



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

Διαστασιολόγηση και Διαχείριση οικιακού φωτοβολταϊκού συστήματος με αποθήκευση

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σαπουντζόπουλος Ευάγγελος

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2019



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

Διαστασιολόγηση και Διαχείριση οικιακού φωτοβολταϊκού συστήματος με αποθήκευση

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σαπουντζόπουλος Ευάγγελος

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή τον Ιούνιο του 2019.

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

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

.....
Αντώνιος Αντωνόπουλος
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2019

.....

Σαπουντζόπουλος Ευάγγελος

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

Copyright © Σαπουντζόπουλος Ευάγγελος, 2019.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Σταύρο Παπαθανασίου για τη δυνατότητα που μου παρείχε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα, καθώς και για τις γνώσεις που αποκόμισα από εκείνον τόσο από την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, όσο και μέσα από τις διαλέξεις του.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στον υποψήφιο διδάκτορα Παναγιώτη Αναγνωστόπουλο για τη συνεχή καθοδήγηση και την άμεση και ουσιαστική βοήθεια που μου παρείχε κατά τη διάρκεια εκπόνησης αυτής της εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά την οικογένεια μου και όσους με στήριξαν καθ' όλη τη διάρκεια της φοιτητικής μου σταδιοδρομίας.

Περίληψη

Η συγκεκριμένη διπλωματική εργασία μελετά την προοπτική που έχει η επένδυση σε ένα σύστημα Φ/Β – μπαταρίας για έναν οικιακό καταναλωτή χαμηλής τάσης υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού. Συγκεκριμένα, σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι:

α) η εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης ώστε να επιτυγχάνεται το μέγιστο όφελος για τον οικιακό αυτοπαραγωγό.

β) ο προσδιορισμός της βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας ώστε να επιτυγχάνεται η μέγιστη εξοικονόμηση ενέργειας για τον οικιακό αυτοπαραγωγό.

γ) η εξέταση εναλλακτικών πολιτικών στήριξης του μοντέλου Φ/Β – μπαταρίας και η σύγκρισή τους με στόχο την εύρεση εκείνης που μεγιστοποιεί το οικονομικό όφελος του οικιακού αυτοπαραγωγού.

δ) ο καθορισμός του ορίου ιδιοκτησίας και ευθύνης που αντιστοιχεί στον αυτοπαραγωγό και στο διαχειριστή του δικτύου μέσω της τοπολογίας των μετρητικών διατάξεων για κάθε πολιτική στήριξης.

Για την επίτευξη των παραπάνω στόχων χρησιμοποιήθηκαν τόσο οικονομικοί, όσο και τεχνικοί δείκτες αξιολόγησης. Επίσης, στην προσπάθεια εξαγωγής ασφαλέστερων και πιο ολοκληρωμένων συμπερασμάτων, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας διάφορων μεταβλητών. Για την εργασία αυτή, υλοποιήθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης με χρήση του λογισμικού βελτιστοποίησης GAMS το οποίο προσαρμοζόταν ανάλογα την περίπτωση. Σε αρκετές περιπτώσεις, κρίθηκε επιτακτική η χρήση του λογισμικού MATLAB σε συνεργασία με το GAMS για τη διευκόλυνση της εξαγωγής των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων. Οι προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν έκαναν χρήση πραγματικών χρονοσειρών Φ/Β παραγωγής και οικιακού φορτίου που αφορούν μετρήσεις δεκαπενταλέπτου.

Αρχικά, πραγματοποιείται αναφορά στην ανάπτυξη των Φ/Β συστημάτων διεθνώς τα τελευταία χρόνια, στις διάφορες πολιτικές στήριξής τους που εφαρμόζονται ανά τον κόσμο και στα οφέλη και τα είδη των οικιακών Φ/Β συστημάτων. Ακόμη, γίνεται αναφορά στα οφέλη της ενεργειακής αποθήκευσης και της ενσωμάτωσης αυτής στα οικιακά Φ/Β συστήματα, παρουσιάζονται τα οικιακά τιμολόγια και περιγράφεται η νομοθεσία του ενεργειακού συμψηφισμού για τα ελληνικά δεδομένα.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι χρονοσειρές που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδος για τη διεξαγωγή των προσομοιώσεων και τα χαρακτηριστικά τόσο του Φ/Β συστήματος, όσο και των υποψήφιων τεχνολογιών μπαταρίας που εξετάζονται (μολύβδου – οξέος και ιόντων λιθίου). Επίσης, αναλύονται τα κόστη που αφορούν τόσο το Φ/Β σύστημα όσο και το σύστημα αποθήκευσης και παρουσιάζονται άλλες μελέτες που επιχειρούν τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης.

Τέλος, περιγράφεται το γενικό μοντέλο που υλοποιήθηκε στο λογισμικό βελτιστοποίησης GAMS για αυτή τη διπλωματική εργασία. Το μοντέλο αυτό αποτέλεσε τη βάση για τη διενέργεια όλων των προσομοιώσεων και την επίτευξη του βέλτιστου αποτελέσματος για κάθε έναν από τους σκοπούς που παρουσιάστηκαν παραπάνω.

Λέξεις-κλειδιά: Φ/Β σύστημα, σύστημα αποθήκευσης, οικιακός καταναλωτής, ενεργειακός συμψηφισμός, αυτοπαραγωγός, διαστασιολόγηση, βελτιστοποίηση, αντικειμενική συνάρτηση, στρατηγική διαχείρισης, πολιτική στήριξης.

Abstract

This thesis studies the prospect of investing in a PV – battery system for a low-voltage residential consumer under the Net Metering scheme. Specifically, the aim of this diploma thesis is to:

- (a) define the optimum sizing of the storage system in order to maximize the economic benefit of the self-producer.
- b) determine the optimal battery operating strategy to achieve maximum energy savings for the self-producer.
- c) review alternative support policies for the PV - battery model and compare them to find the support policy that maximizes the economic benefit of the self-producer.
- d) the determination of the ownership and liability limit corresponding to the autoproducer and the network operator through the topology of the metering provisions for each support policy.

Both economic and technical evaluation indices have been used to achieve the above objectives. In an effort to extract safer and more comprehensive conclusions, a sensitivity analysis of various variables was performed. For this work, a simulation model was constructed using optimization software GAMS, which was adjusted each time depending on the case that was being examined. In several cases, it was considered necessary to use, also, MATLAB in collaboration with GAMS to facilitate the extraction of the simulation results. The simulations performed utilized real time series of PV production and residential load consisting of fifteen-minute measurements.

Initially, reference is made to the global PV system development in recent years, the various support policies implemented around the world and the benefits and types of residential PV systems. Also, reference is made to the benefits of energy storage and its integration into residential PV systems, Greek residential electricity charges are presented and the Greek Net Metering legislation is described.

Next, we present the time series used as an input for conducting the simulations and characteristics of both the PV system and the candidate battery technologies being tested (lead-acid and lithium-ion). Also, the costs related to both PV and storage system are analyzed, and other studies that attempt to optimize the sizing of storage system are presented.

Finally, the general model constructed in optimization software GAMS for this diploma thesis is being described. This model was the basis for carrying out all the simulations and achieving the optimal result for each of the purposes presented above.

Keywords: PV system, storage system, residential consumer, Net Metering, self-producer, sizing, optimization, objective function, operating strategy, support policy.

Πίνακας Περιεχομένων

Πίνακας συντομογραφιών – δεικτών	17
Πίνακας Σχημάτων	21
Πίνακας Πινάκων	27
Κεφάλαιο 1 - Εισαγωγή	29
1.1 Η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων διεθνώς	29
1.2 Οι πολιτικές στήριξης των Φ/Β συστημάτων	32
1.3 Τα οικιακά Φ/Β συστήματα	37
1.4 Ενεργειακή αποθήκευση και η ενσωμάτωση αυτής στα οικιακά Φ/Β συστήματα	41
1.5 Σκοπός-Αντικείμενο	44
1.6 Φάσεις εκπόνησης	45
1.7 Δομή διπλωματικής εργασίας	46
Κεφάλαιο 2 - Οικιακά Τιμολόγια και Ενεργειακός Συμψηφισμός στην Ελλάδα	49
2.1 Τιμολόγια οικιακών καταναλωτών	49
2.1.1 Οικιακό Τιμολόγιο Γ1	49
2.1.2 Οικιακό Τιμολόγιο με Χρονοχρέωση Γ1N	50
2.2 Ενεργειακός συμψηφισμός	52
2.2.1 Βασικοί όροι και προϋποθέσεις για την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος με ενεργειακό συμψηφισμό	52
2.2.2 Ενεργειακός συμψηφισμός και αποθήκευση	53
2.2.3 Τοπολογία Συστήματος και μετρητικές διατάξεις	53
2.2.4 Τιμολόγηση ενεργειακού συμψηφισμού	54
2.2.5 Εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός	56
Κεφάλαιο 3 - Δεδομένα εισόδου	57
3.1 Χρονοσειρές φορτίου και Φ/Β παραγωγής	57
3.1.1 Χρονοσειρά φορτίου οικιακών καταναλωτών στην Αττική	57
3.1.2 Χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής οικιακού αυτοπαραγωγού στην Αττική	60
3.2 Φ/Β σύστημα	63
3.2.1 Χαρακτηριστικά Φ/Β συστήματος που επιλέχθηκε	64
3.2.2 Κόστος Φ/Β συστήματος	64
3.3 Οικιακό σύστημα αποθήκευσης	65
3.3.1 Χαρακτηριστικά συστήματος αποθήκευσης	67
3.3.2 Τεχνολογίες μπαταριών	70

3.3.3 Αρχιτεκτονικές σύνδεσης μπαταρίας – Φ/Β.....	75
3.3.4 Στρατηγικές διαχείρισης του συστήματος αποθήκευσης	78
3.3.5 Μηχανισμός γήρανσης συστήματος αποθήκευσης	83
3.3.6 Κόστος συστήματος αποθήκευσης.....	86
Κεφάλαιο 4 - Βελτιστοποίηση.....	89
4.1 Γενικά για τη Βελτιστοποίηση	89
4.2 Λογισμικό βελτιστοποίησης GAMS	90
4.3 Περιγραφή γενικού μοντέλου	90
4.3.1 Αντικειμενική συνάρτηση - Μεταβλητές ελέγχου.....	92
4.3.2 Περιορισμοί	93
4.4 Δείκτες Αξιολόγησης.....	95
4.4.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	95
4.4.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	96
4.4.3 Απόδοση Επένδυσης (ROI).....	96
4.4.4 Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS).....	97
4.4.5 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP)	97
4.4.6 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR).....	98
4.4.7 Βαθμός Αυτονομίας (SSR).....	98
4.5 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση	98
Κεφάλαιο 5 - Βέλτιστη διαστασιολόγηση συστήματος αποθήκευσης	103
5.1 Εισαγωγή.....	103
5.2 Βέλτιστη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα.....	104
5.2.1 Βέλτιστη διαστασιολόγηση αντιστροφέα με αντικειμενική συνάρτηση το οικονομικό όφελος	104
5.2.2 Βέλτιστη διαστασιολόγηση αντιστροφέα με αντικειμενική συνάρτηση τον βαθμό αυτονομίας	106
5.3 Βέλτιστη διαστασιολόγησης της μπαταρίας	110
5.3.1 Βέλτιστη διαστασιολόγηση μπαταρίας με αντικειμενική συνάρτηση το οικονομικό όφελος.....	110
5.3.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς τη χωρητικότητα της μπαταρίας	112
5.4 Συμπεράσματα.....	115
Κεφάλαιο 6 - Βέλτιστη στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας	117
6.1 Εισαγωγή.....	117
6.2 Παρουσίαση αποτελεσμάτων.....	118
6.2.1 Μέση ημερήσια στρατηγική διαχείρισης μπαταρίας για ένα έτος.....	118

6.2.2 Μέση ημερήσια στρατηγική διαχείρισης μπαταρίας ανά εποχή.....	120
6.2.3 Μέση ημερήσια στρατηγική διαχείρισης μπαταρίας ανά ομαδοποιημένες ημέρες	126
6.3 Συμπεράσματα.....	138
Κεφάλαιο 7 - Βελτιστοποίηση οφέλους του οικιακού αυτοπαραγωγού	141
7.1 Εισαγωγή.....	141
7.2 Βελτιστοποίηση 20ετίας σε ετήσια βάση	142
7.2.1 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης (Γ1).....	143
7.2.2 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N)	149
7.2.3 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)	155
7.2.4 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας.....	160
7.2.5 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) το οποίο επιτρέπει την πώληση της περίσσειας ενέργειας απευθείας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα, καθώς και την αγορά και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).....	165
7.2.6 Συμπεράσματα ετήσιας βελτιστοποίησης.....	170
7.3 Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους	172
7.3.1 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης (Γ1).....	174
7.3.2 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N)	176
7.3.3 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)	177
7.3.4 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας.....	180
7.3.5 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) το οποίο επιτρέπει την πώληση της περίσσειας ενέργειας απευθείας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα, καθώς και την αγορά και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).....	181
7.3.6 Συμπεράσματα ημερήσιας βελτιστοποίησης.....	183
7.4 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας	185
7.5 Συμπεράσματα.....	188
Κεφάλαιο 8 - Τοπολογίες μετρητικών διατάξεων του συστήματος.....	191
8.1 Ενεργειακός συμψηφισμός με σύστημα αποθήκευσης.....	192
8.2 Ενεργειακός συμψηφισμός με αποθήκευση και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).....	194
8.3 Οικιακό τιμολόγιο με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο είτε από το ΦΒ σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας	196

8.4 Οικιακό τιμολόγιο με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο από το ΦΒ σύστημα απευθείας και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)	197
8.5 Συμπεράσματα.....	198
Συμπεράσματα	199
Βιβλιογραφία	207

Πίνακας συντομογραφιών – δεικτών

Συντομογραφίες	Επεξήγηση
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΛΑΓΗΕ	Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΧΤ	Χαμηλή Τάση
ΥΤ	Υψηλή Τάση
BA	Βαθμός Απόδοσης
CF	Capacity Factor – Συντελεστής χρησιμοποίησης
NEM	Net Metering – Πολιτική ενεργειακού συμψηφισμού
E	Ενέργεια (kWh)
P	Ισχύς (kW)
P _{NOM}	Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β (kW)
SE _{LOAD}	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (kWh)
S _{PV,EST}	Αναμενόμενη ετήσια Φ/Β παραγωγή ανά εγκατεστημένο kW (kWh/kW)
CC _{PV}	Κόστος επένδυσης του Φ/Β συστήματος (€)
PV _{COST}	Κόστος αγοράς του Φ/Β συστήματος (€/kWp)
OM _{PV}	Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης του Φ/Β συστήματος (€)
OM _{PV(%)}	Ποσοστό του κόστους επένδυσης που αντιστοιχεί στις ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (%)
SOM _{PV}	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης του Φ/Β συστήματος στη διάρκεια ζωής της επένδυσης (€)
N	Διάρκεια ζωής της επένδυσης (έτη)
d	Επιτόκιο αναγωγής (%)
C _B	Εγκατεστημένη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh)
SOC	Κατάσταση φόρτισης μπαταρίας (%)
E _B	Αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία (kWh)
SOC ^{min}	Ελάχιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης μπαταρίας (%)
SOC ^{max}	Μέγιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης μπαταρίας (%)
DOD	Βάθος εκφόρτισης μπαταρίας (%)
E _{B,max(cycle)}	Μέγιστη ενέργεια εκφόρτισης της μπαταρίας κατά τη διάρκεια ενός κύκλου (kWh)
C _U	Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας (kWh)
Cycle	Πλήρης κύκλος μπαταρίας
Cycles _E	Ισοδύναμοι πλήρεις κύκλοι
SE _{B_dis}	Συνολική ενέργεια εκφόρτισης μπαταρίας για ένα διάστημα (kWh)
η _{RT}	Συνολικός βαθμός απόδοσης
η _{inv}	Βαθμός απόδοσης του Inverter
η _B	Βαθμός απόδοσης της μπαταρίας
η _{ch}	Βαθμός απόδοσης φόρτισης της μπαταρίας
η _{dis}	Βαθμός απόδοσης εκφόρτισης της μπαταρίας
SOH	Κατάσταση υγείας μπαταρίας (%)

EoL	Τέλος ζωής μπαταρίας
P _{B_ch}	Ισχύς φόρτισης της μπαταρίας (kW)
t _{ch,start}	Ώρα έναρξης φόρτισης μπαταρίας
t _{ch,stop}	Ώρα λήξης φόρτισης μπαταρίας
C _{U_spare}	Ελεύθερη χρήσιμη χωρητικότητα
t _{re}	Εναπομείναντας χρόνος ηλιακής ακτινοβολίας (βασισμένος σε πρόβλεψη)
P _{PV_pred}	Προβλεφθείσα παραγωγή ισχύος (kW)
P _{L_pred}	Προβλεφθείσα ζήτηση του φορτίου (kW)
P _{Bch_pred}	Προβλεφθείσα ισχύς φόρτισης της μπαταρίας (kW)
P _{Bch_new}	Η νέα ισχύς φόρτισης της μπαταρίας (kW)
P _{FEEDIN_pred}	Προβλεφθείσα εγχεόμενη ισχύς στο δίκτυο (kW)
SOC _{meas}	Μετρούμενη στάθμη φόρτισης της μπαταρίας (%)
SOC _{pred}	Προβλεφθείσα στάθμη φόρτισης της μπαταρίας (%)
r	Διάρκεια ζωής της μπαταρίας (έτη)
CycleS _{Total}	Πλήρεις κύκλοι που δύναται να πραγματοποιήσει η μπαταρία μέχρι το τέλος της ζωής της
CycleS _{E,y1}	Ισοδύναμοι κύκλοι που πραγματοποίησε η μπαταρία κατά το πρώτο έτος λειτουργίας της
K _{OESS}	Αρχικό κόστος επένδυσης συστήματος αποθήκευσης (€)
B _{COST}	Κόστος αγοράς μπαταρίας ανά κιλοβατώρα (€/kWh)
P _{INV}	Ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα (kW)
INV _{COST}	Κόστος αγοράς αντιστροφέα ανά κιλοβάτ (€/kW)
C _{INSTALL} (%)	Συντελεστής κόστους εγκατάστασης του συστήματος (%)
CONN _{COST}	Κόστος σύνδεσης του συστήματος αποθήκευσης με το δίκτυο (€)
VAT	ΦΠΑ (%)
OM _{ESS}	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης (€)
OM _{ESS} (%)	Ποσοστό κόστους επένδυσης που αντιστοιχεί στις ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης (%)
RC _B	Κόστος αντικατάστασης μπαταρίας (€)
B _{FC}	Μελλοντικό κόστος αγοράς της μπαταρίας ανά κιλοβατώρα (€/kWh)
ΔY	Χρονολογική διαφορά έτους αντικατάστασης της μπαταρίας με το έτος της αρχικής αγοράς της (έτη)
NPV	Καθαρή Παρούσα Αξία επένδυσης (€)
K _o	Κόστος επένδυσης στο σύστημα Φ/Β – μπαταρία, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας ανηγμένο σε παρούσα αξία (€)
S	Εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στο λογαριασμό της ΔΕΗ
OM	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος Φ/Β – μπαταρία (€)
IRR	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
ROI	Απόδοση Επένδυσης (%)
LCOS	Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (€)
DPBP	Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)
SCR	Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης
E _{PV_LOAD}	Παραγόμενη ενέργεια που τροφοδοτείται απευθείας στο φορτίο (kWh)
E _{PV_BATT}	Παραγόμενη ενέργεια που χρησιμοποιείται για τη φόρτιση της μπαταρίας (kWh)

E_{PV}	Παραγόμενη ενέργεια από το Φ/Β (kWh)
SSR	Βαθμός Αυτονομίας
E_{BATT_LOAD}	Ενέργεια που παρέχεται από τη μπαταρία προς το φορτίο (kWh)
E_{LOAD}	Ζήτηση του φορτίου (kWh)
Π	Παραγόμενη ενέργεια από το Φ/Β σύστημα (kWh)
A	Απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο (kWh)
E	Εγχεόμενη ενέργεια προς το δίκτυο (kWh)
K	Καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)
T	Τροφοδοτούμενη ενέργεια από το σύστημα Φ/Β - μπαταρία (kWh)
D	Ενέργεια εκφόρτισης της μπαταρίας (kWh)
C	Ενέργεια φόρτισης της μπαταρίας (kWh)
S	Ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα και τη μπαταρία (kWh)
B	Ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο μέσω της μπαταρίας (kWh)
i	Δεκαπεντάλεπτο
t	Έτος

Πίνακας Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Εκθετική Ανάπτυξη ΦΒ συστημάτων παγκοσμίως (1992-2017).	29
Σχήμα 1.2: Παγκόσμια ανάπτυξη φωτοβολταϊκών.	30
Σχήμα 1.3: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα.	31
Σχήμα 1.4: Αυτόνομο οικιακό Φ/Β σύστημα στέγης με αποθήκευση.	39
Σχήμα 1.5: Αυτόνομο υβριδικό Φ/Β σύστημα με βοηθητική πηγή μια μικρή ανεμογεννήτρια.	39
Σχήμα 1.6: Αυτόνομο υβριδικό Φ/Β σύστημα με βοηθητική πηγή ένα ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος.	40
Σχήμα 1.7: Διασυνδεδεμένο Φ/Β σύστημα.	41
Σχήμα 1.8: Παγκόσμιο εγκατεστημένο δυναμικό αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.	43
Σχήμα 2.1: Τοπολογία Συστήματος και μετρητικές διατάξεις συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού.	54
Σχήμα 3.1: Χρονοσειρά κατανάλωσης φορτίου οικιακού καταναλωτή ανά δεκαπεντάλεπτο.	58
Σχήμα 3.2: Χρονοσειρά ισχύος φορτίου οικιακού καταναλωτή ανά ημέρα.	58
Σχήμα 3.3: Μέση μηνιαία κατανάλωση ενέργειας οικιακού καταναλωτή.	59
Σχήμα 3.4: Μέση ημερήσια κατανάλωση ισχύος οικιακού καταναλωτή.	59
Σχήμα 3.5: Ισχύς φορτίου για μία χειμερινή και μια θερινή ημέρα του έτους.	60
Σχήμα 3.6: Χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής ενέργειας οικιακού αυτοπαραγωγού ανά εγκατεστημένο kW σε μετρήσεις δεκαπενταλέπτου.	61
Σχήμα 3.7: Χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής ισχύος οικιακού αυτοπαραγωγού ανά ημέρα ανά εγκατεστημένο kW.	61
Σχήμα 3.8: Μέση μηνιαία Φ/Β παραγωγή ενέργειας οικιακού αυτοπαραγωγού ανά εγκατεστημένο kW.	62
Σχήμα 3.9: Μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή ισχύος οικιακού αυτοπαραγωγού ανά εγκατεστημένο kW.	62
Σχήμα 3.10: Φ/Β παραγωγή ισχύος για μία χειμερινή και μια θερινή ημέρα του έτους ανά εγκατεστημένο kW.	63
Σχήμα 3.11: Αρχιτεκτονικές σύνδεσης μπαταρίας – Φ/Β (α) απευθείας σύνδεση στη γραμμή, (β) DC σύνδεση, (γ) AC σύνδεση, (δ) DC/AC σύνδεση.	77
Σχήμα 3.12: Η μείωση του κόστους των μπαταριών ιόντων λιθίου από το 2010 έως το 2016 σύμφωνα με στοιχεία της Bloomberg.	86
Σχήμα 5.1: AC σύνδεση του Φ/Β και αποθηκευτικού συστήματος.	103
Σχήμα 5.2: Βέλτιστη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα συναρτήσεως της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και της Φ/Β παραγωγής (MWh/MWh φορτίου)- αντικειμενική συνάρτηση το οικονομικό όφελος.	106
Σχήμα 5.3: Βέλτιστη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα συναρτήσεως της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και της Φ/Β παραγωγής (MWh/MWh φορτίου)- αντικειμενική συνάρτηση ο βαθμός αυτονομίας.	107
Σχήμα 5.4: Συχνότητα των ετήσιων ροών ισχύος στο διάστημα 0-6,6 kW (α) και ποσοστό διέλευσης ετήσιων ροών ισχύος ανάλογα με την ονομαστική ικανότητα του αντιστροφέα για Φ/Β παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου.	108
Σχήμα 5.5: Βέλτιστη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα σε kW που ικανοποιεί το 95% των ροών ισχύος φόρτισης (α) και το 95% των ροών ισχύος αποφόρτισης.	108

Σχήμα 5.6: SSR (α) και SCR (β) συναρτήσεως της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και της ονομαστικής ικανότητας του αντιστροφέα (kW).	109
Σχήμα 5.7: NPV (α) και ROI (β) συναρτήσεως της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και του κόστους αγοράς της (€/kWh).	113
Σχήμα 5.8: DPBP (α) και LCOS (β) συναρτήσεως της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και του κόστους αγοράς της (€/kWh).	114
Σχήμα 5.9: SSR (α) και SCR (β) συναρτήσεως της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου).	115
Σχήμα 6.1: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (μέση τιμή SOC) (%) ανά ώρα για ένα έτος (α), Βοχplot μέσης ημερήσιας κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας για ένα έτος (β) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	119
Σχήμα 6.2: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για ένα έτος για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	120
Σχήμα 6.3: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά το χειμώνα (α), Βοχplot μέσης ημερήσιας κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας για το χειμώνα (β) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	121
Σχήμα 6.4: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας (kW) ανά ώρα κατά το χειμώνα για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	121
Σχήμα 6.5: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά την άνοιξη (α), Βοχplot μέσης ημερήσιας κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας για την άνοιξη (β) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	122
Σχήμα 6.6: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας (kW) ανά ώρα κατά την άνοιξη για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	123
Σχήμα 6.7: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά το καλοκαίρι (α), Βοχplot μέσης ημερήσιας κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας για το καλοκαίρι (β) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	124
Σχήμα 6.8: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας (kW) ανά ώρα κατά το καλοκαίρι για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	124
Σχήμα 6.9: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά την άνοιξη (α), Βοχplot μέσης ημερήσιας κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας για το φθινόπωρο (β) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	125
Σχήμα 6.10: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας (kW) ανά ώρα κατά το φθινόπωρο για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	125
Σχήμα 6.11: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [-15.05, -9.5) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	127
Σχήμα 6.12: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	128
Σχήμα 6.13: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [-9.5, -4) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	128

Σχήμα 6.14: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	129
Σχήμα 6.15: : Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [-4, 1.5) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	130
Σχήμα 6.16: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	130
Σχήμα 6.17: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [1.5, 7) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	131
Σχήμα 6.18: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	132
Σχήμα 6.19: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [7, 12.5) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	133
Σχήμα 6.20: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	133
Σχήμα 6.21: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [12.5, 18) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	134
Σχήμα 6.22: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	134
Σχήμα 6.23: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [18, 23.5) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	135
Σχήμα 6.24: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	136
Σχήμα 6.25: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [23.5, 28.15) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.	137
Σχήμα 6.26: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα	137
Σχήμα 7.1: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net Metering + Γ1.	145

Σχήμα 7.2: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) (α), IRR (%) (β), DPBP (έτη) (γ) και LCOS (€/kWh) (δ) για κανονικό και μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης (ΣΑ) - Ετήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net Metering + Γ1.	146
Σχήμα 7.3: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας & Net Metering + Γ1.	148
Σχήμα 7.4: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) και DPBP (έτη) (α), LCOS (€/kWh) και IRR (%) (β) για πολιτική στήριξης Net Metering + Γ1.	149
Σχήμα 7.5: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net Metering + Γ1N.	151
Σχήμα 7.6: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) (α), IRR (%) (β), DPBP (έτη) (γ) και LCOS (€/kWh) (δ) για κανονικό και μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης (ΣΑ) - Ετήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net Metering + Γ1N.	152
Σχήμα 7.7: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας & Net Metering + Γ1N.	154
Σχήμα 7.8: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) και DPBP (έτη) (α), LCOS (€/kWh) και IRR (%) (β) για πολιτική στήριξης Net Metering + Γ1N.	155
Σχήμα 7.9: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας & Net Metering + Arbitrage + Γ1N.	158
Σχήμα 7.10: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) και DPBP (έτη) (α), LCOS (€/kWh) και IRR (%) (β) για πολιτική στήριξης Net Metering + Arbitrage + Γ1N.	159
Σχήμα 7.11: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια βελτιστοποίηση οφέλους & για Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	161
Σχήμα 7.12: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) (α), IRR (%) (β), DPBP (έτη) (γ) και LCOS (€/kWh) (δ) για κανονικό και μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης (ΣΑ) - Ετήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	162
Σχήμα 7.13: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας & Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	164
Σχήμα 7.14: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) και DPBP (έτη) (α), LCOS (€/kWh) και IRR (%) (β) για πολιτική στήριξης Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	165
Σχήμα 7.15: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας & Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.	168
Σχήμα 7.16: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) και DPBP (έτη) (α), LCOS (€/kWh) και IRR (%) (β) για πολιτική στήριξης Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.	169
Σχήμα 7.17: NPV (α) και Παρούσα Αξία κόστους Η.Ε. 20ετίας με Φ/B – Μπαταρία (β) για κάθε πρόγραμμα στήριξης του οικιακού Φ/B συστήματος με αποθήκευση.	171

Σχήμα 7.18: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net Metering + Γ1.	175
Σχήμα 7.19: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net Metering + Γ1N.....	177
Σχήμα 7.20: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net metering + Arbitrage +Γ1N.....	179
Σχήμα 7.21: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.....	181
Σχήμα 7.22: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συννεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.	183
Σχήμα 7.23: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) και DPBP (έτη) (α), LCOS (€/kWh) και IRR (%) (β) μεταξύ ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης για κάθε πολιτική στήριξης.	185
Σχήμα 7.24: NPV (€) συναρτήσει των διάφορων τιμών του κόστους προμήθειας για την πολιτική στήριξης Net metering + Γ1 (α), Net metering + Γ1N (β), Net metering + Arbitrage Γ1N (γ), Γ1N + Πώληση από Φ/B και μπαταρία (δ) και Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage (ε).	187
Σχήμα 8.1: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων – Net Metering χωρίς αποθήκευση.....	191
Σχήμα 8.2: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με τους λιγότερους μετρητές – Net Metering με αποθήκευση	192
Σχήμα 8.3: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με προσθήκη τρίτου μετρητή – Net Metering με αποθήκευση	193
Σχήμα 8.4: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με τους λιγότερους μετρητές – Net Metering με αποθήκευση και Arbitrage	194
Σχήμα 8.5: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με προσθήκη τέταρτου μετρητή – Net Metering με αποθήκευση και Arbitrage	195
Σχήμα 8.6: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με τους λιγότερους μετρητές – Οικιακό Τιμολόγιο + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	196
Σχήμα 8.7: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με τους λιγότερους μετρητές – Οικιακό Τιμολόγιο + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.	197

Πίνακας Πινάκων

Πίνακας 1.1: Παγκόσμια εγκατεστημένη χωρητικότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε MW.	42
Πίνακας 2.1: Οικιακό Τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ.	50
Πίνακας 2.2: Οικιακό Τιμολόγιο με Χρονοχρέωση Γ1N της ΔΕΗ.	51
Πίνακας 3.1: Συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης για μπαταρία ιόντων λιθίου από αντίστοιχες εργασίες.	74
Πίνακας 4.1: Μεταβλητές ελέγχου που χρησιμοποιήθηκαν κατά την υλοποίηση του μοντέλου βελτιστοποίησης	92
Πίνακας 4.2: Εξισώσεις/Ανισώσεις περιορισμού που χρησιμοποιήθηκαν κατά την υλοποίηση του μοντέλου βελτιστοποίησης	94
Πίνακας 4.3: Σενάρια τιμολόγησης της εργασίας [92].	99
Πίνακας 5.1: Δεδομένα εισόδου για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα	105
Πίνακας 5.2: Δεδομένα εισόδου για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση της μπαταρίας	111
Πίνακας 5.3: Αποτελέσματα πρώτου σεναρίου βέλτιστης διαστασιολόγησης της μπαταρίας	111
Πίνακας 6.1: Δεδομένα εισόδου βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας	118
Πίνακας 6.2: Ομαδοποίηση των 365 ημερών του έτους σε 8 ομάδες και το πλήθος ημερών που ανήκουν σε κάθε ομάδα	126
Πίνακας 7.1: Δεδομένα εισόδου για τη βελτιστοποίηση 20ετίας σε ετήσια βάση.	143
Πίνακας 7.2: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Γ1.	144
Πίνακας 7.3: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Net Metering + Γ1.	147
Πίνακας 7.4: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Γ1N.	150
Πίνακας 7.5: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Net Metering + Γ1N.	153
Πίνακας 7.6: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Arbitrage + Γ1N.	156
Πίνακας 7.7: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Net metering + Arbitrage + Γ1N.	157
Πίνακας 7.8: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	160
Πίνακας 7.9: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	163
Πίνακας 7.10: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.	166
Πίνακας 7.11: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.	167
Πίνακας 7.12: Δεδομένα εισόδου για τη βελτιστοποίηση 20ετίας σε ημερήσια βάση.	173
Πίνακας 7.13: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Γ1.	174
Πίνακας 7.14: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Γ1N.	176
Πίνακας 7.15: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Arbitrage + Γ1N.	178

Πίνακας 7.16: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία.	180
Πίνακας 7.17: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.	182

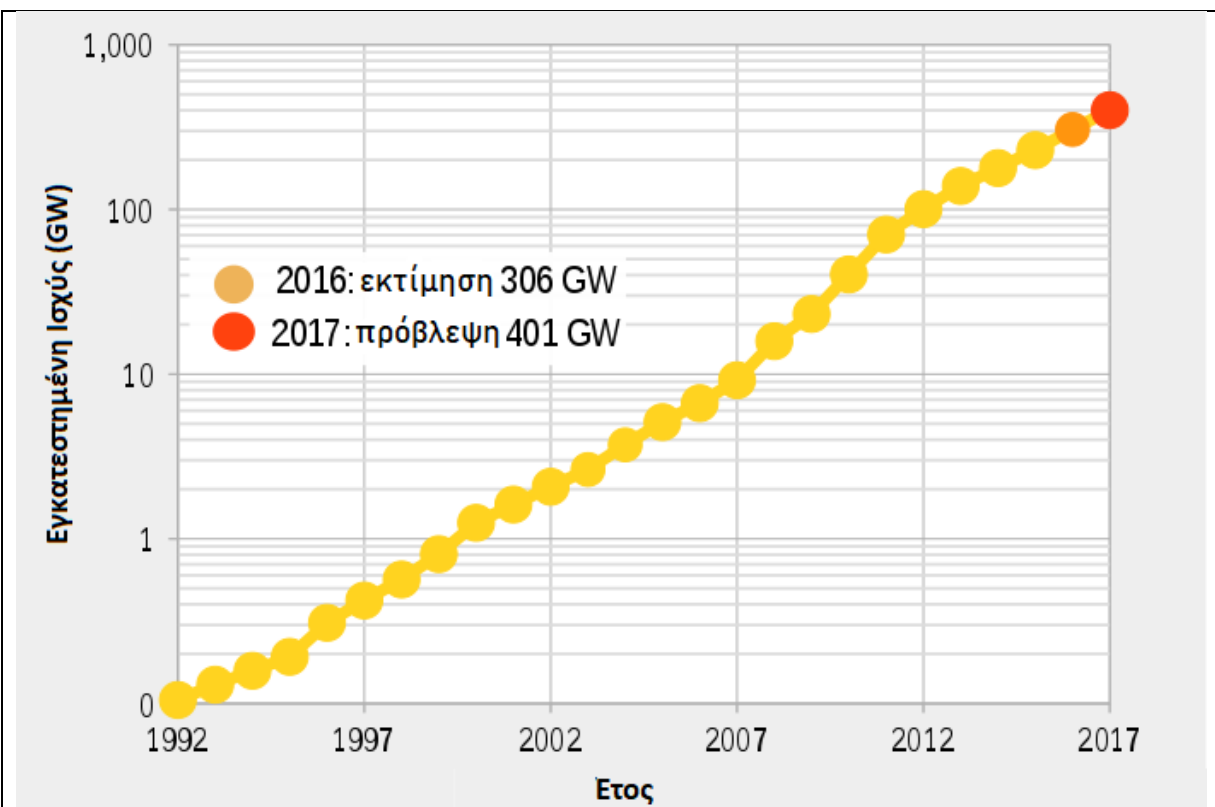
Κεφάλαιο 1 - Εισαγωγή

1.1 Η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων διεθνώς

Τα τελευταία χρόνια η εφαρμογή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) αναπτύσσεται ταχύτατα λόγω της έλλειψης συμβατικής ενέργειας (εξάντληση αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων) και της ρύπανσης του περιβάλλοντος. Είναι γεγονός ότι οι ορυκτοί πόροι είναι πεπερασμένοι και η χρήση τους συνεπάγεται με περιβαλλοντικά προβλήματα. Η όξινη βροχή, το φαινόμενο του θερμοκηπίου, η τρύπα του όζοντος είναι μερικά από αυτά.

Υπό αυτές τις συνθήκες, οι τεχνολογίες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αναγνωρίζονται ολοένα και περισσότερο ως κεντρικοί πυλώνες μιας βιώσιμης πολιτικής. Η ηλιακή ενέργεια χαρακτηριζόμενη ως μία καθαρή, μη ρυπογόνα και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας, είναι μία από τις ευρέως χρησιμοποιούμενες ΑΠΕ.

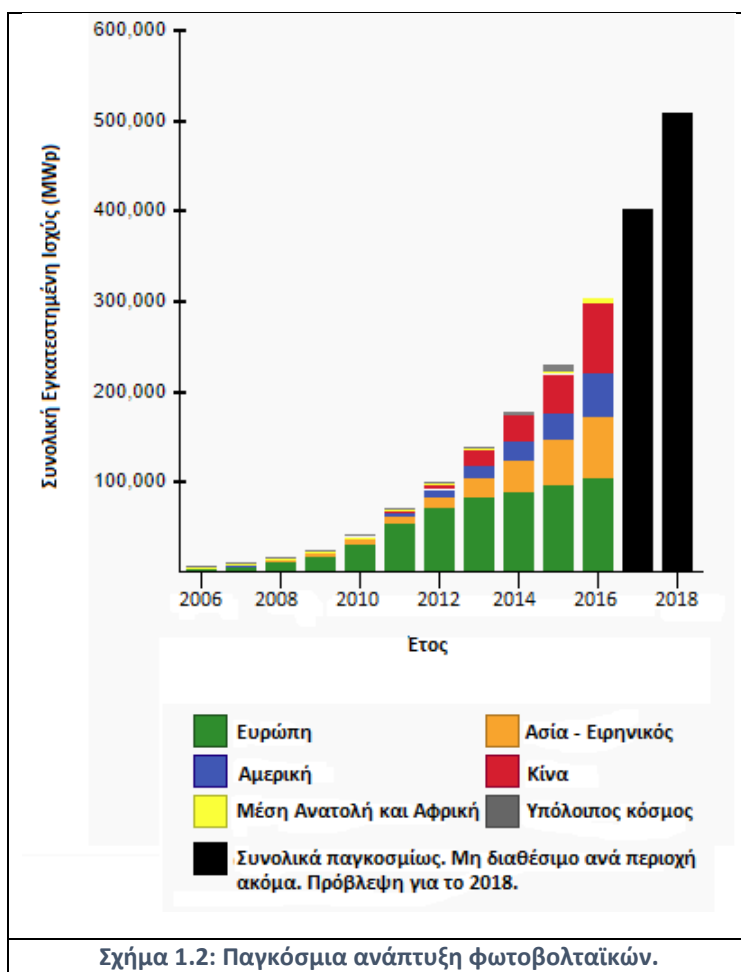
Σήμερα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά (Φ/Β) έχει ταχεία ανάπτυξη. Υπάρχουν πολλοί τύποι φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων σε διαφορετικές τοποθεσίες, όπως Φ/Β στέγης μέσα στις πόλεις (οικιακά και εμπορικά Φ/Β συστήματα μικρής κλίμακας) και Φ/Β εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας σε απομακρυσμένες ερημικές περιοχές.



Σχήμα 1.1: Εκθετική Ανάπτυξη ΦΒ συστημάτων παγκοσμίως (1992-2017).

Η παγκόσμια ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων περιγράφεται από μια εκθετική καμπύλη για το διάστημα 1992-2017 (**Σχήμα 1.1**) [1]. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, τα φωτοβολταϊκά εξελίχθηκαν από μια εξειδικευμένη αγορά εφαρμογών μικρής κλίμακας σε μια κύρια πηγή ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν τα ηλιακά φωτοβολταϊκά συστήματα αναγνωρίστηκαν για πρώτη φορά ως πολλά υποσχόμενη τεχνολογία ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, προγράμματα, όπως τα τιμολόγια εγγυημένων τιμών, εφαρμόστηκαν από διάφορες κυβερνήσεις προκειμένου να παράσχουν οικονομικά κίνητρα για επενδύσεις. Για αρκετά χρόνια, η ανάπτυξη προήλθε κυρίως από την Ιαπωνία και τις πρωτοπόρες ευρωπαϊκές χώρες. Ως εκ τούτου, το κόστος της ηλιακής ενέργειας μειώθηκε σημαντικά εξαιτίας των αποτελεσμάτων καμπύλης εμπειρίας όπως οι βελτιώσεις στην τεχνολογία και οι οικονομίες κλίμακας.

Στο **Σχήμα 1.2** φαίνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ σε μεγαβάτ (MWp) ομαδοποιημένη κατά περιφέρειες για το 2016, εκτιμώμενες από τη Διεθνή Οργάνωση Ενέργειας (International Energy Agency, IEA) [1], [2]. Όπως παρατηρούμε, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο τέλος του 2016 σε παγκόσμιο επίπεδο ανήλθε σε τουλάχιστον 303 GW. Οι 25 χώρες¹ που είναι μέλη του Προγράμματος Συστημάτων Ισχύος Φωτοβολταϊκών (PVPS) της IEA αντιπροσώπευαν, στο τέλος του 2016, συνολικά 265 GW φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, οι οποίες κατά κύριο λόγο συνδέονταν στο δίκτυο.



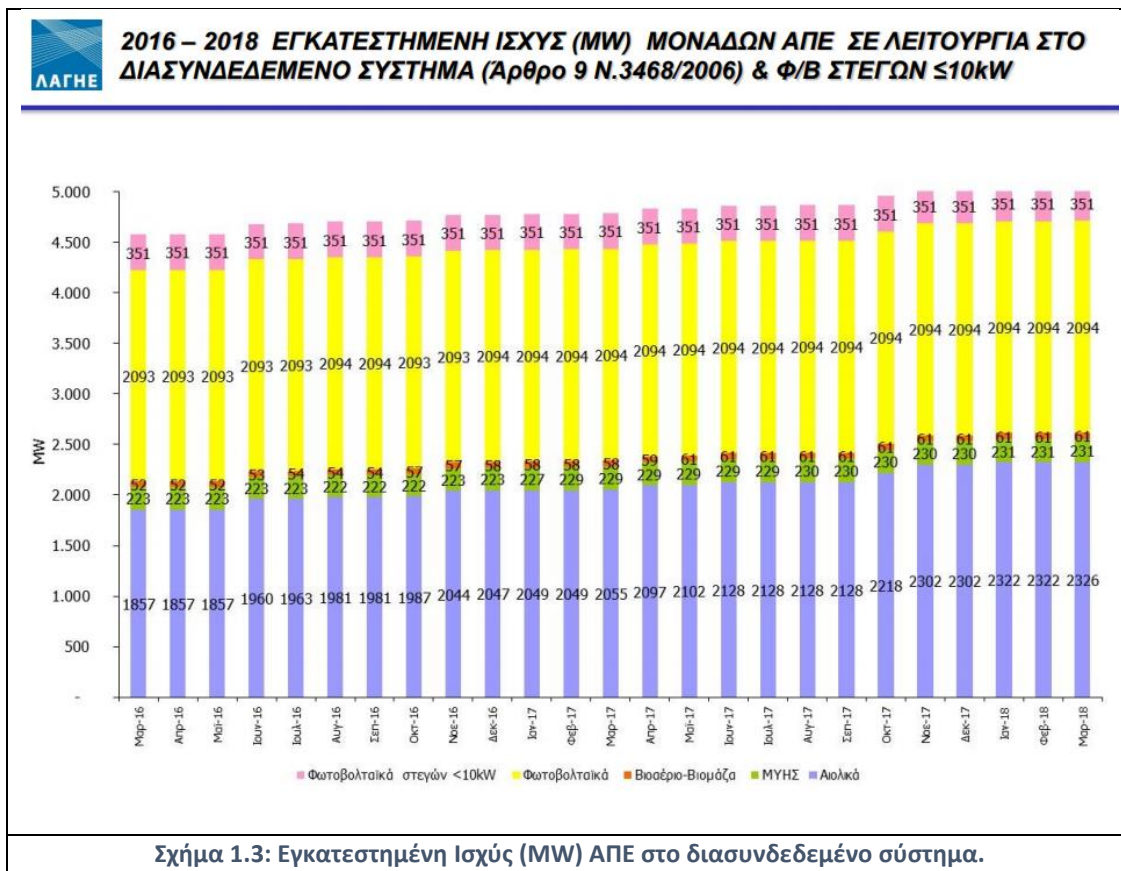
Σχήμα 1.2: Παγκόσμια ανάπτυξη φωτοβολταϊκών.

¹ Αυστρία, Βέλγιο, Καναδάς, Κίνα, Δανία, Φινλανδία, Γαλλία, Γερμανία, Ισραήλ, Ιταλία, Ιαπωνία, Κορέα, Μαλαισία, Μεξικό, Ολλανδία, Νορβηγία, Πορτογαλία, Νότια Αφρική, Ισπανία, Σουηδία, Ελβετία, Ταϊλάνδη, Τουρκία και Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής.

Επιπλέον χώρες που δεν αποτελούν μέρος του προγράμματος PVPS αντιπροσωπεύουν τουλάχιστον 35,7 επιπλέον GW, κυρίως στην Ευρώπη: το Ηνωμένο Βασίλειο με 11,6 GW, η Τσεχία με 2,1 GW (σταθερή το 2016), η Ελλάδα με 2,6 GW (σταθερή το 2016), η Ρουμανία με 1,3 GW και η Βουλγαρία με 1 GW (σταθερή το 2016). Μετά από αυτές τις χώρες, η Ινδία έχει εγκαταστήσει περισσότερα από 9 GW και η Ταϊβάν περισσότερο από 1 GW. Πολλές άλλες χώρες έχουν εγκαταστήσει φωτοβολταϊκά συστήματα, αλλά κανένας δεν έχει φθάσει στην κλίμακα GW.

Παρόλο που και άλλες χώρες σε όλο τον κόσμο έχουν φτάσει σε διάφορα επίπεδα φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, το σύνολο αυτών παραμένει δύσκολο να ποσοτικοποιηθεί με βεβαιότητα. Επί του παρόντος, φαίνεται ότι το 298,6 GW αντιπροσωπεύει το ελάχιστο που έχει εγκατασταθεί μέχρι το τέλος του 2016 με σταθερό επίπεδο βεβαιότητας. Οι υπόλοιπες εγκαταστάσεις αντιστοιχούν σε επιπλέον 4,5 GW που έχουν εγκατασταθεί στον υπόλοιπο κόσμο (μη αναφερόμενες χώρες, εγκαταστάσεις εκτός δικτύου κ.λπ.), οι οποίες θα μπορούσαν να φέρουν συνολικά την εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ σε περίπου 303,1 GW συνολικά.

Σήμερα, η χώρα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ είναι η Κίνα με 78,0 GW, ακολουθούμενη από την Ιαπωνία με 42,8 GW, τη Γερμανία με 41,2 GW και τις ΗΠΑ με 40,3 GW. Η Ιταλία με 19,3 GW κατέχει την πέμπτη θέση και το Ηνωμένο Βασίλειο την έκτη με 11,6 GW. Όλες οι άλλες χώρες είναι κάτω από το όριο των 10 GW, με την Ινδία να έχει 9 GW, τη Γαλλία 7,1 GW, την Αυστραλία 5,9 GW και την Ισπανία 5,4 GW [2].



Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς στο διασυνδεδεμένο σύστημα ανέρχεται περίπου στα 2,6 GW και κατέχει ένα αρκετά μεγάλο ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ της χώρας.

Συγκεκριμένα, σύμφωνα με τον Λειτουργό Αγοράς της Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ), το ποσοστό αυτό ανέρχεται περίπου στο 48,3%. Στο **Σχήμα 1.3** παρουσιάζεται αναλυτικά η εγκατεστημένη ισχύς κάθε μορφής ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας για το διάστημα Μάρτιος 2016 – Μάρτιος 2018 [3].

1.2 Οι πολιτικές στήριξης των Φ/Β συστημάτων

Η μείωση του κόστους των φωτοβολταϊκών πλαισίων αποτελεί βασικό λόγο για την ανάπτυξη των Φ/Β συστημάτων. Τα τελευταία χρόνια, το κόστος των Φ/Β πλαισίων έχει μειωθεί κατά περισσότερο από πενήντα τοις εκατό. Τελευταία στοιχεία δείχνουν ότι το κόστος τους φτάνει έως 0,5 USD/Wp ή χαμηλότερο και το κόστος εγκατάστασης μπορεί να βρεθεί μεταξύ 1,0 και 1,5 USD/Wp για Φ/Β συστήματα μεγάλης ή εμπορικής κλίμακας και 2,0-4,0 USD/Wp για τα οικιακά Φ/Β συστήματα [4], [5], [6].

Αυτή η μείωση των τιμών πυροδότησε σε χώρες με υψηλό ηλιακό δυναμικό την ανάπτυξη των Φ/Β συστημάτων τόσο σε εμπορικό όσο και σε οικιακό επίπεδο. Εκτός όμως από τη μείωση των τιμών αγοράς των Φ/Β πλαισίων, οι ομοσπονδιακές, πολιτειακές και τοπικές πολιτικές παίζουν καθοριστικό ρόλο για την επιτυχία των Φ/Β συστημάτων και την καθαρή ηλεκτρική ενέργεια που παρέχουν αυτά τα συστήματα. Παραδείγματα αποτελεσματικών πολιτικών που χρησιμοποιούνται σήμερα περιλαμβάνουν [7]:

- **Σύστημα Εγγυημένων τιμών (Feed-in-Tariff, FiT):** Σύμφωνα με τα τιμολόγια εγγυημένων τιμών, οι ιδιοκτήτες κατοικίας και οι επιχειρήσεις πληρώνονται βάσει τυποποιημένων συμβάσεων που προσφέρουν σταθερές τιμές για την παραγωγή ηλιακής ενέργειας σε μια καθορισμένη, συχνά μακροχρόνια περίοδο. Σημειώνεται ότι αυτή η πολιτική σταδιακά αντικαθίσταται στις περισσότερες χώρες από την πολιτική των **Εγγυημένων Διαφορικών τιμών (Feed-in Premium, FiP)**, όπου οι πελάτες πληρώνονται με βάση την Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) της αγοράς προσαυξημένη κατά μία αμοιβή πριμ.
- **Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering, NEM):** Αυτό το μοντέλο χρέωσης ηλεκτρικής ενέργειας δίνει τη δυνατότητα στους ιδιοκτήτες συστημάτων να πιστώνουν τους λογαριασμούς τους για την παραγωγή μεγαλύτερης ποσότητας ηλεκτρικού ρεύματος από αυτή που χρησιμοποιούν. Η πολιτική αυτή παρουσιάζεται αναλυτικά σε επόμενο κεφάλαιο.
- **Συμψηφισμός Λογαριασμών (Net Billing):** Αυτό το μοντέλο μοιάζει πολύ με το μοντέλο NEM, μόνο που σε αυτή την περίπτωση ο πελάτης έχει τη δυνατότητα να εισπράττει επιπλέον έσοδα. Αυτό καθίσταται δυνατό με την πώληση της παραγόμενης ηλιακής ενέργειας στο δίκτυο εφόσον αυτή ξεπερνάει το ποσό της απορροφημένης από το δίκτυο κατά την περίοδο που έχει συμφωνηθεί. Σημειώνεται ότι με το μοντέλο NEM η περίσσεια αυτή ενέργεια χαρίζεται στο δίκτυο.
- **Value-of-solar tariffs:** Οι ιδιοκτήτες Φ/Β συστημάτων μπορούν επίσης να πληρώνονται βάσει της υπολογιζόμενης αξίας της ευρείας σειράς παροχών που προσφέρουν τα ηλιακά τους συστήματα. Τέτοια τιμολόγια ποσοτικοποιούν όχι μόνο τα οφέλη από την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και την αξία παροχής στιγμιαίας ισχύος στο δίκτυο, τη συμβολή της ηλιακής εγκατάστασης στην καθυστέρηση ή την αποφυγή αναβάθμισης του συστήματος και τα ειδικά περιβαλλοντικά οφέλη από την αποφυγή της χρήσης ορυκτών καυσίμων [8].

- **Solar carve-outs:** Ορισμένα κράτη στοχεύουν σε ηλιακή ενέργεια μικρής κλίμακας στο πλαίσιο των ευρύτερων προσπαθειών τους να αυξήσουν τις επενδύσεις σε ΑΠΕ, απαιτώντας επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας να επενδύσουν σταδιακά στην ηλιακή ενέργεια ή/και στην διεσπαρμένη παραγωγή. Τέτοια "carve-outs" προσφέρουν στους ιδιοκτήτες ηλιακών συστημάτων δυνητικά πρόσθετα έσοδα [7].
- **Φορολογικά κίνητρα και επιδοτήσεις:** Σχεδόν όλα τα κράτη έχουν φορολογικά κίνητρα για ιδιοκτήτες κατοικιών και επιχειρήσεις για αγορές ανανεώσιμης ενέργειας. Ορισμένες κυβερνήσεις για παράδειγμα, προσφέρουν απαλλαγή από τον φόρο ακίνητης περιουσίας. Οι δήμοι με προγράμματα αξιολόγησης ακίνητης περιουσίας παρέχουν χρηματοδότηση για την αγορά ηλιακών συστημάτων (ή άλλων έργων ανανεώσιμης ενέργειας ή ενεργειακής απόδοσης) σε κατοικίες ή εμπορικά ακίνητα και στη συνέχεια ανακτούν το κόστος μέσω των φόρων ακίνητης ιδιοκτησίας με την πάροδο του χρόνου.

Στο παρελθόν, οι ενοικιαστές και οι συνιδιοκτήτες δεν μπορούσαν να επωφεληθούν από την ηλιακή ενέργεια στις δικές τους στέγες και γενικά τα οικιακά Φ/Β συστήματα περιορίζονταν στους ιδιοκτήτες κατοικιών με ηλιόλουστες στέγες. Σήμερα όμως, υπάρχουν καινοτόμες πολιτικές όπου διευρύνουν τις ευκαιρίες για όλους τους χρήστες ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι λύσεις περιλαμβάνουν και τον **Εικονικό Ενεργειακό Συμψηφισμό (Virtual Net Metering)**, το οποίο επιτρέπει στα νοικοκυριά να επωφεληθούν από την ηλιακή παραγωγή η οποία δεν συνδέεται άμεσα με τους μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας της οικίας τους. Έτσι, οι πελάτες αυτοί επωφελούνται την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ένα Φ/Β σύστημα εκτός του χώρου κατοικίας ως πίστωση στο λογαριασμό ηλεκτρικού ρεύματος.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι πολιτικές στήριξης που εφαρμόστηκαν σε διάφορες χώρες ανά τον κόσμο για την ανάπτυξη Φ/Β συστημάτων τόσο μεγάλης όσο και μικρής κλίμακας.

Αυστρία

Το 2016, η Αυστρία εγκατέστησε περίπου 140 MW νέων φωτοβολταϊκών συστημάτων και αύξησε τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ της σε 1,08 GW. Ο Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (Νόμος περί ηλεκτρικής ενέργειας) είναι ένας κανονισμός που καθορίζει τις τιμές για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από πράσινους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής στη χώρα. Επιπλέον, υπάρχει ένα ομοσπονδιακό πρόγραμμα επιδότησης επενδύσεων για φωτοβολταϊκά συστήματα διαφορετικών μεγεθών. Για καθεμία από αυτές τις κατηγορίες υπάρχει περιορισμένος προϋπολογισμός. Η επένδυση μπορεί να υποστηριχθεί με ανώτατο όριο 275 €/kWp για Φ/Β συστήματα επί εδάφους ή ανάπτυξη υπάρχοντος και 375 €/kWp για συστήματα ενσωματωμένα σε κτίρια. Εκτός από αυτά τα ομοσπονδιακά προγράμματα, πέντε ομοσπονδιακά κρατίδια έχουν τα δικά τους φωτοβολταϊκά προγράμματα και έξι κρατίδια διαθέτουν προγράμματα για την υποστήριξη της εγκατάστασης αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας [9].

Τον Ιούνιο του 2017, ο νόμος για την πράσινη ηλεκτρική ενέργεια άλλαξε. Για τα έτη 2018 και 2019, συμφωνήθηκε πρόσθετος προϋπολογισμός ύψους 15 εκατ. ευρώ ετησίως για τη στήριξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων και της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας [10].

Βέλγιο

Οι τρεις βελγικές περιφέρειες (Βρυξέλλες, Φλάνδρα και Βαλλονία) διαθέτουν ατομικά καθεστώτα στήριξης για Φ/Β, αλλά μία αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Ως εκ τούτου, ορισμένοι κανονισμοί είναι περιφερειακοί και άλλοι είναι εθνικοί με αποτέλεσμα να έχουν μια κοινή πολιτική που όμως διαφοροποιείται σε αρκετά σημεία. Έτσι, η πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού χρησιμοποιείται για

συστήματα έως και 5 kWp (Βρυξέλλες) ή 10 kWp (Φλάνδρα και Βαλλονία), εφόσον η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν υπερβαίνει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του καταναλωτή [9].

Το 2011, οι βελγικές εγκαταστάσεις κορυφώθηκαν με πάνω από 1 GW νέων εγκαταστάσεων, προτού αρχίσουν να μειώνονται το 2012. Στα τέλη του 2016, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ήταν πάνω από 3,4 GW με εγκατεστημένα περίπου 170 MW το έτος αυτό [2]. Πάνω από το 8% των βελγικών νοικοκυριών παράγει ήδη τη δική του ηλιακή ενέργεια, ενώ η ισχύς από Φ/Β κάλυψε το 3,7% των συνολικών αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας το 2016.

Δανία

Η εισαγωγή ενός συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού και οι υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας ύψους 0,295 €/kWh οδήγησε σε εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων 378 MW στη Δανία το 2012. Λόγω αυτής της ταχείας ανάπτυξης, το καθεστώς είχε ήδη αλλάξει το Νοέμβριο του 2012 [9].

Στις 11 Ιουνίου 2013 τέθηκε σε ισχύ το αποκαλούμενο πρόγραμμα 60/40. Στο πλαίσιο αυτού του καθεστώτος, η μέγιστη αποζημίωση για Φ/Β συστήματα ήταν 0,081 €/kWh (0,60 δανέζικη κορώνα/kWh) κατά τη διάρκεια των πρώτων 10 ετών λειτουργίας και 0,054 €/kWh (0,40 δανέζικη κορώνα/kWh) για 10 ακόμη χρόνια. Το καθεστώς αυτό διακόπηκε με άμεση ισχύ στις 3 Μαΐου 2016 με απόφαση του δανέζικου κοινοβουλίου εξαιτίας του ότι ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς έλαβε αιτήσεις για 4,5 GW σε διάστημα μόλις 2 μηνών (Μάρτιος και Απρίλιος του 2016). Όλες οι αιτήσεις, οι οποίες δεν είχαν επεξεργαστεί και εγκριθεί πριν από τις 3 Μαΐου 2016, αποκλείστηκαν από το καθεστώς αυτό [9].

Το 2016 εγκαταστάθηκαν περίπου 70 MW, αυξάνοντας τη συνολική χωρητικότητα στα 900 MW [2].

Στα τέλη Νοεμβρίου του 2016, η γερμανική ομοσπονδιακή υπηρεσία δικτύου ανακοίνωσε τα αποτελέσματα της πρώτης διασυνοριακής δημοπρασίας με τη Δανία: πέντε προσφορές, όλες από τη Δανία με τόπο εγκατάστασης την ίδια, συνολικού ύψους 50 MW που κέρδισε σε τιμή 0,0538 €/kWh [11]. Τα αποτελέσματα της πρώτης δανέζικης διασυνοριακής δημοπρασίας τον Δεκέμβριο του 2016 αποκάλυψαν ακόμη χαμηλότερες τιμές. Οι 9 νικητήριες προσφορές έλαβαν σταθερή 17,32 €/MWh επί 20 χρόνια, επιπλέον της δανέζικης τιμής αγοράς ενέργειας, η οποία κυμαίνεται από 30 έως 40 EUR/MWh [12].

Γαλλία

Το 2016, 576 MW νέων φωτοβολταϊκών συστημάτων συνδέθηκαν με το δίκτυο στη Γαλλία [13]. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αυξήθηκε σε πάνω από 7,1 GW, συμπεριλαμβανομένων περίπου 400 MW στα γαλλικά υπερπόντια διαμερίσματα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ηπειρωτική Γαλλία και Κορσική) από φωτοβολταϊκά συστήματα ήταν 8,3 TWh ή 1,6% της εθνικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και 1,7% της ακαθάριστης κατανάλωσης [13].

Στις 22 Ιουλίου 2015, η γαλλική εθνοσυνέλευση ενέκρινε το νόμο για την ενεργειακή μετάβαση στην πράσινη ανάπτυξη. Η νομοθεσία αποσκοπεί στη μείωση της εξάρτησης της Γαλλίας από την πυρηνική ενέργεια στο 50% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2025 και στην αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας έως 23% το 2020 και 32% το 2030 [14].

Οι στόχοι για τη Γαλλία ως το 2023 είναι η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β συστημάτων να φτάσει τα 10,2 GW έως το 2018 και μεταξύ 18,2 και 20,2 GW έως το 2023. Στο πλαίσιο του νέου μηχανισμού στήριξης, για συστήματα με ισχύ κάτω των 100 kW διατίθενται τιμολόγια εγγυημένων τιμών, ενώ για μεγαλύτερα

συστήματα γίνεται διαγωνισμός. Ωστόσο, υπάρχει μια διαφοροποίηση για τα μεγαλύτερα συστήματα αφού τα συστήματα μεταξύ 100 και 500 kW συμμετέχουν στο διαγωνισμό προσφέροντας τιμή για σταθερά τιμολόγια (FiT), ενώ τα μεγαλύτερα συστήματα συμμετέχουν προσφέροντας τιμή για τιμολόγια εγγυημένων διαφορικών τιμών (FiP) [9].

Το 2016 άρχισε η υποχρεωτική εισαγωγή των έξυπνων μετρητών και πρέπει να ολοκληρωθεί μέχρι το 2021. Το μέτρο αυτό παρέχει έμμεσο μέτρο στήριξης για τα μικρά συστήματα αυτοκατανάλωσης, διότι καταργεί το κόστος σύνδεσης στο δίκτυο, όπου το κόστος αυτό είναι συνολικά περισσότερο από το 12% της τιμής ενός συστήματος 3 kW [9].

Ηνωμένο Βασίλειο

Το 2016, φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος περίπου 2,15 GW συνδέθηκαν με το δίκτυο αυξάνοντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ σε 11,7 GW. Τα Φ/Β συστήματα παρήγαγαν περίπου 10,3 TWh ή το 3,0% της ηλεκτροπαραγωγής του Ηνωμένου Βασιλείου το 2016 [9].

Το παλαιό σύστημα FiT για Φ/Β συστήματα μέχρι 5MW τελείωσε στις 14 Ιανουαρίου 2016 και ένα νέο καθεστώς ξεκίνησε στις 8 Φεβρουαρίου 2016 με διαφορετική τιμολόγηση και άλλους κανόνες – συμπεριλαμβανομένου ενός ορίου για τον αριθμό των εγκαταστάσεων που επιτρέπονται σε διάφορες περιοχές [15]. Το νέο καθεστώς προσφέρει ένα «τιμολόγιο παραγωγής» για κάθε παραγόμενη kWh και επιπλέον ένα «τιμολόγιο εξαγωγής» για έως και το 50% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία δεν καταναλώνεται επί τόπου κατά την παραγωγή (αυτοκατανάλωση). Και τα δύο τιμολόγια προσαρμόζονται κάθε τρίμηνο και εξαρτώνται επιπλέον από το αν τηρείται το ανώτατο όριο της περιοχής.

Μεγαλύτερα συστήματα μπορούν να συμμετάσχουν στους κύκλους δημοπρασιών. Στον πρώτο γύρο, που πραγματοποιήθηκε το 2015, πέντε έργα με συνολική ισχύ 72 MW κέρδισαν συμβάσεις με την εκπληκτική τιμή 50 GBP/MWh (δύο έργα με συνολική ισχύ 33 MW) και 79,23 GBP/MWh (τρία έργα με συνολική ισχύ 39 MW). Ωστόσο, δύο από τα πέντε έργα αποσύρθηκαν και μία σύμβαση ακυρώθηκε. Μόνο για ένα έργο υπάρχει επιβεβαίωση που συνδέθηκε με το δίκτυο στις 30 Ιουνίου 2016. Ο δεύτερος γύρος που προγραμματίστηκε για τον Οκτώβριο του 2015 ακυρώθηκε και τελικά πραγματοποιήθηκε τον Απρίλιο του 2017, αλλά η ηλιακή ενέργεια δεν συμπεριλήφθηκε. Κατά τους πρώτους επτά μήνες του 2017 καταγράφηκαν 714 MW νέων Φ/Β συστημάτων [9].

Γερμανία

Η ανάπτυξη της γερμανικής αγοράς συνδέεται άμεσα με την εισαγωγή του νόμου για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) το 2000. Ο εν λόγω νόμος εισήγαγε για 20 χρόνια τιμολόγιο εγγυημένων τιμών (FiT) για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Φ/Β συστήματα. Ο νόμος είχε ήδη ενσωματωμένη μια σταθερή ετήσια μείωση η οποία προσαρμόστηκε με την πάροδο του χρόνου ώστε να αντανακλά την ταχεία ανάπτυξη της αγοράς και τις αντίστοιχες περικοπές των τιμών [9].

Από τον Μάιο του 2012, το FiT προσαρμόστηκε σε μηνιαία βάση, ανάλογα με την πραγματική εγκατεστημένη ισχύ του προηγούμενου τριμήνου. Η αναθεώρηση του EEG το 2014 άλλαξε το μέγεθος των νέων συστημάτων που δικαιούνται τιμολόγιο FiT και εισήγαγαν επίπεδα εισφορών για την αυτοκατανάλωση [16]. Από τις εισφορές αυτές εξαιρούνταν τα συστήματα με μέγεθος κάτω των 10 kWp.

Από την 1η Σεπτεμβρίου 2015, οι ιδιοκτήτες των νέων Φ/Β συστημάτων επί εδάφους πρέπει να συμμετάσχουν και να κερδίσουν δημοπρασία της Ομοσπονδιακής Υπηρεσίας Δικτύου. Το συνολικό ποσό των δημοπρατούμενων μεγεθών ισχύος καθορίζεται με πολιτική απόφαση. Επιπλέον, από την 1η

Ιανουαρίου 2016, μόνο συστήματα μικρότερα από 100 kWp δικαιούνται τιμολόγια εγγυημένων τιμών και επίσης, τα μεγαλύτερα συστήματα στέγης πρέπει πια να εμπορεύονται απευθείας την ηλεκτρική τους ενέργεια ή να συμμετέχουν σε δημοπρασίες.

Το γεγονός ότι τα Φ/Β συστήματα μικρότερα των 10kW εξακολουθούν να εξαιρούνται από την εισφορά EEG, καθιστά την αυτοκατανάλωση ελκυστική και προφέρει νέες δυνατότητες για την εισαγωγή της τοπικής αποθήκευσης. Από την 1η Μαΐου 2013, η τράπεζα Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) προσφέρει δάνεια χαμηλού επιτοκίου με μια πριμοδότηση αποπληρωμής έως 30% και κατ' ανώτατο όριο 600 €/kW αποθήκευσης Φ/Β συστημάτων έως 30 kWp. Η μέγιστη πριμοδότηση αποπληρωμής περιορίστηκε στα 3.000 ευρώ ανά σύστημα. Ένα νέο πρόγραμμα ξεκίνησε την 1η Μαρτίου 2016. Από τότε το δάνειο είναι διαθέσιμο μόνο αν η μέγιστη ισχύς που εισάγεται στο δίκτυο είναι 50% ή λιγότερο της ονομαστικής ισχύος της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Το ανώτατο επιτρεπόμενο ποσό του δανείου καθορίστηκε ως 25% των 2.000 ευρώ ανά kWp εάν εγκατασταθεί ταυτόχρονα το φωτοβολταϊκό σύστημα και η μπαταρία και ως 25% των 2.200 ευρώ ανά kWp της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης εάν το σύστημα εγκαταστάθηκε μετά τις 31 Δεκεμβρίου 2012 και έχουν περάσει περισσότεροι από 6 μήνες πριν προστεθεί η μπαταρία. Ωστόσο, το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσό μειώνεται κατά 3% κάθε 6 μήνες από την 1η Ιουλίου 2016 και φθάνει το 16% το δεύτερο εξάμηνο του 2017. Το ανώτατο ποσό ανά kWp της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης μειώθηκε στα 1.600 ευρώ. Το συνολικό διαθέσιμο ποσό ανά έτος κατανεμήθηκε βάσει σειράς προτεραιότητας, με αποτέλεσμα οι πόροι για το 2016 να έχουν ήδη εξαντληθεί το Σεπτέμβριο και έτσι οι υποψήφιοι έπρεπε να περιμένουν μέχρι τον Ιανουάριο του 2017 για νέες εγκρίσεις. Το πρόγραμμα θα τερματιστεί στα τέλη του 2018 [9].

Ελλάδα

Το 2009, η Ελλάδα εισήγαγε ένα καθεστώς FiT που ξεκίνησε αργά μέχρι την επιτάχυνση της αγοράς από το 2011 έως το 2013, όταν εγκαταστάθηκαν 425 MW, 930 MW και περισσότερα από 1 GW νέων Φ/Β συστημάτων αντίστοιχα. Αυτή η έκρηξη ολοκληρώθηκε στις 10 Μαΐου 2013, όταν το ελληνικό Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ) ανακοίνωσε αναδρομικές αλλαγές στο καθεστώς FiT για συστήματα μεγαλύτερα των 100 kWp και νέα τιμολόγια για όλα τα συστήματα από την 1η Ιουνίου 2013. Κατά τους πρώτους πέντε μήνες του 2013 εγκαταστάθηκαν σχεδόν 900 MW και αύξησαν τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ σε άνω των 2,5 GW. Περίπου 2,4 GW στην ηπειρωτική Ελλάδα και τα υπόλοιπα στα νησιά, δεδομένου ότι εκεί έχουν εγκατασταθεί μόνο μερικές δεκάδες MW.

Ο Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) ανέφερε περίπου 2.094 MW εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών συστημάτων άνω των 10 kW και 351 MW φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων μέχρι 10 kW στα τέλη Μαρτίου 2017 [3]. Οι αριθμοί αυτοί δεν περιλαμβάνουν την εγκατεστημένη ισχύ των μη διασυνδεδεμένων ελληνικών νησιών, η οποία - σύμφωνα με τη ΔΕΗ - ήταν 136 MW τον Ιούνιο του 2017.

Ιαπωνία

Το 2014, η ιαπωνική αγορά φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων αυξήθηκε κατά περίπου 72% σε 23,339 GW. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανήλθε στα 42,75 GW στα τέλη του 2016. Σύμφωνα με το Ινστιτούτο Πολιτικών Αειφόρου Ενέργειας (ISEP), η ηλεκτρική ενέργεια από Φ/Β συστήματα συνέβαλε το 4,9% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ιαπωνία το 2016. Αυτό ήταν σχεδόν δύομισι φορές το μερίδιο της πυρηνικής ενέργειας (2%).

Μέχρι το 2010, τα οικιακά φωτοβολταϊκά συστήματα στέγης αντιπροσώπευαν περίπου το 95% της ιαπωνικής αγοράς. Από το 2011, λόγω μεγάλων μεταβολών στο σύστημα αδειών, μεγάλα συστήματα εδάφους καθώς και μεγάλα εμπορικά και βιομηχανικά συστήματα στέγης άρχισαν να αυξάνουν το μερίδιο τους στην αγορά και έφτασαν να αντιπροσωπεύουν περισσότερο από το 90% το 2016. Από τα

83,1 GW που εγκρίθηκαν μέχρι το τέλος Μαρτίου 2017, μόνο τα 5,5 GW ή το 6,6% περιλάμβανε συστήματα μικρότερα από 10 kWp. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα με δυναμικότητα άνω των 2 MW αντιπροσώπευαν το 32% της εγκεκριμένης ισχύος, αλλά μόνο το 14% από αυτά είχαν αρχίσει να λειτουργούν. Ήδη από το 2013 προέκυψε μια σημαντική απόκλιση μεταξύ των πραγματικών εγκαταστάσεων και των αδειών και κατά συνέπεια το Υπουργείο Οικονομίας, Εμπορίου και Βιομηχανίας άρχισε να αναθεωρεί τον κατάλογο των έργων σύμφωνα με την πραγματική τους κατάσταση τον Οκτώβριο του 2013. Στη συνέχεια άρχισε να ανακαλεί άδειες για έργα που δεν είχαν εξασφαλίσει γη και εξοπλισμό στις προθεσμίες που είχαν οριστεί [9].

Στις 25 Μαΐου 2016 εκδόθηκε το νομοσχέδιο για την αναθεώρηση του νόμου περί ειδικών μέτρων για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού και τέθηκε σε ισχύ τον Απρίλιο του 2017. Η κύρια αλλαγή, εκτός από την αναθεώρηση των ίδιων των τιμολογίων, είναι το γεγονός ότι τα νέα έργα με ισχύ άνω των 2 MW θα πρέπει να συμμετέχουν σε δημοπρασίες. Τρεις δημοπρασίες με όγκο από 1 έως 1,5 GW προγραμματίστηκαν για το 2017 και το 2018. Τα νέα έργα που εγκρίθηκαν μετά την 1η Απριλίου 2017 έχουν τώρα μέγιστο όριο τριών ετών μέχρι να συνδεθούν. Τα νέα τιμολόγια FiT καθορίστηκαν όπως παρουσιάζεται στη συνέχεια. Οι εμπορικές εγκαταστάσεις με συνολική παραγόμενη ισχύ μεγαλύτερη από 10 kWp, λαμβάνουν τιμολόγιο 21 JPY/kWh (0,215 €/kWh) για 20 χρόνια. Οι οικιακές εγκαταστάσεις με πλεονάζουσα ισχύ μικρότερη από 10 kWp, λαμβάνουν τιμολόγιο 28 JPY/kWh (0,287 €/ kWh), εάν το σύστημα είναι εξοπλισμένο με συσκευή ελέγχου εξόδου ή 31 JPY/kWh (0,318 €/kWh) χωρίς τέτοια συσκευή για 10 χρόνια [9].

Καναδάς

Το 2016, περίπου 220 MW φωτοβολταϊκής ενέργειας συνδέθηκαν στο δίκτυο και αύξησαν τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ σε 2,7 GW [2]. Τα περισσότερα συστήματα εγκαθίστανται στο Οντάριο, το οποίο διαθέτει τρία προγράμματα για την υποστήριξη φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων: Micro-FiT, FiT, Net-Metering.

Η πολιτική FiT έχει παρουσιαστεί σε προηγούμενη παράγραφο μόνο που για το Οντάριο χωρίζεται σε δύο κατηγορίες: Την Micro-FiT όπου αφορά έργα ισχύος έως 10 kW και την FiT όπου αφορά έργα ισχύος μεταξύ 10 και 500 kW. Και οι δύο περιπτώσεις αφορούν συμβάσεις 20ετίας.

Η πολιτική Net-Metering έχει επίσης αναφερθεί σε προηγούμενη παράγραφο και στο Οντάριο αφορά έργα ισχύος έως 500 kW.

Οι περισσότερες επαρχίες στον Καναδά ακολουθούν μία πολιτική Net-Metering .

1.3 Τα οικιακά Φ/Β συστήματα

Όλες οι μορφές ΑΠΕ συνεισφέρουν ανεξαιρέτως στις τρεις κύριες συνιστώσες της αειφόρου ανάπτυξης: στην οικονομία, το περιβάλλον και στην κοινωνική ευημερία. Τα βασικά χαρακτηριστικά, όμως, που διαφοροποιούν τα φωτοβολταϊκά συστήματα, από τις άλλες μορφές ΑΠΕ είναι [17], [18]:

- Απευθείας παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ακόμη και σε πολύ μικρή κλίμακα, π.χ. σε επίπεδο μερικών δεκάδων W ή και mW.
- Είναι εύχρηστα. Τα μικρά συστήματα μπορούν να εγκατασταθούν από τους ίδιους τους χρήστες.
- Μπορούν να εγκατασταθούν μέσα σε πόλεις, ενσωματωμένα σε κτίρια και δεν προσβάλλουν αισθητικά το περιβάλλον.

- Είναι βαθμωτά συστήματα, δηλαδή μπορούν να επεκταθούν σε μεταγενέστερη φάση για να αντιμετωπίσουν τις αυξημένες ανάγκες των χρηστών, χωρίς μετατροπή του αρχικού συστήματος.
- Λειτουργούν αθόρυβα, εκπέμπουν μηδενικούς ρύπους, χωρίς επιπτώσεις στο περιβάλλον.
- Οι απαιτήσεις συντήρησης είναι σχεδόν μηδενικές.
- Έχουν πολύ μεγάλη διάρκεια ζωής και αξιοπιστία κατά τη λειτουργία. Οι εγγυήσεις που δίνονται από τους κατασκευαστές για τις Φ/Β γεννήτριες είναι περισσότερο από 25 χρόνια καλής λειτουργίας.
- Η ενεργειακή ανεξαρτησία του χρήστη είναι το μεγαλύτερο πλεονέκτημα των Φ/Β συστημάτων. Το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β συστήματα σήμερα είναι χαμηλότερο από το κόστος αιχμής ισχύος, που χρεώνει η εταιρεία ηλεκτρισμού τους πελάτες της.

Προκύπτει λοιπόν, ότι τα Φ/Β συστήματα ξεχωρίζουν γιατί αποτελούν την ιδανικότερη μορφή ΑΠΕ για έργα μικρής κλίμακας σε εμπορικό αλλά και οικιακό επίπεδο. Είναι γεγονός ότι οποιοσδήποτε ιδιοκτήτης κατοικίας έχει στη διάθεσή του ένα κεφάλαιο και μια ηλιόλουστη στέγη ή ένα μικρό οικόπεδο μπορεί να επενδύσει σε ένα τέτοιο έργο.

Τα οφέλη που προκύπτουν από την ενσωμάτωση Φ/Β σε κτίρια είναι [17], [18]:

- Συγχρονισμός ψυκτικών φορτίων των κτιρίων κατά τη θερινή περίοδο με τη μέγιστη παραγόμενη ισχύ από τα Φ/Β.
- Αποφυγή χρήσης γης για την εγκατάσταση.
- Αποκεντρωμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και επιτόπου κατανάλωση της παραγόμενης ενέργειας.
- Επίσης, οι Φ/Β συστοιχίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν και ως δομικά στοιχεία των κτιρίων, εφόσον γίνει σωστός σχεδιασμός. Με τον τρόπο αυτό, αυξάνεται η οικονομική απόδοση του συστήματος, λόγω αποφυγής κόστους συμβατικών οικοδομικών υλικών.

Τα οικιακά Φ/Β συστήματα κατατάσσονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες: τα απομονωμένα και τα διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα [19], [20].

Απομονωμένα Φ/Β συστήματα

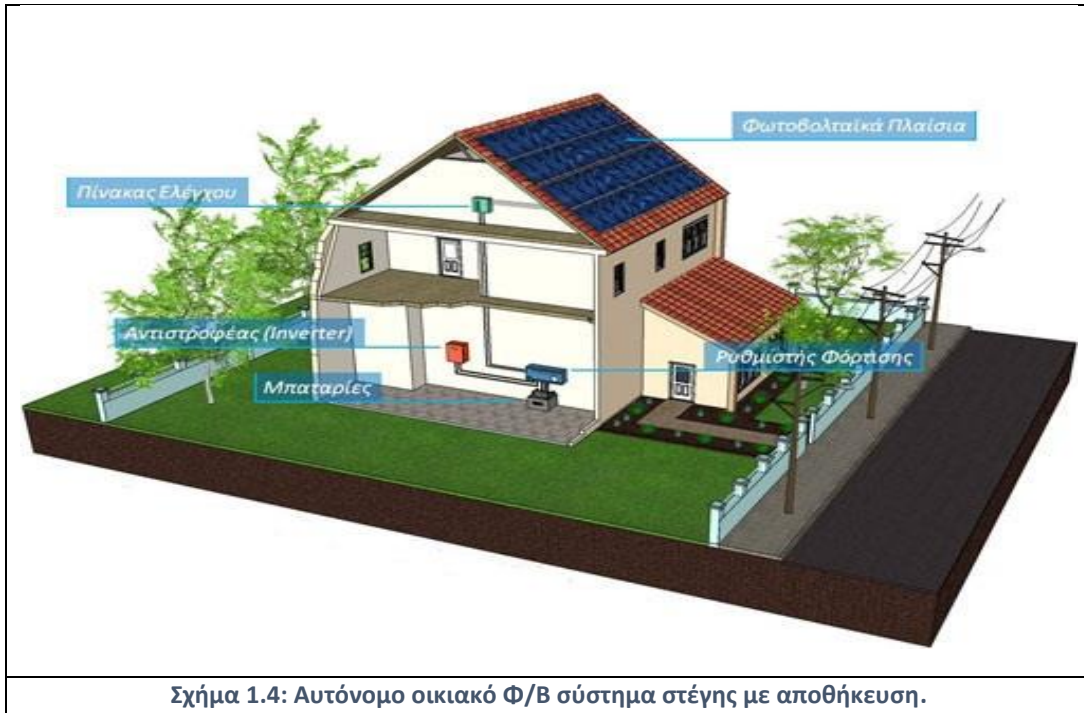
Στα απομονωμένα Φ/Β συστήματα (off-grid PV systems) συγκαταλέγονται αυτά που παράγουν ενέργεια χωρίς να είναι συνδεδεμένα στο ηλεκτρικό δίκτυο και διακρίνονται σε αυτόνομα και υβριδικά.

- Στα αυτόνομα Φ/Β συστήματα η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια καλύπτεται αποκλειστικά από τη Φ/Β συστοιχία και μπορεί να είναι συνεχούς (DC) ή εναλλασσόμενης (AC) τάσεως. Με τη σειρά τους αυτά τα συστήματα διακρίνονται σε δυο επιμέρους κατηγορίες [19]:

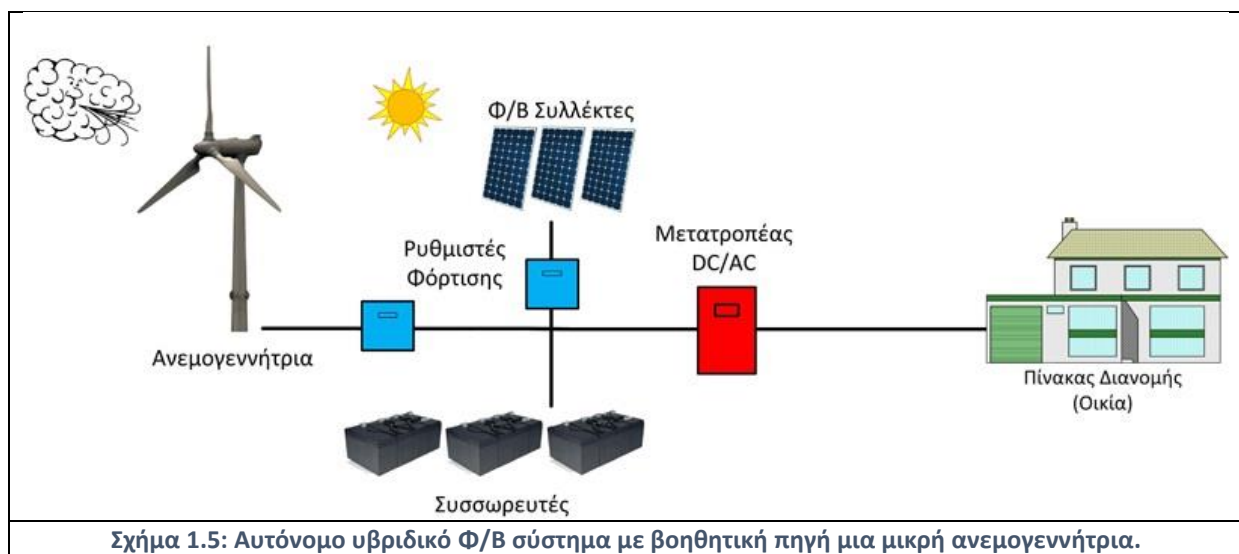
Αυτόνομα Φ/Β συστήματα χωρίς αποθήκευση: Όσο προσπίπτει ηλιακή ακτινοβολία στη Φ/Β συστοιχία τόσο η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια αποδίδεται απευθείας στην κατανάλωση χωρίς να αποθηκεύεται σε ηλεκτρικούς συσσωρευτές. Τα συγκεκριμένα συστήματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε άντληση νερού για άρδευση καλλιεργειών, όπου δεν απαιτείται η αυστηρά τακτική λειτουργία του συστήματος, όπως για παράδειγμα για κηπευτικά είδη.

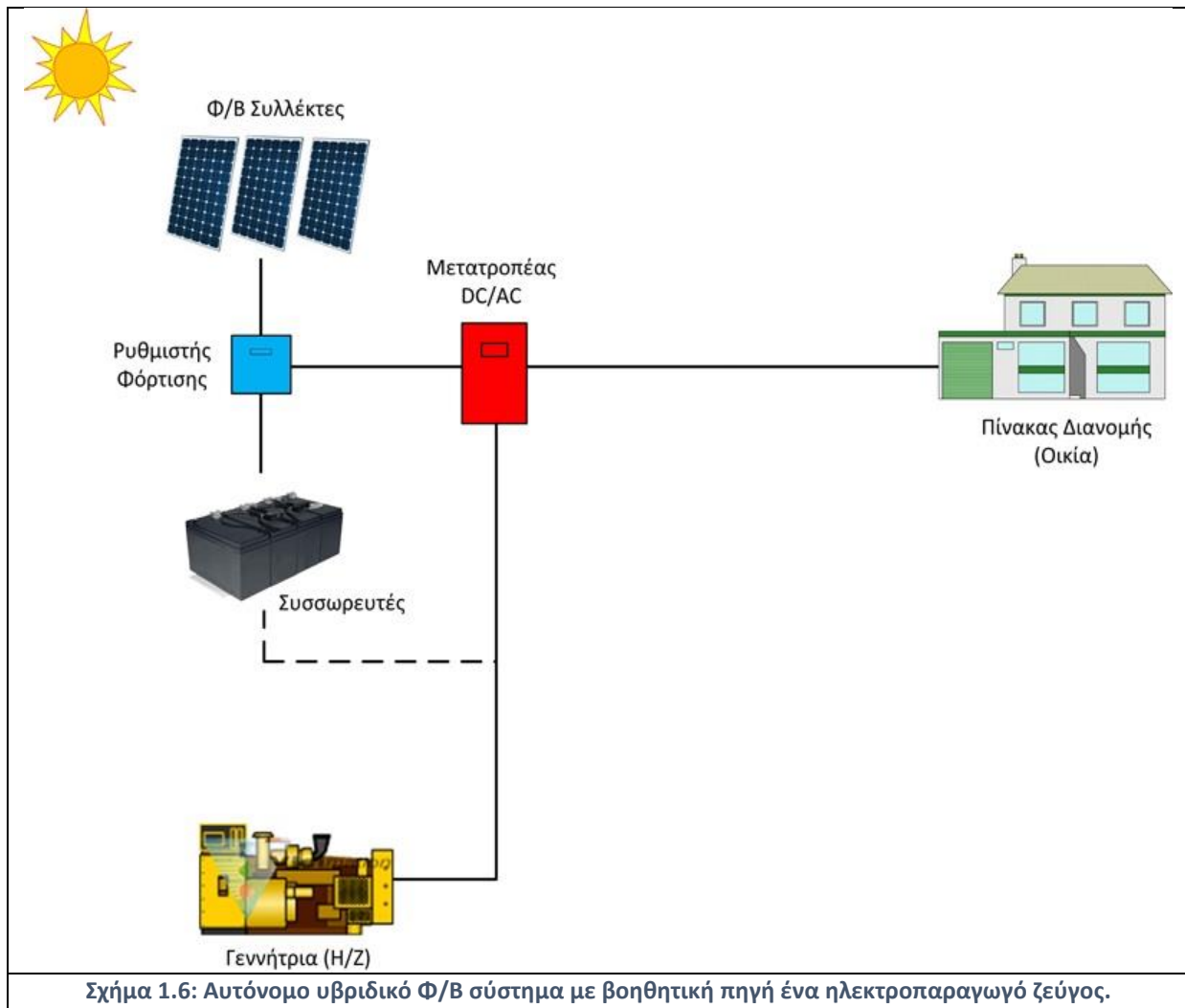
Αυτόνομα Φ/Β συστήματα με αποθήκευση (Σχήμα 1.4): Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για απευθείας τροφοδοσία των ηλεκτρικών καταναλώσεων και η περίσσεια αποθηκεύεται σε ηλεκτρικούς συσσωρευτές προκειμένου να χρησιμοποιηθεί κατά τη διάρκεια της νύχτας ή σε συννεφιασμένες μέρες. Σε ένα τέτοιο σύστημα απαιτείται ένας ελεγκτής

φόρτιση και εφόσον υπάρχουν συσκευές που λειτουργούν με εναλλασσόμενη τάση θα πρέπει να προστεθεί και ένας μετατροπέας τάσης DC-AC (inverter). Τέτοια συστήματα χρησιμοποιούνται για τον φωτισμό των δρόμων, αρχαιολογικών χώρων, σε τηλεοπτικούς αναμεταδότες, εξοχικές κατοικίες κ.α. [19].



- Στα υβριδικά Φ/Β συστήματα η παραγόμενη ενέργεια προέρχεται από το συνδυασμό της Φ/Β συστοιχίας με άλλες βοηθητικές πηγές, οι οποίες μπορεί να είναι και αυτές ανανεώσιμες (π.χ. ανεμογεννήτριες, **Σχήμα 1.5**), ή και όχι (ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος Η/Ζ, **Σχήμα 1.6**). Τα συστήματα αυτά διαθέτουν συνήθως και σύστημα αποθήκευσης [19], [20].

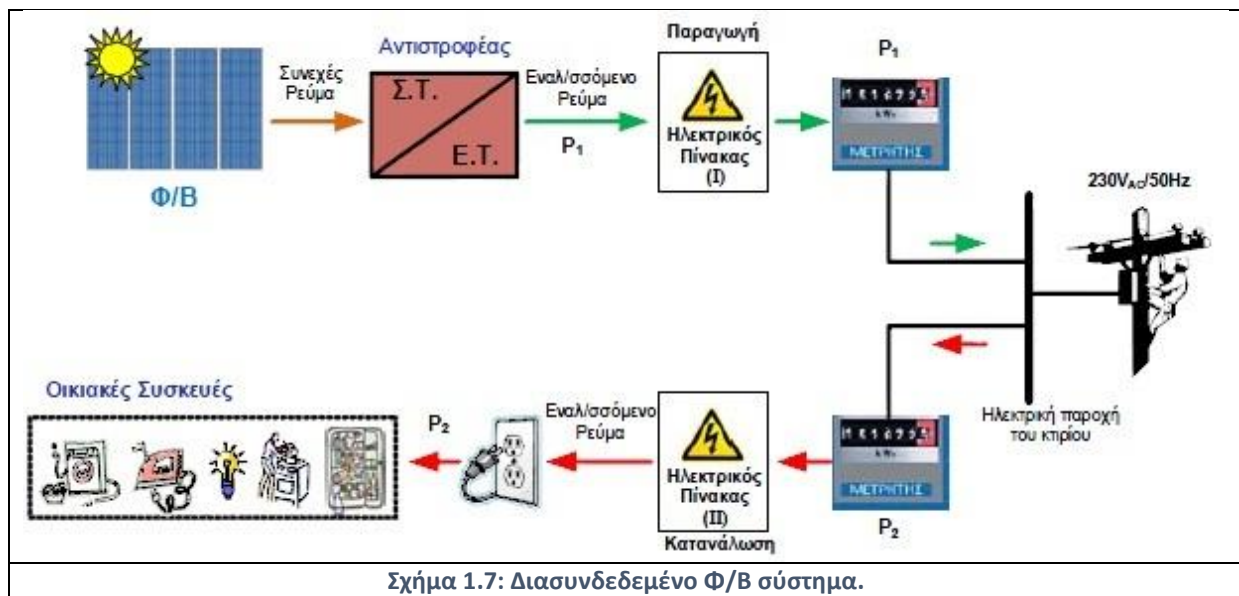




Διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα

Τα διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα συνδέονται απευθείας στο ηλεκτρικό δίκτυο. Είναι προφανές πως για αυτά τα συστήματα δεν απαιτείται μονάδα αποθήκευσης και ελεγκτής φόρτισης, παρά μόνο ένα μετατροπέας τάσης DC-AC. Διακρίνονται σε αυτά που χρησιμοποιούν το δίκτυο ως βοηθητική πηγή ενέργειας και σε εκείνα που λειτουργούν σε συνεχή αλληλεπίδραση με το δίκτυο [19].

- Στα διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα με βοηθητική πηγή το δίκτυο (grid back-up PV systems), το δίκτυο καλύπτει μια έκτακτη ενεργειακή ζήτηση ή κάποια αστοχία του Φ/Β συστήματος, οπότε ο σχεδιασμός γίνεται ώστε το σύστημα να καλύπτει κατά μέσο όρο τις μηνιαίες ενεργειακές απαιτήσεις της εγκατάστασης.
- Στα διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα σε συνεχή αλληλεπίδραση με το δίκτυο (grid interactive PV systems, **Σχήμα 1.7**), το σύστημα σχεδιάζεται ώστε να καλύπτει κατά μέσο όρο τις ετήσιες ενεργειακές απαιτήσεις της εγκατάστασης. Η περίσσεια της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας διαβιβάζεται και εγχέεται στο δίκτυο, ενώ όταν το Φ/Β σύστημα αδυνατεί να καλύψει τις καταναλωτικές ανάγκες η απαιτούμενη ενέργεια προέρχεται από το δίκτυο.



Σχήμα 1.7: Διασυνδεδεμένο Φ/Β σύστημα.

1.4 Ενεργειακή αποθήκευση και η ενσωμάτωση αυτής στα οικιακά Φ/Β συστήματα

Τα οικιακά Φ/Β συστήματα είναι ένα θέμα που απασχόλησε πολύ τους υποψήφιους επενδυτές αλλά και τις εκάστοτε κυβερνήσεις, καθώς όπως παρατηρήσαμε και στην προηγούμενη ενότητα κάθε χώρα αναζητεί την ιδανική πολιτική στήριξης για αυτά. Παρόλο που η ενσωμάτωση των ΑΠΕ σε κατοικίες στο δίκτυο αποδεικνύεται χρήσιμη για τη μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων, παράλληλα δημιουργεί πρόβλημα σχετικά με την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα από τα πιο κρίσιμα σενάρια συμβαίνει σε περιόδους υπερβολικής παραγωγής ενέργειας σε συνδυασμό με χαμηλή κατανάλωση φορτίου, η οποία μπορεί να οδηγήσει σε υπέρταση λόγω των αντίστροφων ροών ισχύος. Η ισχύς εξόδου του Φ/Β συστήματος είναι σταθερή, ανάλογα με την ηλιακή ακτινοβολία [21], [22] και έτσι το πρόβλημα μετατοπίζεται αυτόματα στην πλευρά του διαχειριστή του δικτύου. Η επέκταση του δικτύου συχνά χρησιμοποιείται ως λύση για τη μείωση της εμφάνισης υπερτάσεων. Ωστόσο, το γεγονός ότι αυτά τα νέα καλώδια ή μετασχηματιστές χρησιμοποιούνται μόνο λίγες ώρες το χρόνο κάνουν μια τέτοια επένδυση λιγότερο ελκυστική.

Έτσι το ενδιαφέρον στρέφεται προς εναλλακτικές λύσεις, μεταξύ των οποίων φαίνεται να ξεχωρίζει η ενσωμάτωση μιας μονάδας αποθήκευσης ενέργειας για κατοικίες εξοπλισμένες με φωτοβολταϊκό συστήματα [21], [23]. Η αποθήκευση δε λύνει μόνο το πρόβλημα των υπερτάσεων αλλά βοηθάει και στην ευστάθεια του συστήματος καθότι τη στιγμή που αποσυνδέονται τα φωτοβολταϊκά από το δίκτυο λόγω έλλειψης ηλιοφάνειας δεν απαιτείται επιπρόσθετη εφεδρική ισχύς από τις συμβατικές μονάδες. Παρόλα αυτά, η επίτευξη μιας τέτοιας λύσης απαιτεί έναν πολύ καλό σχεδιασμό έτσι ώστε, να αξιοποιηθούν άρτια όλα τα οικιακά συστήματα αποθήκευσης. Δεδομένου ότι οι οικιακές μονάδες αποθήκευσης έχουν τον δικό τους έλεγχο και συνδέονται με το ίδιο δίκτυο, πρέπει να μελετηθεί η αλληλεπίδραση μεταξύ αυτών των συστημάτων. Μία τέτοια μελέτη που αφορά τη Γερμανία γίνεται στην εργασία [24].

Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας διαχωρίζονται σε μηχανικές, ηλεκτρικές, ηλεκτροχημικές, χημικές καθώς επίσης και σε θερμικές. Στη συνέχεια περιγράφεται συνοπτικά κάθε κατηγορία [25].

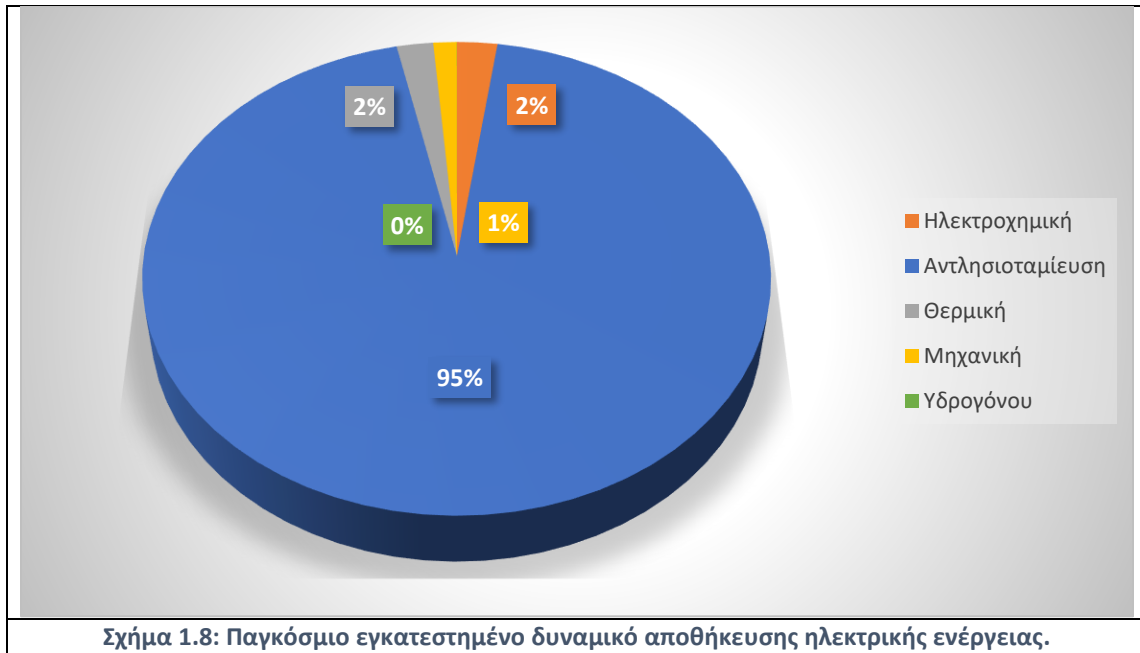
- Η μηχανική αποθήκευση συμπεριλαμβάνει την εκμετάλλευση του βαρυτικού πεδίου, την υδραυλική αντλησιοταμίευση, την αποθήκευση υπό μορφής συμπιεσμένου αερίου και τις περιστροφικές μηχανές αποθήκευσης ή σφονδύλους αδρανείας (flywheels). Οι βαρυτικοί και υδραυλικοί συσσωρευτές είναι καταλληλότεροι για μεγαλύτερα φορτία ενώ οι περιστροφικοί συσσωρευτές για ενδιάμεσα φορτία.
- Η ηλεκτρική αποθήκευση συμπεριλαμβάνει τεχνολογίες υπερ-συμπυκνωτών και υπεραγωγών αποθηκεύοντας ενέργεια είτε επαγωγικά είτε υπό μορφή μαγνητικού πεδίου.
- Η ηλεκτροχημική αποθήκευση είναι η πλέον διαδεδομένη για ένα σημαντικό εύρος εφαρμογών, συμπεριλαμβάνοντας ένα μεγάλο φάσμα συσσωρευτών (μπαταρίες) και κυψελών καυσίμου.
- Χημική αποθήκευση νοείται ως η χρησιμοποίηση της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή υδρογόνου ή εν γένει συνθετικών καυσίμων.
- Τέλος, δεδομένου ότι μπορεί να παραχθεί θερμότητα μέσω ΑΠΕ (ηλιοθερμικά), υπάρχουν τεχνικές θερμικής αποθήκευσης που καλύπτουν εν δυνάμει ένα ευρύ φάσμα θερμοκρασιών, είτε μέσω υπέρθερμου ατμού είτε μέσω υλικών αλλαγής φάσης.

Παγκοσμίως, το συντριπτικό ποσοστό της αποθηκευμένης ενέργειας βασίζεται σε υδραυλικούς συσσωρευτές ή αντλησιοταμιευτήρες (μηχανική αποθήκευση) ενώ σχεδόν μηδαμινό είναι το ποσοστό της αποθηκευμένης ενέργειας που βασίζεται στην τεχνολογία αποθήκευσης υδρογόνου (χημική αποθήκευση). Ο **Πίνακας 1.1** παρουσιάζει την παγκόσμια εγκατεστημένη χωρητικότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε τεχνολογία αποθήκευσης σύμφωνα με τα πιο πρόσφατα δεδομένα του υπουργείου ενέργειας των ΗΠΑ [26].

Πίνακας 1.1: Παγκόσμια εγκατεστημένη χωρητικότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε MW.

<i>Τεχνολογία Αποθήκευσης</i>	<i>Εγκατεστημένη χωρητικότητα (MW)</i>
Ηλεκτροχημική	4460
Αντλησιοταμίευση	185193
Θερμική	4031
Μηχανική	2588
Υδρογόνου	22

Από τα δεδομένα αυτά προκύπτει ότι το 95% του παγκόσμιου εγκατεστημένου δυναμικού αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας κατέχεται από αντλησιοταμιευτικά έργα. Τη δεύτερη θέση κατέχουν οι θερμικές και ηλεκτροχημικές τεχνολογίες αποθήκευσης με ποσοστό 2%, ενώ ακολουθούν οι (υπόλοιπες) μηχανικές τεχνολογίες αποθήκευσης με 1%. Τέλος, ένα ελάχιστο ποσοστό (0.01%) κατέχουν οι τεχνολογίες αποθήκευσης υδρογόνου (**Σχήμα 1.8**).



Στην περίπτωση της οικιακής αποθήκευσης, η τεχνολογία με τη μεγαλύτερη εφαρμογή παγκοσμίως είναι οι μπαταρίες εξαιτίας κυρίως του μικρού μεγέθους τους και της αποδοτικότητάς τους. Οι τύποι μπαταριών που κυριαρχούν στις εφαρμογές αυτές είναι οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος, μιας και είναι μια τεχνολογία που αναπτύχθηκε από πολύ νωρίς, καθώς και οι μπαταρίες ιόντων λιθίου οι οποίες γνώρισαν πιο πρόσφατα την ανάπτυξη. Συγκεκριμένα, λόγω της μεγάλης πτώσης των τιμών τους τα τελευταία χρόνια και των πολλών πλεονεκτημάτων τους, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι πλέον οι πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες σε οικιακές εφαρμογές.

Μερικά από τα πλεονεκτήματα των μπαταριών ιόντων λιθίου είναι η μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα, η μεγάλη διάρκεια ζωής (περίπου 20 έτη όταν λειτουργεί με βάθος εκφόρτισης 60%) [27], η χαμηλή αυτοεκφόρτιση και οι μικρές τους απαιτήσεις σε συντήρηση [28], [29]. Επιπλέον, έχουν ταχύτερους ρυθμούς φόρτισης και εκφόρτισης και υψηλή απόδοση (περίπου 94%) [27], [30].

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η αποθήκευση ενέργειας είναι μία αρκετά ελκυστική λύση αφού μπορεί να χρησιμοποιηθεί μεταξύ άλλων και ως υποστηρικτική της τάσης. Εκτός αυτού, προσφέρει επίσης κι άλλα πλεονεκτήματα όπως ρύθμιση της συχνότητας, παροδική σταθερότητα, υποστήριξη τάσης, αντιστάθμιση flicker, εφεδρεία ισχύος, αδιάλειπτη παροχή ρεύματος, και εξομάλυνση φορτίου μεταξύ άλλων [27]. Ωστόσο, η αποθήκευση δεν είναι μια λύση που ωφελεί μόνο την πλευρά του δικτύου.

Μια μονάδα οικιακής αποθήκευσης ενέργειας μπορεί να προσφέρει μεγάλο όφελος στους κατόχους Φ/Β συστήματος. Αρχικά μπορούν να μετατοπίζουν τα φορτία τους με μεγαλύτερη ευκολία και να επιτυγχάνουν μια μεγαλύτερη ανεξαρτησία από το δίκτυο αποφέροντας μεγαλύτερο οικονομικό όφελος. Επιπλέον, θα μπορούσαν να επωφεληθούν από τις διαφορές των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της ημέρας (Time of Use, TOU) φορτίζοντας τη μπαταρία τους κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης (off-peak ώρες), όπου η τιμή είναι χαμηλή, και στη συνέχεια εκφορτίζοντάς την κατά τις ώρες αιχμής (on-peak ώρες) όταν η τιμή είναι υψηλή [31]. Οι μονάδες οικιακής αποθήκευσης θα μπορούσαν επίσης να χρησιμοποιηθούν από τους πελάτες Net-Metering για την αποθήκευση της περίσσειας ανανεώσιμης ενέργειας όταν το φορτίο είναι χαμηλό και τη χρήση αυτής αργότερα όταν το φορτίο είναι υψηλό. Στην περίπτωση αυτή, οι πελάτες μπορούν να αυξήσουν τις αποταμιεύσεις τους, ελαχιστοποιώντας τους

λογαριασμούς τους μέσω της μείωσης των ρυθμιζόμενων χρεώσεών τους, εφόσον θα χρησιμοποιούν λιγότερο το δίκτυο.

Καταλήγουμε, λοιπόν, στο συμπέρασμα ότι τα συστήματα οικιακής αποθήκευσης μπορούν να ωφελήσουν τόσο τους αυτοπαραγωγούς, όσο και τους διαχειριστές του δικτύου. Επειδή όμως ο συντονισμός του χειρισμού των συστημάτων αποθήκευσης αποτελεί μια δύσκολη εργασία, μια καλή τακτική θα ήταν οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας να εφαρμόσουν δυναμικές στρατηγικές τιμολόγησης ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα, θα μπορούσαν να ακολουθήσουν μια τιμολογιακή πολιτική η οποία θα ενθαρρύνει τους καταναλωτές να διαχειρίζονται τη ζήτησή τους προσαρμόζοντας τα φορτία τους ώστε να ταιριάζουν με την τρέχουσα κατάσταση του δικτύου. Δηλαδή μετατοπίζοντας τα φορτία τους από τις περιόδους αιχμής σε περιόδους εκτός αιχμής [21], [32].

Τέτοιοι μηχανισμοί τιμολόγησης θεωρούνται συχνά ως μέρος των προγραμμάτων απόκρισης της ζήτησης, που πιστώνουν τους πελάτες (είτε οικιακούς είτε εμπορικούς/βιομηχανικούς) για την ευελιξία στην κατανάλωση ενέργειας [31], [33]. Για να επωφεληθούν από αυτές τις δομές των επιτοκίων, οι πελάτες της κοινής ωφέλειας πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να μετατοπίζουν τα συνολικά φορτία τους με τρόπο που μειώνει τους μηνιαίους λογαριασμούς ηλεκτρικού ρεύματος χωρίς να διακόπτουν τις δραστηριότητές τους ή να θυσιάζουν τις ευκολίες τους.

1.5 Σκοπός-Αντικείμενο

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη ενός συστήματος Φ/Β – μπαταρίας για έναν οικιακό καταναλωτή χαμηλής τάσης και η εύρεση του βέλτιστου οικονομικού αποτελέσματος που μπορεί να πετύχει. Η μελέτη αυτή διενεργείται υπό την πολιτική του υφιστάμενου ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα και χρησιμοποιεί τα οικιακά μοντέλα τιμολόγησης. Στην προσπάθεια αυτή υλοποιήθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης μέσω του λογισμικού βελτιστοποίησης GAMS όπου χρησιμοποιεί ως είσοδο πραγματικές χρονοσειρές Φ/Β παραγωγής και οικιακού φορτίου που αφορούν μετρήσεις δεκαπενταλέπτου. Υιοθετώντας ρεαλιστικές συνθήκες λειτουργίας και αξιοποιώντας οικονομικούς και τεχνικούς δείκτες, εξάγονται τα επιθυμητά αποτελέσματα βελτιστοποίησης, αρκετές φορές και με τη συνδρομή του προγραμματιστικού περιβάλλοντος MATLAB. Τα σημεία που επικεντρώνεται η παρούσα εργασία είναι τα εξής:

- 1) Η περιγραφή και ανάλυση των χαρακτηριστικών των εξεταζόμενων τεχνολογιών μπαταρίας και των αρχιτεκτονικών σύνδεσης του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας, με στόχο την επιλογή της μπαταρίας και της αρχιτεκτονικής σύνδεσης που θα προάγει με τον καλύτερο δυνατό τρόπο το συμφέρον του αυτοπαραγωγού.
- 2) Η εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης. Η διαστασιολόγηση αυτή αφορά την ονομαστική ισχύ του αντιστροφέα του συστήματος αποθήκευσης και την ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας. Αντικειμενική συνάρτηση της βελτιστοποίησης αυτής αποτελεί η μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους του αυτοπαραγωγού, συγκεκριμένα της NPV της επένδυσης.
- 3) Ο προσδιορισμός της βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας. Αντικειμενική συνάρτηση της βελτιστοποίησης αυτής αποτελεί η μεγιστοποίηση της εξοικονόμησης ενέργειας για τον οικιακό αυτοπαραγωγό, συγκεκριμένα του βαθμού αυτονομίας (SSR).
- 4) Η εξέταση εναλλακτικών πολιτικών στήριξης του μοντέλου Φ/Β – μπαταρίας και η σύγκρισή τους με στόχο την εύρεση της πολιτικής στήριξης που μεγιστοποιεί το οικονομικό όφελος του οικιακού

αυτοπαραγωγού. Οι προσομοιώσεις αυτές διενεργούνται τόσο σε ετήσια βάση, όσο και σε ημερήσια για την εξαγωγή ενός πιο ρεαλιστικού αποτελέσματος. Αντικειμενική συνάρτηση της βελτιστοποίησης αυτής αποτελεί η μεγιστοποίηση της NPV της επένδυσης.

- 5) Η εξέταση της βιωσιμότητας της επένδυσης για τις διάφορες πολιτικές στήριξης που μελετώνται για μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης και αυξημένες τιμές προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας.
- 6) Ο προσδιορισμός των εναλλακτικών τοπολογιών των μετρητικών διατάξεων για την κάθε πολιτική στήριξη. Ζητούμενο σε κάθε περίπτωση είναι η επίτευξη της μέτρησης των απαραίτητων μεγεθών (οικιακή κατανάλωση, απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο και εγχεόμενη ενέργεια προς το δίκτυο) και ο καθορισμός του του ορίου ιδιοκτησίας και ευθύνης που αντιστοιχεί στον αυτοπαραγωγό και στο διαχειριστή του δικτύου.

1.6 Φάσεις εκπόνησης

Το μοντέλο βελτιστοποίησης που υλοποιήθηκε για την παρούσα εργασία αφορά έναν μέσο οικιακό καταναλωτή για την περιοχή της Αττικής ετήσιας κατανάλωσης 5000 kWh. Η αναμενόμενη ετήσια Φ/Β παραγωγή προέκυψε 1575,9 kWh/kWp από ένα Φ/Β σύστημα 20 kW στην περιοχή της Αττικής και σύμφωνα με το δεδομένο αυτό επιλέχθηκε Φ/Β 3,17 kWp (1 MWh/MWh φορτίου) για την εργασία αυτή. Οι χρονοσειρές του φορτίου και της Φ/Β παραγωγής αποτελούνται από μετρήσεις δεκαπενταλέπτου.

Η διάρκεια ζωής της επένδυσης στο σύστημα Φ/Β – μπαταρία αντιστοιχεί σε 20 έτη. Όσον αφορά την τιμολόγηση του αυτοπαραγωγού, υιοθετήθηκε το μοντέλο τιμολόγησης του υφιστάμενου ενεργειακού συμφητισμού στην Ελλάδα με τις χρεώσεις που επιβάλλει η ΔΕΗ στους οικιακούς καταναλωτές της.

Ιδιαίτερη έμφαση δόθηκε στην επιλογή της τεχνολογίας της μπαταρίας. Για το λόγο αυτό έγινε λεπτομερής περιγραφή και σύγκριση των χαρακτηριστικών των εξεταζόμενων τεχνολογιών μπαταρίας προτού ληφθεί η τελική απόφαση. Ενσωματώθηκε μηχανισμός γήρανσης κατά τον οποίο η μπαταρία χρήζει αντικατάστασης όταν ξεπεράσει τους 5000 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης ή όταν περάσουν τα 20 έτη, περίοδος κατά την οποία η χωρητικότητα της μπαταρίας υποβαθμίζεται τόσο ώστε να φτάσει στο τέλος ζωής της. Πολύ προσεκτική ήταν και η επιλογή της αρχιτεκτονικής σύνδεσης του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας, όπου αναλύθηκαν οι διαθέσιμες λύσεις και επιλέχθηκε εκείνη όπου προσέδιδε στα δύο συστήματα τη μεγαλύτερη ανεξαρτησία.

Όσον αφορά τους δείκτες αξιολόγησης, χρησιμοποιήθηκαν τόσο οικονομικοί, όσο και τεχνικοί οι οποίοι αναλύθηκαν και μοντελοποιήθηκαν. Χρησιμοποιώντας τα παραπάνω δεδομένα, καθώς και ρεαλιστικά και ακριβή στοιχεία για το κόστος εγκατάστασης και συντήρησης του Φ/Β συστήματος αλλά και του συστήματος αποθήκευσης, υλοποιήθηκε το ζητούμενο μοντέλο. Ιδιαίτερη προσοχή δόθηκε στις μεταβλητές ελέγχου και τους περιορισμούς που αφορούν το μοντέλο αυτό, καθώς και στην επιλογή της αντικειμενικής συνάρτησης.

Χρησιμοποιώντας το μοντέλο αυτό, πραγματοποιήθηκε η βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης μέσα από μια ετήσια βελτιστοποίηση της οποίας αντικειμενική συνάρτηση αποτέλεσε αρχικά η μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους του αυτοπαραγωγού και στη συνέχεια η μεγιστοποίηση του βαθμού αυτονομίας. Έπειτα αναζητήθηκε η βέλτιστη στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας αξιοποιώντας τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης που προέκυψαν. Μέσα από μια αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων του μοντέλου βελτιστοποίησης, εξάχθηκαν τα

συμπεράσματα για τη στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας που προσφέρει την μέγιστη εξοικονόμηση ενέργειας.

Επόμενο βήμα ήταν η εύρεση της πολιτικής στήριξης του συστήματος Φ/Β – μπαταρία που επιφέρει το μεγαλύτερο οικονομικό όφελος στον αυτοπαραγωγό προσαρμόζοντας ανάλογα κάθε φορά το γενικό μοντέλο. Μέσα από μια σειρά προσομοιώσεων που αφορούσαν βελτιστοποίηση τόσο σε ετήσια βάση για την εύρεση του ιδανικού αποτελέσματος, όσο και σε ημερήσια βάση για την εύρεση πιο ρεαλιστικών αποτελεσμάτων, βρέθηκε η πιο συμφέρουσα πολιτική στήριξης για το σύστημα που μελετάται. Εδώ σημειώνεται ότι οι προσομοιώσεις αυτές πραγματοποιήθηκαν και για μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης λόγω της ραγδαίας μείωσης των τιμών των μπαταριών λιθίου.

Τέλος, παρουσιάστηκαν οι εναλλακτικές τοπολογίες των μετρητικών διατάξεων του συστήματος για κάθε πολιτική στήριξης που εξετάστηκε στην παρούσα εργασία.

1.7 Δομή διπλωματικής εργασίας

Στο 2^ο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα οικιακά τιμολόγια Γ1 (ενιαίας τιμής χρέωσης) και Γ1N (χρονοχρέωσης) της ΔΕΗ. Επίσης, παρουσιάζεται το ελληνικό νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο που αφορά τον ενεργειακό συμψηφισμό για οικιακό καταναλωτή με σύστημα Φ/Β - μπαταρίας. Τέλος, γίνεται αναφορά στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό.

Στο 3^ο κεφάλαιο γίνεται περιγραφή των δεδομένων εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν για τις προσομοιώσεις βελτιστοποίησης που πραγματοποιούνται στη συνέχεια. Αρχικά, παρουσιάζονται οι χρονοσειρές φορτίου και Φ/Β παραγωγής οι οποίες αφορούν οικιακούς καταναλωτές της Αττικής αποτελούμενες από μετρήσεις δεκαπενταλέπτου. Στη συνέχεια, περιγράφονται τα χαρακτηριστικά του Φ/Β συστήματος που χρησιμοποιείται για την μελέτη αυτή, καθώς και το κόστος του. Τέλος, αναλύονται τα χαρακτηριστικά των εξεταζόμενων τεχνολογιών μπαταρίας και επιλέγεται ο κατάλληλος τύπος, η επιθυμητή αρχιτεκτονική σύνδεσης Φ/Β – μπαταρίας και ένας ρεαλιστικός μηχανισμός γήρανσης.

Στο 4^ο κεφάλαιο γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση που αφορά μελέτες που επιχειρούν να βρουν τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης και στη συνέχεια γίνεται η περιγραφή του γενικού μοντέλου ετήσιας βελτιστοποίησης που υλοποιήθηκε για την εργασία αυτή. Το μοντέλο αυτό αφορά ένα οικιακό σύστημα Φ/Β – μπαταρίας χαμηλής τάσης υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού. Επίσης, περιγράφονται οι οικονομικοί και τεχνικοί δείκτες αξιολόγησης που χρησιμοποιούνται στην παρούσα εργασία.

Στο 5^ο κεφάλαιο αναζητείται η βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης για ένα μέσο νοικοκυριό στην Ελλάδα ετήσιας κατανάλωσης 5000 kWh και Φ/Β συστήματος 1 MWh/MWh φορτίου (3,17 kWp) υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού. Το σύστημα αποθήκευσης αποτελείται από μια μπαταρία τύπου ιόντων λιθίου και του αντιστροφέα της και επιχειρείται η βέλτιστη διαστασιολόγησή τους όσον αφορά τη μεγιστοποίηση πρώτον του οικονομικού οφέλους του αυτοπαραγωγού και δεύτερον της ενεργειακής απόδοσης του συστήματος.

Στο 6^ο κεφάλαιο πραγματοποιείται η εύρεση της βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας όπως αυτή προκύπτει από το μοντέλο βελτιστοποίησης, χρησιμοποιώντας ένα ολοκληρωμένο σύνολο γραφημάτων για τον ακριβή προσδιορισμό της. Το σύστημα που μελετάται είναι το ίδιο με αυτό του προηγούμενου κεφαλαίου ενσωματώνοντας τα αποτελέσματα της διαστασιολόγησης. Αντικειμενική συνάρτηση της βελτιστοποίησης αυτής αποτελεί η μεγιστοποίηση του βαθμού αυτονομίας του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας.

Στο 7^ο κεφάλαιο εξετάζονται εναλλακτικές πολιτικές στήριξης του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας με σκοπό την εύρεση της πολιτικής στήριξης που επιτυγχάνει το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα για τον οικιακό αυτοπαραγωγό που εξετάζεται στην παρούσα εργασία. Για το σκοπό αυτό, το γενικό μοντέλο ετήσιας βελτιστοποίησης προσαρμόζεται κάθε φορά ανάλογα την περίπτωση και έχει πάντα ως αντικειμενική συνάρτηση τη μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους του αυτοπαραγωγού. Για κάθε σενάριο εξετάζεται και η περίπτωση του μειωμένου κόστους του συστήματος αποθήκευσης, αφού η τιμή αγοράς της μπαταρίας μειώνεται ραγδαία τα τελευταία χρόνια. Επίσης, για το κεφάλαιο αυτό το γενικό μοντέλο ετήσιας βελτιστοποίησης προσαρμόζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης σε ημερήσια βάση και σε συνεργασία με το προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB, εκτελούνται ξανά τα προηγούμενα σενάρια και παρουσιάζονται τα αποτελέσματά τους. Έτσι, εξάγεται ένα πιο ρεαλιστικό αποτέλεσμα μιας και η πρόβλεψη φορτίου και Φ/Β παραγωγής μπορεί να εκτείνεται μόνο σε ένα εύρος μερικών ημερών. Τέλος, πραγματοποιείται μια ανάλυση ευαισθησίας ως προς το κόστος προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο 8^ο κεφάλαιο παρουσιάζεται για κάθε πολιτική στήριξης που εξετάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, οι εναλλακτικές τοπολογίες των μετρητικών διατάξεων του συστήματος και μπαίνουν τα όρια ιδιοκτησίας και ευθύνης τόσο του αυτοπαραγωγού, όσο και του διαχειριστή του δικτύου.

Στο 9^ο και τελευταίο κεφάλαιο παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα συμπεράσματα που εξάχθηκαν από την παρούσα μελέτη και προτείνεται η κατεύθυνση μιας επόμενης μελέτης στο αντικείμενο αυτό.

Κεφάλαιο 2 - Οικιακά Τιμολόγια και Ενεργειακός Συμψηφισμός στην Ελλάδα

2.1 Τιμολόγια οικιακών καταναλωτών

Για τους οικιακούς καταναλωτές της ΔΕΗ υπάρχουν τρία διαφορετικά τιμολόγια ανάλογα με τις ανάγκες του κάθε καταναλωτή αλλά και το αν ανήκει σε κάποια ειδική κατηγορία. Τα τιμολόγια αυτά είναι το Οικιακό Τιμολόγιο - Γ1, το Οικιακό Τιμολόγιο με Χρονοχρέωση Γ1N (Οικιακό Νυχτερινό Τιμολόγιο) και το Κοινωνικό Οικιακό Τιμολόγιο (ΚΟΤ). Στην εργασία αυτή εξετάζεται μόνο η περίπτωση ο οικιακός καταναλωτής να ανήκει σε μία από τις δύο πρώτες κατηγορίες, καθώς η τελευταία αφορά τους πελάτες που ανήκουν σε ειδικές κατηγορίες (άτομα ή οικογένειες με χαμηλό εισόδημα) [34].

Το Οικιακό Τιμολόγιο Γ1 αποτελεί τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης, ενώ το Οικιακό Νυχτερινό Τιμολόγιο Γ1N αποτελεί τιμολόγιο διπλής χρέωσης. Ο καταναλωτής επιλέγει την πολιτική που θεωρεί ότι ταιριάζει καλύτερα στις ανάγκες του, καλύπτοντας φυσικά το κόστος σύνδεσης.

Οι χρεώσεις που περιλαμβάνει η αξία του ηλεκτρικού ρεύματος υπολογίζονται ξεχωριστά και αναλυτικά, σε χρεώσεις προμήθειας, σε ρυθμιζόμενες χρεώσεις² και τέλος τα προβλεπόμενα τέλη και φόρους³. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις αποτελούνται από τις χρεώσεις που αφορούν το Σύστημα Μεταφοράς, το Δίκτυο Διανομής, το ΕΤΜΕΑΡ, καθώς και τις ΥΚΩ.

Το ΕΤΜΕΑΡ είναι το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων και σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία, το τέλος αυτό προορίζεται για την αποζημίωση των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Ουσιαστικά αποτελεί τη συνεισφορά όλων των καταναλωτών στη μείωση εκπομπών αερίων ρύπων μέσω της προώθησης των ΑΠΕ.

Οι ΥΚΩ αποτελούν τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας και καταβάλλονται από τους πελάτες του Διασυνδεδεμένου Συστήματος, ανεξαρτήτως προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές των Μη διασυνδεδεμένων Νησιών και των Απομονωμένων Μικροδικτύων με τιμολογήσεις ίδιες, ανά κατηγορία καταναλωτή, με αυτές που ισχύουν για τους καταναλωτές του Διασυνδεδεμένου Συστήματος, καθώς επίσης και την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας με ειδικό τιμολόγιο προς τους δικαιούχους Κοινωνικού Τιμολογίου.

2.1.1 Οικιακό Τιμολόγιο Γ1

Το οικιακό τιμολόγιο Γ1 είναι ένα τιμολόγιο στο οποίο εφαρμόζεται μια ενιαία τιμή χρέωσης και απευθύνεται σε οικιακούς πελάτες με σταθερές ανάγκες κατανάλωσης, καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας. Έχει κλιμακούμενη χρέωση και εφαρμόζεται στο σύνολο της καταναλωθείσας ενέργειας του εκάστοτε τετραμήνου. Αυτό σημαίνει ότι η χρέωση ανά κιλοβατώρα (kWh) διαφοροποιείται ανάλογα με το ύψος της συνολικής τετραμηνιαίας κατανάλωσης ρεύματος που πραγματοποιήθηκε. Καθώς το οικιακό

² Οι Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις εγκρίνονται από την Πολιτεία και εφαρμόζονται σε όλους τους πελάτες που κάνουν χρήση του Εθνικού Ηλεκτρικού Συστήματος, ανεξαρτήτως του προμηθευτή που έχουν επιλέξει.

³ Με βάση το νομοθετικό πλαίσιο ως ισχύει, η ΔΕΗ συνεισπράττει με τους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας τέλη, φόρους [Φ.Π.Α., Ειδικός Φόρος Κατανάλωσης (ΕΦΚ) και Ειδικό Τέλος 5%] και ποσά υπέρ τρίτων (ΔΤ, ΔΦ, ΕΡΤ, ΤΑΠ), όπως ορίζονται από την Πολιτεία.

τιμολόγιο Γ1 αφορά περίοδο τετραμήνου (συγκεκριμένα 120 ημερών), η χρέωση της κατανάλωσης και το ποσό του παγίου υπολογίζονται πάντα αναλογικά με την εφαρμογή ενός συντελεστή αναγωγής ημερών (αριθμός ημερών κατανάλωσης για τις οποίες εκδόθηκε ο λογαριασμός/120). Έτσι, ο τρόπος τιμολόγησης παραμένει σταθερός, ανεξαρτήτως του χρονικού διαστήματος για τον οποίο εκδόθηκε ο λογαριασμός.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο **Πίνακας 2.1** με τις αναλυτικές χρεώσεις για το οικιακό τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ. Στις χρεώσεις αυτές, εκτός από τη χρέωση προμήθειας, ανήκουν επίσης το πάγιο, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις, καθώς και οι προβλεπόμενοι φόροι.

Πίνακας 2.1: Οικιακό Τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ.

Χρέωση Προμήθειας			
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 παροχή: 5,30€/τετράμηνο & Τριφασική παροχή: 8,58€/τετράμηνο.			

Ρυθμιζόμενες χρεώσεις							
Κατανάλωση (kWh)	Σύστημα Μεταφοράς		Δίκτυο Διανομής		Λοιπές Χρεώσεις (€/kWh)	ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	ΥΚΩ (€/kWh)
	Ισχύς (ΜΠΧ ⁴) €/kVA*ΣΙ ⁵ /έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ ⁶) €/kWh	Ισχύς (ΜΠΧ) €/kVA*ΣΙ/έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ) €/kWh			
[0 , 1600]	0,13	0,00527	0,54	0,0213	0,00007	0,02267	0,00690
(1600 , 2000]							0,05000
>2000							0,08500

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

2.1.2 Οικιακό Τιμολόγιο με Χρονοχρέωση Γ1N

Το Οικιακό Τιμολόγιο με Χρονοχρέωση Γ1N (Οικιακό Νυχτερινό Τιμολόγιο) είναι ένα τιμολόγιο διπλής χρέωσης, δηλαδή οι καταναλώσεις που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια του 24ώρου, χρεώνονται με διαφορετικές τιμές (κανονική και μειωμένη). Οι καταναλώσεις που πραγματοποιούνται στο ωράριο της κανονικής χρέωσης χρεώνονται με την κανονική τιμή, όπως στο Οικιακό Τιμολόγιο χωρίς Χρονοχρέωση Γ1, το οποίο έχει κλιμακούμενη χρέωση, ενώ οι καταναλώσεις που πραγματοποιούνται

⁴ Μοναδιαία Πάγια Χρέωση ανεξαρτήτως της κατανάλωσης.

⁵ Συμφωνημένη Ισχύς (kVA) είναι η ανώτερη ισχύς που έχει συμφωνηθεί και δικαιούται να απορροφά ο καταναλωτής από το Δίκτυο της ΔΕΗ και αναγράφεται στο Σύμβολαιο Προμήθειας ηλεκτρικού ρεύματος.

⁶ Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση βάσει της κατανάλωσης.

στο ωράριο της χαμηλής χρέωσης χρεώνονται με μειωμένη τιμή. Ο τιμοκατάλογος του Οικιακού Τιμολογίου με Χρονοχρέωση Γ1N αφορά περίοδο τετραμήνου (συγκεκριμένα 120 ημερών).

Η μειωμένη τιμή εφαρμόζεται οκτώ ώρες ημερησίως και το ωράριο είναι συγκεκριμένο για κάθε περίοδο του χρόνου (θερινή και χειμερινή). Κατά τη θερινή περίοδο (1 Μαΐου – 31 Οκτωβρίου) το ωράριο μειωμένης τιμής εφαρμόζεται στο διάστημα 23:00 – 07:00, ενώ κατά τη χειμερινή περίοδο (1 Νοεμβρίου – 30 Απριλίου) εφαρμόζεται στα διαστήματα 02:00 – 08:00 και 15:00 – 17:00. Τις υπόλοιπες ώρες του χρόνου η χρέωση γίνεται με κανονική τιμή.

Ο Πίνακας 2.2 παρουσιάζει τις αναλυτικές χρεώσεις για το οικιακό τιμολόγιο με χρονοχρέωση Γ1N της ΔΕΗ, τόσο για τις ώρες που χρεώνονται με κανονική τιμή (ίδιες με το οικιακό τιμολόγιο Γ1), όσο και για εκείνες που χρεώνονται με μειωμένη. Στις χρεώσεις αυτές, εκτός από τη χρέωση προμήθειας, ανήκουν επίσης το πάγιο, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις, καθώς και οι προβλεπόμενοι φόροι.

Πίνακας 2.2: Οικιακό Τιμολόγιο με Χρονοχρέωση Γ1N της ΔΕΗ.

Χρέωση Προμήθειας					
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	2,00
>2000	0,10252				
Ελάχιστη Χρέωση: Μονοφασική παροχή: 5,30€/τετράμηνο & Τριφασική παροχή: 8,58€/τετράμηνο.					

Ρυθμιζόμενες χρεώσεις							
Κατανάλωση "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]	0,13	0,00527	0,54	0,0213	0,00007	0,02267	0,00690
(1600 , 2000]							0,05000
>2000							0,08500
Κατανάλωση "Νύχτας" (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]	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00007	0,02267	0,00690
(1600 , 2000]							0,05000
>2000							0,08500

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

2.2 Ενεργειακός συμψηφισμός

Ο συμψηφισμός παραγόμενης-καταναλισκόμενης ενέργειας (γνωστός με τον όρο Net Metering) αποτελεί ένα από τα εργαλεία προώθησης της αυτοπαραγωγής και ιδιοκατανάλωσης με ΑΠΕ και εφαρμόζεται σε διάφορες χώρες (όπως η Ελλάδα, η Κύπρος, η Ιταλία, η Γερμανία, η Δανία και οι ΗΠΑ), κυρίως για εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών. Το Net Metering επιτρέπει στον καταναλωτή να καλύψει ένα σημαντικό μέρος των ιδιοκαταναλώσεών του, ενώ παράλληλα του δίνει τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσει το δίκτυο για έμμεση αποθήκευση της πράσινης ενέργειας.

Ως ενεργειακός συμψηφισμός νοείται ο συμψηφισμός της παραχθείσας από το φωτοβολταϊκό σταθμό ενέργειας με την καταναλωθείσα ενέργεια στις εγκαταστάσεις του αυτοπαραγωγού, ο οποίος διενεργείται σε τριετή βάση σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση (ΥΑ) ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ 1547Β/5.5.2017⁷).

Η ανάπτυξη φωτοβολταϊκών σταθμών από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού θεσπίστηκε στην Ελλάδα με την ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.24461 (ΦΕΚ 3583Β/31.12.2014) η οποία καταργήθηκε και αντικαταστάθηκε από την ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ 1547Β/5.5.2017). Με το Ν.4414/2016 (ΦΕΚ 149Α/9.8.2016) η αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό επεκτάθηκε και σε άλλες τεχνολογίες και συγκεκριμένα στις μικρές ανεμογεννήτριες, στους σταθμούς βιομάζας/βιοαερίου/βιορευστών, μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς και σταθμούς συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας (Σ.Η.Θ.Υ.Α.). Παρόλα αυτά οι λεπτομέρειες για τις λοιπές τεχνολογίες θα καθοριστούν στο προσεχές μέλλον από τους αρμόδιους φορείς. Μέχρι την έκδοση σχετικής υπουργικής απόφασης, το net metering μπορεί να υλοποιείται μόνο στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών [35].

Το κύριο πλεονέκτημα αυτού του μοντέλου είναι ότι η παραγόμενη ενέργεια δεν είναι απαραίτητο να ταυτοχρονίζεται με την καταναλισκόμενη. Ο αυτοπαραγωγός διοχετεύει την περίσσεια παραγωγή ενέργειας στο δίκτυο και την απορροφά σε μεταγενέστερη χρονική στιγμή όταν το φορτίο του, πια, ξεπεράσει την παραγόμενη ενέργεια. Έτσι, πραγματοποιείται μια έμμεση αποθήκευση της περισσειας παραχθείσας ενέργειάς του στο δίκτυο. Η Σύμβαση Συμψηφισμού που υπογράφεται μεταξύ του Προμηθευτή και του αυτοπαραγωγού έχει διάρκεια ισχύος 25 έτη, με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του φωτοβολταϊκού συστήματος.

2.2.1 Βασικοί όροι και προϋποθέσεις για την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος με ενεργειακό συμψηφισμό

Κάθε καταναλωτής, προκειμένου να γίνει δεκτός στο πρόγραμμα του ενεργειακού συμψηφισμού, πρέπει να τηρεί κάποιους συγκεκριμένους όρους και προϋποθέσεις. Οι βασικοί από αυτούς αναφέρονται στη συνέχεια.

Απαιτείται η ύπαρξη ενεργού μόνιμης παροχής ρεύματος στο όνομα του αυτοπαραγωγού μέσω της οποίας τροφοδοτείται η εγκατάσταση κατανάλωσής του και ο ενδιαφερόμενος θα πρέπει να έχει εξοφλήσει πλήρως τους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας του οικείου Προμηθευτή (ή να έχει ενταχθεί σε καθεστώς ρύθμισης οφειλών).

Το ΦΒ σύστημα αντιστοιχίζεται αποκλειστικά με έναν μετρητή κατανάλωσης, δηλαδή με τον μετρητή της εγκατάστασης κατανάλωσης την οποία τροφοδοτεί. Επίσης, το ΦΒ σύστημα εγκαθίσταται στον ίδιο ή όμορο χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης προς την οποία αντιστοιχίζεται (δεν είναι επιτρεπτός ο

⁷ Πριν τη δημοσίευση της εν λόγω ΥΑ, ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργούνταν σε ετήσια βάση.

συμψηφισμός με καταναλώσεις του ιδίου φυσικού ή νομικού προσώπου σε άλλες θέσεις εγκατάστασης, με εξαίρεση τις κατηγορίες αυτοπαραγωγών για τους οποίους ισχύει ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός).

Δικαίωμα ένταξης στο πρόγραμμα έχουν φυσικά πρόσωπα (επιτηδευματίες ή μη), και νομικά πρόσωπα δημοσίου και ιδιωτικού δικαίου, τα οποία είτε έχουν στην κυριότητά τους το χώρο στον οποίο θα εγκατασταθεί το φωτοβολταϊκό σύστημα, είτε έχουν την νόμιμη χρήση αυτού (π.χ. μέσω μίσθωσης, δωρεάν παραχώρησης κ.λπ.) και έχουν διασφαλίσει την έγγραφη συναίνεση του ιδιοκτήτη του χώρου.

Επιτρέπεται η εγκατάσταση ενός ή περισσότερων φωτοβολταϊκών σταθμών παραγωγής σε κοινόχρηστο ή κοινόκτητο χώρο ακινήτου. Δικαίωμα ένταξης στις διατάξεις της παρούσας έχουν οι συνιδιοκτήτες ή οι έχοντες τη νόμιμη χρήση του κοινόχρηστου ή κοινόκτητου χώρου ή μέρους αυτού μετά από παραχώρηση της χρήσης από τους λοιπούς συνιδιοκτήτες. Προϋπόθεση αποτελεί η έγγραφη συμφωνία των συνιδιοκτητών βάσει των διατάξεων του Αστικού Κώδικα. Στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού, κάθε φωτοβολταϊκός σταθμός αντιστοιχίζεται αποκλειστικά με ένα μετρητή κατανάλωσης, ενώ στην περίπτωση του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού, κάθε φωτοβολταϊκός σταθμός αντιστοιχίζεται με τουλάχιστον ένα μετρητή κατανάλωσης που δεν βρίσκεται κατ' ανάγκη στον ίδιο ή όμορο χώρο.

2.2.2 Ενεργειακός συμψηφισμός και αποθήκευση

Μέχρι πρότινος δεν επιτρεπόταν η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης σε συστήματα που εφαρμόζεται ο ενεργειακός συμψηφισμός. Έτσι, συστήματα αποθήκευσης συναντούσαμε μόνο σε αυτόνομα συστήματα όπου οι ιδιοκτήτες δεν έχουν τη δυνατότητα να αξιοποιήσουν διαφορετικά την περίσσεια παραγόμενη ενέργεια από το Φ/Β.

Από τον Ιανουάριο του 2018, όμως, είναι πλέον δυνατή η εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης σε συνδυασμό με συστήματα αυτοπαραγωγής σύμφωνα με το Ν.4513/2018, ΦΕΚ 9^Α /23/1/2018 (που αφορά τις Ενεργειακές Κοινότητες). Ο νόμος αυτός δεν περιλαμβάνει τις λεπτομέρειες για τον τρόπο που μπορεί να αξιοποιηθεί ένα σύστημα αποθήκευσης υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού. Αυτό είναι και ένα από τα τρέχοντα ζητήματα του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας και σε πρόσφατη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ αναφέρεται ότι η σύνδεση και λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης γίνεται παράλληλα με το δίκτυο διανομής. Η λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης εξασφαλίζει ότι η ενέργεια που αποθηκεύεται σε αυτό προέρχεται αποκλειστικά από το σταθμό παραγωγής και η ενέργεια αυτή διατίθεται αποκλειστικά για την τροφοδότηση των φορτίων του αυτοπαραγωγού. Δηλαδή το σύστημα αποθήκευσης δεν θα ανταλλάσσει ενέργεια με το δίκτυο διανομής [36].

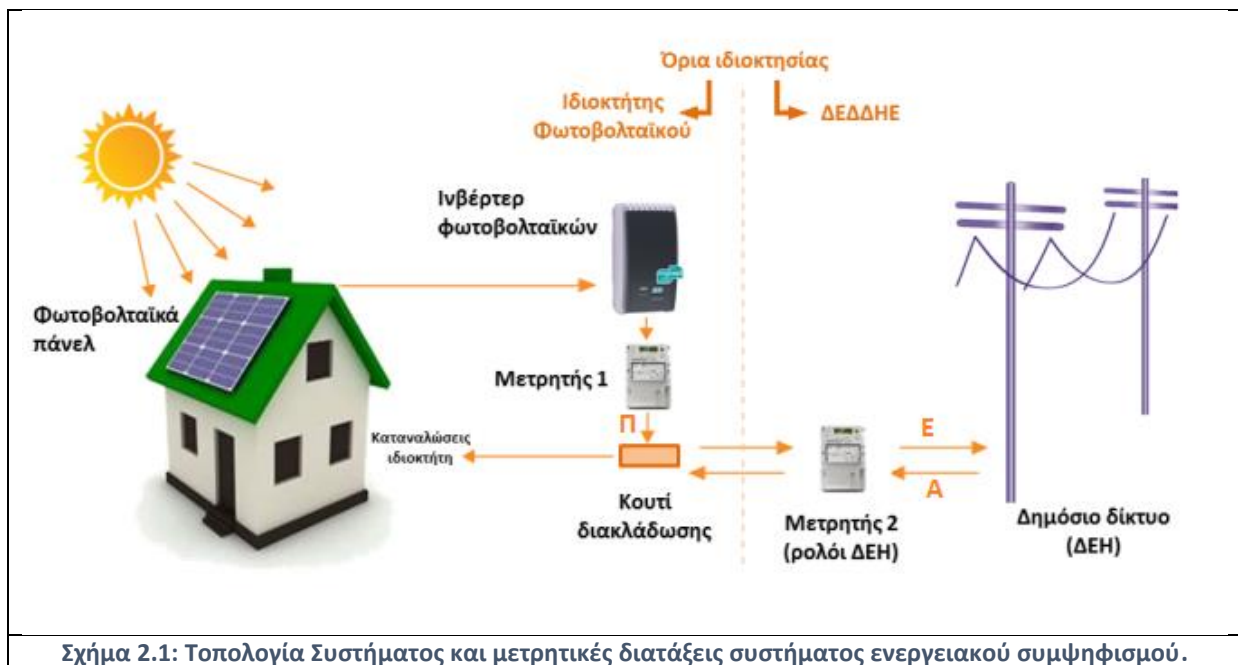
2.2.3 Τοπολογία Συστήματος και μετρητικές διατάξεις

Για την εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού απαιτείται η καταγραφή τόσο της εισερχόμενης ενέργειας (Α, ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο) όσο και της εξερχόμενης ενέργειας (Ε, ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο). Για το λόγο αυτό, εφόσον ο υφιστάμενος μετρητής (Μετρητής 2) της εγκατάστασης κατανάλωσης δεν διαθέτει ήδη τη δυνατότητα αυτή, αντικαθίσταται με νέο μετρητή διπλής κατεύθυνσης – καταγραφής.

Για τη διενέργεια του ενεργειακού συμψηφισμού, η καταμέτρηση της απορροφώμενης (Α) και της εγχέομενης (Ε) ενέργειας επαρκούν έτσι ώστε να μπορέσει να υπολογίσει ο προμηθευτής την οφειλή του πελάτη προς αυτόν καθώς και το μεγαλύτερο πλήθος των ρυθμιζόμενων χρεώσεων. Υπάρχουν όμως και κάποιες ρυθμιζόμενες χρεώσεις (ΥΚΩ) που υπολογίζονται επί της κατανάλωσης της εγκατάστασης.

Επομένως, απαιτείται η εγκατάσταση και δεύτερου μετρητή (Μετρητής 1) μονής κατεύθυνσης για τη μέτρηση της παραγόμενης (Π) από το φωτοβολταϊκό σύστημα ενέργειας

Στο **Σχήμα 2.1** φαίνονται οι δύο μετρητές καθώς και τα όρια διαχωρισμού ιδιοκτησίας και ευθύνης μεταξύ Δικτύου και αυτοπαραγωγού για εγκαταστάσεις που συνδέονται στο επίπεδο ΧΤ του Δικτύου. Ο Μετρητής 2 εγκαθίσταται στη θέση του υφιστάμενου μετρητή της εγκατάστασης κατανάλωσης (εφόσον ο τελευταίος δεν έχει τη δυνατότητα διπλής κατεύθυνσης - καταγραφής) από το ΔΕΔΔΗΕ και ανήκει στα πάγια του Δικτύου. Ο Μετρητής 1 εγκαθίσταται από τον αυτοπαραγωγό, ο οποίος και τον προμηθεύεται με δαπάνες του, με βάση τις υποδείξεις του ΔΕΔΔΗΕ αναφορικά με τους αποδεκτούς τύπους, ενώ πιστοποιείται προ της τοποθέτησής του στα εργαστήρια του ΔΕΔΔΗΕ στο Ρουφ Αττικής. Κατά την ενεργοποίηση της σύνδεσης το προσωπικό του ΔΕΔΔΗΕ ελέγχει και ρυθμίζει και τους δύο μετρητές και προβαίνει στη σφράγιση τους. Ο Μετρητής 1 αποτελεί μέρος της εσωτερικής εγκατάστασης και πάγιο του αυτοπαραγωγού.



Σχήμα 2.1: Τοπολογία Συστήματος και μετρητικές διατάξεις συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού.

2.2.4 Τιμολόγηση ενεργειακού συμψηφισμού

Η καταμέτρηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος, καθώς και της εισερχόμενης και εξερχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από και προς το Δίκτυο, αντίστοιχα, πραγματοποιείται ταυτόχρονα από το ΔΕΔΔΗΕ κατά τον υφιστάμενο κύκλο καταμέτρησης που διέπει την εγκατάσταση κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού. 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 του παρέχει ο ΔΕΔΔΗΕ. Επομένως, ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό που εκδίδει ο προμηθευτής, με τελική εκκαθάριση στον τελευταίο εκκαθαριστικό λογαριασμό του κύκλου. Στην εργασία αυτή ως προμηθευτής θεωρείται η ΔΕΗ και εκδίδει εκκαθαριστικούς λογαριασμούς ανά τετράμηνο. Επίσης, 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).

Σε περίπτωση που στο τιμολόγιο συμψηφιζόμενης κατανάλωσης του αντισυμβαλλόμενου αυτοπαραγωγού προβλέπεται κλιμακούμενη χρέωση, στο ανταγωνιστικό σκέλος του, ο συμψηφισμός πραγματοποιείται με τρόπο που να προκύπτουν οι χαμηλότερες χρεώσεις για τον αυτοπαραγωγό, στο επίπεδο κάθε εκκαθαριστικού λογαριασμού. Σε περίπτωση πολυζωνικού τιμολογίου σε μία ή περισσότερες συμψηφιζόμενες καταναλώσεις του αυτοπαραγωγού, ο συμψηφισμός πραγματοποιείται κατά φθίνουσα αξία του ανταγωνιστικού σκέλους κάθε χρονικής ζώνης, στο επίπεδο κάθε εκκαθαριστικού λογαριασμού, και κατά τη χρονική σειρά έκδοσης των εκκαθαριστικών λογαριασμών. Σε κάθε περίπτωση, ενδεχόμενο παραμένον πλεόνασμα της εγχυθείσας στο Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μετά τον συμψηφισμό της κατανάλωσης (των καταναλώσεων) του αυτοπαραγωγού, προστίθεται στην εγχυθείσα ενέργεια του επόμενου κύκλου καταμέτρησης. Η μεταφορά τυχόν πλεονάζουσας εγχυθείσας ενέργειας από παρελθούσες περιόδους καταμέτρησης συνεχίζεται μέχρι τον πρώτο εκκαθαριστικό λογαριασμό που εκδίδεται με την παρέλευση του ετήσιου κύκλου από την ενεργοποίηση της σύνδεσης του φωτοβολταϊκού σταθμού και η διαδικασία επαναλαμβάνεται ανά έτος μέχρι τη λύση της Σύμβασης Ενεργειακού Συμψηφισμού (Σ.Ε.Σ). Με τη λήξη του εκάστοτε έτους ή τη λύση της Σ.Ε.Σ. διενεργείται εκκαθάριση, και τυχόν πλεόνασμα εγχυθείσας ενέργειας από τον συμψηφισμό δεν πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό και δεν υφίσταται υποχρέωση για οποιαδήποτε αποζημίωση στον αυτοπαραγωγό για την ενέργεια αυτή⁸.

Το τιμολόγιο χρέωσης αποτελείται από τη χρεωστέα ενέργεια που αφορά το ανταγωνιστικό σκέλος του τιμολογίου, τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις και τα προβλεπόμενα τέλη και φόρους. Ακολουθεί η περιγραφή του κάθε σκέλους.

Ως χρεωστέα ενέργεια λογίζεται η διαφορά των ποσοτήτων που καταγράφονται από το Μετρητή 2, δηλαδή η διαφορά A (Απορροφώμενη) – E (Εγχεόμενη), εφόσον η διαφορά αυτή είναι θετική. Εάν η διαφορά ισούται με μηδέν δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια, ενώ εάν η διαφορά είναι αρνητική επίσης δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια, ενώ η διαφορά αυτή πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό ως πρόσθετη εξερχόμενη (εγχεόμενη) ενέργεια. Κατά την ετήσια εκκαθάριση τυχόν πλεόνασμα ενέργειας συμψηφίζεται με την χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Μετά το πέρας του ετήσιου αντιλογισμού, τυχόν παραμένον πλεόνασμα δεν πιστώνεται στον επόμενο λογαριασμό.

Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται βάσει των μετρητικών δεδομένων κατά την αντίστοιχη περίοδο καταμέτρησης ως εξής:

- Οι χρεώσεις για τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) υπολογίζονται επί της κατανάλωσης της εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού για την αντίστοιχη περίοδο καταμέτρησης. Για τον υπολογισμό αυτό χρησιμοποιούνται οι μετρήσεις και των δύο μετρητών αθροίζοντας την απορροφώμενη από το Δίκτυο και την παραγόμενη από το φωτοβολταϊκό σταθμό ενέργεια, αφαιρώντας στη συνέχεια την εγχυθείσα στο Δίκτυο ενέργεια ($K = A + Π - E$).
- Οι υπόλοιπες, πλην ΥΚΩ, ρυθμιζόμενες χρεώσεις (ΕΤΜΕΑΡ, μεταβλητό σκέλος της Χρέωσης Χρήσης Συστήματος και της Χρέωσης Χρήσης Δικτύου και λοιπές ρυθμιζόμενες χρεώσεις) υπολογίζονται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό κατανάλωσης επί της απορροφηθείσας (A) από το Δίκτυο ενέργειας.

⁸ Υπενθυμίζεται ότι σύμφωνα με την ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ 1547Β/5.5.2017) ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε τριετή βάση αλλά στην εργασία αυτή υιοθετήθηκε ο ετήσιος κύκλος που ίσχυε μέχρι πριν τη δημοσίευση της παραπάνω ΥΑ.

- Για όλες τις παραπάνω περιπτώσεις, οι χρεώσεις για τον Ειδικό Φόρο Κατανάλωσης, το Ειδικό Τέλος 5% του Ν.2093/1992 και τον ΦΠΑ υπολογίζονται όπως κάθε φορά ορίζεται από τις κείμενες διατάξεις.

Στην εργασία αυτή, οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό του κόστους ενέργειας του καταναλωτή είναι εκείνες που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαια 2.1.1, 2.1.2 ανάλογα με το τιμολόγιο χρέωσης που υπόκειται ο καταναλωτής (Γ1 ή Γ1Ν).

2.2.5 Εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός

Ως εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός νοείται ο συμψηφισμός της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. αυτοπαραγωγού, με τη συνολική καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε εγκαταστάσεις του αυτοπαραγωγού, από τις οποίες τουλάχιστον η μία είτε δεν βρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο με το σταθμό Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. είτε, αν βρίσκεται, τροφοδοτείται από διαφορετική παροχή. Ειδικά για Ενεργειακή Κοινότητα (Ε.Κοιν.), ο συμψηφισμός της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμό Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή Υβριδικό Σταθμό της Ε.Κοιν. γίνεται με τη συνολική καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε εγκαταστάσεις μελών της Ε.Κοιν. και ευάλωτων καταναλωτών ή πολιτών που ζουν κάτω από το όριο της φτώχειας, εντός της Περιφέρειας στην οποία βρίσκεται η έδρα της Ε.Κοιν. Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ο φωτοβολταϊκός 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 απορροφηθείσας και εγχυθείσας 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 μπορεί να τροποποιεί τις παροχές κατανάλωσης που υπεισέρχονται στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό κατά τη διάρκεια της Σύμβασης Εικονικού Ενεργειακού Συμψηφισμού (Σ.Ε.Ε.Σ.), 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.

Οι λεπτομέρειες εφαρμογής του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού καθορίζονται στην ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ 1547Β/5.5.2017). Με βάση αυτή την υπουργική απόφαση, η εκκαθάριση του ενεργειακού συμψηφισμού γίνεται πλέον ανά τριετία⁹.

⁹ Πριν τη δημοσίευση της εν λόγω ΥΑ, ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργούνταν σε ετήσια βάση.

Κεφάλαιο 3 - Δεδομένα εισόδου

3.1 Χρονοσειρές φορτίου και Φ/Β παραγωγής

Για την εργασία αυτή, ένα από τα σημαντικότερα δεδομένα εισόδου είναι το προφίλ κατανάλωσης αλλά και της Φ/Β παραγωγής ενός μέσου οικιακού αυτοπαραγωγού της Αττικής. Με σκοπό τη διεξαγωγή ρεαλιστικών αποτελεσμάτων και συμπερασμάτων, στις προσομοιώσεις που έγιναν χρησιμοποιήθηκαν πραγματικές μετρήσεις δεκαπενταλέπτου τόσο φορτίου, όσο και Φ/Β παραγωγής που διέθεσε ο ΔΕΔΔΗΕ. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι μετρήσεις αυτές.

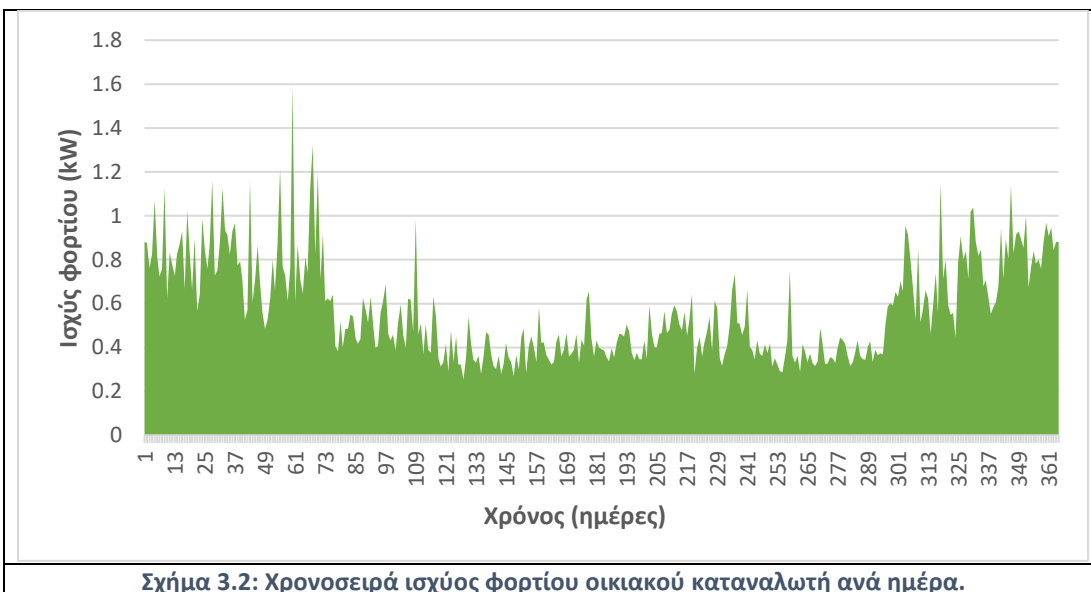
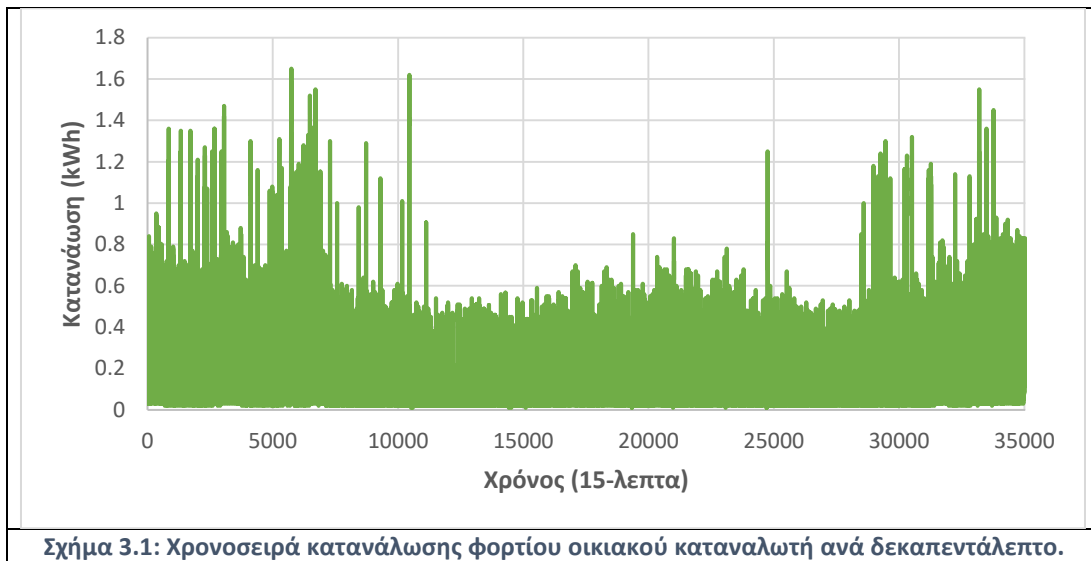
3.1.1 Χρονοσειρά φορτίου οικιακών καταναλωτών στην Αττική

Το προφίλ του οικιακού φορτίου ποικίλλει σημαντικά από περιοχή σε περιοχή και εξαρτάται κυρίως από την καθημερινή ζωή των ανθρώπων. Έτσι, η προσέγγιση δεν εστιάζει σε ένα συγκεκριμένο μοτίβο οικιακού φορτίου αλλά στο να ενσωματώσουμε ένα μέσο τρόπο ζωής συνδυάζοντάς τον όσο το δυνατόν περισσότερο με τα κύρια χαρακτηριστικά της ετήσιας μεταβολής ισχύος. Τα τελευταία χρόνια, ένα προηγμένο σύστημα τηλεμετρήσεων έχει εγκατασταθεί από το ΔΕΔΔΗΕ, μόνο σε καταναλωτές ενέργειας υψηλών συμβάσεων. Λόγω της έλλειψης δεδομένων για τα νοικοκυριά που χαρακτηρίζονται από χαμηλή συμβατική ισχύ, χρησιμοποιήθηκαν ετήσιες χρονοσειρές φορτίου που έχουν καταγραφεί σε διάστημα δεκαπενταλέπτων σε μετασηματιστή ΜΤ / ΧΤ στην Αθήνα το 2015.

Ο μετασηματιστής διανομής επιλέχτηκε κατάλληλα έτσι ώστε να τροφοδοτεί μια σχεδόν καθαρά κατοικημένη περιοχή, που περιλαμβάνει δηλαδή σχεδόν αποκλειστικά οικιακά φορτία. Σε μια προσπάθεια να επικυρωθεί το είδος των συνδεδεμένων καταναλωτών, οι χρονοσειρές συγκρίθηκαν με τις αντίστοιχες άλλων μετασηματιστών διανομής. Η σύγκριση αυτή οδήγησε στο συμπέρασμα ότι το προφίλ του χρησιμοποιούμενου μετασηματιστή είναι πολύ κοντά σε αυτό των άλλων μετασηματιστών που τροφοδοτούν και αυτοί κατά βάση οικιακούς καταναλωτές και διαφέρει σημαντικά από το προφίλ εκείνων που τροφοδοτούν μεικτό και εμπορικό φορτίο. Δεδομένου ότι τα δεδομένα αυτά αντιπροσωπεύουν ένα εξομαλυμένο προφίλ που υπολογίζεται σαν ο μέσος όρος του οικιακού προφίλ μεγάλου αριθμού καταναλωτών, είναι κατάλληλα διαμορφωμένα έτσι ώστε να ταιριάζουν με την αναμενόμενη ετήσια ενέργεια και την εκτιμώμενη ελάχιστη και μέγιστη κατανάλωση ενέργειας ενός κανονικού νοικοκυριού.

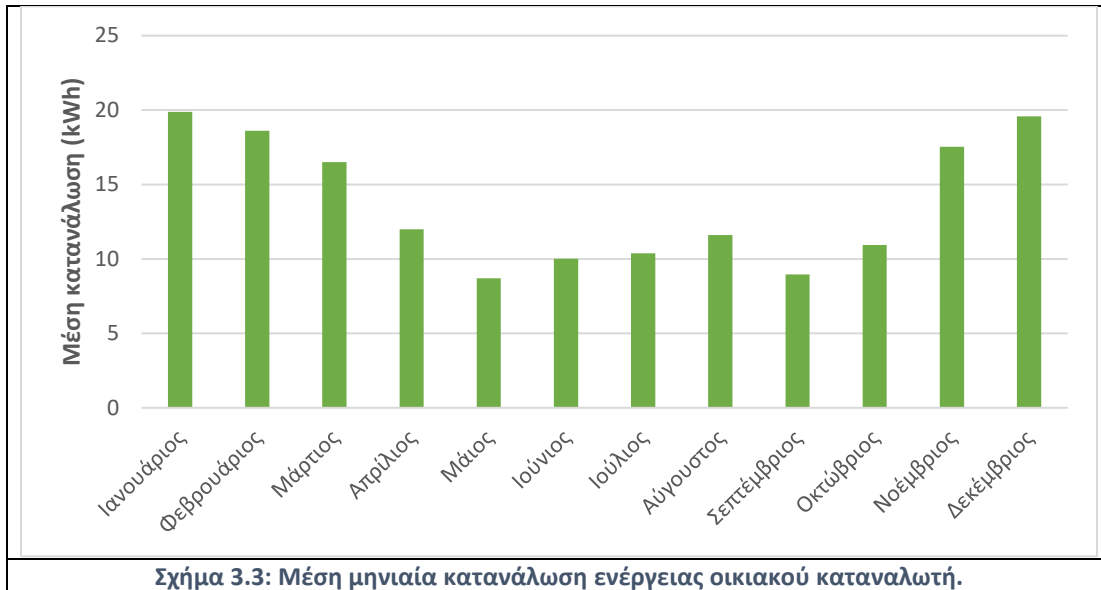
Κατά την ανάλυση αυτή εξετάζεται ένας φυσιολογικός οικιακός πελάτης με συμβατική ισχύ 12 kVA, ετήσια κατανάλωση ενέργειας 5000 kWh, ελάχιστη ζήτηση 0,04 kW και ζήτηση αιχμής 6,6 kW. Η ελάχιστη ισχύς αποδίδεται κυρίως στις συσκευές που βρίσκονται σε αναμονή, ενώ η μέγιστη ισχύς οφείλεται κατά κύριο λόγο σε συσκευές όπως είναι ο φούρνος και ηλεκτρικές συσκευές θέρμανσης.

Στο **Σχήμα 3.1** παρουσιάζεται η χρονοσειρά κατανάλωσης φορτίου που χρησιμοποιήθηκε ως είσοδος στις προσομοιώσεις. Αποτελείται από μετρήσεις που πραγματοποιήθηκαν κατά το διάστημα ενός έτους για την κατανάλωση ενέργειας του οικιακού καταναλωτή σε kWh. Οι μετρήσεις αυτές αφορούν μετρήσεις δεκαπενταλέπτου και για αυτό είναι στο σύνολο 35.040 μετρήσεις. Από το σχήμα αυτό, εύκολα παρατηρούμε ότι η ζήτηση είναι αυξημένη κατά τη χειμερινή περίοδο όπου λόγω των χαμηλών θερμοκρασιών υπάρχει μεγαλύτερη κατανάλωση ενέργειας κυρίως από ηλεκτρικές συσκευές θέρμανσης. Αυτό διακρίνεται και στο **Σχήμα 3.2** όπου φαίνεται η ημερήσια κατανάλωση ισχύος σε kW για όλο το έτος.

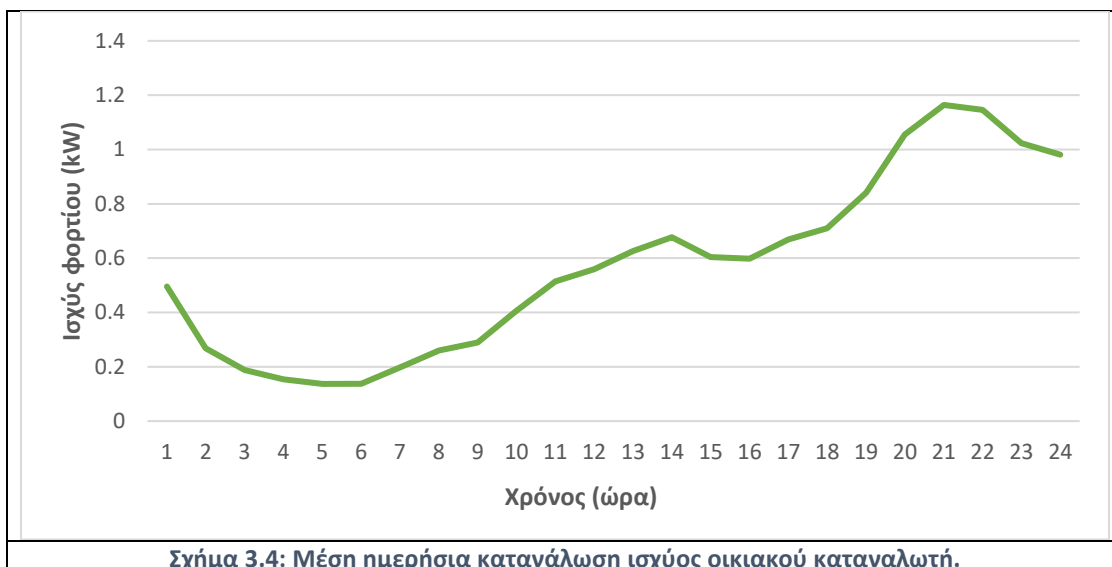


Για την καλύτερη κατανόηση της διαφοράς στην κατανάλωση μεταξύ των δύο περιόδων, δημιουργήθηκε και ένα γράφημα με τη μέση μηνιαία κατανάλωση ενέργειας σε kWh για κάθε μήνα του χρόνου. Το **Σχήμα 3.3** παρουσιάζει το γράφημα αυτό. Παρατηρούμε, επίσης, πως η μεγαλύτερη ζήτηση κατά τη θερινή περίοδο παρουσιάζεται τον Αύγουστο. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο μιας και ο μήνας αυτός αποτελεί τον πιο θερμό μήνα του έτους και κατά την περίοδο αυτή λειτουργούν σε καθημερινή βάση οι συσκευές ψύξης. Ωστόσο, η ζήτηση αυτή υπολείπεται αρκετά εκείνων της χειμερινής περιόδου. Κάτι τέτοιο φαντάζει λογικό, μιας και κατά τις μεσημβρινές ώρες της θερινής περιόδου, όπου συναντάμε και τις υψηλότερες θερμοκρασίες της ημέρας, η πλειοψηφία των καταναλωτών βρίσκεται στο εργασιακό της περιβάλλον¹⁰. Έτσι, από τη στιγμή που οι μετρήσεις αυτές αφορούν οικιακούς πελάτες κατά βάση, το εμπορικό φορτίο δεν επηρεάζει το αποτέλεσμα.

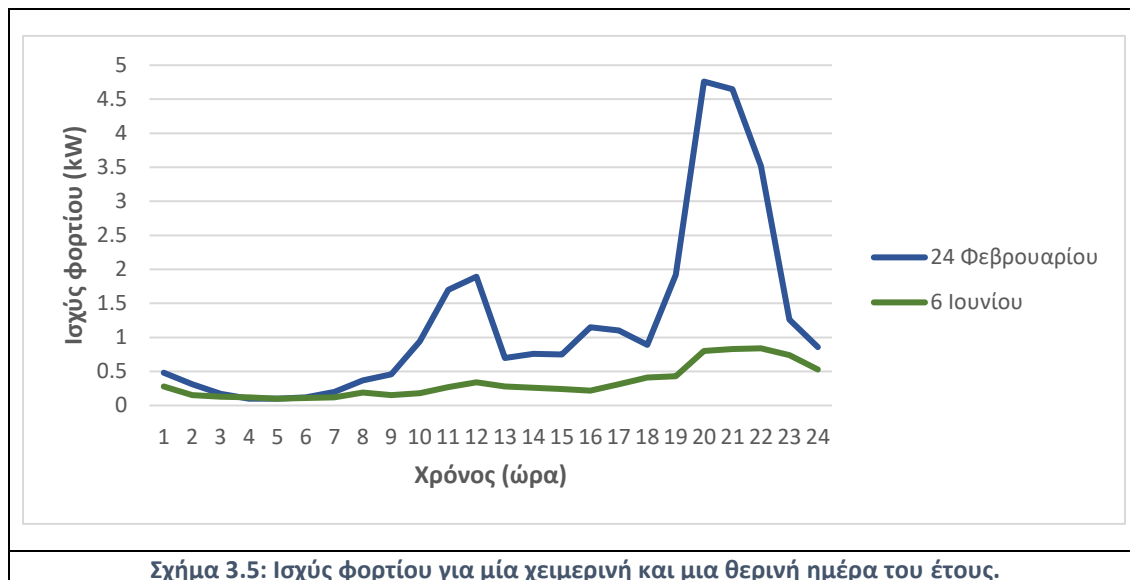
¹⁰ Αντίθετα, κατά τη χειμερινή περίοδο οι καταναλωτές βρίσκονται σπίτι κατά τις βραδινές ώρες όπου και συναντάμε τις χαμηλότερες θερμοκρασίες της ημέρας.



Τα προηγούμενα σχήματα μας έδωσαν μια σαφή εικόνα για τη συμπεριφορά της ζήτησης ενός μέσου νοικοκυριού μέσα στο έτος. Όμως, εξίσου κρίσιμη είναι η καθημερινή συμπεριφορά της καμπύλης ζήτησης. Στο **Σχήμα 3.4** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατανάλωση ισχύος σε kW ανά ώρα, όπου φανερώνει πως οι οικιακοί καταναλωτές έχουν αυξημένες ανάγκες κατά τις απογευματινές και βραδινές ώρες της ημέρας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι τις πρωινές και τις μεσημβρινές ώρες η πλειοψηφία των καταναλωτών βρίσκεται στο χώρο εργασίας του και έτσι δεν υπάρχει ταυτοχρονισμός της μέγιστης ζήτησης με τη μέγιστη παραγωγή του Φ/Β, που είναι κατά τις μεσημβρινές ώρες όπως θα δούμε και στη συνέχεια. Το πρόβλημα αυτό μπορεί να λύσει το Net Metering με την έμμεση αποθήκευση στο δίκτυο. Όμως, η λύση αυτή βελτιώνεται με την τοπική αποθήκευση της πλεονάζουσας φωτοβολταϊκής ενέργειας, χρησιμοποιώντας συστήματα αποθήκευσης ενέργειας [37]. Με τον τρόπο αυτό, η αναντιστοιχία μεταξύ της ζήτησης και της Φ/Β παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται αποτελεσματικά, ενισχύοντας την ανθεκτικότητα του συστήματος ισχύος [38]. Επιπλέον, προσφέρεται η δυνατότητα στον οικιακό αυτοπαραγωγό να αποφύγει τη χρήση του δικτύου και να μειώσει τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις αυξάνοντας, έτσι, το όφελός του.



Τέλος, στο **Σχήμα 3.5** παρουσιάζεται η ισχύς του φορτίου σε kW για μια χειμερινή ημέρα (24 Φεβρουαρίου) και μια θερινή ημέρα (6 Ιουνίου). Οι ημέρες αυτές επιλέχθηκαν για να δούμε το χάσμα μεταξύ μιας χειμερινής ημέρας με αρκετά υψηλό φορτίο και μιας θερινής ημέρας με αρκετά χαμηλό φορτίο (συγκριτικά με τις υπόλοιπες ημέρες της περιόδου αυτής).



Σχήμα 3.5: Ισχύς φορτίου για μία χειμερινή και μια θερινή ημέρα του έτους.

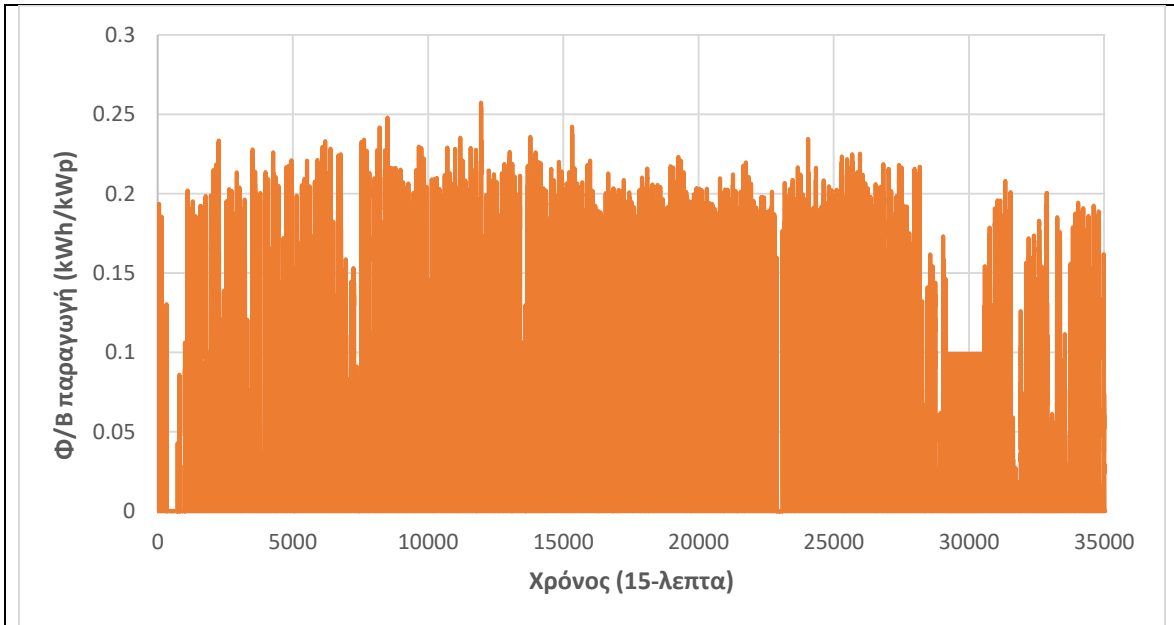
3.1.2 Χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής οικιακού αυτοπαραγωγού στην Αττική

Το προφίλ Φ/Β παραγωγής που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις βασίζεται σε ανώνυμες μετρήσεις έξυπνου μετρητή από φωτοβολταϊκή εγκατάσταση στην περιοχή Αττικής, προκειμένου να ληφθούν υπόψη τυχόν δυσκολίες (π.χ. σκίαση, όχι βέλτιστος προσανατολισμός και απόκλιση κ.λπ.). Επιλέχθηκαν τα Φ/Β στέγης, καθώς είναι πιο πιθανό τα οικιακά Φ/Β συστήματα με αποθήκευση να διαθέτουν την φωτοβολταϊκή εγκατάσταση στην οροφή παρά στο έδαφος. Χρησιμοποιήθηκε Φ/Β σύστημα περίπου 20 kW προκειμένου να προσομοιωθεί η λειτουργία αυτών των Φ/Β συστημάτων. Η χρονοσειρά κανονικοποιήθηκε σύμφωνα με το μέγεθος του Φ/Β συστήματος που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις. Η αναμενόμενη ετήσια παραγωγή προέκυψε 1575,9 kWh/kWp, ενώ ο συντελεστής χρησιμοποίησης¹¹ του Φ/Β είναι περίπου 18%.

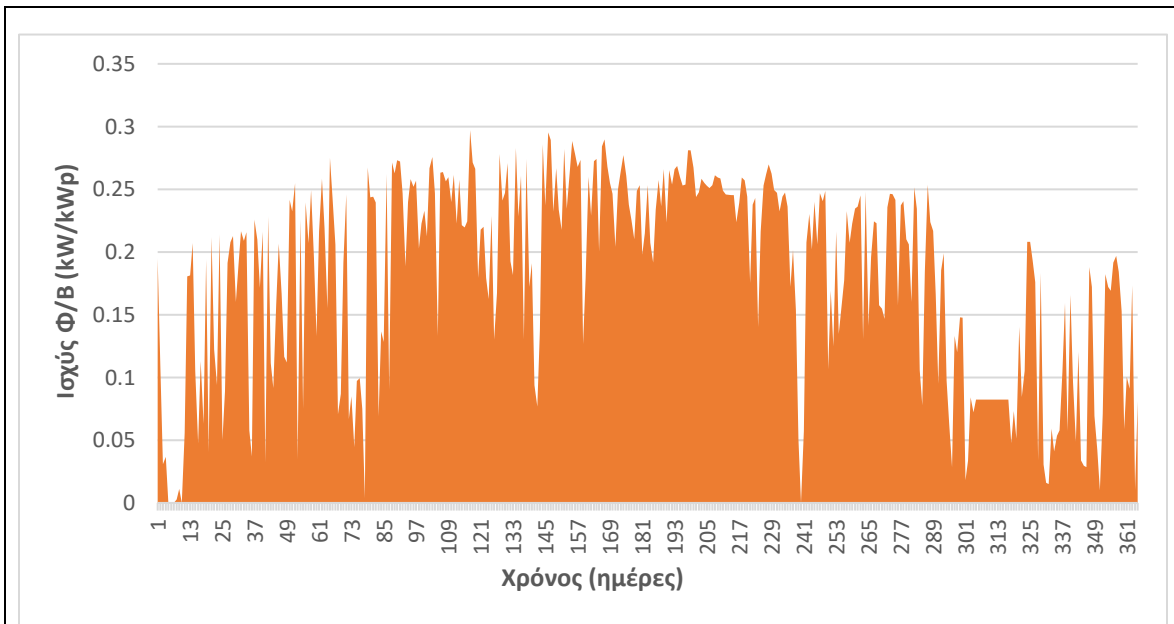
Στα επόμενα σχήματα παρουσιάζεται η χρονοσειρά της Φ/Β παραγωγής ενός οικιακού αυτοπαραγωγού σε kWh ή kW ανά εγκατεστημένο kW (kWh/kWp ή kW/kWp). Συνεπώς, ανάλογα με το μέγεθος του Φ/Β συστήματος που θα επιλεγεί για τις προσομοιώσεις, θα γίνει αναγωγή των μετρήσεων αυτών στο συγκεκριμένο μέγεθος συστήματος. Στο **Σχήμα 3.6** φαίνονται οι μετρήσεις που πραγματοποιήθηκαν κατά το διάστημα ενός έτους για την παραγωγή ενέργειας του οικιακού αυτοπαραγωγού σε kWh/kWp. Οι μετρήσεις αυτές πραγματοποιήθηκαν, επίσης, ανά δεκαπεντάλεπτο και για αυτό είναι στο σύνολο 35.040. Από το σχήμα αυτό, παρατηρούμε ότι η παραγωγή είναι χαμηλότερη (κατά μέσο όρο) κατά τους χειμερινούς μήνες αφού υπάρχουν αρκετές ημέρες με μικρή παραγωγή. Αυτό προφανώς συμβαίνει γιατί κατά τη θερινή περίοδο υπάρχει μεγαλύτερη ηλιοφάνεια κατά μέσο όρο συγκριτικά με τη χειμερινή.

¹¹ Ως συντελεστής χρησιμοποίησης ορίζεται ο λόγος της πραγματικής παραγωγής ενέργειας του Φ/Β για μία περίοδο προς τη μέγιστη δυνατή παραγωγή ενέργειας κατά την περίοδο αυτή.

Το γεγονός αυτό διακρίνεται και στο **Σχήμα 3.7** όπου φαίνεται η ημερήσια παραγωγή ισχύος σε kW/kWp για όλο το έτος.



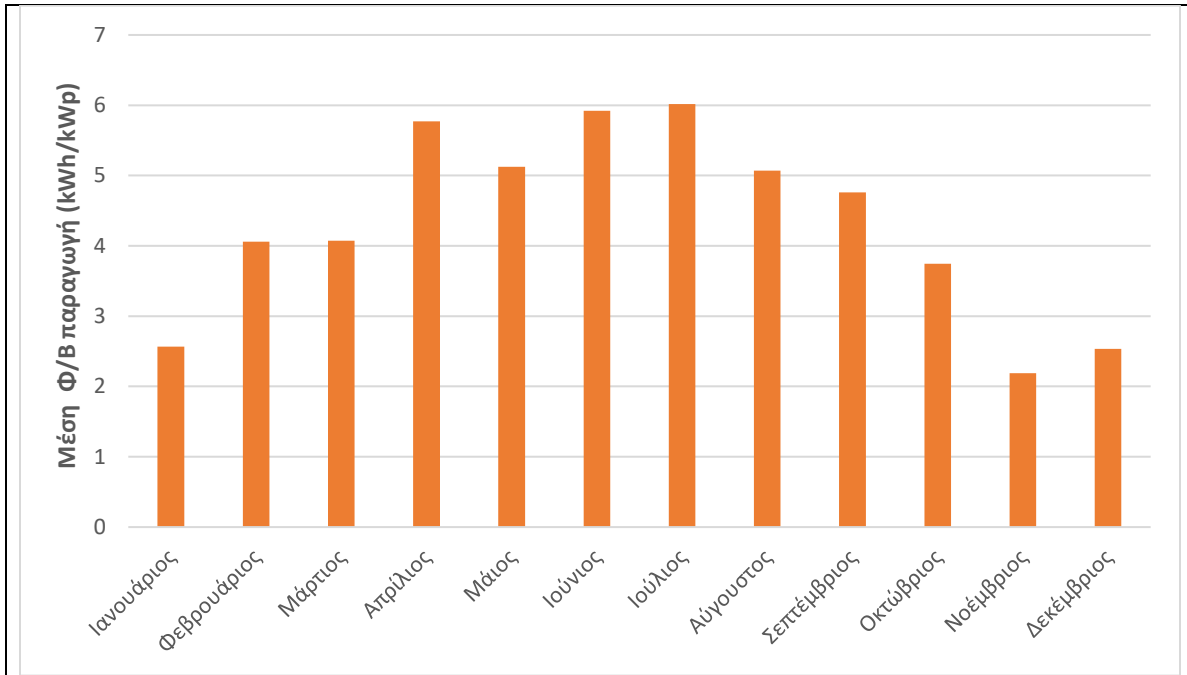
Σχήμα 3.6: Χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής ενέργειας οικιακού αυτοπαραγωγού ανά εγκατεστημένο kW σε μετρήσεις δεκαπενταλέπτου.



Σχήμα 3.7: Χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής ισχύος οικιακού αυτοπαραγωγού ανά ημέρα ανά εγκατεστημένο kW.

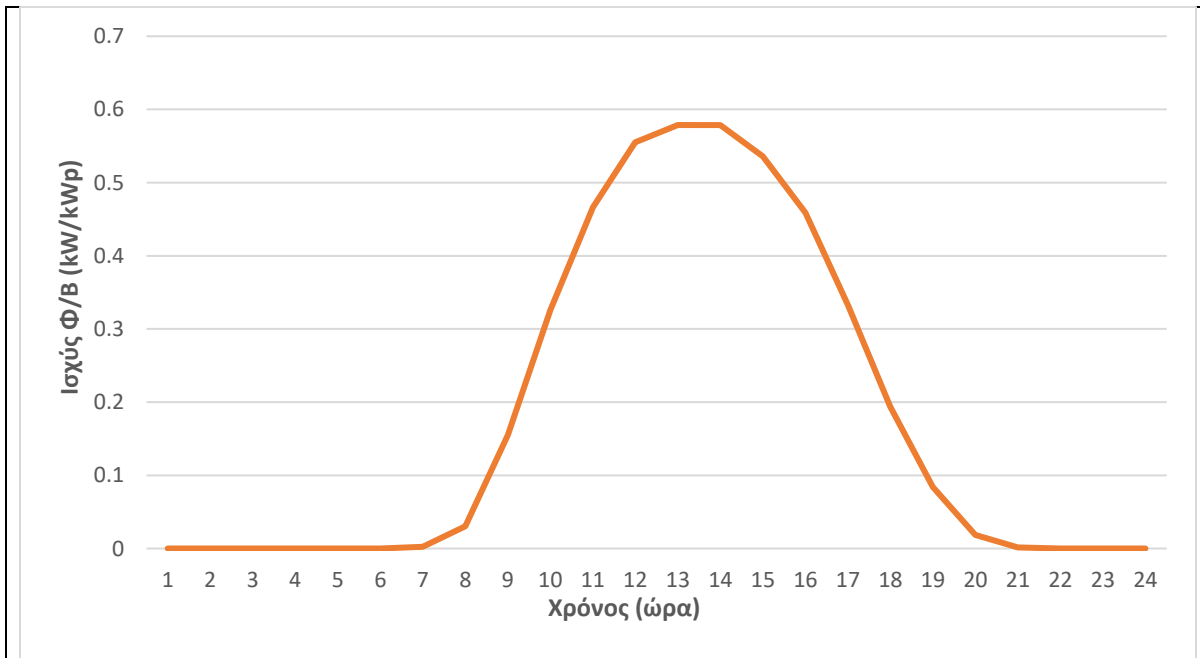
Για την καλύτερη κατανόηση της διαφοράς στην παραγωγή μεταξύ των δύο περιόδων, δημιουργήθηκε και ένα γράφημα με τη μέση μηνιαία παραγωγή ενέργειας σε kWh/kWp για κάθε μήνα του χρόνου. Το

Σχήμα 3.8 παρουσιάζει το γράφημα αυτό. Έτσι, γίνεται εμφανές ότι η παραγωγή κατά τους θερινούς μήνες είναι κατά μέσο όρο αρκετά μεγαλύτερη.



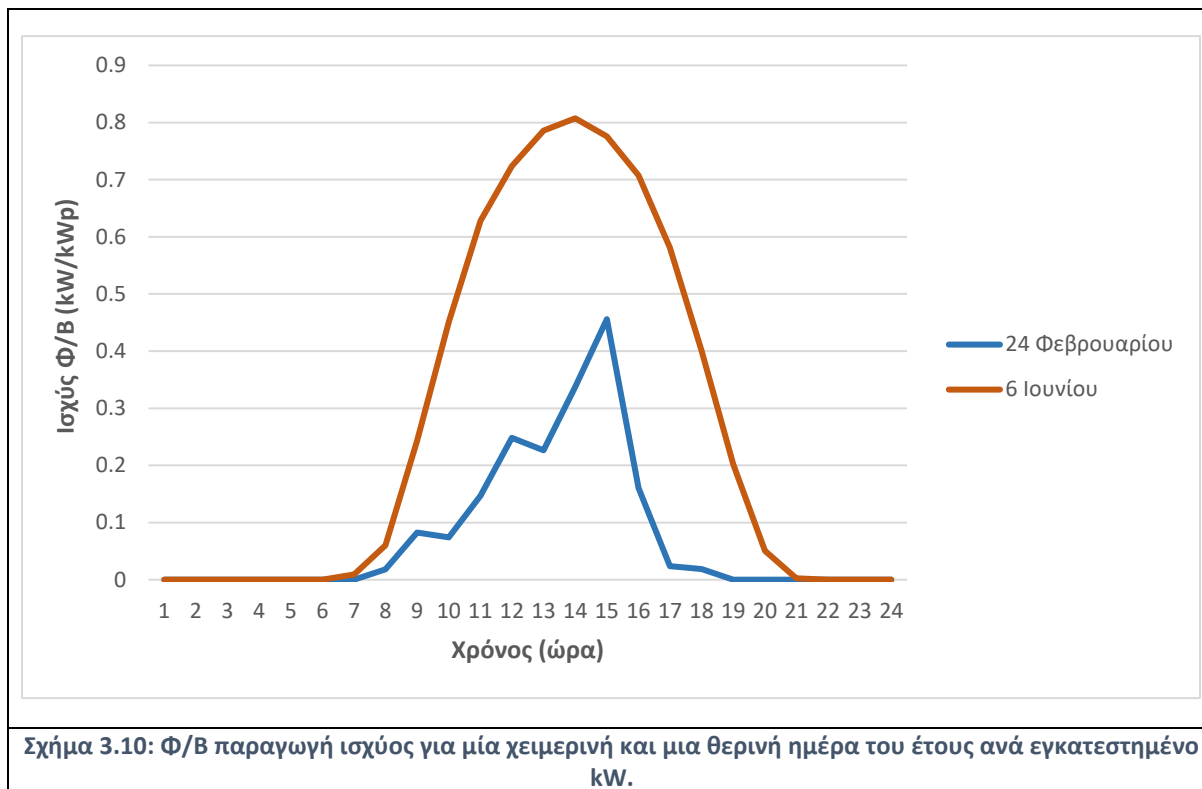
Σχήμα 3.8: Μέση μηνιαία Φ/Β παραγωγή ενέργειας οικιακού αυτοπαραγωγού ανά εγκατεστημένο kW.

Στη συνέχεια, στο **Σχήμα 3.9** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή ισχύος σε kW/kWp ανά ώρα όπου φανερώνει πως το Φ/Β σύστημα παράγει ισχύ για δώδεκα περίπου ώρες ημερησίως (8:00 – 20:00) και κορυφώνεται κατά τις μεσημβρινές ώρες.



Σχήμα 3.9: Μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή ισχύος οικιακού αυτοπαραγωγού ανά εγκατεστημένο kW.

Τέλος, στο **Σχήμα 3.10** παρουσιάζεται η Φ/Β παραγωγή ισχύος για μια χειμερινή ημέρα (24 Φεβρουαρίου) και μια θερινή ημέρα (6 Ιουνίου). Σημειώνεται ότι η 6^η Ιουνίου είναι μια ημέρα με υψηλή παραγωγή, αντίθετα με την 24^η Φεβρουαρίου όπου η παραγωγή είναι αρκετά χαμηλή.



3.2 Φ/Β σύστημα

Η αρχή λειτουργίας των Φ/Β συστημάτων στηρίζεται στην άμεση μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική τάση με τη βοήθεια ημιαγωγών που ενεργοποιούνται στο φάσμα του ηλιακού φωτός. Το φαινόμενο αυτό ονομάζεται Φωτοβολταϊκό φαινόμενο και στηρίζεται στη λειτουργία των Φ/Β στοιχείων (κυψελών). Η Φ/Β κυψέλη είναι μια ηλεκτρονική διάταξη που παράγει ηλεκτρική ενέργεια όταν δέχεται ακτινοβολία. Συνδέοντας μεμονωμένες κυψέλες δημιουργούνται τα φωτοβολταϊκά πλαίσια που μπορούν να παράγουν ηλεκτρισμό, ενώ συνδέοντας τα πλαίσια μεταξύ τους δημιουργούνται φωτοβολταϊκές συστοιχίες. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι συνεχούς τάσης (DC) και μετατρέπεται σε εναλλασσόμενη τάση (AC) με τη βοήθεια του αντιστροφέα (inverter) [39], [40].

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία κατατάσσονται, ανάλογα με το υλικό κατασκευής τους, σε Φ/Β στοιχεία μονοκρυσταλλικού πυριτίου (mono-Si), πολυκρυσταλλικού πυριτίου (poly-Si), λεπτών υμενίων (ribbon) και άμορφου πυριτίου (a-Si). Μέχρι τώρα, σχεδόν το 90% των Φ/Β κυψελών έχουν κατασκευαστεί από κρυσταλλικό πυρίτιο. Αν και δεν είναι το ιδανικό υλικό για τις κυψέλες, είναι το δεύτερο σε αφθονία στοιχείο στο φλοιό της γης και είναι ευρέως διαθέσιμο. Το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο (mono-Si) έχει απόδοση περίπου 17%, το πολυκρυσταλλικό πυρίτιο περίπου 14-16%. Η τελευταία τεχνολογική ανάπτυξη έχει οδηγήσει στις κυψέλες λεπτού υμενίου, ως μια άλλη επιλογή στο μέλλον. Αυτές οι κυψέλες μπορούν να παραχθούν σε χαμηλότερο κόστος, αφού είναι πολύ λεπτές. Το άμορφο πυρίτιο διατηρεί την απόδοση του σε υψηλότερες θερμοκρασίες λειτουργίας, γεγονός που του παρέχει

συγκριτικό πλεονέκτημα έναντι όλων των υπόλοιπων Φ/Β στοιχείων, όμως η απόδοση του είναι μόλις 6% [41].

3.2.1 Χαρακτηριστικά Φ/Β συστήματος που επιλέχθηκε

Το Φ/Β σύστημα που επιλέχθηκε για την διεξαγωγή των προσομοιώσεων στην εργασία αυτή είναι Φ/Β σύστημα στέγης και τεχνολογίας μονοκρυσταλλικού πυριτίου λόγω της απόδοσης και της ωρίμανσης που την χαρακτηρίζει. Αν και οι εγγυήσεις που δίνονται από τους κατασκευαστές για τις Φ/Β γεννήτριες μονοκρυσταλλικού πυριτίου είναι περισσότερο από 25 χρόνια καλής λειτουργίας, η διάρκεια ζωής του Φ/Β συστήματος για τη μελέτη αυτή θεωρήθηκε ότι είναι τα 20 έτη για να μην αποκλίνουμε πολύ από τη διάρκεια ζωής μιας μπαταρίας που φτάνει κι αυτή τα 20 έτη στην καλύτερη περίπτωση. Κατά τη διάρκεια ζωής του Φ/Β συστήματος θεωρήθηκε, επίσης, ότι η απόδοση του παραμένει σταθερή. Στην πραγματικότητα η απόδοσή του μειώνεται κατά 0,5-1% ετησίως.

Για την επιλογή του μεγέθους του συστήματος, καθοριστικό ρόλο έπαιξε το γεγονός ότι το σύστημα λειτουργεί υπό την πολιτική του Net Metering. Στην περίπτωση αυτή, είναι ενδεδειγμένο να λαμβάνεται υπόψη η ετήσια κατανάλωση της εγκατάστασης στην οποία θα συνδεθεί το Φ/Β σύστημα. Δεδομένου ότι τυχόν πλεόνασμα εγχεόμενης ενέργειας μετά τη διενέργεια του συμψηφισμού κατά τη λήξη του κύκλου δεν αποζημιώνεται, η ετήσια παραγόμενη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό σύστημα δεν ωφελεί να υπερβαίνει την συνολική ετήσια κατανάλωση. Η αύξηση του μεγέθους του Φ/Β δεν οδηγεί σε αναλογική αύξηση και της αυτονομίας του συστήματος, καθώς δεν μπορεί να αξιοποιηθεί όλο το πλεόνασμα ΦΒ παραγωγής που εμφανίζεται. Επομένως, η ισχύς του συστήματος θα πρέπει να επιλέγεται με γνώμονα τις ετήσιες ενεργειακές ανάγκες. Εξαιτίας αυτού επιλέχθηκε Φ/Β σύστημα που εκτιμάται ότι θα παράγει 1 MWh/MWh φορτίου.

Σύμφωνα με την Ενότητα 3.1, οι ετήσιες ανάγκες του καταναλωτή που εξετάζεται αντιστοιχούν σε 5000 kWh, ενώ η αναμενόμενη ετήσια παραγωγή αντιστοιχεί σε 1575,9 kWh/kWp. Οπότε για την επίτευξη Φ/Β συστήματος δυνατότητας παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου αρκεί να επιλέξουμε σύστημα μεγέθους που φαίνεται στην (3.1).

$$P_{NOM} = \frac{SE_{LOAD}(kWh)}{S_{PV,EST}(kWh/kW)} = \frac{5000 kWh}{1575,9 kWh/kW} = 3,17 kW \text{ (3.1)}$$

Όπου: P_{NOM} = η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β (kW)

SE_{LOAD} = η ετήσια κατανάλωση ενέργειας (kWh)

$S_{PV,EST}$ = η αναμενόμενη ετήσια Φ/Β παραγωγή ανά εγκατεστημένο kW (kWh/kW)

3.2.2 Κόστος Φ/Β συστήματος

Το κόστος του Φ/Β συστήματος αποτελείται από δύο μέρη: το κόστος επένδυσης και το κόστος συντήρησης. Το κόστος επένδυσης περιλαμβάνει το κόστος των Φ/Β πάνελ, το κόστος του αντιστροφέα, τα κόστη εγκατάστασης, καθώς και το κόστος των αδειών. Λαμβάνοντας υπόψη και το ΦΠΑ που για την Ελλάδα είναι 24%, το κόστος επένδυσης ανέρχεται στα 1300 €/kWp του Φ/Β συστήματος και υπολογίζεται από την (3.2). Το κόστος συντήρησης περιλαμβάνει τα ετήσια κόστη λειτουργίας και

συντήρησης του συστήματος και ισοδυναμεί με 3% του συνολικού κόστους επένδυσης και υπολογίζεται από την (3.3).

$$CC_{PV} = P_{NOM} * PV_{COST} \quad (3.2)$$

Όπου: CC_{PV} = το κόστος επένδυσης του Φ/Β συστήματος (€).

P_{NOM} = η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β (kWp).

PV_{COST} = το κόστος αγοράς του Φ/Β συστήματος (€/kWp).

$$OM_{PV} = OM_{PV(\%)} * CC_{PV} \quad (3.3)$$

Όπου: OM_{PV} = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης του Φ/Β συστήματος (€).

CC_{PV} = το κόστος επένδυσης του Φ/Β συστήματος (€).

$OM_{PV(\%)}$ = το ποσοστό του κόστους επένδυσης που αντιστοιχεί στις ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (%).

Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης αντίθετα με το επενδυτικό κόστος, δεν εξοφλούνται στην αρχή της επένδυσης αλλά ανά τακτά χρονικά διαστήματα μέσα σε κάθε έτος της διάρκειας ζωής της επένδυσης. Έτσι, δεν μπορούμε να υπολογίσουμε το συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης με την ίδια ευκολία εξαιτίας του ότι η χρονική αξία του χρήματος στα χρηματοοικονομικά, υπαγορεύει πως ο χρόνος έχει επιπτώσεις στην αξία των ταμειακών ροών. Συνεπώς, αν θέλουμε να υπολογίσουμε το συνολικό αυτό κόστος θα πρέπει να αναγάγουμε τα ετήσια αυτά κόστη στην αρχή της επένδυσης. Για το σκοπό αυτό θα θεωρήσουμε ότι οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης του Φ/Β συστήματος πραγματοποιούνται στο τέλος κάθε έτους και χρησιμοποιώντας ένα κατάλληλο επιτόκιο αναγωγής (προεξοφλητικό επιτόκιο) θα κάνουμε τον υπολογισμό (3.4) [42]. Το επιτόκιο αναγωγής που χρησιμοποιείται σε αυτή τη μελέτη είναι 5%.

$$SOM_{PV} = \left(\sum_{t=1}^N OM_{PV} * \frac{1}{(1+d)^t} \right) \quad (3.4)$$

Όπου: SOM_{PV} = το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του Φ/Β συστήματος στη διάρκεια ζωής της επένδυσης (€).

OM_{PV} = το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης του Φ/Β συστήματος (€).

N = η διάρκεια ζωής της επένδυσης (έτη)

d = το επιτόκιο αναγωγής (%)

3.3 Οικιακό σύστημα αποθήκευσης

Το ενδιαφέρον για την αποθήκευση ενέργειας αυξάνεται ραγδαία και δεν πρόκειται μόνο πια για την περίπτωση των αυτόνομων συστημάτων. Η αποθήκευση συμβάλλει στην επίλυση προβλημάτων μεταβλητότητας με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και προσφέρει επιπλέον οικονομικό όφελος στους αυτοπαραγωγούς. Η προσθήκη ενός συστήματος αποθήκευσης σε ένα οικιακό Φ/Β σύστημα που συνδέεται με το δίκτυο επιτρέπει, επίσης, στη Φ/Β συστοιχία να διατηρεί την παροχή ισχύος σε κρίσιμα φορτία όταν υπάρχει διακοπή από το δίκτυο, ενώ σε άλλη περίπτωση θα χρειαζόταν να αποσυνδεθεί και

να αποφύγει να παράγει ενέργεια αφού τυχόν πλεόνασμα δεν θα μπορούσε να διοχετευτεί στο δίκτυο. Η αποθήκευση μπορεί, επίσης, να βοηθήσει τους εμπορικούς καταναλωτές να μειώσουν τις αιχμές της ζήτησης, μειώνοντας σημαντικά τους λογαριασμούς ενέργειας. Επιπλέον, χρησιμοποιείται ακόμη και σε επίπεδο κοινής ωφέλειας για την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών στο δίκτυο [43]. Η ανάγκη για αποθήκευση αυξάνεται καθώς τα κράτη στρέφονται προς την προώθηση της αυτοκατανάλωσης με αποθήκευση.

Στην Ενότητα 1.4 έγινε περιγραφή όλων των τύπων των συστημάτων που αξιοποιούνται στην αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Στις οικιακές εφαρμογές, όμως, η τεχνολογία που γνωρίζει τη μεγαλύτερη αποδοχή είναι η ηλεκτροχημική αποθήκευση μέσω των μπαταριών λόγω του μικρού μεγέθους τους αλλά και της καλής τους απόδοσης.

Οι μπαταρίες αποτελούνται από επιμέρους κελιά (κυψέλες) συνδεδεμένα σε σειρά. Οι κυψέλες μιας μπαταρίας είναι ηλεκτροχημικά στοιχεία που αποτελούνται από δύο ηλεκτρόδια βυθισμένα σε ένα διάλυμα ηλεκτρολύτη. Μια κυψέλη μπορεί να θεωρηθεί ως η μικρότερη μονάδα μιας μπαταρίας που είναι ικανή να παράγει τάση και να εκτελεί τις λειτουργίες της μπαταρίας μόνη της. Πολλοί συνδυασμοί χημικών ενώσεων μπορούν να συνδυαστούν για να δημιουργήσουν μια κυψέλη. Το ρεύμα που παράγουν οι κυψέλες είναι αποτέλεσμα χημικών αντιδράσεων που συμβαίνουν μεταξύ των ηλεκτροδίων και του ηλεκτρολύτη. Επομένως, μια ηλεκτροχημική κυψέλη μετατρέπει τη χημική ενέργεια σε ηλεκτρική.

Τα οφέλη από τη χρήση μιας μπαταρίας σε ένα οικιακό Φ/Β σύστημα, με την κατάλληλη διαχείριση, είναι πολλά τόσο για τον αυτοπαραγωγό όσο και για το διαχειριστή του δικτύου [27], [44], [45], [46], [47]:

1. Μεγιστοποίηση ιδιοκατανάλωσης και αυτονομίας: Τα επιχειρήματα όπως η συνεχής άνοδος της λιανικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, οι συσσωρευμένες διακοπές, η χρηματοπιστωτική κρίση και η μείωση των επιδοτήσεων, ενισχύουν την ιδέα ότι η αυτονομία (εκτός δικτύου) ή τουλάχιστον η μικρότερη εξάρτηση από αυτό είναι μια ελκυστική λύση. Η εγκατάσταση μιας μπαταρίας σε ένα οικιακό Φ/Β σύστημα εξασφαλίζει μικρότερη εξάρτηση από το δίκτυο ενισχύοντας την ιδιοκατανάλωση και την αυτονομία του αυτοπαραγωγού.
2. Οικονομικό όφελος αυτοπαραγωγού: Ανάλογα με την τοποθεσία, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αλλάζει κατά τη διάρκεια της ημέρας, ειδικά το πρωί και τη νύχτα όπου πρόκειται για ώρες αιχμής κατανάλωσης. Έτσι, η αξιοποίηση της αποθηκευμένης ενέργειας κατά τις περιόδους αυτές, όπου η τιμή λιανικής είναι αυξημένη, κρίνεται αρκετά ωφέλιμη για τον αυτοπαραγωγό¹². Επίσης, η μπαταρία θα μπορούσε να φορτίζεται από το δίκτυο¹³ κατά τη διάρκεια των περιόδων χαμηλής ζήτησης, χρησιμοποιώντας ενέργεια χαμηλού κόστους και να καταναλώνεται ή και να πωλείται¹⁴ στη συνέχεια πίσω στο δίκτυο κατά τις περιόδους αιχμής, όταν η ενεργειακή αξία είναι υψηλότερη. Η τακτική αυτή επιφέρει αυξημένο όφελος στον αυτοπαραγωγό.

¹² Ειδικά για την περίπτωση του Net Metering, η αποθήκευση ενέργειας συντελεί στη μείωση της χρήσης του δικτύου και έτσι αποφεύγεται μέρος των ρυθμιζόμενων χρεώσεων.

¹³ Αν αυτό επιτρέπεται από την πολιτική χρέωσης που εφαρμόζεται. Στην Ελλάδα υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού η αγορά ενέργειας από το δίκτυο είναι αδύνατη.

¹⁴ Αν αυτό επιτρέπεται από την πολιτική χρέωσης που εφαρμόζεται. Στην Ελλάδα υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού η πώληση ενέργειας στο δίκτυο είναι αδύνατη.

3. Αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος: Η αποθήκευση επιτρέπει στα φορτία να λειτουργούν ακόμα και κατά τη διάρκεια μιας διακοπής της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας από τον προμηθευτή. Αυτό, βέβαια, μπορεί να συμβεί για περιορισμένα φορτία και περιορισμένο χρόνο έως ότου αδειάσει η μπαταρία.
4. Εξομάλυνση φορτίου: Η αποθήκευση καταφέρνει να εξομαλύνει τη καμπύλη φορτίου των καταναλωτών μεταφέροντας την παραγόμενη ενέργεια στην περίοδο αιχμής της ζήτησης (απογευματινές και βραδινές ώρες). Εκείνη είναι και η περίοδος που λόγω της αυξημένης ζήτησης αξιοποιούνται οι περισσότερες συμβατικές μονάδες, μιας και τότε δεν υπάρχει καθόλου Φ/Β παραγωγή που αποτελεί ένα πολύ μεγάλο μέρος των ΑΠΕ. Έτσι, αυτό θα ωφελήσει το διαχειριστή του δικτύου αφού θα μειωθεί η ανάγκη για εφεδρεία ισχύος από συμβατικές μονάδες που προσθέτουν επιπλέον κόστος.
5. Αποφυγή υπερτάσεων: Η υψηλή διείσδυση της ηλιακής ενέργειας οδηγεί συχνά σε υπέρταση του δικτύου στα σημεία κοινής σύνδεσης. Αυτή η υπέρταση σχετίζεται με περιόδους υψηλής παραγωγής φωτοβολταϊκής ενέργειας. Το ευρωπαϊκό πρότυπο EN50160 ορίζει ότι το 95% της μέσης ενεργούς τάσης (RMS) δεκαλέπτου σε επίπεδο μέσης και χαμηλής τάσης πρέπει να είναι εντός του 10% της ονομαστικής τιμής της τάσεως. Η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να συμβάλει στην αποτροπή των υπερτάσεων αυτών.
6. Επικουρικές υπηρεσίες: Η αποθήκευση μπορεί να εξομαλύνει τις αιχμές του φορτίου και να ακολουθήσει τις μεταβολές του πολύ γρήγορα. Συνεπώς, ο διαχειριστής του δικτύου μπορεί να επωφεληθεί από τη ρύθμιση συχνότητας και την υποστήριξη της τάσης που μπορεί να προσφέρει το σύστημα αποθήκευσης. Φυσικά, η παροχή των υπηρεσιών αυτών από τον αυτοπαραγωγό προϋποθέτει την προσφορά κάποιου κινήτρου ή κάποιας ανταμοιβής από το δίκτυο η οποία εξακολουθεί να είναι πιο συμφέρουσα από μια ενδεχόμενη αναβάθμιση του δικτύου.

Επομένως, η προσθήκη μιας μπαταρίας σε ένα οικιακό Φ/Β σύστημα, αποτελεί το επόμενο βήμα για την εξέλιξη και βελτίωση των οικιακών αυτοπαραγωγών. Παρόλα αυτά, υπάρχουν πολλές παράμετροι που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη πριν προβεί κανείς σε μια τέτοια επένδυση. Οι παράμετροι αυτοί αναλύονται σε αυτό το κεφάλαιο.

3.3.1 Χαρακτηριστικά συστήματος αποθήκευσης

Τα κύρια χαρακτηριστικά μιας μπαταρίας είναι [31], [46], [48], [49]:

- Εγκατεστημένη χωρητικότητα (C_B): Αποτελεί την ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας και μετριέται σε kWh. Συνήθως δεν αξιοποιείται η ονομαστική χωρητικότητα μιας μπαταρίας παρά μόνο μέρος αυτής.
- Κατάσταση φόρτισης (State of Charge, SOC): Ο λόγος της αποθηκευμένης ενέργειας της μπαταρίας (kWh) προς την τρέχουσα αξιοποιήσιμη¹⁵ χωρητικότητά της (kWh), όπως παρουσιάζεται στην (3.5) [50]. Το μέγεθος αυτό χρησιμοποιείται για την εύρεση της στάθμης φόρτισης της μπαταρίας ανά πάσα στιγμή.

$$SOC_i = \frac{E_{B,i}}{C_{B,i}} \quad (3.5)$$

¹⁵ Λόγω της υποβάθμισης που υφίσταται η χωρητικότητα της μπαταρίας από τη χρήση.

Όπου: SOC_i = η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας το δεκαπεντάλεπτο¹⁶ i (%).

$E_{B,i}$ = η αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία το δεκαπεντάλεπτο i (kWh).

$C_{B,i}$ = η αξιοποιήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας το δεκαπεντάλεπτο i (kWh).

Η θέση ορίων στο SOC είναι μια καθιερωμένη τακτική για την επιμήκυνση της ζωής μιας μπαταρίας (3.6) [51].

$$SOC^{min} \leq SOC_i \leq SOC^{max} \quad (3.6)$$

Όπου: SOC^{min} = το ελάχιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης της μπαταρίας (%).

SOC_i = η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας το δεκαπεντάλεπτο i (%).

SOC^{max} = το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης της μπαταρίας (%).

- **Βάθος εκφόρτισης (Depth of Discharge, DOD):** Ο λόγος της μέγιστης ενέργειας εκφόρτισης κατά τη διάρκεια ενός κύκλου (kWh) προς την τρέχουσα αξιοποιήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh), όπως παρουσιάζεται στην (3.7). Όσο πιο πολλές βαθιές εκφορτίσεις κάνει μια μπαταρία, τόσο πιο γρήγορα υποβαθμίζεται η χωρητικότητά της. Έτσι, το DOD εκφράζει τη μέγιστη ποσοστιαία εκφόρτιση που μπορεί να πραγματοποιήσει μια μπαταρία κατά τη διάρκεια ενός κύκλου. Η συνηθέστερη τιμή DOD για μια μπαταρία λιθίου είναι 80%.

$$DOD = \frac{E_{B,max(cycle)}}{C_{B,i}} \quad (3.7)$$

Όπου: $E_{B,max(cycle)}$ = η μέγιστη ενέργεια εκφόρτισης της μπαταρίας κατά τη διάρκεια ενός κύκλου (kWh).

$C_{B,i}$ = η αξιοποιήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας το δεκαπεντάλεπτο i (kWh).

Το βάθος εκφόρτισης μπορεί, επίσης, να υπολογιστεί και από τη διαφορά του μέγιστου με το ελάχιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης της μπαταρίας, όπως φαίνεται στην (3.8).

$$DOD = SOC^{max} - SOC^{min} \quad (3.8)$$

Όπου: SOC^{max} = το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης της μπαταρίας (%).

SOC^{min} = το ελάχιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης της μπαταρίας (%).

- **Χρήσιμη χωρητικότητα ($C_U \leq C_B$):** Το μέγεθος της χωρητικότητας σε kWh που προτείνεται να αξιοποιηθεί, σύμφωνα με τις προδιαγραφές του κατασκευαστή, για να μην υπάρξει πρόωρη γήρανση της μπαταρίας. Εφόσον έχουν επιλεγεί τα όρια μέγιστης και ελάχιστης φόρτισης της μπαταρίας, η χρήσιμη χωρητικότητα μπορεί να υπολογιστεί από την (3.9).

$$C_U = (SOC^{max} - SOC^{min}) * C_B = DOD * C_B \quad (3.9)$$

¹⁶ Επιλέγεται η αναφορά σε τιμές δεκαπενταλέπτου όπως είναι και οι μετρήσεις του φορτίου και της Φ/Β παραγωγής που έχουμε στη διάθεσή μας.

Όπου: SOC^{max} = το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης της μπαταρίας (%).

SOC^{min} = το ελάχιστο επιτρεπόμενο όριο φόρτισης της μπαταρίας (%).

C_B = η εγκατεστημένη χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh).

DOD = το βάθος εκφόρτισης της μπαταρίας (%).

- **Πλήρης κύκλος (Cycle):** Η πλήρης εκφόρτιση και φόρτιση ενός συστήματος αποθήκευσης όσον αφορά τη χρήσιμη χωρητικότητά του.
- **Ισοδύναμοι πλήρεις κύκλοι (Cycles_E):** Ο λόγος της συνολικής ενέργειας εκφόρτισης (kWh) σε ένα χρονικό διάστημα προς τη χρήσιμη χωρητικότητα (kWh). Με την αξιοποίηση του λόγου αυτού γίνεται δυνατός ο υπολογισμός του αριθμού των πλήρων κύκλων που πραγματοποιήσει η μπαταρία μέσα σε ένα ορισμένο διάστημα (3.10).

$$Cycles_E = \frac{SE_{B,dis}}{C_U} \quad (3.10)$$

Όπου: $SE_{B,dis}$ = η συνολική ενέργεια εκφόρτισης για ένα διάστημα (kWh).

C_U = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh).

- **Συνολικός βαθμός απόδοσης (Round-trip efficiency, n_{RT}):** Ο λόγος της ενέργειας εξόδου (kWh) προς την ενέργεια εισόδου (kWh) ενός συστήματος αποθήκευσης κατά τη διάρκεια ενός κύκλου. Για τις τεχνολογίες μπαταριών, αναφέρεται σαν αποδοτικότητα DC / DC, ενώ για μηχανικά συστήματα εκφράζεται σε όρους AC / AC. Εκφράζει ουσιαστικά την ποσότητα της καθαρής ενέργειας που εκμεταλλεύεται η μπαταρία αν αφαιρεθούν οι απώλειες από ολόκληρο το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία – αντιστροφείας). Ο υπολογισμός του συνολικού βαθμού απόδοσης παρουσιάζεται στην (3.11).

$$n_{RT} = n_{inv}^2 * n_B \quad (3.11)$$

Όπου: n_{inv} = ο βαθμός απόδοσης του inverter.

n_B = ο βαθμός απόδοσης της μπαταρίας.

Σημειώνεται ότι ο βαθμός απόδοσης της μπαταρίας αποτελείται από το γινόμενο του βαθμού απόδοσης φόρτισης με το βαθμό απόδοσης εκφόρτισης όπως φαίνεται στην (3.12).

$$n_B = n_{ch} * n_{dis} \quad (3.12)$$

Στην εργασία αυτή θεωρήθηκε ότι οι απώλειες του συστήματος αποθήκευσης, τόσο κατά την φόρτιση όσο και κατά την εκφόρτιση, είναι 10%. Για λόγους απλότητας θεωρήθηκε ότι ο βαθμός απόδοσης του inverter είναι ιδανικός ($n_{inv} = 1$). Συνεπώς, ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υπολογίστηκε 81% με βάση την (3.13).

$$n_{RT} = n_B = n_{ch} * n_{dis} = 0,9 * 0,9 = 0,81 \quad (3.13)$$

Όπου: n_B = ο βαθμός απόδοσης της μπαταρίας.

n_{ch} = ο βαθμός απόδοσης της φόρτισης.

n_{dis} = ο βαθμός απόδοσης της εκφόρτισης.

- **Αυτοεκφόρτιση:** Η συνεχής απώλεια αποθηκευμένης ενέργειας ως αποτέλεσμα εσωτερικών διεργασιών (μπαταρίες), τριβών (flywheels) ή διαρροών (υδραυλική αντλησιοταμίευση, αποθήκευση υπό μορφής πεπιεσμένου αέρα). Ο ρυθμός αυτοεκφόρτισης συχνά μετριέται σε ποσοστό της απώλειας ενέργειας ανά ημέρα. Η πληροφορία αυτή εμπεριέχεται στις προδιαγραφές του κατασκευαστή.
- **Γήρανση μπαταρίας:** Η γήρανση μιας μπαταρίας οφείλεται σε διεργασίες ηλεκτροχημικής αποικοδόμησης [52], [53], [54] και προκαλεί τη σταδιακή υποβάθμιση της χωρητικότητάς της. Η γήρανση οδηγεί σε μειούμενη παραγωγική ικανότητα και αυξανόμενη εσωτερική αντίσταση που σημαίνει ότι η ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας μειώνεται συνεχώς με την πάροδο του χρόνου. Οι διεργασίες υποβάθμισης λαμβάνουν χώρα τόσο κατά τη λειτουργία (κύκλοι ζωής) όσο και σε περιόδους ανάπαυσης όπου δεν τη διαπερνά ρεύμα (ημερολογιακή διάρκεια ζωής).
- **Ενεργειακή πυκνότητα:** Η ποσότητα ενέργειας που αποθηκεύεται σε μια μπαταρία ανά μονάδα όγκου ή μάζας. Μονάδα μέτρησης της ογκομετρικής ενεργειακής πυκνότητας είναι οι Wh/l, ενώ για τη βαρυμετρική¹⁷ ενεργειακή πυκνότητα οι Wh/kg [55].
- **Κύκλοι ζωής:** Ο αριθμός των (ισοδύναμων) πλήρων κύκλων που μπορούν να πραγματοποιηθούν από ένα σύστημα αποθήκευσης μέχρι το τέλος της ζωής του, υπό συγκεκριμένες συνθήκες. Η γήρανση που οφείλεται στους κύκλους ζωής, είναι αποτέλεσμα της χρήσης της μπαταρίας.
- **Ημερολογιακή διάρκεια ζωής:** Τα κύτταρα μιας μπαταρίας γερνούν ακόμα και όταν δε χρησιμοποιούνται. Η ημερολογιακή διάρκεια ζωής μιας μπαταρίας περιγράφει τη γήρανση λόγω της παρόδου του χρόνου και επηρεάζεται από τη θερμοκρασία περιβάλλοντος και το δυναμικό στο οποίο διατηρείται η μπαταρία.
- **Κατάσταση υγείας (State of Health, SOH):** Ο λόγος της χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh) που μπορεί να αξιοποιηθεί την παρούσα χρονική στιγμή (ύστερα δηλαδή από την όποια υποβάθμιση έχει υποστεί) προς την αρχικά αξιοποιήσιμη (εγκατεστημένη) χωρητικότητα (kWh). Το SOH είναι μια μορφή εκτίμησης της κατάστασης υγείας μιας μπαταρίας σε σύγκριση με την αρχική της κατάσταση. Ο υπολογισμός του για το δεκαπεντάλεπτο i γίνεται με βάση την (3.14).

$$SOH_i = \frac{C_{B,i}}{C_B} \quad (3.14)$$

Όπου: $C_{B,i}$ = η αξιοποιήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας το δεκαπεντάλεπτο i (kWh).

C_B = η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh).

- **Τέλος ζωής (End of Life, EoL):** Κριτήριο για τον υπολογισμό της λήξης της ζωής μιας μπαταρίας, ανάλογα με την τεχνολογία της και την εφαρμογή. Συνήθως, μια μπαταρία ιόντων λιθίου χρήζει αντικατάστασης όταν το SOH μειωθεί στο 80% [46], [55], [56].

3.3.2 Τεχνολογίες μπαταριών

Η πρώτη απόφαση που καλείται να πάρει ένας αυτοπαραγωγός που εξετάζει μία ενδεχόμενη επένδυση σε σύστημα αποθήκευσης είναι η επιλογή του κατάλληλου τύπου μπαταρίας. Υπάρχει μια ποικιλία

¹⁷ Ο ακριβής όρος για τη βαρυμετρική ενεργειακή πυκνότητα είναι η ειδική ενέργεια.

τύπων μπαταριών για αυτές τις εφαρμογές, όμως οι κύριοι τύποι μπαταριών που χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακά συστήματα είναι τέσσερις: α) Μολύβδου – οξέος, β) Ιόντων λιθίου, γ) οξειδοαναγωγικής ροής και δ) νατρίου – χλωριούχου νικελίου [57]. Στην παρούσα εργασία εστιάζουμε στις μπαταρίες μολύβδου – οξέος και ιόντων λιθίου για την επιλογή της κατάλληλης μπαταρίας, μιας και είναι οι πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες σε οικιακά συστήματα. Στη συνέχεια παρουσιάζονται και συγκρίνονται οι διάφορες πτυχές των δύο τεχνολογιών αυτών, με σκοπό την επιλογή της πιο κατάλληλης μπαταρίας.

Μπαταρίες Μολύβδου – Οξέος

Οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος αναπτύχθηκαν για πρώτη φορά πριν από περισσότερα από 150 χρόνια και είναι η παλαιότερη και πιο ευρέως χρησιμοποιούμενη επαναφορτιζόμενη μπαταρία με βάση τον αριθμό των εγκαταστάσεων και τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ. Έχουν μια καλή σχέση κόστους – απόδοσης σε ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών [27], [46].

Σε μια μπαταρία μολύβδου – οξέος, τα ηλεκτρόδια και τα πλέγματα είναι κατασκευασμένα από μολύβδο. Συνήθως υπάρχει κάποιο άλλο πρόσθετο στοιχείο που αναμιγνύεται με το μολύβδο, όπως το ασβέστιο για να του δώσει μηχανική αντοχή. Η πολικότητα της πλάκας προσδιορίζεται από το ενεργό υλικό που τοποθετείται σε φυσική επαφή με το πλέγμα. Το δραστικό υλικό είναι κάποια σύνθεση οξειδίων του μολύβδου. Κάθε κατασκευαστής μπαταριών έχει τη δική του σύνθεση, συνήθως βελτιστοποιημένη για ένα ή περισσότερα χαρακτηριστικά απόδοσης. Ο ηλεκτρολύτης που χρησιμοποιείται είναι το θειικό οξύ. Εξού και το όνομα "μολύβδου – οξέος".

Η βασική χημεία των μπαταριών μολύβδου – οξέος εφαρμόστηκε στην εκκίνηση των κινητήρων από τις αυτοκινητοβιομηχανίες για μεγάλο χρονικό διάστημα. Ακόμη και με όλες τις νέες, εξωτικές εξελίξεις στην τεχνολογία των μπαταριών κατά την τελευταία δεκαετία, οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος εξακολουθούν να προσφέρουν μία από τις πιο οικονομικές εναλλακτικές λύσεις για πολλές εφαρμογές [56].

Ωστόσο, οι μπαταρίες που χρησιμοποιούνται για την εκκίνηση των κινητήρων αυτοκινήτων δεν είναι κατάλληλες για χρήση σε συστήματα αποθήκευσης ενέργειας αφού σε τέτοια συστήματα οι μπαταρίες εκφορτίζονται συχνά μέχρι και το 80%. Στις εφαρμογές που αφορούν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας βρίσκουν εφαρμογή οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος βαθιάς εκφόρτισης και χρησιμοποιούνται αξιόπιστα σε αυτόνομα συστήματα σε παγκόσμιο επίπεδο εδώ και δεκαετίες [43].

Κόστος: Το κόστος των μπαταριών μολύβδου – οξέος κυμαίνεται από 95 €/kWh έως 420 €/kWh και είναι μια από τις πιο οικονομικές λύσεις για ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας [27], [43], [46].

Ρυθμός εκφόρτισης: Η διαθέσιμη χωρητικότητα μιας μπαταρίας μολύβδου – οξέος ποικίλει ανάλογα με την ταχύτητα εκφόρτισης που επιλέγεται. Συγκεκριμένα, η διαθέσιμη χωρητικότητα μειώνεται καθώς το ρεύμα εκφόρτισης αυξάνεται. Όσο μικρότερος είναι ο χρόνος εκφόρτισης, τόσο μικρότερη είναι η διαθέσιμη χωρητικότητα και ενέργεια της μπαταρίας που λαμβάνουμε [58]. Αυτό οφείλεται στην αυξανόμενη εσωτερική αντίσταση των κυψελών εξαιτίας της αύξησης του ρεύματος εκφόρτισης. Το φαινόμενο αυτό ονομάζεται Peukert. Ο τυπικός χρόνος εκφόρτισης για μια μπαταρία μολύβδου – οξέος βαθιάς εκφόρτισης είναι οι 20 ώρες [55].

Βάθος εκφόρτισης: Για συμβατικές μπαταρίες μολύβδου – οξέος, οι κύκλοι ζωής εξαρτώνται σημαντικά από το βάθος εκφόρτισης που εφαρμόζεται ανά κύκλο. Ακόμα και για μέτριες απαιτήσεις σε κύκλους ζωής (για παράδειγμα, μερικές εκατοντάδες κύκλους καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας), το DOD ίσως χρειαστεί να περιοριστεί σε μόλις 30%. Από την άλλη, οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος βαθιάς

εκφόρτισης έχουν βελτιωμένη διάρκεια ζωής για DOD έως 80%, αλλά αυτές είναι ακριβότερες από τις συμβατικές μπαταρίες μολύβδου – οξέος [55].

Τέλος ζωής: Οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος συνήθως αντικαθίστανται όταν το SOH μειωθεί στο 80% της ονομαστικής τους χωρητικότητας [55].

Ημερολογιακή διάρκεια ζωής: Η ημερολογιακή διάρκεια ζωής για μια μπαταρία μολύβδου οξέος ποικίλει ανάλογα με την ποιότητα κατασκευής και τον κατασκευαστή. Μια τυπική μπαταρία μολύβδου – οξέος χρειάζεται από 3 έως 15¹⁸ χρόνια μέχρι την αντικατάστασή της [46].

Κύκλοι ζωής: Οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος γενικά έχουν πολύ λιγότερους κύκλους ζωής σε σχέση με άλλες τεχνολογίες μπαταριών. Οι κύκλοι ζωής μιας τυπικής μπαταρίας μολύβδου – οξέος κυμαίνονται από 250 έως 2500 [46], [57]. Αδυνατούν να επιβιώσουν πολύ καιρό κάτω από τις δύσκολες, γρήγορες και συχνές φορτίσεις-εκφορτίσεις. Ακόμη και εκείνες που έχουν βελτιστοποιηθεί όσον αφορά τους κύκλους ζωής, όταν λειτουργούν με 30% DOD έχουν περίπου τριπλάσια διάρκεια ζωής συγκριτικά με τη λειτουργία τους σε 80% DOD [55].

Ενεργειακή πυκνότητα: Οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος από τη φύση της χημείας και της κατασκευής τους είναι μία από τις μεγαλύτερες (ογκώδεις) και βαρύτερες διαθέσιμες λύσεις αποθήκευσης ενέργειας [55]. Η ενεργειακή τους πυκνότητα κυμαίνεται από 50 Wh/L έως 100 Wh/L [46].

Αυτοεκφόρτιση: Οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος έχουν σχετικά χαμηλή αυτοεκφόρτιση που κυμαίνεται μεταξύ 0.09% και 0.40% ημερησίως.

Βαθμός απόδοσης (BA): Ο BA για μια μπαταρία μολύβδου – οξέος κυμαίνεται σε ένα εύρος 70-90% [46].

Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου εισάχθηκαν στην αγορά πρώτα από τη Sony Corporation στις αρχές της δεκαετίας του 1990. Έγιναν γρήγορα η πιο σημαντική τεχνολογία για τις κινητές ηλεκτρονικές συσκευές ευρείας κατανάλωσης και συνέχισαν να κατακτούν και άλλους τομείς της αγοράς [46].

Ο όρος «ιόντων λιθίου» αναφέρεται σε μια οικογένεια χημικών ουσιών που χρησιμοποιούνται για δευτερεύοντες ή επαναφορτιζόμενες κυψέλες, οι οποίες έχουν ένα κοινό χαρακτηριστικό: η ενέργεια αποθηκεύεται χρησιμοποιώντας ιόντα λιθίου (Li⁺) στην κάθοδο και την άνοδο [46], [55]. Το θετικό ηλεκτρόδιο των μπαταριών ιόντων λιθίου είναι κατασκευασμένο από λιθιοποιημένο μεταλλικό οξειδίο και το αρνητικό ηλεκτρόδιο είναι κατασκευασμένο από γραφίτη. Ένα ενεργό υλικό που ονομάζεται «υγρός ηλεκτρολύτης» τοποθετείται μεταξύ των ηλεκτροδίων, το οποίο επιτρέπει την ανταλλαγή ιόντων λιθίου κατά τη διάρκεια τόσο της διαδικασίας φόρτισης όσο και της εκφόρτισης. Ο υγρός ηλεκτρολύτης είναι κατά κανόνα ένα μικρό πορώδες πολυαιθυλένιο [27].

Τα τελευταία χρόνια οι μπαταρίες ιόντων λιθίου έχουν επωφεληθεί πολύ από σημαντικές επενδύσεις λόγω της ευελιξίας τους που τους επιτρέπει να αναπτυχθούν σε μια ευρεία ποικιλία εφαρμογών, όπως η αποθήκευση ανανεώσιμης ενέργειας. Για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου που αφορούν την ανανεώσιμη ενέργεια υπάρχουν πολλές υποσχόμενες ερευνητικές δραστηριότητες, που σημαίνει ότι θα υπάρξουν συνεχείς βελτιώσεις στον τομέα αυτό όσον αφορά την απόδοση, τη διάρκεια ζωής αλλά και το κόστος τους.

¹⁸ Τα 15 έτη αναφέρονται στην καλύτερη περίπτωση όπου η μπαταρία θα χρησιμοποιείται με αρκετά μικρό βάθος εκφόρτισης (≤30%).

Κόστος: Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι μια σχετικά νέα τεχνολογία και οι προοπτικές μείωσης του κόστους είναι μεγάλες. Το μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον γύρω από αυτές δείχνει ότι το κόστος τους θα εξακολουθεί να μειώνεται και τα επόμενα χρόνια. Το πρόσφατο ιστορικό της μείωσης του κόστους ήταν εντυπωσιακό. Το κόστος της μπαταρίας ιόντων λιθίου για ηλεκτρικά αυτοκίνητα έχει μειωθεί κατά 73% μεταξύ 2010 και 2016 καθώς ο τομέας αυτός αναπτύχθηκε ραγδαία. Όμως ραγδαία είναι και μείωση του κόστους των μπαταριών που αφορούν την αποθήκευση ενέργειας για οικιακά συστήματα. Στη Γερμανία, που υποστηρίζει την ανάπτυξη μικρής κλίμακας συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας από το 2013, η μέση τιμή συστήματος για οικιακά συστήματα αποθήκευσης που προσφέρθηκε στους Γερμανούς πολίτες στις αρχές του 2017 μειώθηκε κατά περίπου 60% σε σύγκριση με την αντίστοιχη τιμή που προσφερόταν στα τέλη του 2016 [46]. Σήμερα, το κόστος μιας μπαταρίας ιόντων λιθίου εκτιμάται ότι κυμαίνεται μεταξύ 300 €/kWh και 900 €/kWh ανάλογα την τεχνολογία και τον κατασκευαστή της μπαταρίας. Μέχρι το 2030 εκτιμάται ότι θα επέλθει μια μείωση στις τιμές αυτές της τάξεως του 60% [46].

Το δυναμικό μείωσης του κόστους των μπαταριών ιόντων λιθίου βασίζεται σε πολλούς παράγοντες. Οι κύριοι τεχνικοί παράγοντες που ενδέχεται να επηρεάσουν σημαντικά το κόστος είναι η αύξηση στην κλίμακα της παραγωγής, οι βελτιώσεις στα υλικά, οι ανταγωνιστικότερες προμήθειες, οι βελτιώσεις των επιδόσεων και το όφελος της επιχειρησιακής πείρας που ανατροφοδοτεί το σχεδιασμό και την ανάπτυξη των μπαταριών. Αυτοί οι παράγοντες δεν αφορούν αποκλειστικά τις μπαταρίες ιόντων λιθίου, καθώς άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης είναι πιθανό να γνωρίσουν παρόμοια δυναμική με την ανάπτυξή τους. Παρόλα αυτά, η κυριαρχία των μπαταριών ιόντων λιθίου στην αγορά των ηλεκτρικών οχημάτων και τις συνέργειες στην ανάπτυξη μπαταριών ιόντων λιθίου που αφορούν τόσο ηλεκτρικά οχήματα όσο και σταθερές εφαρμογές (τομέας που αναπτύσσεται με πρωτοπόρο την Tesla), πρόκειται να επιφέρει υψηλότερη ανάπτυξη κατά πολλές τάξεις μεγέθους στις μπαταρίες ιόντων λιθίου από ότι στις άλλες τεχνολογίες μπαταριών. Αυτό δεν μεταφράζεται σε εξοικονόμηση κόστους πολλών τάξεων μεγέθους, αλλά αυτή η κλιμάκωση μπαταριών ιόντων λιθίου θα έχει ως αποτέλεσμα σημαντικές ευκαιρίες μείωσης του κόστους [46], [57].

Ρυθμός εκφόρτισης: Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου έχουν χωρητικότητα σχεδόν ανεξάρτητη από το ρεύμα εκφόρτισης και έτσι χαρακτηρίζονται από υψηλό ρυθμό εκφόρτισης [43], [46], [55], [59]. Η διακύμανση από την ονομαστική χωρητικότητα είναι μικρή ακόμα σε υψηλά ρεύματα εκφόρτισης (λιγότερο από 10%). Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι μπαταρίες αυτές παρουσιάζουν ελάχιστη αύξηση της εσωτερικής αντίστασης για ταχείες εκφορτίσεις (ή φορτίσεις) και συνεπώς δε βιώνουν το φαινόμενο Peukert [55].

Βάθος εκφόρτισης: Το βάθος εκφόρτισης για τις μπαταρίες λιθίου ποικίλει από 80-100% [46]. Υπάρχουν μάλιστα και μπαταρίες που μπορούν να εκφορτίζονται επανειλημμένα στο 100% DOD με ελάχιστη επίπτωση στη διάρκεια ζωής της μπαταρίας [55].

Τέλος ζωής: Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου συνήθως αντικαθίστανται όταν το SOH μειωθεί στο 60-80% της ονομαστικής τους χωρητικότητας. Οι απαιτήσεις της εφαρμογής είναι εκείνες που καθορίζουν κάθε φορά πόση μείωση χωρητικότητας είναι αποδεκτή πριν από την αντικατάσταση [55].

Ημερολογιακή διάρκεια ζωής: Η ημερολογιακή διάρκεια ζωής μιας τυπικής μπαταρίας ιόντων λιθίου ορίζεται σε περισσότερο από 15 έτη [55]. Η χρονική διάρκεια αυτή αφορά τη μείωση του SOH στο 80% για να μπορεί να συγκριθεί το αποτέλεσμα με αυτό της μπαταρίας μολύβδου – οξέος.

Κύκλοι ζωής: Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου έχουν αρκετά μεγαλύτερη διάρκεια ζωής σε σύγκριση με τις τυπικές μπαταρίες μολύβδου – οξέος [27], [43], [46], [55]. Μια τυπική μπαταρία μπορεί να πραγματοποιήσει περισσότερες από 5000 κύκλους στη διάρκεια ζωής της (μέχρι SOH=80%) [27], [55].

Ενεργειακή πυκνότητα: Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου παρουσιάζουν μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα συγκριτικά με τις μπαταρίες μολύβδου – οξέος ή οποιοδήποτε άλλο τύπο μπαταρίας μιας και είναι από τις μικρότερες και ελαφρύτερες μπαταρίες. Το γεγονός αυτό δεν περιορίζει καθόλου τις δυνατότητές της σε ενέργεια και ισχύ [46], [55]. Τα χαρακτηριστικά της αυτά κάνουν δυνατή την εγκατάστασή της σε οποιοδήποτε χώρο και σημείο αρκεί να τηρούνται οι προδιαγραφές του κατασκευαστή όσον αφορά τις συνθήκες περιβάλλοντος που απαιτούνται. Η ενεργειακή πυκνότητα για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου κυμαίνεται μεταξύ 200 Wh/L και 735 Wh/L [27], [46].

Αυτοεκφόρτιση: Οι εκτιμήσεις για την αυτοεκφόρτιση των μπαταριών ιόντων λιθίου κυμαίνονται μεταξύ 0.05% και 0.20% ημερησίως και αναμένεται να παραμείνουν σταθερές έως το 2030 [46].

Αντικατάσταση-Συντήρηση: Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι ελαφρύτερες από τις μπαταρίες μολύβδου – οξέος, έτσι μπορεί να είναι πιο εύκολη η εγκατάσταση και η αντικατάστασή τους. Μπορούν να τοποθετηθούν σε τοίχο και να βρίσκονται σε εσωτερικούς ή εξωτερικούς χώρους. Είναι συμπαγή, επομένως δεν χρειάζονται κάποιο συμπλήρωμα ή συντήρηση [43]. Τέλος, η αντικατάστασή τους είναι λιγότερο συχνή μιας και έχουν μεγαλύτερη διάρκεια ζωής.

Βαθμός απόδοσης (BA): Ο BA για μια μπαταρία ιόντων λιθίου κυμαίνεται σε ένα εύρος 92-96% και ως το 2030 αναμένεται να φτάσει ένα εύρος 94-98% [27], [46]. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι συνολικοί βαθμοί απόδοσης που χρησιμοποιήθηκαν για μια μπαταρία ιόντων λιθίου σε διάφορες εργασίες.

Στην εργασία [60] μελετήθηκε ένα σύστημα όπου διαθέτει ένα κοινό Inverter για το Φ/Β και τη μπαταρία ιόντων λιθίου, ενώ κάθε σύστημα διαθέτει τον δικό του DC / DC converter. Ο βαθμός απόδοσης τόσο του inverter, όσο και του converter θεωρήθηκε 97%, ενώ ο βαθμός απόδοσης της μπαταρίας θεωρήθηκε 96%. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης προκύπτει ίσος με 85%¹⁹.

Ακολουθεί ο Πίνακας 3.1 που παρουσιάζει τις τιμές που χρησιμοποιήθηκαν από αντίστοιχες εργασίες για τον συνολικό βαθμό απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης. Σημειώνεται ότι στις εργασίες αυτές χρησιμοποιείται διαφορετική αρχιτεκτονική μιας και κάθε σύστημα (Φ/Β και μπαταρία) διαθέτει τον δικό του inverter χωρίς την παρουσία κάποιου DC / DC converter²⁰.

Πίνακας 3.1: Συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης για μπαταρία ιόντων λιθίου από αντίστοιχες εργασίες.

Εργασία	BA μπαταρίας	BA inverter	Συνολικός Βαθμός Απόδοσης
[61]	95%	94%	84%
[62]	-	-	91,3%
[63]	94%	98%	90%
[64]	95%	94%	84%

Επιλογή τεχνολογίας

Οι μπαταρίες μολύβδου οξέος είναι μια ώριμη τεχνολογία με χαμηλό κόστος, χαμηλή αυτοεκφόρτιση, ανακυκλώνονται σχετικά εύκολα και υπάρχει μια μεγάλη αγορά γύρω από αυτές. Παρόλα αυτά έχουν λίγους κύκλους ζωής, μικρό συνολικό βαθμό απόδοσης, σχετικά χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα, είναι

¹⁹ Ο υπολογισμός του συνολικού βαθμού απόδοσης πραγματοποιείται σύμφωνα με την $n_{RT} = n_{inv}^2 * n_B$.

²⁰ Οι διάφορες αρχιτεκτονικές σύνδεσης Φ/Β – μπαταρίας παρουσιάζονται σε επόμενη ενότητα.

πολύ βαριές, συνήθως δεν ανταποκρίνονται καλά σε βαθιές εκφορτίσεις και ο μόλυβδος μπορεί να αποτελέσει περιοριστικό παράγοντα σε ορισμένες εφαρμογές ή τοποθεσίες λόγω της τοξικότητάς του.

Από την άλλη, το κόστος επένδυσης σε μια μπαταρία ιόντων λιθίου είναι υψηλότερο από το αντίστοιχο κόστος των περισσότερων μπαταριών μολύβδου – οξέος. Ωστόσο, σε πολλές εφαρμογές η μπαταρία ιόντων λιθίου παρέχει σημαντικά οφέλη κόστους και απόδοσης σε επίπεδο συστήματος. Τα οφέλη αυτά είναι:

- Υψηλότερη χωρητικότητα συστήματος, χρήσιμη χωρητικότητα και απόδοση ισχύος.
- Υψηλός συνολικός βαθμός απόδοσης και μικρός ρυθμός αυτοεκφόρτισης²¹.
- Μικρότερο σύστημα μιας και για την ίδια χωρητικότητα συστήματος απαιτούνται λιγότερες μπαταρίες ιόντων λιθίου.
- Ταχύτεροι ρυθμοί φόρτισης – εκφόρτισης που καθιστούν το σύστημα πιο αποτελεσματικό.
- Σημαντικά μεγαλύτερη διάρκεια ζωής, λιγότερο συχνή αντικατάσταση μπαταριών και μικρότερο κόστος συντήρησης.

Για τους παραπάνω λόγους, καθώς και για τις μεγάλες προσδοκίες που υπάρχουν για την εξέλιξη της τεχνολογίας τους, η επιλογή των μπαταριών ιόντων λιθίου κρίθηκε καταλληλότερη για την παρούσα εργασία.

3.3.3 Αρχιτεκτονικές σύνδεσης μπαταρίας – Φ/Β

Υπάρχουν αρκετές μέθοδοι για να ενσωματωθεί μια μπαταρία σε ένα οικιακό Φ/Β σύστημα. Οι επικρατέστερες αρχιτεκτονικές σύνδεσης μπαταρία – Φ/Β είναι τέσσερις των οποίων οι διαφορές αφορούν τα στάδια των μετατροπών, τον αριθμό και το είδος των μετατροπέων, καθώς και τη χρήση των ζυγών εναλλασσόμενης και συνεχούς τάσης (ac/dc bus) [47], [61], [65], [66].

1. Απευθείας σύνδεση στη γραμμή

Στην πρώτη αρχιτεκτονική, το Φ/Β σύστημα και η μπαταρία συνδέονται παράλληλα, με τη μπαταρία να συνδέεται απευθείας στον dc ζυγό όπως φαίνεται στο **Σχήμα 3.11(α)**. Αυτή η διαμόρφωση απαιτεί έναν dc/dc μετατροπέα μονής κατεύθυνσης και έναν dc/ac αντιστροφέα. Η λειτουργία του dc/dc μετατροπέα είναι να πραγματοποιεί παρακολούθηση του μέγιστου σημείου ισχύος (MPPT) των Φ/Β πάνελ και να τροφοδοτεί ενέργεια στη μπαταρία ή στον αντιστροφέα. Ο dc/ac αντιστροφέας μπορεί να είναι αμφίδρομος για να κάνει το σύστημα πιο ευέλικτο όσον αφορά τη ροή ισχύος από το δίκτυο προς την μπαταρία (εφόσον αυτό είναι επιθυμητό). Το μέγεθος του μετατροπέα και του αντιστροφέα υπόκειται στην ονομαστική ισχύ (τάση και ρεύμα) των Φ/Β συστοιχιών, περιορίζοντας έτσι το σύστημα. Για τον έλεγχο της ροής ισχύος είναι απαραίτητη η επικοινωνία μεταξύ του μετατροπέα και του αντιστροφέα.

2. DC σύνδεση

Στη δεύτερη αρχιτεκτονική, το Φ/Β σύστημα και η μπαταρία είναι συνδεδεμένα σε μια παράλληλη διάταξη όπου ο καθένας έχει στη διάθεσή του το δικό του dc/dc μετατροπέα, όπως φαίνεται στο **Σχήμα 3.11(β)**. Ο μετατροπέας του Φ/Β συστήματος είναι μονής κατεύθυνσης και

²¹ Ελάχιστα μικρότερος ρυθμός αυτοεκφόρτισης και από αυτόν των μπαταριών μολύβδου – οξέος-.

μπορεί να πραγματοποιεί παρακολούθηση του μέγιστου σημείου ισχύος (MPPT) των Φ/Β πάνελ, ενώ αυτός του συστήματος αποθήκευσης είναι αμφίδρομος για να είναι εφικτή τόσο η φόρτισή του, όσο και η εκφόρτιση. Επίσης, απαιτείται και ένας dc/ac αντιστροφέας για να συνδέει τον dc ζυγό με το δίκτυο. Φυσικά, είναι και πάλι δυνατή η επιλογή ενός αμφίδρομου αντιστροφέα στη θέση αυτή. Η αρχιτεκτονική αυτή δίνει μια μεγαλύτερη ευελιξία στο σύστημα αφού η διαστασιολόγηση της μπαταρίας και του ελεγκτή φόρτισης μπορεί να γίνει ανεξάρτητα από εκείνη του Φ/Β συστήματος. Επίσης, η αρχιτεκτονική αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη φόρτιση ηλεκτρικών μπαταριών οχημάτων, καθώς και το Φ/Β σύστημα και η μπαταρία είναι τύπου dc [67], [68].

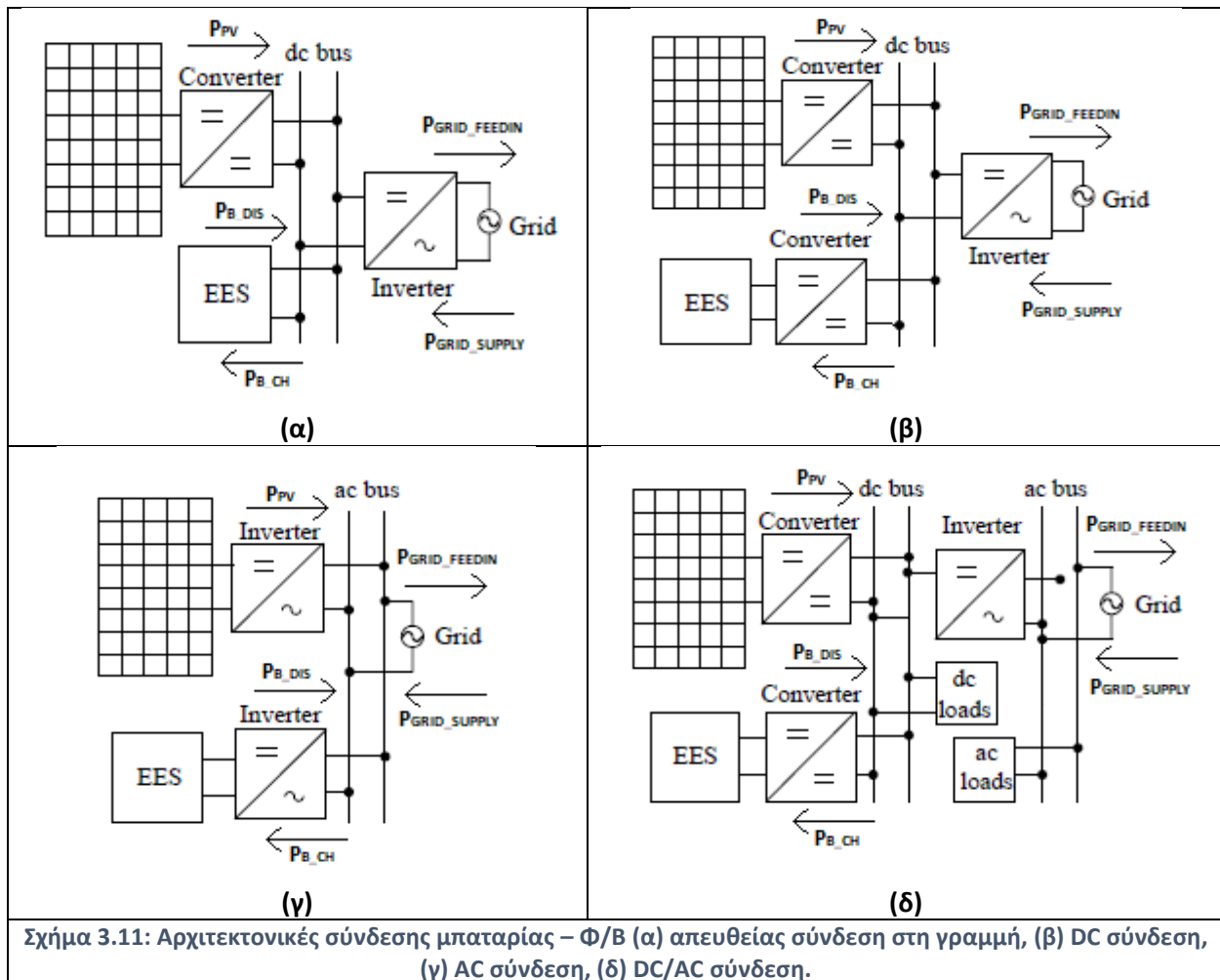
3. AC σύνδεση

Στην τρίτη αρχιτεκτονική, η διασύνδεση του Φ/Β συστήματος και της μπαταρίας πραγματοποιείται στον ac ζυγό, όπως απεικονίζεται στο **Σχήμα 3.11(γ)**. Στον ίδιο ζυγό συνδέεται και το φορτίο. Αυτή η διαμόρφωση του συστήματος απαιτεί έναν dc/ac αντιστροφέα για το Φ/Β σύστημα και έναν αμφίδρομο dc/ac αντιστροφέα για το σύστημα αποθήκευσης. Η διαφορά με τις προηγούμενες αρχιτεκτονικές είναι το ότι η ανταλλαγή ισχύος του Φ/Β συστήματος και της μπαταρίας με το φορτίο ή/και το δίκτυο δε γίνεται μέσω ενός κεντρικού αντιστροφέα. Η ισχύς που προσδίδει το κάθε ένα σύστημα μετατρέπεται στο δικό του αντιστροφέα, γεγονός που τα κάνει εντελώς ανεξάρτητα.

4. DC/AC σύνδεση

Η τελευταία αρχιτεκτονική μοιάζει αρκετά με αυτή της DC σύνδεσης με τη διαφορά ότι στην τοπολογία αυτή αξιοποιείται ο dc ζυγός για την απευθείας σύνδεση των dc φορτίων σε αυτόν, όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 3.11(δ)**. Στην αρχιτεκτονική αυτή, τα dc φορτία τροφοδοτούνται είτε από το Φ/Β σύστημα είτε από τη μπαταρία χωρίς να διέλθει η ισχύς από τον κεντρικό αντιστροφέα. Παρόλα αυτά, όταν η ισχύς που διαθέτουν το Φ/Β και η μπαταρία δεν επαρκεί, τότε η τροφοδότηση των dc φορτίων γίνεται από το δίκτυο και άρα μέσω του κεντρικού αντιστροφέα (αμφίδρομος). Το πλεονέκτημα αυτής της αρχιτεκτονικής είναι ότι επιτρέπει την κατανομή των φορτίων με βάση τη φύση τους (dc ή ac). Επειδή πολλές από τις οικιακές συσκευές λειτουργούν με συνεχές ρεύμα (dc), όπως και το Φ/Β και μπαταρία, η συζευγμένη διάταξη dc/ac ενισχύει την αποδοτικότητα του συστήματος. Η απόδοση είναι υψηλότερη, καθώς αποφεύγει τα περιττά βήματα μετατροπής μεταξύ AC και DC. Ωστόσο, αυτό οδηγεί σε έναν πιο περίπλοκο αλγόριθμο ελέγχου.

Η διάταξη των τεσσάρων αρχιτεκτονικών σύνδεσης μπαταρίας – Φ/Β απεικονίζονται στο **Σχήμα 3.11**. Στις αρχιτεκτονικές α), β) και δ) το σύστημα Φ/Β – μπαταρία συνδέεται στον dc ζυγό, αντίθετα με την αρχιτεκτονική γ) όπου συνδέονται στον ac ζυγό.



Σχήμα 3.11: Αρχιτεκτονικές σύνδεσης μπαταρίας – Φ/Β (α) απευθείας σύνδεση στη γραμμή, (β) DC σύνδεση, (γ) AC σύνδεση, (δ) DC/AC σύνδεση.

Επιλογή αρχιτεκτονικής σύνδεσης μπαταρίας – Φ/Β

Συνοψίζοντας, και οι τέσσερις αρχιτεκτονικές σύνδεσης προκαλούν εξίσου το ενδιαφέρον με την αρχιτεκτονική της AC σύνδεσης, όμως, να κερδίζει το μεγαλύτερο έδαφος. Αυτό συμβαίνει για τους εξής λόγους:

- Αν και είναι η μόνη τοπολογία που περιλαμβάνει δύο αντιστροφείς, γεγονός που προσθέτει κόστος, είναι και η μοναδική που ανεξαρτητοποιεί τελείως τα δύο συστήματα (Φ/Β – μπαταρία). Αυτό δίνει τη δυνατότητα διαστασιολόγησης κάθε μέρους των συστημάτων ανεξάρτητα, χωρίς τους περιορισμούς του ενός έναντι των άλλων. Έτσι, επιτυγχάνεται η στοιχειοποίηση του συστήματος.
- Είναι τοπολογία που αποφεύγει τις επιπλέον απώλειες, αφού δε χρησιμοποιεί πολλούς μετατροπείς-αντιστροφείς.
- Η άμεση σύνδεση με το ζυγό του δικτύου και του τοπικού φορτίου μπορεί να προσφέρει μεγαλύτερη ευελιξία στο σύστημα όσον αφορά τη φόρτιση και την εκφόρτιση της μπαταρίας, καθώς και τη διαχείριση της ώρας αιχμής.

- Στις υπόλοιπες τοπολογίες υπάρχει εξάρτηση μεταξύ των δύο συστημάτων, γεγονός που δημιουργεί περιοριστικούς παράγοντες κατά τη διαστασιολόγηση του συστήματος.
- Οι υπόλοιπες αρχιτεκτονικές έχουν μια κοινή αστοχία και αυτή είναι ότι περιλαμβάνουν έναν κεντρικό αντιστροφέα. Επειδή όλο το ρεύμα ρέει μέσω αυτού, ο αντιστροφέας αυτός πρέπει να είναι ιδιαίτερα ανθεκτικός.

Με βάση τα παραπάνω, καταλληλότερη αρχιτεκτονική σύνδεσης μπαταρίας – Φ/Β για την εργασία αυτή θεωρήθηκε η AC σύνδεση.

3.3.4 Στρατηγικές διαχείρισης του συστήματος αποθήκευσης

Στις περισσότερες χώρες, τα οικιακά Φ/Β συστήματα ενθαρρύνθηκαν αρχικά από γενναιόδωρα τιμολόγια εγγυημένων τιμών (FiT) που σε αρκετές περιπτώσεις ξεπερνούσαν και την τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι τιμές μειώθηκαν σε σημαντικά χαμηλότερα επίπεδα στη συνέχεια ή αντικαταστάθηκαν από άλλες πολιτικές χρέωσης. Επί του παρόντος, η εξαγωγή περίσσειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο παρέχει μικρά οικονομικά οφέλη. Έτσι, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας για μεταγενέστερη χρήση γίνεται μια πιο αποτελεσματική εναλλακτική λύση, δεδομένου μάλιστα ότι το κόστος των μπαταριών συνεχίζει να μειώνεται.

Ακόμα, η αυξημένη διείσδυση των Φ/Β συστημάτων στο δίκτυο διανομής δημιουργεί πρόβλημα όσον αφορά την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα από τα πιο κρίσιμα σενάρια συμβαίνει σε περιόδους υπερβολικής παραγωγής ενέργειας σε συνδυασμό με χαμηλή κατανάλωση φορτίου, η οποία μπορεί να οδηγήσει σε υπέρταση λόγω των αντίστροφων ροών ισχύος. Η επέκταση δικτύου συχνά χρησιμοποιείται ως λύση για τη μείωση της αύξησης της τάσης. Ωστόσο, καθώς αυτά τα νέα καλώδια ή μετασχηματιστές χρησιμοποιούνται μόνο λίγες ώρες το χρόνο, η χρήση της αποκεντρωμένης αποθήκευσης ενέργειας για την υποστήριξη της τάσης γίνεται ολοένα και περισσότερο ελκυστική μεταξύ άλλων εναλλακτικών λύσεων. Δεδομένου, όμως, ότι οι οικιακές μπαταρίες έχουν τον δικό τους έλεγχο και είναι συνδεδεμένες στο ίδιο δίκτυο, πρέπει να μελετηθεί η αλληλεπίδραση μεταξύ αυτών των συσσωρευτών.

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να λειτουργήσει προς όφελος τόσο των αυτοπαραγωγών όσο και του διαχειριστή του δικτύου. Στην κατεύθυνση αυτή, έχουν προταθεί αρκετές στρατηγικές διαχείρισης των συστημάτων αποθήκευσης που εστιάζουν στη βελτίωση του οφέλους είτε του αυτοπαραγωγού, είτε του διαχειριστή του δικτύου, ή και των δύο. Στρατηγικές που προωθούν το κοινό όφελος θα πρέπει να είναι σε θέση να ελέγχουν την τάση στο σημείο της κοινής σύνδεσης (ΣΚΣ), ενώ εξακολουθούν να παρουσιάζουν υψηλό δείκτη ιδιοκατανάλωσης (SCR).

Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι διάφορες στρατηγικές διαχείρισης των οικιακών συστημάτων αποθήκευσης που έχουν προταθεί.

1. Άμεση φόρτιση/εκφόρτιση [24], [45], [61], [64], [69], [70], [71], [72], [73].

Ο κύριος στόχος αυτής της στρατηγικής ελέγχου είναι η αύξηση του δείκτη ιδιοκατανάλωσης του αυτοπαραγωγού και συνεπώς η αύξηση του οικονομικού του οφέλους. Σε αυτή τη στρατηγική η μπαταρία φορτίζεται πλήρως όσο το δυνατόν γρηγορότερα. Αρχικά προτεραιότητα δίνεται στην τροφοδοσία του φορτίου και στη συνέχεια στη φόρτιση της μπαταρίας. Έτσι, τη στιγμή που η παραγωγή ξεπεράσει τη ζήτηση του φορτίου, η περίσσεια αυτή παραγωγή διοχετεύεται στη μπαταρία και μόνο όταν εκείνη φορτίσει πλήρως πραγματοποιείται έγχυση στο δίκτυο. Η μπαταρία ξεκινάει να εκφορτίζεται τη στιγμή που η ζήτηση του φορτίου ξεπεράσει την παραγωγή

του Φ/Β συστήματος. Το υπολειπόμενο φορτίο που δεν μπορεί να καλυφθεί από την εκφόρτιση της μπαταρίας, καλύπτεται από το δίκτυο.

Η απλότητα της στρατηγικής αυτής την καθιστά ως την πιο κοινή στρατηγική διαχείρισης οικιακών συστημάτων αποθήκευσης. Εκτελώντας την παραπάνω διαδικασία, η μπαταρία μπορεί να φορτιστεί πλήρως πριν το μεσημέρι και η ισχύς να χρησιμοποιηθεί αργότερα για την τροφοδοσία του φορτίου. Αυτό οδηγεί στην αύξηση τόσο του βαθμού SCR, όσο και του βαθμού SSR, που αποτελεί και τον κύριο στόχο του αυτοπαραγωγού.

Ωστόσο, το μειονέκτημα αυτής της στρατηγικής είναι ότι μπορεί να προκύψει υπερβολική έγχυση στο δίκτυο κατά τη διάρκεια της μέγιστης ηλιακής ακτινοβολίας, κάτι που αντιμετωπίζεται με την προσθήκη ενός περιορισμού στην εγχεόμενη ισχύ του Φ/Β συστήματος στο δίκτυο [61], [71], [74]. Σε αντίθετη περίπτωση αυτό θα οδηγήσει σε υπέρταση στο ΣΚΣ. Από την άλλη πλευρά, αν κατά την έγχυση εφαρμόζεται περιορισμός στην έξοδο του Φ/Β, θα υπάρχουν σημαντικές απώλειες λόγω περικοπής τις ημέρες με υψηλή ηλιακή ακτινοβολία. Επιπλέον, ο περιορισμός της εγχεόμενης ισχύος ακόμα και στο 50% της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος, δεν εγγυάται ότι η τάση θα παραμείνει κάτω από το κρίσιμο όριο σε ένα δίκτυο με υψηλή Φ/Β διείσδυση [75], [76].

2. Φόρτιση κατά τις ώρες υψηλής ηλιοφάνειας [24], [72], [77], [78].

Σε αυτή τη στρατηγική, ο χρόνος φόρτισης της μπαταρίας μετατοπίζεται στην περίοδο της ημέρας με την υψηλότερη ηλιακή ακτινοβολία. Η φόρτιση της μπαταρίας ενεργοποιείται από τις 11.30 έως ότου η μπαταρία φορτιστεί πλήρως. Ενδεχόμενη περίσσεια παραγωγή, είτε πριν είτε μετά την ενεργοποίηση της φόρτισης, εγχέεται κανονικά στο δίκτυο. Η στρατηγική αυτή προάγει το συμφέρον και των δύο πλευρών (αυτοπαραγωγού και διαχειριστή δικτύου).

Η δεδομένη στρατηγική ελέγχου αξιοποιεί τη μπαταρία του αυτοπαραγωγού για να μειώσει το μεγάλο ποσό εγχεόμενης ισχύος που παρατηρείται κατά τις μεσημβρινές ώρες. Έτσι, μειώνεται ο κίνδυνος εμφάνισης υπέρτασης στο ΣΚΣ κάτι που αποζητάει ο διαχειριστής του δικτύου. Το κύριο μειονέκτημα της, όμως, είναι ότι ο βαθμός ιδιοκατανάλωσης αναμένεται να μειωθεί αφού τις ημέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας θα παραμένει σε χαμηλότερο επίπεδο από ότι θα έφτανε διαφορετικά. Συνεπώς, η εφαρμογή μιας τέτοιας μεθόδου προάγει περισσότερο το συμφέρον του διαχειριστή του δικτύου.

3. Φόρτιση με σταθερή ισχύ για συγκεκριμένες ώρες της μέρας [24], [64], [69], [79].

Η διαφορά με την προηγούμενη στρατηγική είναι ότι η μπαταρία φορτίζεται από τις 09:00 έως τις 15:00 με σταθερή ισχύ φόρτισης. Αυτό γίνεται για να αποφευχθεί η πλήρης φόρτιση της μπαταρίας πριν από το τέλος του διαστήματος αυτού. Η ισχύς φόρτισης καθορίζεται από την (3.15).

$$P_{B_ch} = \frac{C_U}{t_{ch,stop} - t_{ch,start}} \quad (3.15)$$

Όπου, P_{B_ch} = η ισχύς φόρτισης της μπαταρίας (kW).

C_U = η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh).

$t_{ch,start}$ = η ώρα έναρξης φόρτισης της μπαταρίας.

$t_{ch,stop}$ = η ώρα λήξης φόρτισης της μπαταρίας.

Αυτή η στρατηγική ελέγχου βελτιώνει τη χρήση του συστήματος μειώνοντας το μέγιστο ποσό της εγχόμενης ισχύος στο δίκτυο σε ένα ευρύ διάστημα. Παράλληλα, καταφέρνει να διατηρήσει σε υψηλά επίπεδα την κερδοφορία της επένδυσης. Ωστόσο, ο βαθμός ιδιοκατανάλωσης θα εμφανιστεί πιθανότητα ελαφρώς μειωμένος.

4. Φόρτιση με σταθερή ισχύ αντιστρόφως ανάλογη του εναπομείναντος χρόνου ηλιακής ακτινοβολίας για την ικανοποίηση ενός προκαθορισμένου ορίου εγχόμενης ισχύος [24], [74].

Η στρατηγική αυτή είναι σχεδόν ίδια με την 3^η στρατηγική. Η διαφορά είναι ότι χρησιμοποιεί μια πρόχειρη πρόβλεψη για τον υπολογισμό του εναπομείναντος χρόνου μέχρι τη δύση του ηλίου. Η ισχύς φόρτισης της μπαταρίας ορίζεται από το λόγο της ελεύθερης χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας στη δεδομένη χρονική στιγμή προς τον εναπομείναντα χρόνο ηλιακής ακτινοβολίας για την ημέρα αυτή²². Για να αποφευχθούν οι απώλειες λόγω σφάλματος πρόβλεψης, η ισχύς φόρτισης μεταβάλλεται με τη μέτρηση του SOC της μπαταρίας σε κάθε στάδιο προσομοίωσης όπως προκύπτει από την (3.16).

$$P_{B_ch,i} = \frac{C_{U_spare,i}}{t_{re,i}} \quad (3.16)$$

Όπου, $P_{B_ch,i}$ = η ισχύς φόρτισης της μπαταρίας τη χρονική στιγμή i (kW).

$C_{U_spare,i}$ = η ελεύθερη χρήσιμη χωρητικότητα τη χρονική στιγμή i (kWh).

$t_{re,i}$ = ο εναπομείναντας χρόνος ηλιακής ακτινοβολίας για τη μέρα αυτή τη χρονική στιγμή i (h).

Η μπαταρία φορτίζεται με σταθερή ισχύ αρχικά, όπως ορίζεται παραπάνω. Αυτό συνεχίζεται μέχρις ότου η πλεονάζουσα φωτοβολταϊκή ισχύς ξεπεράσει το προκαθορισμένο όριο εγχόμενης ισχύος στο δίκτυο (για παράδειγμα 50% της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος), όπου η μπαταρία φορτίζεται με την ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για τη μείωση της έγχυσης εντός του επιτρεπόμενου ορίου. Στην περίπτωση που η μπαταρία γεμίσει, τότε η ισχύς αυτή απορρίπτεται καθώς ο αυτοπαραγωγός μπορεί κάθε στιγμή να εγγεί στο δίκτυο έως 50% της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Μόλις η περίσσεια παραγωγή μειωθεί και πάλι κάτω από το όριο αυτό, η ισχύς φόρτισης της μπαταρίας υπολογίζεται εκ νέου από την (3.16).

Η στρατηγική αυτή επιχειρεί να εξισορροπήσει το κέρδος και των δύο πλευρών (αυτοπαραγωγού και διαχειριστή του δικτύου). Παρόλα αυτά, δεν το επιτυγχάνει καθώς η μπαταρία εξακολουθεί να μην φορτίζεται πάντα πλήρως στο τέλος της ημέρας λόγω ενδεχόμενου σφάλματος στην πρόβλεψη.

5. Φόρτιση όταν η εγχόμενη ισχύς ξεπερνάει ένα προκαθορισμένο όριο [24], [61], [75], [76], [78].

Ο στόχος μιας στρατηγικής με προκαθορισμένο όριο έγχυσης ισχύος στο δίκτυο είναι κυρίως η αποφυγή μιας ενδεχόμενης υπέρτασης, περιορίζοντας την ισχύ που εγγέεται από το Φ/Β στο δίκτυο όταν αυτή ξεπερνάει ένα συγκεκριμένο ποσοστό της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Η

²² Η ισχύς φόρτισης δεν μπορεί ποτέ να ξεπεράσει την ονομαστική ισχύ του αντιστροφέα.

υπολειπόμενη ισχύς χρησιμοποιείται για να φορτιστεί η μπαταρία²³, εκτός αν αυτή γεμίσει οπότε η ισχύς αυτή απορρίπτεται. Η επιλογή του προκαθορισμένου ορίου εγχεόμενης ισχύος θα πρέπει να γίνει με βάση την τάση του ΣΚΣ, το μέγεθος της μπαταρίας και τη Φ/Β διείσδυση στο δίκτυο. Για παράδειγμα, λαμβάνοντας αυτούς τους παράγοντες υπόψιν, θα μπορούσε να εφαρμοστεί όριο έγχυσης περίσσειας ισχύος το 50%. Αυτό σημαίνει ότι όταν η περίσσεια παραγόμενη ισχύς θα ξεπερνάει το 50% της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος, αυτή θα περιορίζεται στο 50% και η υπολειπόμενη ισχύς θα φορτίζει τη μπαταρία. Ακόμα και τότε, βέβαια, δεν υπάρχει καμία εγγύηση ότι η τάση στο ΣΚΣ θα παραμείνει κάτω από το κρίσιμο όριο όταν υπάρχει υψηλή Φ/Β διείσδυση. Σε ένα τέτοιο ενδεχόμενο, μπορεί να εφαρμοστεί περαιτέρω μείωση του ορίου έγχυσης στο δίκτυο.

Το πλεονέκτημα αυτής της στρατηγικής είναι ότι η τάση μπορεί να κατασταλεί περιορίζοντας την ισχύ έγχυσης (και ενδεχομένως απορροφώντας άεργο ισχύ κατά τις ώρες υψηλής παραγωγής). Έτσι, κατά τις ημέρες υψηλής ηλιακής ακτινοβολίας, η μείωση του κινδύνου εμφάνισης υπέρτασης είναι αισθητή κάτι που ευνοεί πολύ το διαχειριστή του δικτύου. Το πρόβλημα είναι ότι ο αυτοπαραγωγός δεν ωφελείται το ίδιο καθώς κατά τη διάρκεια συννεφιασμένων ημερών, δεν υπάρχει αρκετή ακτινοβολία για την πλήρη φόρτιση της μπαταρίας. Κατά συνέπεια, ο βαθμός ιδιοκατανάλωσης, καθώς και το όφελός του μειώνεται.

6. Δυναμική φόρτιση της μπαταρίας για την αποφυγή έγχυσης περίσσειας ισχύος στο δίκτυο που ξεπερνάει το προκαθορισμένο όριο [24], [61], [64], [71], [77], [78], [79].

Καθώς η προηγούμενη στρατηγική οδηγεί σε περικοπή ισχύος κατά τη διάρκεια των ημερών αυξημένης ηλιοφάνειας και μειώνει το βαθμό ιδιοκατανάλωσης κατά τη διάρκεια των ημερών χαμηλής ηλιοφάνειας, προτάθηκε η στρατηγική δυναμικής φόρτισης της μπαταρίας με διατήρηση του ορίου έγχυσης. Η μέθοδος αυτή φροντίζει, επίσης, να μην πραγματοποιηθεί έγχυση περίσσειας ισχύος στο δίκτυο μεγαλύτερη από αυτή που προβλέπει το προκαθορισμένο όριο, με μια διαφορετική διεργασία. Χρησιμοποιείται βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη (μιας ημέρας) του καιρού καθώς και της ζήτησης του φορτίου για τον δυναμικό καθορισμό της ισχύος φόρτισης της μπαταρίας, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται και η πλήρης φόρτιση της μπαταρίας αλλά και η διατήρηση της εγχεόμενης ισχύος κάτω του επιβαλλόμενου ορίου.

Ο κύριος στόχος της στρατηγικής είναι να έχουμε μια πλήρως φορτισμένη μπαταρία στο τέλος της ημέρας ρυθμίζοντας κάθε στιγμή τη ισχύ φόρτισης και την εγχεόμενη ισχύ στο δίκτυο. Τα δεδομένα πρόγνωσης του καιρού και της ζήτησης του φορτίου χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της βέλτιστης ισχύος φόρτισης κατά τη διάρκεια της επόμενης ημέρας (3.17). Τα δεδομένα παγκόσμιας οριζόντιας ακτινοβολίας και θερμοκρασίας περιβάλλοντος χρησιμοποιούνται για την πρόβλεψη της παραγόμενης ισχύος με βάση την τοποθεσία, τον προσανατολισμό και τις προδιαγραφές του Φ/Β συστήματος. Το SOC της μπαταρίας υπολογίζεται για ολόκληρη την επόμενη ημέρα και χρησιμοποιείται ως προβλεπόμενο SOC. Η εγχεόμενη ισχύς αυτής της στρατηγικής περιορίζεται επίσης στο 50% της Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος.

$$P_{PV_pred,i} = P_{L_pred,i} + P_{Bch_pred,i} + P_{FEEDIN_pred,i} \quad (3.17)$$

Όπου, $P_{PV_pred,i}$ = η προβλεφθείσα παραγωγή ισχύος τη χρονική στιγμή i (kW).

²³ Η φόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιείται μόνο όταν η περίσσεια παραγωγή ισχύος ξεπερνάει το ποσοστό της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος που έχει οριστεί.

$P_{L_pred,i}$ = η προβλεφθείσα ζήτηση του φορτίου τη χρονική στιγμή i (kW).

$P_{Bch_pred,i}$ = η προβλεφθείσα ισχύς φόρτισης της μπαταρίας τη χρονική στιγμή i (kW).

$P_{FEEDIN_pred,i}$ = η προβλεφθείσα εγχεόμενη ισχύς τη χρονική στιγμή i (kW).

Κατά τη διάρκεια της περιόδου φόρτισης, μετράται το SOC της μπαταρίας. Η μετρούμενη τιμή συγκρίνεται συνεχώς με το προβλεπόμενο SOC προκειμένου να απαλειφθούν τα σφάλματα πρόβλεψης. Η διόρθωση χρησιμοποιείται ως είσοδος στον ελεγκτή SOC και η έξοδος τροφοδοτεί έναν ελεγκτή ισχύος. Ο ελεγκτής ισχύος διορθώνει την ισχύ φόρτισης σε μια νέα τιμή σύμφωνα με την (3.18). Εάν το μετρούμενο SOC της μπαταρίας είναι μικρότερο από το προβλεπόμενο SOC, η νέα ισχύς φόρτισης της μπαταρίας μειώνεται και αντίστροφα.

Το μεγαλύτερο μειονέκτημα της στρατηγικής αυτής είναι η αβεβαιότητα των προβλέψεων του καιρού και της ζήτησης του φορτίου που επιφέρει πολλές φορές μεγάλα σφάλματα στην ισχύ φόρτισης της μπαταρίας. Η εισαγωγή των ελεγκτών δίνει λύση στο πρόβλημα αυτό αλλά προσθέτει επιπλέον πολυπλοκότητα. Παρόλα αυτά η μέθοδος αυτή καταφέρνει, αξιοποιώντας τις προβλέψεις, να έχει σχεδόν πάντα ελεύθερη χωρητικότητα στη μπαταρία για τις περιόδους όπου η εγχεόμενη ισχύς ξεπερνάει το κατώφλι του 50% της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Με τον τρόπο αυτό περιορίζεται η απόρριψη παραγόμενης ισχύος για τον αυτοπαραγωγό και έτσι προάγεται ισόποσα τόσο το δικό του όφελος, όσο και αυτό του διαχειριστή του δικτύου.

$$P_{Bch_new,i} = \frac{SOC_{meas,i}}{SOC_{pred,i}} * P_{Bch_pred,i} \quad (3.18)$$

Όπου, $P_{Bch_new,i}$ = η νέα ισχύς φόρτισης της μπαταρίας τη χρονική στιγμή i (kW).

$SOC_{meas,i}$ = η στάθμη φόρτισης της μπαταρίας τη χρονική στιγμή i (%).

$SOC_{pred,i}$ = η προβλεφθείσα στάθμη φόρτισης της μπαταρίας τη χρονική στιγμή i (%).

$P_{Bch_pred,i}$ = η προβλεφθείσα ισχύς φόρτισης της μπαταρίας τη χρονική στιγμή i (kW).

7. Φόρτιση από το δίκτυο κατά τις περιόδους εκτός αιχμής [70].

Αυτή η στρατηγική ελέγχου λειτουργεί κατά βάση όπως η άμεση φόρτιση/εκφόρτιση. Η μπαταρία ξεκινά να φορτίζεται τη στιγμή που η Φ/Β παραγωγή ξεπεράσει τη ζήτηση του φορτίου. Σε αντίθεση όμως με την 1^η στρατηγική, η μπαταρία δεν εκφορτίζεται πάντα όταν η ζήτηση του φορτίου είναι μεγαλύτερη της Φ/Β παραγωγής. Κατά τις περιόδους εκτός αιχμής, η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία διατηρείται σταθερή και το φορτίο τροφοδοτείται από το δίκτυο με σκοπό την εκμετάλλευση της μειωμένης τιμής ηλεκτρικής ενέργειας που προσφέρεται κατά τις περιόδους αυτές. Ταυτόχρονα, η μπαταρία επιτρέπεται να φορτιστεί από το δίκτυο έως ότου γεμίσει, εφόσον δεν είναι ήδη πλήρως φορτισμένη και η διάρκεια της περιόδου εκτός αιχμής είναι αρκετή. Εάν κατά την περίοδο εκτός αιχμής, υπάρχει Φ/Β παραγωγή τότε προτεραιότητα έχει η φόρτιση της μπαταρίας και μετά η κάλυψη του φορτίου στην οποία συμβάλει και η απορρόφηση από το δίκτυο.

Αυτή η μέθοδος ελέγχου επιφέρει μεγαλύτερο οικονομικό όφελος στον αυτοπαραγωγό από την άμεση φόρτιση/εκφόρτιση, αλλά μπορεί να εφαρμοστεί μόνο εάν προσφέρονται διαφορετικές περιόδους τιμολόγησης ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, η φόρτιση της μπαταρίας από το δίκτυο είναι πιθανό να απαγορεύεται από τη νομοθεσία της χώρας εφαρμογής.

Σε κάθε μία από τις παραπάνω στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας, μπορεί να δοθεί κατάλληλο κίνητρο στους αυτοπαραγωγούς να πραγματοποιούν αντιστάθμιση της άεργου ισχύος μέσω του αντιστροφέα τους για τον περιορισμό των υπερτάσεων στο ΣΚΣ. Μπορεί η λύση αυτή να αυξάνει την πολυπλοκότητα της διαχείρισης της μπαταρίας, όμως μπορεί να οδηγήσει στη χαλάρωση των ορίων έγχυσης στο δίκτυο. Έτσι, ικανοποιείται η ανάγκη του διαχειριστή του δικτύου για την αποφυγή των υπερτάσεων, αλλά αποφεύγει και ο αυτοπαραγωγός μεγάλο μέρος των υφιστάμενων περικοπών της Φ/Β παραγωγής του.

Γενικά, όλες οι παραπάνω στρατηγικές φόρτισης της μπαταρίας είναι ικανές να φορτίσουν πλήρως τη μπαταρίας σε μια ημέρα με υψηλή ηλιακή ακτινοβολία. Επίσης, αν εξαιρέσουμε τη στρατηγική άμεσης φόρτισης/εκφόρτισης, όλες οι υπόλοιπες μπορούν να μειώσουν την εμφάνιση των παρατηρούμενων υπερτάσεων στο δίκτυο. Το πρόβλημα παρουσιάζεται κατά τις ημέρες χαμηλής ηλιοφάνειας όπου οι περισσότερες στρατηγικές δεν μπορούν να εγγυηθούν την μέγιστη δυνατή φόρτιση της μπαταρίας λόγω της εφαρμογής της σταθερής ισχύος φόρτισης ή λόγω σφαλμάτων πρόβλεψης.

Γίνεται κατανοητό, λοιπόν, ότι δεν υπάρχει κάποια επιλογή που να λύνει όλα τα προβλήματα. Επομένως, η επιλογή της κατάλληλης στρατηγικής εξαρτάται από την προτεραιότητα που δίνεται στις διάφορες παραμέτρους σε κάθε περίπτωση.

Η παρούσα εργασία, εξετάζει τη βελτιστοποίηση του οφέλους από την πλευρά του αυτοπαραγωγού. Συνεπώς, το μοντέλο προσομοίωσης, που θα παρουσιαστεί σε επόμενη ενότητα, δεν περιλαμβάνει κανέναν περιορισμό όσον αφορά την εγχεόμενη ισχύ στο δίκτυο. Η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας θα προκύψει από την προσομοίωση και θα είναι εκείνη που θα βελτιστοποιεί το όφελος του αυτοπαραγωγού. Παρόλα αυτά, αν η εργασία δεν αφορούσε την εύρεση της βέλτιστης λύσης, η ιδανικότερη στρατηγική φόρτισης της μπαταρίας από τη σκοπιά του αυτοπαραγωγού θα ήταν εκείνη της φόρτισης από το δίκτυο κατά τις περιόδους εκτός αιχμής (7^η στρατηγική), μιας και είναι απλή στην εφαρμογή της και δεν επιφέρει ποτέ περικοπές στην Φ/Β παραγωγή.

3.3.5 Μηχανισμός γήρανσης συστήματος αποθήκευσης

Σε εφαρμογές με μεγάλη διάρκεια ζωής όπως τα Φ/Β συστήματα, το μερίδιο της μπαταρίας στο κόστος κύκλου ζωής του συνολικού συστήματος είναι σημαντικό, λόγω του σχετικά υψηλού επενδυτικού κόστους και της περιορισμένης διάρκειας ζωής των περισσότερων τεχνολογιών μπαταρίας. Έτσι, κρίνεται αναγκαία η μελέτη του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας ώστε να ληφθούν όλα τα απαραίτητα μέτρα που θα συμβάλλουν στην αποφυγή της πρόωρης γήρανσης του συστήματος.

Η συμπεριφορά γήρανσης των μπαταριών ιόντων λιθίου είναι πολύ περίπλοκη αφού ακόμη και μικρές αλλαγές στις παραμέτρους λειτουργίας, μπορούν να αλλάξουν τη διάρκεια ζωής τους και κατά συνέπεια να επηρεάσουν το κόστος του κύκλου ζωής τους. Τυπικά διαφοροποιείται μεταξύ της γήρανσης λόγω παρόδου του χρόνου (ημερολογιακή γήρανση) και της γήρανσης που οφείλεται στη λειτουργία της (γήρανση λόγω κύκλων ζωής). Η χωρητικότητα της μπαταρίας υποβαθμίζεται διαρκώς έως ότου η μπαταρίας φτάσει στο τέλος της ζωής της (EOL). Ο πιο συνηθισμένος ορισμός για το τέλος της ζωής μιας μπαταρίας ιόντων λιθίου είναι η απώλεια χωρητικότητας 20% σε σύγκριση με την ονομαστική της χωρητικότητα (SOH = 80%) ή ο διπλασιασμός της εσωτερικής αντίστασης. Όταν γίνει ένα από αυτά, η μπαταρία χρήζει αντικατάστασης.

Η ημερολογιακή γήρανση περιγράφει τη γήρανση λόγω της χρονικής παρόδου και είναι ανεξάρτητη της χρήσης της μπαταρίας. Επηρεάζεται από φαινόμενα γήρανσης που μπορεί να προκύψουν κατά τη διάρκεια της διατήρησης της αποθηκευμένης ενέργειας στη μπαταρία. Τα κυριότερα αυτών είναι η

αύξηση της θερμοκρασίας περιβάλλοντος και η διατήρησή της μπαταρίας σε αρκετά υψηλά επίπεδα φόρτισης²⁴ (SOC) [80], [81], [82]. Συγκεκριμένα, κάθε αύξηση της θερμοκρασίας²⁵ περιβάλλοντος κατά 10°C μπορεί να μειώσει την ημερολογιακή διάρκεια ζωής της έως και 50% [46]. Τα φαινόμενα γήρανσης αυτά μπορούν να παρακολουθούνται μέσω ηλεκτροχημικών μεγεθών όπως είναι η απώλεια χωρητικότητας, η αλλαγή δυναμικού και η κατάσταση υγείας (SOH) [82].

Με την πάροδο της ημερολογιακής διάρκειας ζωής, η χωρητικότητα της μπαταρίας έχει υποβαθμιστεί στο 80% της ονομαστικής της τιμής και η μπαταρία χρήζει αντικατάστασης ανεξάρτητα από τον αριθμό κύκλων που έχει πραγματοποιήσει. Μια μπαταρία ιόντων λιθίου που διατηρείται στις προτεινόμενες συνθήκες, μπορεί να φτάσει μέχρι και τα 20 έτη ημερολογιακής διάρκειας ζωής.

Η γήρανση λόγω κύκλων ζωής περιγράφει τη γήρανση που προκύπτει από τη χρήση της μπαταρίας και επομένως από τις φορτίσεις/εκφορτίσεις που εκτελεί. Επηρεάζεται από φαινόμενα γήρανσης που μπορεί να προκύψουν κατά τη χρήση της. Τα κυριότερα αυτών είναι η υπερβολική φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας, καθώς και το μέσο βάθος εκφόρτισής της. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, όσο περισσότερες βαθιές εκφορτίσεις κάνει μια μπαταρία, τόσο μεγαλύτερη είναι και η μηχανική καταπόνηση που υφίσταται. Έτσι, αποφεύγεται η εκφόρτιση της μπαταρίας κάτω από το 20% της τρέχουσας αξιοποιήσιμης χωρητικότητάς της (SOC≥20%). Πέρα από αυτό, όμως, μεγάλες επιπτώσεις παρουσιάζουν και τα ακραία επίπεδα SOC μιας και μειώνουν σημαντικά τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας [49], [82]. Λύση στο πρόβλημα αυτό δίνει η επιβολή κατώτατου και ανώτατου ορίου στο SOC τα οποία φυσικά καθορίζονται και με τη συμβολή του επιθυμητού DOD. Τα φαινόμενα γήρανσης αυτά μπορούν να παρακολουθούνται μέσω ηλεκτροχημικών μεγεθών όπως είναι η υποβάθμιση της χωρητικότητας, η μέση κατάσταση φόρτισης (SOC) και η αύξηση της εσωτερικής αντίστασης που έχει άμεση σχέση με την εξασθένιση ισχύος [82].

Μετά τη συμπλήρωση των αναμενόμενων κύκλων ζωής²⁶, η μπαταρία φτάνει στο τέλος της ζωής της και χρήζει αντικατάστασης. Μια μπαταρία ιόντων λιθίου που διατηρείται στις προτεινόμενες συνθήκες, μπορεί να πραγματοποιήσει περισσότερους από 5000 κύκλους μέχρι το τέλος της ζωής της [27], [55], [58].

Εξαιτίας της πολυπλοκότητας του μηχανισμού γήρανσης της μπαταρίας, δεν υπάρχει κάποιο μοντέλο που να είναι κοινώς αποδεκτό. Οι πολλαπλές εκδοχές που αφορούν το μηχανισμό γήρανσης μιας μπαταρίας ιόντων λιθίου φαίνονται στις διάφορες εργασίες που παρατίθενται στη βιβλιογραφία. Μπορεί να γίνει ένας διαχωρισμός στις εργασίες αυτές ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του μηχανισμού γήρανσης που παραθέτουν. Έτσι, θα λέγαμε ότι κατηγοριοποιούνται σε τρεις ομάδες. Αυτές αφορούν τις εργασίες των οποίων ο μηχανισμός γήρανσης εξαρτάται:

- μόνο από την ημερολογιακή γήρανση [50], [56].
- μόνο από τη γήρανση λόγω κύκλων ζωής [61], [83]
- και τέλος, από το συνδυασμό και των δύο τύπων γήρανσης [49], [62], [80], [82], [84], [85].

²⁴ Η διατήρηση της μπαταρίας σε αρκετά υψηλά επίπεδα φόρτισης αποφεύγεται με την επιβολή ανώτατου ορίου στο SOC.

²⁵ Η καλύτερη απόδοση για τις περισσότερες μπαταρίες ιόντων λιθίου επιτυγχάνεται σε μέτριες θερμοκρασίες περιβάλλοντος μεταξύ 20°C και 30°C [46].

²⁶ Στην περίπτωση όπου έχει πραγματοποιηθεί η εμφάνιση φαινομένων γήρανσης που επηρεάζουν τους κύκλους ζωής, τότε η μπαταρία θα φτάσει στο τέλος της ζωής της προτού συμπληρωθούν οι αναμενόμενοι κύκλοι ζωής.

Παρατηρούμε ότι οι περισσότερες μελέτες λαμβάνουν υπόψιν και τους δύο τύπους γήρανσης που αποτελεί και το πιο ρεαλιστικό σενάριο. Σημειώνεται ότι το κοινό χαρακτηριστικό όλων είναι ότι το τέλος ζωής της μπαταρίας ισοδυναμεί με υποβάθμιση της κατάστασης υγείας της μπαταρίας στο 80% της αρχικής.

Επιλογή μηχανισμού γήρανσης

Λαμβάνοντας υπόψιν τη βιβλιογραφία, στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε ένα απλοποιημένο αλλά παράλληλα ρεαλιστικό μοντέλο γήρανσης. Το μοντέλο αυτό λαμβάνει υπόψιν τόσο τη γήρανση που προέρχεται από τους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης που πραγματοποιεί η μπαταρία, όσο και την ημερολογιακή γήρανσή της.

Η μπαταρία δύναται να πραγματοποιήσει 5000 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης με $DOD = 70\%$ ²⁷ στη διάρκεια ζωής της, η οποία αντιστοιχεί σε 20 έτη. Τα όρια που επιβλήθηκαν στο SOC με βάση το επιθυμητό βάθος εκφόρτισης είναι 20-90%. Η αντικατάστασή της μπαταρίας πραγματοποιείται όταν πραγματοποιηθούν οι 5000 κύκλοι ζωής της ή το SOH μειωθεί στο 80% της ονομαστικής τιμής του που συμβαίνει αν περάσουν τα 20 έτη.

Θεωρήθηκε ότι το SOH υποβαθμίζεται σταθερά κατά 1% ετησίως στη διάρκεια των 20 χρόνων ζωής της. Η θεώρηση αυτή συνέβαλε στην απλοποίηση του μοντέλου αφού η σταδιακή αυτή υποβάθμιση αντιστοιχεί σε χρήση κατά μέσο όρο του 90% της χρήσιμης χωρητικότητάς της μπαταρίας καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της. Έτσι, τα όρια που χρησιμοποιούνται για το SOC από την πρώτη στιγμή λειτουργίας της μπαταρίας είναι 20-83%, περιλαμβάνοντας με αυτόν τον τρόπο την υποβάθμιση που υφίσταται η χωρητικότητα της μπαταρίας εξαιτίας της ημερολογιακής της γήρανσης. Συνεπώς, το βάθος εκφόρτισης ισούται πια με 63% ($DOD = 63\%$) ενώ η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας είναι το 70% της ονομαστικής της τιμής²⁸ ($C_U = 70\%$).

Για τον υπολογισμό του έτους αντικατάστασης χρησιμοποιούνται οι (3.10)²⁹ και (3.19) θεωρώντας ότι η μπαταρία πραγματοποιεί κάθε έτος τον ίδιο αριθμό κύκλων με αυτόν του πρώτου χρόνου.

$$r = \frac{Cycles_{Total}}{Cycles_{E,y1}} \quad (3.19)$$

Όπου, r = η διάρκεια ζωής της μπαταρίας (έτη)

$Cycles_{Total}$ = οι πλήρεις κύκλοι που δύναται να πραγματοποιήσει η μπαταρία μέχρι το τέλος της ζωής της.

$Cycles_{E,y1}$ = οι ισοδύναμοι κύκλοι που πραγματοποίησε η μπαταρία κατά το πρώτο έτος λειτουργίας της.

²⁷ Επομένως, η χρήσιμη χωρητικότητα αντιστοιχεί επίσης σε 70% ($C_U = 70\%$) η οποία σταδιακά θα μειώνεται όσο θα υποβαθμίζεται το SOH.

²⁸ Ουσιαστικά η χρήσιμη χωρητικότητα συνεχίζει να αντιστοιχεί στο 70% της ονομαστικής τιμής, αφού στην πραγματικότητα τόσο χρησιμοποιείται αρχικά. Στην προσομοίωση, όμως, θα αξιοποιείται σταθερά το 63% γιατί έτσι ενσωματώνεται στο μοντέλο η υποβάθμιση που υφίσταται σταδιακά η χωρητικότητα της μπαταρίας κατά την πάροδο του χρόνου.

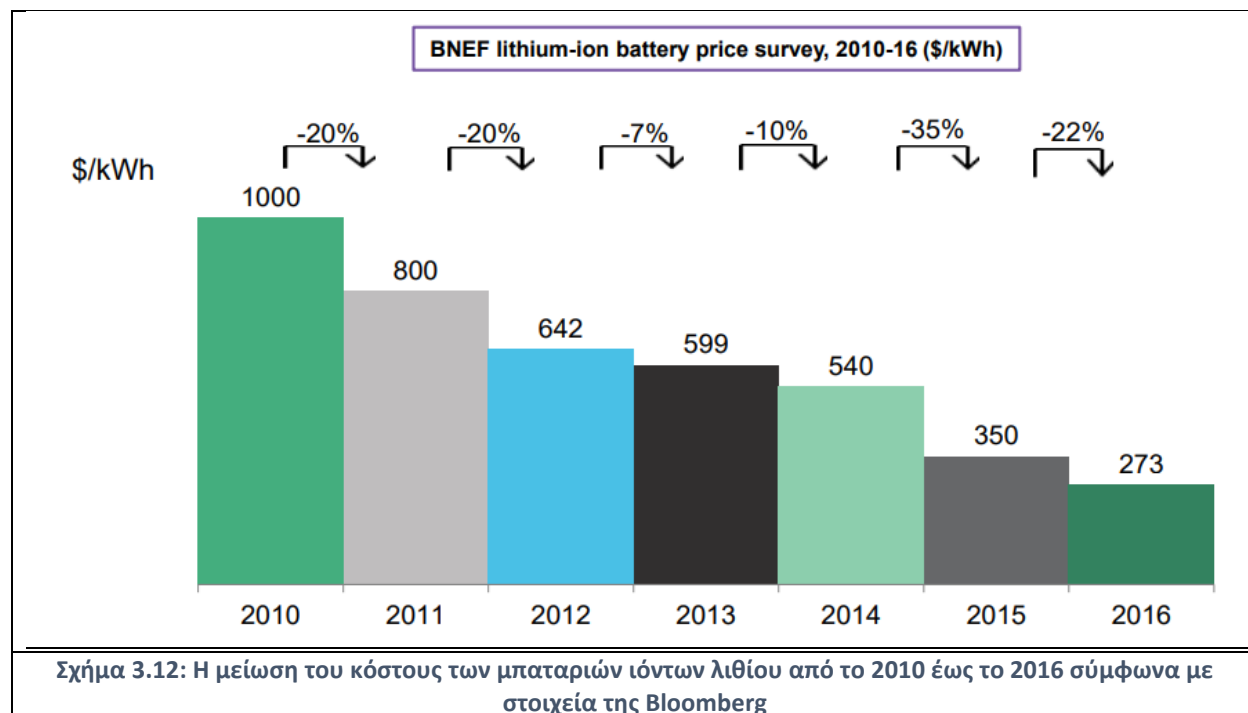
²⁹ Υπολογισμός των ισοδύναμων κύκλων που πραγματοποιεί η μπαταρία κατά το πρώτο έτος λειτουργίας της.

3.3.6 Κόστος συστήματος αποθήκευσης

Τα οφέλη που προκύπτουν από την προσθήκη μιας μπαταρίας ιόντων λιθίου σε ένα Φ/Β σύστημα είναι πολλά, όπως παρουσιάστηκαν παραπάνω. Ωστόσο, το κόστος της αποτελεί το μεγαλύτερο ανασταλτικό παράγοντα μιας και προς το παρόν, ακόμα και μετά από τις μειώσεις που έχει υποστεί τα τελευταία χρόνια, είναι αρκετά υψηλό.

Το κόστος μιας μπαταρίας ιόντων λιθίου, σύμφωνα με παρόμοιες με αυτή εργασίες, αντιστοιχούσε σε 1000-2400 US \$/kWh το 2012 [86], ενώ το 2015-2016 μειώθηκε κοντά στα 500 €/kWh [56], [84], [87]. Η ραγδαία αυτή μείωση προβλέπεται να συνεχιστεί και τα επόμενα χρόνια, όπου η τιμή αναμένεται να πέσει στα 200 €/kWh έως το 2020 [87].

Σύμφωνα με το παρακάτω γράφημα της Bloomberg (Σχήμα 3.12) όμως, η τιμή των μπαταριών ιόντων λιθίου έχει μειωθεί ακόμα περισσότερο τα τελευταία χρόνια. Συγκεκριμένα αναφέρεται ότι το 2015 η τιμή έπεσε στα 350 US \$/kWh, ενώ το 2016 έφτασε τα 273 US \$/kWh [88]. Ο στόχος των 200 €/kWh φαίνεται ακόμα πιο εφικτός μετά της δηλώσεις του Elon Musk, διευθύνων σύμβουλου και προέδρου της πρωτοπόρου σε αυτόν τον τομέα Tesla, που σκοπεύει να μειώσει έως τα μέσα του 2020 την τιμή αυτή σε λιγότερο από 100 US \$/kWh, εφόσον τα βασικά εμπορεύματα διατηρηθούν σε σταθερές τιμές [89].



Ένα σύστημα αποθήκευσης, όμως, εκτός από τη μπαταρία περιλαμβάνει και άλλα στοιχεία όπως είναι ο αντιστροφέας και ο ρυθμιστής φόρτισης³⁰. Το κόστος του αντιστροφέα παρουσιάζει πολύ λιγότερες μεταβολές, καθώς το 2012 το κόστος του αντιστοιχούσε σε 312,5-375 US \$/kW [86], ενώ το 2015 σε 350 €/kW [84]. Λαμβάνοντας υπόψιν τα παραπάνω κόστη, καθώς και αυτά που τα συνοδεύουν (κόστη σύνδεσης, εγκατάστασης και αντικατάστασης), το συνολικό κόστος μιας τέτοιας επένδυσης μπορεί να φτάσει σε πολύ υψηλά επίπεδα.

³⁰ Η παρούσα εργασία εστιάζει στο κόστος που αφορούν μόνο τη μπαταρία και τον αντιστροφέα καθώς αποτελούν το συντριπτικό ποσοστό κόστους μιας τέτοιας επένδυσης,

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα κόστη του συστήματος αποθήκευσης. Η γνώση τους είναι απαραίτητη για την μετέπειτα διαστασιολόγησή τους, ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη σχέση μεταξύ κόστους και οφέλους. Τα κόστη ενός συστήματος αποθήκευσης αποτελούνται από το αρχικό κόστος επένδυσης συστήματος, το κόστος λειτουργίας και συντήρησής του (λειτουργικές δαπάνες) και το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας.

Αρχικό κόστος επένδυσης συστήματος αποθήκευσης (Ko_{ESS})

Το αρχικό κόστος επένδυσης του συστήματος περιλαμβάνει την αγορά της μπαταρίας και του αντιστροφέα, καθώς και τα κόστη εγκατάστασής τους. Στα ποσά αυτά προστίθεται το κόστος σύνδεσης του συστήματος με το δίκτυο της ΔΕΗ και τέλος, όλα τα παραπάνω υπόκεινται σε ΦΠΑ που ισούται με 24% (3.20). Σημειώνεται ότι για την εργασία αυτή, θεωρήθηκε ότι το κόστος εγκατάστασης του συστήματος αντιστοιχεί στο 15% της συνολικής του αξίας, ενώ το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο θεωρήθηκε 400 €.

$$K_{O_{ESS}} = [(C_B * B_{COST} + P_{INV} * INV_{COST}) * (C_{INSTALL} + 1) + CONN_{COST}] * (VAT + 1) \quad (3.20)$$

Όπου, C_B = η εγκατεστημένη χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh).

B_{COST} = το κόστος αγοράς της μπαταρίας ανά κιλοβατώρα (€/kWh).

P_{INV} = η ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα (kW).

INV_{COST} = το κόστος αγοράς του αντιστροφέα ανά κιλοβάτ (€/kW).

$C_{INSTALL}(\%)$ = ο συντελεστής του κόστους εγκατάστασης του συστήματος (%).

$CONN_{COST}$ = το κόστος σύνδεσης του συστήματος αποθήκευσης με το δίκτυο (€).

VAT = ο ΦΠΑ (%).

Κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης (OM_{ESS})

Το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης είναι σταθερό και ισούται με το 2% του αρχικού κόστους επένδυσης, όπως φαίνεται στην (3.21).

$$OM_{ESS} = OM_{ESS(\%)} * K_{O_{ESS}} \quad (3.21)$$

Όπου, $OM_{ESS(\%)}$ = το ποσοστό του κόστους επένδυσης που αντιστοιχεί στις ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης (%).

$K_{O_{ESS}}$ = το αρχικό κόστος επένδυσης του συστήματος αποθήκευσης (€).

Κόστος αντικατάστασης μπαταρίας (RC_B)

Το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας σε αυτή την εργασία εξαρτάται άμεσα από τους ετήσιους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης που πραγματοποιεί η μπαταρία³¹. Επομένως, μπορεί να χρειαστεί να

³¹ Σύμφωνα με το μηχανισμό γήρανσης που επιλέχθηκε στην Ενότητα 3.3.5, η μπαταρία δύναται να πραγματοποιήσει έως 5000 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης στα 20 χρόνια της ημερολογιακής ζωής της.

αντικατασταθεί είτε μία είτε παραπάνω από μία φορές ή ακόμα και ποτέ, ανάλογα με το αν ο αριθμός των κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης που εκτελεί ετησίως είναι κανονικός, μεγάλος ή μικρός αντίστοιχα.

Στην παρούσα εργασία θεωρήθηκε ότι το κόστος αγοράς της μπαταρίας ανά κιλοβατώρα ελαττώνεται κατά 5% ετησίως για τα πρώτα 10 χρόνια, ενώ συνεχίζει να ελαττώνεται κατά 2,5% ετησίως τα υπολειπόμενα 10 χρόνια³². Συνεπώς, η νέα τιμή αγοράς της μπαταρίας υπολογίζεται ανάλογα με το έτος που πραγματοποιείται η αντικατάσταση σύμφωνα με την (3.22).

$$B_{FC} = \begin{cases} B_{COST} * (0.95 * \Delta Y), & \text{αν } \Delta Y \leq 10 \\ B_{COST} * [0.95 * 10 + 0.975 * (\Delta Y - 10)], & \text{αν } \Delta Y > 10 \end{cases} \quad (3.22)$$

Όπου, B_{FC} = το μελλοντικό κόστος αγοράς της μπαταρίας ανά κιλοβατώρα (€/kWh).

B_{COST} = το αρχικό κόστος αγοράς της μπαταρίας ανά κιλοβατώρα (€/kWh).

ΔY = η χρονολογική διαφορά του έτους αντικατάστασης της μπαταρίας με το έτος της αρχικής αγοράς της (έτη)³³.

Το συνολικό κόστος αντικατάστασης, ανηγμένο σε παρούσα αξία, υπολογίζεται από την (3.23). Σημειώνεται ότι χρησιμοποιείται επιτόκιο αναγωγής ίσο με 5%.

$$RC_B = \sum_{k=1}^{Replaces} \frac{C_B * B_{FC,k} * (VAT + 1)}{(1 + d)^{\Delta Y}} \quad (3.23)$$

Όπου, C_B = η εγκατεστημένη χωρητικότητα της μπαταρίας (kWh).

$B_{FC,k}$ = το μελλοντικό κόστος αγοράς της μπαταρίας ανά κιλοβατώρα για την k-οστή αντικατάσταση (€/kWh).

VAT = ο ΦΠΑ (%).

d = το επιτόκιο αναγωγής (%).

ΔY = η χρονολογική διαφορά του έτους αντικατάστασης της μπαταρίας με το έτος της αρχικής αγοράς της (έτη).

Κόστος συστήματος αποθήκευσης στη μελέτη αυτή

Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε κόστος 400³⁴ €/kWh για τη μπαταρία ιόντων λιθίου και 300 €/kW για τον αντιστροφέα. Οι τιμές αυτές επιλέχθηκαν με σκοπό να ανταποκρίνονται στη μέση τιμή κόστους των συστημάτων αποθήκευσης που επικρατεί στην αγορά. Ο υπολογισμός του κόστους του συστήματος αποθήκευσης γίνεται χρησιμοποιώντας αυτές τις τιμές, καθώς και τις εξισώσεις που παρουσιάστηκαν νωρίτερα σε αυτή την ενότητα.

³² Δεν εξετάζεται τη συμβαίνει μετά το πέρας των 20 χρόνων αφού τόσο είναι και η διάρκεια ζωής της συνολικής επένδυσης.

³³ Ακόμα και αν δεν είναι η πρώτη αντικατάσταση της μπαταρίας, για την σχέση αυτή μας ενδιαφέρει πόσα έτη έχουν περάσει από την αρχική αγορά της και όχι από την τελευταία αντικατάστασή της.

³⁴ Η επιλογή αυτή έγινε λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα κόστη που χρησιμοποιήθηκαν στις αντίστοιχες εργασίες που παρουσιάστηκαν παραπάνω, όσο και τα στοιχεία που προκύπτουν από τη Bloomberg.

Κεφάλαιο 4 - Βελτιστοποίηση

4.1 Γενικά για τη Βελτιστοποίηση

Στα μαθηματικά και την επιστήμη των υπολογιστών, ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι εκείνο της εύρεσης της βέλτιστης λύσης από όλες τις εφικτές λύσεις. Τα προβλήματα βελτιστοποίησης μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες ανάλογα με το αν οι μεταβλητές είναι συνεχείς ή διακριτές. Ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με διακριτές μεταβλητές είναι γνωστό ως διακριτή βελτιστοποίηση. Σε ένα διακριτό πρόβλημα βελτιστοποίησης, ψάχνουμε για ένα αντικείμενο όπως ένας ακέραιος αριθμός, μια μετάθεση ή ένα γράφημα από ένα πεπερασμένο (ή πιθανώς απίστευτα άπειρο) σετ. Προβλήματα με συνεχείς μεταβλητές περιλαμβάνουν περιορισμένα προβλήματα και πολυτροπικά³⁵ προβλήματα.

Ένα μοντέλο βελτιστοποίησης αποτελείται από μια αντικειμενική συνάρτηση και από ένα σύνολο περιορισμών. Η αντικειμενική συνάρτηση εκφράζει το στόχο που επιχειρείται να μεγιστοποιηθεί ή να ελαχιστοποιηθεί και είναι μια σχέση μεταξύ μιας ή περισσότερων μεταβλητών που ονομάζονται μεταβλητές ελέγχου (μεταβλητές απόφασης). Οι περιορισμοί (δυναμικότητας, διαθεσιμότητας πόρων, τεχνολογίας, κλπ.) εκφράζουν τους περιορισμούς του περιβάλλοντος στο οποίο αναπτύσσεται η δραστηριότητα. Κάθε συνδυασμός τιμών που μπορούν να λάβουν οι μεταβλητές απόφασης ονομάζεται λύση του προβλήματος. Όταν οι τιμές αυτές ικανοποιούν τους περιορισμούς του προβλήματος, η λύση ονομάζεται εφικτή λύση. Ανάλογα με τη μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης και των περιορισμών, ο μαθηματικός προγραμματισμός διακρίνεται στις ακόλουθες κατηγορίες:

- Γραμμικός προγραμματισμός, όπου τόσο η αντικειμενική συνάρτηση όσο και οι περιορισμοί είναι γραμμικές σχέσεις.
- Ακέραιος προγραμματισμός, όπου οι μεταβλητές ελέγχου μπορούν να πάρουν μόνο ακέραιες τιμές ή αναπαριστούν αποφάσεις «λογικής» και όχι φυσικά μεγέθη.
- Μη γραμμικός προγραμματισμός, όπου κάποιες από τις συναρτήσεις του προβλήματος (αντικειμενική συνάρτηση, περιορισμοί) είναι μη-γραμμικές.

Παραδοσιακά, τα προβλήματα βελτιστοποίησης παρουσιάζονται με τη μορφή αλγεβρικών μοντέλων, όπου η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί διατυπώνονται ως αλγεβρικές εξισώσεις και ανισώσεις μεταξύ των μεταβλητών ελέγχου. Για την επίλυση του μοντέλου και την ανεύρεση της βέλτιστης λύσης χρησιμοποιείται ένας ισχυρός επιλυτής (Solver) .

Πολύ συχνά συναντάμε προβλήματα βελτιστοποίησης με πολλαπλά κριτήρια. Αυτά μπορούν να βρεθούν σε διάφορους τομείς: παράγωγη και σχεδιασμός διαδικασιών, οικονομικά, σχεδιασμό αεροσκαφών, πετρελαϊκές βιομηχανίες, σχεδιασμό αυτοκινήτων, ή σπουδήποτε χρειάζεται να παρθεί η καταλληλότερη απόφαση για την εξισορρόπηση όλων των παραγόντων μεταξύ δυο ή περισσότερων αντικρουόμενων στόχων. Η μεγιστοποίηση του κέρδους και ελαχιστοποίηση του κόστους ενός προϊόντος, η μεγιστοποίηση της απόδοσης και ελαχιστοποίηση της κατανάλωσης καυσίμου σε ένα όχημα και η ελαχιστοποίηση του βάρους καθώς μεγιστοποιείται η αντοχή κάποιου εξαρτήματος είναι παραδείγματα προβλημάτων βελτιστοποίηση με πολλαπλά κριτήρια.

³⁵ Ειδική κατηγορία προβλημάτων με πολλαπλές λύσεις ή μια λύση με αρκετά τοπικά βέλτιστα αντί για ένα μοναδικό βέλτιστο.

Σε αυτή την κατηγορία ανήκει και το πρόβλημα βελτιστοποίησης που μελετάται σε αυτήν την εργασία. Ο σχεδιασμός του βέλτιστου συστήματος αποθήκευσης σε ένα οικιακό Φ/Β σύστημα απαιτεί την μεγιστοποίηση του οφέλους του αυτοπαραγωγού και συγχρόνως την ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος. Αν και είναι προφανές ότι η χρυσή τομή των δύο αυτών παραγόντων θα μας δώσει τη βέλτιστη λύση, το πλήθος των εξισώσεων και των περιορισμών που κρύβονται πίσω από κάθε παράγοντα κάνουν την αναζήτηση αυτή αρκετά σύνθετη. Για το λόγο αυτό, η βελτιστοποίηση πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού βελτιστοποίησης GAMS.

4.2 Λογισμικό βελτιστοποίησης GAMS

Το Σύστημα Γενικής Αλγεβρικής Μοντελοποίησης (General Algebraic Modeling System, GAMS) είναι ένα σύστημα μοντελοποίησης υψηλού επιπέδου για μαθηματικό προγραμματισμό και βελτιστοποίηση. Αποτελείται από έναν μεταγλωττιστή γλώσσας και ένα πλήθος ενσωματωμένων επιλυτών (solvers) υψηλής απόδοσης. Το GAMS είναι προσαρμοσμένο στις πολύπλοκες εφαρμογές μοντελοποίησης μεγάλης κλίμακας και επιτρέπει τη δημιουργία μεγάλων, διατηρήσιμων μοντέλων τα οποία μπορούν να προσαρμοστούν γρήγορα σε νέες καταστάσεις. Το GAMS είναι ειδικά σχεδιασμένο για τη μοντελοποίηση γραμμικών, μη γραμμικών και μεικτών ακέραιων³⁶ προβλημάτων βελτιστοποίησης.

Στην εργασία αυτή το λογισμικό GAMS χρησιμοποιήθηκε για την κατασκευή μεικτών ακεραίων γραμμικών μοντέλων. Ο επιλυτής που χρησιμοποιήθηκε για αυτού του είδους τα προβλήματα είναι ο CPLEX. Ο CPLEX είναι ένας από τους πιο γνωστούς επιλυτές γραμμικών προβλημάτων καθώς έχει σχεδιαστεί για να λύνει γρήγορα μεγάλα και δύσκολα προβλήματα με ελάχιστη παρέμβαση του χρήστη. Τα προβλήματα που λύνει είναι απλά γραμμικά, τετραγωνικά και μεικτών ακεραίων.

Ακολουθεί η περιγραφή των αντικειμενικών συναρτήσεων, των μεταβλητών ελέγχου, καθώς και των περιορισμών που χρησιμοποιήθηκαν για την κατασκευή του γενικού μοντέλου που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα εργασία.

4.3 Περιγραφή γενικού μοντέλου

Για την παρούσα εργασία, υλοποιήθηκε ένα γενικό μοντέλο βελτιστοποίησης το οποίο, αν και προσαρμοζόταν ανάλογα το σενάριο που εξεταζόταν, παρέμενε στο μεγαλύτερο μέρος του σταθερό. Το μοντέλο αυτό αφορά ένα οικιακό σύστημα Φ/Β – μπαταρίας που τιμολογείται βάσει του υφιστάμενου προγράμματος ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα με τις χρεώσεις που επιβάλλει η ΔΕΗ στους οικιακούς καταναλωτές της. Πρόκειται για έναν μέσο οικιακό καταναλωτή για την περιοχή της Αττικής ετήσιας κατανάλωσης 5000 kWh. Η αναμενόμενη ετήσια Φ/Β παραγωγή προέκυψε 1575,9 kWh/kWp από ένα Φ/Β σύστημα 20 kW στην περιοχή της Αττικής και σύμφωνα με το δεδομένο αυτό επιλέχθηκε Φ/Β 3,17 kWp (1 MWh/MWh φορτίου) για την εργασία αυτή (Ενότητα 3.2.1). Η προσομοίωση πραγματοποιήθηκε με βήμα δεκαπενταλέπτου αφού οι χρονοσειρές του φορτίου και της Φ/Β παραγωγής αποτελούνται από μετρήσεις ίσου διαστήματος. Οι μετρήσεις αυτές αφορούν καταγραφές ενός έτους και άρα αποτελούνται από 35040 στοιχεία. Εδώ σημειώνεται πως οι εν λόγω χρονοσειρές χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδος για κάθε έτος προσομοίωσης, θεωρώντας ότι η οικιακή κατανάλωση και η Φ/Β παραγωγή που έχουμε στη διάθεσή μας αντιπροσωπεύουν και τα 20 έτη.

Η Σύμβαση Συμψηφισμού που υπογράφεται μεταξύ του Προμηθευτή και του αυτοπαραγωγού έχει διάρκεια ισχύος 25 έτη. Αν και οι εγγυήσεις που δίνονται από τους κατασκευαστές για τις Φ/Β γεννήτριες

³⁶ Τα προβλήματα βελτιστοποίησης μεικτών ακέραιων (mixed integer problems, MIP) περιέχουν τόσο ακέραιους τύπους όσο και δυαδικούς και μπορεί να είναι είτε γραμμικά είτε μη γραμμικά.

μονοκρυσταλλικού πυριτίου είναι περισσότερο από 25 χρόνια καλής λειτουργίας, η διάρκεια ζωής του Φ/Β συστήματος για τη μελέτη αυτή θεωρήθηκε ότι είναι τα 20 έτη για να μην αποκλίνουμε πολύ από τη διάρκεια ζωής μιας μπαταρίας που φτάνει κι αυτή τα 20 έτη στην καλύτερη περίπτωση. Συνεπώς, η επένδυση στο σύστημα Φ/Β – μπαταρία διαρκεί 20 έτη. Στο διάστημα της 20ετίας της επένδυσης αυτής, θεωρήθηκε ότι η απόδοση του Φ/Β συστήματος παραμένει σταθερή. Στην πραγματικότητα η απόδοσή του μειώνεται κατά 0,5-1% ετησίως.

Όσον αφορά το σύστημα αποθήκευσης, επιλέχθηκε μπαταρία τύπου ιόντων λιθίου λόγω των πολλαπλών πλεονεκτημάτων που προσφέρει (ενότητα 3.3.2) και της ραγδαίας πτώσης της τιμής της. Η αρχιτεκτονική σύνδεσης που υιοθετήθηκε για το σύστημα Φ/Β – μπαταρία είναι εκείνη της AC σύνδεσης. Ανάμεσα στα πολλά πλεονεκτήματα που προσφέρει αυτή η αρχιτεκτονική (ενότητα 3.3.3), ανεξαρτητοποιεί τελείως τα δύο συστήματα (Φ/Β- μπαταρία). Λόγω του ότι πρόκειται για βελτιστοποίηση, η επιλογή της στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας αφήνεται να καθοριστεί από το λογισμικό βελτιστοποίησης, έτσι ώστε να πραγματοποιηθεί η καλύτερη δυνατή διαχείριση της μπαταρίας.

Ένας πολύ σημαντικός παράγοντας για μια μπαταρία είναι ο καθορισμός των ορίων στην κατάσταση φόρτισής της. Για την παρούσα εργασία επιλέχθηκε ως κατώτατο όριο το 20% ενώ ως ανώτατο το 90% ($20\% < SOC < 90\%$). Έτσι, η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας αντιστοιχεί στο 70% της ονομαστικής της τιμής. Στο μοντέλο που υλοποιήθηκε, όμως, αυτό εντάχθηκε με μια παραλλαγή για να συνυπολογίσουμε και την σταδιακή υποβάθμιση της χωρητικότητας της μπαταρίας που υφίσταται με την πάροδο του χρόνου. Συγκεκριμένα, ενσωματώθηκε ρεαλιστικός μηχανισμός γήρανσης κατά τον οποίο η μπαταρία χρίζει αντικατάστασης όταν ξεπεράσει τους 5000 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης ή όταν περάσουν τα 20 έτη, περίοδος κατά την οποία η χωρητικότητα της μπαταρίας υποβαθμίζεται τόσο ώστε να φτάσει στο τέλος ζωής της ($SOH = 80\%$). Θεωρήθηκε ότι το SOH υποβαθμίζεται σταθερά κατά 1% ετησίως στη διάρκεια των 20 χρόνων ζωής της. Έτσι, η σταδιακή αυτή υποβάθμιση αντιστοιχεί σε χρήση κατά μέσο όρο του 90% της χρήσιμης χωρητικότητάς της μπαταρίας καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της. Το γεγονός αυτό μετέτρεψε τα όρια που χρησιμοποιούνται για το SOC από την πρώτη στιγμή λειτουργίας της μπαταρίας στο εύρος 20-83%, περιλαμβάνοντας με αυτόν τον τρόπο την υποβάθμιση που υφίσταται η χωρητικότητα της μπαταρίας εξαιτίας της ημερολογιακής της γήρανσης. Συνεπώς, το βάθος εκφόρτισης ισούται πια με 63% ($DOD = 63\%$) ενώ η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας είναι το 70% της ονομαστικής της τιμής³⁷ ($C_U = 70\%$).

Είναι σημαντικό να αναφερθεί πως θεωρήθηκε ότι δε γίνεται καμία αντικατάσταση της μπαταρίας καθώς αυτό προέκυπτε αρκετά ασύμφορο. Για να επιτευχθεί το ταυτόχρονο τέλος ζωής της μπαταρίας με αυτό της επένδυσης, εισάγεται ανώτατος περιορισμός οι 250 ετήσιοι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας, έτσι ώστε στην 20ετία να μην ξεπερνάει τους 5000 κύκλους που ισοδυναμεί με τη μείωση του SOH στο 80%.

Ένα ακόμα σημαντικό σημείο, όσον αφορά το σύστημα αποθήκευσης, είναι οι απώλειες που προσθέτει στο σύστημα. Στην εργασία αυτή θεωρήθηκε ότι οι απώλειες του συστήματος αποθήκευσης, τόσο κατά την φόρτιση όσο και κατά την εκφόρτιση, είναι 10%. Για λόγους απλότητας θεωρήθηκε ότι ο βαθμός απόδοσης του inverter είναι ιδανικός ($\eta_{inv} = 1$). Συνεπώς, ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υπολογίστηκε 81% με βάση την (3.13).

³⁷ Ουσιαστικά η χρήσιμη χωρητικότητα συνεχίζει να αντιστοιχεί στο 70% της ονομαστικής τιμής, αφού στην πραγματικότητα τόσο χρησιμοποιείται αρχικά. Στην προσομοίωση, όμως, θα αξιοποιείται σταθερά το 63% γιατί έτσι ενσωματώνεται στο μοντέλο η υποβάθμιση που υφίσταται σταδιακά η χωρητικότητα της μπαταρίας κατά την πάροδο του χρόνου.

Το κόστος επένδυσης στο σύστημα αυτό ισοδυναμεί με 1300 €/kWp για το Φ/Β σύστημα, ενώ για το σύστημα αποθήκευσης αντιστοιχεί σε 400 €/kWh για τη μπαταρία και 300 €/kW για τον αντιστροφέα της. Αναλυτική περιγραφή του κόστους που χρησιμοποιήθηκε τόσο για το Φ/Β σύστημα, όσο και για το σύστημα αποθήκευσης, γίνεται στο Κεφάλαιο 3.

Ένα μοντέλο βελτιστοποίησης αποτελείται από μια αντικειμενική συνάρτηση, από τις μεταβλητές ελέγχου (μεταβλητές απόφασης) και από ένα σύνολο περιορισμών. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα δομικά στοιχεία του μοντέλου βελτιστοποίησης αυτής της εργασίας.

4.3.1 Αντικειμενική συνάρτηση - Μεταβλητές ελέγχου

Όπως προαναφέρθηκε, η αντικειμενική συνάρτηση εκφράζει το στόχο που επιχειρείται να μεγιστοποιηθεί ή να ελαχιστοποιηθεί και είναι μια σχέση μεταξύ μιας ή περισσότερων μεταβλητών που ονομάζονται μεταβλητές ελέγχου. Στην ουσία η τιμή των μεταβλητών ελέγχου καθορίζεται από τον Solver, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται ο σκοπός της αντικειμενικής συνάρτησης.

Σκοπός της βελτιστοποίησης αυτής είναι η βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται το μέγιστο οικονομικό όφελος για τον οικιακό αυτοπαραγωγό. Σαν είσοδος δίνονται οι χρονοσειρές της οικιακής κατανάλωσης και της Φ/Β παραγωγής ενός έτους, που παρουσιάστηκαν προηγουμένως. Εφόσον χρησιμοποιούνται οι ίδιες χρονοσειρές και για τα 20 έτη της διάρκειας της επένδυσης οι μεταβλητές ελέγχου παίρνουν τιμές μόνο για το πρώτο έτος και στη συνέχεια τις διατηρούν και για τα υπόλοιπα χρόνια. Σε συνδυασμό με μια παραμετροποίηση που περιλαμβάνει τα υπόλοιπα δεδομένα που παρουσιάστηκαν παραπάνω και των κατάλληλων περιορισμών, εκτελείται η προσομοίωση για τα 20 έτη της επένδυσης αυτής και εξάγονται τα ζητούμενα αποτελέσματα.

Ο Πίνακας 4.1 παρουσιάζει τις μεταβλητές ελέγχου του μοντέλου αυτού. Κάποιες μεταβλητές ελέγχου έχουν μόνο μία τιμή, ενώ άλλες έχουν ως και 35040 τιμές, μία για κάθε δεκαπεντάλεπτο. Εξαιτίας της ύπαρξης μιας δυαδικής μεταβλητής ελέγχου (b), το μοντέλο αυτό ανήκει στην κατηγορία των γραμμικών προβλημάτων μεικτών ακεραίων.

Πίνακας 4.1: Μεταβλητές ελέγχου που χρησιμοποιήθηκαν κατά την υλοποίηση του μοντέλου βελτιστοποίησης

Μεταβλητές ελέγχου	Πλήθος τιμών	Επεξήγηση
Cb	1	Ονομαστική χωρητικότητα μπαταρίας
Pinv	1	Ονομαστική ισχύ αντιστροφέα
Epv_batt	35040	Ενέργεια από το Φ/Β προς τη μπαταρία (ενέργεια φόρτισης)
Ebatt_load	35040	Ενέργεια από τη μπαταρία προς το φορτίο (ενέργεια εκφόρτισης)
Epv_grid	35040	Ενέργεια από το Φ/Β προς το δίκτυο (εγχεόμενη ενέργεια)
Egrid_load	35040	Ενέργεια από το δίκτυο προς το φορτίο (ενέργεια απορρόφησης)
SSR	1	Βαθμός αυτονομίας
SCR	1	Βαθμός ιδιοκατανάλωσης
Eb	35040	Ενέργεια αποθηκευμένη στην μπαταρία

b^{38}	35040	Δυαδική μεταβλητή που χρησιμοποιείται για τον περιορισμό της ταυτόχρονης φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας
----------	-------	--

Παρατηρούμε ότι δεν υπάρχει σαν μεταβλητή ελέγχου η ενέργεια από το Φ/Β στο φορτίο (ενέργεια απευθείας τροφοδότησης). Αυτό συμβαίνει γιατί στο μοντέλο αυτό προτεραιότητα έχει η τροφοδότηση του φορτίου από την Φ/Β παραγωγή μιας και έτσι αποφεύγονται οι απώλειες που προκύπτουν από την αποθήκευση της ενέργειας και επιτυγχάνεται ο απώτερος σκοπός μας που είναι η μεγιστοποίηση του οφέλους του οικιακού αυτοπαραγωγού.

Είναι φανερό πώς αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου αυτού αποτελεί η μεγιστοποίηση του οφέλους του οικιακού αυτοπαραγωγού. Το όφελος αυτό αντιστοιχεί στο χρηματικό ποσό που θα έχει εξοικονομήσει ο καταναλωτής στο τέλος της 20ετίας αν προβεί σε αυτή την επένδυση. Φυσικά, για να είναι ακόμα πιο ρεαλιστικό το αποτέλεσμα, μας ενδιαφέρει η Καθαρή Προύσα Αξία (NPV)³⁹ αυτού του χρηματικού ποσού. Χρησιμοποιώντας τις μεταβλητές ελέγχου που παρουσιάστηκαν παραπάνω, έγινε ο μαθηματικός προσδιορισμός της αντικειμενικής συνάρτησης ως εξής:

1. Υπολογίστηκε η NPV της εξοικονόμησης που επιτυγχάνει ο καταναλωτής στο λογαριασμό της ΔΕΗ με την προσθήκη του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας, κατά τη διάρκεια της επένδυσης.
2. Υπολογίστηκε το κόστος αγοράς και εγκατάστασης του Φ/Β συστήματος και του συστήματος αποθήκευσης καθώς και η NPV για τα κόστη συντήρησης αυτών για την περίοδο της 20ετίας.
3. Τέλος, το όφελος ορίστηκε ως η διαφορά μεταξύ της NPV της εξοικονόμησης που επιτυγχάνει ο καταναλωτής στο λογαριασμό της ΔΕΗ και της NPV του κόστους επένδυσης και συντήρησης στο διάστημα της 20ετίας.

Εφόσον το κόστος κάλυψης της κατανάλωσης προτού εγκατασταθεί σύστημα Φ/Β – μπαταρία είναι σταθερό, η μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους αντιστοιχεί στην ελαχιστοποίηση του κόστους κάλυψης της κατανάλωσης με τη χρήση του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας και τους κόστους επένδυσης και συντήρησης. Έτσι, το μοντέλο επιχειρεί να πετύχει το βέλτιστο οικονομικό όφελος ελαχιστοποιώντας το μέγεθος του συστήματος αποθήκευσης και πραγματοποιώντας την καλύτερη δυνατή στρατηγική διαχείριση της μπαταρίας.

4.3.2 Περιορισμοί

Η σημαντικότερη ίσως προσθήκη για ένα μοντέλο βελτιστοποίησης είναι οι εξισώσεις και ανισώσεις περιορισμού. Οι περιορισμοί εκφράζονται σαν γραμμικές συναρτήσεις των μεταβλητών ελέγχου και πρέπει να ορίζονται με απόλυτη σαφήνεια έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι συνθήκες του προβλήματος. Μόνο όταν υπάρχει ένα ολοκληρωμένο σύνολο περιορισμών είναι έτοιμο ένα πρόβλημα να επιλυθεί από τον Solver. Ένας τρόπος για να καταλάβουμε αν το πρόβλημα είναι σωστά ορισμένο, είναι να ελέγξουμε αν ο Solver φτάνει σε εφικτή λύση. Αν αυτό δε συμβαίνει, τότε κάποιος ή κάποιοι από τους περιορισμούς μας παραβιάζονται και πρέπει να γίνουν οι απαραίτητες διορθώσεις, διαγραφές ή προσθήκες.

³⁸ Μια μπαταρία δεν μπορεί να φορτίζεται και να εκφορτίζεται ταυτόχρονα. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιείται η δυαδική μεταβλητή αυτή. Στην επόμενη ενότητα παρουσιάζεται πως εντάσσεται στον περιορισμό η μεταβλητή αυτή.

³⁹ Για τον υπολογισμό της NPV χρησιμοποιήθηκε επιτόκιο αναγωγής $d = 5\%$.

Ο Πίνακας 4.2 παρουσιάζει τις εξισώσεις και ανισώσεις περιορισμού που χρησιμοποιήθηκαν για το μοντέλο αυτό. Οι περιορισμοί αυτοί ικανοποιούνται για κάθε δεκαπεντάλεπτο i του πρώτου έτους, αφού όπως προαναφέρθηκε οι μεταβλητές ελέγχου διατηρούν τις ίδιες τιμές για τα υπόλοιπα έτη της επένδυσης.

Πίνακας 4.2: Εξισώσεις/Ανισώσεις περιορισμού που χρησιμοποιήθηκαν κατά την υλοποίηση του μοντέλου βελτιστοποίησης

Εξίσωση/Ανίσωση περιορισμού	Πλήθος εκτελέσεων	Επεξήγηση
$E_{pv_batt}(i) \leq E_{pv_excess}(i)$	35040	Η ενέργεια φόρτισης δεν μπορεί να ξεπερνάει την περίσσεια Φ/Β παραγωγή
$E_{batt_load}(i) \leq load^{40}(i) - E_{pv_load}^{41}(i)$	35040	Η ενέργεια εκφόρτισης πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση του φορτίου που δεν καλύπτεται απευθείας από το Φ/Β
$E_{grid_load}(i) \leq load(i) - E_{pv_load}(i) - E_{batt_load}(i)$	35040	Η ενέργεια απορρόφησης πρέπει να μικρότερη ή ίση του φορτίου που δεν καλύπτεται από το σύστημα Φ/Β - μπαταρία
$E_{pv_grid}(i) \leq p_v^{42}(i) - E_{pv_load}(i) - E_{pv_batt}(i)$	35040	Η εγχεόμενη ενέργεια πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της παραγωγής που δεν τροφοδοτείται στο φορτίο ή στη μπαταρία
$E_{pv_batt}(i) * 4 \leq P_{inv} * b(i)$	35040	Η ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης πρέπει να είναι πάντα μικρότερη ή ίση της ονομαστικής ικανότητας του αντιστροφέα και να μην πραγματοποιούνται ποτέ ταυτόχρονα ⁴³
$E_{batt_load}(i) * 4 \leq P_{inv} * (1-b(i))$	35040	
$E_{pv_batt}(i) \leq C_b * SOC_{max} - E_b(i-1)$	35040	Η ενέργεια φόρτισης πρέπει πάντα να είναι μικρότερη ή ίση της διαθέσιμης ελεύθερης χωρητικότητας χωρίς η κατάσταση φόρτισης να ξεπερνάει ποτέ το ανώτατο όριό της
$E_{batt_load}(i) \leq E_b(i-1) - C_b * SOC_{min}$	35040	Η ενέργεια εκφόρτισης πρέπει πάντα να είναι μικρότερη ή ίση της αποθηκευμένης ενέργειας στη μπαταρία χωρίς η κατάσταση φόρτισης να πέφτει ποτέ κάτω από το κατώτατο όριό της
$E_b(i) = E_b(i-1) + E_{pv_batt}(i) - E_{batt_load}(i)$	35040	Η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία το δεκαπεντάλεπτο i ισούται με αυτή του προηγούμενου δεκαπενταλέπτου επαυξημένη ή μειωμένη με την ενέργεια φόρτισης ή εκφόρτισης της μπαταρίας αντίστοιχα
$p_v(i) = E_{pv_load}(i) + E_{pv_batt}(i) + E_{pv_grid}(i)$	35040	Η Φ/Β παραγωγή πρέπει σε κάθε δεκαπεντάλεπτο να ισούται με το άθροισμα της ενέργειας απευθείας τροφοδότησης του φορτίου, της ενέργειας φόρτισης της μπαταρίας και της εγχεόμενης ενέργειας στο δίκτυο
$load(i) = E_{pv_load}(i) + E_{batt_load}(i) + E_{grid_load}(i)$	35040	Το φορτίο πρέπει σε κάθε δεκαπεντάλεπτο να ισούται με το άθροισμα της ενέργειας απευθείας τροφοδότησης του

⁴⁰ Η παράμετρος $load$ περιλαμβάνει τις μετρήσεις δεκαπενταλέπτου ενός έτους του φορτίου για ένα μέσο οικιακό καταναλωτή της Αττικής.

⁴¹ Η παράμετρος E_{pv_load} αφορά την ενέργεια απευθείας τροφοδότησης του φορτίου από το Φ/Β.

⁴² Η παράμετρος p_v περιλαμβάνει τις μετρήσεις δεκαπενταλέπτου ενός έτους της Φ/Β παραγωγής για έναν οικιακό αυτοπαραγωγό της Αττικής.

⁴³ Με την προσθήκη της δυαδικής μεταβλητής b , αποτρέπεται η ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας. Έτσι, όταν αυτή παίρνει την τιμή 0, έχουμε εκφόρτιση της μπαταρίας, ενώ όταν παίρνει την τιμή 1 έχουμε φόρτιση.

Σημειώνεται ότι στις παραπάνω σχέσεις λαμβάνονται υπόψη και οι απώλειες του συστήματος αποθήκευσης κάθε φορά που μετασχηματίζεται η ενέργεια, έτσι ώστε η αναπαράσταση του συστήματος να είναι ρεαλιστική.

4.4 Δείκτες Αξιολόγησης

Η εξέταση της επένδυσης σε ένα σύστημα Φ/Β – μπαταρίας είναι ένα αρκετά πολύπλοκο ζήτημα και χρήζει ιδιαίτερης προσοχής κατά την αξιολόγηση της επιχειρηματικής αυτής κίνησης. Προς την κατεύθυνση αυτή, χρησιμοποιείται ένα πλήθος δεικτών αξιολόγησης οι οποίοι συμβάλλουν στην τεχνοοικονομική αξιολόγηση της επένδυσης αυτής. Οι δείκτες αυτοί είναι τόσο οικονομικοί, όπου φανερώνουν πόσο ελκυστικό είναι το οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης, όσο και τεχνικοί, όπου παρουσιάζουν τα οφέλη που προσφέρει η επένδυση σε ενεργειακό επίπεδο. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι δείκτες αξιολόγησης που αξιοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία.

4.4.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)

Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) (σε €) είναι το συνολικό όφελος (κέρδος) που έχει ο επενδυτής από την εφαρμογή του έργου σε όλη τη διάρκεια ζωής του. Το όφελος αυτό είναι ανηγμένο στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής λειτουργίας. Υπολογίζεται ως η διαφορά της εξοικονόμησης που επιτυγχάνει ο καταναλωτής στο λογαριασμό της ΔΕΗ με την προσθήκη του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας και των δαπανών που αφορούν την επένδυση και τη συντήρηση του συστήματος στο σύνολο της διάρκειας ζωής της (4.1). Τα μεγέθη είναι ανηγμένα στο έτος αναφοράς χρησιμοποιώντας επιτόκιο αναγωγής 5%.

$$NPV = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{S_t - OM_t}{(1+d)^t} \quad (4.1)$$

Όπου, K_0 = Το κόστος επένδυσης στο σύστημα Φ/Β – μπαταρία, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας ανηγμένο σε παρούσα αξία (€).

N = Η διάρκεια ζωής της επένδυσης σε έτη.

S_t = Η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στο λογαριασμό της ΔΕΗ το έτος t (€).

OM_t = Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος Φ/Β – μπαταρία για το έτος t (€).

d = Το επιτόκιο αναγωγής (επιτόκιο με το οποίο η μελλοντική αξία μιας επένδυσης μετατρέπεται σε παρούσα αξία).

Η NPV είναι ένα χρήσιμο εργαλείο που χρησιμοποιείται στην οικονομική επιστήμη (economics), στα χρηματοοικονομικά (finance) και στη λογιστική (accounting) για να καθοριστεί αν μια επένδυση ή ένα έργο κρίνεται συμφέρον για να χρηματοδοτηθεί ή όχι. Ανάλογα με την τιμή της NPV αξιολογείται το επενδυτικό σχέδιο. Συγκεκριμένα:

- Αν $NPV = 0$, τότε αυτό σημαίνει ότι τα έσοδα από το έργο αποπληρώνουν την αρχική επένδυση, χωρίς όφελος ή ζημιά για τον επενδυτή. Έτσι, η επένδυση αυτή δεν έχει ενδιαφέρον.

- Αν NPV > 0, τότε αυτό σημαίνει ότι η επένδυση είναι κερδοφόρα.
- Αν NPV < 0, τότε αυτό σημαίνει ότι η επένδυση καταλήγει σε ζημία.

Σε περίπτωση που εξετάζονται περισσότερα από ένα εναλλακτικά επενδυτικά σχέδια, επιλέγεται εκείνο με τη μεγαλύτερη NPV με την προϋπόθεση ότι όλα αφορούν την ίδια διάρκεια ζωής.

4.4.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης εκφράζει την τιμή που θα πρέπει να έχει το προεξοφλητικό επιτόκιο, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται μηδενική NPV στο τέλος ζωής της επένδυσης. Ουσιαστικά, είναι ένας δείκτης ο οποίος μετρά την απόδοση μιας μακροχρόνιας επένδυσης και προσδιορίζεται από την (4.2).

$$-K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{S_t - OM_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (4.2)$$

Όπου, K_0 = Το κόστος επένδυσης στο σύστημα Φ/Β – μπαταρία, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας ανηγμένο σε παρούσα αξία (€).

N = Η διάρκεια ζωής της επένδυσης σε έτη.

S_t = Η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στο λογαριασμό της ΔΕΗ το έτος t (€).

OM_t = Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος Φ/Β – μπαταρία για το έτος t (€).

Το αποτέλεσμα του IRR συγκρίνεται με την τιμή του επιτοκίου αναγωγής και αξιολογείται το επενδυτικό σχέδιο. Έτσι:

- Αν $IRR > d$, τότε η επένδυση γίνεται αποδεκτή.
- Αν $IRR = d$, τότε η επένδυση δεν έχει ενδιαφέρον.
- Αν $IRR < d$, τότε η επένδυση απορρίπτεται.

Σε περίπτωση που εξετάζονται περισσότερα από ένα εναλλακτικά επενδυτικά σχέδια, επιλέγεται εκείνο με τη μεγαλύτερη απόδοση IRR με την προϋπόθεση ότι όλα αφορούν την ίδια διάρκεια ζωής.

Το κριτήριο αποδοχής βασίζεται στην άποψη ότι εάν η επιχείρηση αποδεχτεί ένα πρόγραμμα με IRR ο οποίος υπερβαίνει το κόστος των κεφαλαίων τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για την χρηματοδότηση του συγκεκριμένου προγράμματος, το πλεόνασμα το οποίο απομένει μετά την αποπληρωμή των κεφαλαίων το καρπώνονται οι μέτοχοι της επιχείρησης. Κατά συνέπεια η παραπάνω αποδοχή αυξάνει την χρηματιστηριακή τιμή της μετοχής της επιχείρησης και επομένως και τον πλούτο των μετόχων της. Στην περίπτωση αυτή, η απαιτούμενη απόδοση ονομάζεται και συντελεστής απόρριψης.

4.4.3 Απόδοση Επένδυσης (ROI)

Η Απόδοση επένδυσης (ROI) είναι ένας δείκτης που χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της απόδοσης μιας επένδυσης. Για τον υπολογισμό του ROI, η NPV μιας επένδυσης διαιρείται με το κόστος της αρχικής επένδυσης και το αποτέλεσμα εκφράζεται ως ποσοστό (4.3).

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

Όπου, NPV = Η Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης (€).

K_0 = Το κόστος επένδυσης στο σύστημα Φ/Β – μπαταρία, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας ανηγμένο σε παρούσα αξία (€).

Ο ROI μετρά πόσο αποτελεσματικά χρησιμοποιεί η επιχείρηση τα κεφάλαια της για να παράγει κέρδος κι είναι ένας πολύ δημοφιλής δείκτης μέτρησης λόγω της ευελιξίας και της απλότητάς του. Εάν η επένδυση δεν έχει θετικό πρόσημο ή αν υπάρχουν άλλες επενδύσεις με υψηλότερη απόδοση, τότε η επένδυση δεν θα πρέπει να αναληφθεί.

4.4.4 Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS)

Το LCOS είναι ο δείκτης που εκφράζει το σταθμισμένο κόστος της ενέργειας εκφόρτισης από το σύστημα αποθήκευσης προς το φορτίο. Μετριέται σε €/kWh και ο υπολογισμός του παρουσιάζεται από την (4.4).

$$LCOS = \frac{K_{0,ESS} + \sum_{t=1}^N \frac{OM_{ESS,t}}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{BATT_LOAD,t}}{(1+d)^t}} \quad (4.4)$$

Όπου, $K_{0,ESS}$ = Το κόστος επένδυσης στο σύστημα αποθήκευσης, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας ανηγμένο σε παρούσα αξία (€).

N = Η διάρκεια ζωής της επένδυσης σε έτη.

$OM_{ESS,t}$ = Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αποθήκευσης για το έτος t (€).

$E_{BATT_LOAD,t}$ = Η ενέργεια εκφόρτισης προς το φορτίο το έτος t (kWh).

d = Το επιτόκιο αναγωγής (επιτόκιο με το οποίο η μελλοντική αξία μιας επένδυσης μετατρέπεται σε παρούσα αξία).

4.4.5 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPBP)

Ο δείκτης αυτός εκφράζει το χρονικό διάστημα (σε έτη) που απαιτείται για την απόσβεση της επένδυσης. Αποτελεί έναν πολύ απλό οικονομικό δείκτη, ο οποίος όμως δεν εκφράζει αποτελέσματα κέρδους ούτε εξετάζει την πορεία της επένδυσης μετά την περίοδο αποπληρωμής. Ο DPBP προσδιορίζεται από τη λύση της (4.5).

$$-K_0 + \sum_{t=1}^{DPBP} \frac{S_t - OM_t}{(1+d)^t} = 0 \quad (4.5)$$

Όπου, K_0 = Το κόστος επένδυσης στο σύστημα Φ/Β – μπαταρία, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας ανηγμένο σε παρούσα αξία (€).

S_t = Η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στο λογαριασμό της ΔΕΗ το έτος t (€).

OM_t = Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος Φ/Β – μπαταρία για το έτος t (€).

d = Το επιτόκιο αναγωγής (επιτόκιο με το οποίο η μελλοντική αξία μιας επένδυσης μετατρέπεται σε παρούσα αξία).

Μια επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη, εάν η τιμή του DPBP ικανοποιεί τις προσδοκίες του επενδυτή ως προς τον χρόνο αποπληρωμής και σίγουρα όταν αυτή η τιμή είναι μικρότερη από το χρόνο ζωής της επένδυσης. Βέβαια, όσο πιο μικρή είναι η τιμή του, τόσο πιο ελκυστική είναι η επένδυση.

4.4.6 Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR)

Ο SCR είναι ο δείκτης που μας δείχνει το ποσοστό της Φ/Β παραγωγής που καταναλώνεται στην οικιακή χρήση και πιο συγκεκριμένα το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που δεν εγχέεται στο δίκτυο. Πρόκειται για έναν τεχνικό δείκτη και αφορά την Φ/Β παραγωγή που αξιοποιείται είτε για την απευθείας κάλυψη του φορτίου, είτε για τη φόρτιση της μπαταρίας του αυτοπαραγωγού (4.6).

$$SCR = \frac{E_{PV_LOAD} + E_{PV_BATT}}{E_{PV}} \quad (4.6)$$

Όπου, E_{PV_LOAD} = Η παραγόμενη ενέργεια που τροφοδοτείται απευθείας στο φορτίο (kWh).

E_{PV_BATT} = Η παραγόμενη ενέργεια που χρησιμοποιείται για τη φόρτιση της μπαταρίας (kWh).

E_{PV} = Η παραγόμενη ενέργεια από το Φ/Β (kWh).

4.4.7 Βαθμός Αυτονομίας (SSR)

Ο SSR είναι ο δείκτης που εκφράζει το ποσοστό της ζήτησης του φορτίου που καλύπτεται από την Φ/Β παραγωγή και πιο συγκεκριμένα το ποσοστό της κατανάλωσης που δεν καλύπτεται από το δίκτυο. Πρόκειται για έναν τεχνικό δείκτη και αφορά το οικιακό φορτίο που καλύπτεται από την παραγόμενη ενέργεια είτε άμεσα από το Φ/Β, είτε έμμεσα μέσω της μπαταρίας του αυτοπαραγωγού (4.7).

$$SSR = \frac{E_{PV_LOAD} + E_{BATT_LOAD}}{E_{LOAD}} \quad (4.7)$$

Όπου, E_{PV_LOAD} = Η παραγόμενη ενέργεια που τροφοδοτείται απευθείας στο φορτίο (kWh).

E_{BATT_LOAD} = Η ενέργεια που παρέχεται από τη μπαταρία στο φορτίο (kWh)⁴⁴.

E_{LOAD} = Η ζήτηση του φορτίου (kWh).

4.5 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Η βέλτιστη διαστασιολόγηση και διαχείριση Φ/Β συστημάτων με αποθήκευση αποτελεί αντικείμενο πολλών μελετών της διεθνούς βιβλιογραφίας. Η πολυπλοκότητα των προβλημάτων αυτών δεν επιτρέπει την εξαγωγή μιας μονοσήμαντης απάντησης, καθώς οποιαδήποτε μικρή μεταβολή των δεδομένων ή των παραμέτρων μπορεί να οδηγήσει σε τελείως διαφορετική λύση. Έτσι, έχουν γίνει πολλές έρευνες οι οποίες έχουν όλες εξίσου ενδιαφέρον.

⁴⁴ Η ενέργεια αυτή δεν ισούται με την ενέργεια φόρτισης (E_{PV_BATT}) λόγω των απωλειών του συστήματος αποθήκευσης. Έτσι, ο δείκτης SSR έχει αναπόφευκτα μικρότερη τιμή από εκείνη του SCR.

Στην εργασία [90] (2018) επιχειρείται η εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης για ένα Φ/Β σύστημα συνδεδεμένο με το δίκτυο. Η ιδιαιτερότητα της μελέτης αυτής είναι ότι η παραγόμενη ενέργεια δε χρησιμοποιείται για την κάλυψη φορτίων, αλλά πωλείται στο δίκτυο σύμφωνα με μια σύμβαση που υπογράφει ο αυτοπαραγωγός. Σύμφωνα με τη σύμβαση αυτή, η πώληση της ενέργειας πραγματοποιείται με προσφορά που κατατίθεται μία ημέρα νωρίτερα. Για το λόγο αυτό διεξάγεται καθημερινά πρόβλεψη μίας ημέρας με τη μέθοδο Μόντε Κάρλο⁴⁵, ούτως ώστε να μειωθεί το χάσμα μεταξύ της προσφερόμενης (βάσει της προβλέψεως) και της πραγματικής Φ/Β παραγωγής. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι η πιο συμφέρουσα λύση είναι η επιλογή της ελάχιστης χωρητικότητας μπαταρίας που επιτρέπει να τηρούνται οι περιορισμοί της σύμβασης του αυτοπαραγωγού και να αποφεύγεται η καταβολή κυρώσεων. Όμως, μελλοντικά μια μειωμένη τιμή μπαταρίας θα ευνοούσε την επιλογή ενός μεγαλύτερου μεγέθους συστήματος αποθήκευσης.

Η μελέτη [91] (2014) παρουσιάζει μια καινοτόμο στρατηγική διαχείρισης για συστήματα αποθήκευσης μπαταριών που αυξάνει σημαντικά την ικανότητα των δικτύων διανομής να απορροφούν και να αξιοποιούν την Φ/Β παραγωγή. Η ιδέα βασίζεται στην τοποθέτηση συστημάτων αποθήκευσης από το διαχειριστή του δικτύου στα ήδη υπάρχοντα Φ/Β συστήματα των οικιακών αυτοπαραγωγών. Η κοινή αυτή ιδιοκτησία επιτρέπει την επιθυμητή εξοικονόμηση ενέργειας στον αυτοπαραγωγό, ενώ ο διαχειριστής του δικτύου διαχειρίζεται την περίσσεια Φ/Β παραγωγή για τη ρύθμιση της τάσης και τη μείωση της αιχμής της ζήτησης. Έτσι, το σύστημα αποθήκευσης προάγει το κοινό συμφέρον αφού ο αυτοπαραγωγός μειώνει το κόστος του λογαριασμού τού, ενώ ταυτόχρονα ο διαχειριστής του δικτύου αποφεύγει την επέκταση του δικτύου.

Οι συγγραφείς της εργασίας [92] (2013) εξετάζουν την επίπτωση που έχει η τιμή προμήθειας στη διαστασιολόγηση μιας μπαταρίας για ένα οικιακό Φ/Β σύστημα. Το τιμολόγιο που εξετάζεται είναι διζωνικό και έτσι ο οικιακός αυτοπαραγωγός μπορεί να επωφεληθεί από τη διαφορά των τιμών προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της ημέρας. Κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης, όπου η τιμή προμήθειας είναι χαμηλή, μπορεί να αγοράζει ενέργεια και να την αποθηκεύει στη μπαταρία του και στη συνέχεια να την τροφοδοτεί στο φορτίου του κατά τις περιόδους αιχμής όπου η τιμή προμήθειας είναι υψηλή. Ο αυτοπαραγωγός εκμεταλλεύεται ταυτόχρονα και τη Φ/Β παραγωγή του αυξάνοντας έτσι την εξοικονόμησή του. Ο Πίνακας 4.3 παρουσιάζει τα δύο σενάρια τιμολόγησης που εξετάζονται για την εργασία αυτή. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι η βέλτιστη χωρητικότητα της μπαταρίας που ελαχιστοποιεί το κόστος λειτουργίας για το πρώτο σενάριο βρέθηκε να είναι 30 kWh, όπου ήταν και το ανώτατο όριο που είχε τεθεί. Από την άλλη, το αντίστοιχο αποτέλεσμα για το δεύτερο σενάριο υπέδειξε μπαταρία χωρητικότητας 6 kWh. Συνεπώς, σύμφωνα με τη μελέτη αυτή, το οικονομικό όφελος που προσφέρει μια μπαταρία για έναν πελάτη εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το τιμολόγιο που εφαρμόζεται. Χαρακτηριστικό παράδειγμα τιμολόγησης που αυξάνει την αποτελεσματικότητα της μπαταρίας είναι η εφαρμογή διζωνικού τιμολογίου του οποίου οι τιμές των διαφορετικών περιόδων έχουν αρκετά υψηλή διαφορά.

Πίνακας 4.3: Σενάρια τιμολόγησης της εργασίας [92].

	Εποχή	Τιμολόγηση (\$/kWh)	Ωράριο
--	-------	---------------------	--------

⁴⁵ Η μέθοδος Μόντε Κάρλο είναι μια στοχαστική διαδικασία όπου με χρήση τυχαίων αριθμών και στατιστικής επιχειρείται η επίλυση ενός προβλήματος.

Σενάριο τιμολόγησης		Περίοδος αιχμής	Περίοδος χαμηλής ζήτησης	Περίοδος αιχμής
1	Καλοκαίρι	17.037	5.386	10:00 - 21:00
	Χειμώνας	16.154	5.386	06:00 - 13:00 & 16:00 - 21:00
2	Καλοκαίρι	6.076 (5.02*)	5.386	10:00 - 21:00
	Χειμώνας	6.076 (3.73*)	5.386	06:00 - 13:00 & 16:00 - 21:00

***Η τιμή αυτή αφορά την αιχμή της ζήτησης της αναφερόμενης εποχής.**

Η εργασία [93] (2017) αποσκοπεί στην εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης της μπαταρίας για ένα Φ/Β σύστημα 112 kWp στην περιοχή της Μπρέσια στην Ιταλία. Προς την κατεύθυνση αυτή μελετήθηκαν τρεις διαφορετικές τεχνολογίες μπαταρίας των οποίων η ωριμότητα και οι επιδώσεις διαφέρουν αρκετά. Μελετήθηκαν μπαταρίες μολύβδου – οξέος, θειούχου νατρίου και ιόντων λιθίου για μια περίοδο 20ετίας. Συμπέρασμα της μελέτης αυτής ήταν ότι καμία από τις τρεις τεχνολογίες μπαταρίας δεν αποτελεί κερδοφόρα λύση, καθώς η τιμή αγοράς τους αποτελεί το μεγαλύτερο εμπόδιο. Επίσης, σημειώνεται ότι με τη μπαταρία μολύβδου – οξέος επιτεύχθηκε το καλύτερο αποτέλεσμα.

Στο [61] (2013) μελετάται ένα Φ/Β σύστημα με αποθήκευση και αναζητείται η βέλτιστη διαστασιολόγηση της μπαταρίας ιόντων λιθίου. Η προσομοίωση αφορά ένα νοικοκυριό με ετήσια κατανάλωση 4 MWh για την περιοχή του Βερολίνου στη Γερμανία. Τα χαρακτηριστικά του συστήματος μοιάζουν πολύ με αυτά της παρούσας εργασίας αφού υιοθετείται η AC σύνδεση για το σύστημα Φ/Β – μπαταρία και τα όρια φόρτισης της μπαταρίας κυμαίνονται από 20% έως 80%. Επιπλέον, χρησιμοποιεί αντίστοιχο μοντέλο γήρανσης αφού η μπαταρία χρίζει αντικατάστασης όταν ξεπεράσει τους 5000 κύκλους ζωής ή όταν περάσουν τα 20 έτη της ημερολογιακής της ζωής. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι για μέγεθος μπαταρίας 1 kWh/kWp Φ/Β παραγωγής επιτυγχάνεται αρκετά υψηλό SSR. Από μια ανάλυση ευαισθησίας προέκυψε ότι μακροπρόθεσμα, που η τιμή της μπαταρίας θα έχει φτάσει σε χαμηλότερα επίπεδα, το βέλτιστο οικονομικό όφελος για τον αυτοπαραγωγό θα επιτυγχάνεται για μέγεθος μπαταρίας 1,1 kWh/MWh φορτίου. Τέλος, οι συγγραφείς επισημαίνουν ότι η εφαρμογή στρατηγικών διαχείρισης της μπαταρίας που περιλαμβάνουν πρόβλεψη Φ/Β παραγωγής και φορτίου συμβάλει σημαντικά στον περιορισμό της εγχεόμενης ισχύος και την αύξηση της αυτοκατανάλωσης.

Η μελέτη [73] (2014) αφορά την εύρεση της βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας για ένα οικιακό σύστημα Φ/Β – μπαταρία στη Στουτγάρδη της Γερμανίας. Πρόκειται για ένα ετήσιο φορτίο 4 MWh και ένα Φ/Β σύστημα 3,5 kWp όπου παράγει περίπου 1 MWh/MWh φορτίου ετησίως. Το σύστημα υιοθετεί την AC σύνδεση και η προσομοίωση πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας μετρήσεις δεκαπενταλέπτου. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης επιλύεται κάνοντας χρήση της μεθόδου του δυναμικού προγραμματισμού. Λαμβάνοντας υπόψη ότι στη συγκεκριμένη μελέτη ενσωματώνεται όριο στην ποσότητα της εγχεόμενης ενέργειας προς το δίκτυο, οι συγγραφείς καταλήγουν στα εξής συμπεράσματα:

1. Στρατηγικές που εστιάζουν στη μεγιστοποίηση του SCR, ίσως να μην αποτελούν τον καλύτερο τρόπο διαχείρισης μιας μπαταρίας λόγω της μεγάλης ποσότητας ενέργειας που απορρίπτεται κατά τις ηλιόλουστες ημέρες, ώστε να μην παραβιαστεί το όριο της έγχυσης.

2. Η διάρκεια ζωής της μπαταρίας παρατείνεται με την ελαχιστοποίηση του χρόνου παραμονής σε υψηλές καταστάσεις φόρτισης.
3. Οι απώλειες ελαχιστοποιούνται με τη λειτουργία του συστήματος σε υψηλές αποδόσεις του αντιστροφέα.
4. Η χρήση του δυναμικού προγραμματισμού εξασφαλίζει τη μεγιστοποίηση του οφέλους του αυτοπαραγωγού.

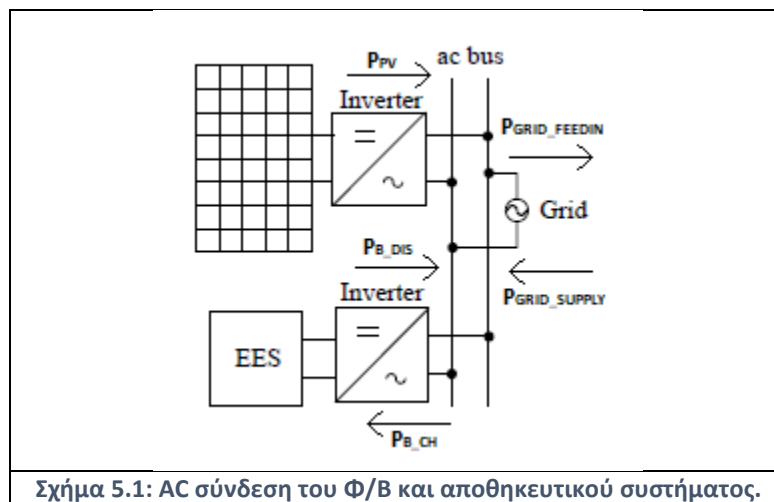
Κεφάλαιο 5 - Βέλτιστη διαστασιολόγηση συστήματος αποθήκευσης

5.1 Εισαγωγή

Το πρώτο στάδιο της βελτιστοποίησης αφορά τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης. Έχουν προταθεί διάφορα κριτήρια διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης από τους ερευνητές. Στην εργασία [94], οι συγγραφείς διαστασιολογούν το σύστημα αποθήκευσης στοχεύοντας στη μέγιστη εξοικονόμηση ενέργειας και στην εκμετάλλευση της δυνατότητας αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από και προς το δίκτυο αντίστοιχα (energy arbitrage). Από την άλλη, στην εργασία [95], οι συγγραφείς χρησιμοποίησαν το σύστημα αποθήκευσης για να εξομαλύνουν τις διακυμάνσεις στην έξοδο του Φ/Β συστήματος.

Η παρούσα εργασία εστιάζει στη βελτιστοποίηση του οφέλους του αυτοπαραγωγού υπό την πολιτική του Net-Metering. Υιοθετείται το γενικό μοντέλο της ενότητας 4.3 το οποίο αφορά έναν οικιακό καταναλωτή που έχει ήδη εγκατεστημένο Φ/Β σύστημα με πολιτική ενεργειακού συμψηφισμού και πρόκειται να ενσωματώσει ένα σύστημα αποθήκευσης, εφόσον αυτό φυσικά πρόκειται να του αποφέρει επιπλέον όφελος. Συνεπώς, στόχος του είναι η μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους του, ελαχιστοποιώντας το κόστος της εν δυνάμει επένδυσης. Σημειώνεται ότι αν και δεν εξετάζεται η διαστασιολόγηση του Φ/Β συστήματος στην παρούσα εργασία, λαμβάνονται υπόψιν το κόστος αγοράς και συντήρησής του για να έχουμε μια ολοκληρωμένη αξιολόγηση της επικείμενης επένδυσης.

Το σύστημα αποθήκευσης αποτελείται από μια μπαταρία ιόντων λιθίου και έναν αντιστροφέα που συνδέονται με το υπόλοιπο σύστημα μέσω ενός AC ζυγού (Σχήμα 5.1), όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 3.3.3.



Σχήμα 5.1: AC σύνδεση του Φ/Β και αποθηκευτικού συστήματος.

Όπως εξηγείται και στην ενότητα 3.3.1, δεν αξιοποιείται η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας για να αποφύγουμε την πρόωση γήρανση. Στην πραγματικότητα, το παράθυρο φόρτισης της μπαταρίας είναι 20-90% και συνεπώς έχουμε βάθος εκφόρτισης (DOD) ίσο με 70%. Σε συνδυασμό, όμως, με το μηχανισμό γήρανσης που επιλέχθηκε (ενότητα 3.3.5) το SOC θεωρείται ότι κυμαίνεται από 20-83%. Η μπαταρία θεωρείται ότι αρχικά είναι γεμάτη, συνεπώς τη στιγμή μηδέν είναι φορτισμένη στο 83% (SOC₀ = 83%).

Το φορτίο του οικιακού καταναλωτή παρουσιάστηκε στην ενότητα 3.1.1 και αφορά μια ετήσια κατανάλωση 5000 kWh όπου η μέγιστη τιμή φορτίου που συναντάται είναι 6,6 kW, ενώ η ελάχιστη τιμή 0,04 kW. Το Φ/Β σύστημα που επιλέχθηκε παρουσιάστηκε στην ενότητα 3.2.1 και αντιστοιχεί σε 1MWh/MWh φορτίου (3,17 kWp). Οι χρονοσειρές του φορτίου και της παραγωγής του οικιακού αυτοπαραγωγού είναι εκείνες που παρουσιάστηκαν στις ενότητες 3.1.1 και 3.1.2 αντίστοιχα και αφορούν μετρήσεις δεκαπενταλέπτου.

Τα κόστη που χρησιμοποιήθηκαν για το σύστημα αποθήκευσης αντιστοιχούν σε 400 €/kWh ονομαστικής χωρητικότητας της μπαταρίας ιόντων λιθίου και 300 €/kW ονομαστικής ικανότητας του αντιστροφέα. Τα κόστη του συστήματος αποθήκευσης παρουσιάστηκαν αναλυτικά στην ενότητα 3.3.6. Το κόστος της μπαταρίας ιόντων λιθίου είναι ακόμα σε υψηλά επίπεδα αλλά υπάρχει μια συνεχή μείωση και αυτό την καθιστά αρκετά ελκυστική για το μέλλον.

Η διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης πραγματοποιείται σε δύο βήματα. Αρχικά διαστασιολογείται η ονομαστική ικανότητα του αντιστροφέα της μπαταρίας και στη συνέχεια η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας ιόντων λιθίου.

5.2 Βέλτιστη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα

Πολλές μελέτες που πραγματεύονται τη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης εστιάζουν στη διαστασιολόγηση της μπαταρίας η οποία αποτελεί τη μεγαλύτερη δαπάνη μιας τέτοιας επένδυσης. Έτσι, αρκετά συχνά επιλέγεται ένας αντιστροφέας ο οποίος μπορεί να φορτίζει/εκφορτίζει τη μπαταρία στο διάστημα της μιας ώρας (1 kW/kWh χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας). Ωστόσο, η επιλογή αυτή προσδίδει ένα σημαντικό κόστος και αυτό έδωσε το έναυσμα στην παρούσα εργασία για την εύρεση του βέλτιστου μεγέθους του αντιστροφέα του συστήματος αποθήκευσης.

5.2.1 Βέλτιστη διαστασιολόγηση αντιστροφέα με αντικειμενική συνάρτηση το οικονομικό όφελος

Το μοντέλο βελτιστοποίησης της διαστασιολόγησης του αντιστροφέα αφορά χρονική περίοδο 20ετίας και υιοθετείται το οικιακό τιμολόγιο Γ1. Κατά τη διάρκεια της χρονικής αυτής περιόδου, για λόγους απλότητας, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η απόδοση του Φ/Β συστήματος θεωρούνται σταθερές. Αντικειμενική συνάρτηση της βελτιστοποίησης αυτής είναι η μεγιστοποίηση του οφέλους (της Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης) του οικιακού αυτοπαραγωγού. Το όφελος του αυτοπαραγωγού ορίζεται ως η διαφορά α) του κόστους επένδυσης, λειτουργίας και κόστους ηλεκτρικής ενέργειας που έχει ο αυτοπαραγωγός στην 20ετία αξιοποιώντας το Φ/Β και αποθηκευτικό σύστημα, με β) το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που θα προέκυπτε χωρίς την αγορά και αξιοποίησή τους. Οι εξισώσεις της αντικειμενικής συνάρτησης παρουσιάζονται αναλυτικά στην ενότητα 4.3.1.

Για την εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης του αντιστροφέα, πραγματοποιήθηκε μια επαναληπτική βελτιστοποίηση για διάφορα μεγέθη της χρήσιμη χωρητικότητας της μπαταρίας και της Φ/Β παραγωγής. Το λογισμικό είχε εξαρχής στη διάθεσή του τις μετρήσεις δεκαπενταλέπτου του φορτίου και της παραγωγής για ένα ολόκληρο έτος όπως αυτές παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 3. Για λόγους απλότητας, θεωρείται ότι οι μετρήσεις αυτές αντιπροσωπεύουν και τα 20 έτη της διάρκειας ζωής της επένδυσης. Αξιοποιώντας τα δεδομένα αυτά, ο αντιστροφέας διαστασιολογείται με τέτοιο τρόπο, ώστε να προκύψει το βέλτιστο όφελος για την περίοδο της 20ετίας. Η γνώση, φυσικά, των μετρήσεων φορτίου και παραγωγής μιας 20ετίας αποτελεί ιδανικό σενάριο μιας και στην πραγματικότητα η καλύτερη πρόβλεψη που μπορούμε να έχουμε είναι λίγων ημερών.

Σημειώνεται ότι αν και έχει ήδη αποφασιστεί το μέγεθος του Φ/Β συστήματος, αρχικά η διαστασιολόγηση του αντιστροφέα εξετάζεται για διάφορες τιμές της Φ/Β παραγωγής (MWh/MWh φορτίου). Αυτό συμβάλει στο να εξαχθεί μια πιο ολοκληρωμένη εικόνα για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα. Ο Πίνακας 5.1 παρουσιάζει τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο αυτό.

Πίνακας 5.1: Δεδομένα εισόδου για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα

Δεδομένα εισόδου			
Σύστημα Αποθήκευσης		Φ/Β	
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης	81%	Μέγεθος Φ/Β	1 MWh/MWh φορτίου (3.17 kWp)
DOD	70%	Κόστος Φ/Β συστήματος ⁴⁶	1300 €/kWp
SOC	20% - 83% ⁴⁷	Κόστος συντήρησης	3%
Κόστος μπαταρίας	400 €/kWh	Άλλα Δεδομένα	
Κόστος συντήρησης	2%	Ετήσια κατανάλωση φορτίου/Συμφωνημένη Ισχύς	5000 kWh/12 kVA
Κόστος σύνδεσης	400 €	Μέγιστη/Ελάχιστη τιμή φορτίου ⁴⁸	6,6 kW/0,04 kW
Μείωση κόστους αντικατάστασης μπαταρίας συγκριτικά με το αρχικό κόστος	5%/2,5% ⁴⁹	Χρονική περίοδος - Επιτόκιο αναγωγής	20 έτη - 5%
Μέγεθος αντιστροφέα	? kW	Τιμολόγιο χρέωσης	Γ1
Κόστος αντιστροφέα μπαταρίας	300 €/kW	Ετήσια αύξηση της χρέωσης προμήθειας ΗΕ ⁵⁰	2%
Κόστος εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης ⁵¹	15%	Είδος/επιλυτής Βελτιστοποίησης	Ετήσια / CPLEX
ΦΠΑ	24%	Μοντέλο - Αντικειμενική Συνάρτηση	Γραμμικό μεικτών ακεραίων - Όφελος αυτοπαραγωγού

Στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της βέλτιστης διαστασιολόγησης του αντιστροφέα για διάφορες τιμές της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας και της Φ/Β ισχύος.

⁴⁶ Το κόστος του Φ/Β συστήματος περιλαμβάνει και το κόστος του αντιστροφέα, της εγκατάστασης, των αδειών και το ΦΠΑ(23%).

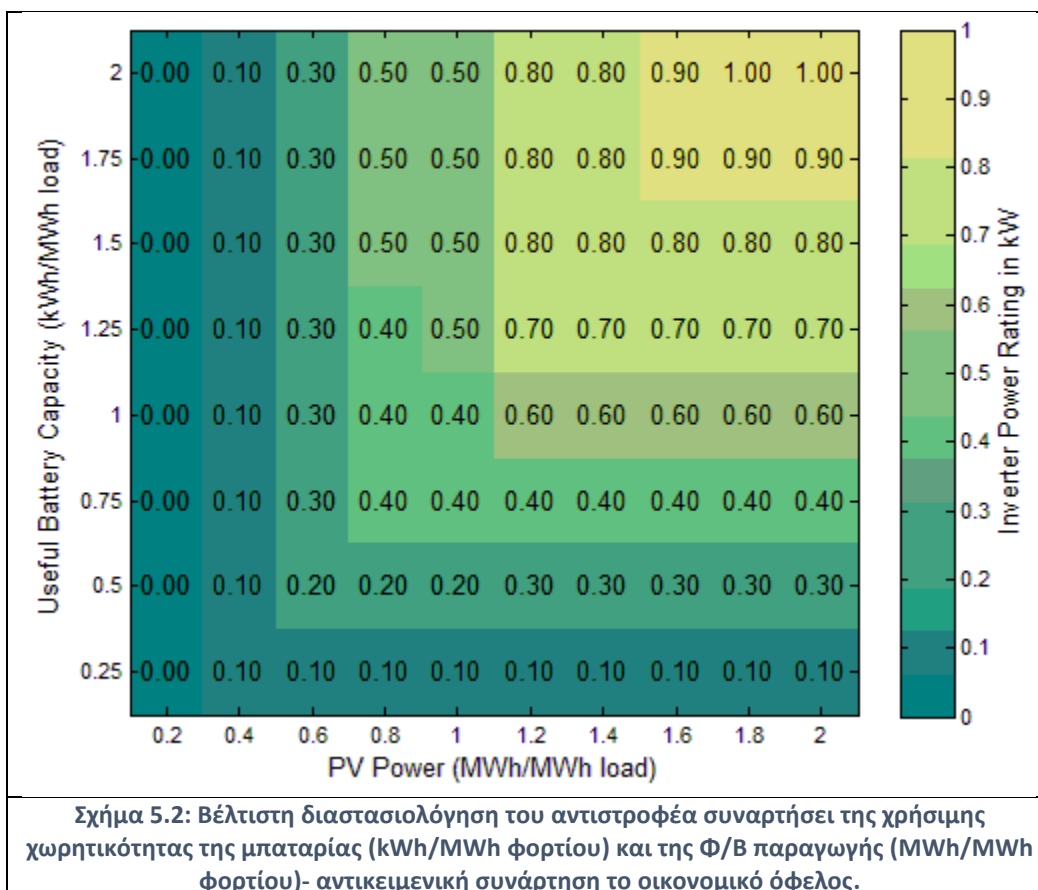
⁴⁷ Αν και το DOD είναι 70%, το SOC περιορίζεται σε ένα εύρος 63% λόγω της θεώρησης κατά την επιλογή του μηχανισμού γήρανσης (ενότητα 3.3.5).

⁴⁸ Η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή φορτίου αναφέρονται σε τιμές δεκαπενταλέπτου.

⁴⁹ Το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας μειώνεται κατά 5% ετησίως για τα πρώτα 10 έτη ενώ για τα υπόλοιπα έτη μειώνεται κατά 2,5% ετησίως.

⁵⁰ Το υπόλοιπα κόστη του τιμολογίου ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ότι παραμένουν αμετάβλητα.

⁵¹ Το ποσοστό αυτό αφορά τόσο το κόστος της μπαταρίας όσο και το κόστος του αντιστροφέα.



Παρατηρούμε ότι επιλέγεται τόσο μικρός αντιστροφέας που η μπαταρία μένει σχεδόν αναξιοποίητη. Αυτό δεν οφείλεται τόσο στο κόστος του αντιστροφέα, αλλά στο μικρό περιθώριο κέρδους που δίνεται από ένα τιμολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας όπως το Γ1 της ΔΕΗ. Ωστόσο, καθώς αυξάνεται συνεχώς η τιμή προμήθειας, μελλοντικά θα έχει νόημα η επένδυση σε μεγαλύτερο αντιστροφέα⁵². Συνεπώς, κρίνεται απαραίτητη η εύρεση του βέλτιστου μεγέθους του αντιστροφέα που θα συμβάλει στην πλήρη αξιοποίηση της μπαταρίας ανάλογα φυσικά με το μέγεθός της. Το σκοπό αυτό μπορεί να εξυπηρετήσει η εξοικονόμηση ενέργειας. Η βελτιστοποίηση του βαθμού αυτονομίας μπορεί να μας δώσει τη ζητούμενη διαστασιολόγηση που θα αποτελέσει τη βέλτιστη επιλογή μελλοντικά, όπου το κόστος του συστήματος αποθήκευσης θα είναι χαμηλότερο και το κόστος ενέργειας υψηλότερο.

5.2.2 Βέλτιστη διαστασιολόγηση αντιστροφέα με αντικειμενική συνάρτηση τον βαθμό αυτονομίας

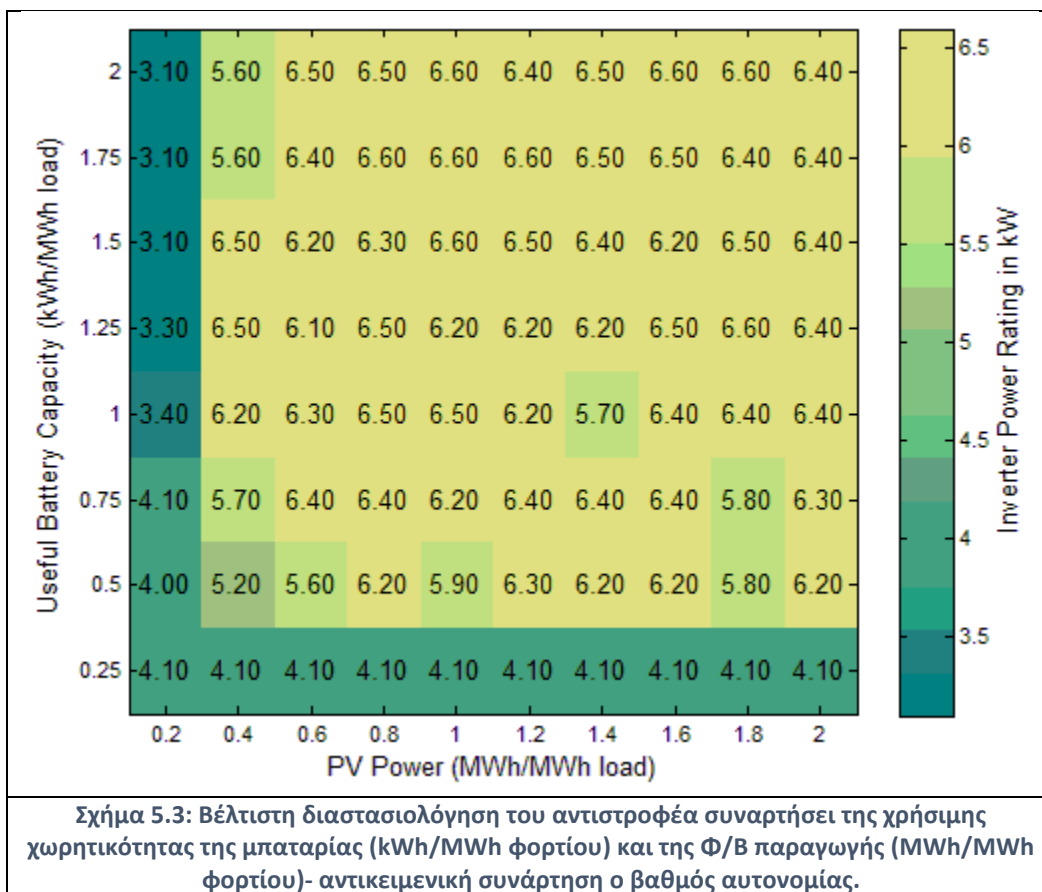
Η βελτιστοποίηση αυτή αφορά χρονική περίοδο ενός έτους και αντικειμενική της συνάρτηση αποτελεί η μεγιστοποίηση του βαθμού αυτονομίας (SSR)⁵³. Στόχος είναι η εύρεση της λύσης που θα ελαχιστοποιεί το μέγεθος του αντιστροφέα και ταυτόχρονα δεν θα περιορίζει σημαντικά τις ροές ισχύος από και προς

⁵² Σημειώνεται επίσης ότι και το κόστος του αντιστροφέα παρουσιάζει πτώση αλλά σε πολύ μικρότερη κλίμακα από ότι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου.

⁵³ Μεγιστοποιώντας το SSR επιτυγχάνεται η ελαχιστοποίηση της απορρόφησης από το δίκτυο και επομένως, η βέλτιστη χρήση του συστήματος αποθήκευσης.

τη μπαταρία και την ενεργειακή της απόδοση. Προς την κατεύθυνση αυτή πραγματοποιήθηκε και ανάλυση ευαισθησίας όσον αφορά την ονομαστική ικανότητα του αντιστροφέα.

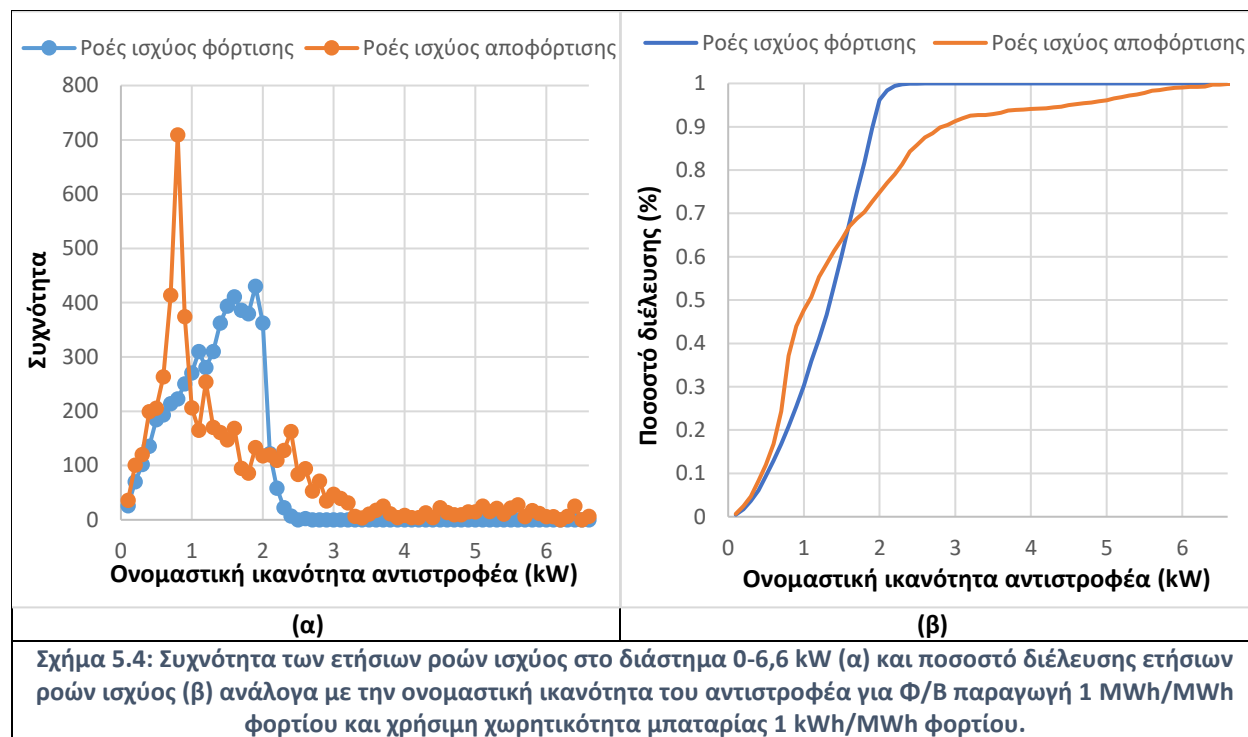
Αρχικά, υπολογίστηκε η βέλτιστη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα για διάφορα μεγέθη χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας και Φ/Β ισχύος (**Σχήμα 5.3**). Η βέλτιστη ισχύς προέκυπτε κάθε φορά από την προσομοίωση βελτιστοποίησης του SSR. Παρατηρούμε ότι η απαιτούμενη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα κυμαίνεται από 3-4 kW, για τις μικρότερες τιμές της Φ/Β παραγωγής και της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας, μέχρι 6,6 kW για τις μεγαλύτερες τιμές τους. Προκύπτει, λοιπόν μια υπερδιαστασιολόγηση του αντιστροφέα, ειδικά για τα σενάρια που συνδυάζουν μικρή Φ/Β παραγωγή και χρήσιμη χωρητικότητα αποθήκευσης. Η πιθανότητα αυτό να προκαλείται από πολύ λίγες ροές ισχύος τόσο υψηλής τιμής κατά τη διάρκεια του έτους, οδήγησε στην περαιτέρω εξέτασή του.



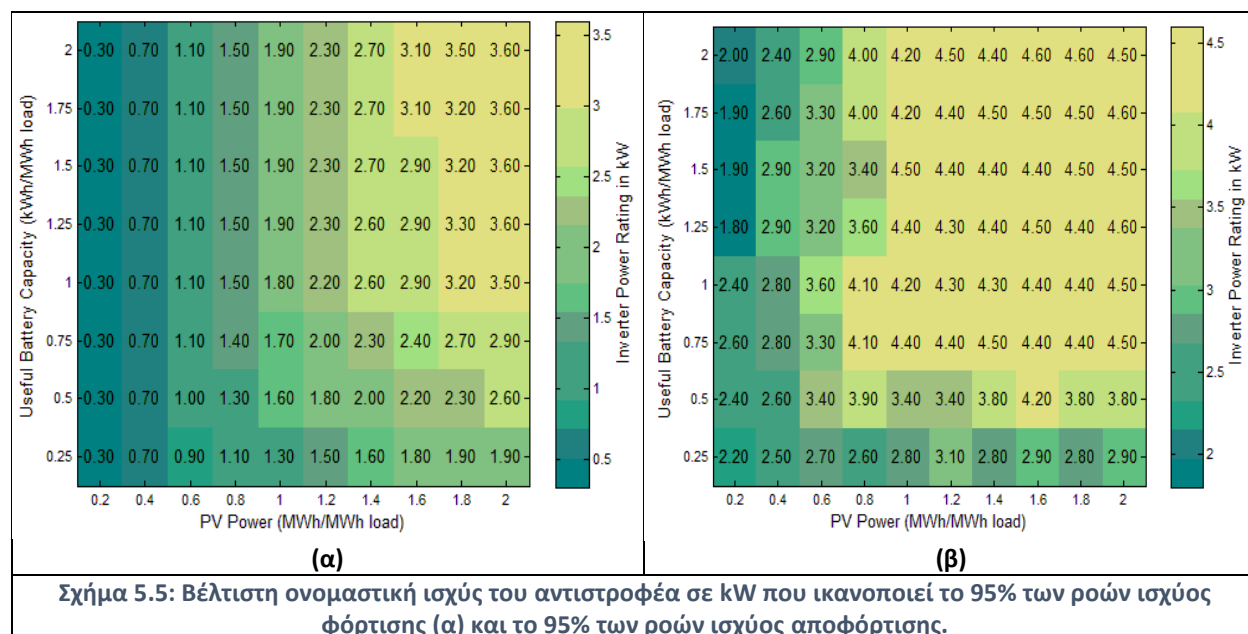
Στη συνέχεια υπολογίστηκε η συχνότητα εμφάνισης των ροών ισχύος φόρτισης και εκφόρτισης από 0,1 kW - 6,6 kW με βήμα 0,1 kW (**Σχήμα 5.4(α)**). Αυτό πραγματοποιήθηκε για ολόκληρο το έτος, επομένως χρησιμοποιήθηκαν όλες οι δεκαπεντάλεπτες μετρήσεις (35040) ροών ισχύος. Για τον υπολογισμό αυτό θεωρήθηκε Φ/Β σύστημα 1 MWh/ MWh φορτίου και χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου.

Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι, πράγματι, η συχνότητα των ροών ισχύος που αφορά τιμές ισχύος 3-6,6 kW είναι αρκετά μικρότερη από εκείνη των ροών ισχύος που αφορά τιμές 0-3 kW. Αυτό γίνεται ακόμα πιο κατανοητό εάν παρατηρήσουμε το **Σχήμα 5.4(β)** που μας δείχνει το ποσοστό των ετήσιων ροών ισχύος φόρτισης και εκφόρτισης που μπορεί να διέλθει από τον αντιστροφέα ανάλογα με την ονομαστική του ικανότητα. Είναι εμφανές ότι οι ροές ισχύος που ανήκουν στο διάστημα 0-3 kW αντιστοιχούν σε ποσοστό

μεγαλύτερο του 90% τόσο για τη φόρτιση όσο και για την εκφόρτιση. Γίνεται αντιληπτό, λοιπόν, ότι η ονομαστική ικανότητα του αντιστροφέα μπορεί να μειωθεί αρκετά χωρίς να περιορίζονται σημαντικά οι ροές ισχύος που μπορούν να διέλθουν από αυτόν.



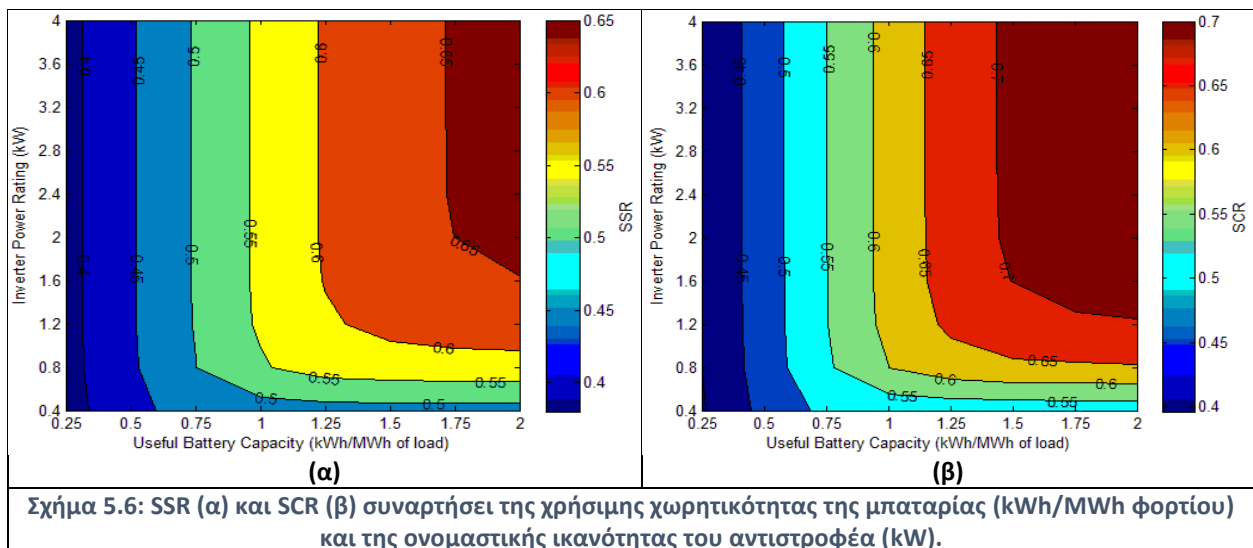
Ακολουθώντας, χρησιμοποιώντας τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης του βαθμού αυτονομίας, υπολογίστηκε η απαιτούμενη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα που θα επιτρέπει τη διέλευση του 95% των ροών ισχύος φόρτισης (**Σχήμα 5.5(α)**) και του 95% των ροών ισχύος εκφόρτισης (**Σχήμα 5.5(β)**). Ο υπολογισμός αυτός έγινε, επίσης, για διάφορα μεγέθη χρήσιμης χωρητικότητας μπαταρίας και Φ/Β ισχύος.



Παρατηρούμε λοιπόν, ότι περιορίζοντας ένα μικρό ποσοστό των ρών ισχύος που θα μπορέσουν να διέλθουν από τον αντιστροφέα, μειώνεται αρκετά η ονομαστική του ισχύς και συνεπώς το κόστος του. Εφόσον, η εργασία αυτή αφορά Φ/Β σύστημα παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου, τότε για να μην περιοριστούν πάνω από 5% οι ροές ισχύος φόρτισης θα πρέπει να επιλεγεί ονομαστική ικανότητα αντιστροφέα γύρω στα 2 kW. Από την άλλη, για να μην περιοριστούν πάνω από 5% οι ροές ισχύος εκφόρτισης θα πρέπει να επιλεγεί ονομαστική ικανότητα αντιστροφέα γύρω στα 4 kW.

Το ζητούμενο είναι η μεγιστοποίηση της ενέργειας εκφόρτισης για να μεγιστοποιηθεί το SSR και να ελαχιστοποιηθεί η ενέργεια απορρόφησης από το δίκτυο και συνεπώς το κόστος του αυτοπαραγωγού. Έτσι, θα λέγαμε ότι η βέλτιστη ικανότητα του αντιστροφέα είναι τα 4 kW. Αυτό, όμως, δεν είναι σωστό γιατί κάτι τέτοιο θα επιφέρει ένα αρκετά μεγάλο πρόσθετο κόστος κατά την αγορά του αντιστροφέα που δεν θα το αντισταθμίσει το όφελος που θα προκύψει από αυτή την επιλογή. Αυτό αιτιολογείται από το ότι η επιλογή ενός μικρότερου αντιστροφέα δεν θα αποτρέψει την εκφόρτιση, αλλά μόνο θα την παρατείνει. Αντίθετα με τη φόρτιση που πραγματοποιείται μόνο για λίγες ώρες της ημέρας, η εκφόρτιση μπορεί να πραγματοποιηθεί σε πολύ μεγαλύτερο διάστημα χωρίς να επηρεάζεται το SSR, αφού δεν εξαρτάται από το χρόνο εκφόρτισης. Επομένως, αυτό που μας ενδιαφέρει περισσότερο είναι να μην απορρίπτεται περίσσεια παραγωγή στο δίκτυο, ενώ η μπαταρία έχει ακόμα ελεύθερη χωρητικότητα. Έτσι, θα λέγαμε ότι η βέλτιστη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα⁵⁴ όσον αφορά το οικονομικό όφελος του αυτοπαραγωγού είναι τα 2 kW.

Για να εξακριβωθεί αν αυτή είναι όντως η βέλτιστη επιλογή, υπολογίστηκαν τόσο το SSR, όσο και το SCR για διάφορες τιμές της ονομαστικής ικανότητας του αντιστροφέα και της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας. Η Φ/Β παραγωγή αντιστοιχεί σε αυτή που έχει ήδη επιλεγεί (1 MWh/MWh φορτίου). Το σενάριο βελτιστοποίησης που χρησιμοποιήθηκε είναι το ίδιο με το παραπάνω, μόνο που η αντικειμενική συνάρτηση ήταν διαφορετική ανάλογα με την παράμετρο που αφορούσε η ανάλυση. Έτσι, στην ανάλυση ευαισθησίας για το SSR (Σχήμα 5.6(α)) αντικειμενική συνάρτηση ήταν η μεγιστοποίηση του SSR, ενώ αντίστοιχα στην ανάλυση ευαισθησίας για το SCR (Σχήμα 5.6(β)) αντικειμενική συνάρτηση ήταν η μεγιστοποίηση του SCR.



⁵⁴ Όταν η Φ/Β παραγωγή αντιστοιχεί σε 1 MWh/MWh φορτίου και το φορτίο ισούται με 5 MWh, όπως στο σενάριο της εργασίας αυτής.

Τα σχήματα αυτά επιβεβαιώνουν την παραπάνω θεωρία ότι η ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα μπορεί να μειωθεί περισσότερο από τα 4 kW παρατείνοντας απλά την εκφόρτιση της μπαταρίας, χωρίς να επηρεάζεται το SSR. Επίσης, παρατηρείται ότι για τιμές της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας μικρότερες του 1, η ικανότητα του αντιστροφέα μπορεί να μειωθεί ακόμα και στο 1 kW αφήνοντας αμετάβλητο τόσο το SSR, όσο και το SCR. Ωστόσο, για μεγαλύτερες τιμές της χρήσιμης χωρητικότητας αυτό δεν αποτελεί καλή επιλογή. Για μεγαλύτερες χωρητικότητες η ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα που βελτιστοποιεί τόσο το βαθμό αυτονομίας, όσο και το βαθμό ιδιοκατανάλωσης είναι τα 2 kW.

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα παραπάνω, καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι η βέλτιστη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα είναι τα 2 kW. Η επιλογή αυτή επιτυγχάνει τη μεγιστοποίηση του SSR και του SCR για κάθε τιμή της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας. Αυτό σε συνδυασμό με το ότι είναι η ελάχιστη ικανότητα αντιστροφέα που επιτυγχάνει αυτή τη μεγιστοποίηση την καθιστά ως τη βέλτιστη λύση.

5.3 Βέλτιστη διαστασιολόγησης της μπαταρίας

Η μπαταρία κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο στο κόστος του συστήματος αποθήκευσης. Η διαστασιολόγησή της είναι ένα από τα θέματα που έχει απασχολήσει πολύ τον ερευνητικό τομέα τα τελευταία χρόνια. Στην ενότητα αυτή πραγματοποιείται η βέλτιστη διαστασιολόγηση της μπαταρίας.

5.3.1 Βέλτιστη διαστασιολόγηση μπαταρίας με αντικειμενική συνάρτηση το οικονομικό όφελος

Η βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης της μπαταρίας αφορά χρονική περίοδο 20ετίας και υιοθετείται το οικιακό τιμολόγιο Γ1. Κατά τη διάρκεια της χρονικής αυτής περιόδου, για λόγους απλότητας, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η απόδοση του Φ/Β συστήματος θεωρείται σταθερή. Επίσης, θεωρήθηκε ότι δε γίνεται καμία αντικατάσταση της μπαταρίας καθώς αυτό προέκυπτε αρκετά ασύμφορο. Για να επιτευχθεί το ταυτόχρονο τέλος ζωής της μπαταρίας με αυτό της επένδυσης, εισάγεται ανώτατος περιορισμός οι 250 ετήσιοι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας, έτσι ώστε στην 20ετία να μην ξεπερνάει τους 5000 κύκλους που ισοδυναμεί με τη μείωση του SOH στο 80%.

Αντικειμενική συνάρτηση της βελτιστοποίησης αυτής είναι η μεγιστοποίηση του οφέλους (της Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης) του οικιακού αυτοπαραγωγού. Το όφελος του αυτοπαραγωγού ορίζεται ως η διαφορά του κόστους επένδυσης, λειτουργίας και ηλεκτρικής ενέργειας που έχει ο αυτοπαραγωγός στην 20ετία με την προσθήκη του Φ/Β και αποθηκευτικού συστήματος, με το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που θα προέκυπτε χωρίς την εγκατάστασή τους. Οι εξισώσεις της αντικειμενικής συνάρτησης παρουσιάζονται αναλυτικά στην ενότητα 4.3.1.

Πρόκειται για μία ετήσια βελτιστοποίηση. Το λογισμικό είχε εξαρχής στη διάθεσή του τις μετρήσεις δεκαπενταλέπτου του φορτίου και της παραγωγής για ένα ολόκληρο έτος όπως αυτές παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 3. Για λόγους απλότητας, θεωρείται ότι οι μετρήσεις αυτές αντιπροσωπεύουν και τα 20 έτη της διάρκειας ζωής της επένδυσης. Αξιοποιώντας τα δεδομένα αυτά, η μπαταρία διαστασιολογείται με τέτοιο τρόπο, ώστε να προκύψει το βέλτιστο όφελος για την περίοδο της 20ετίας. Η γνώση, φυσικά, των μετρήσεων φορτίου και παραγωγής ενός ολόκληρου έτους αποτελεί την ιδανική περίπτωση μιας και στην πραγματικότητα η καλύτερη πρόβλεψη που μπορούμε να έχουμε είναι λίγων ημερών.

Ο Πίνακας 5.2 δείχνει τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο αυτό.

Πίνακας 5.2: Δεδομένα εισόδου για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση της μπαταρίας

Δεδομένα εισόδου			
Σύστημα Αποθήκευσης		Φ/Β	
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης	81%	Μέγεθος Φ/Β	1 MWh/MWh φορτίου (3.17 kWp)
DOD	70%	Κόστος Φ/Β συστήματος ⁵⁵	1300 €/kWp
SOC	20% - 83%	Κόστος συντήρησης	3%
Κόστος μπαταρίας	400 €/kWh	Άλλα Δεδομένα	
Κόστος συντήρησης	2%	Ετήσια κατανάλωση φορτίου/Συμφωνημένη Ισχύς	5000 kWh/12 kVA
Κόστος σύνδεσης	400 €	Μέγιστη/Ελάχιστη τιμή φορτίου ⁵⁶	6,6 kW/0,04 kW
Μείωση κόστους αντικατάστασης μπαταρίας συγκριτικά με το αρχικό κόστος	5%/2,5% ⁵⁷	Χρονική περίοδος - Επιτόκιο αναγωγής	20 έτη - 5%
Μέγεθος αντιστροφέα	2 kW	Τιμολόγιο χρέωσης	Γ1
Κόστος αντιστροφέα μπαταρίας	300 €/kW	Ετήσια αύξηση της χρέωσης προμήθειας ΗΕ ⁵⁸	2%
Κόστος εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης	15%	Είδος/επιλυτής Βελτιστοποίησης	Ετήσια / CPLEX
ΦΠΑ	24%	Μοντέλο - Αντικειμενική Συνάρτηση	Γραμμικό μεικτών ακεραίων - Όφελος αυτοπαραγωγού

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση αυτή όπως αυτά εξάχθηκαν από το λογισμικό GAMS, παρουσιάζει ο Πίνακας 5.3.

Πίνακας 5.3: Αποτελέσματα πρώτου σεναρίου βέλτιστης διαστασιολόγησης της μπαταρίας

Αποτελέσματα Βελτιστοποίησης	
Ονομαστική Χωρητικότητα Μπαταρίας (kWh)	0.00
Χρήσιμη Χωρητικότητα Μπαταρίας(kWh)	0.00
SCR	0.31
SSR	0.31
Κόστος Φ/Β – Συστήματος Αποθήκευσης (€)	5667.220
NPV (€)	3788.1

⁵⁵ Το κόστος του Φ/Β συστήματος περιλαμβάνει και το κόστος του αντιστροφέα, της εγκατάστασης, των αδειών και το ΦΠΑ(23%).

⁵⁶ Η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή φορτίου αναφέρονται σε τιμές δεκαπενταλέπτου.

⁵⁷ Το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας μειώνεται κατά 5% ετησίως για τα πρώτα 10 έτη ενώ για τα υπόλοιπα έτη μειώνεται κατά 2,5% ετησίως.

⁵⁸ Το υπόλοιπο κόστη του τιμολογίου ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ότι παραμένουν αμετάβλητα.

Παρατηρούμε ότι το μέγιστο όφελος του καταναλωτή θα επιτευχθεί αν δεν ενσωματωθεί καθόλου το σύστημα αποθήκευσης. Αυτό συμβαίνει γιατί όπως προαναφέρθηκε, το κόστος της μπαταρίας ιόντων λιθίου κινείται σε υψηλά επίπεδα ακόμη. Έτσι η επένδυση σε μια μπαταρία, που θα βοηθούσε αποτελεσματικά στην εξοικονόμηση ενέργειας του χρήστη, καθίσταται μη βιώσιμη.

Το κόστος Φ/Β – Συστήματος αποθήκευσης αναφέρεται μόνο στο συνολικό κόστος αγοράς, εγκατάστασης και συντήρησης του Φ/Β συστήματος. Εφόσον δεν θα γίνει επένδυση σε μπαταρία, δεν θα εγκατασταθεί και καινούριος inverter. Έτσι πετυχαίνουμε έναν NPV του ύψους των 3788,1 € που αντιστοιχεί στην επένδυση μόνο σε Φ/Β σύστημα. Τόσο ο Βαθμός Ιδιοκατανάλωσης (SCR) όσο και ο Βαθμός Αυτονομίας (SSR) σε αυτό το σύστημα είναι 31%. Το ποσοστό αυτό, όμως, μελλοντικά μπορεί να βελτιωθεί σημαντικά με μια μπαταρία ιόντων λιθίου με αρκετά χαμηλότερη τιμή.

5.3.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς τη χωρητικότητα της μπαταρίας

Όπως προαναφέρθηκε και κατά τη διαστασιολόγηση του αντιστροφέα, σύντομα τα συστήματα αποθήκευσης θα κοστίζουν αρκετά χαμηλότερα και έτσι κρίνεται επιτακτική η εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης της μπαταρίας. Προς την κατεύθυνση αυτή πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας της χωρητικότητας της μπαταρίας για διάφορες τιμές του κόστους αγοράς. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται διάφοροι οικονομικοί δείκτες⁵⁹ και δείκτες αξιολόγησης, των οποίων οι τιμές προκύπτουν μέσα από τη βελτιστοποίηση του οικονομικού οφέλους που μπορούν να προσφέρουν οι διάφορες χρήσιμες χωρητικότητες της μπαταρίας που εξετάζονται.

Το μοντέλο που χρησιμοποιείται για την ανάλυση αυτή είναι αυτό της Ενότητας 5.2.1 με τις εξής διαφοροποιήσεις:

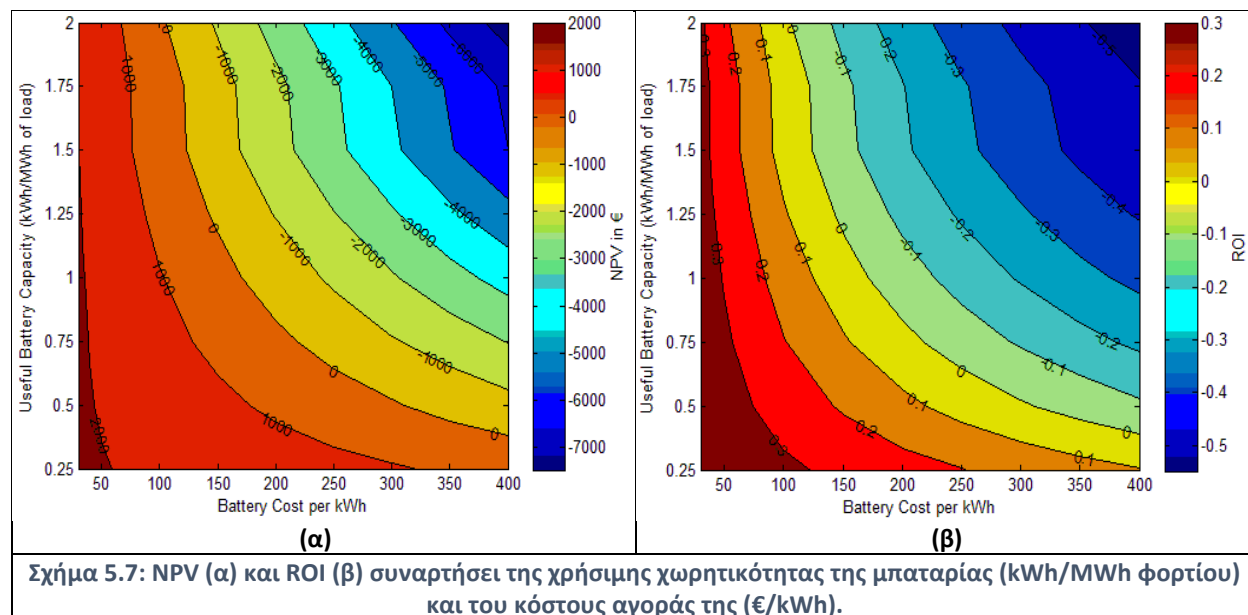
- Απαλείφεται το όριο των 250 ετήσιων κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης και άρα, ανάλογα με τους κύκλους που θα διενεργεί η βελτιστοποίηση μπορεί να έχουμε αντικατάσταση της μπαταρίας. Ωστόσο, θεωρείται ότι το κόστος συντήρησης υπολογίζεται σε όλη τη διάρκεια της 20ετίας επί του αρχικού κόστους επένδυσης.
- Λόγω της επανάληψης που εκτελείται στο σενάριο αυτό για τις διάφορες τιμές του κόστους αγοράς και της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας, η χρήση μόνο του λογισμικού GAMS ήταν μη λειτουργική καθώς το λογισμικό αυτό καθιστά αρκετά περίπλοκη την αποθήκευση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από την επαναληπτική διαδικασία. Το κομμάτι αυτό συμπλήρωσε το MATLAB, αφού ο συνδυασμός τους επέτρεψε την επαναληπτική διεξαγωγή της βελτιστοποίησης και ταυτόχρονα την απλούστευση της αποθήκευσης των αποτελεσμάτων. Έτσι, υπάρχει ένα σενάριο υλοποιημένο στο GAMS όπου η είσοδος του μεταβάλλεται συνεχώς μέσω του MATLAB. Τα αποτελέσματα από κάθε βελτιστοποίηση επιστρέφονται στο MATLAB και από εκεί αποθηκεύονται σε πίνακες.
- Η χωρητικότητα της μπαταρίας είναι παράμετρος τώρα και όχι μεταβλητή και επομένως η βελτιστοποίηση αφορά τη εύρεση του μέγιστου οφέλους χωρίς όμως να προσπαθεί να ελαχιστοποιήσει πια το μέγεθος της χωρητικότητας της μπαταρίας. Αυτό το πραγματοποιεί επιλέγοντας την κατάλληλη διαχείριση της μπαταρίας.

Χρησιμοποιώντας την παραπάνω δομή, υπολογιστήκαν οι βέλτιστες τιμές της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV) και της Απόδοσης της Επένδυσης (ROI). Στο **Σχήμα 5.7(α)** παρουσιάζεται ο δείκτης NPV συναρτήσει της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και του κόστους αγοράς της μπαταρίας

⁵⁹ Σημειώνεται ότι χρησιμοποιήθηκε επιτόκιο αναγωγής 5%.

(€/kWh). Παρατηρούμε ότι για χρήσιμη χωρητικότητα υψηλότερη από 1 kWh/MWh φορτίου καθυστερεί αρκετά η μετάβαση από τις αρνητικές τιμές της NPV στη μηδενική της τιμή. Αυτό κάνει μια τέτοια επένδυση σχεδόν απαγορευτική εκτός και αν το κόστος μπαταρίας πέσει σε πολύ χαμηλά επίπεδα. Αντίθετα για πολύ χαμηλές τιμές της χρήσιμης χωρητικότητας, η μετάβαση στη μηδενική τιμή της NPV γίνεται αρκετά γρήγορα αλλά αυτό συμβαίνει επειδή το μέγεθος της μπαταρίας είναι σχεδόν αμελητέο και έτσι το σύστημα λειτουργεί κατά κύριο λόγο σαν Φ/Β σύστημα χωρίς σύστημα αποθήκευσης. Σημειώνεται ότι για χρήσιμη χωρητικότητα ίση με 1,75 και 2 kWh/MWh φορτίου, η μπαταρία δεν υπόκειται σε καμία αντικατάσταση αφού στο τέλος της 20ετίας δεν έχει συμπληρώσει ακόμα 5000 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης. Αυτό σημαίνει ότι λόγω του μεγάλου μεγέθους της, η μπαταρία φτάνει σπανιότερα σε πλήρη φόρτιση με αποτέλεσμα ένα μέρος της χρήσιμης χωρητικότητάς της να μένει αναξιοποίητο.

Στο **Σχήμα 5.7(β)** παρουσιάζεται ο δείκτης ROI συναρτήσει της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και του κόστους αγοράς της μπαταρίας (€/kWh). Είναι φανερό ότι η Απόδοση της Επένδυσης είναι θετική μόνο για πολύ μικρό κόστος της μπαταρίας. Για μέγεθος μπαταρίας μέχρι και 1 kWh/MWh φορτίου, παρατηρείται ότι η μετάβαση σε αρνητικές τιμές του ROI γίνεται με πιο αργό ρυθμό. Αντίθετα, για τιμές μεγαλύτερη από αυτή, η μετάβαση γίνεται αρκετά πιο γρήγορα. Παρατηρείται και πάλι ότι για χρήσιμη χωρητικότητα ίση με 1,75 και 2 kWh/MWh φορτίου, ο συντελεστής ROI εμφανίζεται λίγο καλύτερος από όσο περιμέναμε και αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι μπαταρίες αυτές δεν υφίστανται αντικατάσταση στη διάρκεια της επένδυσης.

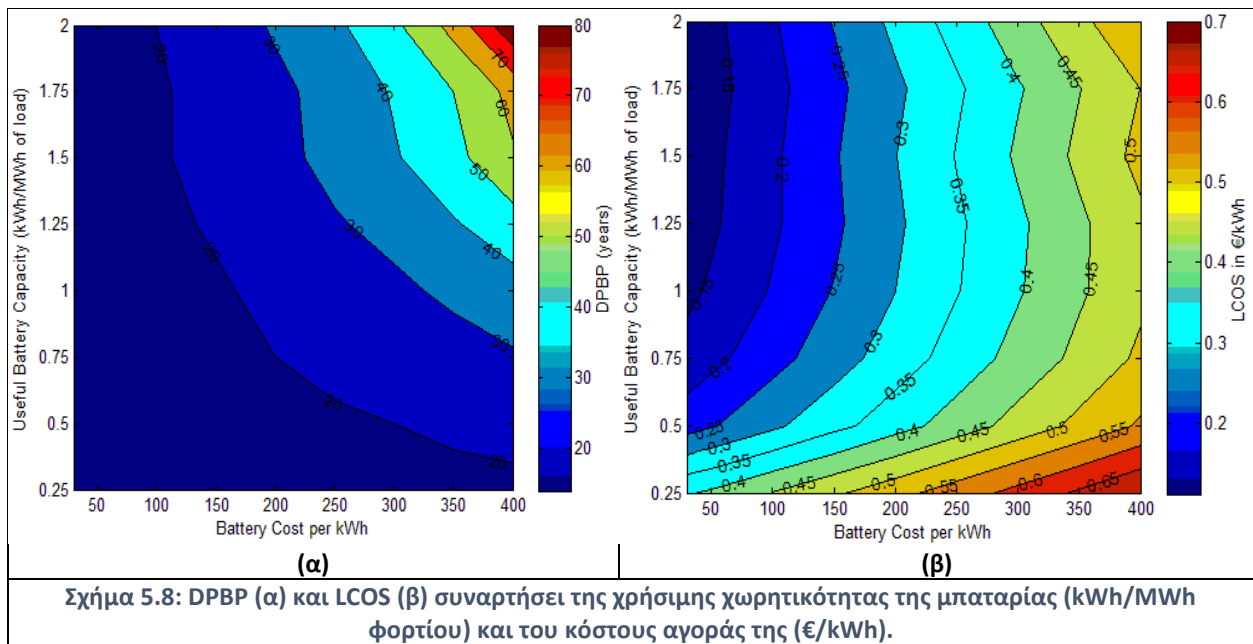


Από τα παραπάνω σχήματα γίνεται εμφανές ότι η επένδυση σε μπαταρία χρήσιμης χωρητικότητας άνω της 1 kWh/MWh φορτίου καθίσταται μη βιώσιμη ακόμα και αν το κόστος μειωθεί στα 150 €/kWh. Μιας και στο άμεσο μέλλον δύσκολα θα μειωθεί το κόστος σε αυτό το επίπεδο, η κατάλληλη διαστασιολόγηση φαίνεται να αντιστοιχεί σε τιμές της χρήσιμης χωρητικότητας μικρότερες ή ίσες της 1 kWh/MWh φορτίου.

Για την απόκτηση μιας σαφέστερης εικόνας της ιδανικής χωρητικότητας της μπαταρίας υπολογίστηκαν στη συνέχεια οι βέλτιστες τιμές της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής (DPBP) και του Σταθμισμένου Κόστους Αποθήκευσης Ενέργειας (LCOS) συναρτήσει της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) και του κόστους αγοράς της μπαταρίας (€/kWh).

Στο **Σχήμα 5.8(α)** παρατηρούμε ότι η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής παραμένει μικρότερη από τα 20 έτη (ανεξαρτήτως του κόστους αγοράς της μπαταρίας) μόνο στην περίπτωση που η τιμή της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας είναι 0,25 kWh/MWh φορτίου. Για τιμές μέχρι και 1 kWh/MWh φορτίου η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής δεν ξεπερνά ποτέ τα 40 έτη. Αντίθετα, για πολύ υψηλές τιμές της χρήσιμης χωρητικότητας, μπορεί να ξεπεράσει ακόμα και τα 70 έτη. Σημειώνεται ότι ο υπολογισμός αυτός πραγματοποιήθηκε συμπεριλαμβάνοντας τα έξοδα μόνο για μια αντικατάσταση της μπαταρίας. Συνεπώς, για χρήσιμες χωρητικότητες άνω της 1 kWh/MWh φορτίου, καθώς αυξάνεται το κόστος της μπαταρίας, το έτος αποπληρωμής είναι ακόμα μεγαλύτερο από αυτό που φαίνεται στο σχήμα. Τέλος, παρατηρούμε ότι όσο μειώνεται το κόστος μπαταρίας μειώνεται αρκετά γρήγορα η DPBP, ειδικά για τις μεγάλες τιμές χρήσιμης χωρητικότητας.

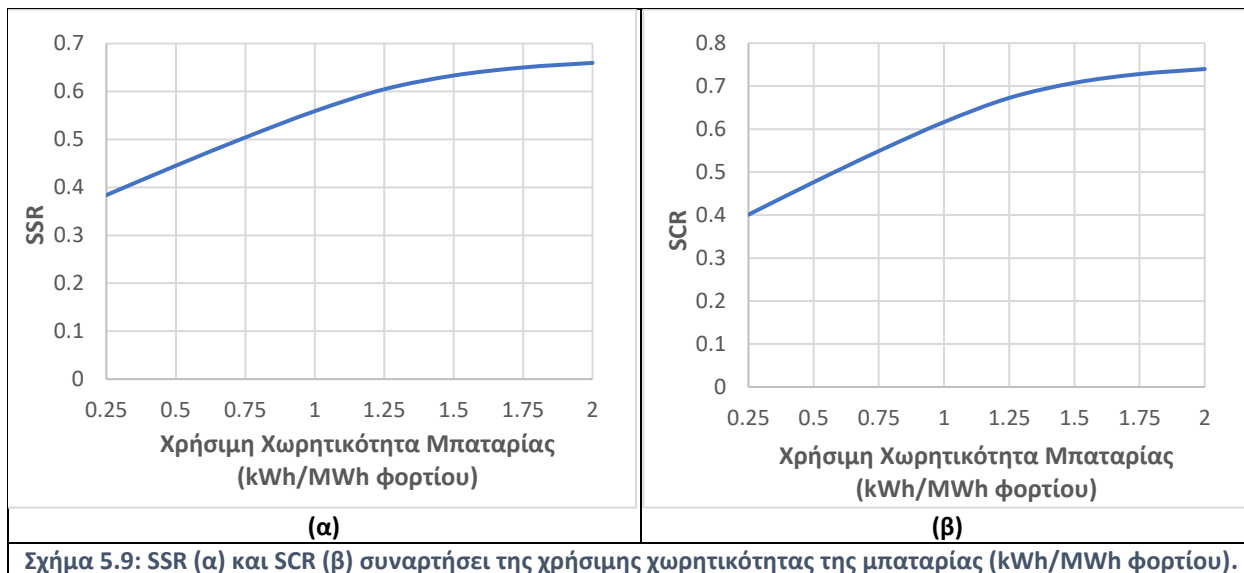
Από την άλλη, στο **Σχήμα 5.8(β)** παρατηρούμε ότι για τιμές της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας 1 kWh/MWh φορτίου επιτυγχάνεται το χαμηλότερο Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας. Αυτό συμβαίνει γιατί αυξάνοντας τη χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας πάνω από αυτές τις τιμές, αυξάνεται κατά πολύ το συνολικό κόστος του συστήματος. Αντίθετα, για τιμές χρήσιμης χωρητικότητας χαμηλότερες από αυτή, η εξοικονόμηση ενέργειας που πραγματοποιείται δεν είναι αρκετή.



Συνδυάζοντας τις παρατηρήσεις αυτές βλέπουμε ότι για χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου πετυχαίνουμε το ελάχιστο Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας, ενώ όσον αφορά τους υπόλοιπους οικονομικούς δείκτες, πρόκειται να φτάσει στα επιθυμητά επίπεδα τιμών αρκετά σύντομα κατά τα επόμενα χρόνια σύμφωνα με τις προβλεπόμενες μειώσεις του κόστους της μπαταρίας. Συνεπώς, η χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου φαίνεται να είναι το ιδανικό μέγεθος για τη διαστασιολόγηση της μπαταρίας.

Τέλος, υπολογίστηκαν οι βέλτιστες τιμές των δεικτών SSR και SCR για διάφορα μεγέθη της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου) (**Σχήμα 5.9**). Γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι η αύξηση των δύο δεικτών γίνεται με μεγαλύτερο ρυθμό μέχρι να φτάσουμε σε χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/MWh φορτίου, ενώ στη συνέχεια η κλίση μειώνεται. Επομένως, για 1 kWh/MWh φορτίου επιτυγχάνεται ένας υψηλός βαθμός αυτονομίας και ιδιοκατανάλωσης με ένα μέσο

κόστος. Αυτή η παρατήρηση, επιβεβαιώνει ότι για χρήσιμη χωρητικότητα 1 kWh/kWh φορτίου έχουμε τη βέλτιστη διαστασιολόγηση.



Σχήμα 5.9: SSR (α) και SCR (β) συναρτήσεις της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας (kWh/MWh φορτίου).

5.4 Συμπεράσματα

Συνοψίζοντας, το κόστος του συστήματος αποθήκευσης είναι πολύ υψηλό ακόμα, για να μπορέσει κανείς να κάνει μια επικερδή επένδυση σε αυτό. Παρόλα αυτά, χρησιμοποιώντας τα σενάρια βελτιστοποίησης και πραγματοποιώντας μια ανάλυση ευαισθησίας τόσο για την ονομαστική ικανότητα του αντιστροφέα, όσο και για την χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας, βρέθηκε η βέλτιστη διαστασιολόγησή του συστήματος αποθήκευσης.

Καταλήξαμε, λοιπόν, ότι για έναν οικιακό αυτοπαραγωγό με ετήσια κατανάλωση 5000 kWh και Φ/Β παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου (3,17 kWp), η βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης αντιστοιχεί σε:

- Ονομαστική ισχύ αντιστροφέα ίση με 2 kW.
- Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας ίση με 1 kWh/MWh φορτίου που για την παρούσα εργασία αντιστοιχεί περίπου σε 7,14 kWh. Ο Υπολογισμός αυτός προκύπτει διαιρώντας τις 5 kWh (εφόσον έχουμε 1 kWh για κάθε MWh φορτίου) με το ποσοστό που αναλογεί στη χρήσιμη χωρητικότητα (70%).

Η διαστασιολόγηση αυτή επιτυγχάνει το ελάχιστο Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας και ταυτόχρονα μεγάλη αυτονομία του συστήματος, διατηρώντας ένα μέσο κόστος συγκριτικά με τις υπόλοιπες εκδοχές. Συγκεκριμένα επιτυγχάνεται βαθμός αυτονομίας ίσος με 56% και βαθμός ιδιοκατανάλωσης ίσος με 62%, έναντι του 31% που είναι η τιμή που είχαν και οι δύο δείκτες χωρίς την εγκατάσταση του συστήματος αποθήκευσης. Συνεπώς, πετυχαίνουμε μια αύξηση για το SSR κατά περίπου 81%, ενώ για το SCR κατά 100%. Επομένως, μπορούμε να πούμε ότι το σύστημα επιτυγχάνει σχεδόν διπλάσια αυτονομία συγκριτικά με την περίπτωση που έχουμε στην κατοχή μας μόνο το Φ/Β σύστημα.

Άρα, μια μελλοντική επένδυση στο σύστημα αυτού του μεγέθους, όταν το κόστος μπαταρίας θα έχει φτάσει σε λογικότερα επίπεδα, πρόκειται να είναι αρκετά επικερδής. Οι δείκτες NPV και ROI μας δείχνουν ότι η επένδυση στο σύστημα αυτό ξεκινάει να έχει ενδιαφέρον τη στιγμή που το κόστος της μπαταρίας ιόντων λιθίου μειωθεί σε λιγότερο από 175 €/kWh, όπου συναντάμε για πρώτη φορά θετικές τιμές τους.

Κεφάλαιο 6 - Βέλτιστη στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας

6.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο μελετάται η βέλτιστη στρατηγική ελέγχου φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας. Υιοθετείται το γενικό μοντέλο της ενότητας 4.4 το οποίο αφορά έναν οικιακό καταναλωτή ετήσιας κατανάλωσης 5000 kWh που έχει εγκαταστήσει ένα Φ/Β σύστημα παραγωγής 1 MWh/MWh φορτίου υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού. Στο σύστημα αυτό ενσωματώνεται και σύστημα αποθήκευσης διαστασιοποιημένο σύμφωνα με το Κεφάλαιο 5. Η βελτιστοποίηση πραγματοποιήθηκε με χρήση του λογισμικού GAMS. Το μοντέλο που δημιουργήθηκε αφορά το πρώτο έτος λειτουργίας του συστήματος και στη συνέχεια θεωρείται ότι τα αποτελέσματα της διαχείρισης εφαρμόζονται και στα υπόλοιπα έτη της διάρκειας ζωής της επένδυσης. Επομένως, το λογισμικό έχει εξαρχής στη διάθεσή του τις μετρήσεις δεκαπενταλέπτου του φορτίου και της παραγωγής ολόκληρου του έτους. Συμπερασματικά, η στρατηγική που θα παρουσιαστεί στη συνέχεια προέκυψε χρησιμοποιώντας μια ετήσια πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής και αποτελεί την ιδανική στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

Αν και στην πραγματικότητα μια πολύ καλή πρόβλεψη αντιστοιχεί σε διάστημα μόλις λίγων ημερών, το αποτέλεσμα αυτής της μελέτης έχει πολύ ενδιαφέρον. Σκοπός δεν είναι η επίτευξη μιας τόσο μεγάλης πρόβλεψης, μιας και κάτι τέτοιο είναι πρακτικά αδύνατο, αλλά η αξιοποίηση των συμπερασμάτων σε συστήματα που κάνουν μια πρόβλεψη ημέρας και η προσαρμογή τους ακόμα και σε συστήματα που δεν πραγματοποιούν καμία πρόβλεψη.

Για τη συγκεκριμένη εργασία τα κόστη του Φ/Β συστήματος, του συστήματος αποθήκευσης, καθώς και το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δεν έχουν ενσωματωθεί, καθώς η μόνη παράμετρος που μας ενδιαφέρει να μεγιστοποιήσουμε είναι αυτή του Βαθμού Αυτονομίας (SSR). Οι εξισώσεις και οι περιορισμοί που έχουν ενσωματωθεί αφορούν μόνο τη σωστή λειτουργία του συστήματος Φ/Β-Μπαταρία-Φορτίο, όπου απαιτούμε τη συνεχή κάλυψη του φορτίου είτε από το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία είτε από το δίκτυο και τη συνεχή εκμετάλλευση της παραγωγής είτε από το φορτίο απευθείας, είτε από τη μπαταρία, είτε από το δίκτυο αποθηκεύοντας την έμμεσα μέσω της πολιτικής του ενεργειακού συμψηφισμού. Εδώ να σημειωθεί ότι προτεραιότητα δίνεται στην κάλυψη του φορτίου από τη Φ/Β παραγωγή, ενώ η περίσσεια παραγωγή αποτελεί απόφαση της βελτιστοποίησης για το που και πότε θα διοχετευτεί.

Αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου αυτού αποτελεί η μεγιστοποίηση του Βαθμού Αυτονομίας (SSR), έτσι ώστε να πραγματοποιείται η καλύτερη δυνατή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας και ο χρήστης να επιτυγχάνει τη μέγιστη αυτονομία και εξοικονόμηση ενέργειας.

Τα χαρακτηριστικά του συστήματος είναι τα ακόλουθα:

- Το Φ/Β σύστημα έχει μέγεθος 1 MWh/MWh φορτίου (3,17 kWp) (ενότητα 3.2.1).
- Η ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα της μπαταρίας είναι 2 kW (ενότητα 3.3.2).
- Η χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας είναι 1 kWh/MWh φορτίου. Εφόσον στην πραγματικότητα χρησιμοποιείται μόνο το 70% της χωρητικότητας της μπαταρίας, η ονομαστική της χωρητικότητα ισούται με $5/0.7 = 7,14$ kWh.

Ακολουθεί ο **Πίνακας 6.1** που παρουσιάζει τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν σε αυτό το μοντέλο.

Πίνακας 6.1: Δεδομένα εισόδου βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας

Δεδομένα εισόδου			
Σύστημα Αποθήκευσης		Φ/Β	
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης	81%	Μέγεθος Φ/Β	1 MWh/MWh φορτίου (3.17 kWp)
DOD	70%	Άλλα Δεδομένα	
SOC	20% - 83% ⁶⁰	Ετήσια κατανάλωση φορτίου	5000 kWh
Αρχική κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (αρχικό SOC)	83%	Μέγιστη/Ελάχιστη τιμή φορτίου	6,6 kW/0,04 kW
Ονομαστική χωρητικότητα μπαταρίας	7,14 kWh	Χρονική περίοδος	1 έτος
Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας	1 kWh/MWh φορτίου (5 kWh)	Είδος/επιλυτής Βελτιστοποίησης	Ετήσια / CPLEX
Μέγεθος αντιστροφέα	2 kW	Μοντέλο - Αντικειμενική Συνάρτηση	Γραμμικό μεικτών ακεραίων - SSR

6.2 Παρουσίαση αποτελεσμάτων

Για την ευκολότερη κατανόηση των αποτελεσμάτων πραγματοποιήθηκε κι ένα μοντέλο σε προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB. Ως δεδομένα εισόδου χρησιμοποιήθηκαν, επίσης, αυτά που παρουσιάζει ο Πίνακας 6.1. Σκοπός ήταν η σύγκριση των αποτελεσμάτων της βελτιστοποίησης με την απλή στρατηγική ελέγχου φόρτισης και εκφόρτισης η οποία προκαθορίστηκε στο μοντέλο που δημιουργήθηκε στο MATLAB. Υπενθυμίζεται πως η απλή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας είναι να φορτίζεται μόλις η παραγωγή ξεπερνάει τη ζήτηση του φορτίου και να εκφορτίζεται μόλις συμβαίνει το αντίθετο. Σημειώνεται ότι κατά την περίοδο φόρτισης η μπαταρία φορτίζεται μέχρις ότου γεμίσει, εκτός αν η περίσσεια παραγωγή δεν επαρκεί για μία πλήρη φόρτιση. Στην περίπτωση που γεμίσει, η επιπλέον παραγωγή εγχέεται στο δίκτυο.

Στη συνέχεια ακολουθεί η σύγκριση των αποτελεσμάτων της βέλτιστης (μοντέλο GAMS) και της απλής στρατηγικής διαχείρισης (μοντέλο MATLAB).

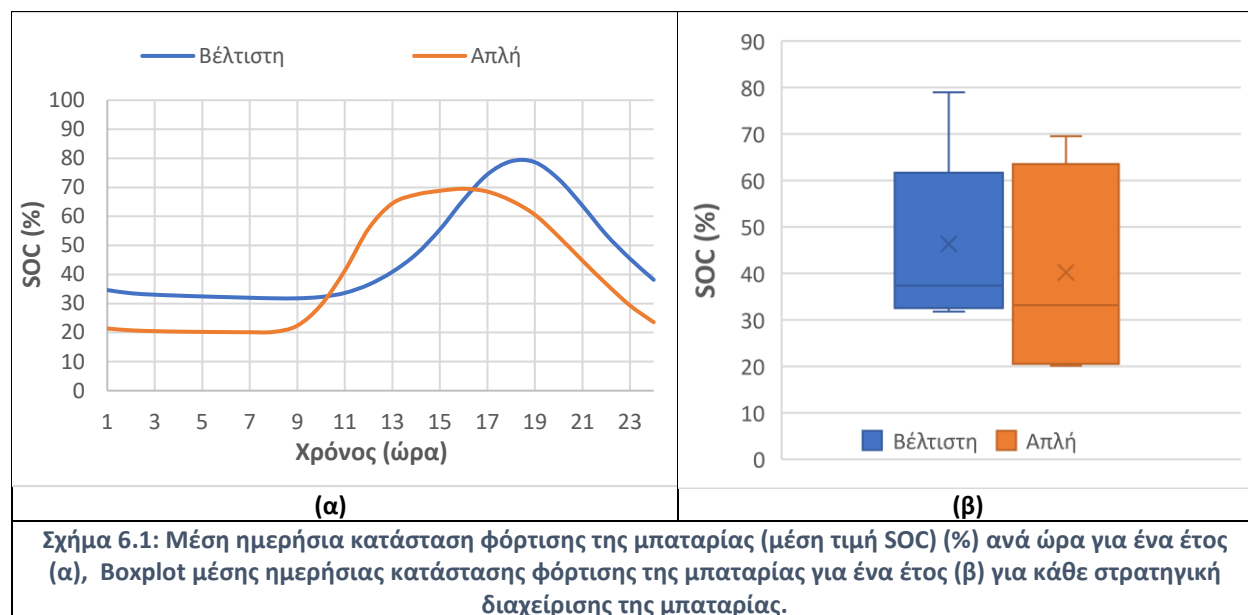
6.2.1 Μέση ημερήσια στρατηγική διαχείρισης μπαταρίας για ένα έτος

Χρησιμοποιώντας τα ετήσια αποτελέσματα και των δύο μοντέλων, συγκρίθηκαν αρχικά οι στρατηγικές διαχείρισης της μέσης ημέρας του έτους. Στο Σχήμα 6.1(α) παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (μέση τιμή SOC) (%) ανά ώρα όπως προέκυψε από τα αποτελέσματα ενός ολόκληρου έτους για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Παρατηρούμε ότι στη βέλτιστη διαχείριση η μπαταρία φτάνει στη μεγαλύτερη κατάσταση φόρτισης κατά τις απογευματινές ώρες, αντίθετα με την απλή διαχείριση που αυτό συμβαίνει νωρίτερα. Επίσης, γίνεται αντιληπτό ότι με τη

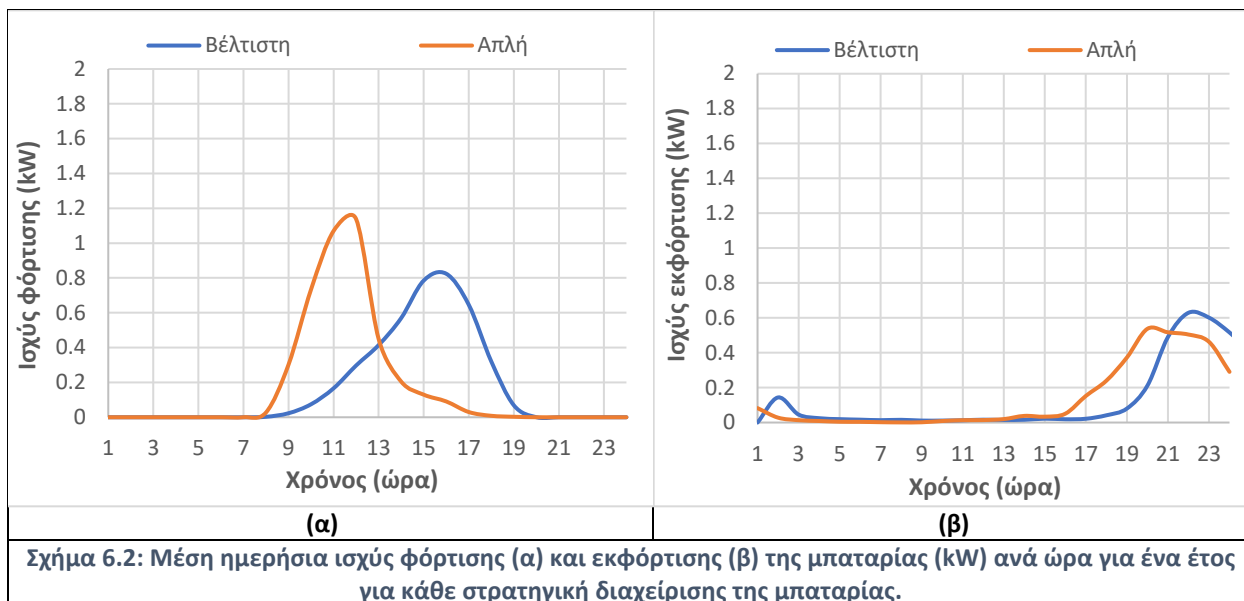
⁶⁰ Αν και το DOD είναι 70%, το SOC περιορίζεται σε ένα εύρος 63% λόγω της θεώρησης κατά την επιλογή του μηχανισμού γήρανσης (ενότητα 3.3.5).

βέλτιστη διαχείριση το SOC κινείται σε υψηλότερα επίπεδα αποφεύγοντας την πλήρη εκφόρτιση της μπαταρίας.

Στο **Σχήμα 6.1(β)** παρουσιάζεται το Θηκόγραμμα (Boxplot) για τη μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (μέση τιμή SOC) (%) της βέλτιστης και της απλής στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας για ένα έτος. Από το σχήμα αυτό, επιβεβαιώνεται ότι η μέση κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας στη βέλτιστη στρατηγική διαχείρισης κινείται σε υψηλότερα επίπεδα σε σύγκριση με την απλή στρατηγική. Για την ακρίβεια η μέση τιμή SOC για τη βέλτιστη στρατηγική αντιστοιχεί στο 46%, ενώ για την απλή στρατηγική στο 40%. Επίσης, μεγάλη διαφορά παρατηρείται και στη μέγιστη και στην ελάχιστη τιμή SOC των δύο στρατηγικών. Για τη βέλτιστη στρατηγική η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή είναι το 79% και το 32,5 αντίστοιχα, έναντι του 69,5% και 20,5% που αναλογούν στην απλή στρατηγική.



Στο **Σχήμα 6.2(α)** φαίνεται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας για ένα έτος για κάθε στρατηγική. Παρατηρούμε πως η διαδικασία φόρτισης ξεκινάει αργότερα κατά τη βέλτιστη διαχείριση, γεγονός που δικαιολογεί την επίτευξη της μέγιστης φόρτισης της μπαταρίας κατά το απόγευμα. Συνεχίζοντας, παρατηρούμε μια αντίστοιχη χρονική μετατόπιση της καμπύλης μέσης ημερήσιας ισχύος εκφόρτισης κατά τη βέλτιστη διαχείριση στο **Σχήμα 6.2(β)**, όπου παρουσιάζει τη μέση ημερήσια ισχύ εκφόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας για ένα έτος για κάθε στρατηγική. Αυτό συμβαίνει γιατί η απλή διαχείριση είναι προγραμματισμένη να ξεκινήσει την εκφόρτιση της μπαταρίας μόλις η κατανάλωση ξεπεράσει την παραγωγή, ενώ στη βέλτιστη διαχείριση δεν υπάρχει τέτοιος περιορισμός. Έτσι, η εκφόρτιση εκεί επιλέγεται να ξεκινάει λίγο αργότερα, γεγονός που δεν μας επηρεάζει.



Τέλος, διακρίνουμε ότι στη βέλτιστη διαχείριση, επειδή η φόρτιση δεν πραγματοποιείται με προκαθορισμένο τρόπο, η μέση ισχύς φόρτισης παραμένει σε χαμηλότερα επίπεδα. Αυτό σημαίνει ότι πολλές στιγμές επιλέγεται να αποθηκεύεται ένα μέρος μόνο της περίσσειας ισχύος και η υπόλοιπη να εγχέεται στο δίκτυο. Αυτό μπορεί να εξηγείται από το γεγονός ότι το λογισμικό γνωρίζει εκ των προτέρων το σύνολο της περίσσειας ισχύος της κάθε ημέρας και επιλέγει να παρατείνει τη διάρκεια φόρτισης της μπαταρίας και να φτάνει στην πλήρη φόρτισή της μεταγενέστερα. Για να αποκτήσουμε μια πιο συνολική εικόνα, η σύγκριση των δύο στρατηγικών διαχείρισης της μπαταρίας συνεχίζεται για διαστήματα μικρότερα του έτους.

6.2.2 Μέση ημερήσια στρατηγική διαχείρισης μπαταρίας ανά εποχή

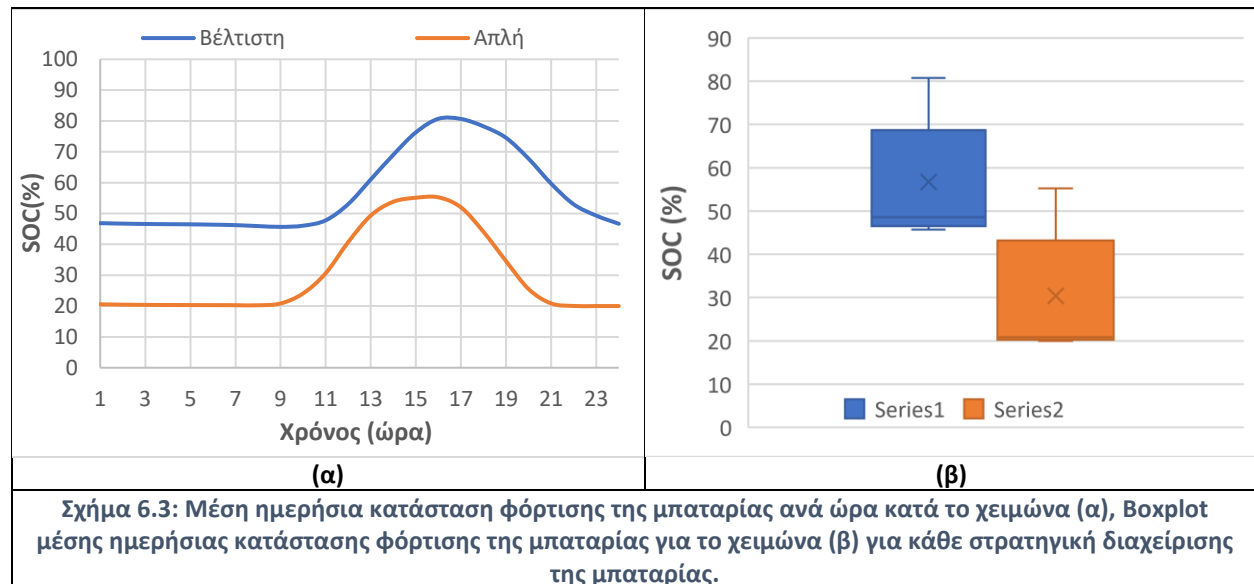
Στην προσπάθεια να αποκτηθεί μια σαφέστερη εικόνα για τις διαφοροποιήσεις των δύο στρατηγικών ελέγχου φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας, πραγματοποιήθηκε μια σύγκριση της μέσης ημερήσιας στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας ανά εποχή. Οι εποχές θα παρουσιαστούν με τη σειρά ξεκινώντας από το χειμώνα.

Χειμώνας

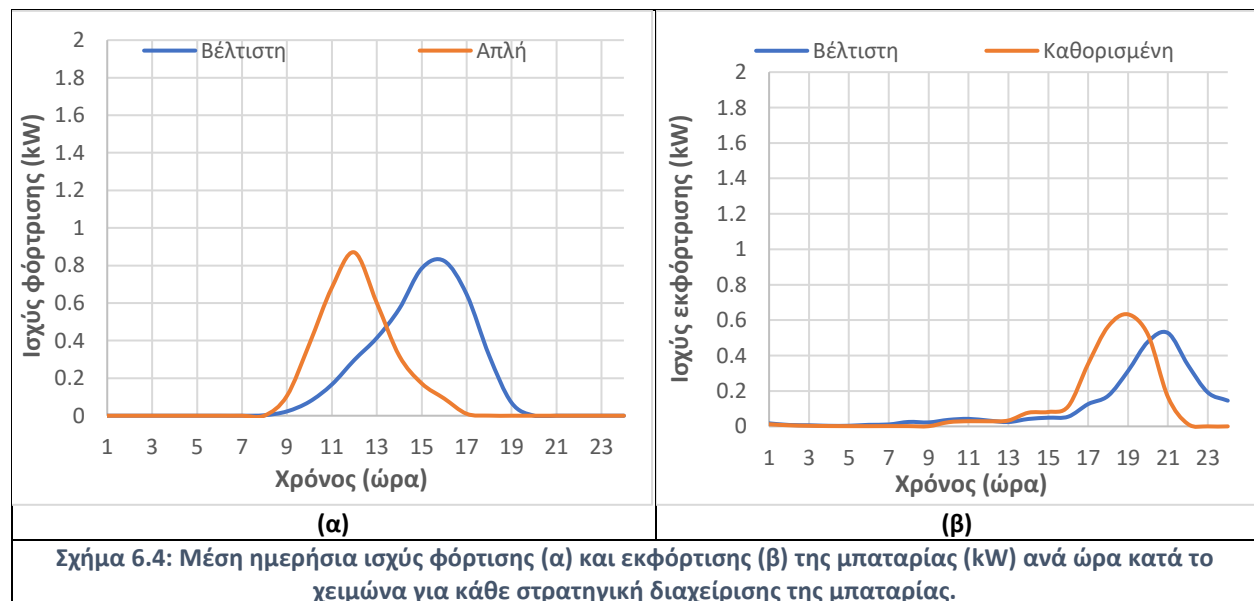
Στο **Σχήμα 6.3(α)** φαίνεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά το χειμώνα για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Είναι εμφανές ότι κατά τη βέλτιστη στρατηγική η μπαταρία δεν εκφορτίζεται τελείως, αντίθετα με την απλή στρατηγική. Αυτό είναι θετικό για τη μπαταρία αφού πετυχαίνουμε μικρότερο βάθος εκφόρτισης και συνεπώς μικρότερη γήρανσή της. Η διατήρηση, όμως, της μπαταρίας σε υψηλά επίπεδα SOC μπορεί να οδηγήσει σε πλήρη φόρτιση προτού εκμεταλλευτούμε τη μέγιστη δυνατή περίσσεια Φ/Β παραγωγή. Αυτό είναι κάτι που πρέπει να παρατηρήσουμε στη συνέχεια.

Στο **Σχήμα 6.3(β)** παρουσιάζεται το Boxplot για τη μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας κατά το χειμώνα για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Διαπιστώνουμε ότι η διαφορά των δύο στρατηγικών είναι αρκετά μεγάλη καθώς η βέλτιστη διαχείριση έχει μέση τιμή SOC ίση με 57% ενώ η απλή διαχείριση 30%. Επίσης, παρατηρείται ότι το ελάχιστο SOC της βέλτιστης διαχείρισης είναι κοντά στο 46%, ενώ για την απλή στρατηγική η ελάχιστη τιμή είναι το 20%. Επιπλέον, το μέγιστο της πρώτης επιτυγχάνει σχεδόν την πλήρη φόρτιση της μπαταρίας (φτάνει περίπου το 81%), ενώ της

δεύτερης περιορίζεται στο 55%. Αυτό δηλώνει ότι η μπαταρία κατά τη βέλτιστη διαχείριση εκμεταλλεύεται, τελικά, τη μέγιστη δυνατή περίσσεια Φ/Β παραγωγή, μιας και η διαφορά μέγιστου και ελαχίστου SOC αντιστοιχεί στο 35%. Συνεπώς, το μοντέλο στη βέλτιστη στρατηγική διαχείριση της μπαταρίας, αποφασίζει να την εκφορτίζει τόσο ώστε να μπορεί να απορροφήσει πάντα τη μέγιστη δυνατή περίσσεια Φ/Β παραγωγή.



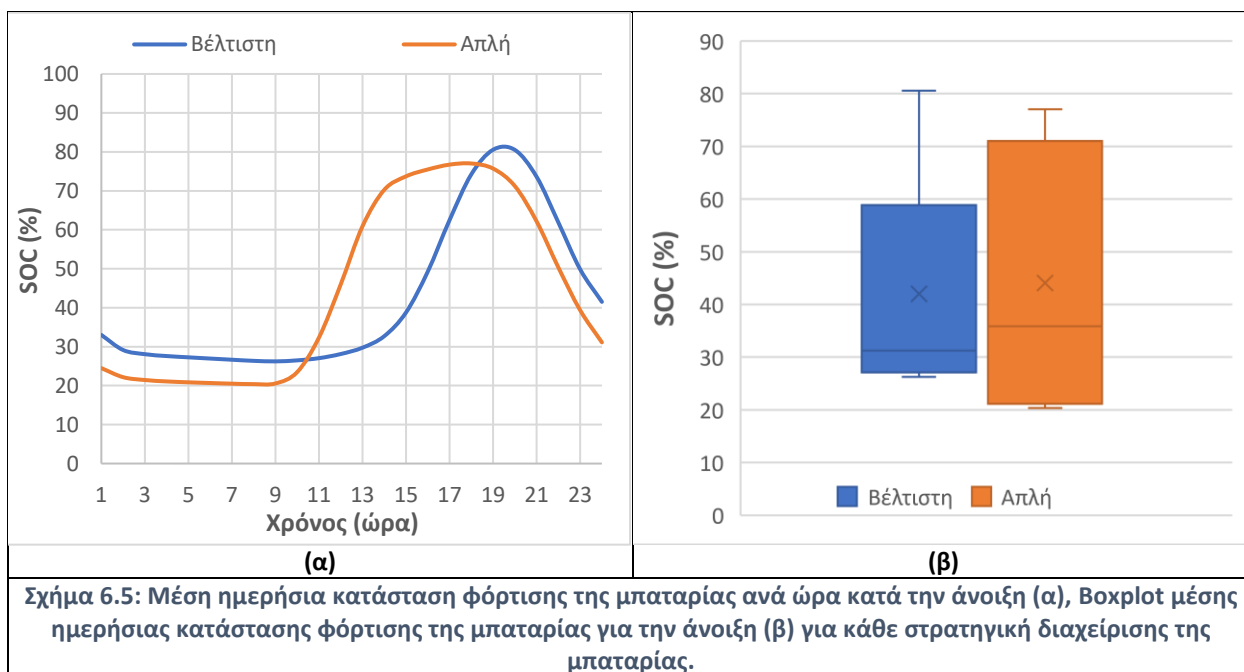
Στη συνέχεια παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.4(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.4(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά το χειμώνα και για τις δύο στρατηγικές. Βλέπουμε και πάλι τη χρονική μετατόπιση που υφίσταται τόσο η φόρτιση, όσο και η εκφόρτιση κατά τη βέλτιστη διαχείριση συγκριτικά με την απλή.



Άνοιξη

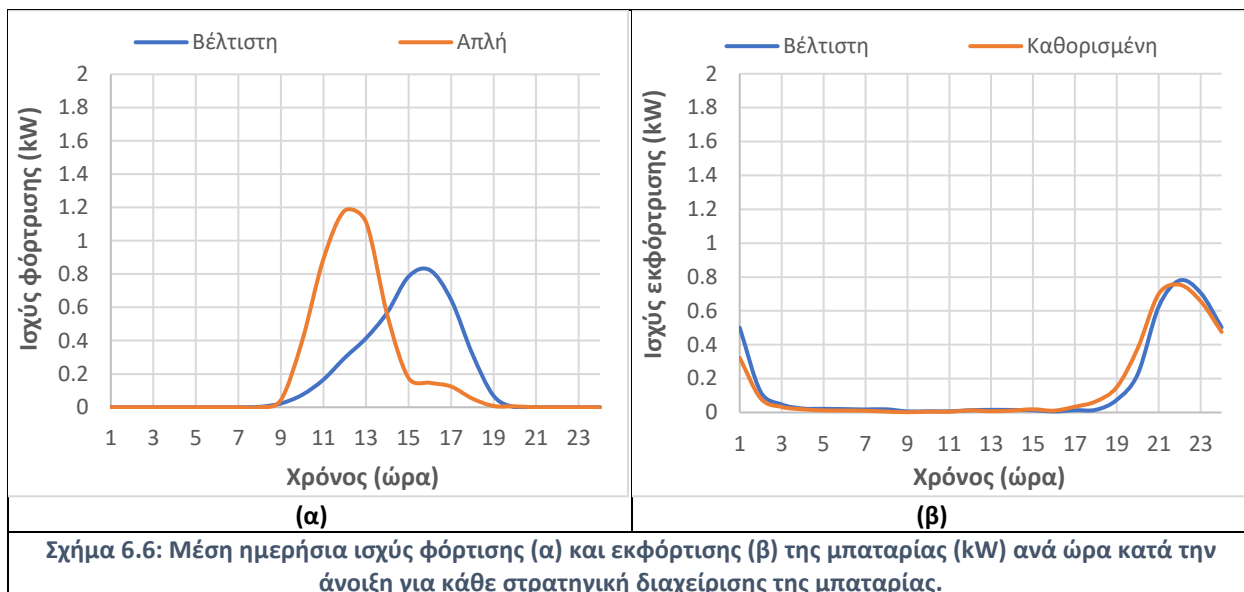
Στο **Σχήμα 6.5(α)** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά την άνοιξη για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Η εποχή αυτή περιλαμβάνει αρκετά περισσότερες ηλιόλουστες μέρες από το χειμώνα και αυτό γίνεται εμφανές από το ότι αξιοποιείται σχεδόν ολόκληρο το παράθυρο φόρτισης (20-83%) και για τις δύο στρατηγικές. Η παρατήρηση του γραφήματος επιβεβαιώνει το ότι κατά τη βέλτιστη διαχείριση η μπαταρία εκφορτίζεται όσο χρειάζεται για να επιτυγχάνει την πλήρη φόρτισή της καθημερινά.

Το **Σχήμα 6.5(β)** μας δείχνει το Boxplot για τη μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας κατά την άνοιξη για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Γίνεται αντιληπτό ότι για την απλή διαχείριση η μέση τιμή του SOC είναι μεγαλύτερη (44%) από την αντίστοιχη της βέλτιστης (42%). Αυτό αιτιολογείται από το ότι κατά την απλή διαχείριση υπάρχει μεγαλύτερη παραμονή στη μέγιστη κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας, κάτι που δεν συμβαίνει στην άλλη περίπτωση. Παρόλα αυτά μπορούμε και πάλι να διακρίνουμε ότι κατά τη βέλτιστη διαχείριση η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή του SOC, είναι υψηλότερες από αυτές της απλής, κάτι που είναι επιθυμητό.



Σχήμα 6.5: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά την άνοιξη (α), Boxplot μέσης ημερήσιας κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας για την άνοιξη (β) για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

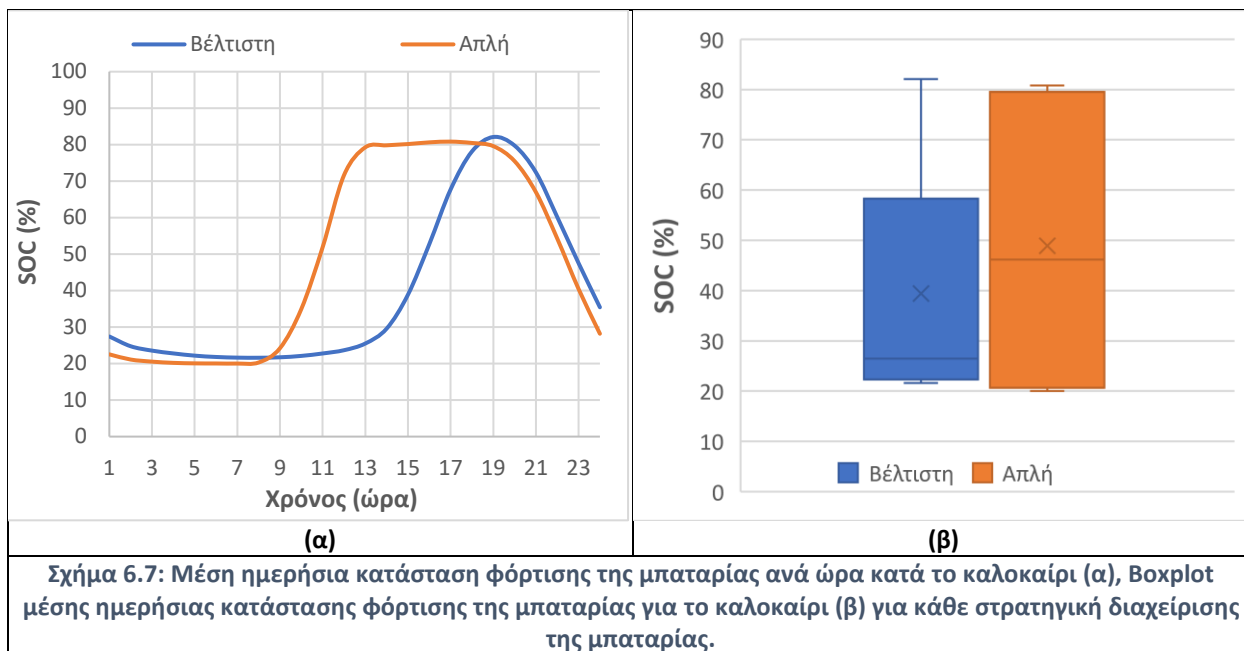
Στη συνέχεια παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.4(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.4(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά την άνοιξη και για τις δύο στρατηγικές. Παρατηρούμε ότι κατά την άνοιξη η εκφόρτιση ξεκινάει σχεδόν ταυτόχρονα και για τις δύο στρατηγικές. Αυτό οφείλεται στο ότι η φόρτιση κατά την απλή στρατηγική παρατείνεται σχεδόν έως τη στιγμή που ολοκληρώνεται η διαδικασία φόρτισης της βέλτιστης διαχείρισης, όπως φαίνεται από το διάγραμμα.



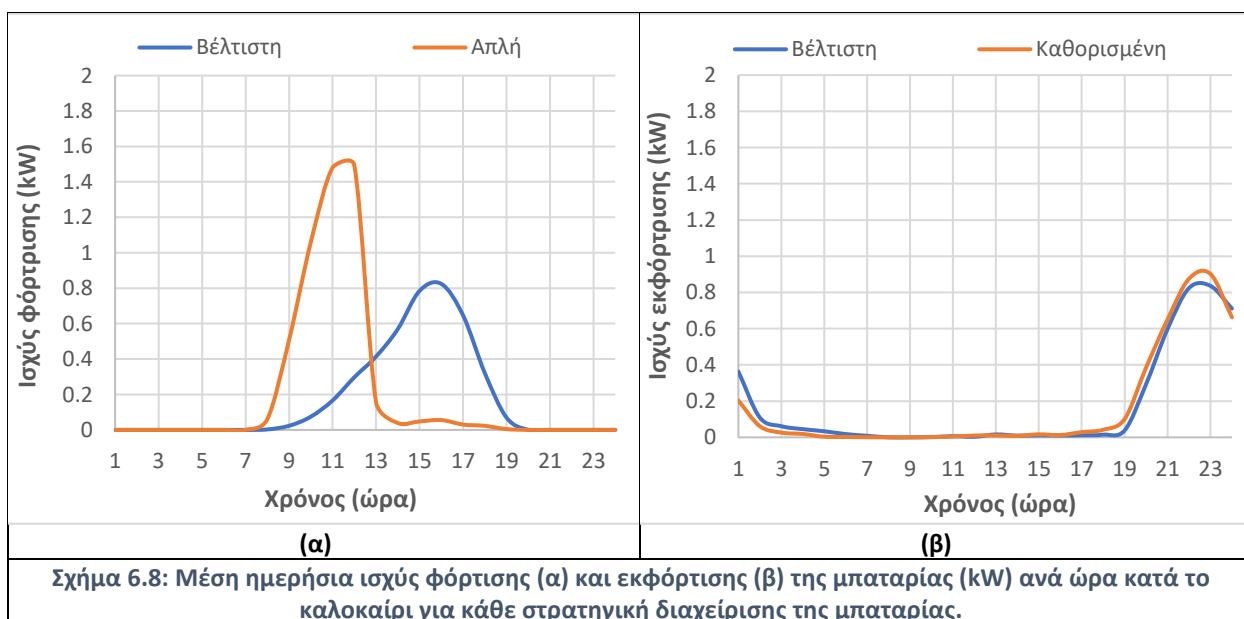
Καλοκαίρι

Στο **Σχήμα 6.7(α)** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά το καλοκαίρι για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Παρατηρούμε ότι σε αυτήν την εποχή, όπου αποτελείται σχεδόν μόνο από ηλιόλουστες ημέρες, και οι δύο στρατηγικές διαχειρίσης φορτίζουν και εκφορτίζουν πλήρως τη μπαταρία κατά μέσο όρο. Η διαφορά τους έγκειται στο ότι κατά την απλή διαχείριση η μπαταρία φορτίζεται με το που εμφανίζεται περίσσεια Φ/Β παραγωγή μέχρι να φορτιστεί πλήρως, και στη συνέχεια η υπόλοιπη περίσσεια παραγωγή εγχέεται στο δίκτυο. Ενώ κατά τη βέλτιστη διαχείριση, αρχικά η περίσσεια παραγωγή εγχέεται στο δίκτυο και η φόρτιση της μπαταρίας ξεκινά όταν η εναπομένουσα περίσσεια παραγωγή αρκεί για να τη γεμίσει πλήρως. Για αυτό και γεμίζει πλήρως ακριβώς μια στιγμή πριν αρχίσει να εκφορτίζεται (δηλαδή ακριβώς πριν ξεπεράσει ξανά η κατανάλωση την Φ/Β παραγωγή). Αντίθετα, στην απλή διαχείριση η μπαταρία διατηρείται για αρκετό διάστημα στην πλήρη φόρτιση (σχεδόν 6 ώρες). Γενικά, η διατήρηση του SOC στο μέγιστο επίπεδο δεν είναι επιθυμητή γιατί προκαλεί επιπλέον γήρανση στη μπαταρία [80], [81], [82], αλλά εφόσον έχει οριστεί ανώτατο όριο φόρτισης το 90%, τότε αυτό δεν αποτελεί πρόβλημα.

Το **Σχήμα 6.7(β)** μας δείχνει το Boxplot για τη μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας κατά το καλοκαίρι για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Για αυτή την εποχή η μέση τιμή του SOC της απλής διαχείρισης είναι αρκετά μεγαλύτερη (49%) από την αντίστοιχη της βέλτιστης (39%) και αυτό οφείλεται στη μεγάλη παραμονή της μπαταρίας στην πλήρη φόρτιση κατά την απλή διαχείριση.

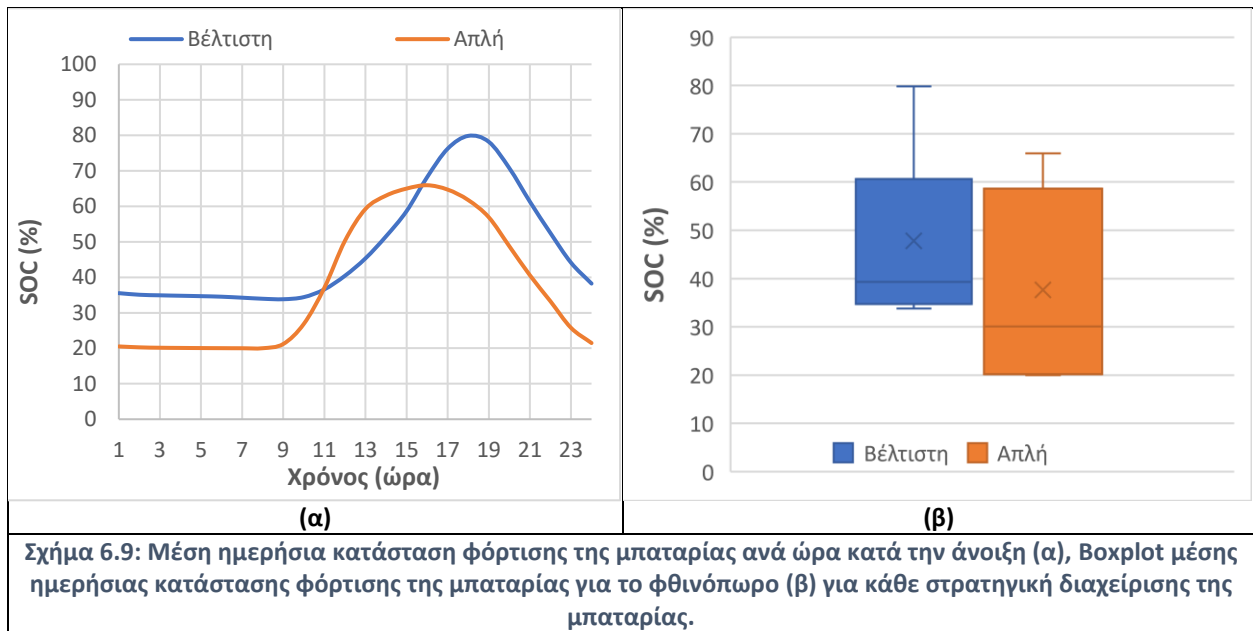


Ακολουθώντας, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.8(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.8(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά το καλοκαίρι και για τις δύο στρατηγικές. Είναι εμφανές ότι η φόρτιση της μπαταρίας στη βέλτιστη στρατηγική επιτυγχάνεται σε πολύ χαμηλότερα επίπεδα ισχύος. Συγκεκριμένα, μέγιστη ισχύς που παρατηρείται αντιστοιχεί σχεδόν στο υποδιπλάσιο της μέγιστης ισχύος φόρτισης κατά την απλή διαχείριση. Αυτό συμβαίνει γιατί κατά τη βέλτιστη στρατηγική η φόρτιση γίνεται σταδιακά μιας και το μοντέλο βελτιστοποίησης αξιοποιεί τις μετρήσεις παραγωγής και κατανάλωσης, ώστε να υπολογίσει πόση περίσσεια Φ/Β παραγωγή απομένει κάθε στιγμή. Αυτό δε συμβαίνει κατά την απλή στρατηγική όπου η πλήρης φόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιείται όσο το δυνατόν πιο άμεσα ώστε να μη κινδυνεύσει η μπαταρία να μη γεμίσει. Κάτι τέτοιο, βέβαια, στην πράξη είναι πολύ πιο εφικτό, αφού είναι αδύνατο να έχουμε μια τόσο ακριβής πρόβλεψη για την παραγωγή και την κατανάλωση της επόμενης μέρας.

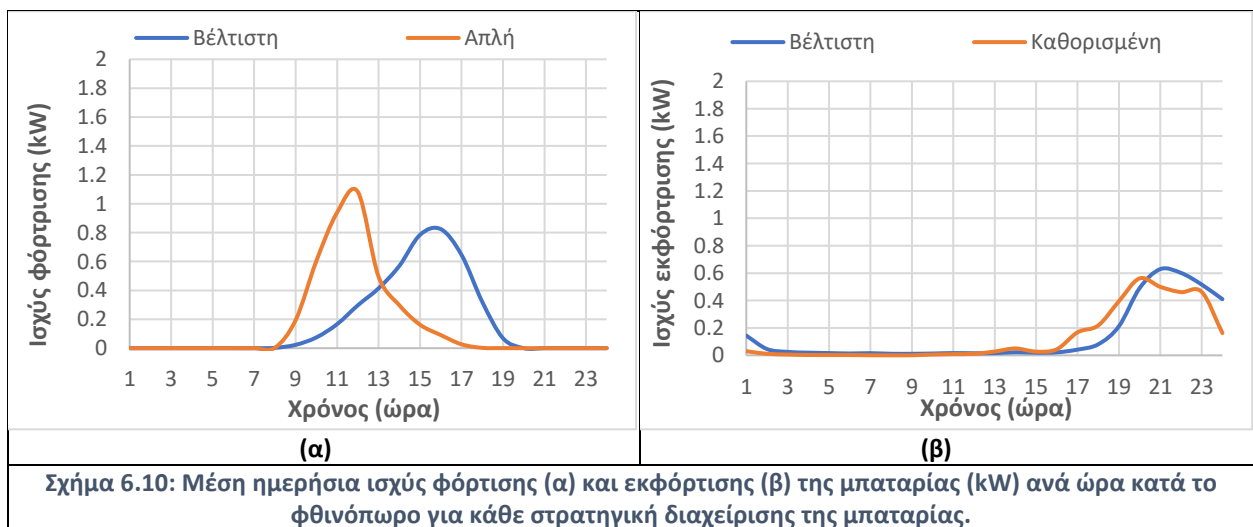


Φθινόπωρο

Στο **Σχήμα 6.9(α)** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά το φθινόπωρο, ενώ στο **Σχήμα 6.9 (β)** το Boxplot για τη μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας κατά το φθινόπωρο για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Τα αποτελέσματα των δύο στρατηγικών διαχείρισης της μπαταρίας για αυτήν την εποχή μοιάζουν πολύ με εκείνα της εποχής του χειμώνα. Παρατηρείται μικρότερο βάθος εκφόρτισης στη βέλτιστη διαχείριση, καθώς και η μέση τιμή του SOC της είναι αρκετά μεγαλύτερη (48%) από την αντίστοιχη της απλής (38%).



Τέλος, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.10(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.10 (β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά το καλοκαίρι και για τις δύο στρατηγικές. Οι παρατηρήσεις είναι κοινές με αυτές με αυτές του χειμώνα μιας και τα αποτελέσματα των δύο εποχών είναι σχεδόν ίδια.



6.2.3 Μέση ημερήσια στρατηγική διαχείρισης μπαταρίας ανά ομαδοποιημένες ημέρες

Στις δύο προηγούμενες ενότητες μπορεί κανείς να δει τη συμπεριφορά της βέλτιστης στρατηγικής ελέγχου φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας για τη μέση μέρα ολόκληρου του έτους, αλλά και τη μέση ημέρα της κάθε εποχής. Από τα αποτελέσματα, όμως, που μας προσέφερε η σύγκριση των δύο στρατηγικών ανά εποχή, εύκολα συμπεραίνουμε ότι η διαχείριση της μπαταρίας παρουσιάζει κοινή συμπεριφορά κατά τις ημέρες που έχουν κοινά χαρακτηριστικά. Τις ημέρες, για παράδειγμα, που υπάρχει έντονη ηλιοφάνεια και υψηλό φορτίο, έντονη ηλιοφάνεια και χαμηλό φορτίο κοκ. Αυτές οι μέρες μπορούν να ομαδοποιηθούν μέσα από τη διαφορά της συνολικής ημερήσιας ζήτησης του φορτίου (σε kWh) με τη συνολική ημερήσια Φ/Β παραγωγή (σε kWh) (**Eload-Epv**).

Αναζητήθηκε λοιπόν, η μέρα με τη μεγαλύτερη και τη μικρότερη τιμή της διαφοράς αυτής. Η μικρότερη τιμή βρέθηκε -15,08 kWh, όπου περιγράφει την ημέρα που υπήρξε η μεγαλύτερη διαφορά φορτίου – παραγωγής με την παραγωγή να υπερισχύει κατά 15,08 kWh. Πρόκειται για μια ημέρα που έχει υψηλή ημερήσια παραγωγή (όχι απαραίτητα την υψηλότερη του έτους) και συγχρόνως χαμηλό ημερήσιο φορτίο (όχι απαραίτητα το χαμηλότερο του έτους).

Από την άλλη η μεγαλύτερη τιμή της διαφοράς βρέθηκε 28,15 kWh, όπου αντίστοιχα περιγράφει την ημέρα που υπήρξε η μεγαλύτερη διαφορά φορτίου – παραγωγής με το φορτίο να υπερισχύει κατά 28,15 kWh. Πρόκειται για μια ημέρα που έχει υψηλό ημερήσιο φορτίο (όχι απαραίτητα το υψηλότερο του έτους) και συγχρόνως χαμηλή ημερήσια παραγωγή (όχι απαραίτητα την χαμηλότερη του έτους).

Οι ακραίες τιμές αυτές απέχουν κατά 43,23 kWh. Έτσι, οι 365 ημέρες του έτους ομαδοποιήθηκαν σε οκτώ γκρουπ όπου το κάθε ένα έχει εύρος περίπου 5,5 kWh. Ο Πίνακας 6.2 περιλαμβάνει την αναλυτική ομαδοποίηση των 365 ημερών του έτος μαζί με το πλήθος των ημερών που ανήκουν σε κάθε ομάδα. Εύκολα διαπιστώνουμε ότι ενώ τα διαστήματα που υπερισχύει η Φ/Β παραγωγή έναντι του φορτίου είναι μόνο τα τρία πρώτα, περιλαμβάνουν τις περισσότερες ημέρες του έτους (περίπου 200 ημέρες).

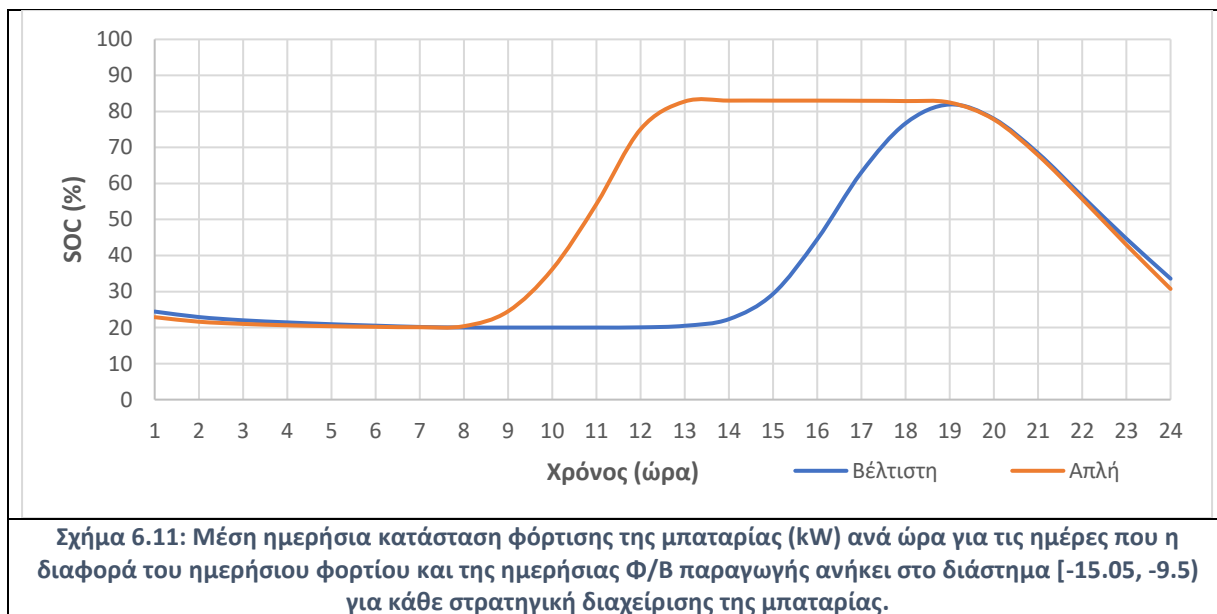
Πίνακας 6.2: Ομαδοποίηση των 365 ημερών του έτους σε 8 ομάδες και το πλήθος ημερών που ανήκουν σε κάθε ομάδα

Εύρος kWh κάθε ομάδας	Πλήθος ημερών που ανήκουν σε κάθε ομάδα
[-15.08, -9.5)	64
[-9.5, -4)	112
[-4, 1.5)	43
[1.5, 7)	55
[7, 12.5)	38
[12.5, 18)	31
[18, 23.5)	15
[23.5, 28.15]	7
Σύνολο	365

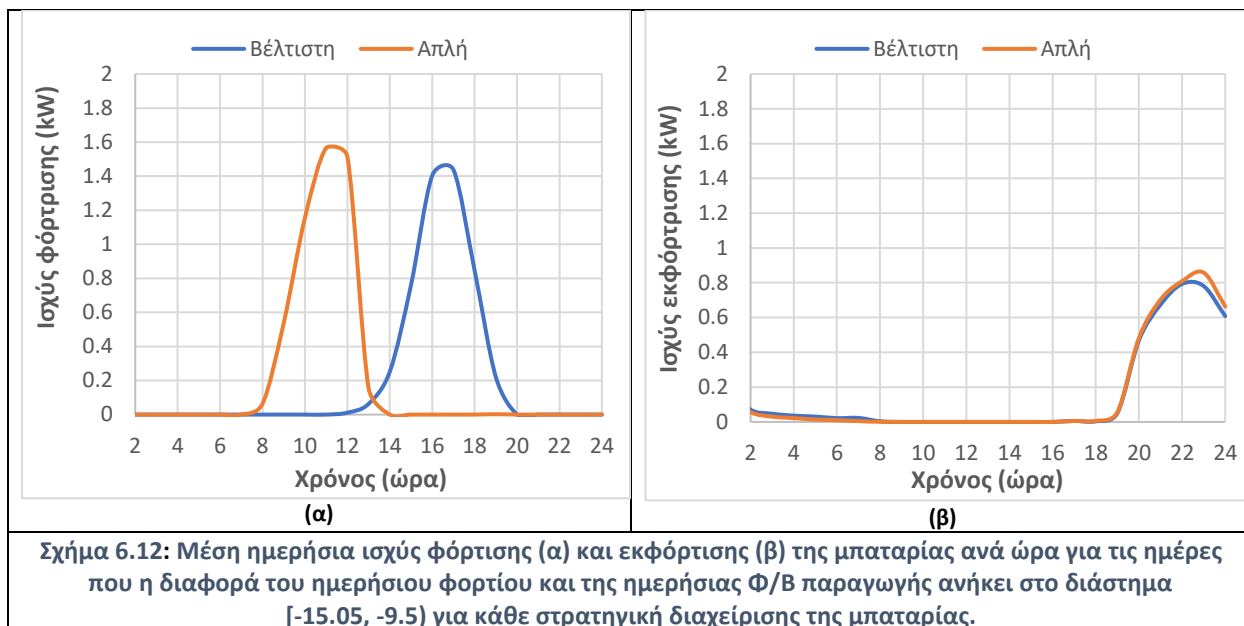
Ακολουθεί η παρουσίαση των συγκρίσεων των δύο στρατηγικών για κάθε ομάδα.

Διάστημα [-15.05, -9.5)

Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η Φ/Β παραγωγή υπερτερεί κατά το μέγιστο από την κατανάλωση της οικίας (από 9,5 έως 15 kWh). Στο **Σχήμα 6.11** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Παρατηρούμε ότι κατά τις ημέρες αυτές η μπαταρία φτάνει πάντα από την πλήρη εκφόρτιση στην πλήρη φόρτιση. Επίσης, κατά τις ημέρες αυτές συναντάμε τη μεγαλύτερη έγχυση περίσσειας Φ/Β παραγωγής στο δίκτυο αφού η μπαταρία γεμίζει με 4,5 kWh ($0,63 \cdot 7,14$ kWh) και υπολείπονται ακόμα 5 έως 10,5 kWh για την άμεση κάλυψη του φορτίου κατά τις ώρες παραγωγής, που είναι υπέρ αρκετές. Η διαφορά των δύο στρατηγικών έγκειται στο ότι κατά τη βέλτιστη στρατηγική η πλήρης φόρτιση της μπαταρίας επιτυγχάνεται το απόγευμα και συγκεκριμένα ακριβώς πριν ξεκινήσει η εκφόρτισή της.

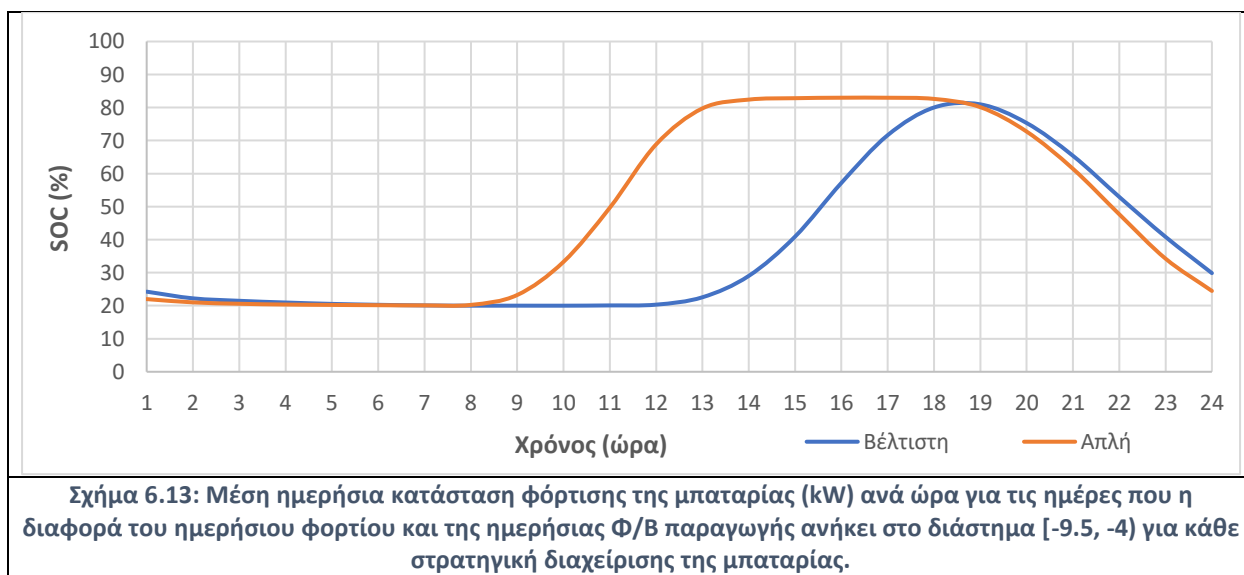


Ακολούθως, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.12(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.12(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Εδώ παρατηρούμε ότι ισχύς φόρτισης των δύο στρατηγικών δε διαφέρουν και πολύ, με την απλή διαχείριση να επιτυγχάνει ένα ελαφρώς μεγαλύτερο μέγιστο. Συνεπώς, αν και κατά τη βέλτιστη διαχείριση η φόρτιση γίνεται πιο σταδιακά, όταν πρόκειται για ημέρες με κοινά χαρακτηριστικά, η διαφορά από την απλή διαχείριση είναι ελάχιστη.

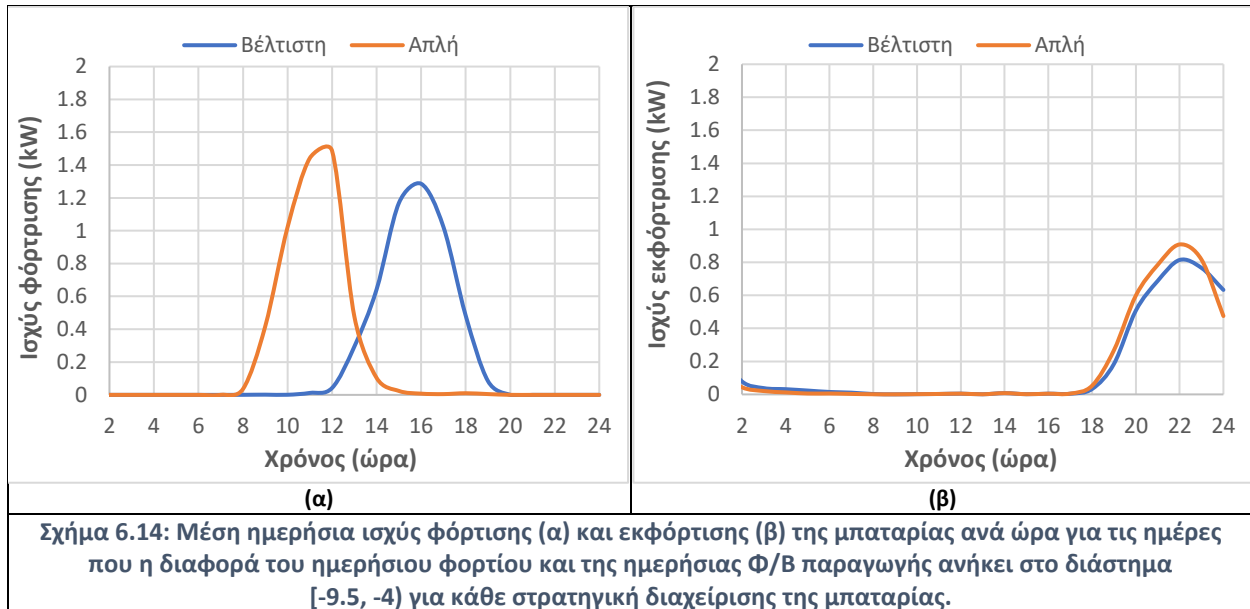


Διάστημα [-9.5, -4)

Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η Φ/Β παραγωγή υπερτερεί από 4 έως και 9,5 kWh από την κατανάλωση της οικίας. Στο **Σχήμα 6.13** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Μιας και η Φ/Β παραγωγή εξακολουθεί να είναι κατά πολύ μεγαλύτερη από τη συνολική ημερήσια κατανάλωση, τα αποτελέσματα δε διαφέρουν πολύ από το προηγούμενο διάστημα. Η διαφορά εδώ είναι ότι υπάρχουν ημέρες που δεν πραγματοποιείται καθόλου έγχυση στο δίκτυο, αφού ακόμα και να υπήρχε μηδενική κατανάλωση κατά τις ώρες παραγωγής (κάτι που δεν μπορεί να συμβεί γιατί υπάρχουν μόνιμα φορτία όπως το ψυγείο και οι συσκευές σε αναμονή), η μπαταρία χρειάζεται 4,5 kWh για την πλήρη φόρτισή της.

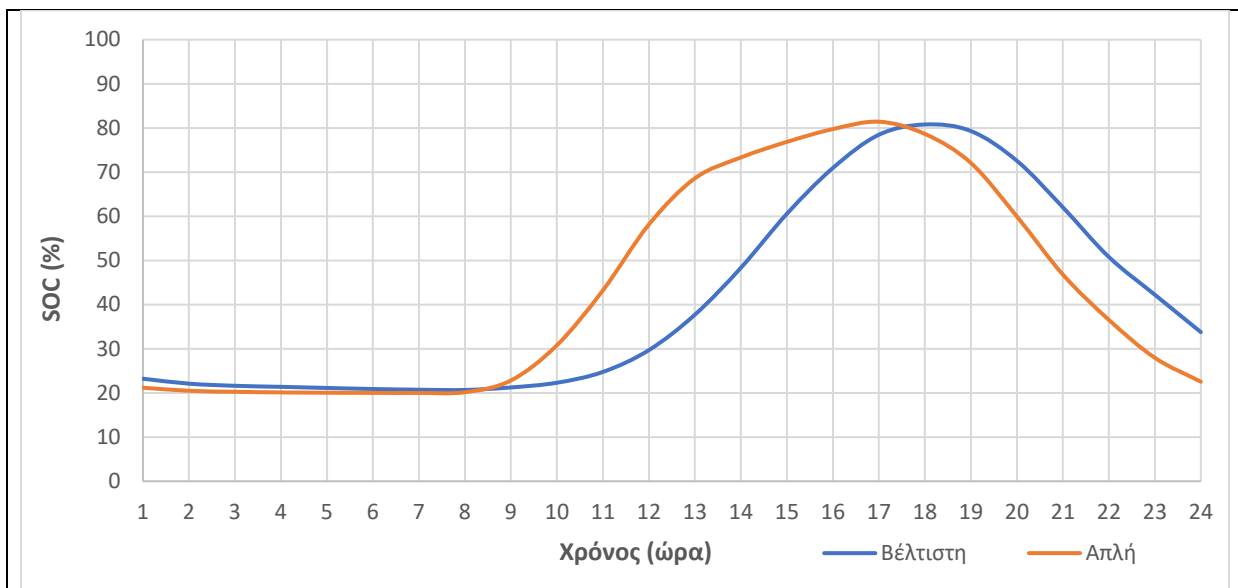


Παρακάτω, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.14(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.14(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Τα αποτελέσματα αυτά είναι αρκετά κοντά με αυτά του προηγούμενου διαστήματος.



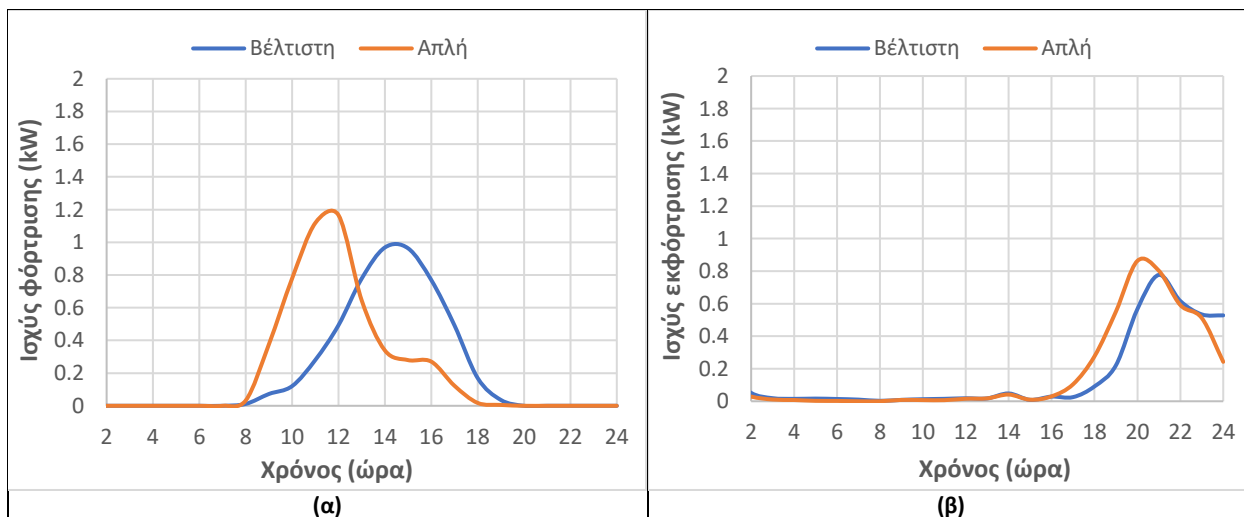
Διάστημα [-4, 1.5)

Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η Φ/Β παραγωγή υπερτερεί από 0 έως και 4 kWh από την κατανάλωση της οικίας. Ταυτόχρονα περιλαμβάνει, όμως, και τις ημέρες του χρόνου που η κατανάλωση υπερτερεί της Φ/Β παραγωγής από 0 έως και 1,5 kWh. Στο **Σχήμα 6.15** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Παρατηρούμε ότι αν και στο διάστημα αυτό υπάρχουν ημέρες που υπερισχύει η κατανάλωση, η μπαταρία καταφέρνει να φορτίζεται σχεδόν πλήρως κατά μέσο όρο και αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η Φ/Β παραγωγή αφορά ένα συγκεκριμένο διάστημα της ημέρας (8:00-20:00). Έτσι, για να γεμίσει η μπαταρία, αρκεί η Φ/Β παραγωγή να υπερισχύει της κατανάλωσης κατά 4,5 kWh στο διάστημα 08:00-20:00. Αυτό μας δείχνει ότι και πάλι μπορεί να έχουμε έγχυση στο δίκτυο στο διάστημα αυτό. Οι στρατηγικές διαχείρισης παρουσιάζουν τα ίδια αποτελέσματα με την προηγούμενη ομάδα και αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η Φ/Β παραγωγή, αν και μικρότερη από πριν, εξακολουθεί να είναι υψηλή σε σχέση με την κατανάλωση.



Σχήμα 6.15: : Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [-4, 1.5] για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

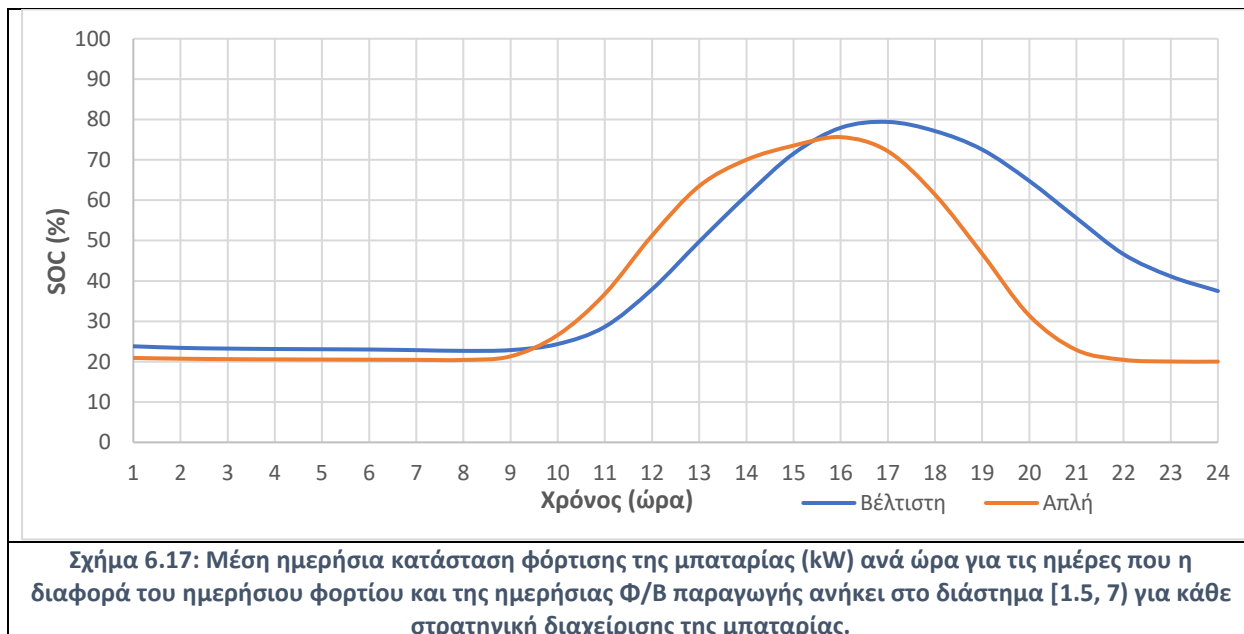
Στη συνέχεια, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (Σχήμα 6.16(α)) και εκφόρτισης (Σχήμα 6.16(β)) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Στην περίπτωση αυτή παρατηρείται μικρότερη διακύμανση στη μέση ημερήσια ισχύ φόρτισης των δύο στρατηγικών, γεγονός που δικαιολογείται από το ότι η περίσσεια Φ/Β ισχύς κινείται σε μικρότερα επίπεδα σε αυτή την ομάδα ημερών. Επιπλέον, παρατηρείται ότι σε αυτό το διάστημα η σταδιακή φόρτιση της βέλτιστης στρατηγικής προκαλεί μια αισθητή διαφορά στη μέγιστη τιμή της που απέχει 20% από την αντίστοιχη τιμή της απλής διαχείρισης.



Σχήμα 6.16: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [-4, 1.5] για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

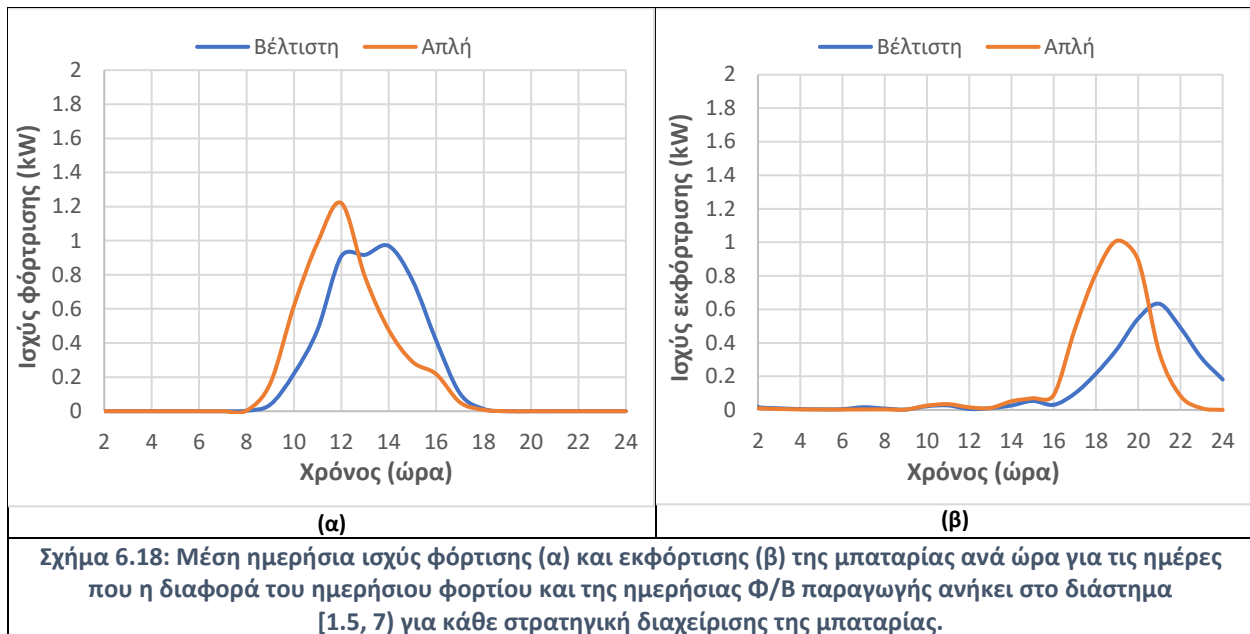
Διάστημα [1.5, 7)

Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η κατανάλωση υπερτερεί της Φ/Β παραγωγής από 1,5 έως και 7 kWh. Στο **Σχήμα 6.17** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Στο σημείο αυτό παρατηρούμε ότι η διαχείριση των δύο στρατηγικών εκτός από τη χρονική μετατόπιση που παρουσιάζουν στη μέση καμπύλη φόρτισης της μπαταρίας, αρχίζουν να παρουσιάζουν διαφορά και στα επίπεδα φόρτισης τους. Αυτό συμβαίνει γιατί η περίσσεια Φ/Β παραγωγή δεν αρκεί πια για να γεμίσει πάντα η μπαταρία και έτσι η βέλτιστη στρατηγική δεν εκφορτίζει τη μπαταρία περισσότερο από όσο χρειάζεται.



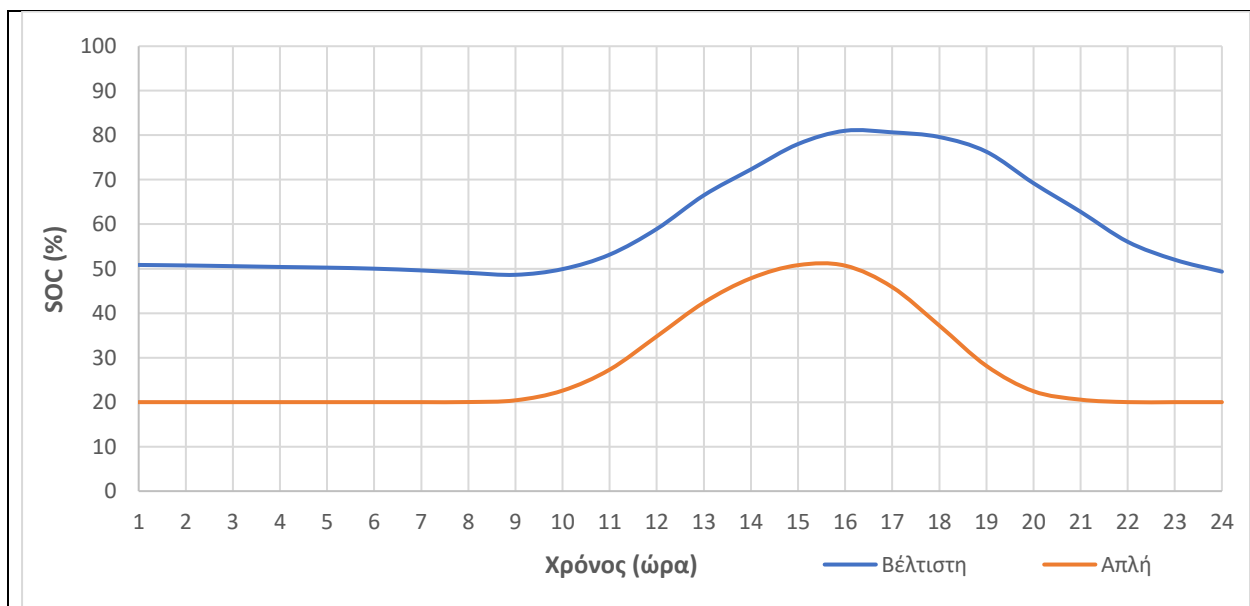
Ακολουθώντας, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.18(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.18(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Καθώς μειώνεται η περίσσεια Φ/Β παραγωγή παρατηρούμε ότι οι δύο στρατηγικές αρχίζουν να παρουσιάζουν μια χρονική μετατόπιση στην εκφόρτιση της μπαταρίας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η κατανάλωση γίνεται μεγαλύτερη της Φ/Β παραγωγής νωρίτερα από ότι πριν και έτσι η απλή διαχείριση ξεκινά άμεσα της εκφόρτιση της μπαταρίας. Από την άλλη η βέλτιστη διαχείριση, που δεν έχει αυτόν τον περιορισμό, εξακολουθεί να εκφορτίζει το μεγαλύτερο μέρος της αποθηκευμένης ενέργειας κατά το ίδιο χρονικό διάστημα με πριν.

Επίσης, παρατηρούμε ότι οι καμπύλες μέσης ημερήσιας ισχύος φόρτισης πλησιάζουν μεταξύ τους. Αυτό προκαλείται πάλι από το ότι η κατανάλωση γίνεται μεγαλύτερη της Φ/Β παραγωγής νωρίτερα από ότι πριν, αλλά η στρατηγική που αλλάζει συμπεριφορά είναι η βέλτιστη, καθώς ξεκινάει νωρίτερα τη φόρτιση της μπαταρίας για να προλάβει να τη φορτίσει πλήρως.



Διάστημα [7, 12.5)

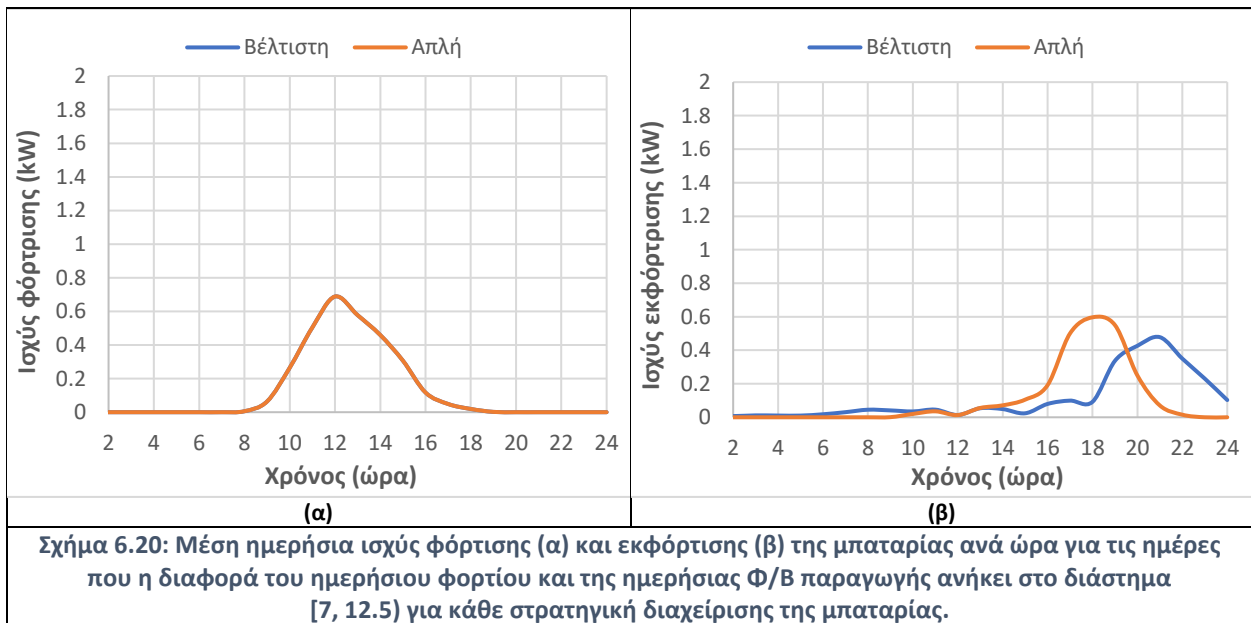
Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η κατανάλωση υπερτερεί της Φ/Β παραγωγής από 7 έως και 12,5 kWh. Στο **Σχήμα 6.19** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Καθώς, η Φ/Β παραγωγή εμφανίζεται ακόμα πιο μειωμένη σε αυτό το διάστημα, η βέλτιστη διαχείριση εκφορτίζει ακόμα λιγότερο τη μπαταρία. Συγκεκριμένα, την εκφορτίζει τόσο, όσο είναι η περίσσεια παραγωγή της επόμενης ημέρας. Σημειώνεται ότι στις ομάδες ημερών που ακολουθούν από εδώ και πέρα δεν πραγματοποιείται καθόλου έγχυση στο δίκτυο. Αυτό είναι εμφανές αφού η περίσσεια παραγωγή δεν αρκεί ούτε για ένα πλήρη κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας.



Σχήμα 6.19: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [7, 12.5] για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

Παρακάτω, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.20(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.20(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Παρατηρούμε ότι τώρα η καμπύλη μέσης ισχύος φόρτισης των δύο στρατηγικών έχει ταυτιστεί τελείως. Αυτό είναι λογικό αφού τώρα που η περίσσεια Φ/Β παραγωγή δεν επαρκεί για ολόκληρο κύκλο φόρτισης/αποφόρτισης, αποθηκεύεται ολόκληρη η περίσσεια παραγωγή στη μπαταρία. Δεν υπάρχει περιθώριο, δηλαδή, αλλά ούτε και αιτία ώστε να καθυστερήσει τη φόρτιση της μπαταρίας η βέλτιστη διαχείριση.

Όσον αφορά τη μέση ημερήσια εκφόρτιση παρατηρούμε ότι η χρονική μετατόπιση των δύο στρατηγικών αυξήθηκε κι άλλο αφού η εκφόρτιση της απλής στρατηγικής ξεκινάει ακόμα νωρίτερα.

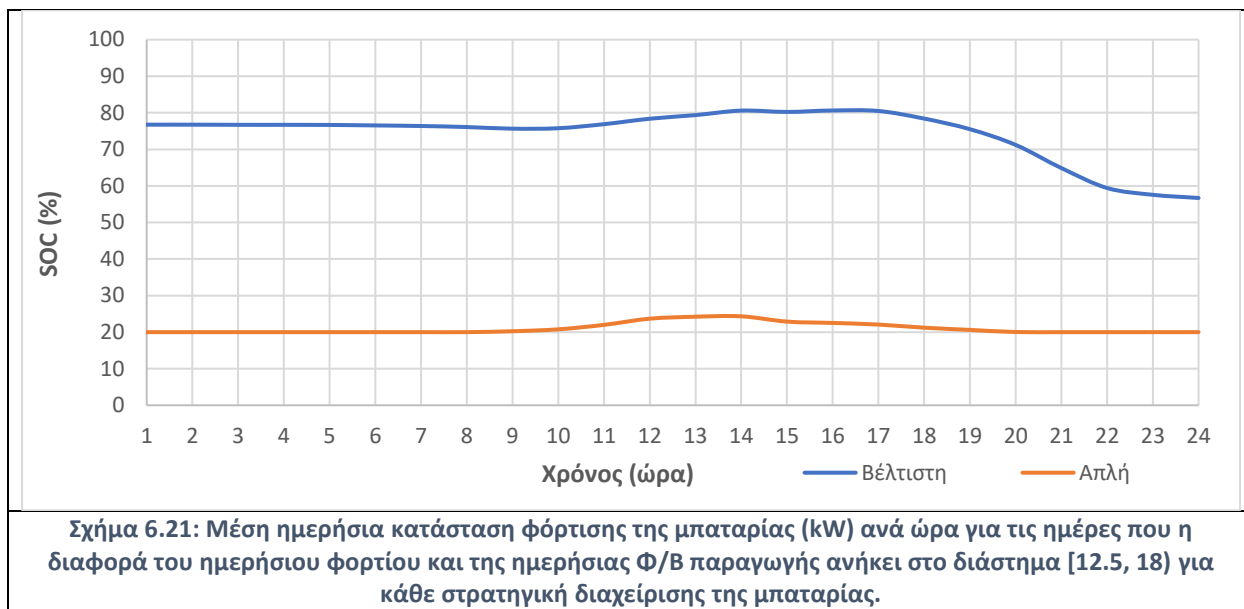


Σχήμα 6.20: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [7, 12.5] για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

Διάστημα [12.5, 18]

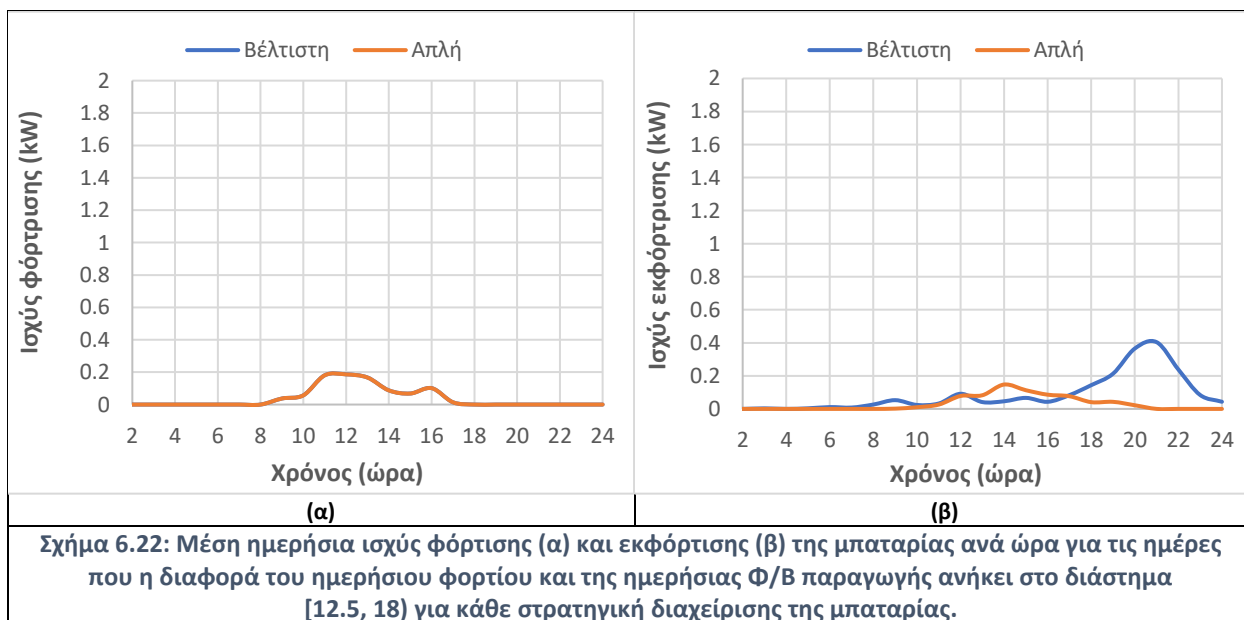
Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η κατανάλωση υπερτερεί της Φ/Β παραγωγής από 12,5 έως και 18 kWh. Στο **Σχήμα 6.21** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Η περίσσεια Φ/Β παραγωγή είναι ελάχιστη σε αυτό το διάστημα. Η απλή διαχείριση διατηρεί την κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας συνέχεια σε ένα εύρος 20-25% κάτι που δεν είναι επιθυμητό. Αντίθετα, η βέλτιστη διαχείριση εκφορτίζει όσο χρειάζεται τη μπαταρία αποφεύγοντας το μεγάλο βάθος εκφόρτισης.

Επιπλέον, παρατηρείται ότι κατά το τέλος των ημερών αυτών, η βέλτιστη διαχείριση εκφορτίζει τη μπαταρία κατά μεγαλύτερο ποσό ενέργειας από αυτό που αποθήκευσε. Αυτό οφείλεται στο ότι ημέρες που έπονται μετά από τις συγκεκριμένες που εξετάζονται, τυχαίνουν να έχουν μεγαλύτερη περίσσεια παραγωγή. Έτσι, η μπαταρία εκφορτίζεται όσο χρειάζεται πάλι για να μην πέσει σε χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης.



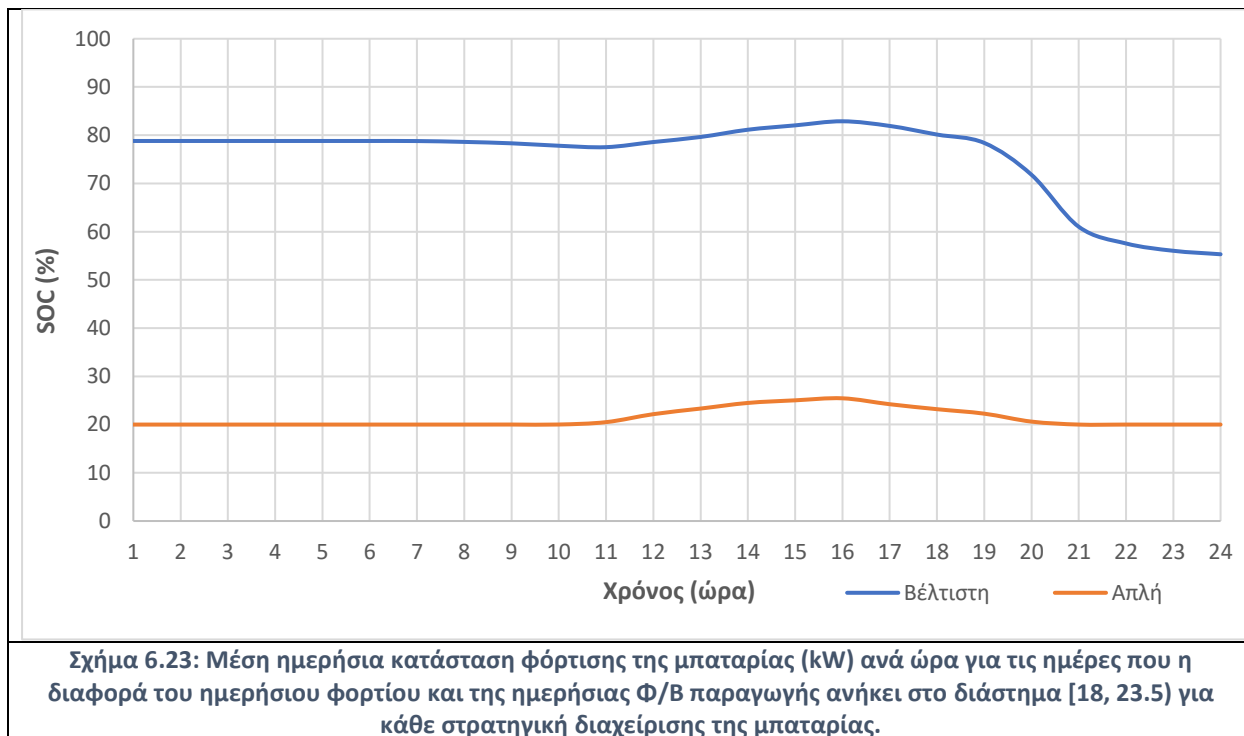
Στη συνέχεια, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.22(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.22(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Τα αποτελέσματα της σύγκρισης είναι ίδια με πριν μόνο που τώρα η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης κινείται σε ακόμη χαμηλότερα επίπεδα.

Από την άλλη, στη μέση ημερήσια ισχύ εκφόρτισης παρατηρείται μεγάλη διαφορά στη μέγιστη τιμή της βέλτιστης διαχείρισης από εκείνη της απλής. Αλλά αυτό έχει να κάνει με το ότι η επόμενη μέρα έχει μεγαλύτερη περίσσεια Φ/Β παραγωγή, όπως επεξηγήθηκε και παραπάνω.

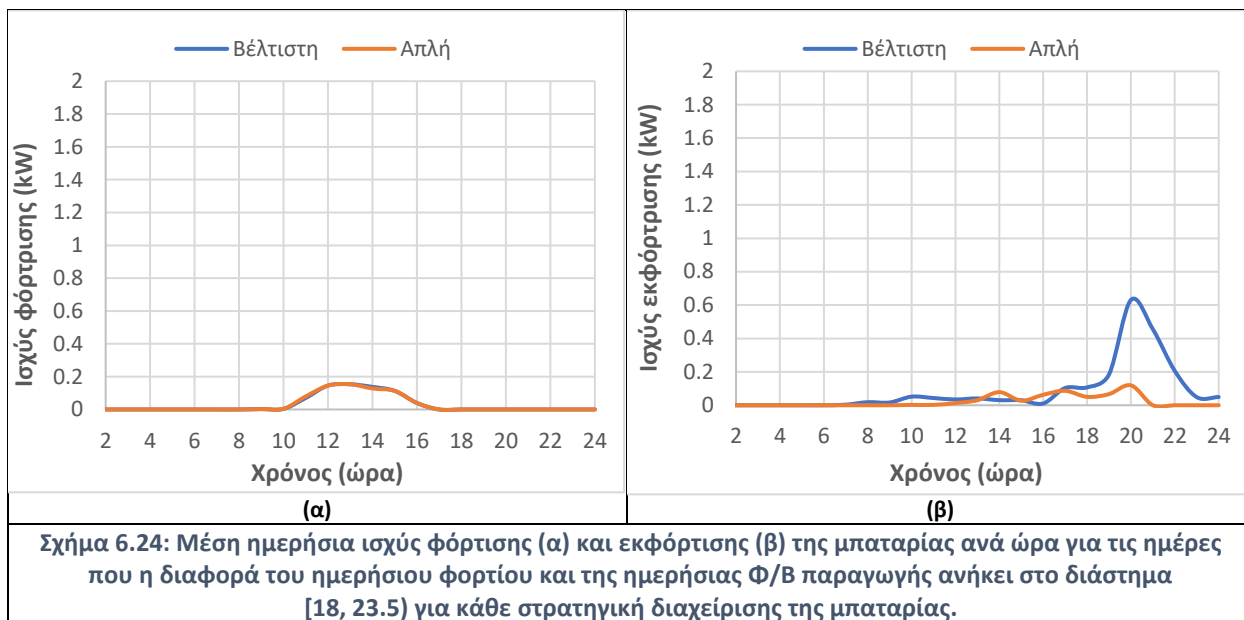


Διάστημα [18, 23.5)

Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η κατανάλωση υπερτερεί της Φ/Β παραγωγής από 18 έως και 23,5 kWh. Στο **Σχήμα 6.23** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Αν και η κατανάλωση υπερισχύει περισσότερο από πριν έναντι της Φ/Β παραγωγής, παρατηρούμε ότι το η μέση κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας αυξάνεται ισόποσα με πριν (περίπου 5%). Το ότι οι ημέρες αυτές παρουσιάζουν αυξημένη κατανάλωση, δε σημαίνει ότι αυτή οι αύξηση παρατηρείται κατά τις ώρες της Φ/Β παραγωγής. Αυτό συμβαίνει εδώ. Έτσι, τα αποτελέσματα δεν παρουσιάζουν διαφορές με αυτά του προηγούμενου διαστήματος.

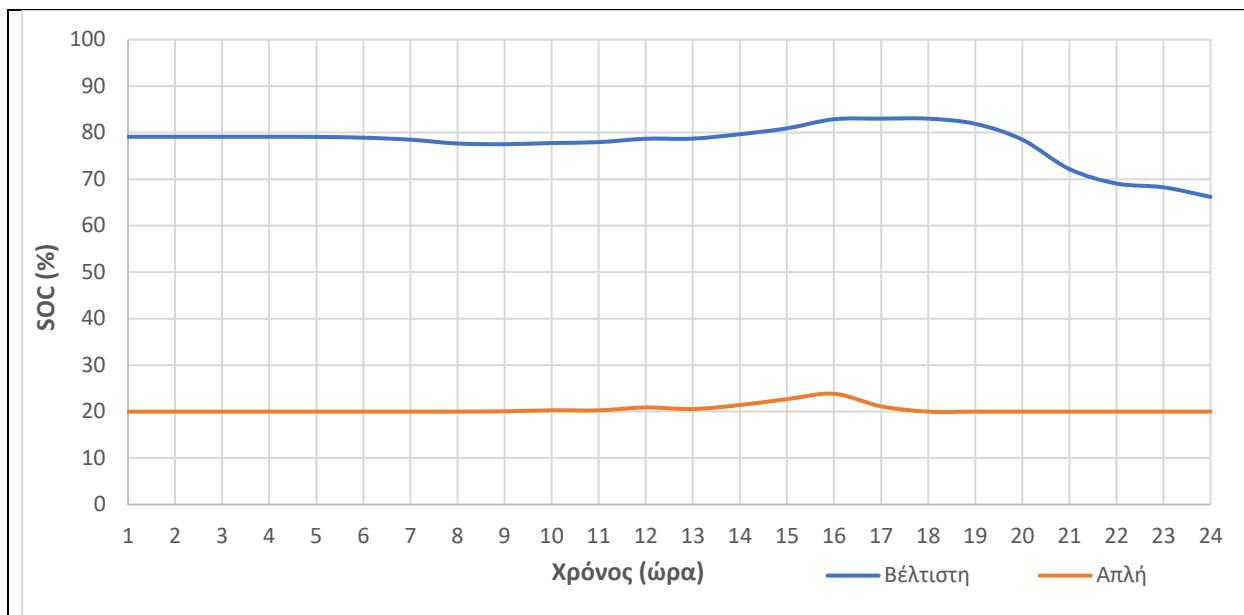


Ακολούθως, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (**Σχήμα 6.24(α)**) και εκφόρτισης (**Σχήμα 6.24(β)**) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Τα αποτελέσματα δεν παρουσιάζουν διαφορές με αυτά του προηγούμενου διαστήματος, οπότε ισχύουν οι ίδιες παρατηρήσεις.



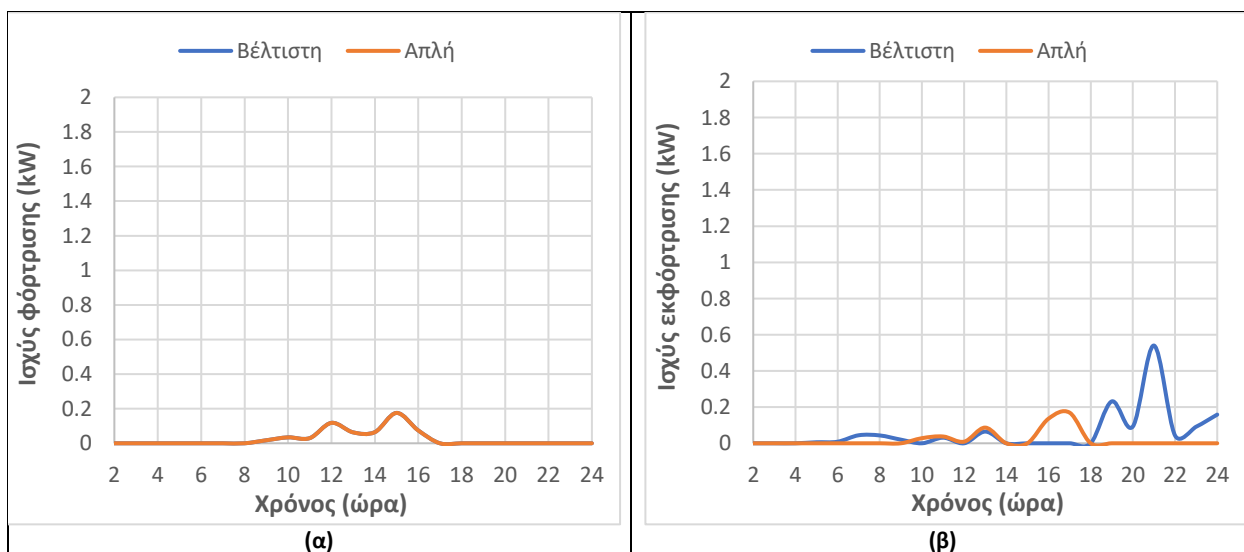
Διάστημα [23.5, 28.15]

Το διάστημα αυτό περιλαμβάνει τις ημέρες του χρόνου όπου η κατανάλωση υπερτερεί κατά το μέγιστο της Φ/Β παραγωγής (από 23,5 έως και 28,15 kWh). Στο **Σχήμα 6.25** παρουσιάζεται η μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ανά ώρα κατά τις ημέρες αυτές για τη βέλτιστη και την απλή στρατηγική διαχείρισης. Παρατηρούμε ότι ακόμα και τις ημέρες που η κατανάλωση υπερτερεί κατά το μέγιστο της Φ/Β παραγωγής, υπάρχει ένα μικρό ποσό περίσσειας Φ/Β παραγωγής. Φυσικά, κατά τις ημέρες αυτές η μπαταρία σύμφωνα με τη βέλτιστη διαχείριση διατηρείται σχεδόν σε πλήρη φόρτιση, ενώ αντίθετα σχεδόν άδεια σύμφωνα με την απλή στρατηγική. Οι διαφορές είναι ελάχιστες από το προηγούμενο διάστημα, έτσι η συμπεριφορά των δύο στρατηγικών παραμένει ίδια.



Σχήμα 6.25: Μέση ημερήσια κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (kW) ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [23.5, 28.15] για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

Ακολουθώντας, παρουσιάζονται η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (Σχήμα 6.26(α)) και εκφόρτισης (Σχήμα 6.26(β)) της μπαταρίας ανά ώρα της ημέρας κατά τις ίδιες ημέρες και για τις δύο στρατηγικές. Παρατηρούμε ότι η μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης παρουσιάζει αρκετές διακυμάνσεις και για τις δύο στρατηγικές και αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η περίσσεια Φ/Β παραγωγή κατά τις ημέρες αυτές παρατηρείται κατά διαστήματα.



Σχήμα 6.26: Μέση ημερήσια ισχύς φόρτισης (α) και εκφόρτισης (β) της μπαταρίας ανά ώρα για τις ημέρες που η διαφορά του ημερήσιου φορτίου και της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής ανήκει στο διάστημα [23.5, 28.15] για κάθε στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας.

6.3 Συμπεράσματα

Οι δύο στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας (βέλτιστη και απλή) επιτυγχάνουν τους ίδιους ακριβώς βαθμούς αυτονομίας (56%) και ιδιοκατανάλωσης (62%), πραγματοποιώντας μια διαφορετική τακτική στη φόρτιση και στην εκφόρτιση της μπαταρίας. Από τη σύγκριση των δύο στρατηγικών εξάχθηκαν τα ακόλουθα συμπεράσματα για τη βέλτιστη στρατηγική:

- Επιτυγχάνει καλύτερη διαχείριση της μπαταρίας όσον αφορά τις επιπτώσεις που έχει αυτή στη γήρανσή της. Το μοντέλο βελτιστοποίησης, έχοντας στη διάθεση του τις μετρήσεις του φορτίου και της παραγωγής της επόμενης ημέρας, γνωρίζει ακριβώς την ποσότητα της περίσσειας Φ/Β παραγωγής που θα προκύψει. Έτσι, η μπαταρία αποφορτίζεται ακριβώς τόσο σε μία ημέρα, όσο είναι η περίσσεια παραγωγή της επόμενης. Με αυτόν τον τρόπο η μπαταρία δεν αδειάζει ποτέ περισσότερο από όσο ακριβώς χρειάζεται και επιτυγχάνεται ένα χαμηλότερο βάθος εκφόρτισης (DOD), κάτι που επιβραδύνει τη διαδικασία γήρανσης της μπαταρίας. Τονίζεται ότι κάτι τέτοιο είναι πολύ δύσκολο να εφαρμοστεί με απόλυτη επιτυχία στην πραγματικότητα, αφού είναι αδύνατη μια τόσο ακριβής πρόβλεψη. Παρακάτω προτείνεται μια λύση που προσεγγίζει το παραπάνω αποτέλεσμα.
- Ξεκινάει τη φόρτιση της μπαταρίας σε μεταγενέστερο χρόνο από την απλή διαχείριση, εφόσον φυσικά η περίσσεια Φ/Β παραγωγή είναι περισσότερη από 4,5 kWh (που αντιστοιχεί στην ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για την πλήρη φόρτιση της μπαταρίας). Γνωρίζοντας από πριν το μέγεθος της περίσσειας Φ/Β παραγωγής, η βέλτιστη διαχείριση επιλέγει να κάνει έγχυση στο δίκτυο τις πρώτες ώρες της παραγωγής και ξεκινάει να φορτίζει τη μπαταρία όταν βλέπει ότι η εναπομένουσα περίσσεια παραγωγή αρκεί για να τη γεμίσει πλήρως. Για την ακρίβεια γεμίζει πλήρως μια στιγμή πριν αρχίσει να αποφορτίζεται (δηλαδή ακριβώς πριν γίνει η παραγωγή μικρότερη από το φορτίο). Έτσι η μπαταρία συνήθως γεμίζει τις απογευματινές ώρες σε αντίθεση με την απλή στρατηγική όπου ξεκινάει η φόρτιση από τη στιγμή που η παραγωγή ξεπεράσει τη ζήτηση του φορτίου και έτσι καταλήγει να γεμίζει πλήρως την μπαταρία κατά τις μεσημβρινές ώρες. Φυσικά, στην περίπτωση όπου η περίσσεια Φ/Β παραγωγή δεν επαρκεί για έναν πλήρη κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας, αποθηκεύεται στη μπαταρία το σύνολο της περίσσειας ενέργειας και έτσι η χρονική περίοδος φόρτισης των δύο στρατηγικών ταυτίζεται.
- Εκφορτίζει τη μπαταρία μεταγενέστερα. Αντίθετα με την απλή διαχείριση, που έχει οριστεί να εκφορτίζει τη μπαταρία με το που η κατανάλωση υπερβεί ξανά την Φ/Β παραγωγή, η βέλτιστη διαχείριση επιλέγει να εκφορτίζει τη μπαταρία πάντα κατά τις βραδινές ώρες. Έτσι, όταν η περίσσεια Φ/Β παραγωγή τερματίζεται νωρίς μέσα στην ημέρα, παρατηρείται χρονική απόκλιση μεταξύ των εκφορτίσεων των δύο στρατηγικών. Από την άλλη, όταν η περίσσεια παραγωγή συνεχίζεται μέχρι τις απογευματινές ώρες, τότε η χρονική περίοδος φόρτισης των δύο στρατηγικών τείνει να ταυτιστεί. Η τακτική αυτή θα μπορούσε να αποβεί αρκετά ωφέλιμη στο διαχειριστή του δικτύου καθώς μειώνει τη ζήτηση κατά τις βραδινές ώρες όπου συναντάμε και τις αιχμές του φορτίου.

Συνοψίζοντας, η βέλτιστη διαχείριση της μπαταρίας μπορεί να βελτιώσει τη διάρκεια ζωής της. Σε μια πραγματική εφαρμογή, βέβαια, η βελτίωση αυτή δεν μπορεί να είναι η ίδια, αλλά μπορούμε να προσεγγίσουμε το αποτέλεσμα αυτό χωρίς να αυξήσουμε πολύ την πολυπλοκότητα. Η ιδέα είναι ότι μπορεί να εφαρμοστεί με μικρότερη ακρίβεια, χρησιμοποιώντας μια απλή πρόβλεψη φορτίου και Φ/Β παραγωγής της επόμενης ημέρας. Έτσι, λαμβάνοντας υπόψιν και ένα ποσοστό σφάλματος της τάξεως του 15-20%, η μπαταρία θα εκφορτίζεται περισσότερο από όσο προκύπτει από την πρόβλεψη κι με αυτόν

τον τρόπο θα αποφεύγεται το ρίσκο της μη αξιοποίησης της μέγιστης δυνατής περίσσειας Φ/Β παραγωγής από τη μπαταρία.

Κεφάλαιο 7 - Βελτιστοποίηση οφέλους του οικιακού αυτοπαραγωγού

7.1 Εισαγωγή

Η επένδυση σε ένα οικιακό Φ/Β σύστημα μεγέθους 1 MWh/ MWh φορτίου σε συνδυασμό με ένα σύστημα αποθήκευσης που περιλαμβάνει μια μπαταρία ιόντων λιθίου χρήσιμης χωρητικότητας 1 kWh/MWh φορτίου και έναν αντιστροφέα ονομαστικής ισχύος 2 kW, όπως είδαμε και στο κεφάλαιο 5, δεν είναι βιώσιμη υπό την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης (Γ1). Αν και η διαστασιολόγηση του συστήματος είναι η καλύτερη δυνατή, το κόστος της μπαταρίας ιόντων λιθίου είναι ακόμα σε αρκετά υψηλό επίπεδο με αποτέλεσμα να μην δύναται να αποσβεστεί στη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Επιπλέον, η φύση της ς επιφέρει τόσο υψηλό όφελος.

Η ραγδαία μείωση του κόστους της μπαταρίας, καθώς και οι αυξήσεις στην τιμή προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας πρόκειται σύντομα να καταστήσουν μια τέτοια επένδυση βιώσιμη. Όμως, τίθεται πια το θέμα της ιδανικής πολιτικής στήριξης μιας τέτοιας επένδυσης.

Σε αυτό το κεφάλαιο εξετάζεται η εγκατάσταση του συστήματος αυτού υπό διαφορετικές πολιτικές στήριξης με σκοπό την εύρεση του προγράμματος που θα μπορούσε να κάνει βιώσιμη την επένδυση αυτή α) χωρίς να μεταβάλλουμε καθόλου το κόστος και β) χρησιμοποιώντας ένα μειωμένο κόστος για το σύστημα αποθήκευσης (ΣΑ). Υπενθυμίζεται ότι για την εργασία αυτή έχει θεωρηθεί κόστος 400 €/kWh χωρητικότητας της μπαταρίας και 300 €/kW ισχύος αντιστροφέα. Το μειωμένο κόστος που χρησιμοποιήθηκε για το σύστημα αποθήκευσης αντιστοιχεί σε 200 €/kWh χωρητικότητας της μπαταρίας, βασιζόμενο στα δεδομένα και τις προβλέψεις που έχουν παρουσιαστεί στην ενότητα 3.3.6, και 230 €/kW ισχύος αντιστροφέα.

Αρχικά, πραγματοποιήθηκε μια βελτιστοποίηση 20ετίας σε ετήσια βάση που αφορά και τις δύο παραπάνω περιπτώσεις και στη συνέχεια μια βελτιστοποίηση 20ετίας σε ημερήσια βάση που αφορά μόνο εκείνη του μειωμένου κόστους του ΣΑ. Σκοπός του είναι η εξαγωγή ενός πιο ρεαλιστικού αποτελέσματος και να συγκριθεί με το ιδανικό της ετήσιας βελτιστοποίησης. Αντικειμενική συνάρτηση σε κάθε περίπτωση αποτελεί η μεγιστοποίηση της NPV της επένδυσης.

Υιοθετείται το γενικό μοντέλο της ενότητας 4.4 το οποίο αφορά έναν οικιακό καταναλωτή που έχει ήδη εγκατεστημένο Φ/Β σύστημα με πολιτική ενεργειακού συμψηφισμού και πρόκειται να ενσωματώσει ένα σύστημα αποθήκευσης. Για τον υπολογισμό του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται τα τιμολόγια της ΔΕΗ Γ1 και Γ1N που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 2. Το μοντέλο τροποποιείται όποτε χρειάζεται ώστε να ανταποκρίνεται στο είδος της βελτιστοποίησης που χρησιμοποιείται (ανάλογα το αν αφορά βελτιστοποίηση σε ετήσια ή ημερήσια βάση) και στην εκάστοτε πολιτική στήριξης που εφαρμόζεται.

Οι πολιτικές στήριξης που πρόκειται να εξεταστούν είναι οι ακόλουθες:

- 1) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) χωρίς καμία διαφοροποίηση στα δεδομένα εισόδου⁶¹ εκτός της τιμολόγησης.

⁶¹ Υπενθυμίζεται ότι στην πολιτική ενεργειακού συμψηφισμού η μπαταρία μπορεί να φορτίζεται μόνο από το Φ/Β σύστημα και να εκφορτίζει την ενέργειά της μόνο προς το φορτίο. Δεν υπάρχει καμία σύνδεση μεταξύ της μπαταρίας και του δικτύου.

- 2) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)⁶².

Και τέλος ακολουθούν δύο προγράμματα που δεν περιλαμβάνουν ενεργειακό συμψηφισμό.

- 3) Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο είτε από το Φ/Β σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας.
- 4) Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) το οποίο επιτρέπει την πώληση της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο απευθείας από το Φ/Β σύστημα, καθώς και την αγορά και πώληση της ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).

Αφού εξεταστεί κάθε περίπτωση ξεχωριστά, στη συνέχεια πρόκειται να συγκριθούν μεταξύ τους, καθώς και με την πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης (Γ1) που χρησιμοποιήθηκε στο Κεφάλαιο 5.

Προτού παρουσιαστούν τα αποτελέσματα πρέπει να γίνουν οι εξής παρατηρήσεις:

- Στα προγράμματα 2), 3) και 4) η απευθείας τροφοδότηση του φορτίου δεν έχει πια προτεραιότητα όπως πριν. Εφόσον προσφέρεται η δυνατότητα πώλησης ενέργειας στο δίκτυο, αφήνεται εξολοκλήρου στον προσομοιωτή η διαχείριση της συμπεριφοράς του συστήματος, ώστε να προκύψει το βέλτιστο όφελος. Αντίθετα, στα προγράμματα που αφορούν την απλή εφαρμογή του Net Metering, όταν υπάρχει παραγωγή γίνεται απορρόφηση από το φορτίο απευθείας, μιας και σκοπός μας είναι η εξοικονόμηση ενέργειας, και μόνο όταν ξεπερνάει τη ζήτηση αποθηκεύεται στη μπαταρία ή εγχέεται στο δίκτυο.
- Στα προγράμματα 2) και 4), όπου επιτρέπεται η αγορά ενέργειας από το δίκτυο μέσω της μπαταρίας εφαρμόζονται χρεώσεις ΥΚΩ στις απώλειες που προκύπτουν κατά την αγορά της ενέργειας. Ως γνωστόν οι ΥΚΩ εφαρμόζονται στη συνολική κατανάλωση ανεξάρτητα από το πως αυτή καλύπτεται. Συνεπώς, οι απώλειες που προκύπτουν κατά την αποθήκευση της ενέργειας της μπαταρίας (10%) αποτελούν ένα φαινομενικό φορτίο και επιβάλλονται χρεώσεις ΥΚΩ.

7.2 Βελτιστοποίηση 20ετίας σε ετήσια βάση

Η ενότητα αυτή εξετάζει την εφαρμογή των διάφορων πολιτικών στήριξης του συστήματος αποθήκευσης μέσα από μια ετήσια βελτιστοποίηση. Αυτό σημαίνει ότι ο προσομοιωτής διαχειρίζεται τις μετρήσεις δεκαπενταλέπτου της Φ/Β παραγωγής και του φορτίου ολόκληρου του έτους και επιλέγει την κατάλληλη διαχείριση της μπαταρίας, ώστε να προκύψει το βέλτιστο οικονομικό όφελος για τον αυτοπαραγωγό. Στην πραγματικότητα αυτό δεν μπορεί να εφαρμοστεί καθώς δεν μπορούν να υπάρξουν μακροχρόνιες προβλέψεις, ειδικά με τόση ακρίβεια.

Για την πραγματοποίηση της βελτιστοποίησης χρησιμοποιήθηκε εξολοκλήρου το μοντέλο που κατασκευάστηκε στο λογισμικό GAMS και απλώς τροποποιούταν ανάλογα την περίπτωση. Από την άλλη, ο υπολογισμός των οικονομικών δεικτών που παρουσιάζεται στη συνέχεια, εκτός του NPV, πραγματοποιήθηκε από κατάλληλες συναρτήσεις που κατασκευάστηκαν στο MATLAB. Οι συναρτήσεις αυτές χρησιμοποιούσαν ως είσοδο τα απαραίτητα δεδομένα εξόδου από το μοντέλο του GAMS.

⁶² Αν και δεν το επιτρέπει η πολιτική του Net Metering, εξετάζεται και η περίπτωση αυτή για ερευνητικούς λόγους.

Τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν στην ενότητα αυτή παρουσιάζει ο **Πίνακας 7.1**

Πίνακας 7.1: Δεδομένα εισόδου για τη βελτιστοποίηση 20ετίας σε ετήσια βάση.

Δεδομένα εισόδου			
Σύστημα Αποθήκευσης		Φ/Β	
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης	81%	Μέγεθος Φ/Β	3.17 kWp
DOD	70%	Κόστος Φ/Β συστήματος ⁶³	1300 €/kWp
SOC	20% - 83%	Κόστος συντήρησης	3%
Μέγεθος μπαταρίας	7,143 kWh	Άλλα Δεδομένα	
Κανονικό/ Μειωμένο Κόστος μπαταρίας	400/200 €/kWh	Ετήσια κατανάλωση φορτίου/Συμφωνημένη Ισχύς	5000 kWh/12 kVA
Κόστος συντήρησης	2%	Μέγιστη/Ελάχιστη τιμή φορτίου ⁶⁴	6,6 kW/0,04 kW
Κόστος σύνδεσης	400 €	Χρονική περίοδος - Επιτόκιο αναγωγής	20 έτη - 5%
Μείωση κόστους αντικατάστασης μπαταρίας συγκριτικά με το αρχικό κόστος	5%/2,5% ⁶⁵	Ετήσια αύξηση της χρέωσης προμήθειας ΗΕ ⁶⁶	2%
Μέγεθος αντιστροφέα	2 kW	Τιμολόγιο χρέωσης	Γ1 / Γ1N
Κανονικό/Μειωμένο Κόστος αντιστροφέα μπαταρίας	300/230 €/kW	Τιμή πώλησης ενέργειας στο δίκτυο	0,07 €/kWh ⁶⁷
Κόστος εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης	15%	Είδος/επιλυτής Βελτιστοποίησης	Ετήσια / CPLEX
ΦΠΑ	24%	Μοντέλο - Αντικειμενική Συνάρτηση	Γραμμικό μεικτών ακεραίων - NPV

Προτού εξεταστούν οι εναλλακτικές πολιτικές στήριξης του συστήματος αποθήκευσης, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της αρχικής πολιτικής, δηλαδή του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης (Γ1).

7.2.1 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης (Γ1)

Βελτιστοποίηση NPV

⁶³ Το κόστος του Φ/Β συστήματος περιλαμβάνει και το κόστος του αντιστροφέα, της εγκατάστασης, των αδειών και το ΦΠΑ(23%).

⁶⁴ Η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή φορτίου αναφέρονται σε τιμές δεκαπενταλέπτου.

⁶⁵ Το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας μειώνεται κατά 5% ετησίως για τα πρώτα 10 έτη ενώ για τα υπόλοιπα έτη μειώνεται κατά 2,5% ετησίως.

⁶⁶ Το υπόλοιπα κόστη του τιμολογίου ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ότι παραμένουν αμετάβλητα.

⁶⁷ Η τιμή πώλησης αφορά μόνο τα προγράμματα 3), 4) και 5). Στην τιμή αυτή εφαρμόζεται ετήσια αύξηση 2%.

Για την καλύτερη σύγκριση των αποτελεσμάτων που θα ακολουθήσουν, παρουσιάζονται αρχικά τα αποτελέσματα της πρώτης πολιτικής που εφαρμόστηκε (Net metering και οικιακό τιμολόγιο Γ1). Ο **Πίνακας 7.2** δείχνει τα αποτελέσματα που εξάχθηκαν κάνοντας χρήση του αρχικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, καθώς και εκείνα που προέκυψαν από το μειωμένο κόστους του. Παρατηρούμε ότι στην πρώτη περίπτωση, το πολύ μεγάλο κόστος επένδυσης και συντήρησης του συστήματος Φ/Β – μπαταρία, καταστρέφει την επένδυση αυτή απαγορευτική. Αντίθετα στην περίπτωση του μειωμένου κόστους για το σύστημα αποθήκευσης, βλέπουμε ότι επιτυγχάνουμε ελαφρώς θετικό αποτέλεσμα. Παρόλα αυτά απέχει αρκετά από το να γίνει ελκυστική η επένδυση αυτή.

Παρατηρούμε επίσης, ότι τα αποτελέσματα των δύο περιπτώσεων διαφέρουν μόνο όσον αφορά το οικονομικό όφελος που προκύπτει. Η διαφορά αυτή είναι σημαντική, όμως, αφού αντιστοιχεί σε βελτίωση της NPV κατά 105,8%. Η μπαταρία δεν αξιοποιείται κατά το μέγιστο⁶⁸ σε καμία από τις δύο περιπτώσεις για αυτό και το έτος αντικατάστασής είναι τα 20 έτη. Αυτό συμβαίνει γιατί ακόμα και με τη μείωση του κόστους στο σύστημα αποθήκευσης, το ενδεχόμενο κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας εξακολουθεί να υπερκαλύπτει το επιπλέον όφελος που μπορεί να μας αποφέρει η μεγαλύτερη αξιοποίησή της μέσω αυτής της πολιτικής στήριξης. Έτσι, επιλέγεται σε κάθε περίπτωση η αξιοποίηση της μπαταρίας με τέτοιο τρόπο, ώστε να μην χρειασθεί η αντικατάστασής της πριν το τέλος της διάρκειας της επένδυσης. Για το λόγο αυτό δεν υπήρξε καμία αλλαγή στη στρατηγική διαχείρισης που εφαρμόστηκε στη μπαταρία, με αποτέλεσμα την επίτευξη κοινών τιμών τόσο για τους βαθμούς Ιδιοκατανάλωσης και Αυτονομίας, όσο και για το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας στο σύνολο της 20ετίας.

Πίνακας 7.2: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Γ1.

Πολιτική Στήριξης	Net metering + Γ1	
	Κανονικό	Μειωμένο
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης		
NPV (€)	-2642	152
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	12966	12966
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3163	3163
Έτος Αντικατάστασης	20	20
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας ⁶⁹ (€)	12445	9651
SCR (%)	56	56
SSR (%)	51	51

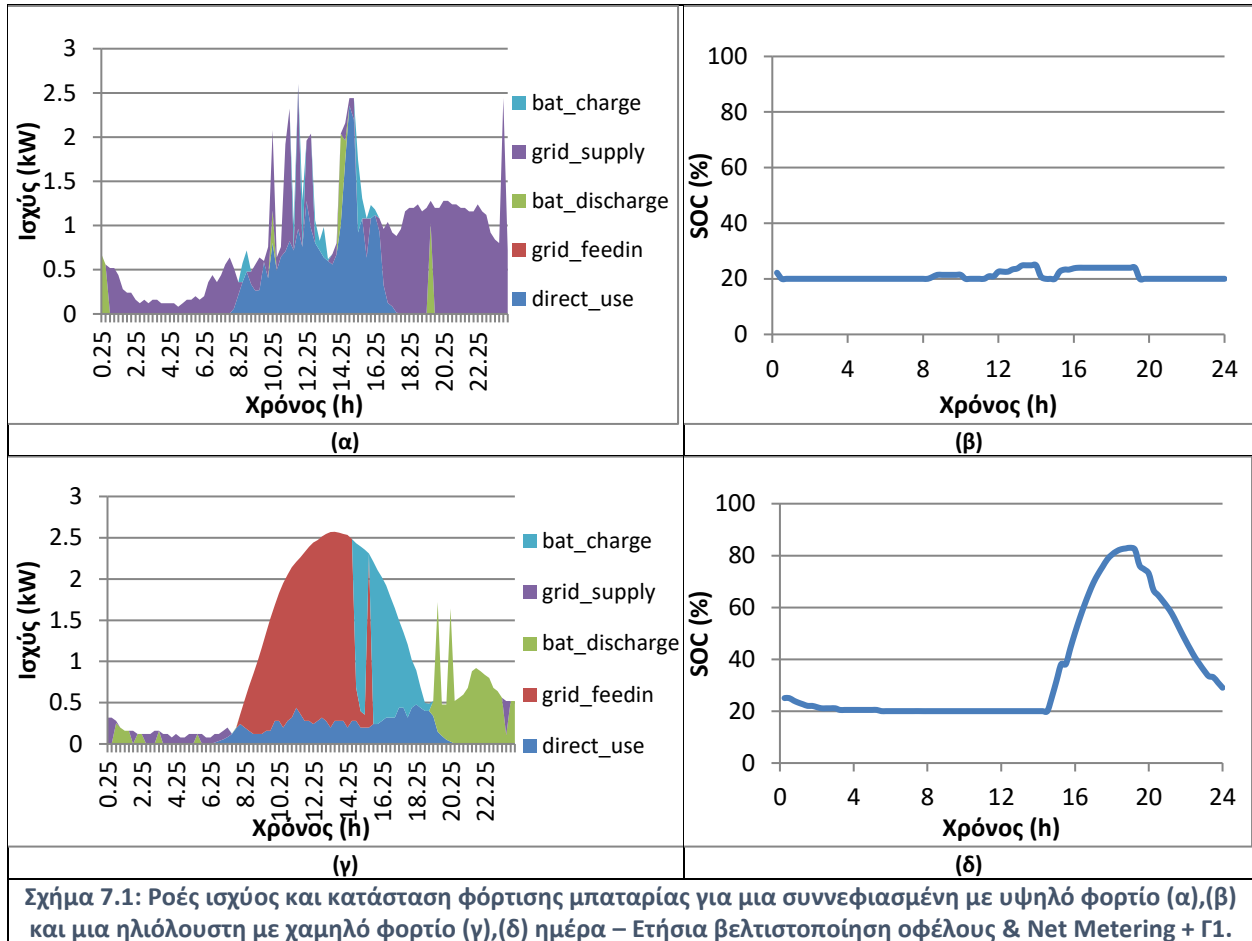
Στο **Σχήμα 7.1** φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου). Κατά τη στρατηγική αυτή η περίσσεια ενέργεια φορτίζει τη μπαταρία, εκτός και αν ξεπερνάει το μέγεθος της χρήσιμης χωρητικότητας οπότε και έχουμε έγχυση στο δίκτυο. Παρατηρούμε ότι για μια ηλιόλουστη μέρα πραγματοποιείται πρώτα έγχυση στο δίκτυο και μετά η φόρτιση της μπαταρίας. Αυτό δεν έχει καμία διαφορά αφού ο προσομοιωτής γνωρίζει

⁶⁸ Το γεγονός αυτό φαίνεται και από τις τιμές των δεικτών SCR και SSR που είναι μικρότερες από τις βέλτιστες τιμές τους (62% και 56% αντίστοιχα). Οι τιμές αυτές παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 5 και αφορούν το συγκεκριμένο μέγεθος συστήματος αποθήκευσης.

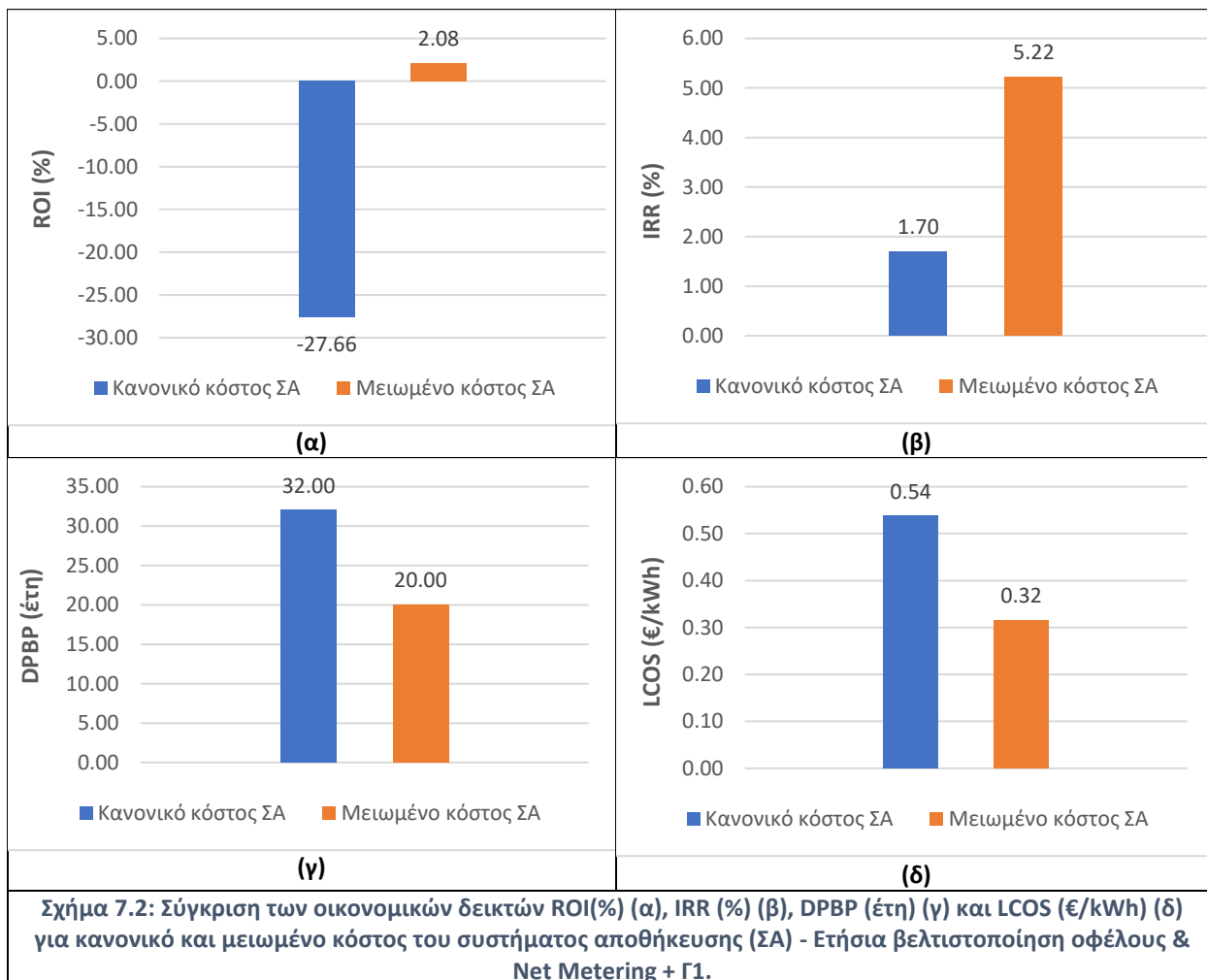
⁶⁹ Το κόστος αυτό αφορά τόσο το σύστημα αποθήκευσης, όσο και το Φ/Β σύστημα.

εκ των προτέρων το ποσό της περίσσειας παραγωγής και φροντίζει η μπαταρία να απορροφά πάντα την επιθυμητή ποσότητα ενέργειας, ανεξάρτητα από το αν θα γίνει πριν ή μετά την έγχυση στο δίκτυο.

Γίνεται αντιληπτό, ότι τις ημέρες με χαμηλή παραγωγή η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας διατηρείται σε πολύ χαμηλά επίπεδα. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με τα αποτελέσματα της βέλτιστης διαχείρισης που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 6. Στην περίπτωση εκείνη όμως, το μοντέλο επιδίωκε την επίτευξη της βέλτιστης εξοικονόμησης ενέργειας και επομένως στη συνεχή εκμετάλλευση της μπαταρίας. Ορίζοντας ως αντικειμενική συνάρτηση την NPV, το μοντέλο εστιάζει πια στην επίτευξη του βέλτιστου οφέλους που δεν συνεπάγεται απαραίτητα τη βέλτιστη εξοικονόμηση ενέργειας μιας και μπαίνει στη μέση και το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας.



Αν και δεν άλλαξε κάτι στη διαχείριση της μπαταρίας, με το μειωμένο κόστος ΣΑ, έγινε η μετάβαση από τις αρνητικές τιμές της NPV στις θετικές. Η διαφορά αυτή είναι μεγάλη και αντίστοιχη είναι και για άλλους σημαντικούς οικονομικούς δείκτες όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 7.2**.



Παρατηρούμε ότι με το μειωμένο κόστος ΣΑ, οι περισσότερες δείκτες επιτυγχάνουν οριακά ευνοϊκές τιμές. Η Απόδοση της Επένδυσης φτάνει το 2% από το -28%, ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης το 5,22% από το 1,7% και η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής βρίσκεται στα 20 χρόνια ενώ πριν έφτανε τα 32 χρόνια⁷⁰. Ο νέος Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης ξεπερνάει ελάχιστα το 5% του επιτοκίου αναγωγής και άρα η επένδυση αυτή αποκτά ένα συγκρατημένο ενδιαφέρον. Τέλος, το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας Αποθήκευσης μειώνεται στα 0,32 €/kWh από τα 0,54 €/kWh που ήταν προηγουμένως.

Οι βελτιώσεις που επέφερε το μειωμένο κόστος του ΣΑ είναι πολύ μεγάλες. Παρόλα αυτά, η μπαταρία εξακολουθεί να μην αξιοποιείται πλήρως αφού και πάλι κρίνεται ασύμφορη η αντικατάστασή της νωρίτερα από τα 20 χρόνια. Στη συνέχεια, πραγματοποιείται η ίδια ακριβώς βελτιστοποίηση με τη διαφορά ότι από το μοντέλο προσομοίωσης αφαιρείται το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας. Ωστόσο, το κόστος αυτό συνυπολογίζεται στο τελικό αποτέλεσμα μέσω ειδικής συνάρτησης που κατασκευάστηκε στο λογισμικό MATLAB. Σκοπός της αλλαγής αυτής είναι η εξέταση της στρατηγικής

⁷⁰ Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής είναι μεγαλύτερη από τη διάρκεια ζωής της επένδυσης (20 έτη), συνεπώς είναι πλασματική. Παρουσιάζεται μόνο για τη σύγκριση των αποτελεσμάτων.

διαχείρισης της μπαταρίας όταν αυτή αξιοποιείται πλήρως και η εύρεση του επιπλέον κόστους που θα επιφέρει αυτό⁷¹.

Πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας

Αφαιρώντας το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας από το μοντέλο βελτιστοποίησης και διατηρώντας ταυτόχρονα σαν αντικειμενική συνάρτηση τη μεγιστοποίηση της NPV, η μπαταρία αφήνεται να αξιοποιηθεί πλήρως και να μας προσφέρει ένα μειωμένο κόστος στο λογαριασμό του ρεύματος μιας και εξοικονομείται περισσότερη ενέργεια.

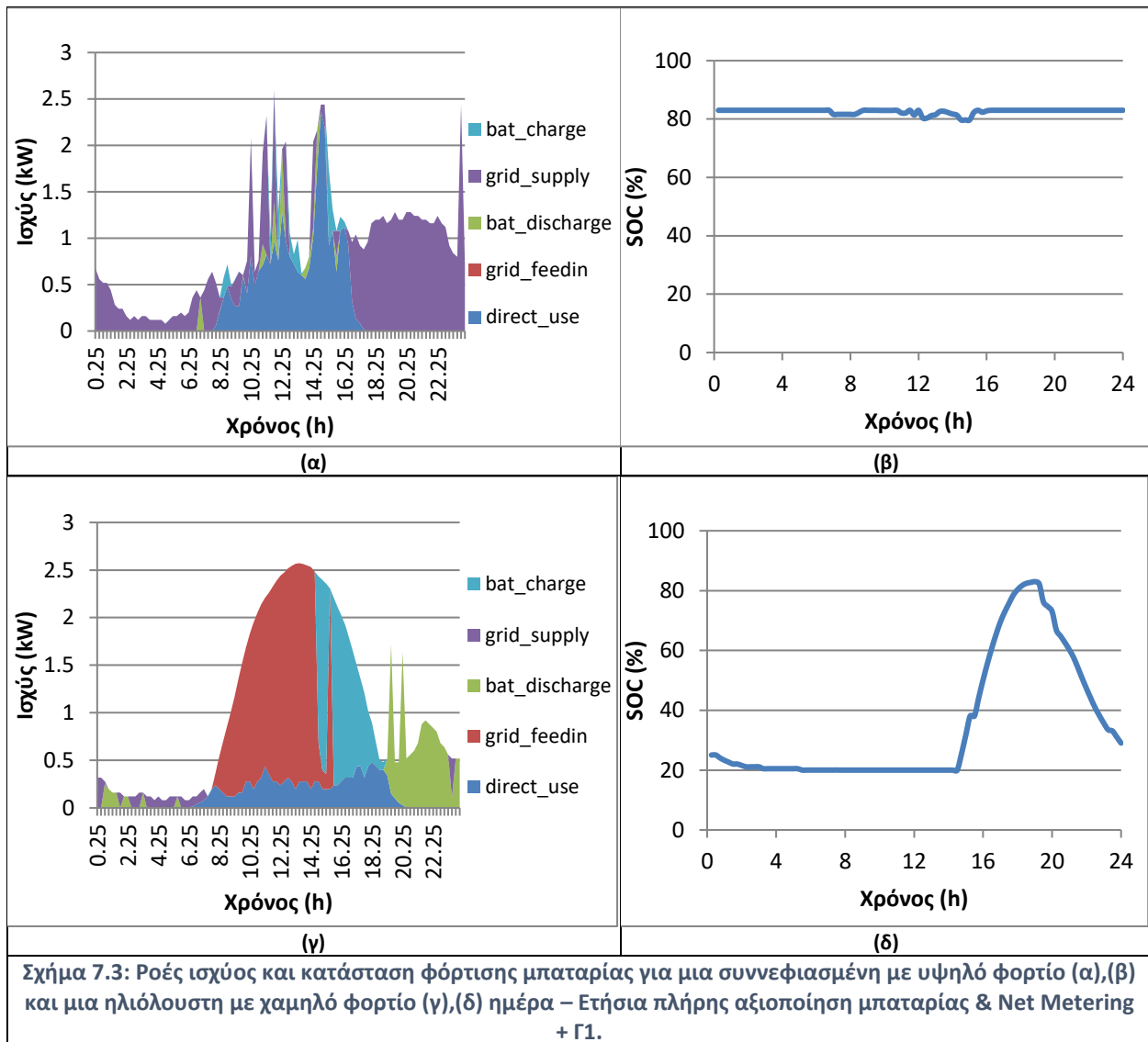
Ο **Πίνακας 7.3** φανερώνει τα αποτελέσματα της αναζήτησης αυτής τόσο για το κανονικό κόστος του ΣΑ όσο και για το μειωμένο. Ο πίνακας αυτός περιέχει, επίσης, και τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για την ευκολότερη σύγκρισή τους. Κατά την πλήρη αξιοποίηση της μπαταρίας παρακολουθούμε τους δείκτες SCR και SSR να φτάνουν τις μέγιστες τιμές τους, αλλά την NPV να σημειώνει μείωση κατά 28% όσον αφορά το κανονικό κόστος του ΣΑ. Βλέπουμε ότι πράγματι η μπαταρία αξιοποιείται αισθητά περισσότερο μιας και η αντικατάστασή της πραγματοποιείται στα 16 έτη. Ωστόσο, η μείωση στο λογαριασμό του ρεύματος είναι ελάχιστη (περίπου 2,47%). Συνεπώς, το επιπλέον κόστος που προκύπτει από την αντικατάσταση της μπαταρίας στα 16 χρόνια υπερβαίνει το οικονομικό όφελος που μας προσφέρει η πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας. Παρόλα αυτά, μια διαφορετική πολιτική στήριξης θα μπορούσε να μας οδηγήσει σε τελείως διαφορετικό αποτέλεσμα.

Πίνακας 7.3: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Net Metering + Γ1.

Πολιτική Στήριξης	Net metering + Γ1		Net metering + Γ1	
	Βέλτιστη Λύση		Πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας	
Ζητούμενο	Κανονικό	Μειωμένο	Κανονικό	Μειωμένο
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης				
NPV (€)	-2642	152	-3382	-179
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	12966	12966	12966	12966
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3163	3163	3085	3085
Έτος Αντικατάστασης	20	20	16	16
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651	13262	10060
SCR (%)	56	56	62	62
SSR (%)	51	51	56	56

Το μειωμένο κόστος του ΣΑ παρατηρούμε ότι επιφέρει πάλι μια οικονομική βελτίωση, ενώ υστερεί συγκριτικά με το αντίστοιχο αποτέλεσμα της βέλτιστης λύσης καθώς πραγματοποιείται μείωση της NPV κατά 217,8%. Σημειώνεται ότι αφήνει αναλλοίωτη τη μέθοδο διαχείρισης της μπαταρίας που προέκυψε από το κανονικό κόστος της πλήρους αξιοποίησης. Στο **Σχήμα 7.3** φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).

⁷¹ Είναι βέβαιο το ότι η πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας θα επιφέρει επιπλέον κόστος αλλιώς θα γινόταν πράξη από τη βελτιστοποίηση.

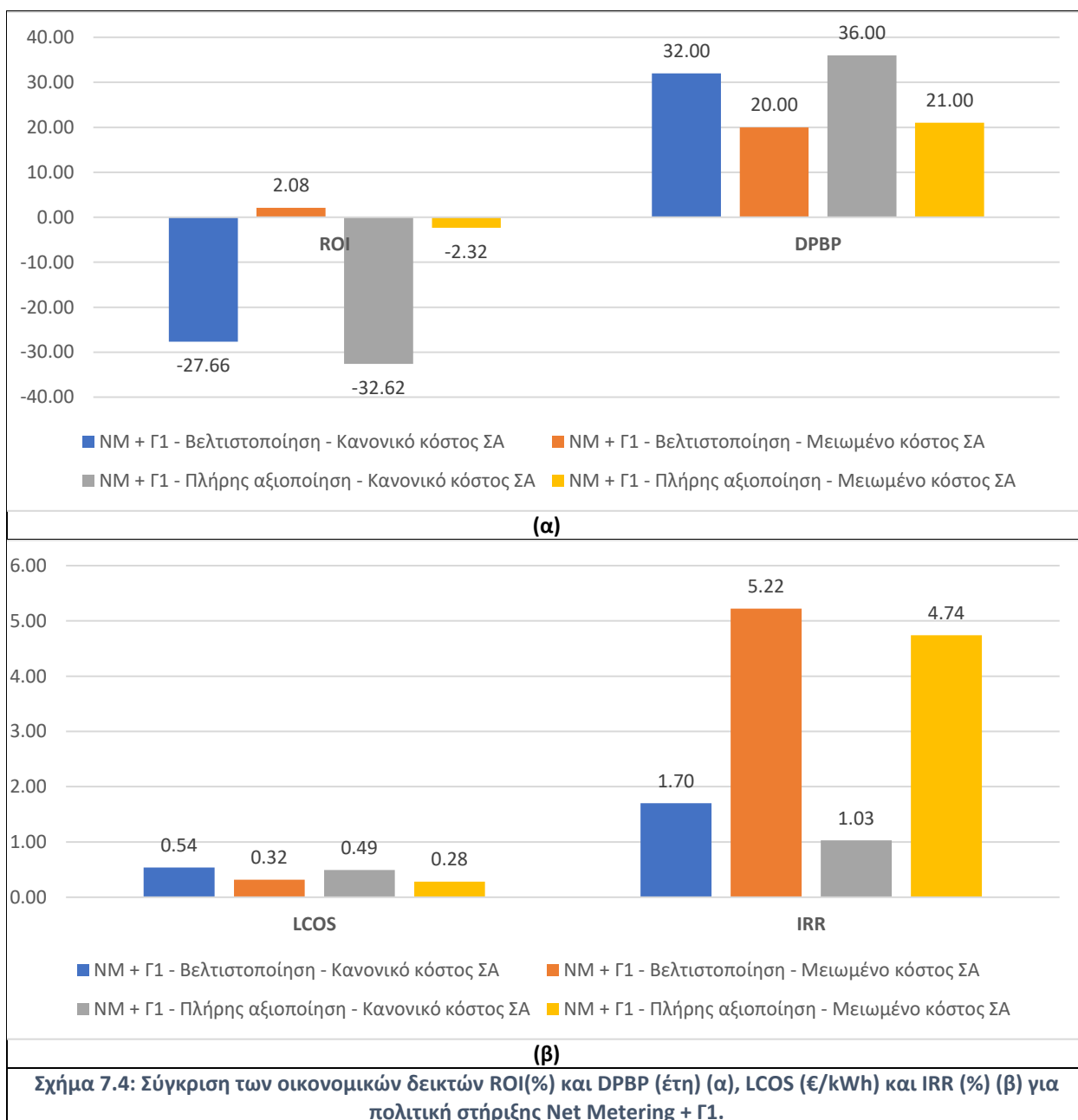


Σχήμα 7.3: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συνεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας & Net Metering + Γ1.

Παρατηρούμε ότι η μόνη διαφορά με τη διαχείριση της βελτιστοποίησης είναι ότι η μπαταρία αξιοποιείται και πάλι πλήρως διατηρώντας το SOC σε υψηλά επίπεδα τις ημέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια, αποφορτίζοντας τη μπαταρία μόνο τόσο όσο είναι η περίσσεια παραγωγή.

Τέλος, στο Σχήμα 7.4 συγκρίνονται οι δείκτες ROI, DPBP, LCOS και IRR για όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν για αυτήν την πολιτική στήριξης. Παρατηρούμε ότι και στα δύο σενάρια το μειωμένο κόστος του ΣΑ βελτιώνει δραματικά την κατάσταση.

Κατά τη βελτιστοποίηση, όμως, έχουμε το καλύτερο αποτέλεσμα και ας μην αξιοποιείται η μπαταρία κατά το μέγιστο. Συγκεκριμένα είναι η μόνη λύση που παρουσιάζει οριακά θετική απόδοση της επένδυσης, έντοκη περίοδο αποπληρωμής όπου δεν ξεπερνάει τη διάρκεια ζωής της και εσωτερικό βαθμό απόδοσης ελάχιστα μεγαλύτερο του επιτοκίου αναγωγής. Ωστόσο, δεν επιτυγχάνει το μικρότερο σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται στην περίπτωση της πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας και οφείλεται στο γεγονός ότι μεγιστοποιείται η ενέργεια που εκφορτίζεται από τη μπαταρία προς το φορτίο.



7.2.2 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N)

Βελτιστοποίηση NPV

Η πρώτη εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται είναι εκείνη του Net Metering σε συνδυασμό με το οικιακό τιμολόγιο Γ1N όπως αυτό έχει παρουσιαστεί στην ενότητα 2.2.4. Η τροποποίηση αυτή του τιμολογίου από ενιαία σε διπλή χρέωση, μπορεί να ωφελήσει τόσο τον αυτοπαραγωγό όσο και το δίκτυο. Ο αυτοπαραγωγός επιδιώκει να αποφορτίζει τη μπαταρία κατά τις ώρες αιχμής (ζώνη κανονικής τιμής προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας), αποφεύγοντας έτσι τις αυξημένες ρυθμιζόμενες χρεώσεις.

Ταυτόχρονα το δίκτυο επωφελείται από τη δράση αυτή αφού ενισχύεται κατά τις ώρες αιχμής φορτίου και έτσι μειώνεται η συμβολή των συμβατικών μονάδων και η ακριβή ανταμοιβή τους. Επίσης, όπως έχει ήδη αναφερθεί, η διεσπαρμένη παραγωγή συμβάλει και στην αποφυγή της αναβάθμισης του δικτύου.

Ο Πίνακας 7.4 δείχνει τα αποτελέσματα που εξάχθηκαν για το σενάριο αυτό κάνοντας χρήση του αρχικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, καθώς και εκείνα που προέκυψαν από το μειωμένο κόστους του. Ομοίως με την προηγούμενη πολιτική στήριξης, παρατηρούμε μεγάλη οικονομική βελτίωση κατά την περίπτωση του μειωμένου κόστους (βελτίωση της NPV κατά 89%) χωρίς όμως να αξιοποιείται περισσότερο η μπαταρία.

Πίνακας 7.4: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + G1N.

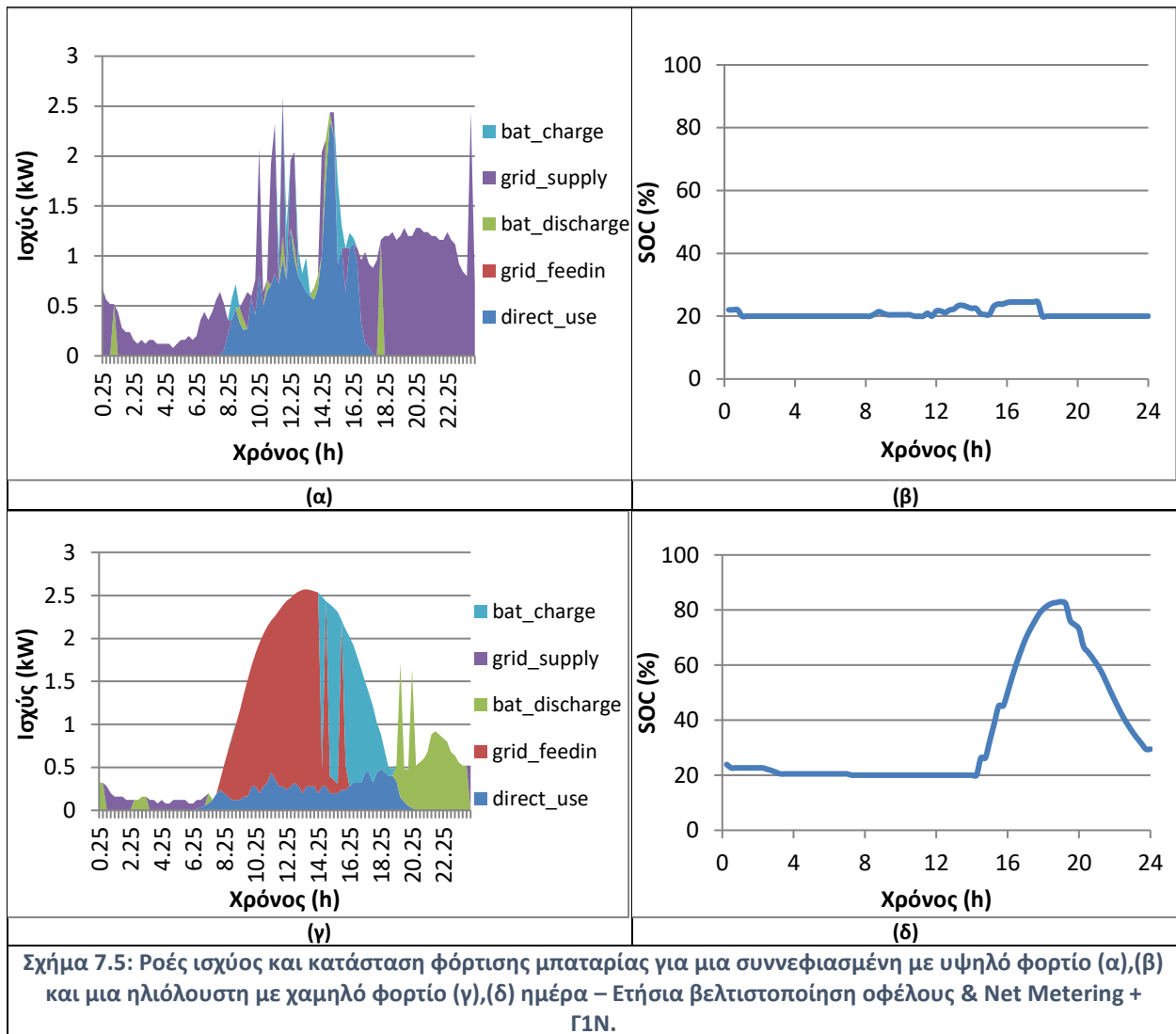
Πολιτική Στήριξης	Net metering + G1N	
	Κανονικό	Μειωμένο
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης		
NPV (€)	-3139	-345
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	2517	2517
Έτος Αντικατάστασης	20	20
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας ⁷² (€)	12445	9651
SCR (%)	56	56
SSR (%)	51	51

Στο Σχήμα 7.5 φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας, εφόσον η αλλαγή στο κόστος του ΣΑ δεν την επηρεάζει, όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).

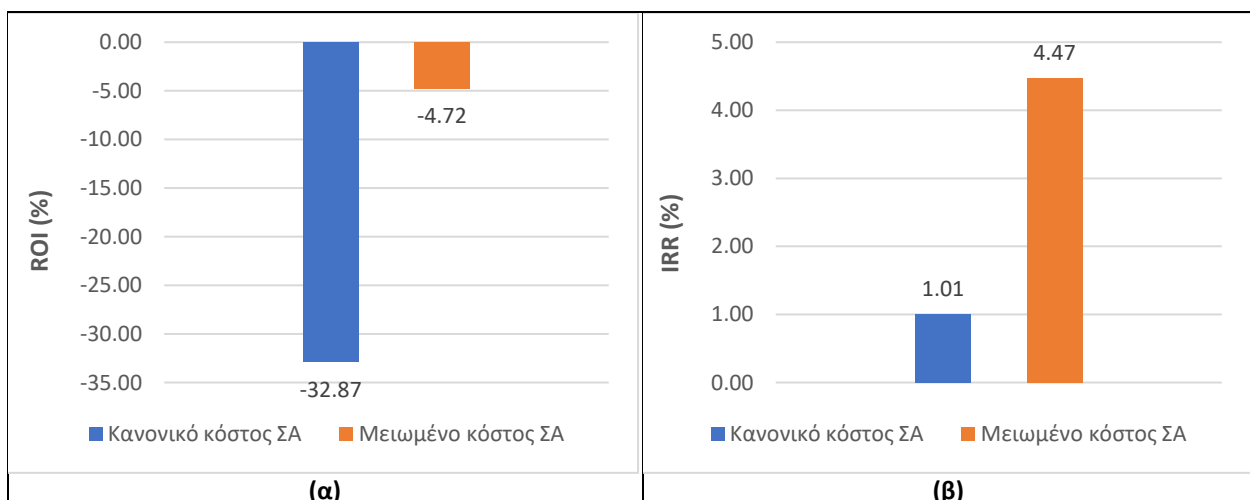
Ακολουθείται παρόμοια στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας με πριν με τη διαφορά ότι τώρα αξιοποιείται το τιμολόγιο διπλής χρέωσης για μεγαλύτερη εξοικονόμηση. Έτσι, η εκφόρτιση της μπαταρίας πραγματοποιείται μόνο κατά τις ώρες που ανήκουν στην κανονική ζώνη τιμολόγησης⁷³ με σκοπό την αποφυγή των ρυθμιζόμενων χρεώσεων που είναι υψηλότερες κατά τις ώρες αυτές. Ωστόσο, το καλοκαίρι παρατηρούμε πως αυτό δεν μπορεί να εφαρμοστεί πλήρως καθώς η μπαταρία δεν προλαβαίνει να εκφορτιστεί προτού περάσουμε στη ζώνη μειωμένης τιμής. Αυτό σε συνδυασμό με το ότι η ζώνη μειωμένης τιμής κατά το καλοκαίρι τελειώνει στις 07:00, δεν αφήνουν περιθώριο στη μπαταρία να εκφορτιστεί κατά την ζώνη κανονικής τιμής αφού τότε έχουμε εκ νέου Φ/Β παραγωγή.

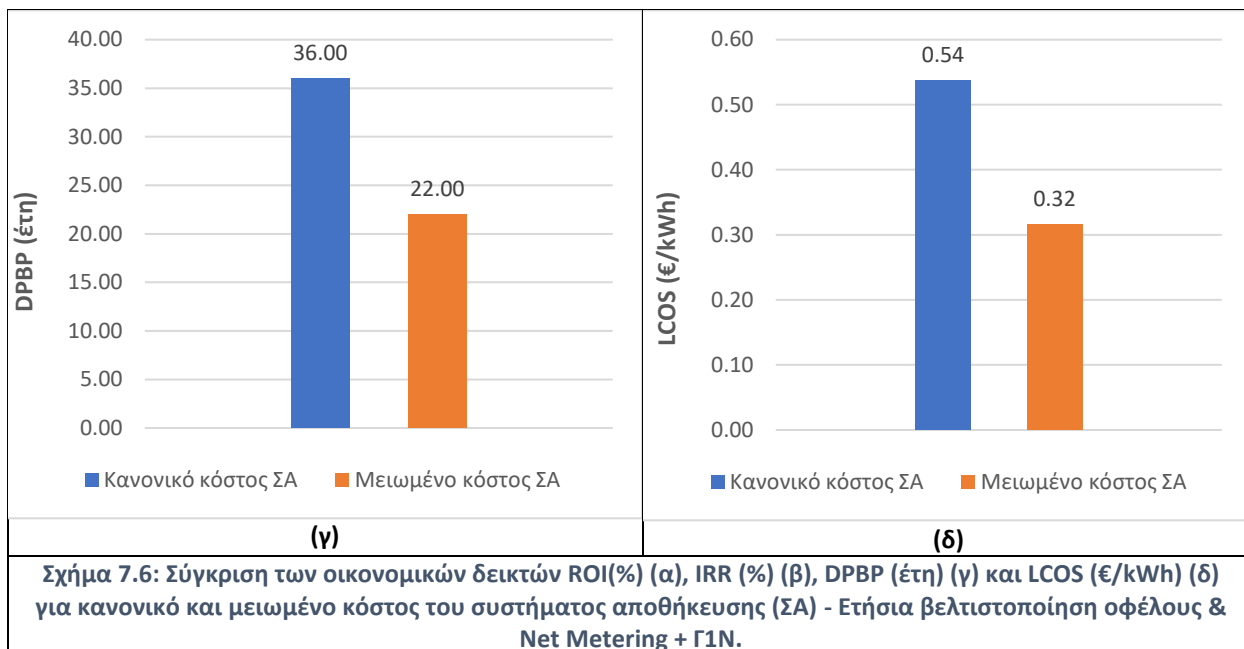
⁷² Το κόστος αυτό αφορά τόσο το σύστημα αποθήκευσης, όσο και το Φ/Β σύστημα.

⁷³ Η ζώνη μειωμένης τιμολόγησης το χειμώνα είναι κατά τις ώρες 15:00-17:00 και 02:00-08:00 και το καλοκαίρι 23:00-07:00. Συνεπώς, οι υπόλοιπες ώρες ανήκουν στη ζώνη κανονικής τιμολόγησης.



Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι τιμές των υπόλοιπων οικονομικών δεικτών για την καλύτερη κατανόηση της βελτίωσης που επιτυγχάνεται με το μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης **Σχήμα 7.6**.





Παρατηρούμε ότι η Απόδοση της Επένδυσης φτάνει το -5% από το -33%, ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης το 4,47% από το 1,01% και η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής βρίσκεται στα 22 χρόνια ενώ πριν έφτανε τα 36⁷⁴. Τέλος, το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας Αποθήκευσης μειώνεται στα 0,32 €/kWh από τα 0,54 €/kWh που ήταν προηγουμένως.

Οι βελτιώσεις που επέφερε το μειωμένο κόστος του ΣΑ είναι μεγάλες. Παρόλα αυτά, έχει ενδιαφέρον να δούμε και την περίπτωση της πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας.

Πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας

Αφαιρώντας το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας από το μοντέλο βελτιστοποίησης και διατηρώντας ταυτόχρονα σαν αντικειμενική συνάρτηση τη μεγιστοποίηση της NPV, η μπαταρία αφήνεται να αξιοποιηθεί πλήρως και να μας προσφέρει ένα μειωμένο κόστος στο λογαριασμό του ρεύματος μιας και εξοικονομείται περισσότερη ενέργεια.

Ο Πίνακας 7.5 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της αναζήτησης αυτής τόσο για το κανονικό κόστος του ΣΑ όσο και για το μειωμένο. Ο πίνακας αυτός περιέχει επίσης και τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για την ευκολότερη σύγκρισή τους. Παρατηρούμε ότι για την περίπτωση του κανονικού κόστους του ΣΑ το αποτέλεσμα της NPV είναι χειρότερο (κατά 24,2%) όπως ήταν αναμενόμενο, αν και ο λογαριασμός του ρεύματος παρουσίασε μικρή μείωση της τάξεως του 2,26%. Επίσης, βλέπουμε ότι η αξιοποίηση της μπαταρίας είναι η μέγιστη δυνατή στο σενάριο αυτό καθώς επιτυγχάνουμε και πάλι τη μεγιστοποίηση των δεικτών SCR και SSR.

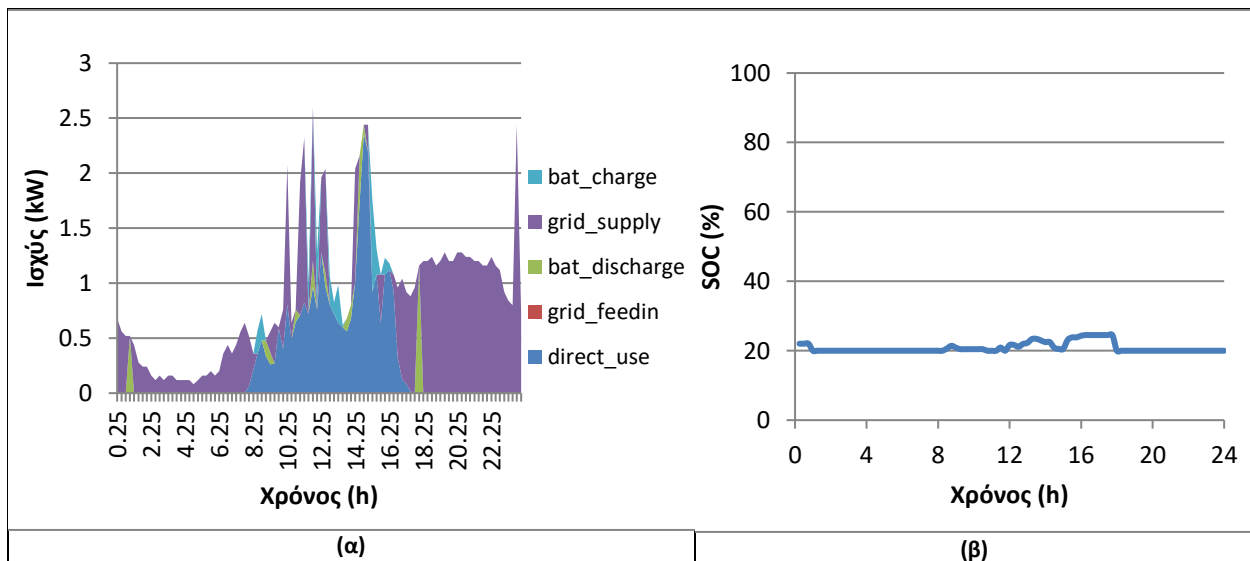
Γίνεται εμφανές πώς ούτε αυτή η εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού καταφέρνει να προωθήσει τη χρήση της μπαταρίας. Φυσικά ένα διαφορετικό τιμολόγιο, ή ακόμα και η μελλοντική αύξηση της τιμής προμήθειας, θα μπορούσε να βελτιώσει σημαντικά το αποτέλεσμα.

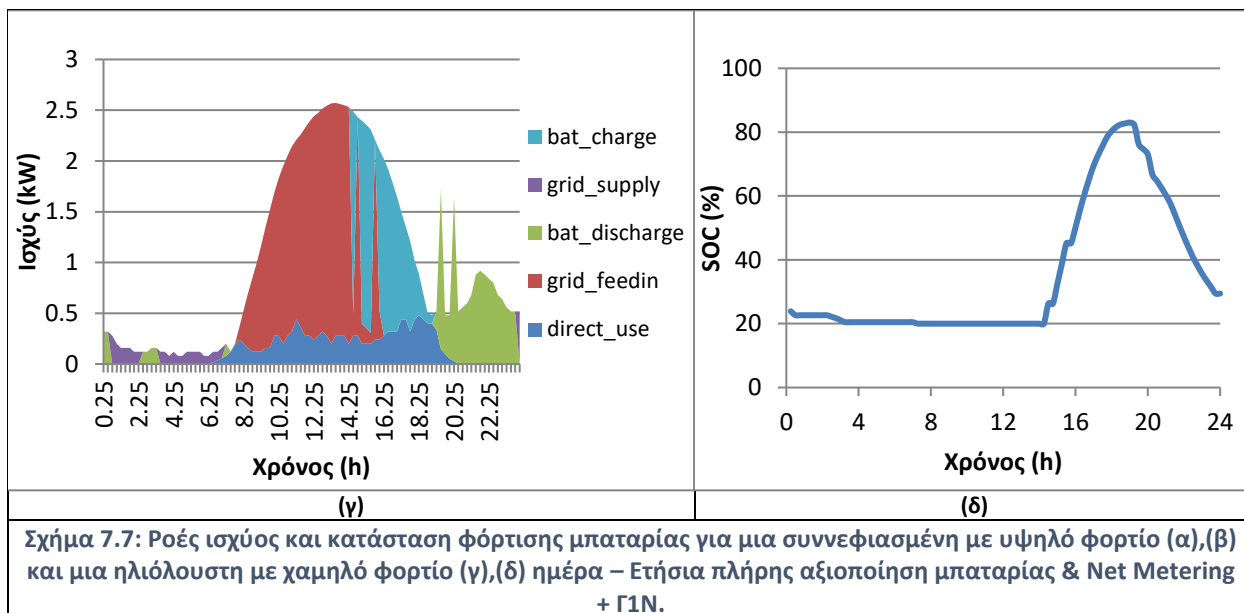
⁷⁴ Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής είναι μεγαλύτερη από τη διάρκεια ζωής της επένδυσης (20 έτη), συνεπώς είναι πλασματική. Παρουσιάζεται μόνο για τη σύγκριση των αποτελεσμάτων.

Πίνακας 7.5: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Net Metering + Γ1N.

Πολιτική Στήριξης	Net metering + Γ1N		Net metering + Γ1N	
	Βέλτιστη Λύση		Πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας	
Ζητούμενο	Κανονικό	Μειωμένο	Κανονικό	Μειωμένο
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης				
NPV (€)	-3139	-345	-3899	-696
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	2517	2517	2460	2460
Έτος Αντικατάστασης	20	20	16	16
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651	13262	10060
SCR (%)	56	56	62	62
SSR (%)	51	51	56	56

Το μειωμένο κόστος του ΣΑ παρατηρούμε ότι επιφέρει πάλι μια οικονομική βελτίωση, ενώ υστερεί συγκριτικά με το αντίστοιχο αποτέλεσμα της βέλτιστης λύσης αφού η NPV μειώνεται κατά 101,7%. Σημειώνεται ότι αφήνει αναλλοίωτη τη μέθοδο διαχείρισης της μπαταρίας που προέκυψε από το κανονικό κόστος της πλήρους αξιοποίησης. Στο **Σχήμα 7.7** φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συνεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).

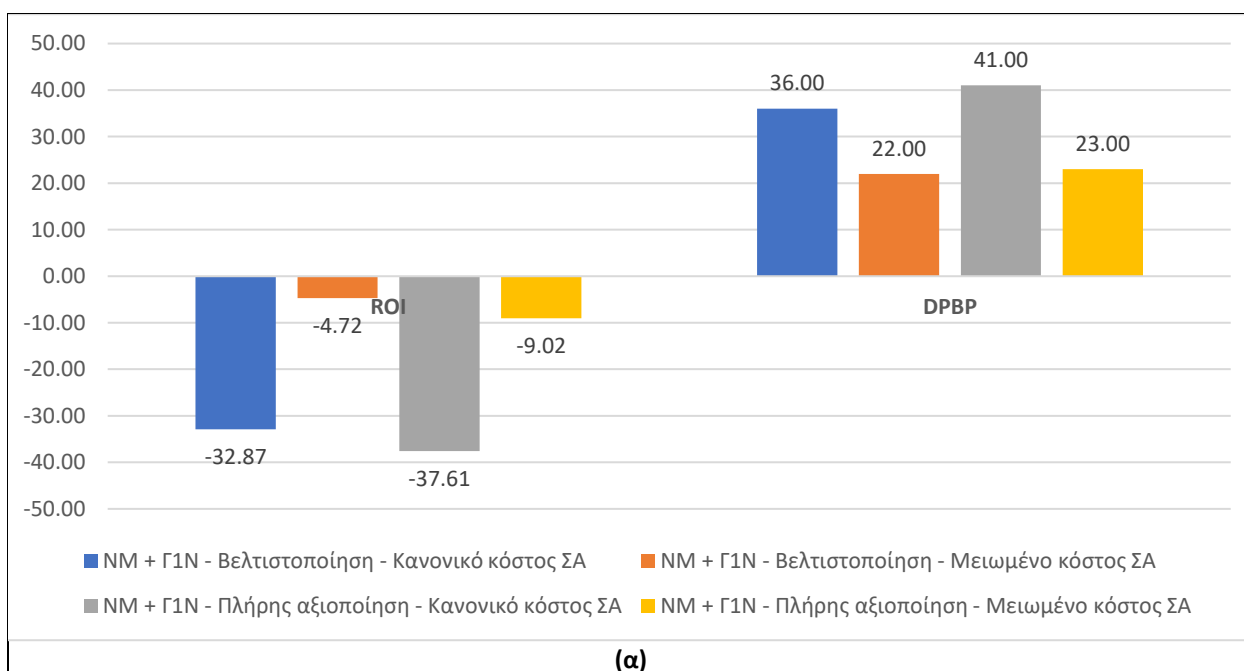


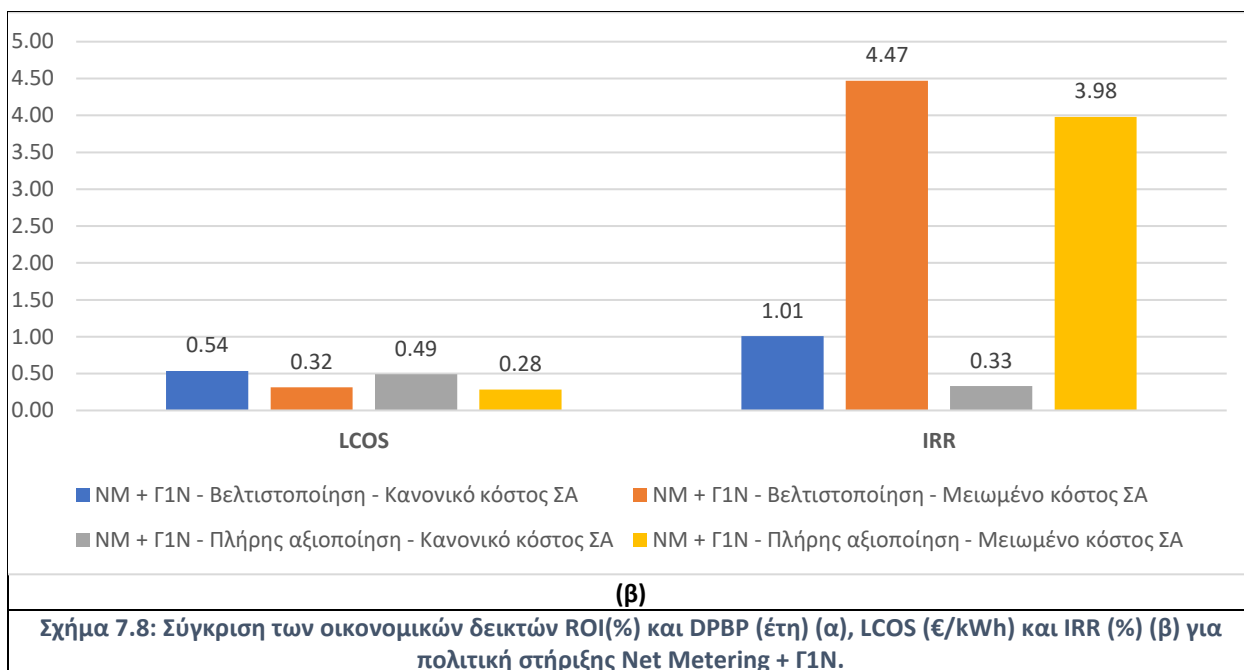


Παρατηρούμε πως δεν υπάρχει διαφοροποίηση στη στρατηγική συγκριτικά με εκείνη της βελτιστοποίησης. Το μόνο που αλλάζει είναι η μεγαλύτερη αξιοποίηση της μπαταρίας.

Τέλος, στο **Σχήμα 7.8** συγκρίνονται οι δείκτες ROI, DPBP, LCOS και IRR για όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν για αυτήν την πολιτική στήριξης. Παρατηρούμε ότι και στα δύο σενάρια το μειωμένο κόστος του ΣΑ βελτιώνει δραματικά την κατάσταση.

Η βελτιστοποίηση με μειωμένο κόστος ΣΑ είναι εκείνη που επιτυγχάνει το καλύτερο αποτέλεσμα για τους περισσότερους οικονομικούς δείκτες με μικρή διαφορά από εκείνη της πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας. Παρόλα αυτά, και οι δύο αποτελούν μια απαγορευτική επένδυση. Σημειώνεται ότι η πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας επιτυγχάνει και πάλι το χαμηλότερο LCOS.





Αντιλαμβανόμαστε λοιπόν, ότι η πολιτική του Net Metering με τα τιμολόγια Γ1 και Γ1N δεν αφήνουν το περιθώριο στη μπαταρία να αποφέρει σημαντικό όφελος και αυτό φαίνεται από το γεγονός ότι ακόμα και η μείωση του κόστους της δεν αρκεί από μόνη της για να κάνει την επένδυση ελκυστική.

7.2.3 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)

Βελτιστοποίηση NPV

Η επόμενη εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται είναι εκείνη του Net Metering σε συνδυασμό με το οικιακό τιμολόγιο Γ1N, αλλά τώρα προστίθεται μια νέα δυνατότητα. Δίνεται η δυνατότητα στον αυτοπαραγωγό να επωφελείται περαιτέρω από τη διαφορά των δύο τιμών του τιμολογίου διπλής χρέωσης της ΔΕΗ. Ο αυτοπαραγωγός μπορεί να αγοράζει ενέργεια για να γεμίσει τη μπαταρία κατά τις ώρες της ζώνης μειωμένης τιμής και να την αξιοποιεί αργότερα για να τροφοδοτεί το φορτίο του κατά τις ώρες που ανήκουν στη ζώνη κανονικής τιμής. Μπορεί ακόμα να την πουλάει πίσω στο δίκτυο, εφόσον αυτό κρίνεται κερδοφόρο για τον ίδιο, σε μια συγκεκριμένη τιμή που ορίζεται στο συμβόλαιο του.

Στην παρούσα εργασία οι τιμές που αφορούν την αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας αντιστοιχούν σε εκείνες που προσφέρει το τιμολόγιο Γ1N της ΔΕΗ⁷⁵. Η τιμή πώλησης ορίστηκε στα 0,07 €/kWh και παρουσιάζει ετήσια αύξηση αντίστοιχη με αυτή των τιμών προμήθειας (2%).

Ο Πίνακας 7.6 φανερώνει τα αποτελέσματα που εξάχθηκαν για το σενάριο αυτό κάνοντας χρήση του αρχικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, καθώς και εκείνα που προέκυψαν από το μειωμένο κόστους του.

Παρατηρούμε ότι δεν πραγματοποιείται καμία ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου ακόμα και για την περίπτωση του μειωμένου κόστους του ΣΑ. Συνεπώς, τα αποτελέσματα αυτά ταυτίζονται με εκείνα της προηγούμενης περίπτωσης (Net Metering + Γ1N). Αυτό οφείλεται στο ότι για

⁷⁵ 0,1 €/kWh κατά τη ζώνη κανονικής χρέωσης και 0,0661 €/kWh κατά τη ζώνη μειωμένης χρέωσης.

άλλη μια φορά κρίνεται πιο συμφέρουσα η συγκρατημένη αξιοποίηση της μπαταρίας για την αποφυγή της αντικατάστασής της νωρίτερα του τέλους της επένδυσης. Επίσης, η πολύ χαμηλή τιμή που προσφέρεται για την πώληση της ενέργειας στο δίκτυο, καθιστά πρακτικά ασύμφορο το ενεργειακό arbitrage. Συγκεκριμένα αγοράζουμε με 0,0661 €/kWh στη ζώνη μειωμένης τιμής αλλά, μαζί με τις ρυθμιζόμενες, αυτή ξεπερνάει τα 0,07 €/kWh της τιμής πώλησης.

Πίνακας 7.6: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Arbitrage + Γ1N.

Πολιτική Στήριξης	Net Metering + Arbitrage + Γ1N	
	Κανονικό	Μειωμένο
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης		
NPV (€)	-3139	-345
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	2517	2517
Έτος Αντικατάστασης	20	20
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651
SCR (%)	56	56
SSR (%)	51	51
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0
Συνολική ετήσια αγορά ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία (€)	0	0

Τα αποτελέσματα της στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας, καθώς και οι τιμές των οικονομικών δεικτών συμπίπτουν με αυτά της βελτιστοποίησης της ενότητας 7.2.2. Για την περαιτέρω μελέτη αυτή της πολιτικής στήριξης κρίνεται απαραίτητη η εξέταση της περίπτωσης πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας.

Πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας

Αφαιρώντας το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας από το μοντέλο βελτιστοποίησης και διατηρώντας ταυτόχρονα σαν αντικειμενική συνάρτηση τη μεγιστοποίηση της NPV, η μπαταρία αφήνεται να αξιοποιηθεί πλήρως. Έτσι μπορεί να πραγματοποιηθεί οποιαδήποτε ανταλλαγή ενέργειας με το δίκτυο που πρόκειται να συμβάλει στη μείωση του κόστους του λογαριασμού του αυτοπαραγωγού.

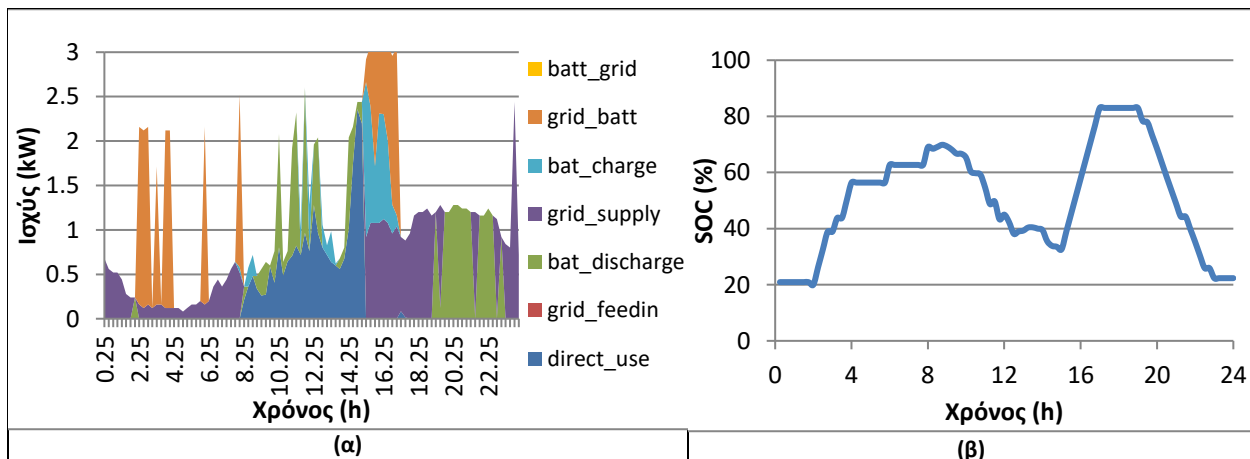
Ο Πίνακας 7.7 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της αναζήτησης αυτής τόσο για το κανονικό κόστος του ΣΑ όσο και για το μειωμένο. Ο πίνακας αυτός περιέχει, επίσης, και τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για την ευκολότερη σύγκρισή τους. Για το κανονικό κόστος του ΣΑ η NPV μειώνεται κατά 33,7%, αν και στο λογαριασμό ρεύματος πραγματοποιείται μια μικρή μείωση της τάξεως του 2,7%. Αυτό οφείλεται στην αρκετά αυξημένη χρήση της μπαταρίας σε σχέση με πριν μιας και τώρα πρέπει να αντικατασταθεί στα 12 χρόνια, αφού αγοράζει συνολικά κάθε χρόνο 504 kWh από το δίκτυο. Ωστόσο, η ενέργεια που αγοράζεται δεν πωλείται αργότερα στο δίκτυο επειδή η τιμή πώλησης είναι αρκετά μικρή. Συγκεκριμένα αγοράζουμε με 0,0661 €/kWh στη ζώνη μειωμένης τιμής αλλά, μαζί με τις ρυθμιζόμενες, αυτή ξεπερνάει τα 0,07 €/kWh της τιμής πώλησης. Συνεπώς, η ενέργεια που αγοράζεται μέσω της μπαταρίας

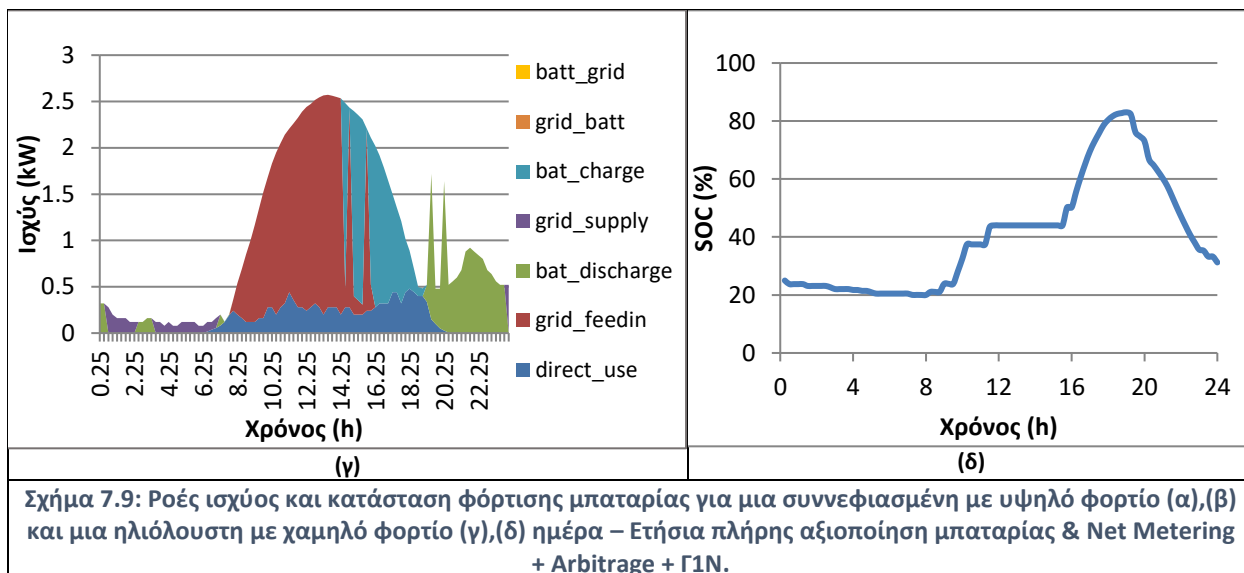
καταναλώνεται μεταγενέστερα κατά τις ώρες της κανονικής ζώνης. Είναι προφανές, λοιπόν, ότι για να έχει ενδιαφέρον η πώληση στο δίκτυο θα πρέπει να προσφερθεί μεγαλύτερη αμοιβή.

Πίνακας 7.7: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Net metering + Arbitrage +Γ1N.

Πολιτική Στήριξης	Net metering + Arbitrage +Γ1N		Net metering + Arbitrage +Γ1N	
Ζητούμενο	Βέλτιστη Λύση		Πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας	
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης	Κανονικό	Μειωμένο	Κανονικό	Μειωμένο
NPV (€)	-3139	-345	-4196	-839
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	2517	2517	2449	2449
Έτος Αντικατάστασης	20	20	12	12
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651	13570	10213
SCR (%)	56	56	62	62
SSR (%)	51	51	55	55
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0	0	0
Συνολική ετήσια αγορά ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0	504	504
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία (€)	0	0	0	0

Το μειωμένο κόστος του ΣΑ παρατηρούμε ότι επιφέρει πάλι μια οικονομική βελτίωση, ενώ υστερεί συγκριτικά με το αντίστοιχο αποτέλεσμα της βέλτιστης λύσης αφού η NPV μειώνεται κατά 143.2%. Σημειώνεται ότι αφήνει αναλλοίωτη τη μέθοδο διαχείρισης της μπαταρίας που προέκυψε από το κανονικό κόστος της πλήρους αξιοποίησης. Στο **Σχήμα 7.9** φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).



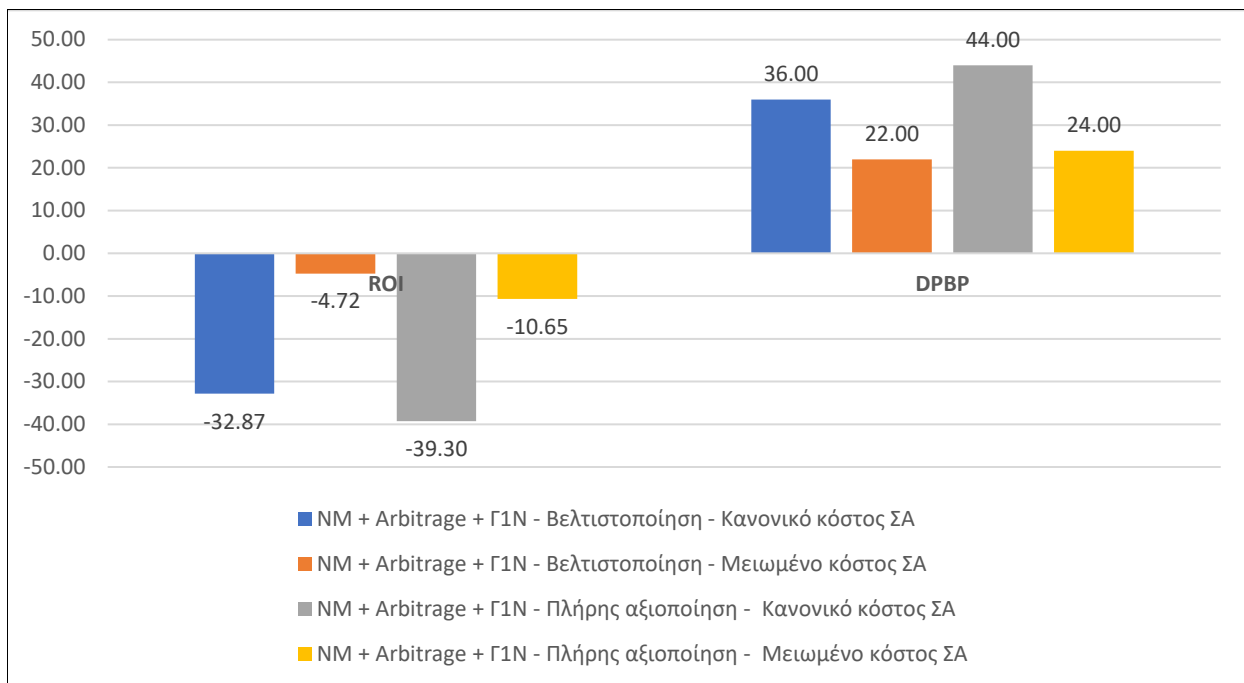


Παρατηρούμε ότι κατά το χειμώνα η μπαταρία εκμεταλλεύεται τη ζώνη μειωμένης τιμής αγοράζοντας ενέργεια από το δίκτυο για να φορτιστεί. Αγοράζει την ενέργεια που χρειάζεται για να καλυφθεί η κατανάλωση που αδυνατεί να τροφοδοτηθεί από τη χαμηλή Φ/Β παραγωγή της ημέρας. Στο διάστημα 15:00 – 17:00 επιλέγει να τροφοδοτείται το φορτίο από το δίκτυο με μειωμένη τιμή αξιοποιώντας την Φ/Β παραγωγή για τη φόρτιση της μπαταρίας. Ταυτόχρονα φορτίζεται και από το δίκτυο χωρίς η ισχύς φόρτισής της να ξεπερνά ποτέ τα 2 kW που είναι η ονομαστική ικανότητα του αντιστροφέα. Με αυτόν τον τρόπο καταφέρνει και γεμίζει τη μπαταρία μέχρι τις 17:00 και στη συνέχεια φροντίζει να την εκφορτίσει προτού ξαναέρθει η ώρα μειωμένης τιμής (02:00).

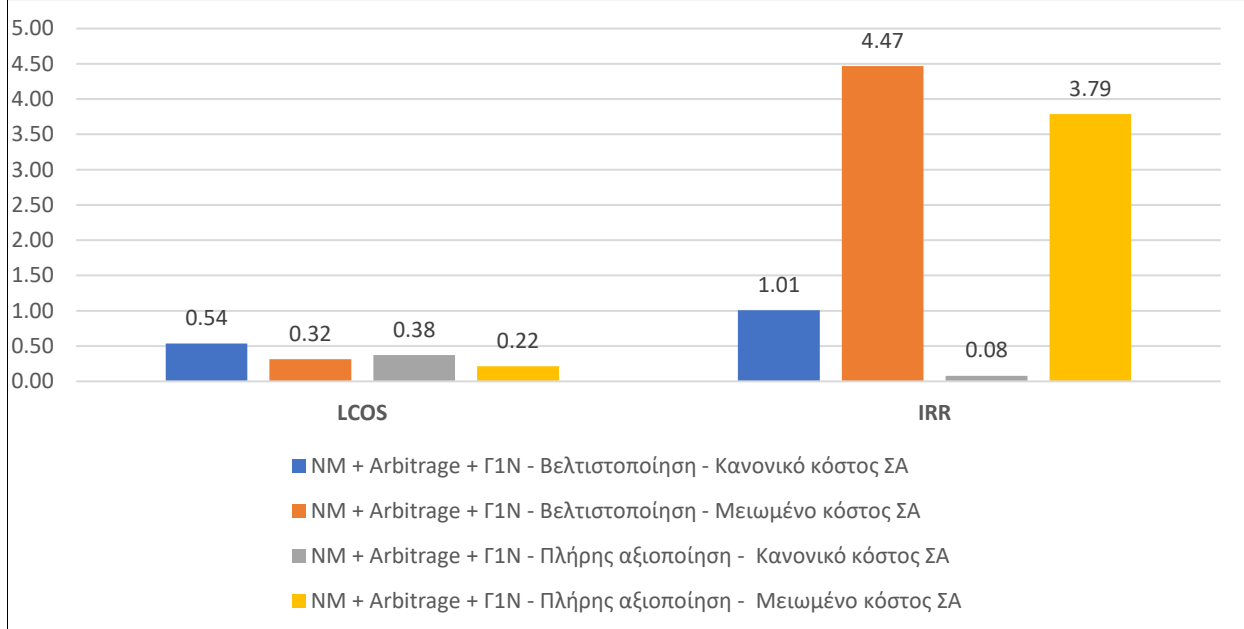
Κατά το καλοκαίρι η διαχείριση διαφέρει καθώς η ζώνη μειωμένης τιμής είναι μόνο κατά τις βραδινές ώρες (23:00-07:00). Έτσι, επειδή υπάρχει υψηλή παραγωγή από τις 7 το πρωί δεν υπάρχει όφελος η μπαταρία να είναι τότε γεμάτη. Η μόνη περίπτωση να αγοράσει ενέργεια κατά το καλοκαίρι είναι να τύχει μια ημέρα με χαμηλή Φ/Β παραγωγή. Στη συνέχεια παρατηρούμε ότι η εκφόρτιση συνεχίζεται μερικώς και κατά τις ώρες της ζώνης μειωμένης τιμής. Αυτό συμβαίνει γιατί η παραγωγή συνεχίζεται μέχρι τις 8 το απόγευμα περίπου και η μπαταρία δεν προλαβαίνει να αποφορτιστεί μέχρι τις 23:00, αφού η ζήτηση του φορτίου είναι μικρότερη από τη χρήσιμη χωρητικότητα της μπαταρίας στο διάστημα αυτό.

Τέλος, στο **Σχήμα 7.10** συγκρίνονται οι δείκτες ROI, DPBP, LCOS και IRR για όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν για αυτήν την πολιτική στήριξης. Παρατηρούμε ότι και στα δύο σενάρια το μειωμένο κόστος του ΣΑ βελτιώνει δραματικά την κατάσταση.

Η βελτιστοποίηση με μειωμένο κόστος ΣΑ είναι εκείνη που επιτυγχάνει το καλύτερο αποτέλεσμα για τους περισσότερους οικονομικούς δείκτες με μικρή διαφορά από εκείνη της πλήρους αξιοποίηση της μπαταρίας. Παρόλα αυτά, και οι δύο αποτελούν μια απαγορευτική επένδυση. Σημειώνεται ότι η πλήρη αξιοποίηση της μπαταρίας επιτυγχάνει και πάλι το χαμηλότερο LCOS.



(α)



(β)

Σχήμα 7.10: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών ROI(%) και DPBP (έτη) (α), LCOS (€/kWh) και IRR (%) (β) για πολιτική στήριξης Net Metering + Arbitrage + Γ1N.

Παρακάτω, συνεχίζεται η αναζήτηση μιας πολιτικής στήριξης του συστήματος αποθήκευσης που προωθεί τη χρήση της μπαταρίας και επιτυγχάνει ένα ικανοποιητικό αποτέλεσμα. Η αναζήτηση στρέφεται πλέον σε πολιτικές που δεν περιλαμβάνουν ενεργειακό συμπληρωματικό.

7.2.4 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας

Βελτιστοποίηση NPV

Η επόμενη εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται αποβάλλει τον ενεργειακό συμφητισμό. Η πολιτική αυτή κάνει χρήση του οικιακού τιμολογίου Γ1N και ανταμείβει οποιαδήποτε προσφορά ενέργειας στο δίκτυο, είτε αυτή προέρχεται απευθείας από το Φ/Β σύστημα είτε από τη μπαταρία. Παρόλα αυτά απαγορεύει την αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας. Η τιμή πώλησης ορίστηκε στα 0,07 €/kWh και παρουσιάζει ετήσια αύξηση αντίστοιχη με αυτή των τιμών αγοράς (2%).

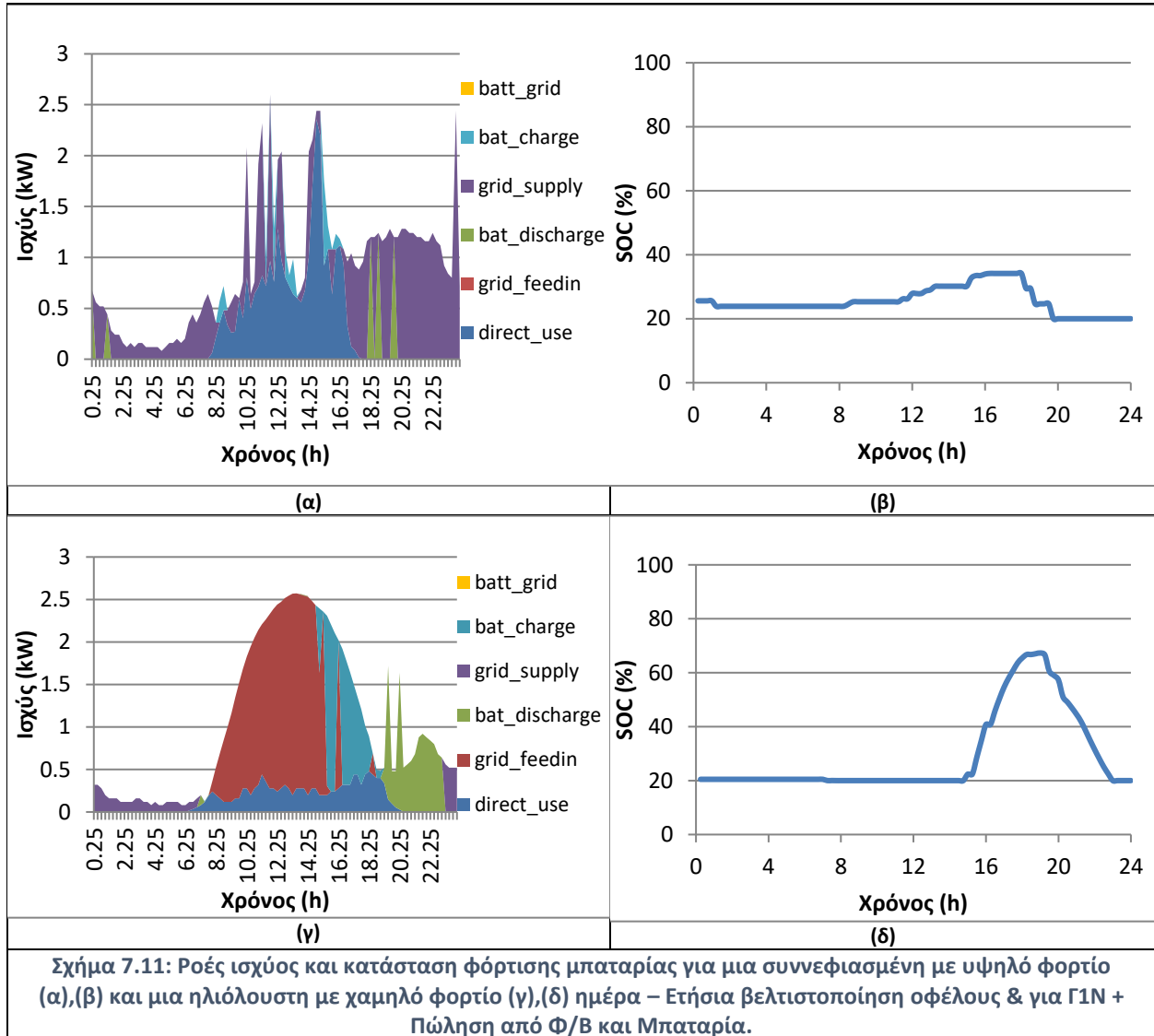
Ο Πίνακας 7.8 δείχνει τα αποτελέσματα που εξάχθηκαν για το σενάριο αυτό κάνοντας χρήση του αρχικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, καθώς και εκείνα που προέκυψαν από το μειωμένο κόστους του. Παρατηρούμε ότι ούτε αυτή η πολιτική στήριξης κατορθώνει να προωθήσει την ένταξη της μπαταρίας ακόμα και με το μειωμένο κόστος του ΣΑ. Το βέλτιστο όφελος εξακολουθεί να επιτυγχάνεται για αντικατάσταση της μπαταρίας στα 20 έτη. Επίσης, δεν πραγματοποιείται καθόλου πώληση ενέργειας μέσω της μπαταρίας. Αυτό ήταν αναμενόμενο καθώς η πώληση της παραγόμενης ενέργειας μέσω της μπαταρίας, συγκριτικά με την απευθείας πώλησή της από το Φ/Β, είναι λιγότερο ωφέλιμη για τον αυτοπαραγωγό λόγω των απωλειών που εμφανίζονται κατά τις μετατροπές της ενέργειας. Έτσι η πώληση της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο διενεργείται εξολοκλήρου από το Φ/Β σύστημα. Η πώληση ενέργειας μέσω του ΣΑ αποκτά ενδιαφέρον για την περίπτωση όπου επιτρέπεται και η αγορά ενέργειας από το δίκτυο στη μπαταρία. Σημειώνεται ότι κατά το μειωμένο κόστος του ΣΑ, πραγματοποιείται μια βελτίωση της NPV κατά 66,2%.

Πίνακας 7.8: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία.

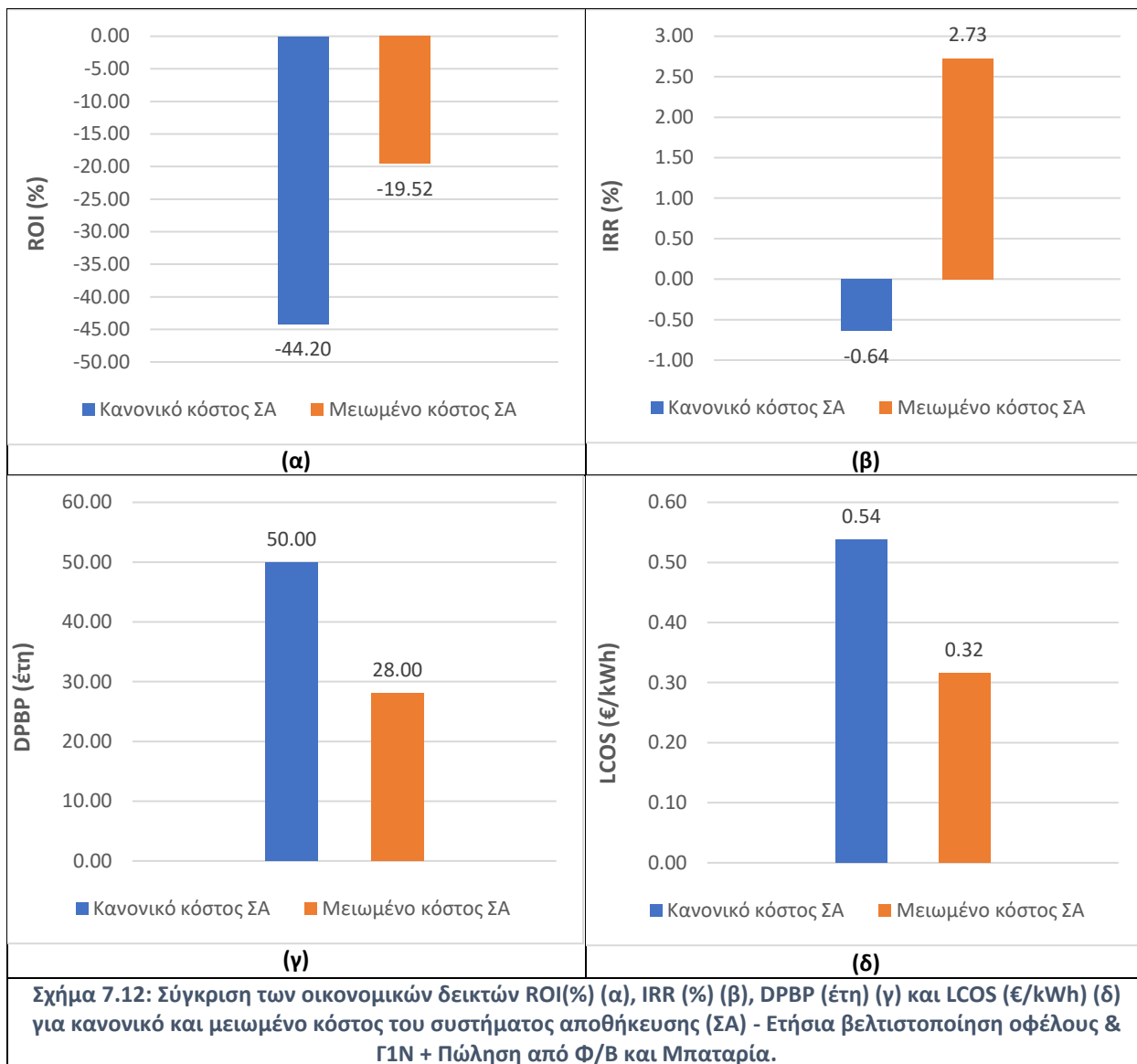
Πολιτική Στήριξης	Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία	
	Κανονικό	Μειωμένο
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης		
NPV (€)	-4222	-1428
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3600	3600
Έτος Αντικατάστασης	20	20
Επενδυτικό κόστος + NPV κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651
SCR (%)	56	56
SSR (%)	51	51
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από Φ/Β (kWh)	2203	2203
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία - Φ/Β (€)	2262	2262

Στο Σχήμα 7.11 φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας, εφόσον η αλλαγή στο κόστος του ΣΑ δεν την επηρεάζει, όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).

Παρατηρούμε ότι η στρατηγική αυτή δε διαφοροποιείται από τις προηγούμενες που παρουσιάστηκαν κατά την περίπτωση της βελτιστοποίησης. Το τιμολόγιο διπλής χρέωσης ωθεί την εκφόρτιση της μπαταρίας κατά τις ώρες της κανονικής ζώνης τιμολόγησης. Η μόνη διαφορά έγκειται στο ότι γίνεται πιο εμφανής η μειωμένη αξιοποίηση της μπαταρίας μιας και για μια ηλιόλουστη ημέρα επιλέγεται η μπαταρία να μη γεμίσει και το SOC να περιοριστεί περίπου στο 67%.



Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι τιμές των υπόλοιπων οικονομικών δεικτών για την καλύτερη κατανόηση της βελτίωσης που επιτυγχάνεται με το μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης **Σχήμα 7.12** Σχήμα 7.6.



Παρατηρούμε ότι η Απόδοση της Επένδυσης φτάνει το -20% από το -44%, ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης το 2,73% από το -0,64% και η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής βρίσκεται στα 28 χρόνια ενώ πριν έφτανε τα 50⁷⁶. Τέλος, το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας Αποθήκευσης μειώνεται στα 0,32 €/kWh από τα 0,54 €/kWh που ήταν προηγουμένως.

Πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας

Αφαιρώντας το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας από το μοντέλο βελτιστοποίησης και διατηρώντας ταυτόχρονα σαν αντικειμενική συνάρτηση τη μεγιστοποίηση της NPV, η μπαταρία αφήνεται να αξιοποιηθεί πλήρως και να μας προσφέρει ένα μειωμένο κόστος στο λογαριασμό του ρεύματος μιας και εξοικονομείται περισσότερη ενέργεια.

⁷⁶ Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής είναι μεγαλύτερη από τη διάρκεια ζωής της επένδυσης (20 έτη), συνεπώς είναι πλασματική. Παρουσιάζεται μόνο για τη σύγκριση των αποτελεσμάτων.

Ο Πίνακας 7.9 φανερώνει τα αποτελέσματα της αναζήτησης αυτής τόσο για το κανονικό κόστος του ΣΑ όσο και για το μειωμένο. Ο πίνακας αυτός περιέχει επίσης και τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για την ευκολότερη σύγκρισή τους. Για την περίπτωση του κανονικού κόστους του ΣΑ η NPV παρουσιάζει μείωση κατά 16,4%, αν και ο λογαριασμός του ρεύματος επιτυγχάνει μια μικρή μείωση της τάξεως του 4,33%. Παρατηρούμε ότι το ποσό ενέργειας που πωλείται απευθείας από το Φ/Β μειώνεται, μιας και η μπαταρία αξιοποιείται κατά το μέγιστο πια με σκοπό την αποφυγή ρυθμιζόμενων χρεώσεων. Αυτό φυσικά οδηγεί στη μεγιστοποίηση των δεικτών SCR και SSR, αλλά παράλληλα προκαλεί και την αντικατάσταση της μπαταρίας στα 16 χρόνια προσθέτοντας επιπλέον κόστος. Η περίπτωση του μειωμένου κόστους του ΣΑ βελτιώνει σημαντικά την NPV απέχοντας πολύ, όμως, από ένα ελκυστικό αποτέλεσμα.

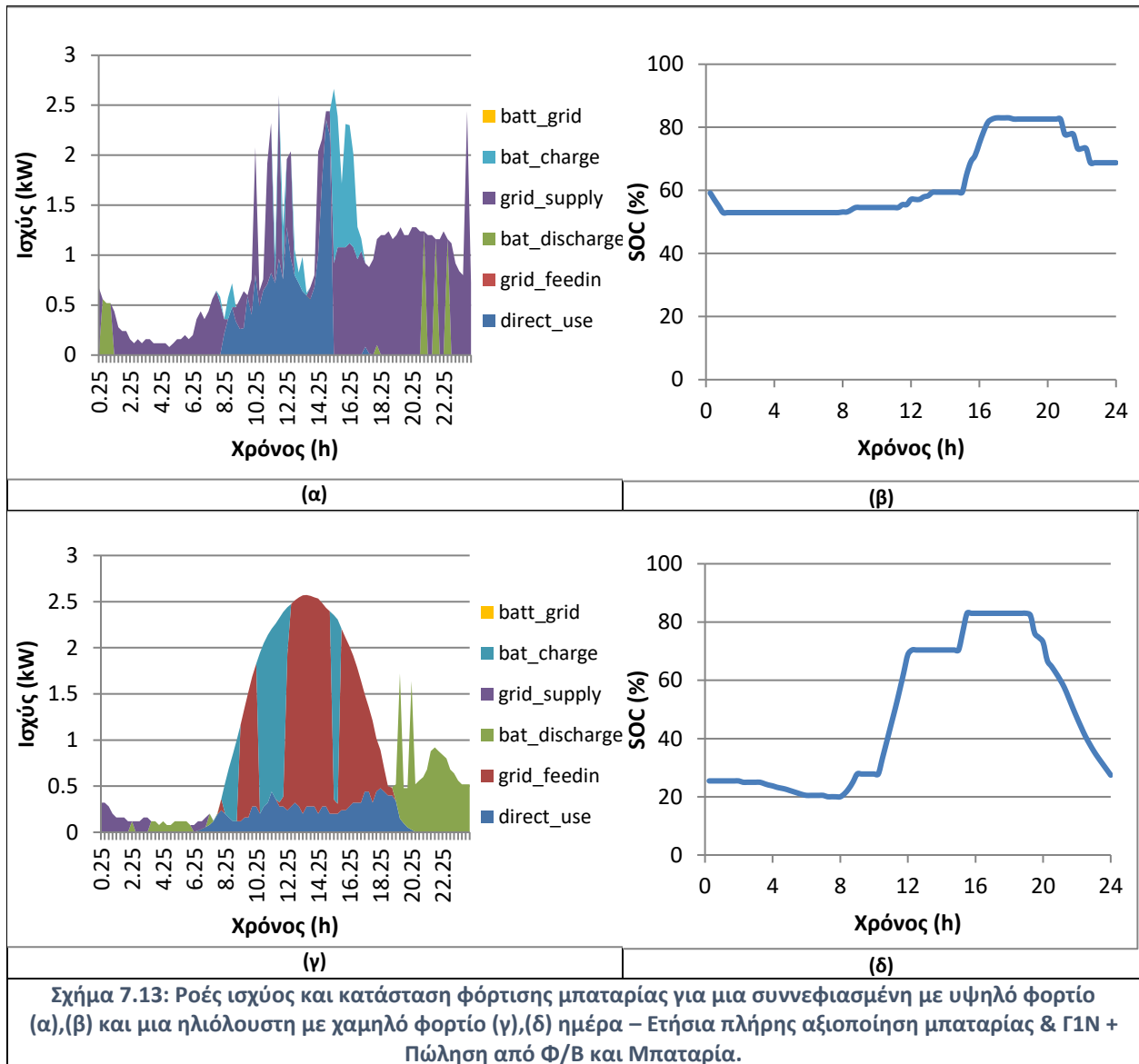
Πίνακας 7.9: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία.

Πολιτική Στήριξης	Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία		Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία	
	Κανονικό	Μειωμένο	Κανονικό	Μειωμένο
Ζητούμενο	Βέλτιστη Λύση		Πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας	
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης	Κανονικό	Μειωμένο	Κανονικό	Μειωμένο
NPV (€)	-4222	-1428	-4913	-1695
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3600	3600	3444	3444
Έτος Αντικατάστασης	20	20	16	16
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651	13293	10060
SCR (%)	56	56	62	62
SSR (%)	51	51	56	56
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από Φ/Β (kWh)	2203	2203	1919	1919
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0	0	0
Συνολική ετήσια αγορά ενέργειας από μπαταρία (kWh)	-	-	-	-
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία - Φ/Β (€)	2262	2262	1970	1970

Το μειωμένο κόστος του ΣΑ παρατηρούμε ότι επιφέρει πάλι μια οικονομική βελτίωση, ενώ υστερεί συγκριτικά με το αντίστοιχο αποτέλεσμα της βέλτιστης λύσης αφού η NPV μειώνεται κατά 18,7%. Σημειώνεται ότι αφήνει αναλλοίωτη τη μέθοδο διαχείρισης της μπαταρίας που προέκυψε από το κανονικό κόστος της πλήρους αξιοποίησης. Στο Σχήμα 7.13 φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συνεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).

Πράγματι, η μπαταρία αξιοποιείται κατά το μέγιστο τώρα αλλά δεν πραγματοποιείται ακόμα καμία πώληση στο δίκτυο καθώς είναι μη συμφέρουσα όπως προαναφέρθηκε. Η μπαταρία ακολουθεί την στρατηγική που ακολουθείται και στα υπόλοιπα σενάρια που δεν περιλαμβάνουν επικοινωνία μπαταρίας δικτύου. Η μόνη διαφορά είναι ότι σε αυτό το σενάριο επιλέγεται η φόρτιση της μπαταρίας

να γίνεται νωρίτερα από ότι συνήθως αλλά αυτό όπως είπαμε δεν έχει καμία σημασία εφόσον φορτίζεται πάντα κατά το μέγιστο.

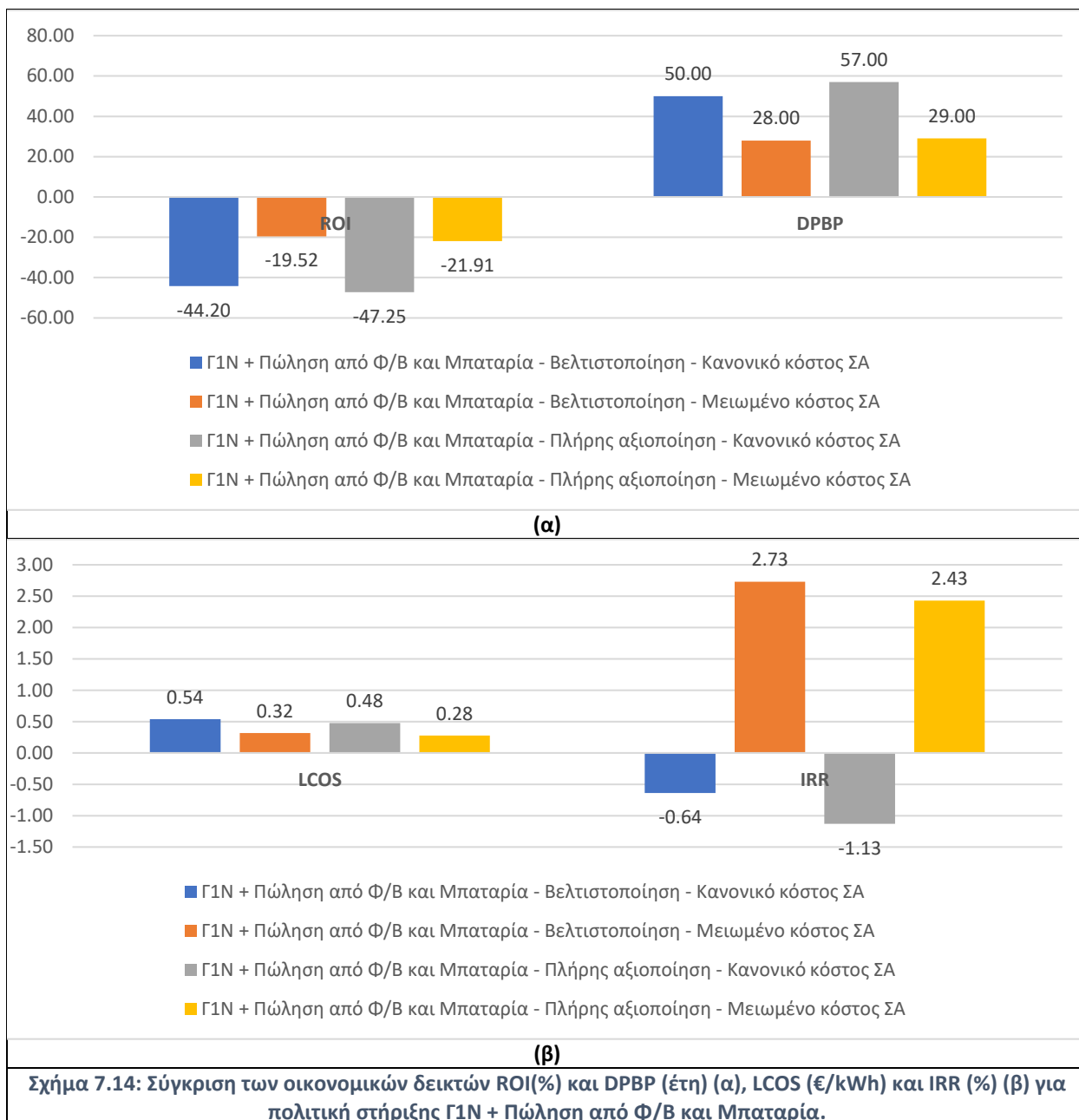


Σχήμα 7.13: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συνεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ετήσια πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας & Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία.

Τέλος, στο **Σχήμα 7.14** συγκρίνονται οι δείκτες ROI, DPBP, LCOS και IRR για όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν για αυτήν την πολιτική στήριξης. Τα αποτελέσματα ακολουθούν το ίδιο μοτίβο καθώς παρατηρούμε ότι και στα δύο σενάρια το μειωμένο κόστος του ΣΑ βελτιώνει δραματικά την κατάσταση.

Παρόλα αυτά, η πολιτική στήριξης αυτή επιτυγχάνει ακόμα χειρότερο οικονομικό αποτέλεσμα. Η απόδοση της επένδυσης κινείται από -20% έως και -47%, η έντοκη περίοδος αποπληρωμής από 28 έως και 57 έτη, και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης από 2,73 έως -1,13. Το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης ενέργειας αυξήθηκε επίσης καθώς τώρα κυμαίνεται από 0,28 έως 0,54 €/kWh.

Καταλήγουμε λοιπόν, σε μία ακόμα επένδυση που κρίνεται απαγορευτική αν και στο σενάριο αυτό απουσίαζε ο ενεργειακός συμψηφισμός και υπήρχε ανταμοιβή για την περίσσεια ενέργεια που εγχεόταν στο δίκτυο.



7.2.5 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) το οποίο επιτρέπει την πώληση της περίσσειας ενέργειας απευθείας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα, καθώς και την αγορά και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)

Βελτιστοποίηση NPV

Η τελευταία εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται κάνει χρήση του οικιακού τιμολογίου Γ1N και ανταμείβει οποιαδήποτε προσφορά ενέργειας στο δίκτυο, είτε αυτή προέρχεται απευθείας από το Φ/Β σύστημα είτε από τη μπαταρία. Η τιμή πώλησης ορίστηκε στα 0,07 €/kWh και παρουσιάζει ετήσια

αύξηση αντίστοιχη με αυτή των τιμών αγοράς (2%). Επίσης, επιτρέπει και την αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας χρησιμοποιώντας και πάλι τις τιμές του τιμολογίου Γ1N.

Ο Πίνακας 7.10 παρουσιάζει τα αποτελέσματα που εξάχθηκαν για το σενάριο αυτό κάνοντας χρήση του αρχικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, καθώς και εκείνα που προέκυψαν από το μειωμένο κόστους του.

Πίνακας 7.10: Αποτελέσματα ετήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage.

Πολιτική Στήριξης	Γ1N + Πώληση από Φ/B + Arbitrage	
	Κανονικό	Μειωμένο
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης		
NPV (€)	-4222	-1428
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/B-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/B-Μπαταρία (€)	3600	3600
Έτος Αντικατάστασης	20	20
Επενδυτικό κόστος + NPV κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651
SCR (%)	56	56
SSR (%)	51	51
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από Φ/B (kWh)	2203	2203
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0
Συνολική ετήσια αγορά ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία - Φ/B (€)	2262	2262

Παρατηρούμε ότι δεν πραγματοποιείται καμία ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου και συνεπώς τα αποτελέσματα αυτά ταυτίζονται με εκείνα της προηγούμενης περίπτωσης (Γ1N + Πώληση από Φ/B και Μπαταρία). Αυτό οφείλεται στο ότι οι προσφερόμενες τιμές δεν μπορούν να αποφέρουν αρκετό κέρδος και να απορροφηθεί το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας λόγω της αυξημένης χρήσης της από τις συναλλαγές με το δίκτυο. Έτσι, επιλέγεται η συγκρατημένη αξιοποίησή της.

Συνεπώς, τα αποτελέσματα της στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας, καθώς και οι τιμές των οικονομικών δεικτών συμπίπτουν με αυτά της βελτιστοποίησης της Ενότητας 7.2.4. Για την περαιτέρω μελέτη αυτή της πολιτικής στήριξης κρίνεται απαραίτητη η εξέταση της περίπτωσης πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας.

Πλήρης αξιοποίηση της μπαταρίας

Αφαιρώντας το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας από το μοντέλο βελτιστοποίησης και διατηρώντας ταυτόχρονα σαν αντικειμενική συνάρτηση τη μεγιστοποίηση της NPV, η μπαταρία αφήνεται να αξιοποιηθεί πλήρως. Έτσι μπορεί να πραγματοποιηθεί οποιαδήποτε ανταλλαγή ενέργειας με το δίκτυο που πρόκειται να συμβάλει στη μείωση του κόστους του λογαριασμού του αυτοπαραγωγού.

Ο Πίνακας 7.11 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της αναζήτησης αυτής τόσο για το κανονικό κόστος του ΣΑ όσο και για το μειωμένο. Ο πίνακας αυτός περιέχει επίσης και τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για την ευκολότερη σύγκρισή τους. Η μεγαλύτερη αξιοποίηση της μπαταρίας επιδεινώνει το επίπεδο της NPV κατά 17,3% για την περίπτωση του κανονικού κόστους του ΣΑ, αν και ο λογαριασμός του ρεύματος επιτυγχάνει μια σημαντική βελτίωση της τάξεως του 11%. Αυτό οφείλεται προφανώς στην αυξημένη χρήση της μπαταρίας που προσθέτει ένα σημαντικό κόστος αντικατάστασης στα 12 έτη. Παρατηρούμε ότι μειώθηκε η ποσότητα της ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο από το Φ/Β και σε συνδυασμό με την ενέργεια που αγοράζει κατά τη ζώνη μειωμένης τιμής, μεγιστοποιεί την εξοικονόμηση ενέργειας. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνεται και από τη μείωση που παρουσιάζει ο λογαριασμός του ρεύματος. Παρόλα αυτά, δεν καταφέρνει να επιφέρει κάποια βελτίωση και η πώληση στο δίκτυο από τη μπαταρία είναι αρκετά ασύμφορη.

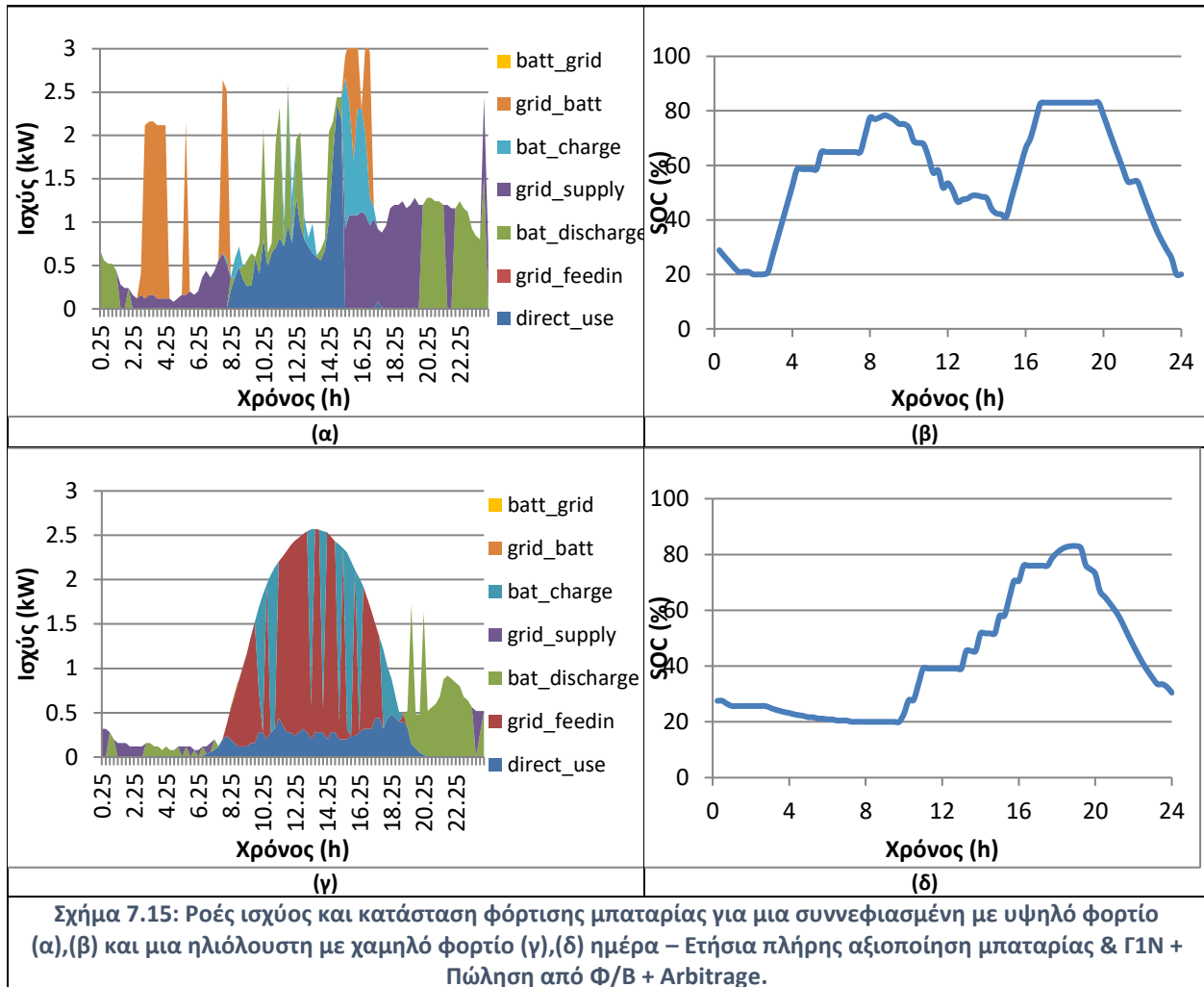
Πίνακας 7.11: Σύγκριση αποτελεσμάτων βέλτιστης λύσης και πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας σε ετήσια βάση για Γ1N + Πώληση από Φ/Β + Arbitrage.

Πολιτική Στήριξης	Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία		Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία	
	Κανονικό	Μειωμένο	Κανονικό	Μειωμένο
Ζητούμενο	Βέλτιστη Λύση		Πλήρης αξιοποίηση μπαταρίας	
Κόστος Συστήματος Αποθήκευσης	Κανονικό	Μειωμένο	Κανονικό	Μειωμένο
NPV (€)	-4222	-1428	-4951	-1594
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3600	3600	3204	3204
Έτος Αντικατάστασης	20	20	12	12
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	12445	9651	13570	10213
SCR (%)	56	56	62	62
SSR (%)	51	51	55	55
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από Φ/Β (kWh)	2203	2203	1919	1919
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0	0	0
Συνολική ετήσια αγορά ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0	504	504
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία - Φ/Β (€)	2262	2262	1970	1970

Το μειωμένο κόστος του ΣΑ παρατηρούμε ότι επιφέρει πάλι μια οικονομική βελτίωση, ενώ υστερεί συγκριτικά με το αντίστοιχο αποτέλεσμα της βέλτιστης λύσης αφού επιφέρει μείωση της NPV κατά 11,6%. Σημειώνεται ότι αφήνει αναλλοίωτη τη μέθοδο διαχείρισης της μπαταρίας που προέκυψε από το κανονικό κόστος της πλήρους αξιοποίησης. Στο Σχήμα 7.15 φαίνεται η κοινή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση των δύο σεναρίων για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).

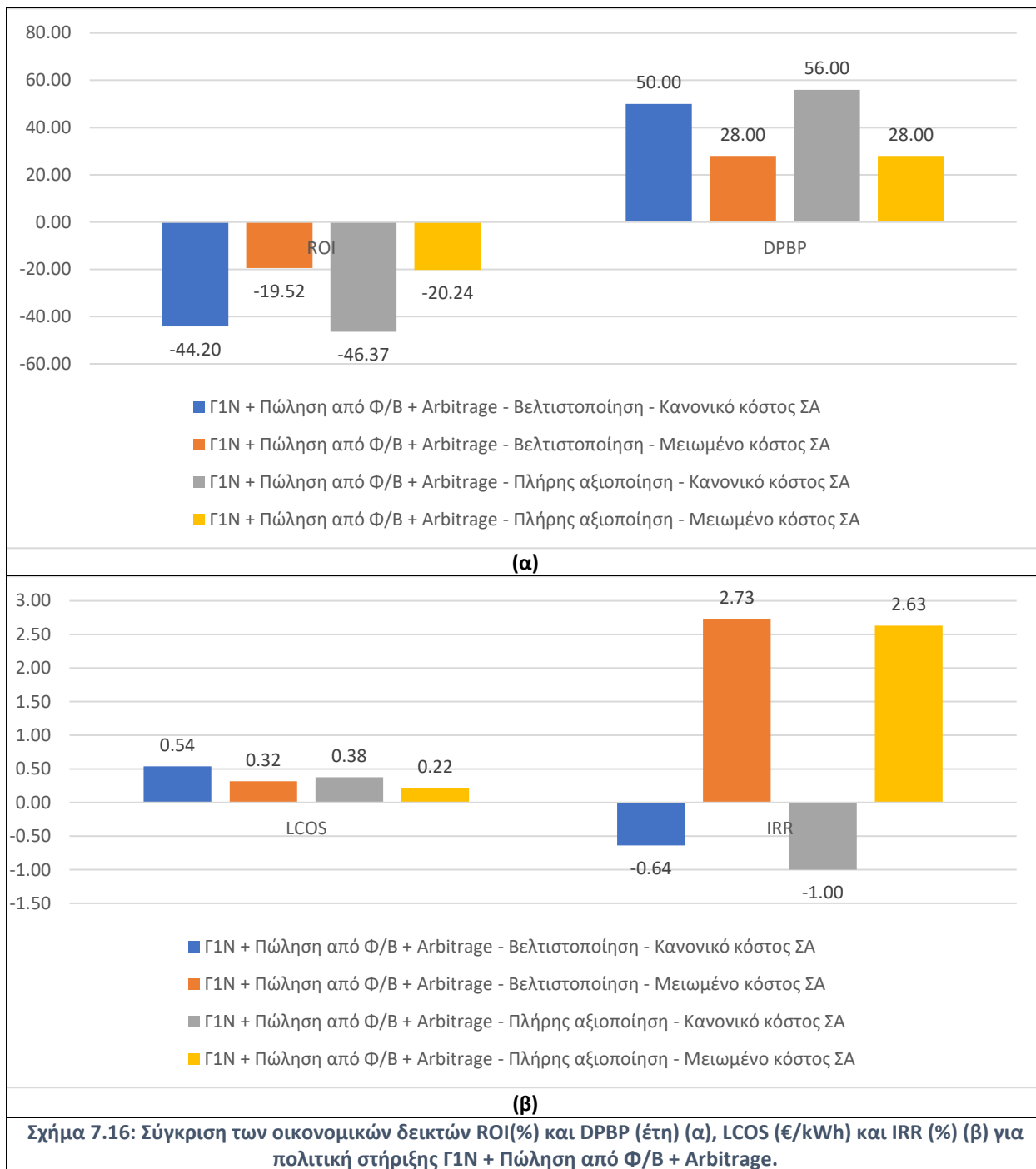
Παρατηρούμε ότι η στρατηγική αυτή διαχείρισης της μπαταρίας είναι αντίστοιχη εκείνης του σεναρίου 7.2.3 (Net Metering + Arbitrage). Πραγματοποιείται αγορά ενέργειας μειωμένης τιμής κατά τις ημέρες με χαμηλή Φ/Β παραγωγή και έτσι επιδιώκεται η ελαχιστοποίηση του κόστους του λογαριασμού του

αυτοπαραγωγού. Το χειμώνα αξιοποιεί το διάστημα 15:00 – 17:00 και τροφοδοτεί ταυτόχρονα φορτίο και μπαταρία από το δίκτυο για τη μέγιστη αξιοποίηση της μειωμένης τιμής που προσφέρεται.



Στο **Σχήμα 7.16** συγκρίνονται οι δείκτες ROI, DPBP, LCOS και IRR για όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν για αυτήν την πολιτική στήριξης. Τα αποτελέσματα ακολουθούν το ίδιο μοτίβο καθώς παρατηρούμε ότι και στα δύο σενάρια το μειωμένο κόστος του ΣΑ βελτιώνει δραματικά την κατάσταση.

Τα αποτελέσματα εμφανίζονται ελαφρώς βελτιωμένα με αυτή την πολιτική στήριξης. Η απόδοση της επένδυσης κινείται από -20% έως και -46%, η έντοκη περίοδος αποπληρωμής από 28 έως και 56 έτη, και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης από 2,73 έως -1. Το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης ενέργειας βελτιώθηκε ελαφρώς, επίσης, καθώς τώρα κυμαίνεται από 0,22 έως 0,54 €/kWh.



Η περίπτωση αυτή αποτελεί και πάλι απαγορευτική επένδυση λόγω των αρκετά χαμηλών τιμών των οικονομικών δεικτών. Φαίνεται πως το διαθέσιμο τιμολόγιο διπλής χρέωσης της ΔΕΗ δεν ενδείκνυται για την προώθηση ενός συστήματος αποθήκευσης. Μια διαφορετική διαμόρφωση των τιμών, όμως, θα μπορούσε να αλλάξει αρκετά την εικόνα των αποτελεσμάτων.

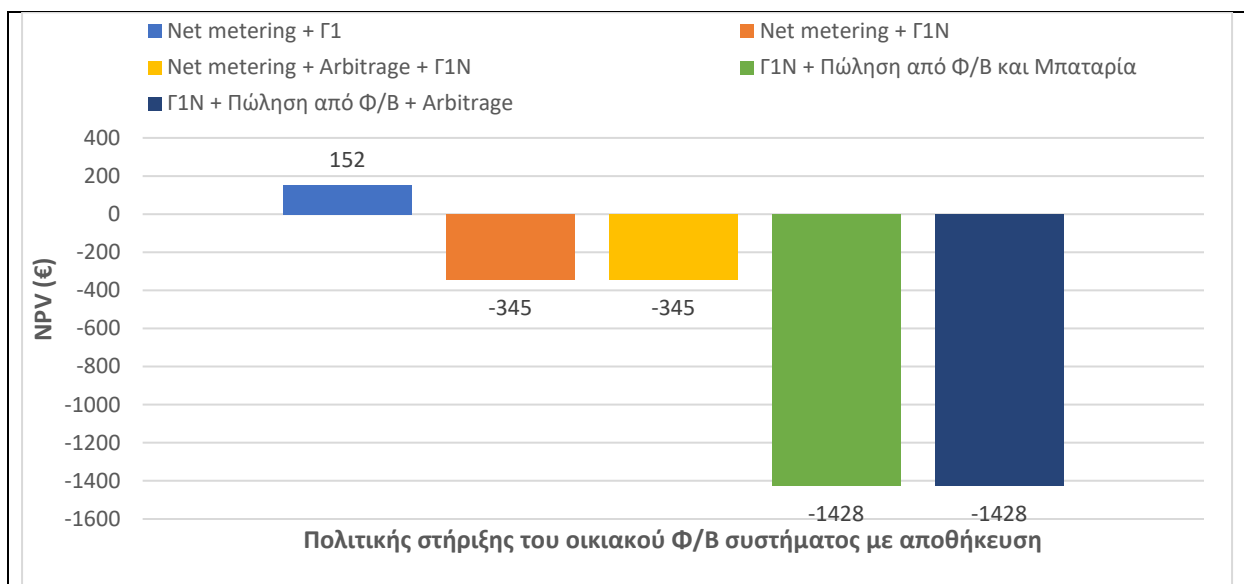
7.2.6 Συμπεράσματα ετήσιας βελτιστοποίησης

Μελετώντας το βέλτιστο αποτέλεσμα και για τις πέντε πολιτικές στήριξης του συστήματος αποθήκευσης, δεν εντοπίστηκε καμία πολιτική που να μπορεί να καταστήσει την επένδυση στο αποθηκευτικό σύστημα ελκυστική. Η παρατήρηση αυτή αφορά και την περίπτωση του μειωμένου κόστους συστήματος αποθήκευσης, αφού ακόμα και εκεί το οικονομικό όφελος δεν ήταν το επιθυμητό. Η βέλτιστη λύση όμως, σε αρκετές περιπτώσεις δεν άφηνε τη μπαταρία να εκμεταλλευτεί τις δυνατότητες που της προσέφερε η το κάθε πρόγραμμα στήριξης. Έτσι, κρίθηκε απαραίτητη και η εξέταση ενός σεναρίου πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας για την καλύτερη κατανόηση της συμπεριφοράς του προσομοιωτή βελτιστοποίησης. Τα αποτελέσματα αυτά ήταν εμφανώς χειρότερα για τους περισσότερους οικονομικούς δείκτες, όπως και αναμέναμε. Ο μόνος οικονομικός δείκτης που παρουσίαζε βελτίωση συγκριτικά με την περίπτωση της βελτιστοποίησης, ήταν το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (0,22 - 0,28 €/kWh) λόγω της μεγαλύτερης εκφόρτισης ενέργειας που πραγματοποιεί η μπαταρία προς το φορτίο.

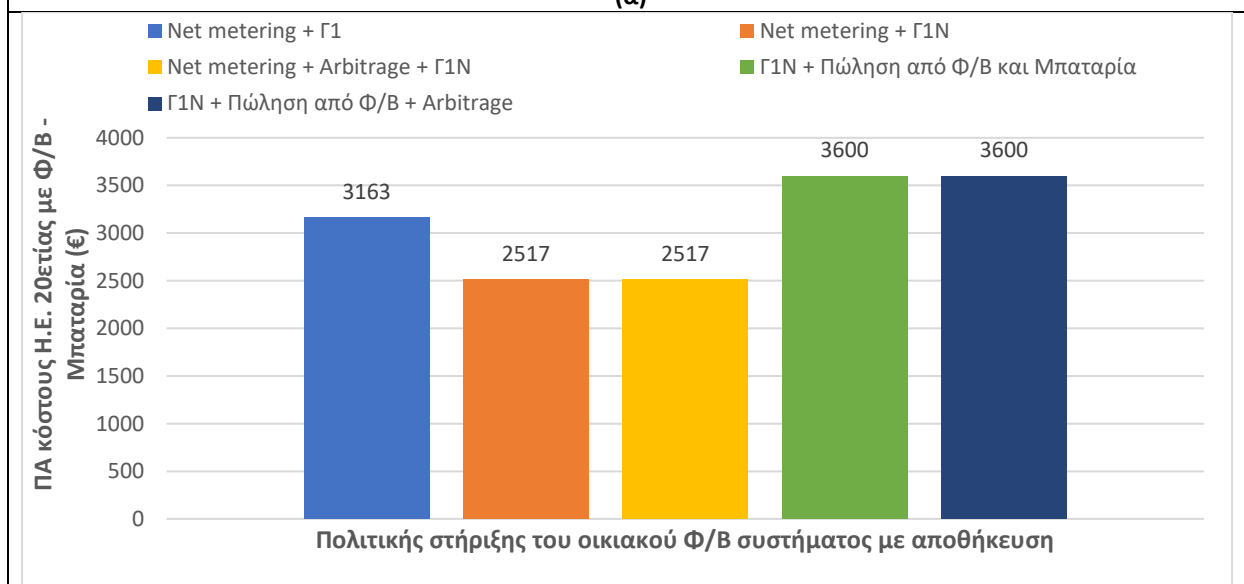
Το οικονομικό αποτέλεσμα για τις περιπτώσεις του κανονικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, είναι απαγορευτικό. Τα μοναδικά αποτελέσματα που προσελκύουν ένα επενδυτικό ενδιαφέρον, αν και απαιτούν μεγαλύτερα περιθώρια κέρδους, είναι εκείνα της βελτιστοποίησης με μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης. Τα συμπεράσματα που προέκυψαν από τη σύγκριση των περιπτώσεων αυτών παρουσιάζονται στη συνέχεια.

- Η Απόδοση της Επένδυσης παρουσίασε θετική τιμή μόνο για την αρχική πολιτική στήριξης (Net Metering + Γ1) και έχει τιμή 2,08%, η οποία είναι αρκετά μικρή. Ακολουθούν οι πολιτικές στήριξης που χρησιμοποιούν ενεργειακό συμψηφισμό με τιμολόγιο Γ1N, όπου επιτυγχάνουν ROI = -4,72%. Τέλος, η απόδοση της επένδυσης για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό αντιστοιχεί σε -19,52%.
- Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής υπολογίστηκε ακριβώς ίση με τη διάρκεια ζωής της επένδυσης (20 έτη) για την αρχική πολιτική στήριξης, όπου ουσιαστικά μαρτυρά πως η επένδυση αυτή αποφέρει μηδενικά κέρδη αλλά όχι ζημιά. Για τις πολιτικές στήριξης που χρησιμοποιούν ενεργειακό συμψηφισμό με τιμολόγιο Γ1N, το DPBP αντιστοιχεί σε 22 έτη, ενώ για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό σε 28 έτη.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας αντιστοιχεί και για τις πέντε πολιτικές στήριξης στα 0,32 €/kWh και αυτό επειδή σε κάθε περίπτωση εκφορτίζεται συνολικά ίση ποσότητα ενέργειας προς το φορτίο για να μην χρειαστεί αντικατάσταση η μπαταρία νωρίτερα από τα 20 χρόνια.
- Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της επένδυσης ισούται με 5,22% για την αρχική πολιτική στήριξης, το οποίο είναι ελάχιστα μεγαλύτερο από το επιτόκιο αναγωγής (5%). Για τις πολιτικές στήριξης που χρησιμοποιούν ενεργειακό συμψηφισμό με τιμολόγιο Γ1N, το IRR αντιστοιχεί σε 4,47%, ενώ για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό σε 2,73%.

Στο **Σχήμα 7.17** παρουσιάζεται η σύγκριση των αποτελεσμάτων των πολιτικών στήριξης για την NPV. Στο **Σχήμα 7.17(α)** φαίνεται η NPV του κάθε προγράμματος στήριξης ενώ αντίστοιχα στο **Σχήμα 7.17(β)** παρουσιάζεται το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας της 20ετίας με χρήση του συστήματος Φ/Β – Μπαταρία ανηγμένο σε παρούσα αξία.



(α)



(β)

Σχήμα 7.17: NPV (α) και Παρούσα Αξία κόστους Η.Ε. 20ετίας με Φ/Β – Μπαταρία (β) για κάθε πρόγραμμα στήριξης του οικιακού Φ/Β συστήματος με αποθήκευση.

Παρατηρούμε ότι η πολιτική στήριξης του ενεργειακού συμψηφισμού με χρήση του τιμολογίου Γ1N παρουσιάζει την μικρότερη ΠΑ κόστους ηλεκτρικής ενέργειας στην 20ετία. Στη δεύτερη θέση έρχεται η αρχική πολιτική στήριξης με μια αύξηση κόστους στο λογαριασμό κατά 25,7%. Τη χειρότερη θέση, όμως, σχετικά με το ύψος του λογαριασμού του ρεύματος καταλαμβάνουν οι πολιτικές στήριξης που δεν περιλαμβάνουν ενεργειακό συμψηφισμό. Εκεί παρουσιάζεται μια αύξηση της τάξεως του 43%.

Παρόλα αυτά, η πολιτική στήριξης που επιτυγχάνει την υψηλότερη NPV είναι εκείνη του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο Γ1. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το τιμολόγιο διπλής χρέωσης να μειώνει το λογαριασμό για το σύστημα Φ/Β – μπαταρία, αλλά επιφέρει μεγαλύτερη μείωση στο λογαριασμό που προκύπτει πριν την εγκατάσταση του συστήματος. Έτσι, μειώνεται το περιθώριο του οφέλους που μπορεί να επιτευχθεί και αυτό επιφέρει μια μεγάλη επιδείνωση της NPV κατά 327%.

Από την άλλη οι πολιτικές στήριξης που έχουν αποβάλλει τον ενεργειακό συμψηφισμό και πωλούν την περίσσεια ενέργειά τους στο δίκτυο, εμφανίζονται να έχουν το χειρότερο οικονομικό αποτέλεσμα. Συγκριτικά με την αρχική στρατηγική, καταφέρνουν να μειώσουν την NPV κατά 1039,5%, διαφορά η οποία είναι πολύ μεγάλη και δεν αντιπροσωπεύει σωστά τις πολιτικές αυτές στήριξης. Η αιτία είναι η τιμή πώλησης που προσφέρεται στα προγράμματα αυτά όπου είναι αρκετά χαμηλή, με αποτέλεσμα να μην ανταμείβεται ο αυτοπαραγωγός όσο θα έπρεπε από την εγγεόμενη ισχύ. Επίσης, το χαμηλό επίπεδο της τιμής πώλησης εκμηδενίζει την πιθανότητα αγοράς ενέργειας για τη φόρτιση της μπαταρίας με σκοπό τη μεταγενέστερη πώλησή της πίσω στο δίκτυο. Έτσι, μοναδική εναλλακτική αποτελεί η αγορά ενέργειας μειωμένης τιμής με σκοπό την αύξηση της εξοικονόμησης ενέργειας. Σημειώνεται ότι στα προγράμματα αυτά δεν επιλέγεται ποτέ η πώληση της Φ/Β παραγωγής από τη μπαταρία λόγω των απωλειών που υφίσταται η ενέργεια που αποθηκεύεται. Έτσι, η περίσσεια Φ/Β παραγωγή πωλείται στο δίκτυο πάντα απευθείας από το Φ/Β.

Τα παραπάνω αποτελέσματα μαρτυρούν ότι για την προώθηση των συστημάτων αποθήκευσης απαιτείται η προσφορά μιας πιο ευνοϊκής τιμολόγησης. Ένα παράδειγμα αποτελεί η αύξηση της ανταμοιβής που αφορά την ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο μέσω της μπαταρίας. Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε ως τιμή πώλησης τα 0,07 €/kWh γιατί η ενθάρρυνση της πώλησης ενέργειας στο δίκτυο από τη μπαταρία είναι κάτι που δεν έχει εφαρμοστεί σε ευρεία κλίμακα και δε μπορεί να συμβεί χωρίς τον κατάλληλο σχεδιασμό. Ένας κατάλληλος σχεδιασμός θα συμβάλει στην αποφυγή μαζικής πώλησης ενέργειας στο δίκτυο και την εμφάνιση υπερτάσεων. Συνεπώς, θα μπορούσε να έχει εφαρμοστεί μεγαλύτερη τιμή πώλησης αλλά κάτι τέτοιο θα οδηγούσε σε μια μονόπλευρη προσέγγιση ενός τέτοιου προγράμματος στήριξης.

7.3 Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους

Παρόλο που μελετήσαμε τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης του οφέλους για κάθε πολιτική στήριξης, αυτά προέκυψαν από μία ετήσια βελτιστοποίηση που σημαίνει ότι ο προσομοιωτής είχε στη διάθεσή του τις μετρήσεις για το φορτίο και την Φ/Β παραγωγή ολόκληρου του έτους εξ' αρχής. Επομένως, μπορεί τα παραπάνω αποτελέσματα να είναι τα καλύτερα δυνατά, αλλά στην πραγματικότητα η στρατηγική ελέγχου της μπαταρίας σε ένα σύστημα καθορίζεται κατά τη διάρκεια της ημέρας παρακολουθώντας τις στιγμιαίες τιμές του φορτίου και της Φ/Β παραγωγής. Στην καλύτερη περίπτωση θα υπάρχει μία πρόβλεψη από μερικές ώρες έως μια ημέρα. Έτσι, για μια καλύτερη προσέγγιση της πραγματικότητας, σε αυτή την ενότητα πραγματοποιείται η βελτιστοποίηση του οφέλους σε ημερήσια βάση.

Η βελτιστοποίηση αυτή αφορά τη μεγιστοποίηση του οφέλους για κάθε πολιτική στήριξης σε ημερήσια βάση με πρόβλεψη ημέρας. Δηλαδή ο προσομοιωτής λαμβάνει κάθε φορά τα δεδομένα (μετρήσεις φορτίου και Φ/Β παραγωγής) δύο διαδοχικών ημερών και βασιζόμενος σε αυτά, αποφασίζει τη στρατηγική ελέγχου της μπαταρίας έτσι ώστε να επιτύχει το βέλτιστο όφελος για την πρώτη ημέρα από τις δύο. Η διαδικασία αυτή συνεχίζεται μέχρις ότου τελειώσει το έτος. Για την τελευταία ημέρα του έτους, λαμβάνονται ως δεδομένα για τη δεύτερη ημέρα μηδενικές μετρήσεις αφού δεν μας ενδιαφέρει πια να αποθηκεύσει επιπλέον ενέργεια η μπαταρία για την επόμενη μέρα. Αυτό προκύπτει από το ότι μας ενδιαφέρει να συλλέξουμε τα δεδομένα της διαχείρισης για το πρώτο έτος και στη συνέχεια υποθέτουμε ότι πραγματοποιείται η ίδια διαχείριση και για τα 20 έτη για λόγους απλότητας.

Για αυτό το μοντέλο, αν και επιλέχθηκε ημερήσια βελτιστοποίηση με πρόβλεψη ημέρας, αρχικός σκοπός ήταν η απλή ημερήσια βελτιστοποίηση. Όμως, κάτι τέτοιο δεν μπορούσε να εκτελεστεί σωστά από τον προσομοιωτή καθώς για αυτόν η περίοδος που έβλεπε ότι αφορά η προσομοίωση ήταν ακριβώς μια μέρα (μέχρι τα μεσάνυχτα της επόμενης). Άρα, δεν υπήρχε λόγος να γεμίζει πλήρως τη μπαταρία, αλλά

μόνο ακριβώς όσο χρειαζόταν για να καλύψει το φορτίο της ημέρας. Το γεγονός αυτό οδήγησε στην ένταξη στο μοντέλο της πρόβλεψης ημέρας. Έτσι, το σενάριο παραμένει ρεαλιστικό και ταυτόχρονα επιτρέπει στον προσομοιωτή να καταλαβαίνει ότι η περίοδος που μελετάται δεν είναι μόνο μία ημέρα.

Για την υλοποίηση της εργασίας που ακολουθεί συνδυάστηκαν για μία ακόμα φορά τα λογισμικά GAMS και MATLAB. Το GAMS είναι το λογισμικό που εκτελεί τη βελτιστοποίηση οφέλους αλλά δεν προσφέρεται για επαναληπτικές διαδικασίες (σε αυτό το μοντέλο εκτελείται μια βελτιστοποίηση για κάθε ημέρα του έτους) επειδή καθίσταται αρκετά δύσκολη η συλλογή των αποτελεσμάτων. Έτσι, την επαναληπτική διαδικασία αναλαμβάνει το MATLAB όπου για κάθε μια ημέρα του έτους καλεί το GAMS με τα αντίστοιχα δεδομένα (της ημέρας αυτής και της επόμενης) και αφού πραγματοποιηθεί η εκτέλεση του μοντέλου από το GAMS, τα αποτελέσματα επιστρέφονται και αποθηκεύονται σε μεταβλητές και πίνακες του MATLAB.

Σημειώνεται ότι για τη βελτιστοποίηση αυτή εξετάζονται τα ίδια προγράμματα στήριξης του Φ/Β συστήματος με μπαταρία με αυτά που εξετάστηκαν και στην ενότητα 7.2. Η διαφορά είναι ότι τώρα χρησιμοποιείται μόνο το μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης χωρίς να εξετάζεται και η περίπτωση της πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας. Επίσης, επιλέχθηκε η επιβολή περιορισμού στη μπαταρία για πραγματοποίηση ενός κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα. Αυτό αποφασίστηκε στην προσπάθεια να γίνει μια πιο ρεαλιστική διαχείριση της μπαταρίας, καθώς και για να γίνει ένας προσεγγιστικός επιμερισμός του κόστους αντικατάστασης. Με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η αποφυγή της απεριόριστης χρήσης της μπαταρίας που θα επέφερε δαπάνες από το αυξημένο κόστος αντικατάστασης.

Τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν στην ενότητα αυτή παρουσιάζει ο **Πίνακας 7.12**.

Πίνακας 7.12: Δεδομένα εισόδου για τη βελτιστοποίηση 20ετίας σε ημερήσια βάση.

Δεδομένα εισόδου			
Σύστημα Αποθήκευσης		Φ/Β	
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης	81%	Μέγεθος Φ/Β	3.17 kWp
DOD	70%	Κόστος Φ/Β συστήματος ⁷⁷	1300 €/kWp
SOC	20% - 83%	Κόστος συντήρησης	3%
Μέγεθος μπαταρίας	7,143 kWh	Άλλα Δεδομένα	
Κόστος μπαταρίας	200 €/kWh	Ετήσια κατανάλωση φορτίου/Συμφωνημένη Ισχύς	5000 kWh/12 kVA
Κόστος συντήρησης	2%	Μέγιστη/Ελάχιστη τιμή φορτίου ⁷⁸	6,6 kW/0,04 kW
Κόστος σύνδεσης	400 €	Χρονική περίοδος - Επιτόκιο αναγωγής	20 έτη - 5%

⁷⁷ Το κόστος του Φ/Β συστήματος περιλαμβάνει και το κόστος του αντιστροφέα, της εγκατάστασης, των αδειών και το ΦΠΑ(23%).

⁷⁸ Η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή φορτίου αναφέρονται σε τιμές δεκαπενταλέπτου.

Μείωση κόστους αντικατάστασης μπαταρίας συγκριτικά με το αρχικό κόστος	5%/2,5% ⁷⁹	Ετήσια αύξηση της χρέωσης προμήθειας ΗΕ ⁸⁰	2%
Μέγεθος αντιστροφέα	2 kW	Τιμολόγιο χρέωσης	Γ1 / Γ1N
Κόστος αντιστροφέα μπαταρίας	230 €/kW	Τιμή πώλησης ενέργειας στο δίκτυο	0,07 €/kWh ⁸¹
Κόστος εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης	15%	Είδος/επιλυτής Βελτιστοποίησης	Ημερήσια / CPLEX
ΦΠΑ	24%	Μοντέλο - Αντικειμενική Συνάρτηση	Γραμμικό μεικτών ακεραίων - NPV

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ημερήσιας βελτιστοποίησης και συγκρίνονται με τα αντίστοιχα αποτελέσματα της ετήσιας. Σκοπός της σύγκρισης αυτής είναι η εύρεση της απόστασης των αποτελεσμάτων μεταξύ της ιδανικής και μιας ρεαλιστικής περίπτωσης.

7.3.1 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης (Γ1)

Για την καλύτερη σύγκριση των αποτελεσμάτων που θα ακολουθήσουν, ο Πίνακας 7.13 παρουσιάζει και για τα δύο είδη βελτιστοποίησης (ετήσια και ημερήσια) τα αποτελέσματα της αρχικής πολιτικής που εφαρμόστηκε (Net metering με οικιακό τιμολόγιο Γ1).

Πίνακας 7.13: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Γ1.

Πολιτική Στήριξης	Net metering + Γ1	Net metering + Γ1
Βελτιστοποίηση	Ετήσια	Ημερήσια
NPV (€)	152	-177
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	12966	12966
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3163	3097
Έτος Αντικατάστασης	20	17
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	9651	10046
SCR (%)	56	61
SSR (%)	51	55

Παρατηρούμε ότι κατά την ημερήσια βελτιστοποίηση η NPV παρουσιάζει μια μείωση κατά 216,4%. Η ειδοποιός διαφορά τους είναι ότι κατά τη βέλτιστη διαχείριση περιορίζεται η χρήση της μπαταρίας για την αποφυγή της πρόωρης της αντικατάστασης. Κατά την ημερήσια όμως βελτιστοποίηση αυτό δεν ήταν δυνατό να υπολογιστεί με ακρίβεια, καθώς για να εισαχθεί στο μοντέλο η επίπτωση της πρόωρης αντικατάστασης της μπαταρίας ορίστηκε ανώτατο όριο ένας κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα. Έτσι, το σύστημα συμπεριφέρεται σαν την περίπτωση της πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας. Αυτό

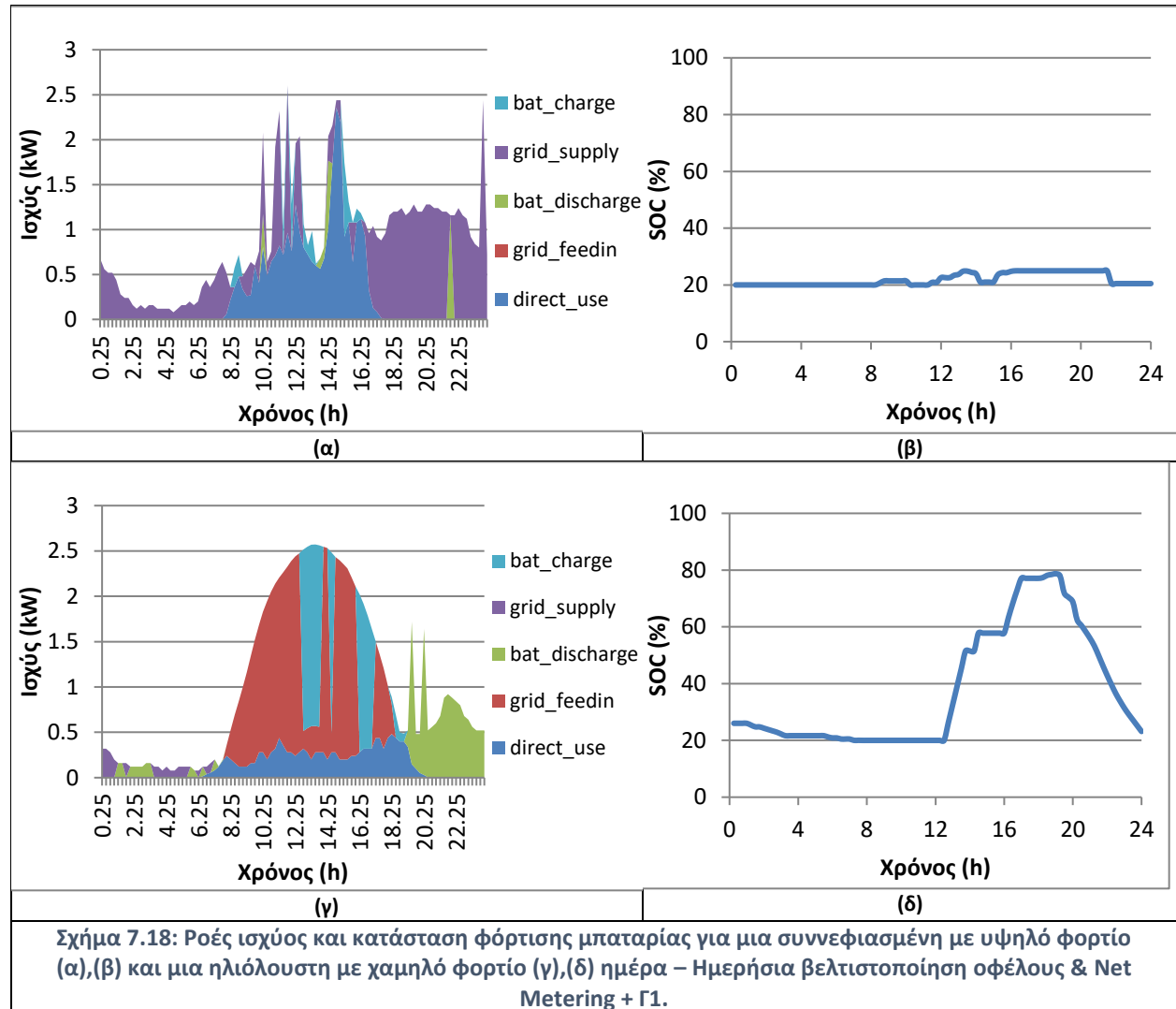
⁷⁹ Το κόστος αντικατάστασης της μπαταρίας μειώνεται κατά 5% ετησίως για τα πρώτα 10 έτη ενώ για τα υπόλοιπα έτη μειώνεται κατά 2,5% ετησίως.

⁸⁰ Το υπόλοιπα κόστη του τιμολογίου ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ότι παραμένουν αμετάβλητα.

⁸¹ Η τιμή πώλησης αφορά μόνο τα προγράμματα 3), 4) και 5). Στην τιμή αυτή εφαρμόζεται ετήσια αύξηση 2%.

φαίνεται και από το γεγονός ότι οι δείκτες SCR και SSR πλησιάζουν σχεδόν τις μέγιστες τιμές και από το ότι ο λογαριασμός του ρεύματος μειώθηκε.

Στο **Σχήμα 7.18** φαίνεται η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από την ημερήσια βελτιστοποίηση για μια συνεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).



Σχήμα 7.18: Ροές ισχύος και κατάσταση φόρτισης μπαταρίας για μια συνεφιασμένη με υψηλό φορτίο (α),(β) και μια ηλιόλουστη με χαμηλό φορτίο (γ),(δ) ημέρα – Ημερήσια βελτιστοποίηση οφέλους & Net Metering + Γ1.

Παρατηρούμε ότι δεν υπάρχει ιδιαίτερη διαφοροποίηση από τη στρατηγική που ακολουθείται στην ετήσια βελτιστοποίηση. Η μόνη διαφορά που είναι εμφανής είναι ότι κατά την ηλιόλουστη ημέρα δεν φορτίζεται πλήρως η μπαταρίας ενώ υπάρχει υπεραρκετή περίσσεια Φ/Β παραγωγή. Αυτό συμβαίνει επειδή έχει οριστεί ανώτατο όριο ένας κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα. Έτσι, επειδή η μπαταρία είχε ήδη εκφορτίσει ένα ποσό ενέργειας στην αρχή της ημέρας, φορτίζεται ακριβώς τόσο ώστε να μην παραβιαστεί το όριο.

7.3.2 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N)

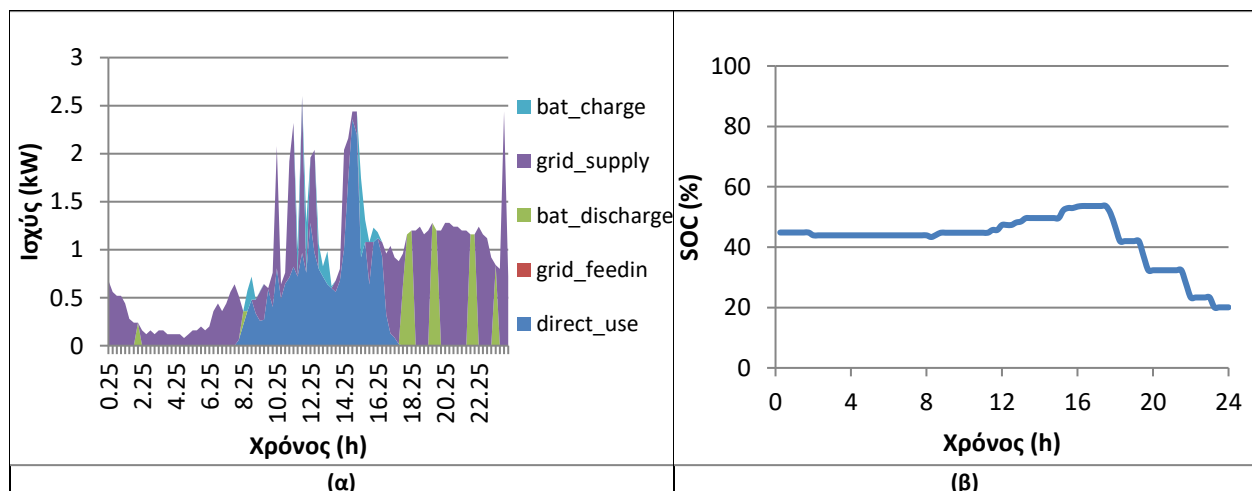
Η πρώτη εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται είναι αυτή του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N). Ο Πίνακας 7.14 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της ημερήσιας αυτής βελτιστοποίησης και παράλληλα συγκρίνονται με αυτά της ετήσιας.

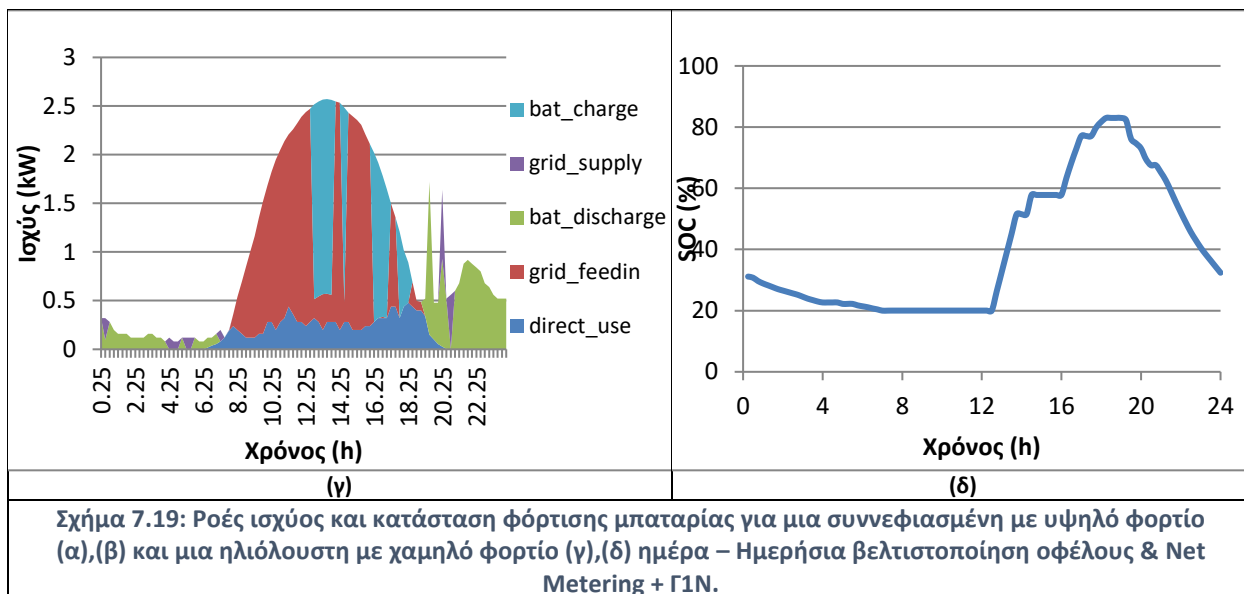
Παρατηρούμε ότι η διαφορά της NPV είναι της τάξεως του 123,8%. Η εμφάνιση του τιμολογίου διπλής χρέωσης απαιτεί την κατά το μέγιστο αποφυγή των ρυθμιζόμενων χρεώσεων που προκύπτουν κατά τις ώρες κανονικής τιμής χρέωσης. Όπως είναι λογικό, αυτή η εργασία είναι πολύ ευκολότερη για την ετήσια βελτιστοποίηση που έχει τα δεδομένα ολόκληρου του έτους εξαρχής. Έτσι, η ημερήσια βελτιστοποίηση επιτυγχάνει ένα χειρότερο αλλά και πιο ρεαλιστικό αποτέλεσμα. Φυσικά επιτυγχάνει καλύτερη εξοικονόμηση ενέργειας, γεγονός που φανερώνεται από την αύξηση των δεικτών SCR και SSR αλλά και τη μείωση στο λογαριασμό του ρεύματος.

Πίνακας 7.14: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Γ1N.

Πολιτική Στήριξης	Net metering + Γ1N	Net metering + Γ1N
Βελτιστοποίηση	Ετήσια	Ημερήσια
NPV (€)	-345	-772
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	2517	2503
Έτος Αντικατάστασης	20	17
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	9651	10046
SCR (%)	56	61
SSR (%)	51	55

Στο Σχήμα 7.19 φαίνεται η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από την ημερήσια βελτιστοποίηση για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).





Παρατηρούμε ότι δεν υπάρχει ιδιαίτερη διαφοροποίηση από τη στρατηγική που ακολουθείται στην ετήσια βελτιστοποίηση. Κι εδώ επιχειρείται η εκφόρτιση της μπαταρίας κατά τις ώρες της ζώνης κανονικής τιμολόγησης για την μείωση των ρυθμιζόμενων χρεώσεων. Παρατηρούμε όμως ότι κατά την ηλιόλουστη ημέρα η μπαταρία αποφεύγει να εκφορτιστεί περισσότερο το βράδυ για να μην ξεπεράσει το όριο του ενός κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα.

7.3.3 Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)

Η επόμενη εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται είναι αυτή του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα συναλλαγών ενέργειας μεταξύ δικτύου και μπαταρίας. Ο αυτοπαραγωγός μπορεί να αγοράζει ενέργεια για να γεμίζει τη μπαταρία κατά τις ώρες της ζώνης μειωμένης τιμής και να την αξιοποιεί αργότερα για να τροφοδοτεί το φορτίο του κατά τις ώρες που ανήκουν στη ζώνη κανονικής τιμής. Μπορεί επίσης να την πουλάει πίσω στο δίκτυο, εφόσον αυτό κρίνεται κερδοφόρο για τον ίδιο, σε μια συγκεκριμένη τιμή που ορίζεται στο συμβόλαιο του.

Στην παρούσα εργασία οι τιμές που αφορούν την αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας αντιστοιχούν με εκείνες που προσφέρει το τιμολόγιο Γ1N της ΔΕΗ⁸². Η τιμή πώλησης ορίστηκε στα 0,07 €/kWh και παρουσιάζει ετήσια αύξηση αντίστοιχη με αυτή των τιμών προμήθειας (2%).

Ο Πίνακας 7.15 δείχνει τα αποτελέσματα της ημερήσιας αυτής βελτιστοποίησης και παράλληλα συγκρίνονται με αυτά της ετήσιας. Παρατηρούμε αισθητή διαφορά τόσο στο οικονομικό αποτέλεσμα (μείωση της NPV κατά 327%), όσο και στη διαχείριση της μπαταρίας.

Κατά την ετήσια βελτιστοποίηση κρίθηκε ασύμφορη τόσο η αγορά, όσο και η πώληση ενέργειας μέσω της μπαταρίας. Η πώληση ενέργειας ήταν ασύμφορη λόγω της χαμηλής τιμής που προσφέρεται, ενώ η αγορά δεν προσέφερε αρκετό όφελος για να καλύψει το κόστος που επέφερε η αυξημένη χρήση της μπαταρίας.

⁸² 0,1 €/kWh κατά τη ζώνη κανονικής χρέωσης και 0,0661 €/kWh κατά τη ζώνη μειωμένης χρέωσης.

Αντίθετα, κατά την ημερήσια βελτιστοποίηση πραγματοποιείται και πώληση και αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας. Σε αυτή την περίπτωση ο προσομοιωτής παίρνει αποφάσεις λαμβάνοντας υπόψιν μόνο τα δεδομένα δύο ημερών. Έτσι, κατά τις ημέρες όπου υπάρχει αρκετή Φ/Β παραγωγή και ο ενεργειακός συμψηφισμός μηδενίζεται αρκετά γρήγορα, φαίνεται πιο ωφέλιμη η πώληση της επιπλέον ενέργειας μέσω της μπαταρίας. Αυτό, όμως, δεν ισχύει καθώς αν συνεχιζόταν η έγχυση θα εξισορροπούσε και των συμψηφισμό ενέργειας των ημερών όπου δεν υπάρχει αρκετή Φ/Β παραγωγή. Αυτό αποδεικνύεται αρκετά πιο ωφέλιμο σε βάθος χρόνου και για αυτό επιλέγεται από την ετήσια βελτιστοποίηση που έχει στη διάθεσή της τις μετρήσεις όλου του έτους,.

Όσον αφορά την αγορά ενέργειας που πραγματοποιείται, είναι όντως ωφέλιμη αλλά μειώνει το τελικό αποτέλεσμα της NPV μιας και η επιπλέον χρήση της μπαταρίας προκαλεί την πρόωρη αντικατάστασή της. Υπενθυμίζεται πως σε αυτό το μοντέλο αντί του κόστους αντικατάστασης, εντάσσεται ανώτατο όριο ένας κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας ανά ημέρα.

Σημειώνεται ότι σε αυτή την περίπτωση οι τιμές των δεικτών SCR και SSR δεν ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα. Λόγω των συναλλαγών ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου δεν είναι δυνατή η ακριβής διάκριση της Φ/Β παραγωγής που αξιοποιείται για την αύξηση της ιδιοκατανάλωσης και της αυτονομίας του συστήματος. Αυτό συμβαίνει γιατί η μπαταρία μπορεί να τροφοδοτεί το φορτίο είτε με ενέργεια που προέρχεται από το Φ/Β είτε από το δίκτυο. Επίσης, μέρος της παραγόμενης ενέργειας πωλείται στο δίκτυο αντί να ιδιοκαταναλώνεται. Έτσι, η ταυτόχρονη παρουσία των δύο αυτών φαινομένων οδηγεί στον προσεγγιστικό υπολογισμό των δεικτών SCR και SSR.

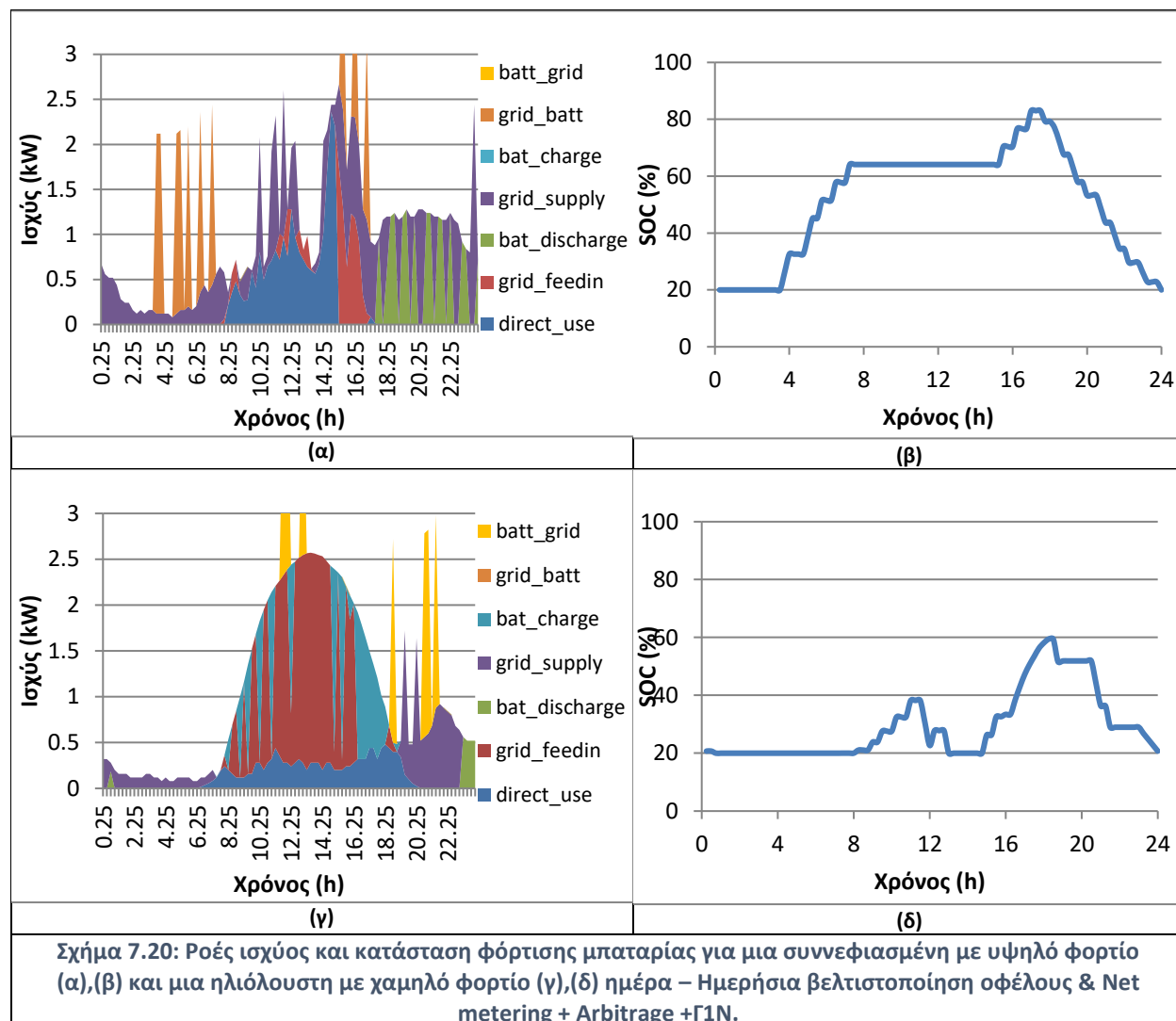
Πίνακας 7.15: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Net Metering + Arbitrage + Γ1N.

Πολιτική Στήριξης	Net metering + Arbitrage +Γ1N	Net metering + Arbitrage +Γ1N
Βελτιστοποίηση	Ετήσια	Ημερήσια
NPV (€)	-345	-1473
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	2517	3155
Έτος Αντικατάστασης	20	14
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	9651	10137
SCR (%) ⁸³	56	48
SSR (%) ⁸⁴	51	47
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	741
Συνολική ετήσια αγορά ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	602
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία - Φ/Β (€)	0	685

⁸³ Υπάρχει απόκλιση από την πραγματική τιμή του SCR όπως επεξηγήθηκε παραπάνω.

⁸⁴ Υπάρχει απόκλιση από την πραγματική τιμή του SSR όπως επεξηγήθηκε παραπάνω.

Στο **Σχήμα 7.20** φαίνεται η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από την ημερήσια βελτιστοποίηση για μια συνεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).



Παρατηρούμε ότι η αγορά ενέργειας πραγματοποιείται κατά της ημέρες χαμηλής ηλιοφάνειας για την επίτευξη της μείωσης του ενεργειακού συμψηφισμού. Το χειμώνα, μάλιστα, κατά τις ώρες 15:00 – 17:00, επιλέγει να εγγεί στο δίκτυο την παραγωγή και να τροφοδοτεί το φορτίο και τη μπαταρία από το δίκτυο που τότε προσφέρει ενέργεια μειωμένης τιμής.

Στην αντίπερα όχθη, η πώληση ενέργειας μέσω της μπαταρίας πραγματοποιείται κατά τις ημέρες υψηλής ηλιοφάνειας όπου ο ενεργειακός συμψηφισμός φτάνει γρήγορα σε μηδενικό επίπεδο.

Η παραπάνω στρατηγική διαχείρισης στο διάστημα μιας ημέρας επιτυγχάνει όντως το βέλτιστο αποτέλεσμα. Όμως η διενέργεια των ενεργειακών συμψηφισμών γίνεται ανά τετράμηνο και ο κύκλος τους κλείνει στο τέλος του έτους, οπότε το ζητούμενο είναι βέλτιστη διαχείριση στο συνολικό αυτό διάστημα. Αυτό οδηγεί στο συμπέρασμα ότι σε μια πραγματική εφαρμογή μπορεί να επιτευχθεί καλύτερο αποτέλεσμα αποτρέποντας απλά την πραγματοποίηση συναλλαγών ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου.

7.3.4 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας

Η επόμενη εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται αποβάλλει τον ενεργειακό συμψηφισμό. Η πολιτική αυτή κάνει χρήση του οικιακού τιμολογίου Γ1N και ανταμείβει οποιαδήποτε προσφορά ενέργειας στο δίκτυο, είτε αυτή προέρχεται απευθείας από το Φ/Β σύστημα είτε από τη μπαταρία. Παρόλα αυτά απαγορεύει την αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας. Η τιμή πώλησης ορίστηκε στα 0,07 €/kWh και παρουσιάζει ετήσια αύξηση αντίστοιχη με αυτή των τιμών αγοράς (2%).

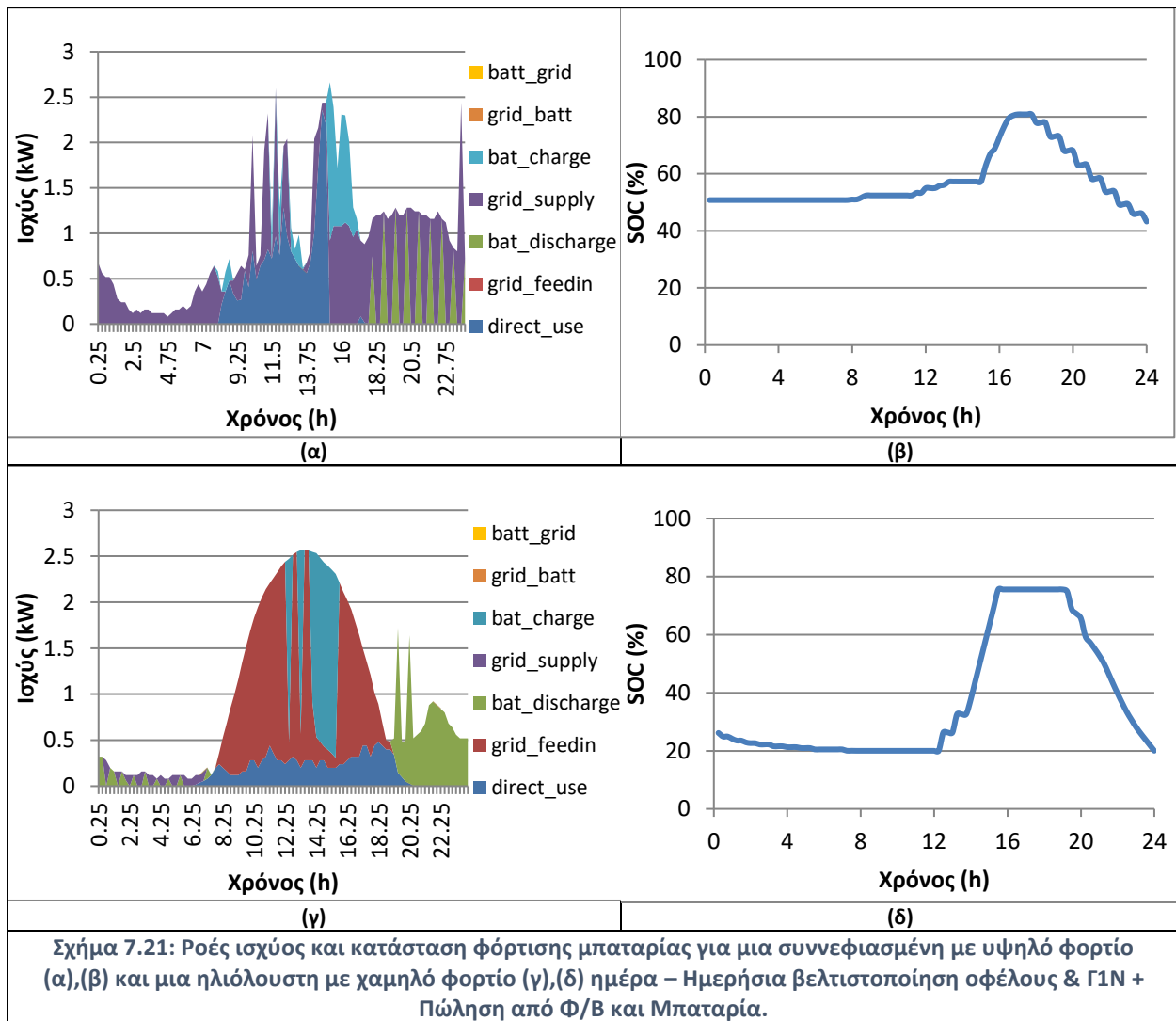
Στον **Πίνακα 7.16** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ημερήσιας αυτής βελτιστοποίησης και παράλληλα συγκρίνονται με αυτά της ετήσιας. Παρατηρούμε ότι κατά την ημερήσια βελτιστοποίηση η NPV επιδεινώνεται κατά 19,2%. Η μπαταρία αξιοποιεί το όριο του ενός κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα και πραγματοποιεί μεγαλύτερη εξοικονόμηση ενέργειας. Αυτό βελτιώνει τους δείκτες SCR και SSR, καθώς και το κόστος του λογαριασμού ρεύματος. Όμως, η πρόωρη αντικατάσταση της μπαταρίας προσθέτει αρκετό κόστος.

Συγκριτικά με την προηγούμενη πολιτική στήριξης, βλέπουμε ότι δεν επιχειρείται πώληση της Φ/Β παραγωγής στο δίκτυο μέσω της μπαταρίας. Αυτό συμβαίνει επειδή εδώ εκλείπει η διενέργεια ενεργειακών συμψηφισμών και η εγχεόμενη ενέργεια ανταμείβεται κανονικά. Φυσικά, αποδεικνύεται πολύ πιο συμφέρουσα η απευθείας πώληση από το Φ/Β της περίσσεια παραγωγής, αφού η αποθήκευση της ενέργειας επιφέρει απώλειες.

Πίνακας 7.16: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία.

Πολιτική Στήριξης	Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία	Γ1N + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία
Βελτιστοποίηση	Ετήσια	Ημερήσια
NPV (€)	-1428	-1702
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3600	3470
Έτος Αντικατάστασης	20	16
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	9651	10061
SCR (%)	56	60
SSR (%)	51	55
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από Φ/Β (kWh)	2203	1977
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία - Φ/Β (€)	2262	2029

Στο **Σχήμα 7.21** φαίνεται η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από την ημερήσια βελτιστοποίηση για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).



Παρατηρούμε ότι δεν υπάρχει ιδιαίτερη διαφοροποίηση από τη στρατηγική που ακολουθείται στην ετήσια βελτιστοποίηση. Κι εδώ επιχειρείται η εκφόρτιση της μπαταρίας κατά τις ώρες της ζώνης κανονικής τιμολόγησης για την μείωση των ρυθμιζόμενων χρεώσεων. Παρατηρούμε όμως ότι κατά την ηλιόλουστη ημέρα η μπαταρία αποφεύγει την πλήρη φόρτισή. Αυτό συμβαίνει για να μην ξεπεράσει η μπαταρία το όριο του ενός κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα, εφόσον έχει ήδη εκφορτίσει ένα ποσό ενέργεια κατά τις πρώτες ώρες της ημέρας.

7.3.5 Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) το οποίο επιτρέπει την πώληση της περίσσειας ενέργειας απευθείας στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα, καθώς και την αγορά και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)

Η τελευταία εναλλακτική πολιτική στήριξης που μελετάται κάνει χρήση του οικιακού τιμολογίου Γ1N και ανταμείβει οποιαδήποτε προσφορά ενέργειας στο δίκτυο, είτε αυτή προέρχεται απευθείας από το Φ/Β σύστημα είτε από τη μπαταρία. Η τιμή πώλησης ορίστηκε στα 0,07 €/kWh και παρουσιάζει ετήσια αύξηση αντίστοιχη με αυτή των τιμών αγοράς (2%). Επίσης, επιτρέπει και την αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας χρησιμοποιώντας και πάλι τις τιμές του τιμολογίου Γ1N.

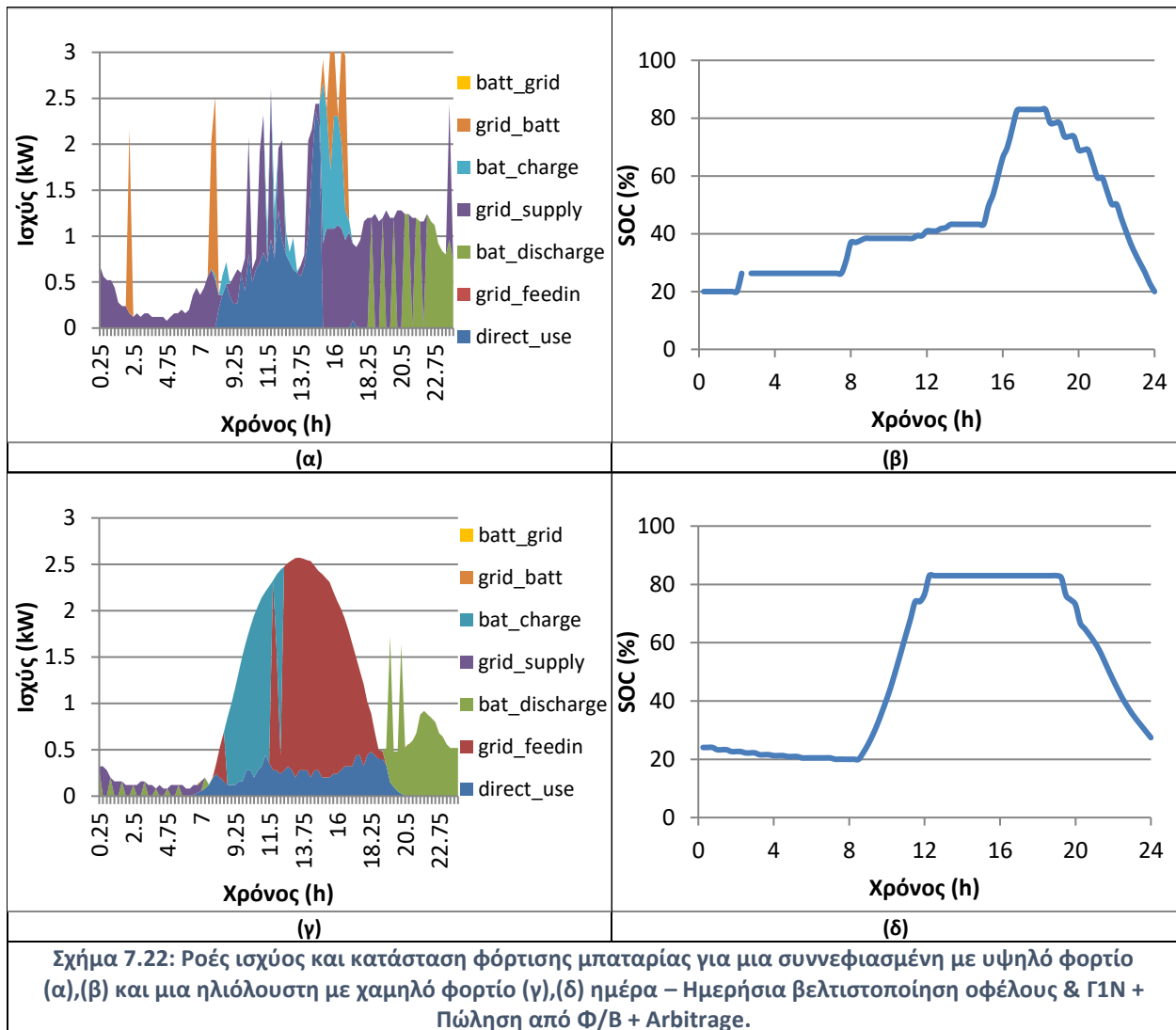
Ο Πίνακας 7.17 φανερώνει τα αποτελέσματα της ημερήσιας αυτής βελτιστοποίησης και παράλληλα συγκρίνονται με αυτά της ετήσιας. Παρατηρούμε ότι κατά την ημερήσια βελτιστοποίηση η NPV επιδεινώνεται κατά 15,9%. Η μπαταρία αγοράζει ενέργεια μειωμένης τιμής τις ημέρες που συμφέρει το σύστημα και την αξιοποιεί αργότερα για την αποφυγή των ρυθμιζόμενων χρεώσεων. Φυσικά, δεν αξιοποιεί κατά το μέγιστο τη δυνατότητα αυτή για να μην ξεπεράσει το όριο του ενός κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα. Έτσι, πραγματοποιείται μεγαλύτερη εξοικονόμηση στο λογαριασμό ρεύματος και βελτιώνει τους δείκτες SCR και SSR. Όμως, η πρόωρη αντικατάσταση της μπαταρίας προσθέτει αρκετό κόστος.

Παράλληλα, βλέπουμε ότι η πώληση της ενέργειας διενεργείται μόνο από το Φ/Β σύστημα και αυτό επειδή πωλείται μόνο η παραγόμενη ενέργεια όπου δε συμφέρει να πραγματοποιηθεί από τη μπαταρία λόγω απωλειών. Επίσης, δεν προβαίνει σε πώληση της ενέργειας που αγοράζει από το δίκτυο γιατί αυτό δεν προσφέρει όφελος στον αυτοπαραγωγό λόγω της χαμηλής τιμής πώλησης που παρέχεται. Συγκεκριμένα αγοράζουμε με 0,0661 €/kWh στη ζώνη μειωμένης τιμής αλλά, μαζί με τις ρυθμιζόμενες, αυτή ξεπερνάει τα 0,07 €/kWh της τιμής πώλησης.

Πίνακας 7.17: Σύγκριση αποτελεσμάτων ετήσιας και ημερήσιας βελτιστοποίησης οφέλους για Γ1N + Γ1N + Πώληση από Φ/Β + Arbitrage.

Πολιτική Στήριξης	Γ1N + Πώληση από Φ/Β + Arbitrage	Γ1N + Πώληση από Φ/Β + Arbitrage
Βελτιστοποίηση	Ετήσια	Ημερήσια
NPV (€)	-1428	-1655
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας χωρίς το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	11824	11824
ΠΑ κόστους Η.Ε. 20ετίας με το σύστημα Φ/Β-Μπαταρία (€)	3600	3341
Έτος Αντικατάστασης	20	14
Επενδυτικό κόστος + ΠΑ κόστους συντήρησης συστήματος 20ετίας (€)	9651	10137
SCR (%)	56	60
SSR (%)	51	54
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από Φ/Β (kWh)	2203	1976
Συνολική ετήσια πώληση ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	0
Συνολική ετήσια αγορά ενέργειας από μπαταρία (kWh)	0	271
ΠΑ κέρδους 20ετίας από πώληση ενέργειας από μπαταρία - Φ/Β (€)	2262	2029

Στο Σχήμα 7.22 φαίνεται η στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας όπως προέκυψε από την ημερήσια βελτιστοποίηση για μια συννεφιασμένη ημέρα με υψηλό φορτίο (15 Ιανουαρίου) και μια ηλιόλουστη ημέρα με χαμηλό φορτίο (6 Ιουνίου).



Παρατηρούμε ότι η αγορά ενέργειας από το δίκτυο πραγματοποιείται κατά τις ημέρες χαμηλής παραγωγής σε μικρές όμως ποσότητες. Με αυτόν τον τρόπο ικανοποιείται το όριο του ενός κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης την ημέρα. Κατά τις ηλιόλουστες ημέρες, αυτό δεν παρατηρείται καθώς η Φ/Β παραγωγή είναι αρκετά μεγάλη και η μπαταρία ικανοποιεί και με το παραπάνω, με την ποσότητα αυτή, το όριο του ενός κύκλου φόρτισης/ εκφόρτισης την ημέρα.

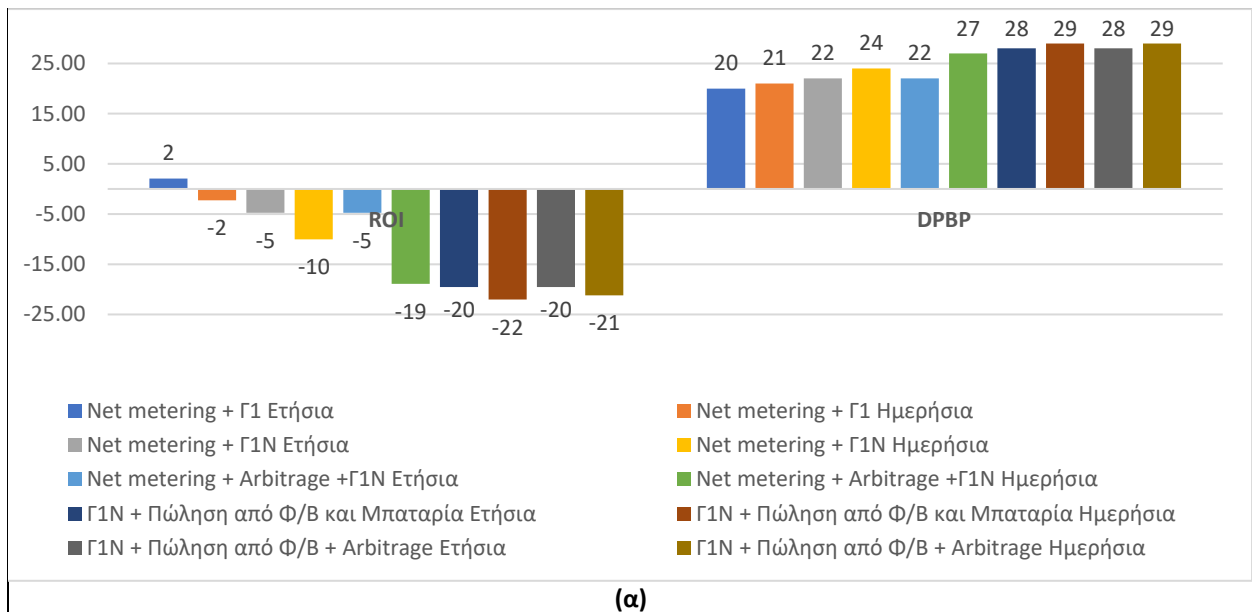
Η διαχείριση αυτή επιτυγχάνει όντως τη μείωση στο λογαριασμό του αυτοπαραγωγού και θα μπορούσε να είναι αρκετά μεγαλύτερη αν εξαλείφαμε το όριο στους κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης. Όμως, αυτό θα επιδεινωνε το τελικό αποτέλεσμα αφού η αντικατάσταση της μπαταρίας θα γινόταν ακόμα νωρίτερα και το κόστος αυτό ξεπερνάει το εν δυνάμει όφελος στο λογαριασμό του αυτοπαραγωγού.

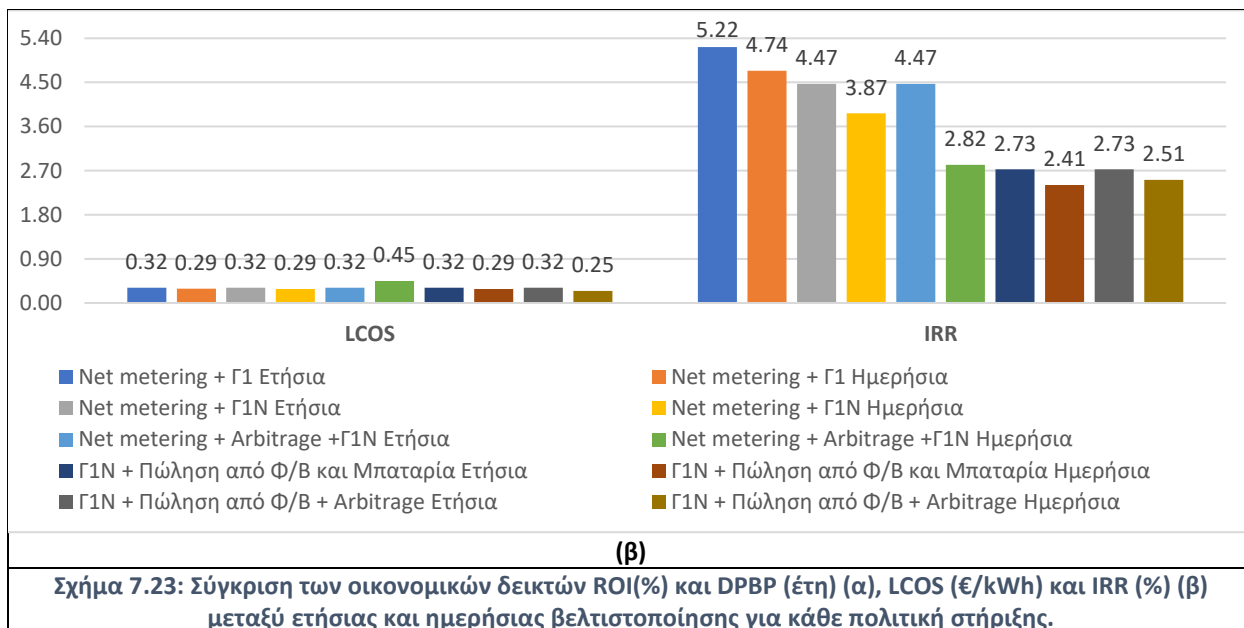
7.3.6 Συμπεράσματα ημερήσιας βελτιστοποίησης

Στην ενότητα αυτή ασχοληθήκαμε με τη σύγκριση των ιδανικών οικονομικών αποτελεσμάτων της ετήσιας βελτιστοποίησης και των πιο ρεαλιστικών αποτελεσμάτων της ημερήσιας βελτιστοποίησης. Παρατηρήσαμε πως σε όλες τις περιπτώσεις η ημερήσια βελτιστοποίηση παρουσιάζει χειρότερη NPV, όπως και ήταν αναμενόμενο.

Στο **Σχήμα 7.23** παρουσιάζεται η σύγκριση των υπόλοιπων οικονομικών δεικτών για τη διεξαγωγή ασφαλέστερων συμπερασμάτων. Στο **Σχήμα 7.23(α)** απεικονίζεται η Απόδοση της Επένδυσης (%) και η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (έτη), ενώ στο **Σχήμα 7.23(β)** το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (€/kWh) και ο Εσωτερικός Βαθμός της Επένδυσης (%). Τα συμπεράσματα που καταλήγουμε είναι τα εξής:

- Η Απόδοση της Επένδυσης της ετήσιας βελτιστοποίησης υπερσχύει έναντι της ημερήσιας από 5%-10%, για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό, μέχρι 200% για την αρχική πολιτική στήριξης και 280% για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage.
- Η Έντοκη Περίοδος της ετήσιας βελτιστοποίησης υπερσχύει έναντι της ημερήσιας από 3,57%, για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό, μέχρι 22,7% για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας αποτελεί το μόνο δείκτη που βελτιώνεται κατά την ημερήσια βελτιστοποίηση. Συγκεκριμένα υπερσχύει έναντι της αντίστοιχης τιμής της ετήσιας βελτιστοποίησης από 9,4% έως 21,9%. Εξάιρεση αποτελεί η πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage όπου υπερτερεί η ετήσια βελτιστοποίηση κατά 40,6%.
- Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της ετήσιας βελτιστοποίησης υπερσχύει έναντι της ημερήσιας από 8,1%-11,7%, για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό, μέχρι 36,9% για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage.





- Η βελτιστοποίηση του οφέλους σε ημερήσια βάση καταφέρνει να επιτύχει τη μεγιστοποίηση του οφέλους για κάθε ημέρα μεμονωμένα μέσω των συναλλαγών ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου. Αυτό όμως συνολικά αποδεικνύεται λιγότερο ωφέλιμο μιας και ο ενεργειακός συμψηφισμός δε διενεργείται σε ημερήσια βάση αλλά σε τετραμηνιαία. Αυτή είναι και η αιτία που επιτυγχάνει τόσο μειωμένο όφελος για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage. Επιχειρεί να μειώνει τον βραχυπρόθεσμο ενεργειακό συμψηφισμό εκτελώντας συναλλαγές ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου, οι οποίες τελικά αποδεικνύονται πολύ ασύμφορες.
- Καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι για τα δεδομένα οικιακά τιμολόγια που παρέχονται από τη ΔΕΗ (Γ1 και Γ1N), δεν μπορεί να προωθηθεί αποτελεσματικά η αγορά και εγκατάσταση ενός συστήματος αποθήκευσης. Ακόμα και για το πιο ευνοϊκό σενάριο (Net metering + Γ1), η επένδυση παρουσιάζει οριακό ενδιαφέρον με την παρούσα τιμολόγηση.

7.4 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας

Στην προηγούμενη ενότητα βρήκαμε ότι η παρούσα τιμολόγηση της ΔΕΗ αδυνατεί να υποστηρίξει μια επένδυση σε ένα σύστημα αποθήκευσης, ακόμα και όταν το κόστος του μειωθεί αρκετά. Για αυτό το λόγο στη συνέχεια πραγματοποιείται μια ανάλυση ευαισθησίας για την κάθε πολιτική στήριξης ως προς το κόστος προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας.

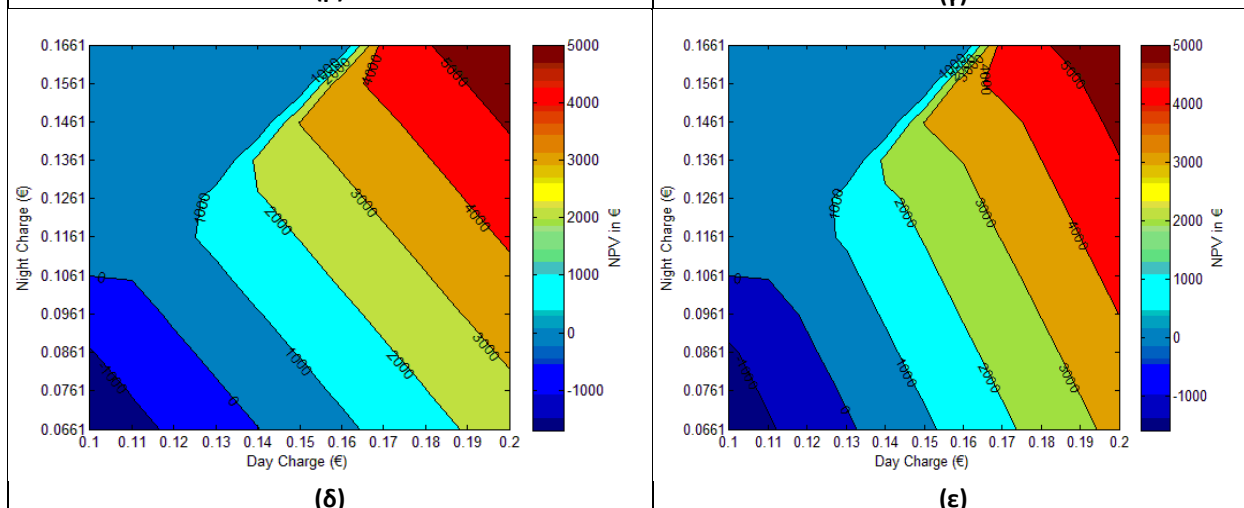
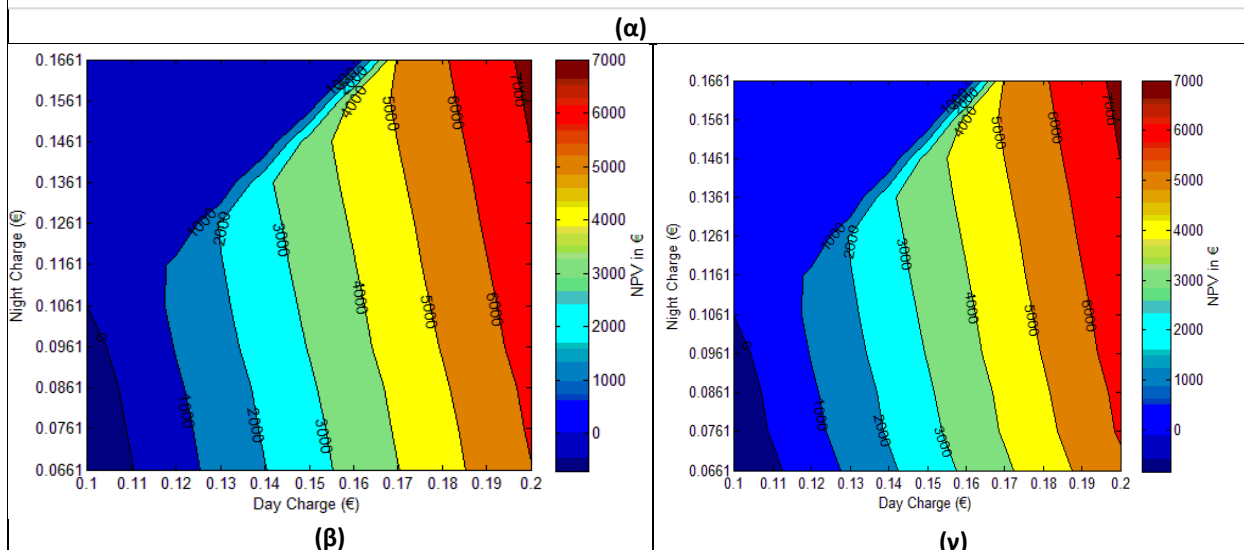
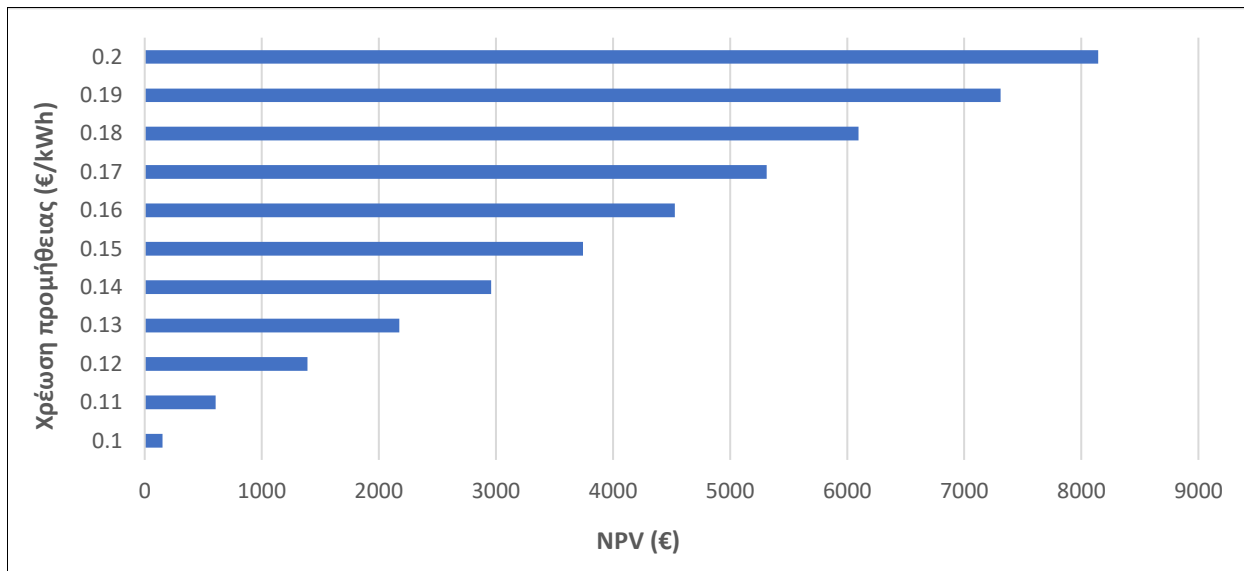
Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται τα μοντέλα ετήσιας βελτιστοποίησης που χρησιμοποιήθηκαν στην ενότητα 7.2 για το μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης. Τα μοντέλα αυτά τροποποιούνται ώστε να δέχονται ως είσοδο κάθε φορά τις εναλλακτικές τιμές προμήθειας. Η επαναληπτική διαδικασία πραγματοποιείται με τη βοήθεια του MATLAB. Όπως έχει προαναφερθεί το λογισμικό GAMS δεν προσφέρεται για επαναληπτικές διαδικασίες επειδή καθίσταται αρκετά δύσκολη η συλλογή και επεξεργασία των αποτελεσμάτων. Έτσι, σε κάθε επανάληψη η συνάρτηση που κατασκευάστηκε στο MATLAB προσφέρει στο μοντέλο τις κατάλληλες εισόδους και στη συνέχεια τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης επιστρέφονται σε αυτή για περαιτέρω επεξεργασία.

Κατά την ανάλυση ευαισθησίας του κόστους προμήθειας μεταβάλλεται τόσο η κανονική τιμή χρέωσης όσο και η μειωμένη τιμή. Η κανονική τιμή κυμαίνεται από 0,1 €/kWh, που είναι η πραγματική της τιμή, έως 0,2 €/kWh και οι ενδιάμεσες τιμές ορίζονται με βήμα 0,01 €/kWh. Αντίστοιχα, η μειωμένη τιμή κυμαίνεται από 0,0661 €/kWh, που είναι η πραγματική της τιμή, έως 0,1661 €/kWh και οι ενδιάμεσες τιμές ορίζονται με βήμα 0,01 €/kWh. Βέβαια τίθεται περιορισμός ώστε για κάθε σενάριο που εξετάζεται η κανονική τιμή να είναι πάντα μεγαλύτερη της μειωμένης. Για τους συνδυασμούς που δεν ικανοποιούσαν τον περιορισμό αυτό, ορίστηκε μηδενική τιμή για την NPV. Όσων αφορά τις πολιτικές στήριξης που περιλαμβάνουν την πώληση ενέργειας προς το δίκτυο, κάθε στιγμή ορίζεται ως τιμή πώλησης η μειωμένη τιμή επαυξημένη κατά 0,0039 €/kWh. Διατηρείται δηλαδή η ίδια διαφορά που εφαρμόστηκε και νωρίτερα μεταξύ αυτών των τιμών (0,0039 = 0,07 - 0,0661). Τέλος, σημειώνεται ότι οι ώρες κατά τις οποίες εφαρμόζεται η κάθε ζώνη (κανονική ή μειωμένη) παραμένουν αμετάβλητες συγκριτικά με αυτές που εφαρμόζονται στο τιμολόγιο Γ1N (ενότητα 2.1.2).

Στο **Σχήμα 7.24** παρουσιάζεται η NPV συναρτήσεως των διάφορων τιμών του κόστους προμήθειας για κάθε πολιτική στήριξης που είδαμε σε αυτό το κεφάλαιο. Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας τις τιμές προμήθειας το όφελος βελτιώνεται ραγδαία. Για την αρχική πολιτική στήριξης (Net Metering + Γ1), όταν η τιμή προμήθειας φτάνει τα 0,2 €/kWh, τότε η NPV ξεπερνά το 8000€ (**Σχήμα 7.24(α)**). Μια τόσο υψηλή τιμή προμήθειας, βέβαια, είναι απίθανη αλλά ήδη από τα 0,13 €/kWh η NPV ξεπερνάει τα 2000 €.

Για τις πολιτικές του Net metering με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (**Σχήμα 7.24(β)**) και Net Metering με τιμολόγιο διπλής χρέωσης και Arbitrage (**Σχήμα 7.24(γ)**), η βελτίωση του οφέλους εμφανίζεται λίγο πιο συγκεντρωμένη. Οι διαφορές των δύο αυτών πολιτικών στήριξης είναι ελάχιστες με την πρώτη να εμφανίζεται ελαφρώς πιο συμφέρουσα. Αυτό συμβαίνει επειδή στη δεύτερη πολιτική επιχειρείται η αγορά ενέργειας από το δίκτυο κατά τις ώρες μειωμένης τιμής και η τροφοδότησή της στο φορτίο αργότερα κατά τις ώρες κανονικής τιμής. Αυτό επιτυγχάνει μεγαλύτερη εξοικονόμηση αλλά επιφέρει και το κόστος της πρόωρης αντικατάστασης της μπαταρίας. Μια βελτιωμένη τιμή πώλησης, όμως, θα αποτελούσε το κίνητρο για την πώληση ενέργειας στο δίκτυο και πιθανώς να άλλαζε την κατάσταση.

Τέλος, για τις δύο τελευταίες πολιτικές (**Σχήμα 7.24(δ)** και **Σχήμα 7.24(ε)**) η απουσία του ενεργειακού συμψηφισμού επιτυγχάνει αρκετά μικρότερη βελτίωση του οφέλους καθώς αυξάνονται οι τιμές προμήθειας. Αυτό οφείλεται στην πολύ χαμηλή τιμή πώλησης που προσφέρεται. Αν και οι διαφορές τους δεν διακρίνονται εύκολα, παρατηρούμε ότι κατά την τελευταία στρατηγική (**Σχήμα 7.24(ε)**), το όφελος είναι μεγαλύτερο, ειδικά όταν η διαφορά των δύο τιμών προμήθειας μεγαλώνει. Αυτό οφείλεται στο ότι κατά τη στρατηγική αυτή υπάρχει η δυνατότητα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο στη μπαταρία. Παραπάνω είδαμε ότι ο ενεργειακός συμψηφισμός δεν ευνοεί τη λειτουργία αυτή. Αλλά τώρα ο ενεργειακός συμψηφισμός εκλείπει. Είναι φανερό ότι οι δύο τελευταίες στρατηγικές υστερούν κατά πολύ από τις προηγούμενες για όλους τους συνδυασμούς τιμών. Ισχύει και για αυτές τις πολιτικές στήριξης ότι μια βελτιωμένη τιμή πώλησης, θα αποτελούσε το κίνητρο για την πώληση ενέργειας στο δίκτυο και πιθανώς να άλλαζε την κατάσταση.



Σχήμα 7.24: NPV (€) συναρτήσει των διάφορων τιμών του κόστους προμήθειας για την πολιτική στήριξης Net metering + Γ1 (α), Net metering + Γ1N (β), Net metering + Arbitrage Γ1N (γ), Γ1N + Πώληση από Φ/Β και μπαταρία (δ) και Γ1N + Πώληση από Φ/Β + Arbitrage (ε).

7.5 Συμπεράσματα

Στο κεφάλαιο αυτό επιχειρήθηκε η βελτιστοποίηση του οικονομικού οφέλους ενός αυτοπαραγωγού με ετήσια κατανάλωση 5000 kWh και εγκατεστημένο Φ/Β σύστημα 3,17 kWp. Το σύστημα αυτό περιλαμβάνει επίσης σύστημα αποθήκευσης που αποτελείται από μια μπαταρία ονομαστικής χωρητικότητας 7,143 kWh και έναν αντιστροφέα ονομαστικής ικανότητας 2 kW. Σύμφωνα με τα δεδομένα αυτά, αναζητήθηκε η πολιτική στήριξης που θα μπορούσε να καταστήσει την επένδυση αυτή ελκυστική.

Οι πολιτικές στήριξης που εξετάστηκαν ήταν οι εξής πέντε:

- 1) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης.
- 2) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N).
- 3) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).
- 4) Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο είτε από το Φ/Β σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας.
- 5) Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) το οποίο επιτρέπει την πώληση της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο απευθείας από το Φ/Β σύστημα, καθώς και την αγορά και πώληση της ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).

Πραγματοποιήθηκε βελτιστοποίηση τόσο σε ετήσια βάση, για την εύρεση του ιδανικού αποτελέσματος, όσο και σε ημερήσια, για μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση. Όπως ήταν αναμενόμενο, τα αποτελέσματα της ετήσια βελτιστοποίησης ήταν καλύτερα. Στη συνέχεια παρατίθενται τα συμπεράσματα που προέκυψαν και από τις δύο βελτιστοποιήσεις:

- Η πολιτική στήριξης που επιτυγχάνει το βέλτιστο οικονομικό όφελος του αυτοπαραγωγού είναι ο ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης⁸⁵. Παρόλα αυτά, ακόμα και σε αυτή την περίπτωση η NPV της επένδυσης κυμαίνεται σε μηδενικό επίπεδο.
- Για να προωθηθεί η χρήση του συστήματος αποθήκευσης θα πρέπει να εφαρμοστεί μια διαφορετική τιμολόγηση από αυτή που προσφέρεται από τη ΔΕΗ. Έτσι, πραγματοποιήθηκε μια ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις τιμές προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας. Από την ανάλυση αυτή διαπιστώθηκε ότι η αύξηση των τιμών προμήθειας, ακόμα και όταν αυτή είναι μικρή, μπορεί να φέρει σημαντική βελτίωση. Η πολιτική στήριξης που εμφάνισε ξανά τη μεγαλύτερη NPV ήταν εκείνη του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης, όπου παρουσίασε ραγδαία βελτίωση κατά την αύξηση της τιμής προμήθειας.
- Η κατάσταση αυτή, βέβαια, θα μπορούσε να είναι τελείως διαφορετική αν για τις πολιτικές στήριξης που έχουν τη δυνατότητα να εκτελούν συναλλαγές μεταξύ μπαταρίας και δικτύου, προσφερόντουσαν πιο ευνοϊκές τιμές. Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε ως τιμή πώλησης τα 0,07 €/kWh και κατά την ανάλυση ευαισθησίας η τιμή αυτή αυξανόταν πολύ συγκρατημένα για να διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα. Η απόφαση αυτή πηγάζει από το ότι η ενθάρρυνση της πώλησης ενέργειας στο δίκτυο από τη μπαταρία είναι κάτι που δεν έχει εφαρμοστεί σε ευρεία

⁸⁵ Όσων αφορά την παρούσα τιμολόγηση που επιβλήθηκε.

κλίμακα και δε μπορεί να συμβεί χωρίς τον κατάλληλο σχεδιασμό. Ένας κατάλληλος σχεδιασμός θα συμβάλλει στην αποφυγή μαζικής πώλησης ενέργειας στο δίκτυο και την εμφάνιση υπερτάσεων. Συνεπώς, θα μπορούσε να έχει εφαρμοστεί μεγαλύτερη τιμή πώλησης αλλά κάτι τέτοιο θα οδηγούσε σε μια μονόπλευρη προσέγγιση ενός τέτοιου προγράμματος στήριξης.

- Εξετάζοντας τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τις βελτιστοποιήσεις, θα περίμενε κανείς ότι οι πολιτικές στήριξης που επιτρέπουν την αγορά ενέργειας από το δίκτυο θα ευνοηθούν από τις αυξημένες τιμές προμήθειας που εξετάστηκαν. Αυτό όμως, δε συνέβη γιατί λόγω του ωραρίου των ζωνών κανονικής και μειωμένης τιμής, η στρατηγική αυτή χρησιμοποιείται μόνο κατά τις ημέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια, των οποίων το πλήθος δεν είναι μεγάλο. Για τις ημέρες με υψηλό ηλιακό δυναμικό, η μπαταρία γεμίζει πλήρως και μπορεί να καλύψει το φορτίο μέχρι και τις βραδινές ώρες όπου και ξεκινάει το ωράριο μειωμένης τιμής. Τότε η αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας για μετέπειτα αξιοποίηση στο φορτίο είναι άσκοπη καθώς όταν ξεκινήσει πάλι το ωραίο κανονικής τιμής, το Φ/Β σύστημα έχει ήδη αρχίσει να παράγει και να καλύπτει το φορτίο. Έτσι, η μπαταρίας αδυνατεί να αξιοποιήσει περαιτέρω αυτή τη δυνατότητα.
- Ένας ακόμη παράγοντας που δεν επιτρέπει την περαιτέρω αξιοποίηση της αγοράς ενέργειας από το δίκτυο προς τη μπαταρία, είναι και το μέγεθος της μπαταρίας. Η βέλτιστη διαστασιολόγηση της παρούσας εργασίας βασίζεται στην πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού όπου υποδεικνύει ότι η ετήσια Φ/Β παραγωγή πρέπει ιδανικά να ισούται με την ετήσια ζήτηση του φορτίου. Συνεπώς, για τις στρατηγικές οι οποίες ξεφεύγουν από τη λογική αυτή, ίσως αποφέρει μεγαλύτερο όφελος μια μπαταρία μεγαλύτερης χωρητικότητας. Αυτό θα μπορούσε να αποτελέσει έναυσμα για μια νέα μελέτη.

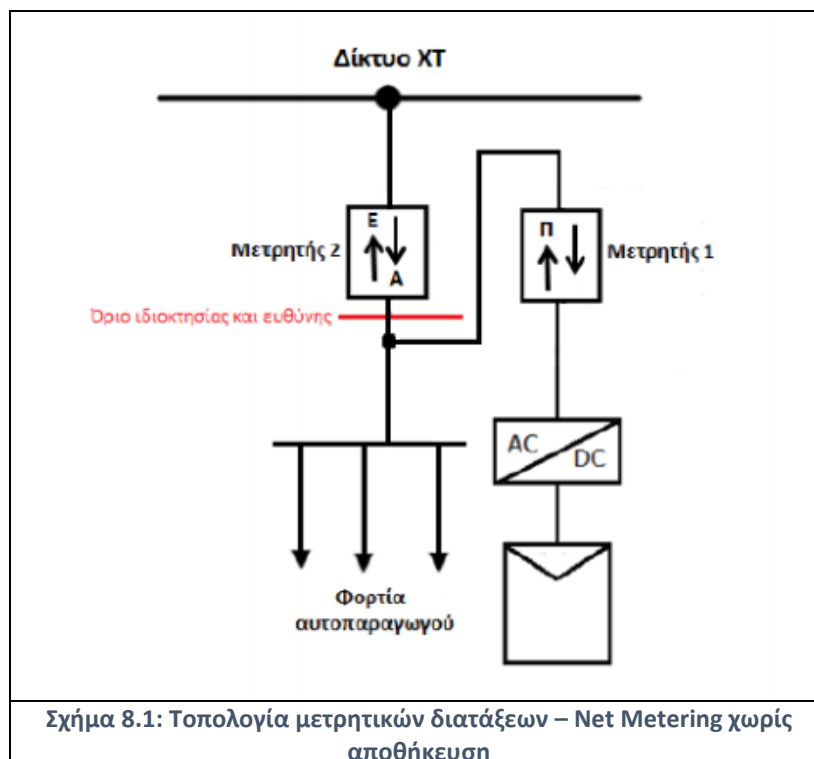
Κεφάλαιο 8 - Τοπολογίες μετρητικών διατάξεων του συστήματος

Μελετήσαμε την εφαρμογή του οικιακού Φ/Β συστήματος με αποθήκευση υπό διάφορες πολιτικές στήριξης, όμως υπάρχει ένας τεχνικός παράγοντας που χρήζει περαιτέρω εξέτασης για την άρτια λειτουργία του κάθε προγράμματος. Πρόκειται για την τοπολογία των μετρητικών διατάξεων του συστήματος όπου θα πρέπει να επιλεγεί έτσι ώστε να μπορούν να υπολογιστούν οι απαραίτητες ροές ισχύος σε κάθε περίπτωση ανάλογα με την πολιτική που εφαρμόζεται.

Οι λόγοι για τους οποίους κρίνεται επιτακτική η ανάγκη του καθορισμού της τοπολογίας των μετρητικών διατάξεων είναι οι εξής:

- Για τον υπολογισμό των χρεώσεων που αντιστοιχούν σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό του αυτοπαραγωγού, είναι απαραίτητη η μέτρηση της απορροφώμενης και της καταναλισκόμενης ενέργειας του συστήματος. Σημειώνεται ότι η διαδικασία αυτή πρέπει να πραγματοποιείται με τους λιγότερους δυνατούς μετρητές τόσο για την ελαχιστοποίηση των δαπανών, όσο και για την επίτευξη της ελάχιστης πολυπλοκότητας.
- Είναι απαραίτητος ο καθορισμός του ορίου ιδιοκτησίας και ευθύνης που αντιστοιχεί στον αυτοπαραγωγό αλλά και στο διαχειριστή του δικτύου. Με αυτόν τον τρόπο καθίσταται γνωστό και στις δύο πλευρές ποιοι μετρητές αποτελούν δική τους ευθύνη και δαπάνη.

Η τοπολογία των μετρητικών διατάξεων που εφαρμόζεται στην Ελλάδα για ένα σύστημα οικιακού Φ/Β συστήματος χωρίς σύστημα αποθήκευσης, υπό την πολιτική του Ενεργειακού Συμψηφισμού, όπως αυτή παρουσιάστηκε στην ενότητα 2.2, φαίνεται στο **Σχήμα 8.1**. Υπενθυμίζεται ότι ο Μετρητής 2 εγκαθίσταται από το Δίκτυο και ανήκει στα πάγια του. Αντίθετα, ο Μετρητής 1 εγκαθίσταται από τον αυτοπαραγωγό, ο οποίος και τον προμηθεύεται με δαπάνες του και αποτελεί δικό του πάγιο.



Η απορροφώμενη ενέργεια είναι απαραίτητη για τον υπολογισμό των ρυθμιζόμενων χρεώσεων που αντιστοιχούν στον αυτοπαραγωγό. Οι μετρήσεις της παραγόμενης και της εγχεόμενης απαιτούνται για τον υπολογισμό της καταναλισκόμενης ενέργειας όπως φαίνεται από την (8.1). Υπενθυμίζεται ότι οι χρεώσεις ΥΚΩ είναι εκείνες που υπολογίζονται επί της καταναλισκόμενης ενέργειας.

$$K = A + \Pi - E \quad (8.1)$$

Όπου, K = Η καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh).

Π = Η παραγόμενη ενέργεια από το Φ/Β σύστημα (kWh).

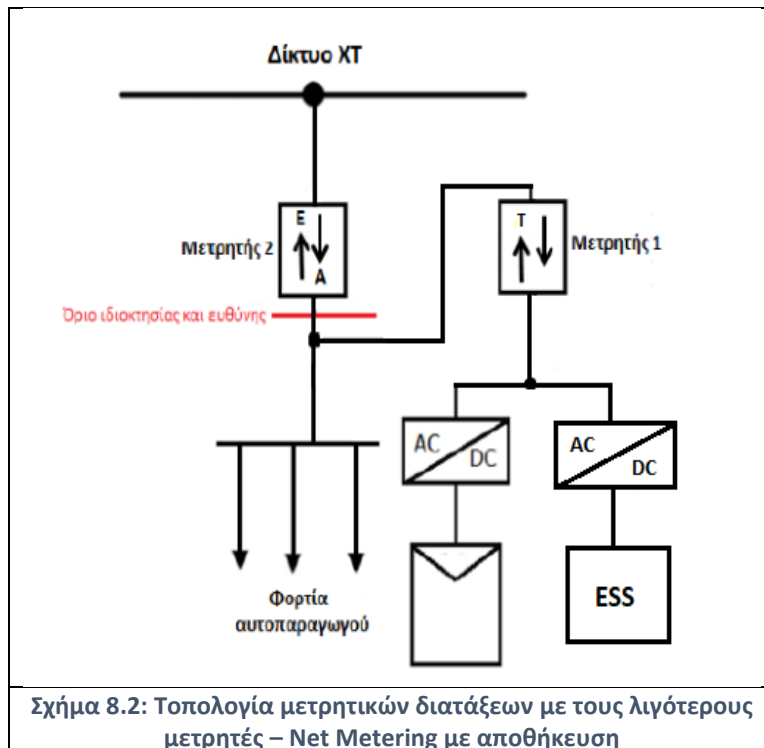
A = Η απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο (kWh).

E = Η εγχεόμενη ενέργεια προς το δίκτυο (kWh).

Στη συνέχεια ακολουθούν προτάσεις για τις τοπολογίες των μετρητικών διατάξεων ενός συστήματος Φ/Β – μπαταρίας για κάθε πολιτικής στήριξης.

8.1 Ενεργειακός συμψηφισμός με σύστημα αποθήκευσης

Η προσθήκη του συστήματος αποθήκευσης δεν αλλάζει την κατάσταση όσον αφορά την τοπολογία των μετρητικών διατάξεων του συστήματος. Δύο μετρητές είναι αρκετοί και πάλι για τον υπολογισμό των απαραίτητων ροών ισχύος. Η διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι ο Μετρητής 1 υπολογίζει την ενέργεια που τροφοδοτείται στο φορτίο όχι μόνο από το Φ/Β σύστημα, αλλά και από τη μπαταρία. Τα όρια ιδιοκτησίας παραμένουν τα ίδια, οπότε ο Μετρητής 1 αποτελεί ευθύνη του αυτοπαραγωγού, ενώ ο Μετρητής 2 του διαχειριστή του δικτύου. Στο **Σχήμα 8.2** παρουσιάζεται, λοιπόν, η τοπολογία με τους λιγότερους δυνατούς μετρητές.



Όπου, $T = H$ τροφοδοτούμενη ενέργεια από το σύστημα Φ/Β - μπαταρία (kWh).

$A = H$ απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο (kWh).

$E = H$ εγχεόμενη ενέργεια προς το δίκτυο (kWh).

Η καταναλισκόμενη ενέργεια στην περίπτωση αυτή υπολογίζεται μέσω της (8.2).

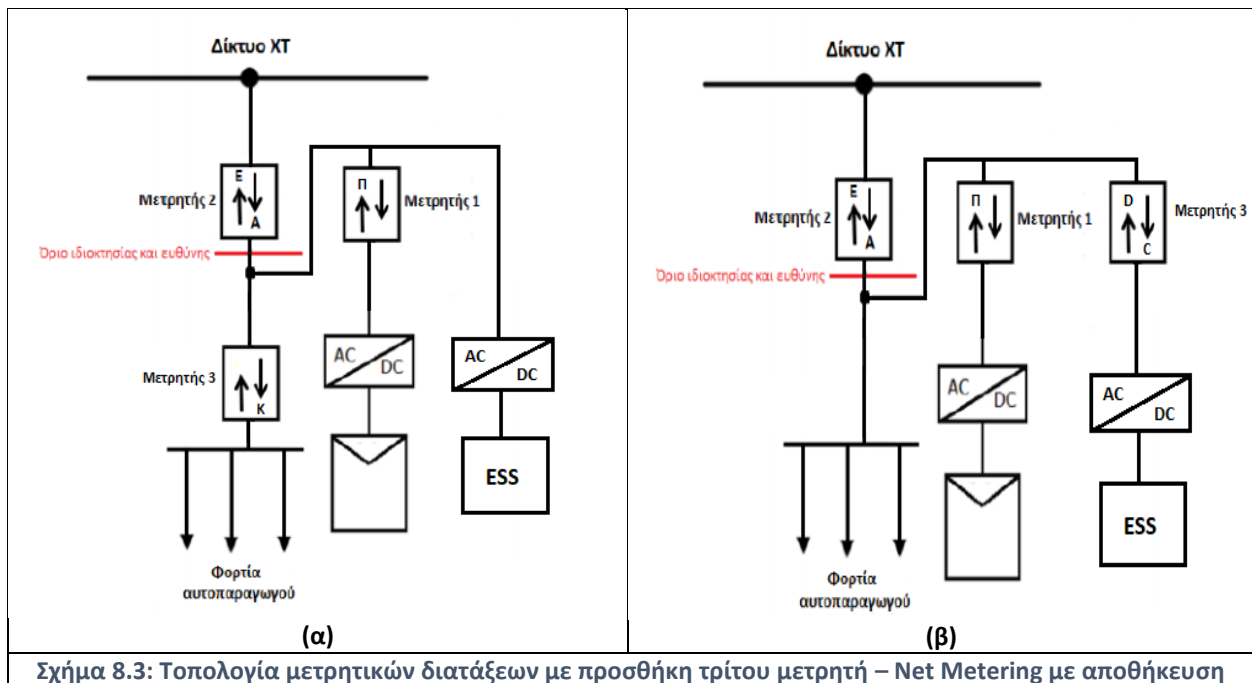
$$K = A + T - E \quad (8.2)$$

Σημειώνεται ότι σε αυτή την περίπτωση δε γνωρίζουμε κάθε στιγμή την παραγόμενη ενέργεια από το Φ/Β σύστημα, καθώς μέρος αυτής πιθανόν να αποθηκεύεται απευθείας στη μπαταρία. Παρόλα αυτά, υπολογίζονται όλες οι απαραίτητες ροές για τον υπολογισμό των χρεώσεων που αντιστοιχούν στον αυτοπαραγωγό και έτσι η τοπολογία αυτή κρίνεται ως η πιο κατάλληλη και συμφέρουσα.

Μη ρεαλιστική τοπολογία μετρητικών διατάξεων

Στην περίπτωση όπου κρίνεται απαραίτητο ο διαχειριστής του δικτύου να γνωρίζει την ακριβή Φ/Β παραγωγή του αυτοπαραγωγού, τότε απαιτείται η εγκατάσταση και τρίτου μετρητή. Ο μετρητής αυτός είναι διπλής κατεύθυνσης και υπόκειται εντός του όριο ιδιοκτησίας και ευθύνης του αυτοπαραγωγού και άρα η δαπάνη αυτή επιβαρύνει μόνο αυτόν.

Υπάρχουν δύο εναλλακτικές τοπολογίες για αυτήν την περίπτωση. Στο **Σχήμα 8.3(α)** τοποθετείται ένας μετρητής διπλής κατεύθυνσης στην πλευρά της κατανάλωσης έτσι ώστε να υπολογίζεται επακριβώς η καταναλισκόμενη ενέργεια. Με αυτόν τον τρόπο ο Μετρητής 1 μπορεί να τοποθετηθεί αποκλειστικά στην πλευρά του Φ/Β συστήματος και να μετράει κάθε στιγμή την παραγόμενη ενέργεια.



Η άλλη εναλλακτική τοπολογία φαίνεται στο **Σχήμα 8.3(β)** όπου τοποθετείται ένας τρίτος μετρητής διπλής κατεύθυνσης στην πλευρά της μπαταρίας και έτσι ο Μετρητής 1 μετακινείται στην πλευρά του Φ/Β συστήματος. Σε αυτή την περίπτωση η καταναλισκόμενη ενέργεια υπολογίζεται από την (8.3).

$$K = A + \Pi + D - C - E \quad (8.3)$$

Όπου, A = Η απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο (kWh).

Π = Η παραγόμενη ενέργεια από το Φ/Β σύστημα (kWh).

D = Η ενέργεια εκφόρτισης της μπαταρίας (kWh).

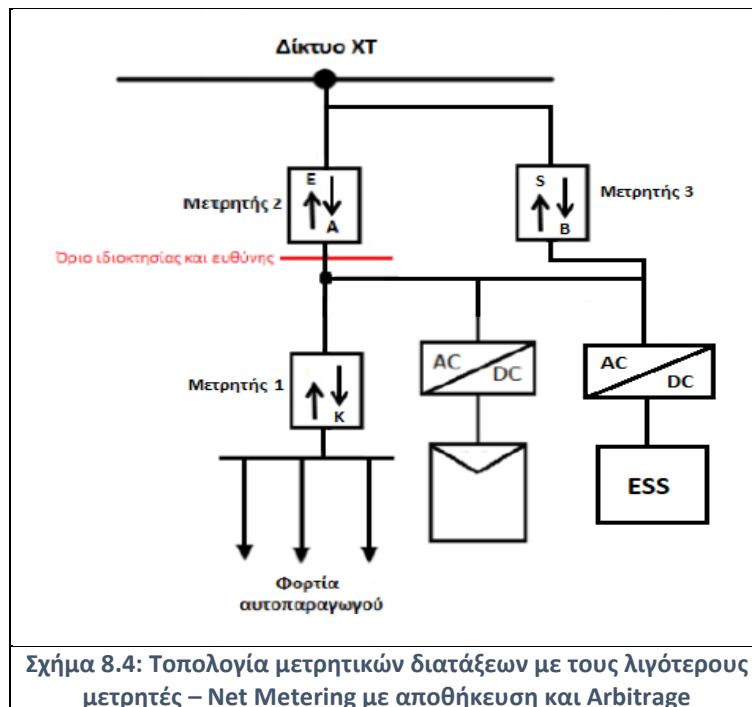
C = Η ενέργεια φόρτισης της μπαταρίας (kWh).

E = Η εγχεόμενη ενέργεια προς το δίκτυο (kWh).

Η τοπολογία αυτή δίνει τη δυνατότητα καταμέτρησης και των ροών ισχύος φόρτισης-αποφόρτισης της μπαταρίας αλλά προσφέρει ακόμα μεγαλύτερη πολυπλοκότητα. Έτσι, οι παραπάνω τοπολογίες δεν αποτελούν ρεαλιστικά σενάρια.

8.2 Ενεργειακός συμψηφισμός με αποθήκευση και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)

Η προσθήκη της δυνατότητας αγοράς και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας κάνει την τοπολογία των μετρητικών διατάξεων πιο σύνθετη. Αυτό συμβαίνει γιατί σε αυτή την περίπτωση είναι απαραίτητη η μέτρηση τόσο της ενέργειας που πωλείται προς το δίκτυο, όσο και εκείνης που αγοράζεται από αυτό. Επίσης, ένας ακόμα λόγος που προσθέτει πολυπλοκότητα είναι ότι οι απώλειες που υφίστανται κατά την αποθήκευση της αγορασθείσας ενέργειας από το δίκτυο λαμβάνονται υπόψιν στον υπολογισμό των χρεώσεων ΥΚΩ, αφού αντιστοιχούν σε μια εικονική κατανάλωση.



Σχήμα 8.4: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με τους λιγότερους μετρητές – Net Metering με αποθήκευση και Arbitrage

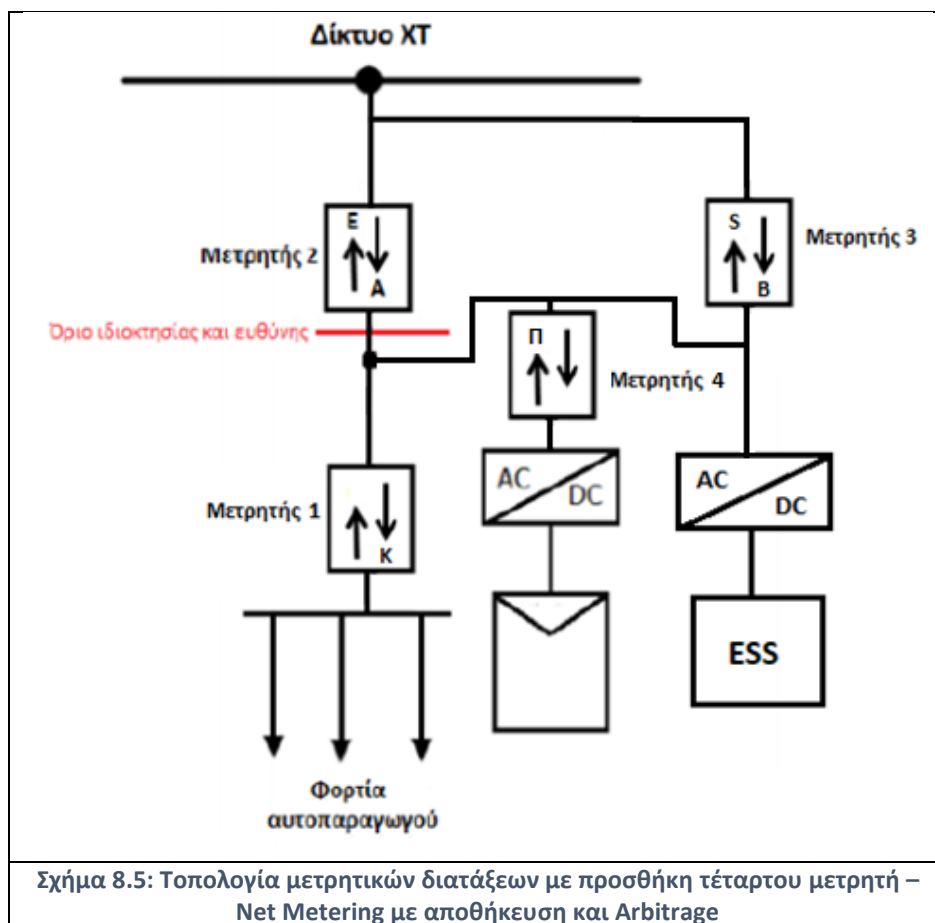
Στο Σχήμα 8.4 φαίνεται η τοπολογία με τους λιγότερους δυνατούς μετρητές. Ο Μετρητής 1 μετακινείται στην πλευρά του φορτίου για να υπολογίζει κάθε στιγμή την καταναλισκόμενη ενέργεια. Ο τρίτος

μετρητής είναι διπλής κατεύθυνσης και τοποθετείται μεταξύ της μπαταρίας και του δικτύου για να μπορεί να καταγράφει τόσο την ενέργεια που αγοράζει ο αυτοπαραγωγός, όσο και εκείνη που πουλάει στο δίκτυο. Το 10% της αγορασθείσας ενέργειας χάνεται λόγω απωλειών και συνεπώς καταλογίζεται σαν καταναλισκόμενη ενέργεια και συνυπολογίζεται στις χρεώσεις ΥΚΩ. Ο τρίτος μετρητής είναι πιθανό να αποτελεί ευθύνη είτε του διαχειριστή του δικτύου είτε του αυτοπαραγωγού. Η παρούσα μελέτη προτείνει να βρίσκεται υπό τα όρια ευθύνης του διαχειριστή του δικτύου.

Μη ρεαλιστική τοπολογία μετρητικών διατάξεων

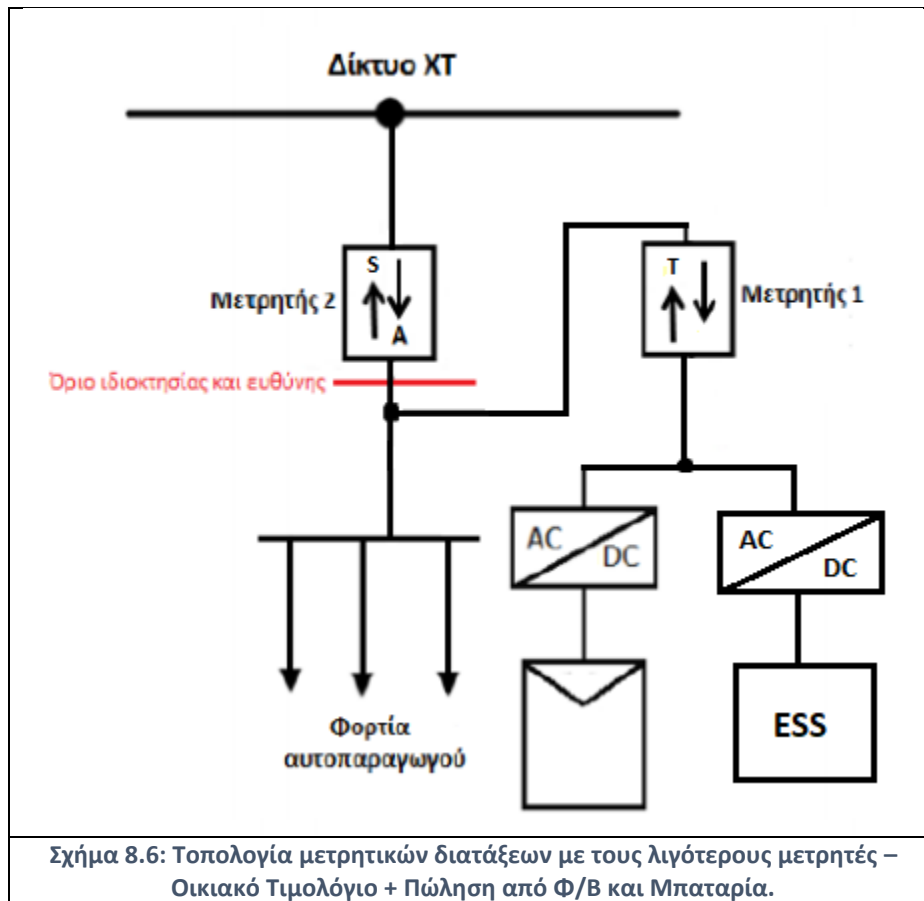
Στην περίπτωση όπου κρίνεται απαραίτητο ο διαχειριστής του δικτύου να γνωρίζει την ακριβή Φ/Β παραγωγή του αυτοπαραγωγού, τότε απαιτείται η εγκατάσταση και τέταρτου μετρητή. Ο μετρητής αυτός είναι διπλής κατεύθυνσης και υπόκειται εντός του όριο ιδιοκτησίας και ευθύνης του αυτοπαραγωγού και άρα η δαπάνη αυτή επιβαρύνει μόνο αυτόν.

Στο **Σχήμα 8.5** φαίνεται η συγκεκριμένη τοπολογία των μετρητικών διατάξεων όπου έχει προστεθεί ένας τέταρτος μετρητής στην πλευρά του Φ/Β συστήματος και μετράει κάθε στιγμή την παραγόμενη ενέργεια. Η πολυπλοκότητα που προσφέρει ο τέταρτος μετρητής κάνει το σενάριο αυτό μη ρεαλιστικό μιας και οι χρεώσεις του τιμολογίου μπορούν να υπολογιστούν και χωρίς την ακριβή γνώση της παραγόμενης ενέργειας.



8.3 Οικιακό τιμολόγιο με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο είτε από το ΦΒ σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας

Το σενάριο αυτό δεν περιλαμβάνει πια ενεργειακό συμφηφισμό και έτσι η τοπολογία των μετρητικών διατάξεων απλοποιείται σε σύγκριση με την προηγούμενη περίπτωση. Όπως βλέπουμε στο **Σχήμα 8.6**, για τον υπολογισμό των χρεώσεων του τιμολογίου αυτού απαιτούνται δύο μετρητές διπλής κατεύθυνσης. Η τοπολογία αυτή είναι ίδια με εκείνη του ενεργειακού συμφηφισμού με σύστημα αποθήκευσης (ενότητα 8.1), μόνο που τώρα ο Μετρητής 2 καταμετρά την ενέργεια προς πώληση στο δίκτυο. Η ενέργεια αυτή μπορεί να προέρχεται είτε από το Φ/Β σύστημα, είτε από την μπαταρία.



Σχήμα 8.6: Τοπολογία μετρητικών διατάξεων με τους λιγότερους μετρητές – Οικιακό Τιμολόγιο + Πώληση από Φ/Β και Μπαταρία.

Ισχύει επίσης και εδώ ότι ο Μετρητής 1 αποτελεί ευθύνη του αυτοπαραγωγού ενώ ο Μετρητής 2 του διαχειριστή του δικτύου. Σημειώνεται ότι σε αυτή την περίπτωση ο αυτοπαραγωγός χρεώνεται για το σύνολο της απορροφηθείσας ενέργειας, αφού δεν εκτελείται πια ενεργειακός συμφηφισμός. Η καταναλισκόμενη ενέργεια υπολογίζεται από την (8.4).

$$K = A + T - S \quad (8.4)$$

Όπου, $K = H$ καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh).

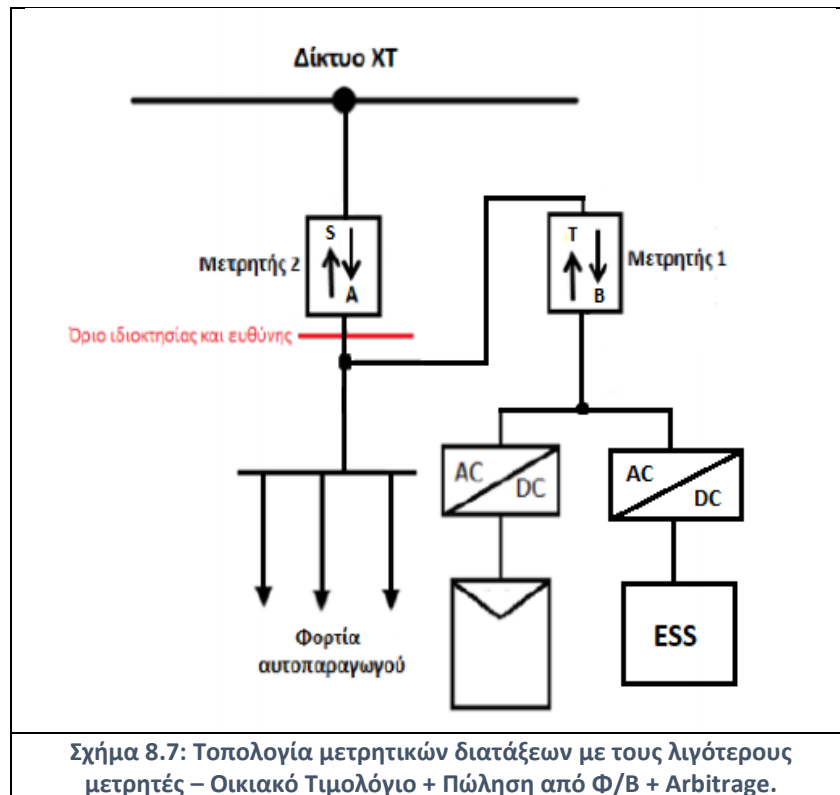
$A = H$ απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο (kWh).

$T = H$ τροφοδοτούμενη ενέργεια από το σύστημα Φ/Β - μπαταρία (kWh).

$S = H$ ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα και τη μπαταρία (kWh).

8.4 Οικιακό τιμολόγιο με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο από το ΦΒ σύστημα απευθείας και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage)

Η τοπολογία των μετρητικών διατάξεων για αυτό το σενάριο δε διαφέρει από το προηγούμενο, καθώς προστίθεται μόνο η δυνατότητα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο μέσω της μπαταρίας. Όπως βλέπουμε στο **Σχήμα 8.7**, χρησιμοποιούνται ακριβώς οι ίδιοι μετρητές μόνο που τώρα ο Μετρητής 1 καταμετρά την ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο. Σημειώνεται ότι το 10% της αγορασθείσας ενέργειας χάνεται λόγω απωλειών και συνεπώς καταλογίζεται σαν καταναλισκόμενη ενέργεια και συνυπολογίζεται στις χρεώσεις ΥΚΩ.



Ισχύει επίσης και εδώ ότι ο Μετρητής 1 αποτελεί ευθύνη του αυτοπαραγωγού ενώ ο Μετρητής 2 του διαχειριστή του δικτύου. Η καταναλισκόμενη ενέργεια υπολογίζεται από την (8.5).

$$K = A + T - S - B \quad (8.5)$$

Όπου, $K = H$ καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh).

$A = H$ απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο (kWh).

$T = H$ τροφοδοτούμενη ενέργεια από το σύστημα Φ/Β - μπαταρία (kWh).

$S = H$ ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο από το Φ/Β σύστημα και τη μπαταρία (kWh).

$B = H$ ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο μέσω της μπαταρίας (kWh).

8.5 Συμπεράσματα

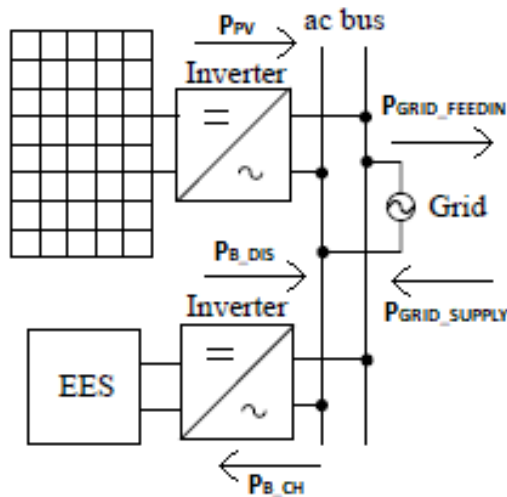
Παρατηρούμε ότι η τοπολογία των μετρητικών διατάξεων απαιτεί την ύπαρξη τρίτου μετρητή μόνο στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού σε συνδυασμό με arbitrage. Στις υπόλοιπες περιπτώσεις δύο μετρητές είναι αρκετοί για την καταμέτρηση όλων των απαιτούμενων μεγεθών. Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι οι τοπολογίες αυτές αποτελούν απλά προτάσεις για μια ενδεχόμενη εφαρμογή των συγκεκριμένων πολιτικών στήριξης του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας. Συνεπώς, η ακριβής τοπολογία των μετρητικών διατάξεων θα οριστεί από τους αρμόδιους φορείς εφόσον εφαρμοστεί κάποιο από τα παραπάνω σενάρια.

Συμπεράσματα

Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε ένα σύστημα Φ/Β- μπαταρίας για έναν οικιακό καταναλωτή χαμηλής τάσης μέσω ενός μοντέλου προσομοίωσης που κατασκευάστηκε στο λογισμικό βελτιστοποίησης GAMS. Το μοντέλο αυτό είχε ως είσοδο πραγματικές χρονοσειρές Φ/Β παραγωγής και οικιακού φορτίου που αφορούν μετρήσεις δεκαπενταλέπτου. Υιοθετώντας ρεαλιστικές συνθήκες λειτουργίας και αξιοποιώντας οικονομικούς και τεχνικούς δείκτες, ερευνήθηκαν τα εξής ζητήματα:

- 1) Η εύρεση της βέλτιστης διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης όσον αφορά την ονομαστική ισχύ του αντιστροφέα του συστήματος αποθήκευσης και την ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.
- 2) Ο προσδιορισμός της βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας που επιτυγχάνει τη μέγιστη εξοικονόμηση ενέργειας.
- 3) Η εξέταση εναλλακτικών πολιτικών στήριξης του μοντέλου Φ/Β – μπαταρίας και η σύγκρισή τους με στόχο την εύρεση της πολιτικής στήριξης που μεγιστοποιεί το οικονομικό όφελος του οικιακού αυτοπαραγωγού.
- 4) Ο προσδιορισμός των εναλλακτικών τοπολογιών των μετρητικών διατάξεων για την κάθε πολιτική στήριξη με στόχο τον καθορισμό του ορίου ιδιοκτησίας και ευθύνης που αντιστοιχεί στον αυτοπαραγωγό και στο διαχειριστή του δικτύου.

Η διασύνδεση του Φ/Β συστήματος και της μπαταρίας πραγματοποιείται στον ac ζυγό, όπως απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα. Η αρχιτεκτονική αυτή κάνει τα δύο συστήματα εντελώς ανεξάρτητα και προτιμήθηκε γιατί επιτρέπει την καλύτερη σχεδίαση και διαστασιολόγηση του συστήματος.



Τα συμπεράσματα της εργασίας αυτής ομαδοποιήθηκαν και παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στη συνέχεια.

Βέλτιστη διαστασιολόγηση του Συστήματος Αποθήκευσης

Το σύστημα που μελετήθηκε αφορά έναν οικιακό αυτοπαραγωγό με ετήσια κατανάλωση 5000 kWh και Φ/Β παραγωγή 1 MWh/MWh φορτίου (3,17 kWp). Χρησιμοποιώντας το μοντέλο προσομοίωσης πραγματοποιήθηκε βελτιστοποίηση με αντικειμενική συνάρτηση την Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης και καταλήξαμε στα ακόλουθα αποτελέσματα:

- Η βέλτιστη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα αντιστοιχεί σε 2 kW. Αρχικά η βελτιστοποίηση έκανε υπερδιαστασιολόγηση του αντιστροφέα (6,6 kW) εξαιτίας ενός μικρού ποσοστού ροών ισχύος που διέρχονταν από αυτόν και είχαν μεγάλη τιμή ισχύος. Όμως, μέσα από μια παραμετρική ανάλυση, στη συνέχεια, βρέθηκε ότι η μείωση της χωρητικότητας αντιστροφέα στα 2 kW, αφήνει πρακτικά αμετάβλητους τους δείκτες SCR και SSR, ενώ παράλληλα μειώνει αρκετά το κόστος του αντιστροφέα.
- Χρήσιμη χωρητικότητα μπαταρίας ίση με 1 kWh/MWh φορτίου που για την παρούσα εργασία αντιστοιχεί περίπου σε 7,14 kWh. Αν και η βελτιστοποίηση απέρριψε την ένταξη του συστήματος αποθήκευσης λόγω του μεγάλου κόστους του, μια ανάλυση ευαισθησίας ως προς τη χωρητικότητα της μπαταρίας μας υπέδειξε ότι το βέλτιστο μέγεθος της χρήσιμης χωρητικότητας της μπαταρίας ανεξαρτήτως κόστους είναι 1 kWh/MWh φορτίου. Σημειώνεται ότι αυτό αφορά την περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού όπου αποτελεί και το βασικό σενάριο που εξετάζεται.

Η διαστασιολόγηση αυτή επιτυγχάνει το ελάχιστο Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας και ταυτόχρονα μεγάλη αυτονομία του συστήματος, διατηρώντας ένα μέσο κόστος συγκριτικά με τις υπόλοιπες εκδοχές. Το σύστημα επιτυγχάνει σχεδόν διπλάσια αυτονομία συγκριτικά με την περίπτωση που έχουμε στην κατοχή μας μόνο το Φ/Β σύστημα, αφού πετυχαίνουμε μια αύξηση για το SSR κατά περίπου 81%, ενώ για το SCR κατά 100%.

Παρόλα αυτά, το κόστος του συστήματος αποθήκευσης είναι πολύ υψηλό ακόμα, για να μπορέσει κανείς να κάνει μια επικερδή επένδυση σε αυτό. Οι δείκτες NPV και ROI μας δείχνουν ότι η επένδυση στο σύστημα αυτό ξεκινάει να έχει ενδιαφέρον τη στιγμή που το κόστος της μπαταρίας ιόντων λιθίου μειωθεί σε λιγότερο από 175 €/kWh, όπου συναντάμε για πρώτη φορά θετικές τιμές τους. Φυσικά, το αποτέλεσμα αυτό βελτιώνεται κατά πολύ εφόσον το έργο επιδοτηθεί. Στην περίπτωση αυτή, μπορεί να αποδειχθεί επικερδής η επένδυση και για μικρότερη μείωση του κόστους της μπαταρίας.

Βέλτιστη στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας

Κατά την αναζήτηση της βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της μπαταρίας χρησιμοποιήθηκε ως αντικειμενική συνάρτηση η μεγιστοποίηση του Βαθμού Αυτονομίας (SSR), έτσι ώστε ο χρήστης να επιτυγχάνει τη μέγιστη αυτονομία και εξοικονόμηση ενέργειας. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα της στρατηγικής αυτής με την απλή στρατηγική διαχείρισης της μπαταρίας, καταλήξαμε στα εξής συμπεράσματα:

- Αν και οι δύο στρατηγικές διαχείρισης της μπαταρίας (βέλτιστη και απλή) επιτυγχάνουν τους ίδιους ακριβώς βαθμούς αυτονομίας (56%) και ιδιοκατανάλωσης (62%), πραγματοποιούν μια διαφορετική τακτική στη φόρτιση και στην εκφόρτιση της μπαταρίας.
- Η βέλτιστη στρατηγική επιτυγχάνει καλύτερη διαχείριση της μπαταρίας όσον αφορά τις επιπτώσεις που έχει αυτή στη γήρανσή της. Το μοντέλο βελτιστοποίησης, έχοντας στη διάθεση του τις μετρήσεις του φορτίου και της παραγωγής της επόμενης ημέρας, γνωρίζει ακριβώς την

ποσότητα της περίσσειας Φ/Β παραγωγής που θα προκύψει. Έτσι, η μπαταρία εκφορτίζεται ακριβώς τόσο σε μία ημέρα, όσο είναι η περίσσεια παραγωγή της επόμενης. Με αυτόν τον τρόπο η μπαταρία δεν αδειάζει ποτέ περισσότερο από όσο ακριβώς χρειάζεται και επιτυγχάνεται ένα χαμηλότερο βάθος εκφόρτισης (DOD), κάτι που επιβραδύνει τη διαδικασία γήρανσης της μπαταρίας. Τονίζεται ότι κάτι τέτοιο είναι πολύ δύσκολο να εφαρμοστεί με απόλυτη επιτυχία στην πραγματικότητα, αφού είναι αδύνατη μια τόσο ακριβής πρόβλεψη.

- Σε μια πραγματική εφαρμογή η βελτίωση αυτή δεν μπορεί να είναι η ίδια, αλλά μπορούμε να προσεγγίσουμε το αποτέλεσμα αυτό χωρίς να αυξήσουμε πολύ την πολυπλοκότητα. Η ιδέα είναι ότι μπορεί να εφαρμοστεί με μικρότερη ακρίβεια, χρησιμοποιώντας μια απλή πρόβλεψη φορτίου και Φ/Β παραγωγής της επόμενης ημέρας. Έτσι, λαμβάνοντας υπόψιν και ένα ποσοστό σφάλματος της τάξεως του 15-20%, η μπαταρία θα εκφορτίζεται περισσότερο από όσο προκύπτει από την πρόβλεψη κι με αυτόν τον τρόπο θα αποφεύγεται το ρίσκο της μη αξιοποίησης της μέγιστης δυνατής περίσσειας Φ/Β παραγωγής από τη μπαταρία.
- Η βέλτιστη στρατηγική ξεκινάει τη φόρτιση της μπαταρίας σε μεταγενέστερο χρόνο από την απλή διαχείριση, εφόσον φυσικά η περίσσεια Φ/Β παραγωγή είναι περισσότερη από 4,5 kWh (που αντιστοιχεί στην ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για την πλήρη φόρτιση της μπαταρίας). Γνωρίζοντας από πριν το μέγεθος της περίσσειας Φ/Β παραγωγής, η βέλτιστη διαχείριση επιλέγει να κάνει έγχυση στο δίκτυο τις πρώτες ώρες της παραγωγής και ξεκινάει να φορτίζει τη μπαταρία όταν βλέπει ότι η εναπομένουσα περίσσεια παραγωγή αρκεί για να τη γεμίσει πλήρως. Για την ακρίβεια γεμίζει πλήρως μια στιγμή πριν αρχίσει να αποφορτίζεται (δηλαδή ακριβώς πριν γίνει η παραγωγή μικρότερη από το φορτίο). Έτσι η μπαταρία συνήθως γεμίζει τις απογευματινές ώρες σε αντίθεση με την απλή στρατηγική όπου ξεκινάει η φόρτιση από τη στιγμή που η παραγωγή ξεπεράσει τη ζήτηση του φορτίου και έτσι καταλήγει να γεμίζει πλήρως την μπαταρία κατά τις μεσημβρινές ώρες. Φυσικά, στην περίπτωση όπου η περίσσεια Φ/Β παραγωγή δεν επαρκεί για έναν πλήρη κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας, αποθηκεύεται στη μπαταρία το σύνολο της περίσσειας ενέργειας και έτσι η χρονική περίοδος φόρτισης των δύο στρατηγικών ταυτίζεται.
- Η βέλτιστη στρατηγική εκφορτίζει τη μπαταρία μεταγενέστερα. Αντίθετα με την απλή διαχείριση, που έχει οριστεί να εκφορτίζει τη μπαταρία με το που η κατανάλωση υπερβεί ξανά την Φ/Β παραγωγή, η βέλτιστη διαχείριση επιλέγει να εκφορτίζει τη μπαταρία πάντα κατά τις βραδινές ώρες. Έτσι, όταν η περίσσεια Φ/Β παραγωγή τερματίζεται νωρίς μέσα στην ημέρα, παρατηρείται χρονική απόκλιση μεταξύ των εκφορτίσεων των δύο στρατηγικών. Από την άλλη, όταν η περίσσεια παραγωγή συνεχίζεται μέχρι τις απογευματινές ώρες, τότε η χρονική περίοδος φόρτισης των δύο στρατηγικών τείνει να ταυτιστεί. Η τακτική αυτή θα μπορούσε να αποβεί αρκετά ωφέλιμη στο διαχειριστή του δικτύου καθώς μειώνει τη ζήτηση κατά τις βραδινές ώρες όπου συναντάμε και τις αιχμές του φορτίου.

Βελτιστοποίηση οφέλους του οικιακού αυτοπαραγωγού

Η αναζήτηση της βελτιστοποίησης του οφέλους του αυτοπαραγωγού οδήγησε στην εξέταση και σύγκριση πολιτικών στήριξης με σκοπό την εύρεση εκείνης που θα μπορούσε να καταστήσει την επένδυση αυτή ελκυστική.

Οι πολιτικές στήριξης που εξετάστηκαν ήταν οι εξής πέντε:

- 1) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης.

- 2) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N).
- 3) Ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) και δυνατότητα αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).
- 4) Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) με δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο είτε από το Φ/Β σύστημα απευθείας είτε μέσω της μπαταρίας.
- 5) Τιμολόγιο διπλής χρέωσης (Γ1N) το οποίο επιτρέπει την πώληση της περίσσειας ενέργειας στο δίκτυο απευθείας από το Φ/Β σύστημα, καθώς και την αγορά και πώληση της ενέργειας μέσω της μπαταρίας (arbitrage).

Μελετώντας το βέλτιστο αποτέλεσμα και για τις πέντε πολιτικές στήριξης του συστήματος αποθήκευσης, τόσο για την ετήσια όσο και για την ημερήσια βελτιστοποίηση, καταλήξαμε στα εξής συμπεράσματα:

- Δεν εντοπίστηκε καμία πολιτική στήριξης που να μπορεί να καταστήσει την επένδυση στο αποθηκευτικό σύστημα ελκυστική. Η παρατήρηση αυτή αφορά και την περίπτωση του μειωμένου κόστους συστήματος αποθήκευσης, αφού ακόμα και εκεί το οικονομικό όφελος δεν ήταν το επιθυμητό. Αιτία αυτού αποτελεί τόσο το υψηλό κόστος του συστήματος αποθήκευσης, όσο και η υφιστάμενη τιμολόγηση της ΔΕΗ που υιοθετήθηκε όπου δεν προσφέρεται για την προώθηση ενός τέτοιου συστήματος.
- Η πολιτική στήριξης που επιτυγχάνει το βέλτιστο οικονομικό όφελος του αυτοπαραγωγού είναι ο ενεργειακός συμψηφισμός με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης για μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης. Παρόλα αυτά, ακόμα και σε αυτή την περίπτωση η NPV της επένδυσης κυμαίνεται σε μηδενικό επίπεδο.
- Η βέλτιστη λύση σε αρκετές περιπτώσεις δεν άφησε τη μπαταρία να εκμεταλλευτεί τις δυνατότητες που της προσέφερε η το κάθε πρόγραμμα στήριξης. Έτσι, κρίθηκε απαραίτητη και η εξέταση ενός σεναρίου πλήρους αξιοποίησης της μπαταρίας για την καλύτερη κατανόηση της συμπεριφοράς του προσομοιωτή βελτιστοποίησης. Τα αποτελέσματα αυτά ήταν εμφανώς χειρότερα για τους περισσότερους οικονομικούς δείκτες, όπως και αναμέναμε. Ο μόνος οικονομικός δείκτης που παρουσίαζε βελτίωση συγκριτικά με την περίπτωση της βελτιστοποίησης, ήταν το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας (0,22 - 0,28 €/kWh) λόγω της μεγαλύτερης εκφόρτισης ενέργειας που πραγματοποιεί η μπαταρία προς το φορτίο.
- Το οικονομικό αποτέλεσμα για τις περιπτώσεις του κανονικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, είναι απαγορευτικό για όλες τις πολιτικές στήριξης. Τα μοναδικά αποτελέσματα που προσελκύουν ένα επενδυτικό ενδιαφέρον, αν και απαιτούν μεγαλύτερα περιθώρια κέρδους, είναι εκείνα της βελτιστοποίησης με μειωμένο κόστος του συστήματος αποθήκευσης.

Συμπεράσματα για μειωμένο κόστος αποθήκευσης ετήσιας βελτιστοποίησης

- Η Απόδοση της Επένδυσης παρουσίασε θετική τιμή μόνο για την αρχική πολιτική στήριξης (Net Metering + Γ1) και έχει τιμή 2,08%, η οποία είναι αρκετά μικρή. Ακολουθούν οι πολιτικές στήριξης που χρησιμοποιούν ενεργειακό συμψηφισμό με τιμολόγιο Γ1N, όπου επιτυγχάνουν ROI = - 4,72%. Τέλος, η απόδοση της επένδυσης για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό αντιστοιχεί σε -19,52%.

- Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής υπολογίστηκε ακριβώς ίση με τη διάρκεια ζωής της επένδυσης (20 έτη) για την αρχική πολιτική στήριξης, όπου ουσιαστικά μαρτυρά πως η επένδυση αυτή αποφέρει μηδενικά κέρδη αλλά όχι ζημία. Για τις πολιτικές στήριξης που χρησιμοποιούν ενεργειακό συμψηφισμό με τιμολόγιο Γ1N, το DPBP αντιστοιχεί σε 22 έτη, ενώ για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό σε 28 έτη.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας αντιστοιχεί και για τις πέντε πολιτικές στήριξης στα 0,32 €/kWh και αυτό επειδή σε κάθε περίπτωση εκφορτίζεται συνολικά ίση ποσότητα ενέργειας προς το φορτίο για να μην χρειαστεί αντικατάσταση η μπαταρία νωρίτερα από τα 20 χρόνια.
- Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της επένδυσης ισούται με 5,22% για την αρχική πολιτική στήριξης, το οποίο είναι ελάχιστα μεγαλύτερο από το επιτόκιο αναγωγής (5%). Για τις πολιτικές στήριξης που χρησιμοποιούν ενεργειακό συμψηφισμό με τιμολόγιο Γ1N, το IRR αντιστοιχεί σε 4,47%, ενώ για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό σε 2,73%.
- Η πολιτική στήριξης του ενεργειακού συμψηφισμού με χρήση του τιμολογίου Γ1N παρουσιάζει την μικρότερη ΠΑ κόστους ηλεκτρικής ενέργειας στην 20ετία. Στη δεύτερη θέση έρχεται η αρχική πολιτική στήριξης με μια αύξηση κόστους στο λογαριασμό κατά 25,7%. Τη χειρότερη θέση, όμως, σχετικά με το ύψος του λογαριασμού του ρεύματος καταλαμβάνουν οι πολιτικές στήριξης που δεν περιλαμβάνουν ενεργειακό συμψηφισμό. Εκεί παρουσιάζεται μια αύξηση της τάξεως του 43%.
- Η πολιτική στήριξης που επιτυγχάνει την υψηλότερη NPV είναι εκείνη του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο Γ1. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το τιμολόγιο διπλής χρέωσης ναι μεν μειώνει το λογαριασμό για το σύστημα Φ/Β – μπαταρία, αλλά επιφέρει μεγαλύτερη μείωση στο λογαριασμό που προκύπτει πριν την εγκατάσταση του συστήματος. Έτσι, μειώνεται το περιθώριο του οφέλους που μπορεί να επιτευχθεί και αυτό επιφέρει μια μεγάλη επιδείνωση της NPV κατά 327%.
- Οι πολιτικές στήριξης που έχουν αποβάλλει τον ενεργειακό συμψηφισμό και πωλούν την περίσσεια ενέργειά τους στο δίκτυο, εμφανίζονται να έχουν το χειρότερο οικονομικό αποτέλεσμα. Συγκριτικά με την αρχική στρατηγική, καταφέρνουν να μειώσουν την NPV κατά 1039,5%, διαφορά η οποία είναι πολύ μεγάλη και δεν αντιπροσωπεύει σωστά τις πολιτικές αυτές στήριξης. Η αιτία είναι η τιμή πώλησης που προσφέρεται στα προγράμματα αυτά όπου είναι αρκετά χαμηλή, με αποτέλεσμα να μην ανταμείβεται ο αυτοπαραγωγός όσο θα έπρεπε από την εγχόσιμη ισχύ. Επίσης, το χαμηλό επίπεδο της τιμής πώλησης εκμηδενίζει την πιθανότητα αγοράς ενέργειας για τη φόρτιση της μπαταρίας με σκοπό τη μεταγενέστερη πώλησή της πίσω στο δίκτυο. Έτσι, μοναδική εναλλακτική αποτελεί η αγορά ενέργειας μειωμένης τιμής με σκοπό την αύξηση της εξοικονόμησης ενέργειας. Σημειώνεται ότι στα προγράμματα αυτά δεν επιλέγεται ποτέ η πώληση της Φ/Β παραγωγής από τη μπαταρία λόγω των απωλειών που υφίσταται η ενέργεια που αποθηκεύεται. Έτσι, η περίσσεια Φ/Β παραγωγή πωλείται στο δίκτυο πάντα απευθείας από το Φ/Β.
- Για την προώθηση των συστημάτων αποθήκευσης απαιτείται η προσφορά μιας πιο ευνοϊκής τιμολόγησης. Ένα παράδειγμα αποτελεί η αύξηση της ανταμοιβής που αφορά την ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο μέσω της μπαταρίας. Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε ως τιμή πώλησης τα 0,07 €/kWh.

Συμπεράσματα για μειωμένο κόστος αποθήκευσης ημερήσιας βελτιστοποίησης έναντι της ετήσιας

- Σε κάθε περίπτωση η ημερήσια βελτιστοποίηση παρουσιάζει χειρότερη NPV, όπως και ήταν αναμενόμενο. Παρόλα αυτά, αποτελεί ένα πιο ρεαλιστικό αποτέλεσμα μιας και η επίτευξη της ιδανικής NPV στην πράξη αποτελεί ένα πολύ δύσκολο έργο.
- Η Απόδοση της Επένδυσης της ετήσιας βελτιστοποίησης υπερσχύει έναντι της ημερήσιας από 5%-10%, για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό, μέχρι 200% για την αρχική πολιτική στήριξης και 280% για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage.
- Η Έντοκη Περίοδος της ετήσιας βελτιστοποίησης υπερσχύει έναντι της ημερήσιας από 3,57%, για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό, μέχρι 22,7% για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage.
- Το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας αποτελεί το μόνο δείκτη που βελτιώνεται κατά την ημερήσια βελτιστοποίηση. Συγκεκριμένα υπερσχύει έναντι της αντίστοιχης τιμής της ετήσιας βελτιστοποίησης από 9,4% έως 21,9%. Εξάιρεση αποτελεί η πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage όπου υπερτερεί η ετήσια βελτιστοποίηση κατά 40,6%.
- Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της ετήσιας βελτιστοποίησης υπερσχύει έναντι της ημερήσιας από 8,1%-11,7%, για τις πολιτικές στήριξης χωρίς ενεργειακό συμψηφισμό, μέχρι 36,9% για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage.
- Η βελτιστοποίηση του οφέλους σε ημερήσια βάση καταφέρνει να επιτύχει τη μεγιστοποίηση του οφέλους για κάθε ημέρα μεμονωμένα μέσω των συναλλαγών ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου. Αυτό όμως συνολικά αποδεικνύεται λιγότερο ωφέλιμο μιας και ο ενεργειακός συμψηφισμός δε διενεργείται σε ημερήσια βάση αλλά σε τετραμηνιαία. Αυτή είναι και η αιτία που επιτυγχάνει τόσο μειωμένο όφελος για την πολιτική στήριξης που περιλαμβάνει ενεργειακό συμψηφισμό και δυνατότητα arbitrage. Επιχειρεί να μειώνει τον βραχυπρόθεσμο ενεργειακό συμψηφισμό εκτελώντας συναλλαγές ενέργειας μεταξύ μπαταρίας και δικτύου, οι οποίες τελικά αποδεικνύονται πολύ ασύμφωρες. Χρησιμοποιώντας τη γνώση αυτή, το αποτέλεσμα της ημερήσιας βελτιστοποίησης μπορεί να βελτιωθεί στην πράξη.

Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας

Για να προωθηθεί η χρήση του συστήματος αποθήκευσης θα πρέπει να εφαρμοστεί μια διαφορετική τιμολόγηση από αυτή που προσφέρεται από τη ΔΕΗ. Έτσι, πραγματοποιήθηκε μια ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις τιμές προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας. Από την ανάλυση αυτή προέκυψαν τα εξής συμπεράσματα:

- Η αύξηση των τιμών προμήθειας, ακόμα και όταν αυτή είναι μικρή, μπορεί να αποφέρει σημαντική βελτίωση. Η πολιτική στήριξης που εμφάνισε τη μεγαλύτερη NPV ήταν εκείνη του ενεργειακού συμψηφισμού με τιμολόγιο ενιαίας χρέωσης, όπου παρουσίασε ραγδαία βελτίωση κατά την αύξηση της τιμής προμήθειας. Συγκεκριμένα, όταν η τιμή προμήθειας φτάνει τα 0,2 €/kWh, τότε η NPV ξεπερνά το 8000€. Μια τόσο υψηλή τιμή προμήθειας, βέβαια, είναι απίθανη αλλά ήδη από τα 0,13 €/kWh η NPV ξεπερνάει τα 2000 €.

- Για τις πολιτικές του Net metering με τιμολόγιο διπλής χρέωσης και Net Metering με τιμολόγιο διπλής χρέωσης και Arbitrage, η βελτίωση του οφέλους εμφανίζεται λίγο πιο συγκρατημένη. Οι διαφορές των δύο αυτών πολιτικών στήριξης είναι ελάχιστες με την πρώτη να εμφανίζεται ελαφρώς πιο συμφέρουσα. Αυτό συμβαίνει επειδή στη δεύτερη πολιτική επιχειρείται η αγορά ενέργειας από το δίκτυο κατά τις ώρες μειωμένης τιμής και η τροφοδότησή της στο φορτίο αργότερα κατά τις ώρες κανονικής τιμής. Αυτό επιτυγχάνει μεγαλύτερη εξοικονόμηση αλλά επιφέρει και το κόστος της πρόωρης αντικατάστασης της μπαταρίας. Μια βελτιωμένη τιμή πώλησης, όμως, θα αποτελούσε το κίνητρο για την πώληση ενέργειας στο δίκτυο και πιθανώς να άλλαζε την κατάσταση.
- Τέλος, για τις πολιτικές στήριξης όπου απουσιάζει ο ενεργειακός συμψηφισμός, επιτυγχάνεται αρκετά μικρότερη βελτίωση του οφέλους καθώς αυξάνονται οι τιμές προμήθειας. Αυτό οφείλεται στην πολύ χαμηλή τιμή πώλησης που προσφέρεται. Ισχύει και για αυτές τις πολιτικές στήριξης ότι μια βελτιωμένη τιμή πώλησης, θα αποτελούσε το κίνητρο για την πώληση ενέργειας στο δίκτυο και πιθανώς να άλλαζε την κατάσταση.
- Η κατάσταση θα μπορούσε να είναι τελείως διαφορετική αν για τις πολιτικές στήριξης που έχουν τη δυνατότητα να εκτελούν συναλλαγές μεταξύ μπαταρίας και δικτύου, προσφερόντουσαν πιο ευνοϊκές τιμές. Στην παρούσα εργασία επιλέχτηκε ως τιμή πώλησης τα 0,07 €/kWh και κατά την ανάλυση ευαισθησίας η τιμή αυτή αυξανόταν πολύ συγκρατημένα για να διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα. Η απόφαση αυτή πηγάζει από το ότι η ενθάρρυνση της πώλησης ενέργειας στο δίκτυο από τη μπαταρία είναι κάτι που δεν έχει εφαρμοστεί σε ευρεία κλίμακα και δε μπορεί να συμβεί χωρίς τον κατάλληλο σχεδιασμό. Ένας κατάλληλος σχεδιασμός θα συμβάλει στην αποφυγή μαζικής πώλησης ενέργειας στο δίκτυο και την εμφάνιση υπερτάσεων. Συνεπώς, θα μπορούσε να έχει εφαρμοστεί μεγαλύτερη τιμή πώλησης αλλά κάτι τέτοιο θα οδηγούσε σε μια μονόπλευρη προσέγγιση ενός τέτοιου προγράμματος στήριξης.
- Εξετάζοντας τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τις βελτιστοποιήσεις, θα περίμενε κανείς ότι οι πολιτικές στήριξης που επιτρέπουν την αγορά ενέργειας από το δίκτυο θα ευνοηθούν από τις αυξημένες τιμές προμήθειας που εξετάστηκαν. Αυτό όμως, δε συνέβη γιατί λόγω του ωραρίου των ζωνών κανονικής και μειωμένης τιμής, η στρατηγική αυτή χρησιμοποιείται μόνο κατά τις ημέρες με χαμηλή ηλιοφάνεια, των οποίων το πλήθος δεν είναι μεγάλο. Για τις ημέρες με υψηλό ηλιακό δυναμικό, η μπαταρία γεμίζει πλήρως και μπορεί να καλύψει το φορτίο μέχρι και τις βραδινές ώρες όπου και ξεκινάει το ωράριο μειωμένης τιμής. Τότε η αγορά ενέργειας μέσω της μπαταρίας για μετέπειτα αξιοποίηση στο φορτίο είναι άσκοπη καθώς όταν ξεκινήσει πάλι το ωραίο κανονικής τιμής, το Φ/Β σύστημα έχει ήδη αρχίσει να παράγει και να καλύπτει το φορτίο. Έτσι, η μπαταρία αδυνατεί να αξιοποιήσει περαιτέρω αυτή τη δυνατότητα.
- Ένας ακόμη παράγοντας που δεν επιτρέπει την περαιτέρω αξιοποίηση της αγοράς ενέργειας από το δίκτυο προς τη μπαταρία, είναι και το μέγεθος της μπαταρίας. Η βέλτιστη διαστασιολόγηση της παρούσας εργασίας βασίζεται στην πολιτική του ενεργειακού συμψηφισμού όπου υποδεικνύει ότι η ετήσια Φ/Β παραγωγή πρέπει ιδανικά να ισούται με την ετήσια ζήτηση του φορτίου. Συνεπώς, για τις στρατηγικές οι οποίες ξεφεύγουν από τη λογική αυτή, ίσως αποφέρει μεγαλύτερο όφελος μια μπαταρία μεγαλύτερης χωρητικότητας. Αυτό θα μπορούσε να αποτελέσει έναυσμα για μια νέα μελέτη.

Τοπολογίες μετρητικών διατάξεων του συστήματος

Το συμπέρασμα που προέκυψε από την σχεδίαση της τοπολογίας των μετρητικών διατάξεων για κάθε πολιτική στήριξης είναι ότι η ύπαρξη τρίτου μετρητή απαιτείται μόνο στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού σε συνδυασμό με arbitrage. Στις υπόλοιπες περιπτώσεις δύο μετρητές είναι αρκετοί για την καταμέτρηση όλων των απαιτούμενων μεγεθών. Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι οι τοπολογίες αυτές αποτελούν απλά προτάσεις για μια ενδεχόμενη εφαρμογή των συγκεκριμένων πολιτικών στήριξης του συστήματος Φ/Β – μπαταρίας. Συνεπώς, η ακριβής τοπολογία των μετρητικών διατάξεων θα οριστεί από τους αρμόδιους φορείς εφόσον εφαρμοστεί κάποτε κάποιο από τα παραπάνω σενάρια.

Βιβλιογραφία

- [1] «Wikipedia, The Free Encyclopedia,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_photovoltaics#cite_note-6.
- [2] Gaëtan Masson, Mary Brunisholz, «SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS,» IEA PVPS T1-31:2017, 27 October 2017.
- [3] «ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ & ΣΗΘΥΑ, Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο,» ΛΑΓΗΕ, 2018.
- [4] Gonzalo Ramírez-Sagner, Carlos Mata-Torres, Alan Pino, Rodrigo A. Escobar, «Economic feasibility of residential and commercial PV technology: The Chilean case,» Elsevier, Renewable Energy 111 (2017) 332-343, 7 April 2017.
- [5] R. Fu, T.L. James, D. Chung, D. Gagne, A. Lopez, A. Dobos, «Economic competitiveness of U.S. utility-scale photovoltaics systems in 2015: regional cost modeling of installed cost (\$/W) and LCOE (\$/kWh),» IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf. PVSC, 2015.
- [6] R. Fu, D. Chung, T. Lowder, D. Feldman, K. Ardani, R. Margolis, «U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017,» 2017.
- [7] U. o. C. Scientists, «Rooftop Solar Panels: Benefits, Costs, and Smart Policies,» 24 December 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ucsus.org/clean-energy/renewable-energy/rooftop-solar-panels-benefits-costs-policies#.W7SDsGgzbt>.
- [8] K. Rábago, «The ‘Value of Solar’ Rate: Designing an Improved Residential Solar Tariff,» Zackin Publications Inc, Oxford, CT, 2013.
- [9] A. Jäger-Waldau, «PV Status Report 2017,» Publications Office of the European Union, 2017, Ispra (VA), Italy, November 2017.
- [10] «BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH,» BGBl. I Nr. 108/2017, 2017.
- [11] I. CLOVER, «pv magazine International – Photovoltaic Markets and Technology,» 28 NOVEMBER 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: Cross-border solar: Denmark gets 50 MW of German tender with bids of 5.38 euro cents/kWh.
- [12] «Energistyrelsen,» December 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/current-tenders/pilot-tender-price-premium-electricity-solar-pv>.
- [13] «2016 Annual Electricity Report,» RTE France, La Défense Cedex, 2017.
- [14] Roberto Lacal Arantegui, Arnulf Jäger-Waldau, «Renewable and Sustainable Energy Reviews,» Elsevier Ltd, 2017.
- [15] «GOV.UK,» UK Government, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.gov.uk/feed-in-tariffs>.

- [16] B. Wills, «PV Tech,» 2014. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.pv-tech.org/tariffs/germany>.
- [17] Olympic Engineering & Consulting, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.oleng.eu/photovoltaics-in-roofs/>.
- [18] D. Green, «renewableenergyworld,» Renewable Energy World, 19 Dec 2012. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2012/12/advantages-and-disadvantages-of-solar-photovoltaic--quick-pros-and-cons-of-solar-pv.html>.
- [19] «Πράσινη Αντίληψη,» Ινστιτούτο Τεχνολογίας Υπολογιστών και Εκδόσεων «ΔΙΟΦΑΝΤΟΣ», [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://greenmindset.cti.gr/categories>.
- [20] «Photovoltaics Systems,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://sites.google.com/site/photovoltaicssystems93/eide-photovoltaikon-systematon>.
- [21] Yanzhi Wang, Student Member, IEEE, Xue Lin, Student Member, IEEE, and Massoud Pedram, Fellow, IEEE, «Adaptive Control for Energy Storage Systems in Households With Photovoltaic Modules,» IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 5, NO. 2, MARCH 2014.
- [22] Y. Kim, N. Chang, Y. Wang, and M. Pedram, «Maximum power transfer tracking for a photovoltaic-supercapacitor energy system,» in Proc. ISLPED, 2010.
- [23] Y. Wang, S. Yue, L. Kerofsky, S. Deshpande, and M. Pedram, «A hierarchical control algorithm for managing electrical energy storage systems in homes equipped with PV power generation,» in Proc. IEEE Green Technol. Conf., 2012.
- [24] Matthias Resch, Bagus Ramadhani, Jochen Bühler, Andreas Sumper, «COMPARISON OF CONTROL STRATEGIES OF RESIDENTIAL PV STORAGE SYSTEMS,» 9th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2015), Messe Düsseldorf, 11. March 2015.
- [25] X. Κεραμιώτης, «ΑΠΕ & Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ενέργειας,» Αθήνα, Οκτώβριος 2016.
- [26] «DOE Global Energy Storage Database,» Department of Energy - USA, 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization.
- [27] Cheeweewattanakoon Nattee, Kaur Gurven, Chawla Neha, Bruno Osorno, «Residential Battery Energy Storage Systems (BESS) Modeling and Effect on the Smart Grid from the Classroom Point of View,» 121st Annual Conference & Exposition, Indianapolis, 2014.
- [28] Bin Huang, Zhefei Pan, Xiangyu Su, Liang An, «Recycling of lithium-ion batteries: Recent advances and perspectives,» Elsevier, China, September 2018.
- [29] I. Poole, «Radio-Electronics.com,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.radio-electronics.com/info/power-management/battery-technology/lithium-ion-battery-advantages-disadvantages.php>.

- [30] P. ANAGNOSTOPOULOS, M. LYMPERI, E. SAPOUNTZOPOULOS, S. PAPATHANASSIOU, «Residential PV systems with battery energy storage,» Cigre, 2nd SEERC, Kiev, 2018.
- [31] Tu A. Nguyen, Member, IEEE, Raymond H. Byrne, Fellow, IEEE, «Maximizing the Cost-savings for Time-of-use and Net-metering Customers Using Behind-the-meter Energy Storage Systems,» Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185, 2017.
- [32] S. Caron and G. Kesidis, «Incentive-based energy consumption scheduling algorithms for the smart grid,» Proc. Smart Grid Commun. (SmartGridComm) Conf., 2010.
- [33] N.G. Paterakis, O. Erdin, and J.P. Catalo, «An overview of demand response: Key-elements and international experience,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 69, pp. 871 – 891, 2017.
- [34] «dei,» PPC, 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.dei.gr/el/oikiakoi-pelates/timologia/enimerwsi-gia-to-koinwniko-oikiako-timologio-kot>.
- [35] ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ, March 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://helapco.gr/pdf/HELAPCO_Net_Metering_12Mar2018.pdf.
- [36] «rae,» Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, 08 October 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.rae.gr/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/current/0810.csp.
- [37] H.A. Gil and G. Joos, «Models for quantifying the economic benefits of distributed generation,» IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 327–335, May 2008.
- [38] Angelos I. Nousedilis, Georgios C. Kryonidis, Eleftherios O. Kontis, Grigoris K. Papagiannis, Georgios C. Christoforidis, Ioannis P. Panapakidis, «Economic Viability of Residential PV Systems with Battery Energy Storage Under Different Incentive Schemes,» IEEE, 2018.
- [39] Jordan Hanania, Kailyn Stenhouse, Jason Donev, «energyeducation,» Energy Education, 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect.
- [40] «tmth,» Τεχνικό Μουσείο Θεσσαλονίκης, 08 Jan 2012. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.tmth.gr/home/59-applications/560-photovoltaika>.
- [41] Κ. Θ. Δέρβος, ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ από τη Θεωρία στην Πράξη, Ε.Μ.Π. ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΕΣ ΕΚΔΟΣΕΙΣ, Jan 2013.
- [42] İrfan Güney, Nevzat Onat, «Cost Calculation Algorithm for Photovoltaic Systems,» InTech, November 2010.
- [43] «solarpowerworldonline,» Solar Power World, 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.solarpowerworldonline.com/2015/08/what-is-the-best-type-of-battery-for-solar-storage/>.

- [44] Piyasak Poonpun, Ward T. Jewell, «Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity,» IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 23, NO. 2, JUNE 2008.
- [45] Levin Mardira, Tapan Kumar Saha, Mehdi Eghbal, «Investigating Impacts of Battery Energy Storage Systems on Electricity Demand Profile,» Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014, October 2014.
- [46] Pablo Ralon, Michael Taylor, Andrei Ilas, Harald Diaz-Bone, Kai-Philipp Kairies , «ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030,» IRENA (International Renewable Energy Agency), 2017.
- [47] Victor Vega-Garita, Laura Ramirez-Elizondo, Gautham Ram Chandra Mouli, Pavol Bauer, , «Review of Residential PV-Storage Architectures,» IEEE, 2016.
- [48] R. Araneo, M. C. Falvo, «Simulation of a ESS in a Prosumer Power-Plant with a PV System and an EV Charging Station,» IEEE, 2016.
- [49] Bolun Xu, Jinye Zhao, Tongxin Zheng, Eugene Litvinov, Daniel S. Kirschen, «Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets,» IEEE, 2017.
- [50] Bananeh Ansari, Di Shi, Ratnesh Sharma, and Marcelo G. Simoes, «Economic Analysis, Optimal Sizing and Management of Energy Storage for PV Grid Integration,» IEEE, 2016.
- [51] S. M. Souza, M. Gil, J. Sumaili, A. G. Madureira, J. A. Pecas Lopes, «Operation scheduling of prosumer with renewable energy sources and storage devices,» IEEE, 2016.
- [52] M. Broussely, S. Herreyre, P. Biensan, P. Kasztejna, K. Nechev, R. Staniewicz, «Aging mechanism in Li ion cells and calendar life predictions,» Journal of Power Sources, 2001.
- [53] M. Broussely, Ph. Biensan, F. Bonhomme, Ph. Blanchard, S. Herreyre, K. Nechev, R.J. Staniewicz, «Main aging mechanisms in Li ion batteries,» Journal of Power Sources, 2005.
- [54] V. Ruiz, A. Kriston, I. Adanouj, M. Destro, D. Fontana, A. Pfrang, «Degradation Studies on Lithium Iron Phosphate - Graphite Cells. The Effect of Dissimilar Charging – Discharging Temperatures,» Electrochimica Acta, 2017.
- [55] «Batteries for Tough, Critical Applications - ALM Product Line vs. Lead-Acid,» NEC ENERGY SOLUTIONS, 2016.
- [56] Maik Naumann, Ralph Ch. Karl, Cong Nam Truong, Andreas Jossen, Holger C. Hesse, «Lithium-ion battery cost analysis in PV-household application,» IRES, 2015.
- [57] «www.solarquotes.com.au,» SOLARQUOTES, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.solarquotes.com.au/battery-storage/battery-types/>.

- [58] Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun, Dan M. Rastler, Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw, and William D. Gauntlett, «DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA,» U.S. Department of Energy, July 2013.
- [59] P. Casini, «Local Savings,» *ABB Power and productivity for a better world*, 2016.
- [60] Richard K. Lam, Duc Hoai Tran, Hen-Geul Yeh, «Economics of Residential Energy Arbitrage in California using a PV system with directly connected Energy Storage,» IEEE, 2015.
- [61] Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig, «Sizing and grid integration of residential PV battery systems,» 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES, 2013.
- [62] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor A. Jossen, «Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy,» 2009.
- [63] Nicola Femia, Davide Toledo, Walter Zamboni, «Storage Unit and Load Management in Photovoltaic Inverters for Residential Application,» IEEE, 2013.
- [64] Oscar Camacho Rascon, Matthias Resch, Jochen Bühler, Andreas Sumper, «Techno-economic comparison of a schedule-based and a forecast-based control strategy for residential photovoltaic storage systems in Germany,» Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2016.
- [65] Ilman Sulaeman, Victor Vega-Garita, Gautham Ram Chandra Mouli, Nishant Narayan, Laura Ramirez-Elizondo, Pavol Bauer, «Comparison of PV-battery architectures for residential applications,» IEEE, Leuven, Belgium, 2016.
- [66] Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Joseph Bergner, Volker Quaschnig, , «EMERGING PERFORMANCE ISSUES OF PHOTOVOLTAIC BATTERY SYSTEMS,» 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2016, Berlin, Germany, 2016.
- [67] G.R. Chandra Mouli, P. Bauer, M. Zeman, «System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces,» *Applied Energy* 168, pp. 434–443, 2016.
- [68] Joshua Traube, Fenglong Lu, Dragan Maksimovic, Joseph Mossoba, Matthew Kromer, Peter Fail, Stan Katz, Bogdan Borowy, Steve Nichols, and Leo Casey, «Mitigation of Solar Irradiance Intermittency in Photovoltaic Power Systems With Integrated Electric-Vehicle Charging Functionality,» IEEE, 2013.
- [69] Christopher Williams, Jann Binder, Michael Danzer, Frank Sehnke, Martin Felder, «BATTERY CHARGE CONTROL SCHEMES FOR INCREASED GRID COMPATIBILITY OF DECENTRALIZED PV SYSTEMS,» 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2013.
- [70] Sleiman Farah, David Whaley, Peter Pudney, Wasim Saman, «Control Strategies of Domestic Electrical Storage for Reducing Electricity Peak Demand and Life Cycle Cost,» Adelaide, Australia, 2015.

- [71] Joseph Bergner, Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig, «Feed-in Power Limitation of Grid-Connected PV Battery Systems with Autonomous Forecast-Based Operation Strategies,» 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 2014.
- [72] Johannes Weniger, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden, Johannes Kretzer, Felix Schnorr, Volker Quaschnig, «Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme,» 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2015.
- [73] Jiahao Li, Michael A. Danzer, «Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems,» Elsevier, 2014.
- [74] A. Zeh and 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, vol. 46, pp. 114–123, 2014.
- [75] Marra, F., Yang, G., Træholt, C., Østergaard, J., Member, S., and Larsen, E., «A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics,» IEEE, 2013.
- [76] T. S. M. B. a. A. S. J. von Appen, «Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids,» IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 1002–1009, 2014.
- [77] J. Struth, K. Kairies, M. Leuthold, A. Aretz, P. B. Hirschl, P. A. Schnettler, P. Dirk, U. Sauer, M. Bost, S. Gähns, M. Cramer, and E. Szczechowicz, «PV-BENEFIT : A CRITICAL REVIEW OF THE EFFECT OF GRID INTEGRATED PV-STORAGE-SYSTEMS,» IRES, 2013.
- [78] M J E Alam, R Yan, T K Saha, «Desirable Control Features of Battery Energy Storage Systems for Commercial Scale Solar PV Plants,» IEEE, 2015.
- [79] M. Schneider, P. Boras, H. Schaede, L. Quurck, and S. Rinderknecht, «Effects of Operational Strategies on Performance and Costs of Electric Energy Storage Systems,» IRES, 2014.
- [80] Dirk Magnor, Jochen Bernhard Gerschler, Madeleine Ecker, Peter Merk, Dirk Uwe Sauer, «CONCEPT OF A BATTERY AGING MODEL FOR LITHIUM-ION BATTERIES CONSIDERING THE LIFETIME DEPENDENCY ON THE OPERATION STRATEGY,» ResearchGate, 2009.
- [81] E. Wikner, «Lithium ion Battery Aging: Battery Lifetime Testing and Physics-based Modeling for Electric Vehicle Applications,» CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Göteborg, Sweden, 2017.
- [82] J. Vetter, P. Novák, M. Wagner, C. Veit, K.-C. Möller, J. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler, and A. Hammouche, «Ageing mechanisms in lithium-ion batteries,» Journal of Power Sources, vol. 147, no. 1–2, pp. 269 – 281, 2005.
- [83] 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, 2015.

- [84] Cong Nam Truong, Maik Naumann, Ralph Ch. Karl, Marcus Müller, Andreas Jossen, Holger C. Hesse, «Economics of Residential Photovoltaic Battery Systems in Germany: The Case of Tesla's Powerwall,» MDPI, 2016.
- [85] Clemens Guenther, Benjamin Schott, Wilfried Hennings, Paul Waldowski, Michael A. Danzer, «Model-based investigation of electric vehicle battery aging by means of vehicle-to-grid scenario simulations,» Journal of Power Sources 239 604-610, 2013.
- [86] Haneen Aburub, and Ward T. Jewell, «Revised Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity,» IEEE, 2012.
- [87] Rúben A. Soares, João Tomé Saraiva, «Economic Evaluation of Generation and Storage Solutions in Low Voltage End User Installations,» IEEE, 2015.
- [88] C. Curry, «Lithium-ion Battery Costs and Market,» Bloomberg New Energy Finance, BNEF, July 2017.
- [89] E. M. CEO and Chairman of Tesla, Interviewee, *TESLA AIMING TO BREAK \$100/KWH AT CELL-LEVEL LATER THIS YEAR*. [Συνέντευξη]. <https://evobsession.com/tesla-aiming-to-break-100-kwh-at-cell-level-later-this-year/> June 2018.
- [90] S. Massucco, P. Pongiglione, M. Saviozzi, F. Silvestro, F. Baccino, P. Serra, «Optimal Sizing of a Storage System Coupled with Grid Connected Renewable Generation Respecting Day-ahead Dispatch Profile,» IEEE, 2018.
- [91] Nadeeshani Jayasekara, Peter Wolfs, Mohammad A.S. Masoum, «An optimal management strategy for distributed storages indistribution networks with high penetrations of PV,» Elsevier, 2014.
- [92] Mohsen Gitizadeh, Hamid Fakhrazadegan, «Effects of Electricity Tariffs on Optimal Battery Energy Storage Sizing in Residential PV /Storage Systems,» IEEE, 2013.
- [93] Beatrice Marchi, Marco Pasetti, Simone Zanoni, «Life cycle cost analysis for BESS optimal sizing,» Elsevier, 2017.
- [94] Yu Ru, Jan Kleissl, Sonia Martinez, «Storage Size Determination for Grid-Connected Photovoltaic Systems,» IEEE, 2013.
- [95] Abraham Ellis, David Schoenwald, Jon Hawkins, Steve Willard, Brian Arellano , «PV Output Smoothing with Energy Storage,» IEEE, 2011.

