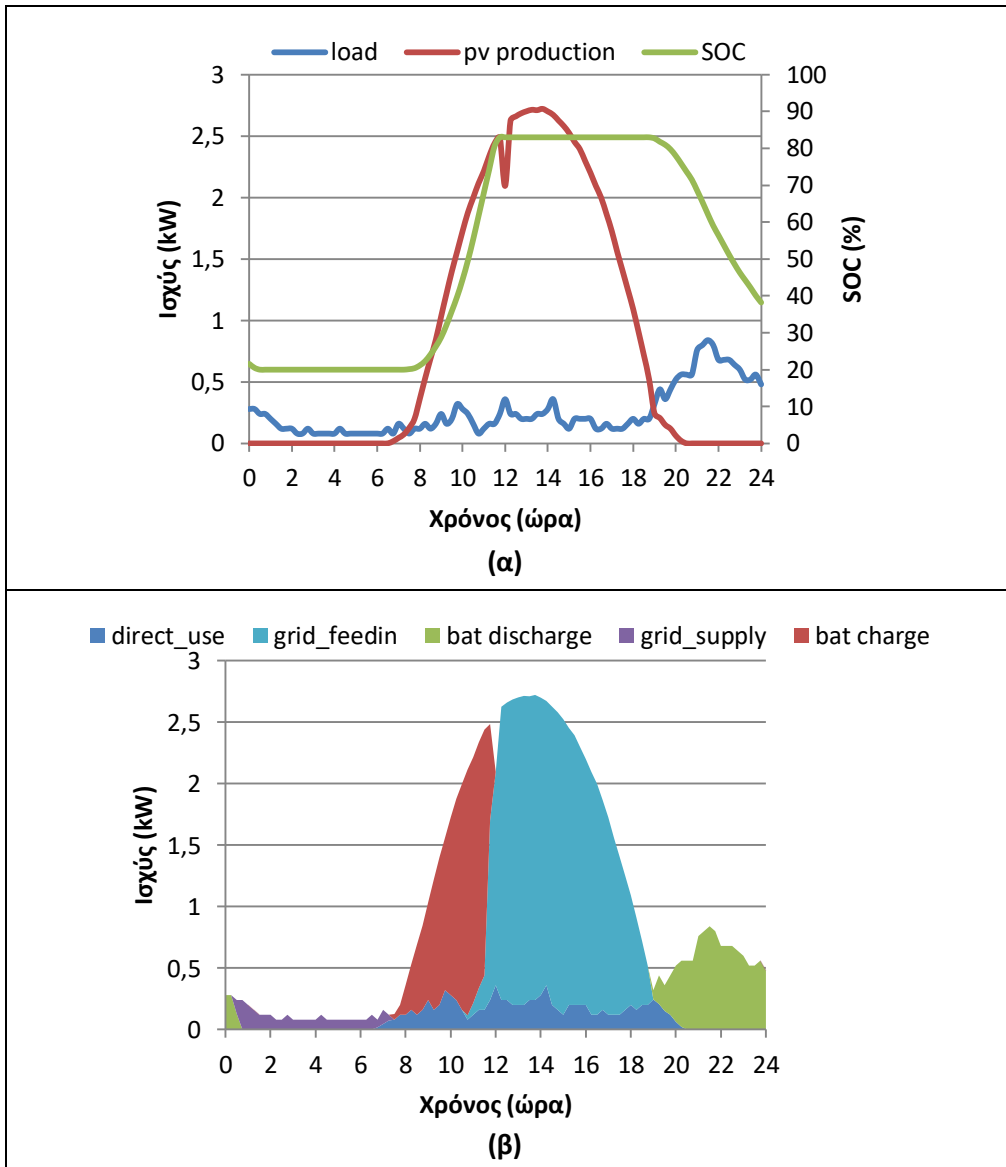


Σχήμα 10.12 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συννεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 6

10.2.7 Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 7

Μέρα με Υψηλή παραγωγή –Χαμηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.13 παρατηρείται η ίδια συμπεριφορά με το Σχήμα 10.1 αφού υπάρχει πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής και η μπαταρία δεν χρειάζεται να φορτίσει από το Δίκτυο.

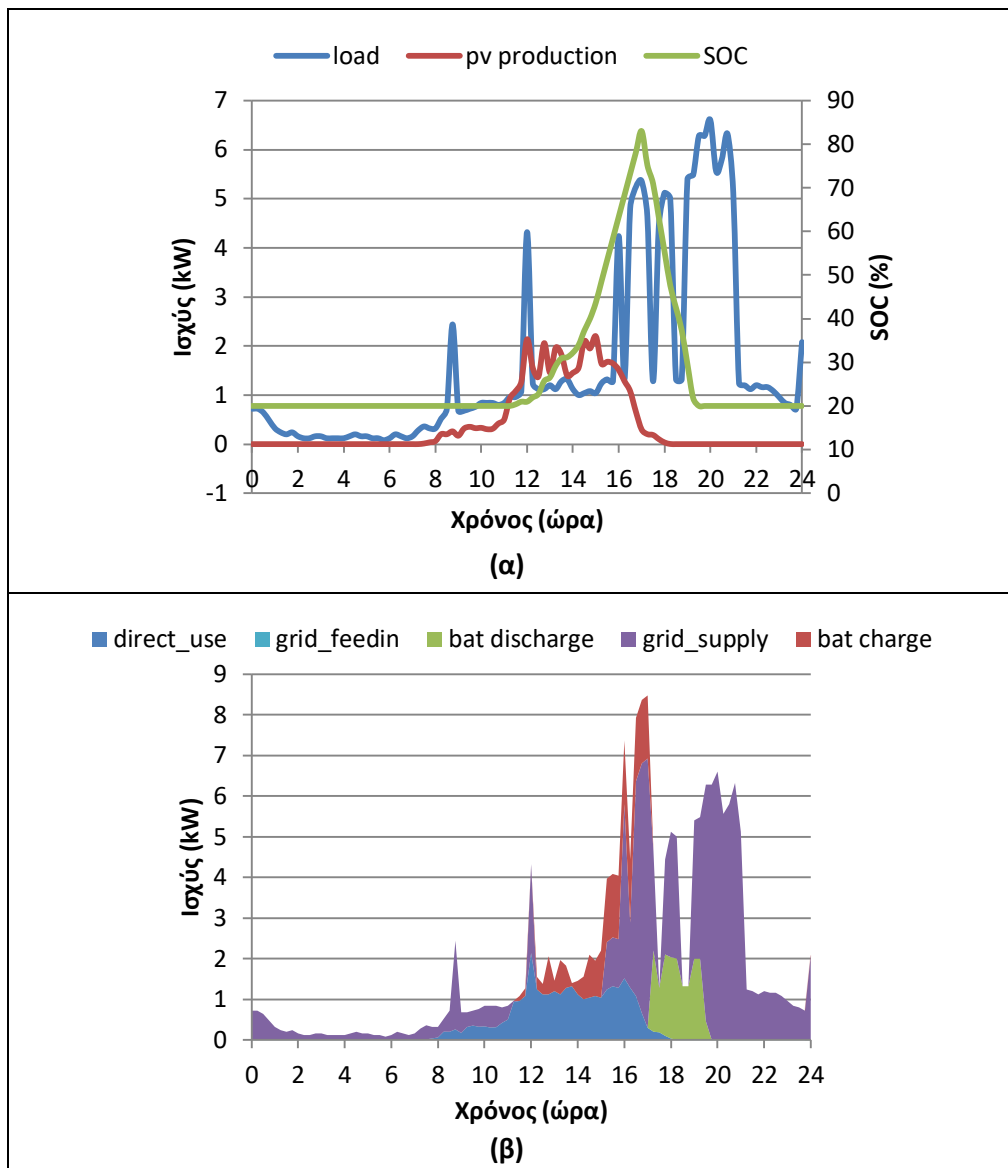


Σχήμα 10.13 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια ηλιόλουστη μέρα με χαμηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 7

Μέρα με Χαμηλή παραγωγή –Υψηλό φορτίο

Στο Σχήμα 10.14 η μπαταρία φορτίζει και από το Δίκτυο 15.15-17.00. Κάθε δεκαπεντάλεπτο μετά τις 15 χρησιμοποιείται η πλεονάζουσα ΦΒ παραγωγή και στη συνέχεια υπολογίζεται η διαφορά μέγιστης φόρτισης της μπαταρίας με αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία και αυτή χωρίζεται στα επόμενα δεκαπεντάλεπτα. Μέχρι τις 5 έχει φορτίσει πλήρως και εκφορτίζει μετά τις 5. Παρατηρείται ότι μέχρι τις 7.30 η μπαταρία έχει αδειάσει λόγω του πολύ υψηλού φορτίου.

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.14 (α) Καμπύλες φορτίου και παραγωγής και λειτουργία της μπαταρίας, (β) Ροές ισχύος για μια συνεφιασμένη μέρα με υψηλό φορτίο Στρατηγική Διαχείρισης μπαταρίας 7

10.3 Ενεργειακοί δείκτες

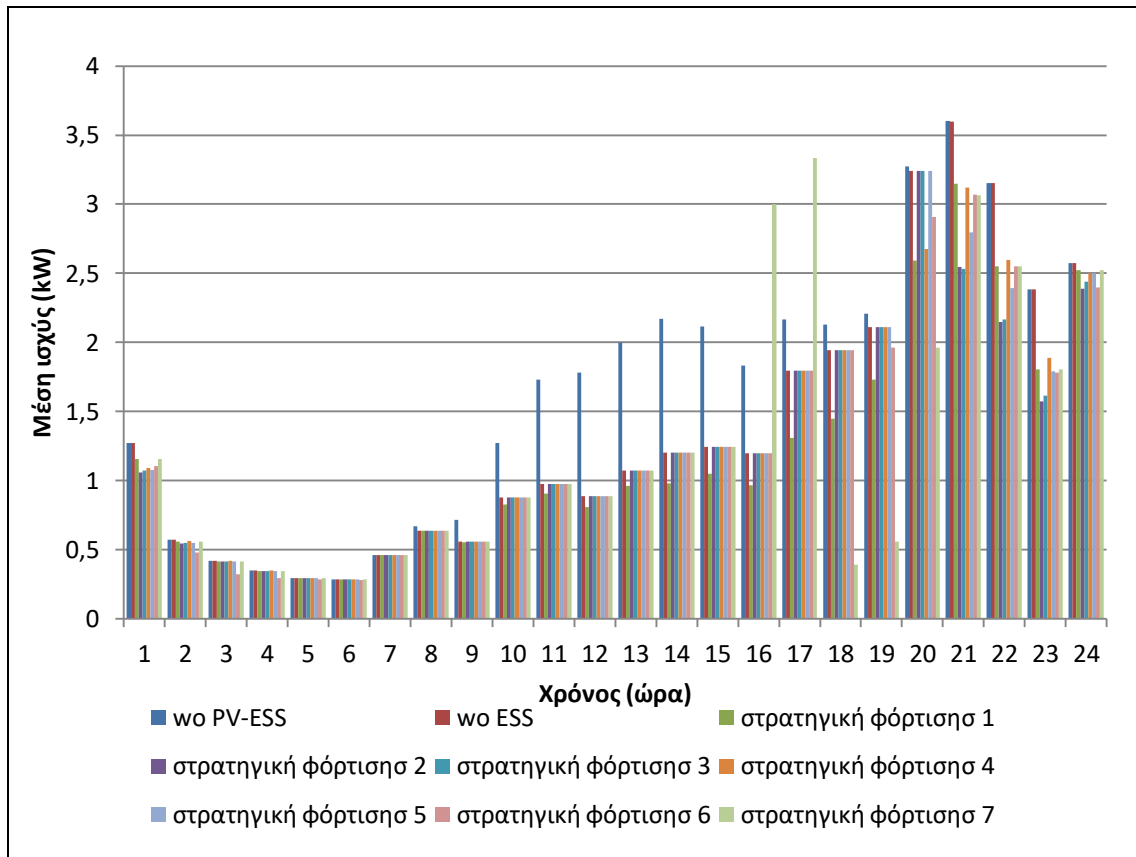
Ο Πίνακας 10.1 περιλαμβάνει τους δείκτες SCR και SSR για τις διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας. Γίνεται εμφανές ότι η στρατηγική διαχείρισης 1 εμφανίζει τα καλύτερα SCR και SSR αφού η δυνατότητα της να φορτίζει με το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής κάθε φορά που υπάρχει και η μπαταρία δεν έχει γεμίσει οδηγεί στη βέλτιστη αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας και τη μεγιστοποίηση της ιδιοκατανάλωσης. Σε αντίθεση στις άλλες στρατηγικές που έχουν πιο σύνθετους αλγόριθμους τις μέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια εγχέεται ενέργεια στο Δίκτυο ενώ δεν έχουν φορτίσει και αυτό συνεπάγεται χαμηλότερα επίπεδα αυτοκατανάλωσης και αυτάρκειας. Οι δείκτες SCR και SSR λαμβάνουν τις χειρότερες τιμές στις στρατηγικές 4 και 5 επειδή ακόμη και τις ημέρες που υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία μπορεί να μην φορτιστεί λόγω του ότι στην στρατηγική 4 η φόρτιση επιδιώκεται να πραγματοποιηθεί όλες τις ώρες ηλιοφάνειας και στην στρατηγική 5 να πραγματοποιηθεί όταν το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής είναι μεγαλύτερο από 30% της εγκατεστημένης ισχύος.

Πίνακας 10.1 Ενεργειακοί δείκτες-διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης μπαταρίας

Στρατηγική Διαχείρισης Μπαταρίας	Ενέργεια απορρόφησης (kWh)	Ενέργεια έγχυσης (kWh)	SCR	SSR	SLR
χωρίς μπαταρία	3449	3444	31%	31%	0%
1	2206	1915	62%	56%	5,73%
2	2325	2061	59%	54%	5,17%
3	2358	2102	58%	53%	5,02%
4	2556	2346	53%	49%	4,09%
5	2583	2380	52%	48%	3,96%
6	2367	2113	58%	53%	4,97%
7	2275	1940	61%	55%	6,59%

Στο Σχήμα 10.15 φαίνεται ότι τις ώρες 9-16 που κατά κύριο λόγο λειτουργεί το ΦΒ η μέση ισχύς απορρόφησης του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων του χρόνου πέφτει το ίδιο σε όλες τις στρατηγικές με εξαίρεση την 1 που πέφτει ελάχιστα παραπάνω εξαιτίας της ρύθμισης της να εκφορτίζει όταν το φορτίο είναι μικρότερο από το ΦΒ που μπορεί να συμβεί και αυτές τις ώρες και την 7 που τις ώρες 16 και 17 φορτίζει και από το Δίκτυο. Στις 9 το βράδυ η μέση απορρόφηση του 10% των μεγαλύτερων απορροφήσεων στην στρατηγική 1 δεν πέφτει τόσο πολύ γιατί συνήθως έχει αδειάσει από πριν, ενώ οι 2 και 3 που ξεκινούν να εκφορτίζουν μετά τις 8, τα 3,6 kW απορρόφησης που εμφανίζονται στις 9 πέφτουν στα 2,5 kW, τα 3,2 kW απορρόφησης που εμφανίζονται στις 10 πέφτουν στα 2,2 kW και τα 2,4 kW που εμφανίζονται στις 11 πέφτουν στα 1,6 kW. Στην 6 είναι μικρότερες οι μειώσεις καθώς έχει καθοριστεί να εκφορτίζει μέχρι ένα συγκεκριμένο ποσό ενέργειας στις ώρες 19-02. Στη στρατηγική 7, μεγάλες μειώσεις παρατηρούνται στις ώρες 6-8 το απόγευμα μετά είναι μικρότερες καθώς η μπαταρία έχει αδειάσει.

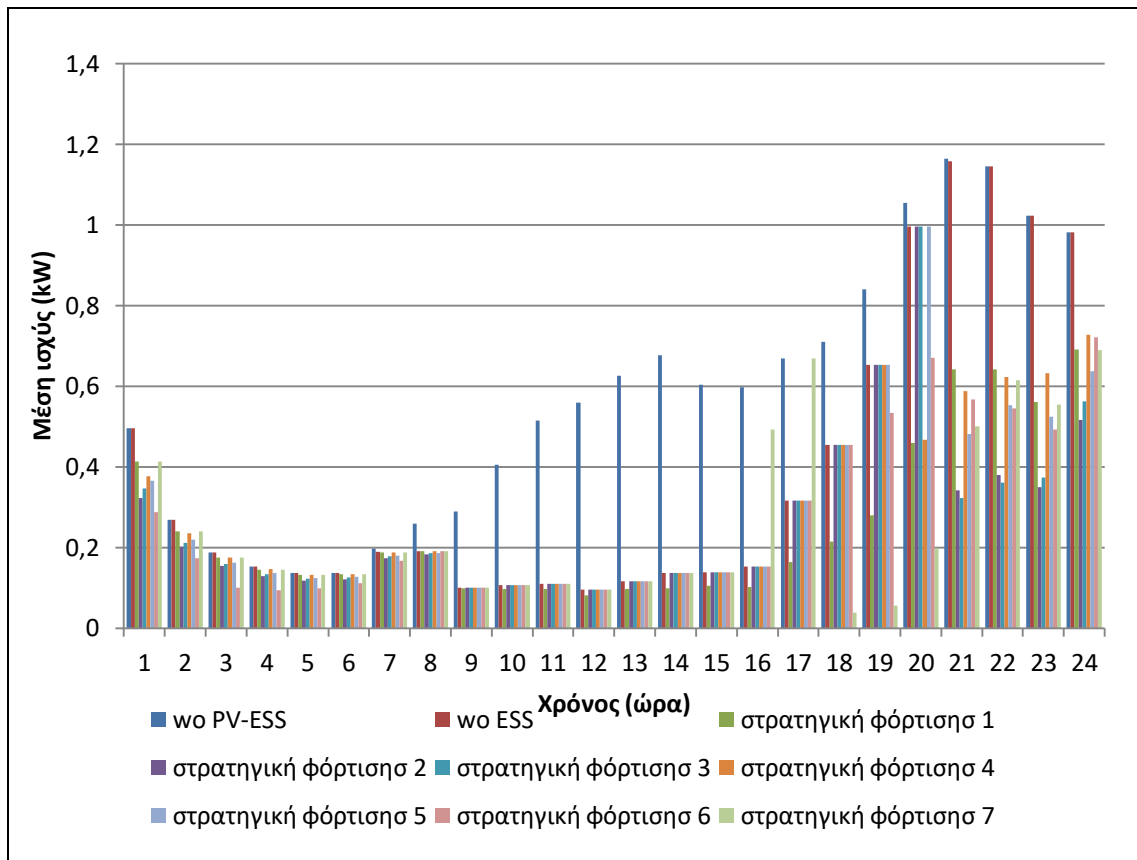
Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.15 Μέση ισχύς για το 10% των 15λεπτων με τη μέγιστη απορρόφηση από το Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στο Σχήμα 10.16 φαίνεται ότι τις ώρες 9-16 που κατά κύριο λόγο λειτουργεί το ΦΒ η μέση ισχύς απορρόφησης πέφτει το ίδιο σε όλες τις στρατηγικές με εξαίρεση την 1 που πέφτει ελάχιστα παραπάνω εξαιτίας της ρύθμισης της να εκφορτίζει όταν το φορτίο είναι μικρότερο από το ΦΒ που μπορεί να συμβεί και αυτές τις ώρες και την 7 που τις ώρες 16 και 17 φορτίζει και από το Δίκτυο. Στις 9 το βράδυ η μέση απορρόφηση στην στρατηγική 1 δεν πέφτει τόσο πολύ γιατί συνήθως έχει αδειάσει από πριν, ενώ στις 2 και 3 που ξεκινούν να εκφορτίζουν μετά τις 8 εμφανίζεται μεγάλη πτώση στις ώρες 9-11 το βράδυ. Στην 6 είναι μικρότερες οι μειώσεις καθώς έχει καθοριστεί να εκφορτίζει το πολύ ένα συγκεκριμένο ποσό ενέργειας ανάλογα με την ώρα. Στη στρατηγική 7, μεγάλες μειώσεις παρατηρούνται στις ώρες 6-8 το απόγευμα μετά είναι μικρότερες καθώς η μπαταρία έχει αδειάσει.

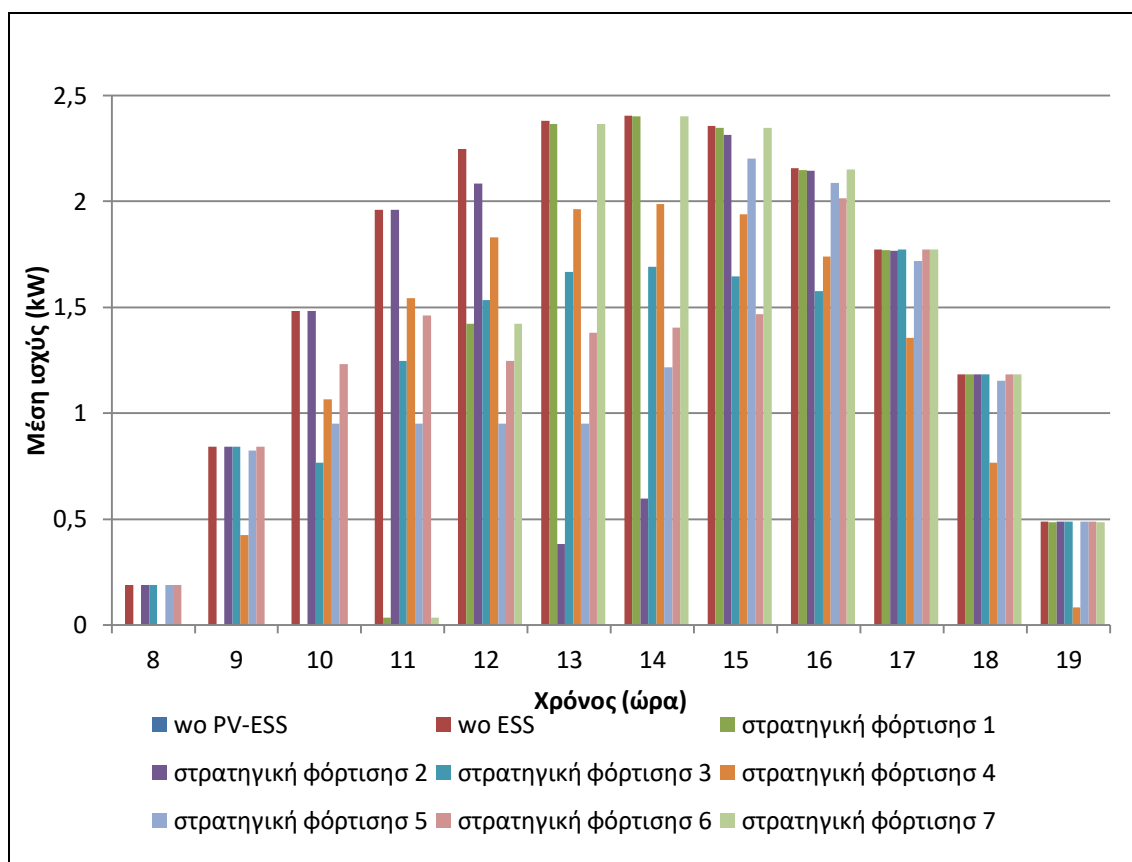
Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.16 Μέση ισχύς ανά ώρα απορρόφησης από το Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στο Σχήμα 10.17 παρατηρείται ότι η εφαρμογή της στρατηγικής διαχείρισης 1 επιτυγχάνει μείωση της μέγιστης έγχυσης τις ώρες 8-12 το πρωί, 8-11 έχει μηδενιστεί. Αυτό συμβαίνει γιατί η μπαταρία έχει γεμίσει. Αν εφαρμοστεί όμως η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας 2 που επιβάλλει τη φόρτισης της μετά τις 11.30 επιτυγχάνει έγχυση 0,4 kW στις 13 το μεσημέρι από 2,4 kW που είναι χωρίς μπαταρία και έγχυση 0,6 kW στις 14 το μεσημέρι από 2,4 χωρίς μπαταρία. Από την άλλη η στρατηγική 3 μειώνει την έγχυση τις ώρες 10-15 κατά 0,71 kW. Το πλεονέκτημά της σε σχέση με τη 2 είναι ότι μειώνει τις αιχμές ισχύος έγχυσης καθ' όλη τη διάρκεια υψηλής ηλιοφάνειας 10-16. Στη στρατηγική 4 η έγχυση μειώνεται κατά 0,41 kW όλες τις ώρες λειτουργίας του ΦΒ δηλαδή και τις ώρες μέγιστης έγχυσης 10-16 και τις υπόλοιπες μειώνεται το ίδιο με αποτέλεσμα η μείωση των μεγάλων εγχύσεων να είναι περιορισμένη. Στην 5η στρατηγική φόρτισης η έγχυση στις 10-13 περιορίζεται στα 0,951 kW (30% της εγκατεστημένης ισχύος). Τις υπόλοιπες ώρες είναι πιο μικρές γιατί η μπαταρία έχει γεμίσει. Τέλος, στη στρατηγική φόρτισης 6, η ισχύς έγχυσης πέφτει κατά 0,25 kW στις 10, 0,5 kW στις 11, από 1 kW στις 12-15 και στις 16 πέφτει λιγότερο από 1 που επιτρέπεται αφού η μπαταρία πρόλαβε και γέμισε.

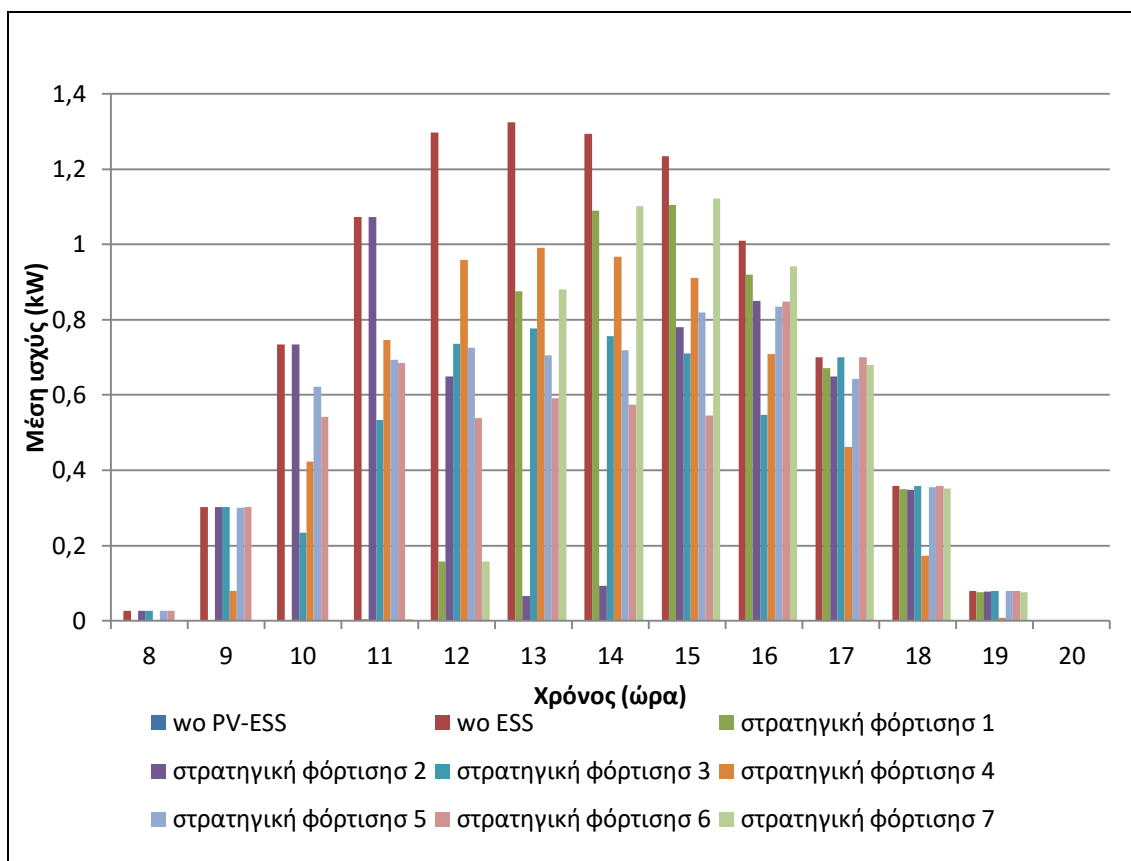
Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.17 Μέση ισχύς για το 10% των 15λεπτών με τη μέγιστη έγχυση στο Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στο Σχήμα 10.18 παρατηρείται ότι η εφαρμογή της στρατηγικής διαχείρισης 1 επιτυγχάνει μείωση της έγχυσης τις ώρες 8-12 το πρωί, 8-11 έχει μηδενιστεί. Αυτό συμβαίνει γιατί η μπαταρία έχει γεμίσει. Αν εφαρμοστεί όμως η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας 2 που επιβάλλει τη φόρτισης της μετά τις 11.30 επιτυγχάνει σημαντική μείωση της έγχυσης στις 1 με 2 το μεσημέρι. Από την άλλη η στρατηγική 3 μειώνει την έγχυση τις ώρες 10-15 κατά 0,71 kW. Το πλεονέκτημά της σε σχέση με τη 2 είναι ότι μειώνει τις αιχμές ισχύος έγχυσης καθ' όλη τη διάρκεια υψηλής ηλιοφάνειας 10-16. Στη στρατηγική 4 η έγχυση μειώνεται κατά 0,41 kW όλες τις ώρες λειτουργίας του ΦΒ δηλαδή και τις ώρες μέγιστης έγχυσης 10-16 και τις υπόλοιπες μειώνεται το ίδιο με αποτέλεσμα η μείωση των μεγάλων εγχύσεων να είναι περιορισμένη. Στην 5η στρατηγική φόρτισης η έγχυση μειώνεται στις 10-16 αφού έχει τεθεί ο περιορισμός όταν η μπαταρία δεν έχει γεμίσει η εγχεόμενη ισχύς να περιορίζεται 30% της εγκατεστημένης ισχύος. Τέλος, στη στρατηγική φόρτισης 6, η ισχύς έγχυσης μειώνεται περισσότερο τις ώρες 12-15 σε σχέση με την στρατηγική 3 αφού έχει οριστεί να πηγαίνει από το ΦΒ στη μπαταρία μέχρι και 1 kW ανά ώρα.

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.18 Μέση ισχύς ανά ώρα έγχυσης στο Δίκτυο VS χρόνου VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στο Σχήμα 10.19 απεικονίζεται η μέση ημερήσια ενέργεια που απορροφά ή εγχέει το σύστημα αυτοπαραγωγής στο Δίκτυο, όταν έχει συνδεθεί ΦΒ που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου για τις διάφορες στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας. Με την ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής παρατηρείται η ενέργεια που ανταλλάσσει το ΦΒ με το Δίκτυο τις ώρες που δεν λειτουργεί το ΦΒ να μειώνεται και τις άλλες ώρες να είναι λιγότερο αρνητική ή ακόμη και θετική καθώς εγχέονται στο Δίκτυο μικρότερα ποσά ενέργειας αφού το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγή χρησιμοποιείται για να φορτίσει η μπαταρία.

Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 1

Στη στρατηγική 1 παρατηρείται ότι η πράσινη καμπύλη είναι πάνω από την κόκκινη τις ώρες που φορτίζει η μπαταρία και πιο πολύ τις πρώτες ώρες λειτουργίας του ΦΒ 9-12 γιατί τις περισσότερες φορές η μπαταρία έχει γεμίσει μέχρι τις 12 και δεν χρειάζονται και άλλες ώρες για να φορτιστεί πλήρως η μπαταρία. Από την άλλη ενώ η κόκκινη και η μπλε καμπύλη συμπίπτουν για τις ώρες που δεν έχει ΦΒ παραγωγή, η πράσινη είναι πιο κάτω ιδίως τις ώρες 20-24 που η μπαταρία δεν έχει αδειάσει ακόμη.

Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 2

Στη στρατηγική 2 η πράσινη καμπύλη συμπίπτει με την κόκκινη μέχρι τις 11 μετά η πράσινη είναι πιο ψηλά αφού φορτίζεται η μπαταρία και η έγχυση μειώνεται. Η πιο μεγάλη μείωση παρατηρείται 12-2 το μεσημέρι αφού μπορεί να μην χρειαστεί επιπλέον ώρες για να

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

φορτιστεί. η μείωση της πράσινης καμπύλης σε σχέση με την κόκκινη μετά τις 8 το βράδυ είναι μεγαλύτερη σε σχέση με την στρατηγική 1 αφού η μπαταρία αρχίζει να εκφορτίζεται μετά τις 8 το βράδυ και είναι λογικό να έχει να δώσει περισσότερη ενέργεια τις ώρες αυτές.

Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 3

Στη στρατηγική 3 η πράσινη καμπύλη συμπίπτει με την κόκκινη μέχρι τις 9 μετά η πράσινη είναι πιο ψηλά αφού φορτίζεται η μπαταρία και η έγχυση μειώνεται από τις 9-16. Η μείωση της πράσινης καμπύλης σε σχέση με την κόκκινη μετά τις 8 το βράδυ είναι μεγαλύτερη σε σχέση με την στρατηγική 1 αφού η μπαταρία αρχίζει να εκφορτίζεται μετά τις 8 το βράδυ και είναι λογικό να έχει να δώσει περισσότερη ενέργεια τις ώρες αυτές.

Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 4

Στη στρατηγική 4 η πράσινη καμπύλη είναι πιο ψηλά από την κόκκινη στις 8-19 αφού φορτίζεται η μπαταρία και η έγχυση μειώνεται. Πραγματοποιείται μείωση της έγχυσης όλες τις ώρες ηλιοφάνειας με αποτέλεσμα η πράσινη καμπύλη τις ώρες μέγιστης έγχυσης να ανεβαίνει πολύ λιγότερο σε σχέση με τις άλλες στρατηγικές. Η μπαταρία αρχίζει να εκφορτίζεται μετά τις 8 το βράδυ και η πράσινη καμπύλη πέφτει πιο κάτω από την κόκκινη. Η μείωση όμως της απορρόφησης από το Δίκτυο είναι μικρότερη αφού με την συγκεκριμένη στρατηγική η μπαταρία δεν φορτίζει πλήρως.

Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 5

Στη στρατηγική 5 αν η μπαταρία δεν έχει γεμίσει φορτίζει έτσι ώστε η έγχυση στο Δίκτυο να περιορίζεται στο 30% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Στο σχήμα φαίνεται ότι τις ώρες 9-15 η πράσινη καμπύλη είναι πιο πάνω από την κόκκινη που σημαίνει ότι μειώνεται η έγχυση όχι όμως όσο στην στρατηγική 3. Η μπαταρία αρχίζει να εκφορτίζεται μετά τις 8 το βράδυ και η πράσινη καμπύλη πέφτει πιο κάτω από την κόκκινη. Η μείωση όμως της απορρόφησης από το Δίκτυο είναι μικρότερη αφού με την συγκεκριμένη στρατηγική η μπαταρία δεν φορτίζει πλήρως.

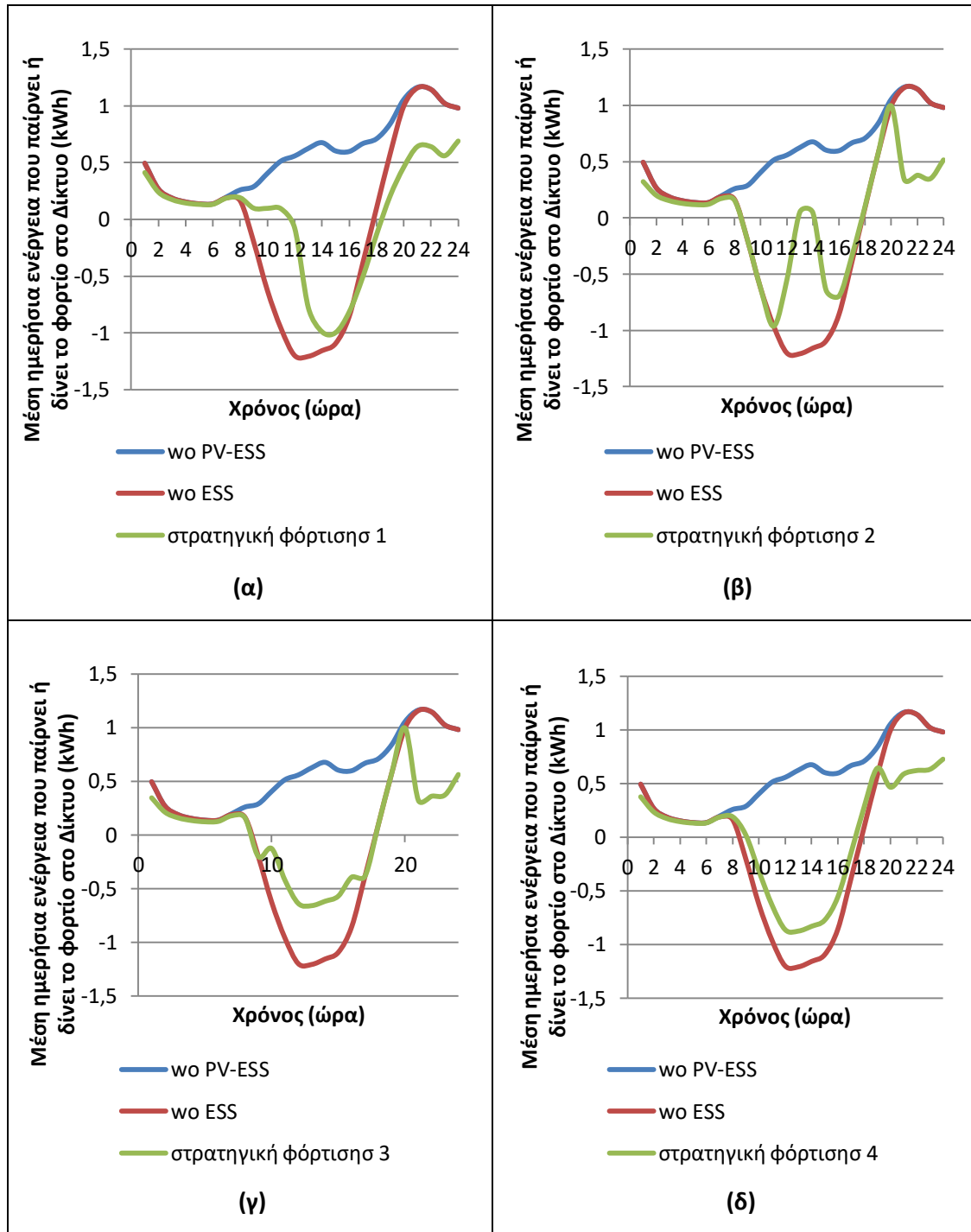
Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 6

Στη στρατηγική 6 η πράσινη καμπύλη συμπίπτει με την κόκκινη μέχρι τις 9 μετά η πράσινη είναι πιο ψηλά αφού φορτίζεται η μπαταρία και η έγχυση μειώνεται από τις 9-16. Στις 11-15 η μείωση της έγχυσης είναι μεγαλύτερη σε σχέση με την στρατηγική 3. Παρατηρείται μείωση της πράσινης καμπύλης σε σχέση με την κόκκινη μετά τις 7 το βράδυ μέχρι τις 2 το πρωί. Οι μειώσεις απορρόφησης στις 9-10 το βράδυ είναι μικρότερες σε σχέση με τις στρατηγικές 2 και 3 αφού η μπαταρία δεν χρησιμοποιεί όση ενέργεια χρειάζεται ο αυτοπαραγωγός σε αυτές τις ώρες αλλά κρατάει ενέργεια και εκφορτίζει σε όλο το διάστημα από τις 7 το βράδυ μέχρι τις 2 το πρωί.

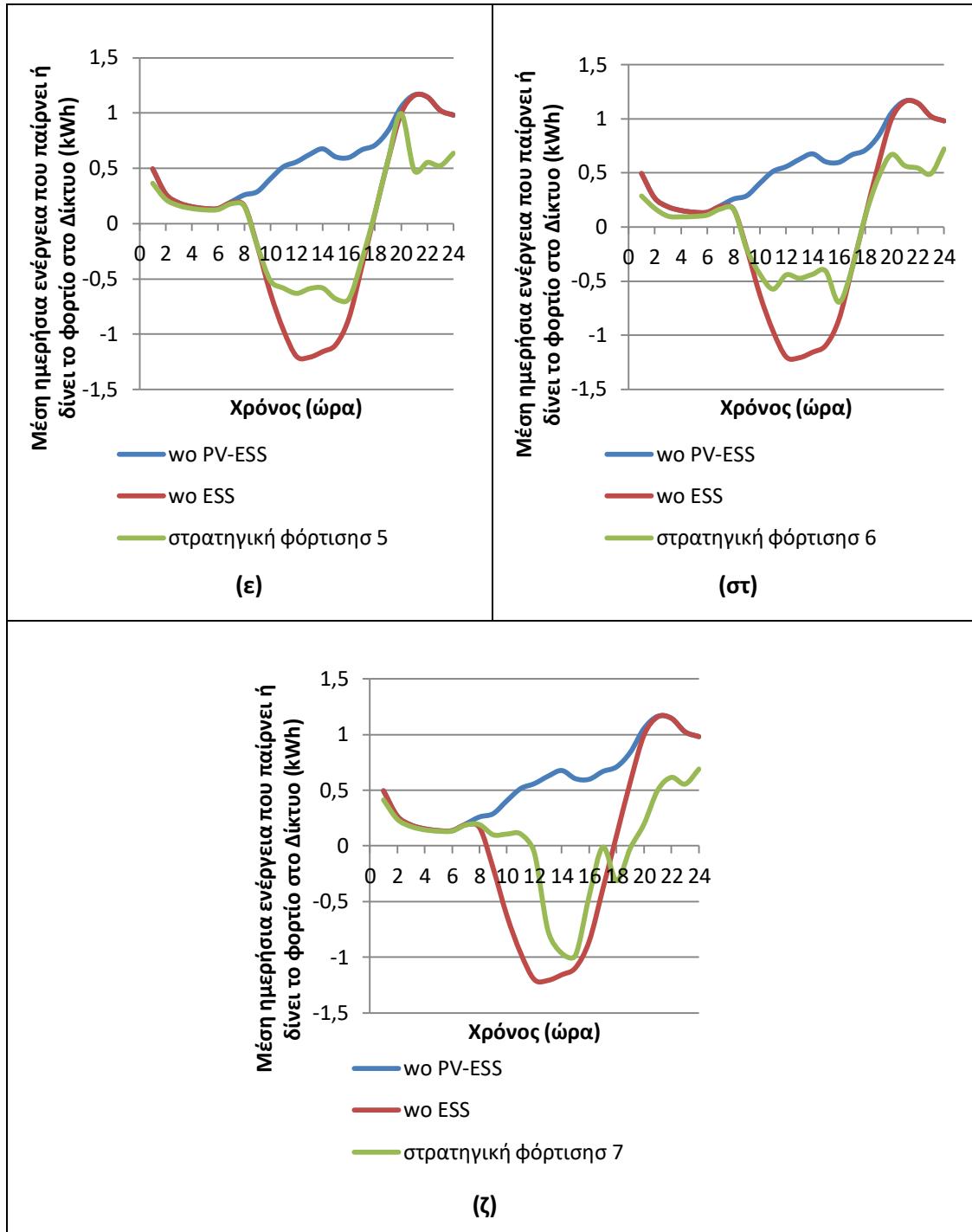
Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας 7

Στη στρατηγική 7 η πράσινη καμπύλη μοιάζει με αυτή της στρατηγικής 1 με τη διαφορά ότι 15-17 απορροφάται ενέργεια από το Δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας και τις ώρες που δεν υπάρχει ΦΒ παραγωγή και εκφορτίζει η μπαταρία η απορρόφηση από το Δίκτυο είναι πιο μικρή.



Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

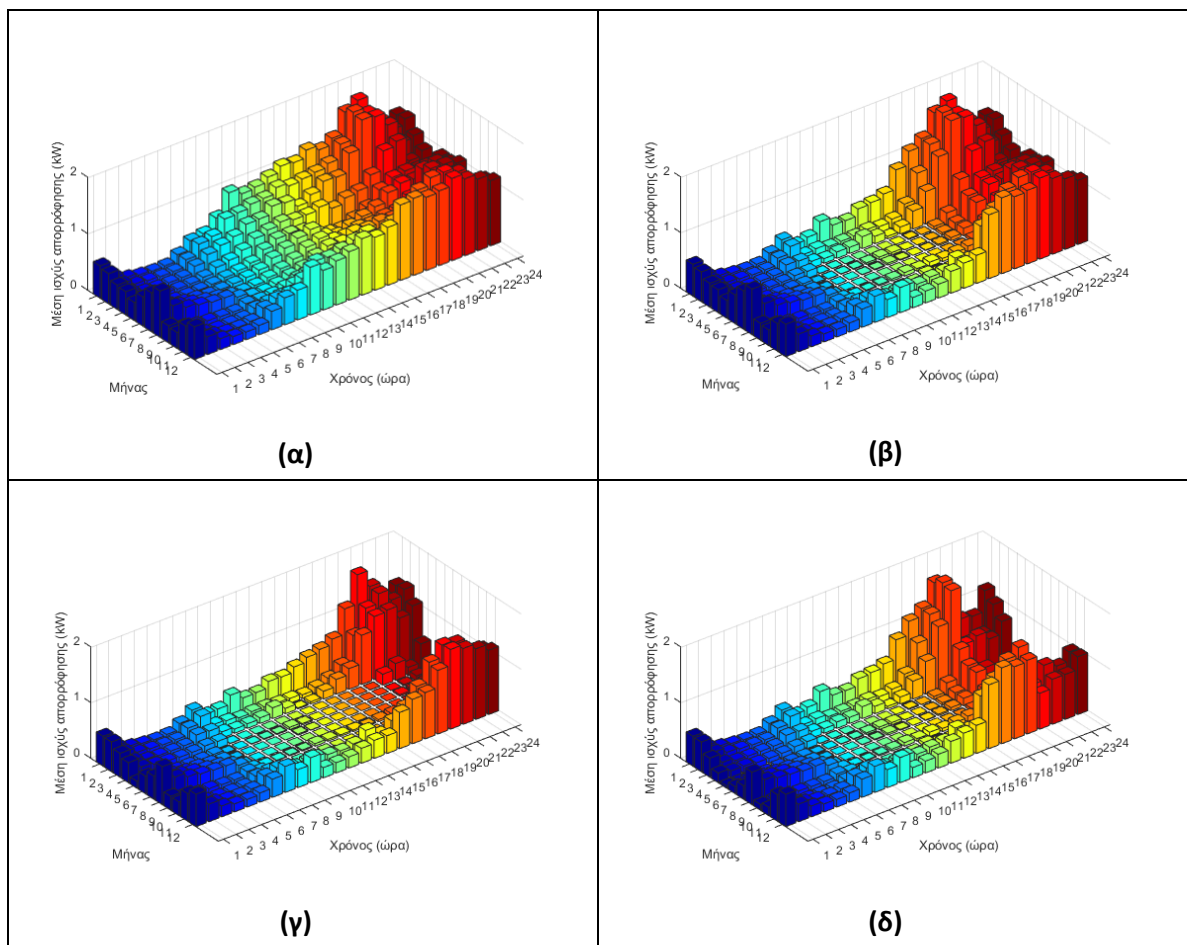


Σχήμα 10.19 Μέση ημερήσια ενέργεια που παίρνει ή δίνει το φορτίο στο Δίκτυο VS χρόνος στη α) στρατηγική φόρτισης 1, (β) στρατηγική φόρτισης 2, (γ) στρατηγική φόρτισης 3, (δ) στρατηγική φόρτισης 4, (ε) στρατηγική φόρτισης 5, (στ) στρατηγική φόρτισης 6, (ζ) στρατηγική φόρτισης 7

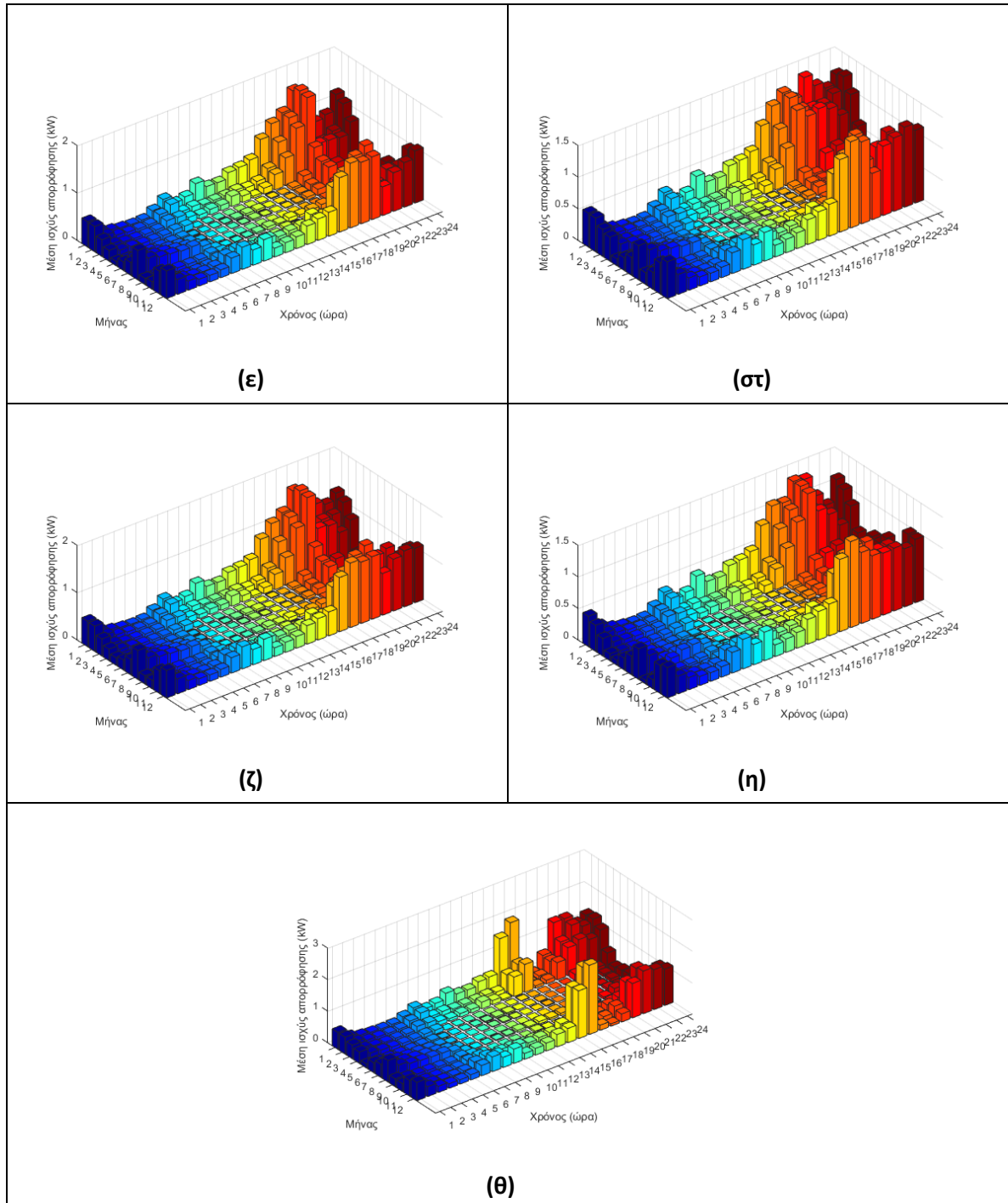
Στο Σχήμα 10.20 απεικονίζεται η μέση ισχύς απορρόφησης συναρτήσει της ώρας της ημέρας και του μήνα για απλό οικιακό καταναλωτή, για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1, 2, 3, 4, 5, 6 και 7. Η μέση ισχύς απορρόφησης με τη σύνδεση μόνο ΦΒ μειώνεται τις ώρες λειτουργίας του ΦΒ (8 το πρωί με 7 το απόγευμα), ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες (Απρίλη-Σεπτέμβρη). Η ενσωμάτωση μπαταρίας με στρατηγική διαχείρισης 1 επιτυγχάνει μείωση και τις ώρες που

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

δεν λειτουργεί το ΦΒ. Τους καλοκαιρινούς μήνες που η μπαταρία φορτίζεται πλήρως μέση ισχύς απορρόφησης μειώνεται και 8-10 το βράδυ. Στην στρατηγική 2 παρατηρείται μείωση στην απορρόφηση μετά τις 8 το βράδυ και είναι μεγαλύτερη σε σχέση με την 1. Το ίδιο ισχύει και στη στρατηγική 3 με τη διαφορά οι μειώσεις που παρατηρούνται είναι οριακά μικρότερες αφού οι ώρες φόρτισης της από το ΦΒ είναι μόνο 10-16 και αν δεν υπάρχει η απαιτούμενη ποσότητα ενέργειας η μπαταρία μπορεί να μην φορτιστεί και έτσι να εκφορτίζει μικρότερη ποσότητα ενέργειας. Στην στρατηγική 4 παρατηρούνται μειώσεις που όμως είναι μικρότερες από τις αντίστοιχες των άλλων στρατηγικών αφού η μπαταρία εκφορτίζει όλες τις ώρες μη ηλιοφάνειας. Στην στρατηγική 5 παρατηρούνται μειώσεις μετά τις 8 το βράδυ, μικρότερες από τις αντίστοιχες των 2 και 3. Στην στρατηγική 6 παρατηρούνται μικρότερες μειώσεις 8-12 το βράδυ από τις αντίστοιχες των 2 και 3 αφού η μπαταρία δεν εκφορτίζει όση ενέργεια απαιτείται κάθε ώρα αλλά συγκεκριμένο ποσοστό που έχει οριστεί. Τέλος, η στρατηγική 7 το Νοέμβριο, το Δεκέμβριο, τον Ιανουάριο, το Φεβρουάριο και το Μάρτιο απορροφάει ισχύ από το Δίκτυο στις 4 και 5 το μεσημέρι που η χρέωση της kWh είναι μικρότερη και επιτυγχάνει σημαντικές μειώσεις στην απορρόφηση 8-12 το βράδυ. Τους υπόλοιπους μήνες έχει ίδια συμπεριφορά με την 1.



Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

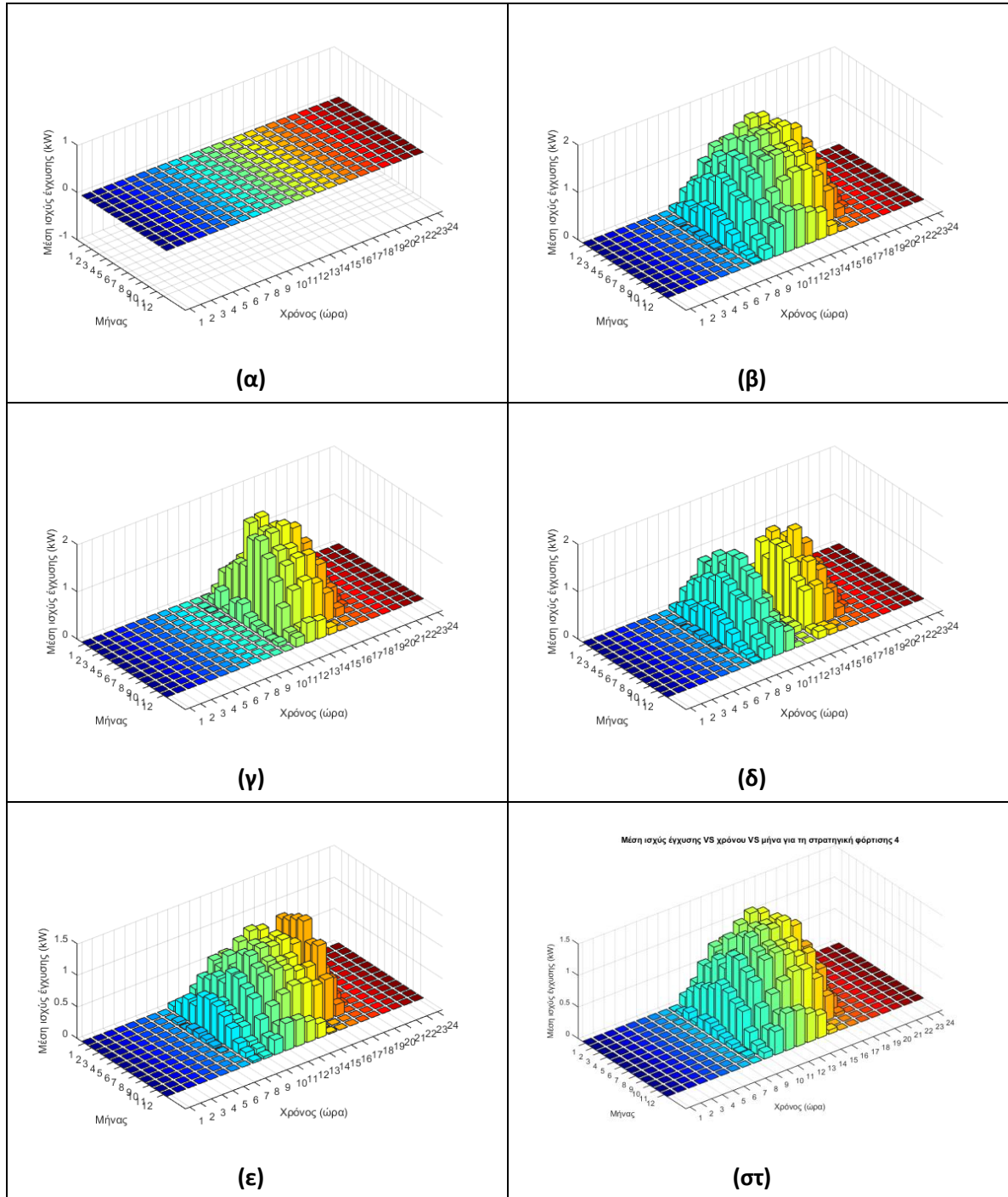


Σχήμα 10.20 Μέση ισχύς απορρόφησης VS χρόνου VS μήνα για απλό οικιακό καταναλωτή (α), για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ (β), για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1 (γ), 2 (δ), 3 (ε), 4 (στ), 5 (ζ), 6 (η), 7 (θ).

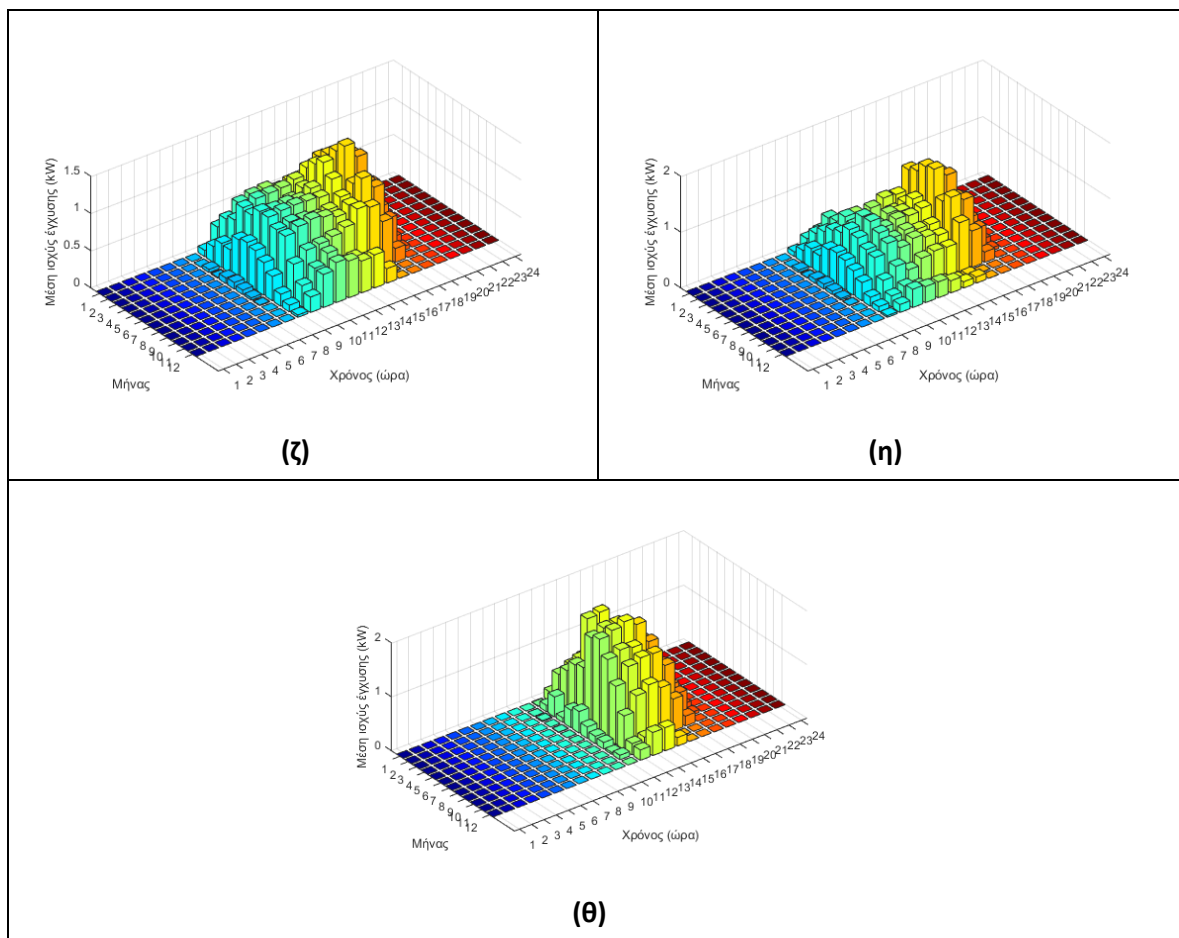
Στο Σχήμα 10.21 απεικονίζεται η μέση ισχύς έγχυσης συναρτήσει της ώρας της ημέρας και του μήνα για απλό οικιακό καταναλωτή, για αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ, για αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1, 2, 3, 4, 5, 6 και 7. Η μέση ισχύς έγχυσης τους καλοκαιρινούς μήνες (Απρίλιο-Σεπτέμβριο) με την ενσωμάτωση μπαταρίας με στρατηγική διαχείρισης 1 μειώνεται τις ώρες 8-12 το πρωί, 8-11 έχει μηδενιστεί. Αυτό συμβαίνει γιατί η μπαταρία έχει γεμίσει. Από την άλλη στη στρατηγική 2 η έγχυση τις ώρες 8-11 παραμένει ανεπηρέαστη και μειώνεται από τις 12 και μετά, τις ώρες 1

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

με 2 το μεσημέρι σχεδόν μηδενίζεται. Στην στρατηγική 3 η φόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιείται τις ώρες 10-16 οπότε η μείωση στη μέση έγχυση ισχύος παρατηρείται από τις 10 μέχρι τις 16. Στη στρατηγική 4 η έγχυση μειώνεται όλες τις ώρες ηλιοφάνεια με αποτέλεσμα η μείωση των μεγάλων εγχύσεων να είναι περιορισμένη. Στην στρατηγική 5 φόρτισης η έγχυση περιορίζεται τις ώρες 10-16. Στην στρατηγική 6 που η μπαταρία φορτίζει 10-16 παρατηρούνται μεγαλύτερες μειώσεις στις εγχύσεις στις 11-15 από τις αντίστοιχες της 3 αφού η μπαταρία φορτίζει με μεγαλύτερο ποσότητα ενέργειας αυτές τις ώρες και μικρότερη τις άλλες.



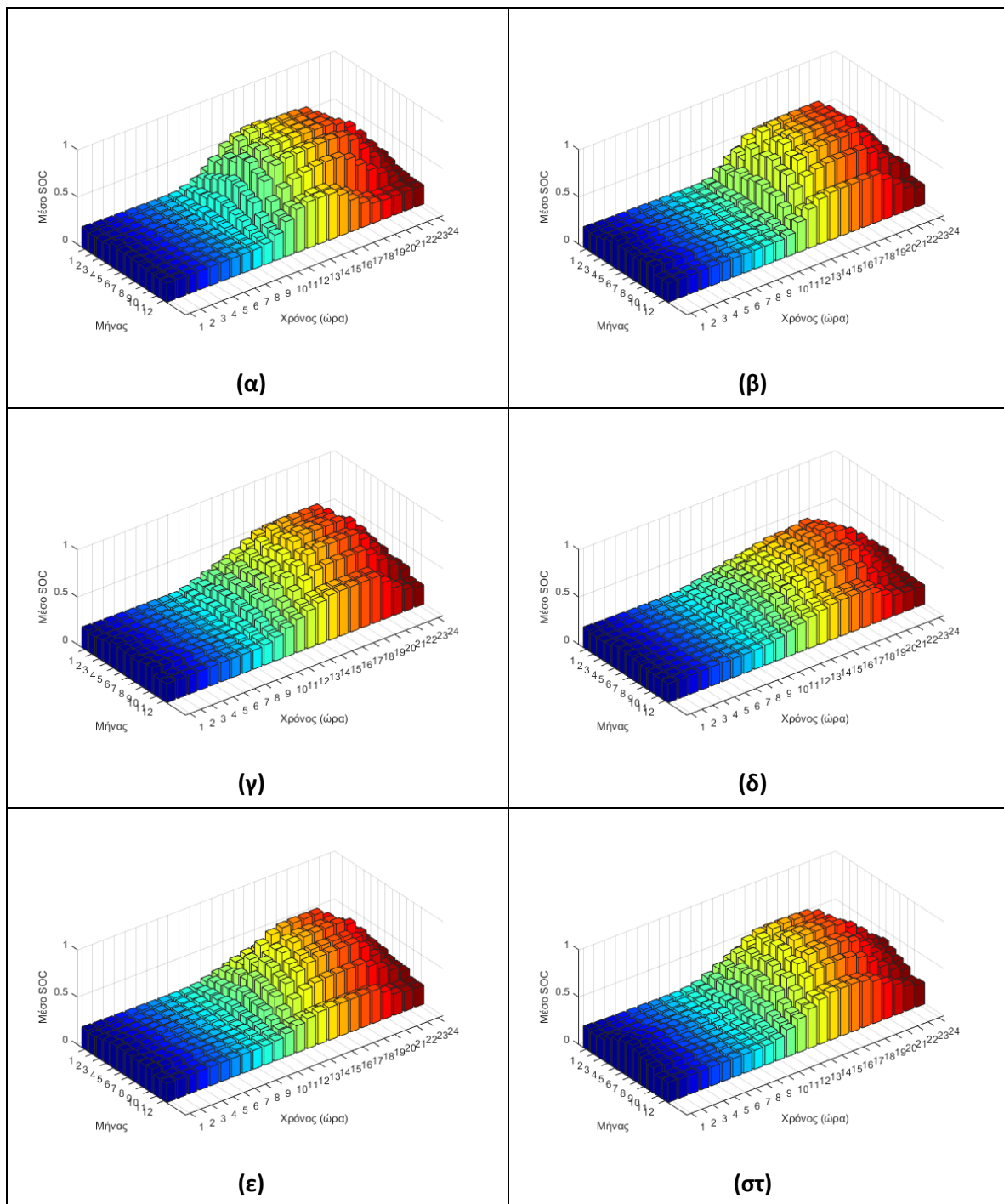
Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



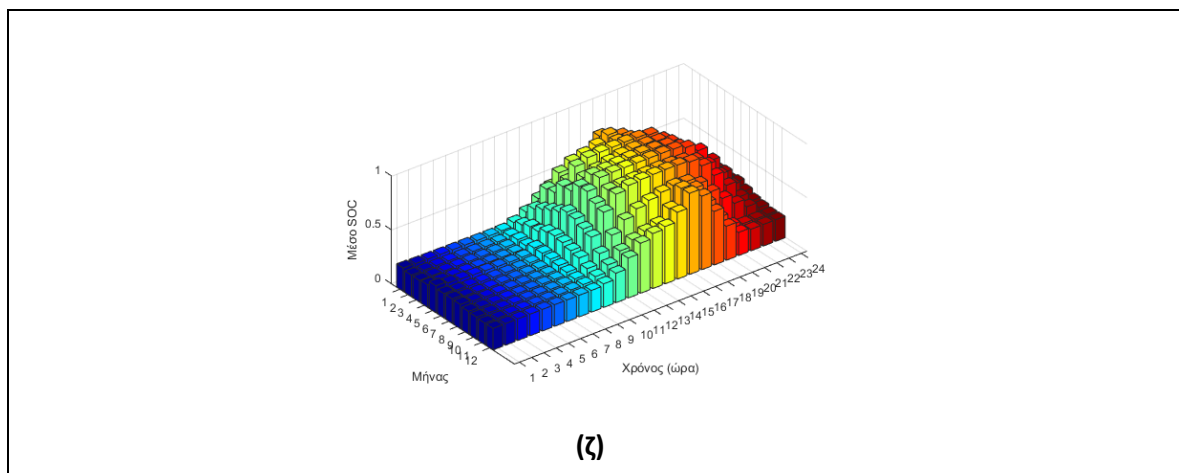
Σχήμα 10.21 Μέση ισχύς έγχυσης VS χρόνου VS μήνα για απλό οικιακό καταναλωτή (α), για αυτοπαραγωγή μόνο με ΦΒ (β), για αυτοπαραγωγή με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1 (γ), 2 (δ), 3 (ε), 4 (στ), 5 (ζ), 6 (η), 7 (θ).

Στο Σχήμα 10.22 απεικονίζεται το μέσο SOC συναρτήσει της ώρας της ημέρας και του μήνα για αυτοπαραγωγή με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1, 2, 3, 4, 5, 6 και 7. Στο σύστημα ΦΒ–μπαταρίας με στρατηγική διαχείρισης 1 τους καλοκαιρινούς μήνες (Απρίλιο - Σεπτέμβριο) η μπαταρία φορτίζει τις ώρες 8 το πρωί με 1 το μεσημέρι. Από την άλλη στη στρατηγική 2, η μπαταρία φορτίζει τις ώρες 12 με 3 το μεσημέρι. Στην στρατηγική 3, η φόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιείται τις ώρες 10-16. Στη στρατηγική 4, η μπαταρία φορτίζει όλες τις ώρες ηλιοφάνεια. Στην στρατηγική 5, η φόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιείται τις ώρες 11-16. Στην στρατηγική 6, η μπαταρία φορτίζει 10-16 και παρατηρείται πως τις ώρες 11-15 το SOC αυξάνεται περισσότερο από ότι στη στρατηγική 3 αφού η μπαταρία φορτίζει με μεγαλύτερο ποσότητα ενέργειας αυτές τις ώρες και μικρότερη τις άλλες. Τέλος, στη στρατηγική 7 τους καλοκαιρινούς μήνες εμφανίζεται η ίδια συμπεριφορά με τη στρατηγική 1 και τους χειμερινούς μήνες, παρότι δεν υπάρχει πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής η μπαταρία φορτίζει και από το Δίκτυο τις ώρες 16-17 με αποτέλεσμα να φορτιστεί πλήρως.

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.22 Μέσο SOC VS χρόνου VS μήνα για αυτοπαραγωγή με ΦΒ και μπαταρία και στρατηγική διαχείρισης της 1 (α), 2 (β), 3 (γ), 4 (δ), 5 (ε), 6 (στ), 7 (ζ).

Στον Πίνακα 10.2 παρουσιάζονται δείκτες που σχετίζονται με τη μείωση της απορρόφησης και έγχυσης ενέργειας με τις διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας. Ο δείκτης flattening_PV_injection (εξίσωση (4.48)) αφορά τη δυνατότητα του καταναλωτή-αυτοπαραγωγού με την ενσωμάτωση μπαταρίας να εγχέει μικρότερες ποσότητες ενέργειας στο Δίκτυο ετησίως. Οι δείκτες flattening_Demand_1 (εξίσωση (4.42)) και flattening_Demand_2 (εξίσωση (4.43)) εκφράζουν τη δυνατότητα του καταναλωτή-αυτοπαραγωγού με την ενσωμάτωση μπαταρίας να περιορίσει την εξάρτηση του από το Δίκτυο και να απορροφά λιγότερη ενέργεια ετησίως. Οι δείκτες flattening_EnergyFlow_1 (εξίσωση (4.51)) και flattening_EnergyFlow_2 (εξίσωση (4.52)) εκφράζουν την μείωση στην ετήσια ενέργεια που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας.

Η στρατηγική διαχείρισης 1 εμφανίζει τη μεγαλύτερη μείωση στην ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο και στην ενέργεια που απορροφάται από αυτό καθώς φορτίζει με το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής κάθε φορά που υπάρχει και η μπαταρία δεν έχει γεμίσει με αποτέλεσμα να αξιοποιείται βέλτιστα η παραγόμενη ενέργεια και να μην εγχέεται στο Δίκτυο ενώ η μπαταρία δεν έχει φορτιστεί που συμβαίνει στις άλλες στρατηγικές τις μέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια και επομένως μεγιστοποιείται και η ιδιοκατανάλωση.

Πίνακας 10.2 Μειώσεις έγχυσης και απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας

Στρατηγική Διαχείρισης Μπαταρίας	flattening_PV_injection (%)	flattening_Demand_1 (%)	flattening_Demand_2 (%)	flattening_EnergyFlow_1 (%)	flattening_EnergyFlow_2 (%)
χωρίς μπαταρία	0%	31%	0%	-12%	0%
1	44%	56%	36%	31%	19%
2	40%	54%	33%	36%	18%
3	39%	53%	32%	36%	43%
4	32%	49%	26%	23%	30%
5	31%	48%	25%	26%	34%
6	39%	53%	31%	36%	43%
7	44%	55%	34%	41%	23%

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Στη συνέχεια μελετάται πως οι διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας μπορούν να μειώσουν το 10% των δεκαπενταλέπτων του έτους με τις μεγαλύτερες τιμές ισχύος απορρόφησης. Χρησιμοποιούνται οι δείκτες *peak_shaving_demand_1* (εξίσωση (4.44)) και *peak_shaving_demand_2* (εξίσωση (4.45)) με τη διαφορά ότι ο πρώτος υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνει η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας σε σχέση με την περίπτωση του απλού καταναλωτή ενώ ο δεύτερος σε σχέση με αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Επιπλέον, μελετάται και μείωση της ισχύος απορρόφησης στις 8-10 το βράδυ που οι οικιακοί καταναλωτές εμφανίζουν αυξημένες απαιτήσεις με τη βοήθεια των δεικτών *peak_shaving_demand_1_20_22* (εξίσωση (4.46)) και *peak_shaving_demand_2_20_22* (εξίσωση (4.47)) με τη διαφορά ότι ο πρώτος υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνει η ενσωμάτωση μπαταρίας σε σχέση με την περίπτωση του απλού καταναλωτή ενώ ο δεύτερος σε σχέση με αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 10.3. Όπως φαίνεται στις εναλλακτικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας που υλοποιήθηκαν μειώνονται περισσότερο οι τιμές ισχύος απορρόφησης στις ώρες 8 με 10 το βράδυ σε σχέση με τη συμβατική στρατηγική αφού έχει καθοριστεί οι μπαταρίες να εκφορτίζονται μετά τις 8 το βράδυ. Τη μεγαλύτερη βελτίωση 70% επιφέρουν οι στρατηγικές διαχείρισης 2 και 3 και τη μικρότερη 47% η 4. Αυτό συμβαίνει γιατί οι στρατηγικές 2 και 3 αρχίζουν να εκφορτίζουν μετά τις 8 προσφέροντας στο φορτίο όση ενέργεια χρειάζεται ενώ στην 4 η μπαταρία δεν φορτίζει ακόμη και τις ημέρες που υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία και έτσι είναι πιο περιορισμένη η ενέργεια που μπορεί να δώσει στο φορτίο. Επιπλέον, στη στρατηγική 4 η μπαταρία εκφορτίζει τις ώρες 7-12 το βράδυ με σταθερή ισχύ.

Πίνακας 10.3 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης από το Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας

Στρατηγική Διαχείρισης Μπαταρίας	<i>peak_shaving_demand_1</i> (%)	<i>peak_shaving_demand_2</i> (%)	<i>peak_shaving_demand_1_20_22</i> (%)	<i>peak_shaving_demand_2_20_22</i> (%)
χωρίς μπαταρία	9%	0%	0%	0%
1	24%	16%	44%	44%
2	22%	15%	69%	69%
3	22%	14%	70%	70%
4	19%	12%	48%	47%
5	19%	11%	55%	55%
6	21%	13%	52%	52%
7	16%	8%	52%	52%

Επιπλέον, μελετάται κατά πόσο η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής μπορεί να μειώσει το 10% των δεκαπενταλέπτων του έτους με τις μεγαλύτερες τιμές ισχύος έγχυσης. Χρησιμοποιείται ο δείκτης *peak_shaving_injection* (εξίσωση (4.49)) που υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνουν οι διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας σε σχέση με αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Μελετάται και η μείωση της ισχύος έγχυσης στις 11-15 που το ΦΒ παράγει μεγάλες τιμές ισχύος με τη βοήθεια του δείκτη *peak_shaving_injection_11_15* (εξίσωση (4.50)) που υπολογίζει τη μείωση που επιτυγχάνει η ενσωμάτωση μπαταρίας σε σχέση με την περίπτωση αυτοπαραγωγό μόνο με ΦΒ. Αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 10.4. Όπως φαίνεται οι εναλλακτικές στρατηγικές

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

διαχείρισης της μπαταρίας 2-6 βελτιώνουν τη μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης. Από 9% που ήταν η μείωση για τη στρατηγική διαχείρισης 1 επιτυγχάνεται μείωση από 18%-42%. Η μικρότερη βελτίωση παρουσιάζεται στη στρατηγική 2 που η μπαταρία φορτίζει μετά τις 11.30 καθώς τις μέρες με υψηλή ηλιοφάνεια η μπαταρία έχει γεμίσει από τις 2 το μεσημέρι και δεν περιορίζονται οι αιχμές που εμφανίζονται τις επόμενες ώρες. Η μεγαλύτερη βελτίωση παρατηρείται στη στρατηγική 5 που η έγχυση περιορίζεται στο 30% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Οι στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας 1-6 επιτυγχάνουν μείωση στις τιμές ισχύος έγχυσης τις ώρες 11-15 από 26%-69% σε σχέση με το 37% που ήταν η μείωση για τη στρατηγική διαχείρισης 1. Η μείωση 26% εμφανίζεται για την στρατηγική διαχείρισης 4 και μείωση 69% για την στρατηγική 2.

Πίνακας 10.4 Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας

Στρατηγική Διαχείρισης Μπαταρίας	peak_shaving_injection (%)	peak_shaving_injection_11_15 (%)
χωρίς μπαταρία	0%	0%
1	9%	37%
2	18%	69%
3	31%	42%
4	20%	26%
5	42%	42%
6	34%	56%
7	9%	37%

Στον Πίνακα 10.5 μελετάται η επίδραση μεταβολής της στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας στην τάση της γραμμής που συνδέεται το φορτίο, το ΦΒ και η μπαταρία. Για αυτό υπολογίζονται η Μέση φασική τάση στη γραμμή ΧΤ στη διάρκεια του έτους (\bar{V}), η Μέση φασική τάση στη γραμμή ΧΤ στη διάρκεια του έτους του 10% των μεγαλύτερων τάσεων ($V_{10\%max}$), το RMS_voltage, η Ανύψωση τάσης (δV) που ορίζονται στην ενότητα 4.3.12, το Πλήθος συστημάτων και η Χωρητικότητα ίδιων ΦΒ συστημάτων που μπορούν να συνδεθούν στην ίδια γραμμή ΧΤ (Hosting Capacity) (ενότητα 4.3.13) και οι Απώλειες Ενέργειας γραμμής ΧΤ (E_{losses}) (ενότητα 4.3.14). Τα περισσότερα συστήματα ΦΒ και μπαταρίας μπορούν να συνδεθούν εφαρμόζοντας την στρατηγική 4 και ακολουθεί η στρατηγική 3. Αυτό οφείλεται στο ότι τις ώρες φόρτισης τους εμφανίζεται το μέγιστο πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής και το μειώνουν επιτυγχάνοντας και μείωση στην ανύψωση τάσης. Παρατηρείται ότι στη στρατηγική φόρτισης 3 η τάση στη διάρκεια του έτους παρουσιάζει τη μικρότερη διακύμανση σε σχέση με τη φασική τάση. Οι στρατηγικές φόρτισης 2 και 3 είναι αυτές που η γραμμή εμφανίζει τις μικρότερες απώλειες ενέργειας.

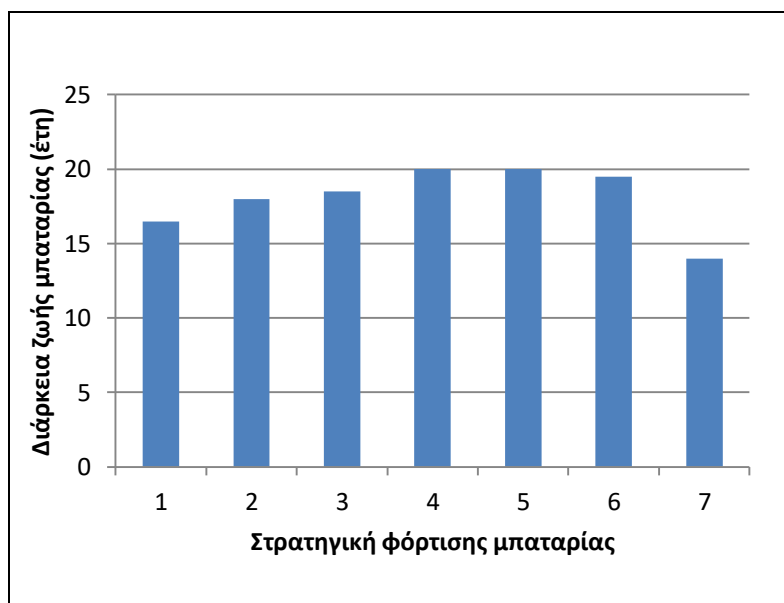
Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Πίνακας 10.5 Δείκτες αξιολόγησης Δικτύου (τάσεις, hosting capacity, απώλειες) για ΦΒ παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου σε διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας

Στρατηγική Διαχείρισης Μπαταρίας	V _{10%max} (V)	V _{avg} (V)	δV (%)	Πλήθος συστημάτων	Hosting Capacity (kW)	RMS_voltage	E _{losses} ⁷⁶ (%)
χωρίς ΦΒ χωρίς μπαταρία	229,97	229,85	-	-	-	0,22	0,997
χωρίς μπαταρία	230,50	229,99	0,100	29	91,93	0,27	0,765
1	230,45	229,98	0,100	29	91,93	0,22	0,512
2	230,41	229,98	0,094	31	98,27	0,21	0,512
3	230,34	229,98	0,087	34	107,78	0,20	0,516
4	230,39	229,99	0,086	35	110,95	0,22	0,545
5	230,29	229,99	0,094	31	98,27	0,21	0,576
6	230,33	229,98	0,091	32	101,44	0,21	0,514
7	230,45	229,98	0,100	29	91,93	0,23	0,592

10.4 Οικονομική αξιολόγηση

Στο Σχήμα 10.23 φαίνεται ότι η διάρκεια ζωής της μπαταρίας στις διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της κυμαίνεται στα 14-20 έτη. Η μικρότερη διάρκεια ζωής εμφανίζεται στη στρατηγική 7 που η μπαταρία φορτίζει και από το Δίκτυο με αποτέλεσμα να πραγματοποιεί περισσότερους κύκλους. Διάρκεια ζωής 20 έτη παρουσιάζει η μπαταρία στις στρατηγικές 4 και 5 που ακόμα και τις ημέρες που υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία μπορεί να μην φορτιστεί λόγω του ότι στην στρατηγική 4 η φόρτιση επιδιώκεται να πραγματοποιηθεί όλες τις ώρες ηλιοφάνειας και στην στρατηγική 5 να πραγματοποιηθεί όταν το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής είναι μεγαλύτερο από 30% της εγκατεστημένης ισχύος.

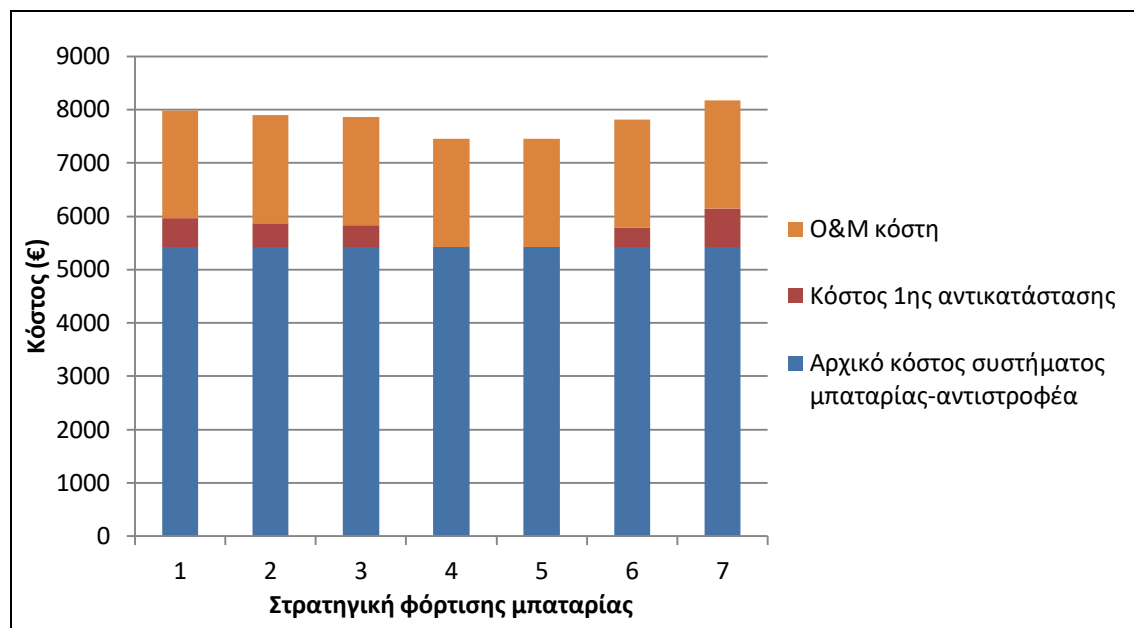


⁷⁶ Οι απώλειες της γραμμής είναι εκφρασμένες σε ποσοστό ως προς το φορτίο που συνδέεται στη γραμμή (25 νοικοκυριά με κατανάλωση 5000 kWh έκαστο).

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση

Σχήμα 10.23 Διάρκεια ζωής μπαταρίας VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στο Σχήμα 10.24 παρατηρείται ότι το αρχικό κόστος συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία λιθίου είναι 5424 €. Στις στρατηγικές 4 και 5 δεν απαιτείται αντικατάσταση, ενώ όταν απαιτείται το κόστος της κυμαίνεται από 360-715 €⁷⁷. Όσο πιο σύντομα στη διάρκεια της 20ετίας αντικατασταθεί η μπαταρία τόσο πιο μεγάλο είναι το κόστος αντικατάστασης λόγω της πτώσης των τιμών της μπαταρίας με την πάροδο του χρόνου που δίνεται από τη σχέση (5.9).

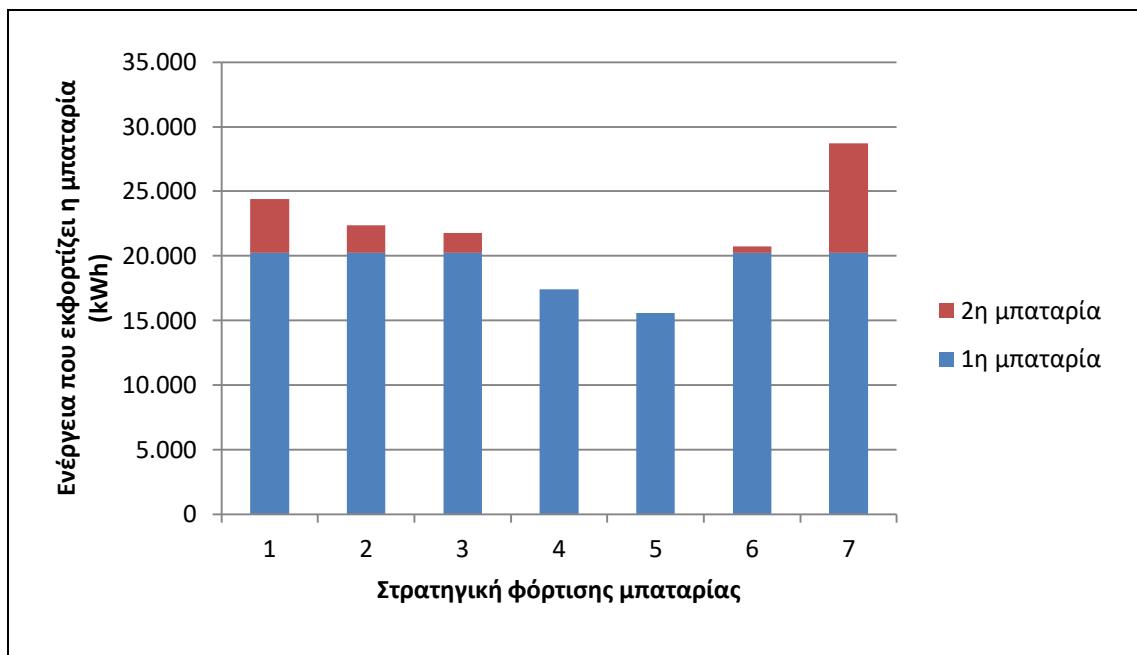


Σχήμα 10.24 Κόστος VS Στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στο Σχήμα 10.25 απεικονίζεται η ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης που χρησιμοποιείται για να καλύψει τις ανάγκες του φορτίου. Παρατηρείται ότι στη διάρκεια των 20 ετών η ενέργεια που χρησιμοποιείται για τις ανάγκες του φορτίου από τη μπαταρία είναι μικρότερη στις στρατηγικές 4 και 5 που η μπαταρία και μέρες με μεγάλη ΦΒ παραγωγή μπορεί να μην φορτίσει πλήρως. Η μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας εκφορτίζεται στη στρατηγική 7 καθώς και τους χειμερινούς μήνες που δεν υπάρχει πάντα ΦΒ παραγωγή ικανή να φορτίσει τη μπαταρία φορτίζει από το Δίκτυο.

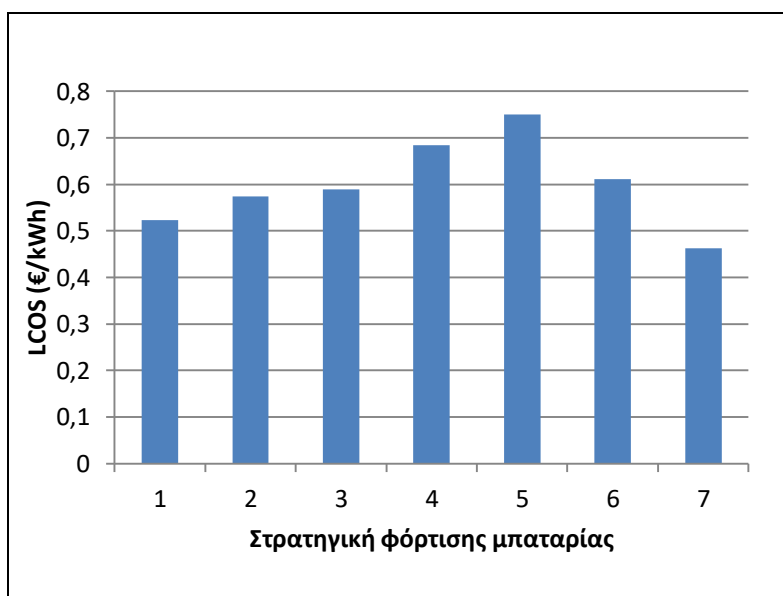
⁷⁷ Τα κόστη είναι υπολογισμένα σε παρούσες αξίες με επιτόκιο αναγωγής 5%.

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



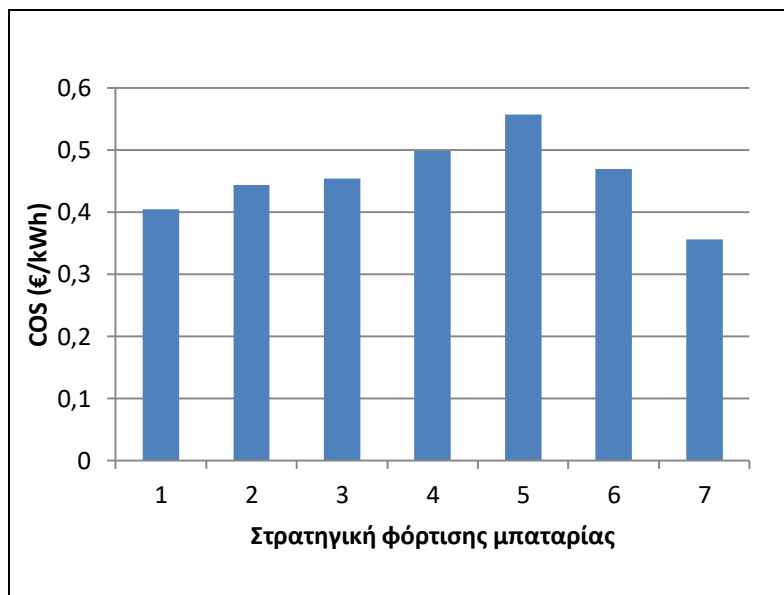
Σχήμα 10.25 Ενέργεια που εκφορτίζει η μπαταρία VS Στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Το Σχήμα 10.26 προκύπτει εύκολα από το Σχήμα 10.24 και απεικονίζει το LCOS (εξίσωση (4.10)). Λαμβάνει τιμές 0,46-0,75 €/kWh. Στις στρατηγικές 4 και 5 παρατηρείται ότι παρότι το κόστος συστήματος αποθήκευσης είναι μικρότερο επειδή η μπαταρία δεν μπορεί να παρέχει ενέργεια στο φορτίο αυξάνεται κατά πολύ το LCOS. Στη στρατηγική 7 επιτυγχάνεται το μικρότερο LCOS αφού προσφέρει περισσότερο ενέργεια στο φορτίο.

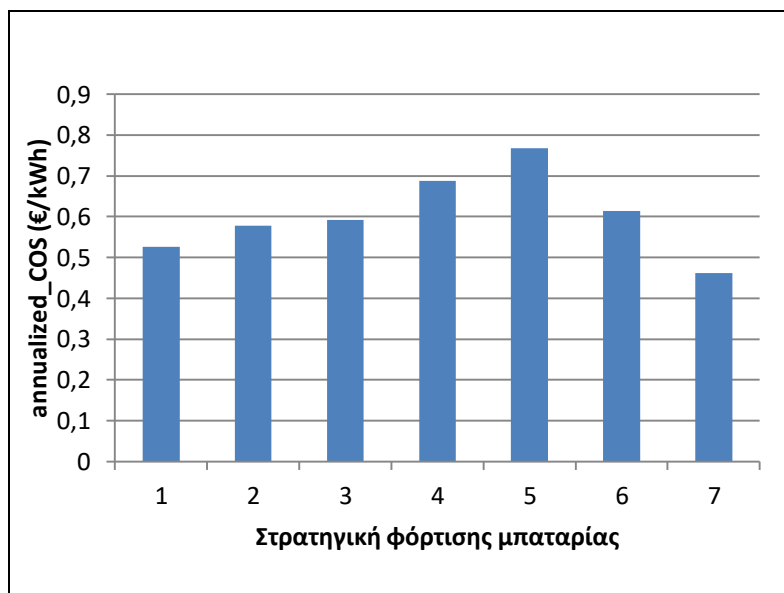


Σχήμα 10.26 LCOS VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.27 COS VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

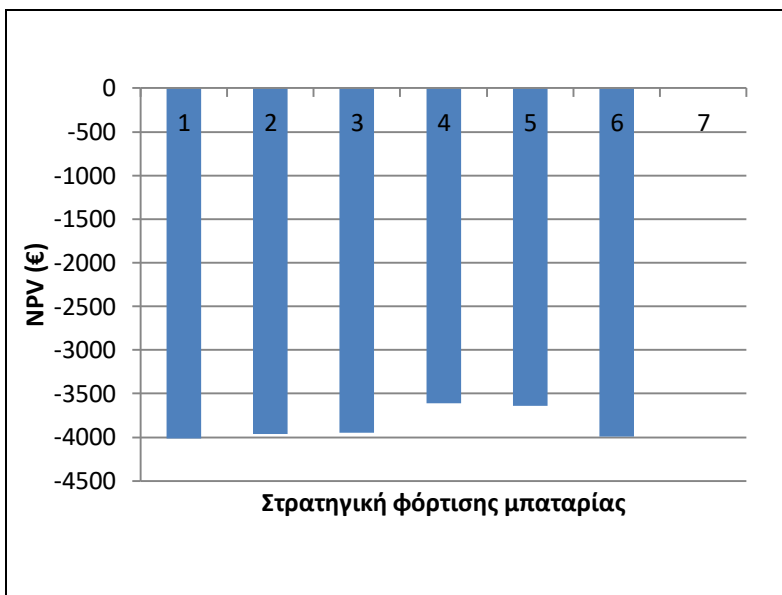


Σχήμα 10.28 annualized_COS VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στη συνέχεια συγκρίνονται μόνο οι 6 στρατηγικές φόρτισης-εκφόρτισης για οικιακό καταναλωτή με τιμολόγιο Γ1. Η στρατηγική 7 που επιτρέπει τη φόρτιση από το Δίκτυο δεν έχει νόημα αφού όλες τις ώρες η λιανική τιμή πώλησης της ΗΕ είναι ίδια και ο καταναλωτής δεν έχει κάποιο όφελος.

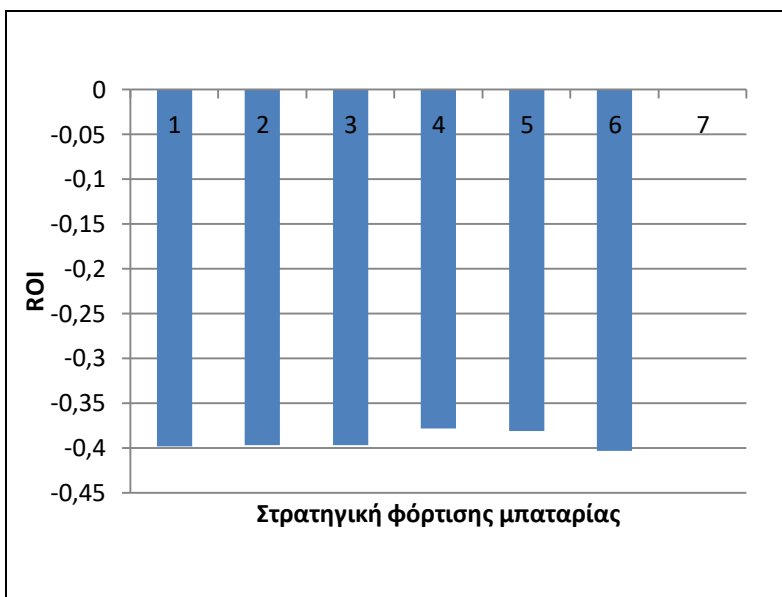
Στο Σχήμα 10.29 φαίνεται ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία κυμαίνεται στα -4014 με -3610 €. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.29 NPV VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

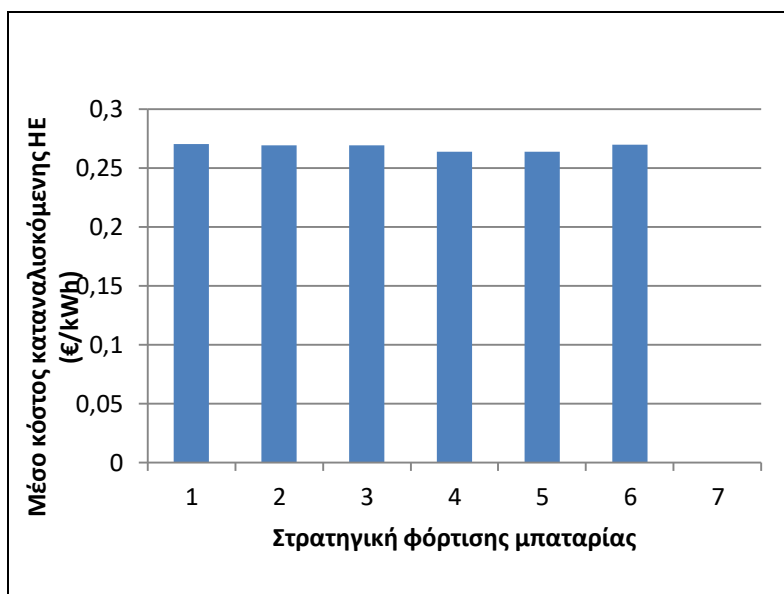
Στο Σχήμα 10.30 φαίνεται ότι η Απόδοση επένδυσης μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -0,4 με -0,38. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.



Σχήμα 10.30 ROI VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Το Σχήμα 10.31 δείχνει το συνολικό κόστος ανά καταναλισκόμενη μονάδα ενέργειας το οποίο αποτελείται από το κόστος που προέρχεται αποκλειστικά από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο (Λιανική τιμή ΗΕ), το κόστος που προέρχεται από το ΦΒ σύστημα παραγωγής και το κόστος από το σύστημα αποθήκευσης. Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ (εξίσωση (4.14)) είναι περίπου 0,27 €/kWh σε όλες τις στρατηγικές.

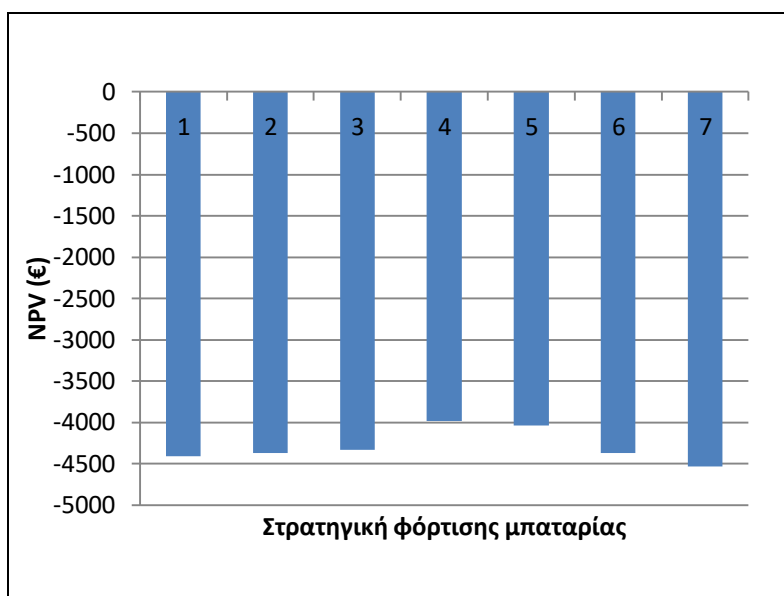
Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.31 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης HE VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Στη συνέχεια συγκρίνονται όλες οι στρατηγικές φόρτισης-εκφόρτισης για οικιακό καταναλωτή με τιμολόγιο Γ1N. Η στρατηγική 7 που επιτρέπει τη φόρτιση από το Δίκτυο έχει νόημα και η μπαταρία δεν φορτίζει μόνο από το ΦΒ αλλά μπορεί να φορτίσει και από το Δίκτυο τις ώρες 15.15-17 τους μήνες Ιανουάριο, Φεβρουάριο, Μάρτιο, Νοέμβριο, Δεκέμβριο που η λιανική τιμή πώλησης της HE είναι χαμηλότερη και να την καταναλώσει τις άλλες ώρες.

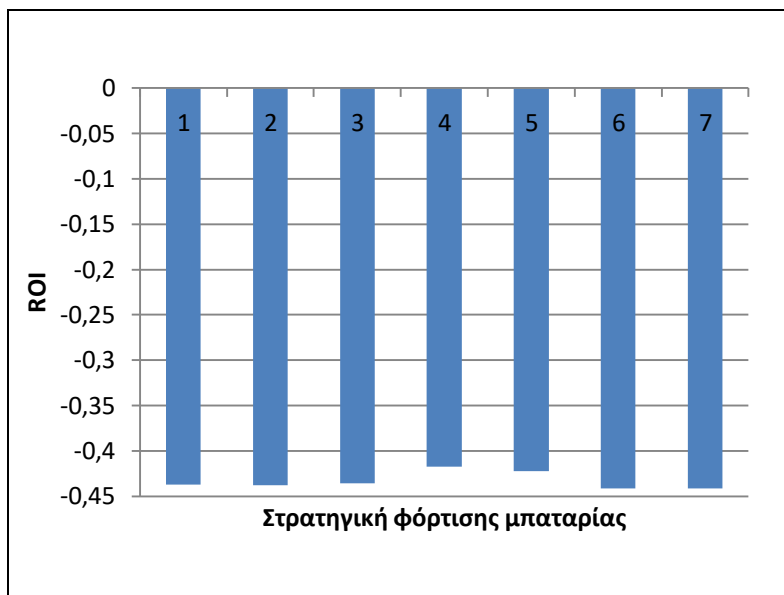
Στο Σχήμα 10.32 φαίνεται ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία κυμαίνεται στα -4530 με -3981 €. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.



Σχήμα 10.32 NPV VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

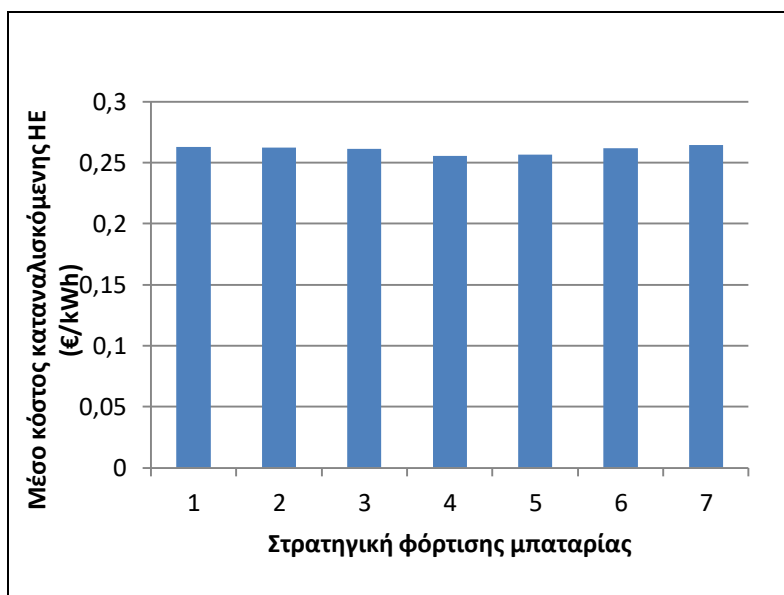
Στο Σχήμα 10.33 φαίνεται ότι η Απόδοση επένδυσης μίας μπαταρίας τεχνολογίας λιθίου κυμαίνεται στα -0,44 με -0,42. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.

Επίπτωση της στρατηγικής φόρτισης- εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση



Σχήμα 10.33 ROI VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

Το Σχήμα 10.34 δείχνει το συνολικό κόστος ανά καταναλισκόμενη μονάδα ενέργειας το οποίο αποτελείται από το κόστος που προέρχεται αποκλειστικά από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο (Λιανική τιμή ΗΕ), το κόστος που προέρχεται από το ΦΒ σύστημα παραγωγής και το κόστος από το σύστημα αποθήκευσης. Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ (εξίσωση (4.14)) είναι περίπου 0,26 €/kWh σε όλες τις στρατηγικές.



Σχήμα 10.34 Μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ VS στρατηγική φόρτισης μπαταρίας

10.5 Συμπεράσματα

Η μοντελοποίηση του συστήματος αυτοπαραγωγής με ΦΒ και σύστημα αποθήκευσης έγινε με διαστασιολόγηση του αντιστροφέα μπαταρίας 2 kW, της ΦΒ παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου και της χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου και χρησιμοποιήθηκε ο 3^{ος} μηχανισμός γήρανσης που περιγράφεται στο 5.5.3.3. Από την εφαρμογή των διαφορετικών στρατηγικών φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας και τη σύγκριση των αποτελεσμάτων τους προκύπτουν τα παρακάτω συμπεράσματα:

- Η στρατηγική φόρτισης 1 εμφανίζει τα καλύτερα SCR και SSR, 62% και 56% αντίστοιχα αφού η δυνατότητα της να φορτίζει με το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής κάθε φορά που υπάρχει και η μπαταρία δεν έχει γεμίσει οδηγεί στη βέλτιστη αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας και τη μεγιστοποίηση της ιδιοκατανάλωσης. Οι άλλες στρατηγικές μειονεκτούν στο ότι τις μέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια εγχέεται ενέργεια στο Δίκτυο ενώ η μπαταρία δεν έχει φορτίσει και αυτό συνεπάγεται χαμηλότερα επίπεδα αυτοκατανάλωσης και αυτάρκειας.
- Οι δείκτες SCR και SSR λαμβάνουν τις χειρότερες τιμές στις στρατηγικές φόρτισης 4 (SCR 53%, SSR 49%) και 5 (SCR 52%, SSR 48%) επειδή ακόμη και τις ημέρες που υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία μπορεί να μην φορτίσει λόγω του ότι στην στρατηγική 4 η φόρτιση επιδιώκεται να πραγματοποιηθεί όλες τις ώρες ηλιοφάνειας και στην στρατηγική 5 να πραγματοποιηθεί όταν το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής είναι μεγαλύτερο από 30% της εγκατεστημένης ισχύος.
- Η μεγαλύτερη βελτίωση 70% στην απορρόφηση ισχύος τις ώρες 8-10 το βράδυ επιφέρουν οι στρατηγικές διαχείρισης 2 και 3 και τη μικρότερη 47% η 4. Αυτό συμβαίνει γιατί οι στρατηγικές 2 και 3 αρχίζουν να εκφορτίζουν μετά τις 8 προσφέροντας στο φορτίο όση ενέργεια χρειάζεται ενώ στην 4 η μπαταρία δεν φορτίζει ακόμη και τις ημέρες που υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία και έτσι είναι πιο περιορισμένη η ενέργεια που μπορεί να δώσει στο φορτίο. Επιπλέον, στη στρατηγική 4 η μπαταρία εκφορτίζει τις ώρες 7-12 το βράδυ με σταθερή ισχύ.
- Οι στρατηγικές φόρτισης 2-6 βελτιώνουν τη μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης σε σχέση με τη στρατηγική 1 (η μπαταρία φορτίζει αμέσως μόλις εμφανιστεί πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής). Από 9% που ήταν η μείωση για τη στρατηγική διαχείρισης 1 επιτυγχάνεται μείωση από 18%-42%. Η μικρότερη βελτίωση παρουσιάζεται στη στρατηγική 2 που η μπαταρία φορτίζει μετά τις 11.30 καθώς τις μέρες με υψηλή ηλιοφάνεια η μπαταρία έχει γεμίσει από τις 2 το μεσημέρι και δεν περιορίζονται οι αιχμές που εμφανίζονται τις επόμενες ώρες. Η μεγαλύτερη βελτίωση παρατηρείται στη στρατηγική 5 που η έγχυση περιορίζεται στο 30% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Οι στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας 1-6 επιτυγχάνουν μείωση στις τιμές ισχύος έγχυσης τις ώρες 11-15 από 26%-69% σε σχέση με το 37% που ήταν η μείωση για τη στρατηγική διαχείρισης 1. Η μείωση 26% εμφανίζεται για την στρατηγική διαχείρισης 4 και μείωση 69% για την στρατηγική 2.
- Τα περισσότερα συστήματα ΦΒ και μπαταρίας μπορούν να συνδεθούν στη στρατηγική 4 αφού μειώνεται περισσότερο η ανύψωση τάσης που εμφανίζεται

λόγω του μεγαλύτερου περιορισμού της αντίστροφης ροής ισχύος από το ΦΒ στο Δίκτυο καθώς η μπαταρία φορτίζει όταν εμφανίζεται το μέγιστο πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής. Μετά ακολουθεί η στρατηγική 3 και 6 που φορτίζουν τις ώρες 9-16 που συνήθως εμφανίζεται η μέγιστη ΦΒ παραγωγή.

- Η διάρκεια ζωής της μπαταρίας στις διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της κυμαίνεται στα 14-20 έτη. Η μικρότερη διάρκεια ζωής εμφανίζεται στη στρατηγική 7 που η μπαταρία φορτίζει και από το Δίκτυο με αποτέλεσμα να πραγματοποιεί περισσότερους κύκλους. Διάρκεια ζωής 20 έτη παρουσιάζει η μπαταρία στις στρατηγικές 4 και 5 που ακόμα όταν υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία μπορεί να μην φορτιστεί λόγω του ότι στην στρατηγική 4 η φόρτιση επιδιώκεται να πραγματοποιηθεί όλες τις ώρες ηλιοφάνειας και στην στρατηγική 5 να πραγματοποιηθεί όταν το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής είναι μεγαλύτερο από 30% της εγκατεστημένης ισχύος.
- Η ενέργεια της μπαταρίας που χρησιμοποιείται για τις ανάγκες του φορτίου είναι μικρότερη στις στρατηγικές 4 και 5 που η μπαταρία και μέρες με μεγάλη ΦΒ παραγωγή μπορεί να μην φορτίσει πλήρως. Η μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας εκφορτίζεται στη στρατηγική 7 καθώς και τους χειμερινούς μήνες που δεν υπάρχει πάντα ΦΒ παραγωγή ικανή να φορτίσει τη μπαταρία φορτίζει από το Δίκτυο.
- Το LCOS λαμβάνει τιμές 0,46-0,75 €/kWh και το COS 0,36-0,58 €/kWh. Οι μεγαλύτερες τιμές παρατηρούνται στις στρατηγικές 4 και 5 επειδή η μπαταρία παρά το μικρότερο κόστος της σε σχέση με τις άλλες στρατηγικές αδυνατεί να παρέχει ενέργεια στο φορτίο. Στη στρατηγική 7 επιτυγχάνεται το μικρότερο LCOS αφού η δυνατότητα φόρτισης από το Δίκτυο αυξάνει κατά πολύ την ενέργεια που προσφέρει στο φορτίο.
- Συγκρίνοντας μόνο τις 6 στρατηγικές φόρτισης-εκφόρτισης για οικιακό καταναλωτή με τιμολόγιο Γ1⁷⁸, προκύπτει ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία κυμαίνεται στα -3610 με -4014 €. Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ είναι περίπου 0,27 €/kWh σε όλες τις στρατηγικές. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.
- Συγκρίνοντας όλες τις στρατηγικές φόρτισης-εκφόρτισης για οικιακό καταναλωτή με τιμολόγιο Γ1N που βασίζεται σε διαφορετικές τιμές πώλησης της ΗΕ ανάλογα με τις ώρες κατανάλωσης της, προκύπτει ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία κυμαίνεται στα -4530 με -3981 €. Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ είναι περίπου 0,26 €/kWh σε όλες τις στρατηγικές. Οι τιμές που λαμβάνει εξαρτώνται πολύ από τις αντικαταστάσεις που πραγματοποιούνται.

⁷⁸ Η στρατηγική 7 που επιτρέπει τη φόρτιση από το Δίκτυο δεν έχει νόημα αφού όλες τις ώρες η λιανική τιμή πώλησης της ΗΕ είναι ίδια και ο καταναλωτής δεν έχει κάποιο όφελος

Συμπεράσματα

Στην εργασία αυτή μελετήθηκε ένα σύστημα ΦΒ–μπαταρίας σε οικιακό καταναλωτή χαμηλής τάσης μέσα από την ανάπτυξη ενός μοντέλου προσομοίωσης σε περιβάλλον MATLAB και πραγματοποίηση προσομοιώσεων συστήματος με ανάλυση δεκαπενταλέπτου. Πιο συγκεκριμένα, έθεσε τους παρακάτω στόχους:

α) τον προσδιορισμό της ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης των συνιστωσών ενός τέτοιου συστήματος (εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ, χωρητικότητα μπαταρίας, ισχύ αντιτροφέα μπαταρίας),

β) την ανάλυση της επίπτωσης των μηχανισμών γήρανσης της μπαταρίας στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας,

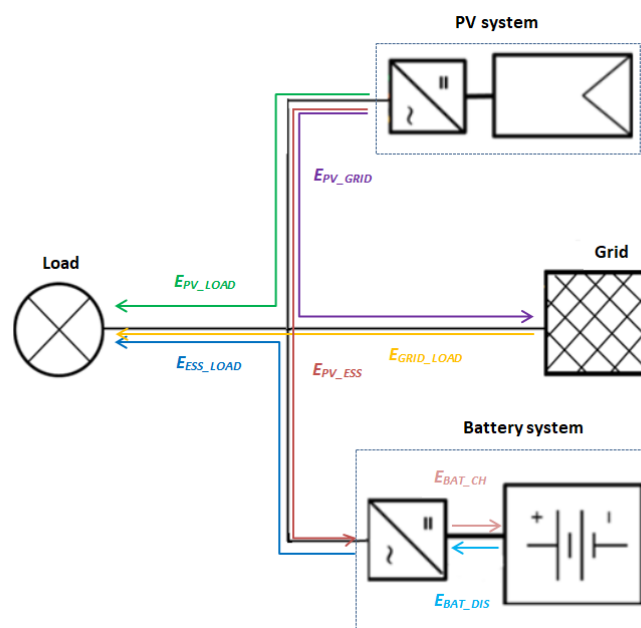
γ) τον προσδιορισμό της επίδρασης των διαφορετικών στρατηγικών φόρτισης στην οικονομική και τεχνική λειτουργία του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας.

Για την αξιολόγηση του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας αναλύθηκαν και μοντελοποιήθηκαν όσο το δυνατόν περισσότεροι δείκτες αξιολόγησης (~28 δείκτες) τόσο οικονομικοί όσο και τεχνικοί. Στον παρακάτω πίνακα αναφέρονται επιγραμματικά.

α/α	
	Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης
1	Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV)
2	Ετήσιο Κέρδος (annual profit)
3	Απόδοση Επένδυσης (ROI)
4	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)
5	Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP)
6	Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP)
7	Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE)
8	Κόστος Ενέργειας (COE)
9	Ετήσιο Κόστος Ενέργειας (annual_COE)
10	Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS)
11	Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (COS)
12	Ετήσιο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (annual_COS)
13	Μέσο Κόστος καταναλισκόμενης ενέργειας στη διάρκεια της επένδυσης ($p_{EL,avg}$)
14	Μέσες τιμές των συνιστωσών του ρεύματος στη διάρκεια της επένδυσης
	Τεχνικοί Δείκτες Αξιολόγησης
15	Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR)
16	Βαθμός Αυτονομίας (SSR)
17	Βαθμός απωλειών συστήματος ΦΒ–μπαταρίας (SLR)
18	Διείσδυση ΦΒ ισχύος ($PV_{power_penetration}$)
19	Διείσδυση ΦΒ ενέργειας ($PV_{energy_penetration}$)
20	Ποσοστό εγχεόμενης ισχύος δεκαπενταλέπτου προς την εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ για αυτοπαραγωγή μόνο με ΦΒ σύστημα (ρ)
21	Μείωση στην ετήσια απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο μετά τη σύνδεση

	μπαταρίας
22	Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης από το Δίκτυο
23	Μείωση στην ετήσια ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας
24	Μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης στο Δίκτυο
25	Μείωση στην ετήσια ενέργεια που απορροφάται και εγχέεται στο Δίκτυο μετά τη σύνδεση μπαταρίας
26	Τάση στη γραμμή ΧΤ
27	Χωρητικότητα ίδιων ΦΒ συστημάτων που μπορούν να συνδεθούν στην ίδια γραμμή ΧΤ (Hosting Capacity)
28	Απώλειες Ενέργειας γραμμής ΧΤ (E_{losses})

Το μοντέλο συνδεσμολογίας και οι ενεργειακές ροές που χρησιμοποιήθηκαν εμφανίζονται στο παρακάτω σχήμα.



Ενδειγμένη διαστασιολόγηση

Μεταβάλλοντας την εγκατεστημένη ισχύ του ΦΒ συστήματος, τη χωρητικότητα της μπαταρίας και την ισχύ του αντιστροφέα της προσδιορίστηκε η ενδειγμένη διαστασιολόγηση του συστήματος για ένα μέσο νοικοκυριό με ετήσια κατανάλωση 5000 kWh τόσο από πλευράς ενεργειακής απόδοσης όσο και από πλευράς κόστους και είναι η εξής:

- i. ΦΒ σύστημα που παράγει 1 MWh/MWh φορτίου⁷⁹ και αντιστοιχεί σε εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ 3,17 kW_p στην Αθήνα,
- ii. μπαταρία με χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου που αντιστοιχεί σε ονομαστική χωρητικότητα περίπου 7,14 kWh,

⁷⁹ Αξίζει να σημειωθεί πως τα παραπάνω αποτελέσματα επηρεάζονται από το μοντέλο χρεώσεων που χρησιμοποιήθηκε και βασίστηκε στις ισχύουσες αρχές των συμβάσεων ενεργειακού συμπληψισμού, καθώς η επιλογή του ΦΒ έγινε βάσει της μέσης τιμής με την οποία επιβαρύνεται ο καταναλωτής για τη kWh που καταναλώνει.

- iii. και αντιστροφείας με ονομαστική χωρητικότητα 2 kW.

Με αυτή τη συνδεσμολογία επιτυγχάνεται βαθμός αυτοκατανάλωσης (SCR) 62% και βαθμός αυτονομίας (SSR) 56% που είναι αισθητά βελτιωμένοι από τα 31% και 31% αντίστοιχα για το ίδιο ΦΒ σύστημα χωρίς σύστημα αποθήκευσης. Το SCR έχει αυξηθεί κατά 100% και το SSR 80%. Επιπλέον, εξετάστηκαν και διαφορετικά προφίλ κατανάλωσης που προέκυψαν από μετρήσεις σε νοικοκυριά στη Γερμανία τα οποία εμφάνιζαν ετήσια κατανάλωση κοντά στις 5000 kWh. Αφού δημιουργήθηκαν χρονοσειρές δεκαπεντάλεπτου και έγινε γραμμική κλιμάκωση στις 5000 kWh πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις συστήματος για την ενδεδειγμένη συνδεσμολογία του συστήματος για τα διαφορετικά προφίλ φορτίου και προέκυψαν SCR στο εύρος 61-70% και SSR στο εύρος 56-64%.

Παραμετρική ανάλυση

Η μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύς του ΦΒ στην ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας οδηγεί στα εξής συμπεράσματα:

- Η ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης στο σύστημα αυτοπαραγωγής με ΦΒ δεν αποσβένεται ποτέ στη διάρκεια της εικοσαετίας και δεν επιφέρει κέρδος για οποιοδήποτε μέγεθος ΦΒ.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS) για τον αυτοπαραγωγό με ΦΒ που παράγει 0,5-2 MWh/MWh φορτίου κυμαίνεται περί 0,48-0,72 €/kWh, πολύ υψηλές τιμές σε σύγκριση με τη λιανική τιμή αγοράς ΗΕ από το Δίκτυο (0,21 €/kWh). Άρα, πρέπει να μειωθεί το κόστος του συστήματος αποθήκευσης για να μπορεί να παρέχει ενέργεια στο φορτίο με χαμηλότερο κόστος.

Η μεταβολή της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας στην ενδεδειγμένη διαστασιολόγηση του συστήματος ΦΒ –μπαταρίας οδηγεί στα εξής συμπεράσματα:

- Η σύνδεση μπαταρίας με χρήσιμη χωρητικότητα μεγαλύτερη από 0,25 kWh/MWh φορτίου λαμβάνει αρνητικές τιμές Καθαρής Παρούσας Αξίας και Απόδοσης Επένδυσης και δεν αποσβένεται στην εικοσαετία. Η Απλή Περίοδος Αποπληρωμής (SPBP) του συστήματος ΦΒ–μπαταρίας με χρήσιμη χωρητικότητα 0,25 kWh/MWh φορτίου είναι 12,5 έτη.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS) για τον αυτοπαραγωγό με ΦΒ και μπαταρία με χρήσιμη χωρητικότητα 0,25-2 kWh/MWh φορτίου κυμαίνεται περί 0,52-0,76 €/kWh και το Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (COS) για τις ίδιες χωρητικότητες είναι 0,4-0,57 €/kWh, πολύ υψηλές τιμές σε σύγκριση με τη λιανική τιμή αγοράς ΗΕ από το Δίκτυο (0,21 €/kWh). Ελαχιστοποιείται για χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου.
- Η ισχύς απορρόφησης με τη σύνδεση μόνο ΦΒ μειώνεται σημαντικά μόνο τις ώρες λειτουργίας του ΦΒ (8 το πρωί με 7 το απόγευμα), ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες (Απρίλιος-Σεπτέμβριος). Μετά την προσθήκη μπαταρίας, μειώνεται και τις ώρες 8-10 το βράδυ. Αν η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας που συνδέεται είναι από 1 kWh/MWh φορτίου και πάνω η απορρόφηση μειώνεται και τις πρώτες πρωινές ώρες 1-5 το πρωί καθώς η μπαταρία δεν έχει αδειάσει τις προηγούμενες ώρες και εκφορτίζει ακόμη.

- Η σύνδεση μπαταρίας χρήσιμης χωρητικότητας από 1 kWh/MWh φορτίου και πάνω συμβάλλει σε μείωση της μέσης έγχυσης και μετά τις 12 το μεσημέρι. Παρατηρείται ότι ενώ η μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh περιορίζει την έγχυση σημαντικά μέχρι τις 1 το μεσημέρι, η μεταβολή της σε 1,5-2 kWh/MWh επιφέρει οριακή μείωση στην έγχυση μετά τις 2 το μεσημέρι. Αυτό συμβαίνει γιατί οι μπαταρίες είναι μεγάλες και δεν εκφορτίζονται μέχρι την επόμενη φόρτιση.
- Η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής επιφέρει επιπλέον μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος απορρόφησης 16,5-21% για μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1-1,5 kWh/MWh φορτίου.
- Η ενσωμάτωση μπαταρίας στο σύστημα αυτοπαραγωγής επιφέρει επιπλέον μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης 9-23% για μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας 1-1,5 kWh/MWh φορτίου.

Ανάλυση των μηχανισμών γήρανσης

Από τη στιγμή που δεν υπάρχει κοινά αποδεκτή μοντελοποίηση του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας, μελετήθηκαν και προσομοιώθηκαν και άλλα μοντέλα γήρανσης που προτείνονται στη διεθνή βιβλιογραφία και διαφοροποιούνται ως προς τη υλοποίηση της υποβάθμισης της χωρητικότητας της μπαταρίας και τον καθορισμό της διάρκειας ζωής της μπαταρίας. Στα επόμενα συμπεράσματα παρατηρείται πως επηρεάζονται τα αποτελέσματα ανάλογα με το μοντέλο γήρανσης που υιοθετείται για το σενάριο ενδεδειγμένης διαστασιολόγησης του συστήματος ΦΒ –μπαταρίας:

- Στο σενάριο αναφοράς, η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι 16,5 έτη. Από τα άλλα μοντέλα γήρανσης που υλοποιήθηκαν προκύπτει διάρκεια ζωής που κυμαίνεται στα 6-16,5 έτη για μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου και στα 4-11,5 έτη για μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος.
- Στο σενάριο αναφοράς, το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης (LCOS) της μπαταρίας είναι 0,52 €/kWh. Στους άλλους μηχανισμούς γήρανσης, το LCOS κυμαίνεται περί 0,48-0,75 €/kWh για μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου και περί 0,38-0,58 €/kWh για μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος.
- Στο σενάριο αναφοράς, η Καθαρά Παρούσα Αξία του συστήματος είναι στα -4007 €. Σε κανέναν από τους μηχανισμούς που υλοποιήθηκαν δεν επέρχεται κέρδος για τον αυτοπαραγωγό.
- Στο σενάριο αναφοράς, το ετήσιο κόστος σταθμισμένο στην ετήσια κατανάλωση είναι 0,13 €/kWh. Στους άλλους μηχανισμούς γήρανσης, κυμαίνεται περί 0,13-0,17 €/kWh για μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου και περί 0,10-0,14 €/kWh για μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος.
- Στο σενάριο αναφοράς, το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ είναι 0,27 €/kWh. Στους άλλους μηχανισμούς γήρανσης, κυμαίνεται περί 0,27-0,31 €/kWh για μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου και περί 0,24-0,29 €/kWh για μπαταρία τεχνολογίας μολύβδου οξέος.
- Στο σενάριο αναφοράς, αν θεωρηθεί επιδότηση 80% στο συνολικό κόστος του συστήματος αποθήκευσης η επένδυση στο οικιακό σύστημα ΦΒ–μπαταρίας γίνεται οικονομικά βιώσιμη (NPV>0). Με επιδότηση 90-100%, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη στο μοντέλο μπαταρίας ιόντων λιθίου που προκύπτει η μικρότερη

διάρκεια ζωής. Όσον αφορά τη μπαταρία μολύβδου οξέος, στο μοντέλο μπαταρίας που προκύπτει η μεγαλύτερη διάρκεια ζωής η επένδυση είναι οικονομικά επικερδής ($NPV > 0$) με επιδότηση 60-70%, ενώ στο μοντέλο μπαταρίας με τη μικρότερη διάρκεια ζωής χρειάζεται επιδότηση 90-100%. Στην περίπτωση που ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης (100% επιδότηση συνολικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης) επιτυγχάνεται κέρδος 1450 € όταν συνδέεται μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου και 1950 € για σύνδεση μπαταρίας μολύβδου οξέος, τιμές πολύ μικρότερες σε σύγκριση με το κέρδος 3506 € που επιτυγχάνεται μόνο με το ίδιο ΦΒ μέσω του μηχανισμού ενεργειακού συμψηφισμού. Το κέρδος είναι μεγαλύτερο όταν συνδέεται μπαταρία μολύβδου οξέος σε σύγκριση με τη σύνδεση μπαταρίας ιόντων λιθίου αφού τα κόστη συντήρησης της είναι μικρότερα.

- Στο σενάριο αναφοράς, αν θεωρηθεί επιδότηση 20-40% στο συνολικό κόστος του συστήματος αποθήκευσης η επένδυση στο οικιακό σύστημα ΦΒ-μπαταρίας αποσβένυται με όρους Απλής Περιόδου Αποπληρωμής. Με επιδότηση 50%, η επένδυση αποσβένυται στο μοντέλο μπαταρίας ιόντων λιθίου που προκύπτει η μικρότερη διάρκεια ζωής. Όσον αφορά τη μπαταρία μολύβδου οξέος, στο μοντέλο μπαταρίας που προκύπτει η μεγαλύτερη διάρκεια ζωής η επένδυση δείχνει να αποσβένυται χωρίς επιδότηση, ενώ στο μοντέλο μπαταρίας με τη μικρότερη διάρκεια ζωής χρειάζεται επιδότηση 30%. Στην περίπτωση που ο αυτοπαραγωγός δεν επιβαρύνεται με το κόστος του συστήματος αποθήκευσης (100% επιδότηση συνολικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης) επιτυγχάνεται απόσβεση στα 10 έτη όταν συνδέεται μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου και 9,2 έτη για σύνδεση μπαταρίας μολύβδου οξέος, τιμές μεγαλύτερες σε σύγκριση με τα 7,1 έτη μόνο για το ίδιο ΦΒ μέσω του μηχανισμού ενεργειακού συμψηφισμού.
- Στο σενάριο αναφοράς, μία αύξηση της χρέωσης προμήθειας στα 0,15 €/kWh μπορεί να καταστήσει την επένδυση σε οικιακό σύστημα ΦΒ-μπαταρίας οικονομικά βιώσιμη ($NPV > 0$). Στο μοντέλο μπαταρίας ιόντων λιθίου που προκύπτει η μικρότερη διάρκεια ζωής, η επένδυση γίνεται οικονομικά βιώσιμη με αύξηση της χρέωσης προμήθειας στα 0,19 €/kWh. Στα μοντέλα μπαταρίας μολύβδου οξέος με τη μεγαλύτερη και τη μικρότερη διάρκεια ζωής η χρέωση προμήθειας ΗΕ από το Δίκτυο πρέπει να αυξηθεί στα 0,13 και 0,17 αντίστοιχα. Στο μοντέλο μπαταρίας μολύβδου οξέος με τη μεγαλύτερη διάρκεια ζωής το κόστος αγοράς μπαταρίας πρέπει να πέσει στα 50 €/kWh, ενώ στο μοντέλο μπαταρίας μολύβδου οξέος με τη μικρότερη διάρκεια ζωής δεν προκύπτει κέρδος ακόμη και για κόστος 50 €/kWh.
- Επειδή η διάρκεια του προγράμματος ενεργειακού συμψηφισμού είναι 25 έτη, η ανάλυση των μηχανισμών γήρανσης έγινε και για διάρκεια επένδυσης 25 έτη. Σε αυτή την ανάλυση, τα οικονομικά αποτελέσματα διαφοροποιούνται καθώς ο αυτοπαραγωγός επωφελείται από το σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού και εξοικονομεί στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος για επιπλέον 5 έτη και στη διάρκεια των 25 ετών η μπαταρία να χρειαστεί να αντικατασταθεί περισσότερες φορές. Ενδεικτικά στο σενάριο αναφοράς, το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης (LCOS) λαμβάνει τιμή 0,47 €/kWh έναντι 0,52 €/kWh (διάρκεια επένδυσης 20 έτη), η Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) του συστήματος -2939 € έναντι -4007 € και το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ 0,25 €/kWh έναντι 0,27 €/kWh.

Στρατηγικές διαχείρισης (φόρτισης/εκφόρτισης) του συστήματος αποθήκευσης

Με κύριο στόχο τη λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης με μπαταρία έτσι ώστε να υποστηρίξει το Δίκτυο και να περιορίζει τις κορυφές έγχυσης και ζήτησης φορτίου αναπτύχθηκαν και διερευνήθηκαν διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης για το μοντέλο αναφοράς της παρούσας εργασίας. Τα επόμενα συμπεράσματα παρατηρούνται μετά από την εφαρμογή διαφορετικών στρατηγικών διαχείρισης της μπαταρίας και τη σύγκριση των αποτελεσμάτων τους:

- Η συμβατική στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας εμφανίζει τους μεγαλύτερους βαθμούς αυτοκατανάλωσης και αυτάρκειας, 62% και 56% αντίστοιχα. Οι άλλες στρατηγικές μειονεκτούν καθώς τις μέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια εγχέεται ενέργεια στο Δίκτυο ενώ η μπαταρία δεν έχει φορτίσει και επομένως δεν αξιοποιείται η ΦΒ παραγωγή για τις ανάγκες του φορτίου. Σε κάποιες από τις στρατηγικές διαχείρισης που υλοποιήθηκαν, η μπαταρία μπορεί να μην φορτιστεί ακόμη και τις ημέρες που υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία λόγω του ότι επιδιώκεται η φόρτιση της τις ώρες με μεγαλύτερη έγχυση.
- Στις στρατηγικές που η μπαταρία εκφορτίζει μετά τις 8 προσφέροντας στο φορτίο όση ενέργεια χρειάζεται σημειώνεται μείωση στην απορρόφηση ισχύος τις ώρες 8-10 το βράδυ 70%, η μεγαλύτερη. Αντίθετα, στη στρατηγική που η μπαταρία φορτίζει όλες τις ώρες ηλιοφάνειας η μείωση της απορρόφησης ισχύος τις ώρες 8-10 το βράδυ είναι 47%. Αυτό οφείλεται στη μη φόρτιση της μπαταρίας ακόμη και τις ημέρες που υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία και έτσι είναι πιο περιορισμένη η ενέργεια που μπορεί να δώσει στο φορτίο και την εκφόρτιση της τις ώρες 7-12 το βράδυ με σταθερή ισχύ.
- Οι νέες στρατηγικές φόρτισης που υλοποιήθηκαν βελτιώνουν τη μείωση στις μέγιστες τιμές ισχύος έγχυσης σε σχέση με τη συμβατική στρατηγική (η μπαταρία φορτίζει αμέσως μόλις εμφανιστεί πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής) από 9% στο 18%-42%. Η μικρότερη βελτίωση παρουσιάζεται στη στρατηγική που η μπαταρία φορτίζει μετά τις 11.30 καθώς τις μέρες με υψηλή ηλιοφάνεια η μπαταρία έχει γεμίσει από τις 2 το μεσημέρι και δεν περιορίζονται οι αιχμές που εμφανίζονται τις επόμενες ώρες. Η μεγαλύτερη βελτίωση παρατηρείται στη στρατηγική που η έγχυση περιορίζεται στο 30% της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Οι νέες στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας επιτυγχάνουν μείωση στις τιμές ισχύος έγχυσης τις ώρες 11-15 από 26%-69% σε σχέση με το 37% που ήταν η μείωση για τη συμβατική στρατηγική διαχείρισης.
- Τα περισσότερα συστήματα ΦΒ και μπαταρίας μπορούν να συνδεθούν στη στρατηγική 4 αφού μειώνεται περισσότερο η ανύψωση τάσης που εμφανίζεται λόγω του μεγαλύτερου περιορισμού της αντίστροφης ροής ισχύος από το ΦΒ στο Δίκτυο καθώς η μπαταρία φορτίζει όταν εμφανίζεται το μέγιστο πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής. Μετά ακολουθεί η στρατηγική 3 και 6 που φορτίζουν τις ώρες 9-16 που συνήθως εμφανίζεται η μέγιστη ΦΒ παραγωγή.
- Στο σενάριο αναφοράς, η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι 16,5 έτη. Στις διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας η διάρκεια ζωής της κυμαίνεται στα 14-20 έτη. Η μικρότερη διάρκεια ζωής εμφανίζεται στη στρατηγική

που η μπαταρία φορτίζει και από το Δίκτυο και επομένως πραγματοποιεί περισσότερους κύκλους. Διάρκεια ζωής 20 έτη παρουσιάζει η μπαταρία στις στρατηγικές που ακόμα και όταν υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να γεμίσει τη μπαταρία μπορεί να μην φορτιστεί.

- Στο σενάριο αναφοράς, το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης (LCOS) της μπαταρίας είναι 0,52 €/kWh. Στις άλλες στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας το LCOS λαμβάνει τιμές στο εύρος 0,46-0,75 €/kWh. Οι μεγαλύτερες τιμές παρατηρούνται στις στρατηγικές που η μπαταρία ακόμα και όταν υπάρχει ΦΒ παραγωγή ικανή να την γεμίσει μπορεί να μην φορτιστεί. Παρά το μικρότερο κόστος του συστήματος αποθήκευσης σε αυτές τις περιπτώσεις αφού η μπαταρία δεν χρειάζεται να αντικατασταθεί στη διάρκεια των 20 ετών, η μπαταρία αδυνατεί να παρέχει ενέργεια στο φορτίο. Το μικρότερο LCOS εμφανίζεται στη στρατηγική που η μπαταρία φορτίζει και από το Δίκτυο καθώς η φόρτιση της από το Δίκτυο αυξάνει κατά πολύ την ενέργεια που προσφέρει στο φορτίο.
- Στο σενάριο αναφοράς, η Καθαρά Παρούσα Αξία του συστήματος είναι στα -4007 € για οικιακό καταναλωτή με τιμολόγιο Γ1. Η στρατηγική που επιτρέπει τη φόρτιση μπαταρίας από το Δίκτυο δεν εξετάστηκε αφού όλες τις ώρες στο τιμολόγιο Γ1 η λιανική τιμή πώλησης της ΗΕ είναι ίδια και ο καταναλωτής δεν έχει κάποιο όφελος. Στις άλλες στρατηγικές διαχείρισης, η Καθαρά Παρούσα Αξία κυμαίνεται στα -4014 με -3610 €. Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ είναι περίπου 0,27 €/kWh σε όλες τις στρατηγικές.
- Συγκρίνοντας όλες τις στρατηγικές φόρτισης-εκφόρτισης για οικιακό καταναλωτή με τιμολόγιο Γ1N που βασίζεται σε διαφορετικές τιμές πώλησης της ΗΕ ανάλογα με τις ώρες κατανάλωσης της, προκύπτει ότι η Καθαρά Παρούσα Αξία κυμαίνεται στα -4530 με -3981 €. Το μέσο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ είναι περίπου 0,26 €/kWh σε όλες τις στρατηγικές.

Βιβλιογραφία

- [1] EU Commission, "Best practices on renewable energy self-consumption", Commission staff working document, 2015.
- [2] L Dusonchet, E Telaretti, "Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, Vol. 42, pp. 986-998.
- [3] A Zeh, R Witzmann, "Operational strategies for battery storage systems in low-voltage distribution grids to limit the feed-in power of roof-mounted solar power systems", Energy Procedia, 2014, Vol. 46, pp. 114-123.
- [4] F Marra, G Yang, C Traeholt, J Ostergaard, E Larsen, "A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, No. 2, pp. 974-981.
- [5] B Ansari, D Shi, R Sharma, MG Simoes, "Economic analysis, optimal sizing and management of energy storage for PV grid integration", Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2016 IEEE/PES, pp. 1-5.
- [6] [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.apricum-group.com/guide-stationary-energy-storage-europe-part-1/>.
- [7] KP Kairies et al, "Wissenschaftliches Mess-und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher-Jahresbericht 2016", Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2016.
- [8] [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.apricum-group.com/your-guide-to-stationary-energy-storage-in-europe-part-2-uk-and-italy/>.
- [9] [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>.
- [10] Team IEA PVPS Task, "Trends 2016 in photovoltaic applications", Int. Energy Agency, Paris, France, 2016.
- [11] [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates>.
- [12] EUROSTAT, Electricity price statistics, May 2016.
- [13] [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.international-climate-initiative.com/fileadmin/Dokumente/2016/160223_Regulatory_Trends_NetMetering_eng.pdf.
- [14] [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/276>.
- [15] RK Lam, DH Tran, HG Yeh, "Economics of Residential Energy Arbitrage in California using a PV system with directly connected Energy Storage", Green Energy and Systems Conference (IGESC), IEEE, 2015, pp. 67-79.
- [16] [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://news.energysage.com/california-energy-storage-incentives-sgip-explained/>.

- [17] [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/DocumentAssets/Documents/The%20Renewable%20Energy%20Target%202015%20Administrative%20Report.pdf>.
- [18] V Muenzel, I Mareels, J de Hoog, A Vishwanath, S Kalyanaraman, A Gort, "PV generation and demand mismatch: Evaluating the potential of residential storage", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015, pp. 1-5.
- [19] M Braun, K Büdenbender, D Magnor, A Jossen, "Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy", 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2009.
- [20] A Colmenar-Santos, S Campiñez-Romero, C Pérez-Molina, M Castro-Gil, "Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency", Energy Policy, 2012, Vol. 51, pp. 749-764.
- [21] J Weniger, T Tjaden, V Quaschnig, "Sizing of residential PV battery systems", Energy Procedia, 2014, Vol. 46, pp. 78-87.
- [22] J Hoppmann, J Volland, TS Schmidt, VH Hoffmann, "The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems—A review and a simulation model", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, Vol. 39, pp. 1101-1118.
- [23] M Naumann, RC Karl, CN Truong, A Jossen, HC Hesse, "Lithium-ion battery cost analysis in PV-household application", Energy Procedia, 2015, Vol. 73, pp. 37-47.
- [24] Z Wang, C Gu, F Li, P Bale, & H Sun, "Active demand response using shared energy storage for household energy management", IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, Vol. 4, No. 4, pp. 1888-1897.
- [25] I Ranaweera, & OM Midtgård, "Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage", Renewable Energy, 2016, Vol. 88, pp. 262-272.
- [26] S Quoilin, K Kavvadias, A Mercier, I Pappone, & A Zucker, "Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment", Applied Energy, 2016, Vol. 182, pp. 58-67.
- [27] X Luo, J Wang, M Dooner, & J Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation", Applied Energy, 2015, Vol. 137, pp. 511-536.
- [28] A Lana, J Karppanen et al., "Consideration on Battery Energy Storage System for an LVDC Distribution System", In Nordac, Nordic Distribution and Asset Management Conference, Stockholm, Sweden, 2014, pp. 1-8.
- [29] M Castillo-Cagigal, E Caamano-Martín et al., "PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector", Solar Energy, 2011, Vol. 85, No. 9, pp. 2338-2348.
- [30] Q Yang, C Gu, S Le Blond, J Li, "Control scheme for energy storage in domestic households", Power Engineering Conference (UPEC), 2014, 49th International Universities, pp. 1-6.
- [31] I Hadjipaschalis, A Poullikkas, & V Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications", Renewable and sustainable energy reviews, 2009, Vol. 13, No. 6-7, pp. 1513-1522.

- [32] P Stenzel, J Linssen, J Fleer, "Impact of different load profiles on cost optimal system designs for battery supported PV systems", *Energy procedia*, 75, pp. 1862-1868.
- [33] "LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS - VERSION 1.0", 2015.
- [34] DI Stroe, M Swierczynski, AI Stroe, R Teodorescu, R Laerke, PC Kjaer, "Degradation behaviour of Lithium-ion batteries based on field measured frequency regulation mission profile", *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2015 IEEE, pp. 14-21.
- [35] CN Truong, M Naumann, RC Karl, M Muller, A Jossen, HC Hesse, "Economics of residential photovoltaic battery systems in Germany: The case of Tesla's Powerwall", 2016, Vol.2, No.2, pp.14.
- [36] F Marra, GY Yang et al., "Demand profile study of battery electric vehicle under different charging options", *Power and Energy Society General Meeting*, 2012, IEEE, pp. 1-7.
- [37] J Li, MA Danzer, "Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems", *Journal of Power Sources*, 2014, Vol. 258, pp. 365-373.
- [38] J Moshövel et al, "Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption", *Applied Energy*, 2015, Vol. 137, pp. 567-575.
- [39] V Vega-Garita, L Ramirez-Elizondo, GRC Mouli, P Bauer, "Review of residential PV-storage architectures", *Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016 IEEE International, pp. 1-6.
- [40] I Sulaeman, V Vega-Garita, GRC Mouli, N Narayan, L Ramirez-Elizondo, P Bauer, "Comparison of PV-battery architectures for residential applications", *Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016 IEEE International, pp. 1-7.
- [41] G Fitzgerald, J Mandel, J Morris, & H Touati, "The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid", *Rocky Mountain Institute*, 2015.
- [42] M Resch, B Ramadhani, J Bühler, A Sumper, "Comparison of control strategies of residential PV storage systems", *Proceedings 9th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2015, Messe Düsseldorf*, pp. 1-18.
- [43] E Eusebio, C Camus, "Residential PV systems with battery backup power attained already grid parity?", *13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2016, pp. 1-5.
- [44] OC Rascon, M Resch, J Bühler, A Sumper, "Techno-economic comparison of a schedule-based and a forecast-based control strategy for residential photovoltaic storage systems in Germany", *Electrical engineering*, 2016, Vol. 98, No.4, pp. 375-383.
- [45] Y Yang, H Li, A Aichhorn, J Zheng, M Greenleaf, "Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving", *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, Vol. 5, No. 2, pp. 982-991.
- [46] F Marra, G Yang, C Traeholt, J Ostergaard, E Larsen, "A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, No. 2, pp. 974-981.

- [47] [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/veroeffentlichungen/daten/>.
- [48] DC Jordan, SR Kurtz, "Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review", *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 2013, Vol. 21, No. 1, pp. 12-29.
- [49] [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.europeanenergyinnovation.eu/Articles/Winter-2016/Costs-and-Economics-of-Electricity-from-Residential-PV-Systems-in-Europe>.
- [50] SM Souza, M Gil, J Sumaili, AG Madureira, JP Lopes, "Operation scheduling of prosumer with renewable energy sources and storage devices", In *European Energy Market (EEM)*, 2016 13th International Conference, pp. 1-5.
- [51] RA Soares, JT Saraiva, "Economic evaluation of generation and storage solutions in low voltage end user installations", In *European Energy Market (EEM)*, 2015 12th International Conference on the 2015 May, pp. 1-5.
- [52] H Aburub, WT Jewell, "Revised analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity", *IEEE Transactions on energy conversion*, 2013, Vol. 3750, No. 3750, pp. 3750.
- [53] L Debarberis, P Lazzeroni, S Olivero, VA Ricci, F Stirano, M Repetto, "Technical and economical evaluation of a PV plant with energy storage", In *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE 2013 Nov 10*, pp. 6819-6824.
- [54] Y Riffoneau, S Bacha, F Barruel, S Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2011, Vol.2, No.3, pp.309-320.
- [55] N Femia, D Toledo, W Zamboni, "Storage unit and load management in photovoltaic inverters for residential application", In *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, pp. 6800-6805.
- [56] A Nadkarni, A Maktal, GG Karady, K Alteneider, "Value analysis of 2 kW/4.4 hour energy storage in residential PV systems in Arizona", In *Power and Energy Society General Meeting (PES)*, 2013 IEEE, pp. 1-5.
- [57] A Zucker, T Hinchliffe, "Optimum sizing of PV-attached electricity storage according to power market signals—A case study for Germany and Italy", *Applied Energy*, 127, pp. 141-155.
- [58] CI Guenthera, B Schott et al., "Model-based Investigation of Electric Vehicle Battery Aging by means of Vehicle-to-Grid Scenario Simulations", *Journal of Power Sources*, Volume 239, October 2013, p.p. 604 - 610.
- [59] O Erdinc, B Vural et al., "A dynamic lithium-ion battery model considering the effects of temperature and capacity fading", *International Conference on Clean Electrical Power*, 2009, Italy, pp. 383-386.
- [60] P Poonpun, WT Jewell, "Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity", *IEEE Transactions on energy conversion*, 2008, Vol. 23, No. 2, pp. 529-34 .
- [61] MJE Alam, R Yan, TK Saha, "Desirable control features of battery energy storage systems for commercial scale solar PV plants", *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2015 IEEE PES Asia-Pacific, pp. 1-4.
- [62] Y Ru, J Kleissl, S Martinez, "Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, Vol. 4 No. 1, pp. 68-81.

- [63] M Gitizadeh, H Fakharzadegan, "Effects of electricity tariffs on optimal battery energy storage sizing in residential PV/storage systems", In Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference, pp. 1072-1077.
- [64] JF Manwell, A Rogers, G Hayman, CT Avelar, JG McGowan, U Abdulwahid, K Wu, "HYBRID2- A Hybrid System Simulation Model: Theory Manual", 2006.
- [65] [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.neces.com>.
- [66] [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.investopedia.com>.
- [67] P Gardner, F Jones, M Rowe, A Nouri, & H van de Vegte, "E-storage: Shifting from cost to value: Wind and solar applications", DNV GL, 2016.
- [68] Στ Παπαθανασίου, Επ. Καθ. ΕΜΠ, "Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ", Αθήνα, Ιανουάριος 2012.
- [69] D Linden, "Handbook of batteries", Fuel and Energy Abstracts. Vol. 4, No. 36, 1995.
- [70] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ): <https://www.dei.gr/>.
- [71] Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ): <http://www.deddie.gr/>.

