



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Διερεύνηση Στρατηγικών Ενεργειακής Διαχείρισης Υβριδικών
Σταθμών ΑΠΕ – Αποθήκευσης Ενέργειας για την Προώθηση
Σύγχρονων Εφαρμογών Αυτοπαραγωγής σε Επίπεδο Οικιακού
Καταναλωτή**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

Ηλιάνας Στεφανίδη

Επιβλέπων:

Δρ Δημήτριος Ζαφειράκης
Επίκουρος Καθηγητής Πα.Δ.Α.

Αθήνα, Μάρτιος 2023



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Διερεύνηση Στρατηγικών Ενεργειακής Διαχείρισης Υβριδικών
Σταθμών ΑΠΕ – Αποθήκευσης Ενέργειας για την Προώθηση
Σύγχρονων Εφαρμογών Αυτοπαραγωγής σε Επίπεδο Οικιακού
Καταναλωτή**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

Ηλιάνας Στεφανίδη

Επιβλέπων: Δρ Δημήτριος Ζαφειράκης
Επίκουρος Καθηγητής Πα.Δ.Α.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική Επιτροπή την

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....
Δρ Δημήτριος Ζαφειράκης

Επίκουρος Καθηγητής
Πα.Δ.Α.

.....
Δρ Κοσμάς Καββαδίας

Αναπληρωτής Καθηγητής
Πα.Δ.Α.

.....
Δρ Κωνσταντίνος Μουστρίης

Αναπληρωτής Καθηγητής
Πα.Δ.Α.

Αθήνα, Μάρτιος 2023

Copyright © - Ηλιάνα Στεφανίδη, 2023

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 στον 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 Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής.

ΔΗΛΩΣΗ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η Δηλούσα

(Υπογραφή)



.....
Ηλιάνα Στεφανίδη

Περίληψη

Στην προτεινόμενη διπλωματική εργασία θα μελετηθούν σύγχρονες στρατηγικές ενεργειακής διαχείρισης για υβριδικούς σταθμούς αιολικής και Φ/Β βάσης σε συνδυασμό με ολοκληρωμένο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές.

Αντικείμενο των εξεταζόμενων στρατηγικών θα είναι ο καθορισμός βέλτιστων ισοζυγίων ιδιοκατανάλωσης και αλληλεπίδρασης με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (εμπορία ενέργειας) για μεταβλητές διαστάσεις των βασικών συνιστωσών παρόμοιων υβριδικών σταθμών σε επίπεδο οικιακού καταναλωτή – αυτοπαραγωγού.

Για τη μελέτη του προβλήματος θα αναπτυχθεί ολοκληρωμένο υπολογιστικό πλαίσιο ενεργειακής προσομοίωσης και ανάλυσης των υπό μελέτη υβριδικών σχημάτων καθώς και θα χρησιμοποιηθούν καθιερωμένοι δείκτες οικονομικής αξιολόγησης ώστε να επιτραπεί η σύγκριση με εναλλακτικά σχήματα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ή/και συμμετοχής στην αγορά ενέργειας.

Λέξεις Κλειδιά

Υβριδικό Σύστημα, ΑΠΕ, Αποθήκευση, Αυτοπαραγωγή, Εμπορία Ενέργειας, Οικιακός Καταναλωτής

Abstract

The current thesis will study modern energy management strategies for hybrid stations of wind and PV installations in combination with an integrated energy storage system.

The subject matter of the examined strategies will be the determination of optimal balances between self-consumption and electricity market interaction (energy trading) for variable dimensions of the main components of similar hybrid plants at the end-consumer level.

A computational framework for energy simulation and analysis of the hybrid schemes under study will be fully-developed, as well as established economic evaluation indicators will be used for the comparison of alternative electricity consumption schemes and/or participation in the energy market.

Key Words

Hybrid System, RES, Battery Storage, Self-consumption, Energy Storage, Energy Trading, Consumer

Ευχαριστίες

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Δημήτριο Ζαφειράκη για την διαρκή εμπιστοσύνη που μου έδειχνε κατά τη συνεργασία μας, καθώς επίσης, για τη βοήθεια και την καθοδήγηση που μου προσέφερε απλόχερα κατά την εκπόνηση της Διπλωματικής μου Εργασίας.

Στη συνέχεια, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τους γονείς και τις αδερφές μου, τόσο για την στήριξη όσο και για την κατανόηση που μου προσέφεραν αδιάλειπτα καθ' όλο τον κύκλο των σπουδών μου.

Τέλος, θα ήθελα να εκφράσω ευγνωμοσύνη στους φίλους και συμφοιτητές μου και συγκεκριμένα στη Διονυσία Σαντή και την Καλλιόπη Λιάκη για την αμέριστη συμπαράστασή τους, ενώ δε θα μπορούσα να παραλείψω τον Ιάσονα Κοσπεντάρη, την Βασιλική Ψαρρού και την Αλεξάνδρα Δελιοτζάκη για την υπομονή και την πολύτιμη βοήθειά τους.

Περιεχόμενα

Κατάλογος Εικόνων.....	10
Κατάλογος Πινάκων.....	10
Κατάλογος Διαγραμμάτων.....	10
1 Εισαγωγή.....	15
2 Εγχώρια αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	16
3 Σχήματα αυτοπαραγωγής σε Οικιακό Επίπεδο.....	20
3.1 Net Metering.....	21
3.2 Αυτοπαραγωγή κατάντη του μετρητή.....	22
4 Μεθοδολογία.....	24
5 Μελέτη Περίπτωσης.....	26
5.1 Ανεμολογικά – ηλιακά δεδομένα και χαρακτηριστικά Α/Γ – Φ/Β.....	26
5.2 Βασικά χαρακτηριστικά συσσωρευτή.....	28
5.3 Καμπύλη διάρκειας καταναλώσεων οικίας.....	29
5.4 Χρονοσειρές μελέτης Spot Price.....	29
6 Αποτελέσματα.....	32
6.1 Καμπύλες σύγκρισης συναρτήσεως χωρητικότητας συσσωρευτή E_{SS}	32
6.1.1 Συντελεστής Κάλυψης Οικίας – E_{SS}	32
6.1.2 Συντελεστής Κάλυψης Εγγυημένης – E_{SS}	34
6.1.3 Συνολικός Συντελεστής Κάλυψης – E_{SS}	35
6.1.4 Κόστος Επένδυσης I_{tot} – E_{SS}	37
6.1.5 Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής $LCOE$ – E_{SS}	39
6.1.5.1 $LCOE$ βάσει χαμηλών ωριαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.....	39
6.1.5.2 $LCOE$ βάσει ενδιάμεσων ωριαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.....	40
6.1.5.3 $LCOE$ βάσει υψηλών ωριαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.....	42
6.1.5.4 Σύγκριση χαμηλών – ενδιάμεσων – υψηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.....	44
6.1.5.5 Σύγκριση 24ωρης και 12ωρης πώλησης.....	48
6.1.6 Συντελεστής Κάλυψης 24ωρης και 12ωρης πώλησης.....	53
6.1.7 $LCOE$ για διαφορετικό Ποσοστό Εγγυημένης.....	57
6.2 Box Plots συναρτήσεως Ποσοστού Εγγυημένης.....	61
6.2.1 Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής.....	61
6.2.2 Συνολικός Συντελεστής Κάλυψης.....	64
6.2.3 Συντελεστής Κάλυψης Οικίας.....	64

6.2.4	Συντελεστής Κάλυψης Εγγυημένης.....	65
6.2.5	Penalty Εγγυημένης	66
6.2.5.1	Χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας	66
6.2.5.2	Ενδιάμεσες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας	67
6.2.5.3	Υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας	68
6.3	Συνολικό φάσμα Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής.....	69
7	Συμπεράσματα	70
8	Βιβλιογραφία	72

Κατάλογος Εικόνων

ΕΙΚΟΝΑ 1. ΜΕΣΟΣΤΑΘΜΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ (ΡΑΕ, 2022).	17
ΕΙΚΟΝΑ 2. ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΕΣ ΧΩΡΕΣ ΠΟΥ ΕΦΑΡΜΟΖΟΥΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ (ΕΡΙΑ, 2013). ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2.3. ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ (ENTSOE, 2022).	19
ΕΙΚΟΝΑ 2. ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΕΣ ΧΩΡΕΣ ΠΟΥ ΕΦΑΡΜΟΖΟΥΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ (ΕΡΙΑ, 2013).	21

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 4-1. Υπολογισμός Αρχικού (I_{tot}) και Σταθμισμένου Κόστους Επένδυσης (LCOE).	25
ΠΙΝΑΚΑΣ 5-1. ΒΑΣΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ.	28
ΠΙΝΑΚΑΣ 5-2. ΜΕΣΗ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΗ ΩΡΙΑΙΑ ΤΙΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2019, 2021 ΚΑΙ 2022.	30
ΠΙΝΑΚΑΣ 6-1. ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΙ ΥΒΡΙΔΙΚΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΠΟΥ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΥΝ ΣΤΗ ΣΥΓΚΡΙΣΗ.	61

Κατάλογος Διαγραμμάτων

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2.1 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΕΙΓΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2021. (ΔΑΠΕΕΠ, 2022Α).	16
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2.2. ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ (EUROSTAT, 2017).	16
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2.3. ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ (ENTSOE, 2023).	19
ΕΙΚΟΝΑ 2. ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΕΣ ΧΩΡΕΣ ΠΟΥ ΕΦΑΡΜΟΖΟΥΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ (ΕΡΙΑ, 2013). ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2.3. ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ (ENTSOE, 2022).	19
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.1. ΩΡΙΑΙΕΣ ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ.	26
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.2. ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ.	26
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.3. ΔΙΑΘΕΣΙΜΟ ΗΛΙΑΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΣΕ ΩΡΙΑΙΑ ΒΑΣΗ ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ.	27
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.4. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΥΠΙΚΟΥ MODULE Φ/Β ΑΝΑ ΤΑΞΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ.	27
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.5 ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΕΜΦΑΝΙΣΗΣ ΦΟΡΤΙΩΝ ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ.	29
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.6. ΓΡΑΦΙΚΗ ΑΠΕΙΚΟΝΙΣΗ ΤΩΝ ΕΤΗΣΙΩΝ ΩΡΙΑΙΩΝ ΤΙΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2019, 2021 ΚΑΙ 2022.	29
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.7. ΜΕΣΟ 24ΩΡΟ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ 2019.	30
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.8. ΜΕΣΟ 24ΩΡΟ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ 2021.	31
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5.9. ΜΕΣΟ 24ΩΡΟ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ 2022.	31
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.1. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΟΙΚΙΑΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΜΕ ΑΠΟΥΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.	32
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.2. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΟΙΚΙΑΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 5KW.	33
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.3. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΟΙΚΙΑΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 10KW.	33

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.4. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΜΕ ΑΠΟΥΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	34
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.5. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 5KW.....	34
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.6. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 10 KW.....	35
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.7. ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΜΕ ΑΠΟΥΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	35
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.8. ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 5KW.....	36
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.9. ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΩΝ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 10KW.....	37
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.10. ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΑΠΟΥΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	37
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.11. ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 5KW.....	38
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.12. ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΙΣΧΥΟΣ 10KW.....	38
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.13. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΑΠΟΥΣΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2019.....	39
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.14. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ 5KW ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2019.....	39
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.15. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ 10KW ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2019.....	40
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.16. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΑΠΟΥΣΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2021.....	40
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.17. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ 5KW ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2021.....	41
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.18. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ 10KW ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2021.....	41
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.19. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΑΠΟΥΣΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2022.....	42
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.20. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ 5KW ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2022.....	42
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.21. ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΓΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ 10KW ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2022.....	43
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.22. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΡΙΩΝ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ ΒΑΣΙΣΜΕΝΕΣ ΣΤΙΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΕΣ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΕΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΑΠΟΥΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ.....	44
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.23. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΡΙΩΝ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ ΒΑΣΙΣΜΕΝΕΣ ΣΤΙΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΕΣ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΕΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΑΠΟΥΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΚΑΙ ΠΑΡΟΥΣΙΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ 5KW _p	44
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.24. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΡΙΩΝ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ ΒΑΣΙΣΜΕΝΕΣ ΣΤΙΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΕΣ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΕΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΑΠΟΥΣΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΚΑΙ ΠΑΡΟΥΣΙΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ 10KW _p	45
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.25. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΡΙΩΝ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ ΒΑΣΙΣΜΕΝΕΣ ΣΤΙΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΕΣ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΕΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΜΕ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ 5KW ΑΠΟΥΣΙΑΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ.....	45

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.43. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 5KW ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ 5KW _p ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ.....	54
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.44. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 5KW ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ 10KW _p ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ.....	55
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.45. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 10KW ΑΠΟΥΣΙΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ.....	55
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.46. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 10KW ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ 5KW _p ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ.....	56
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.47. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 10KW ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ 10KW _p ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ.....	56
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.48. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ, ΥΠΟ ΧΑΜΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 24ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 0%, 20% ΚΑΙ 40%.	57
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.49. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ ΥΠΟ ΧΑΜΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 24ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 60%, 80% ΚΑΙ 100%.	57
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.50. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ, ΥΠΟ ΧΑΜΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 0%, 20% ΚΑΙ 40%.	58
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.51. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ, ΥΠΟ ΧΑΜΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 60%, 80% ΚΑΙ 100%.	58
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.52. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΗΣ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ, ΥΠΟ ΥΨΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 24ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 0%, 20% ΚΑΙ 40%.	59
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.53. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ, ΥΠΟ ΥΨΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 24ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 40%, 60%, 80% ΚΑΙ 100%.	59
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.54. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ, ΥΠΟ ΥΨΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 0%, 20% ΚΑΙ 100%.	60
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.55. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ, ΥΠΟ ΥΨΗΛΕΣ ΤΙΜΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 20%, 40%, 60%, 80% ΚΑΙ 100%.	60
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.56. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 24ΩΡΗ ΠΩΛΗΣΗ ΓΙΑ 3 ΕΤΗ ΚΑΙ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100%.	61
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.57. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 24ΩΡΗ ΠΩΛΗΣΗ ΓΙΑ 3 ΕΤΗ ΚΑΙ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 20%-100%.	62
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.58. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 12ΩΡΗ ΠΩΛΗΣΗ ΓΙΑ 3 ΕΤΗ ΚΑΙ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100%.	62
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.59. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 12ΩΡΗ ΠΩΛΗΣΗ ΓΙΑ 3 ΕΤΗ ΚΑΙ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 20%-100%.	63
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.60. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100%	64
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.61. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΟΙΚΙΑΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100%	64

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.62. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100%	65
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.63. ΣΥΓΚΡΙΣΗ PENALTY ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100% ΤΟ 2019	66
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.64. ΣΥΓΚΡΙΣΗ PENALTY ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-80% ΤΟ 2019	66
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.65. ΣΥΓΚΡΙΣΗ PENALTY ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100% ΤΟ 2021.	67
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.66. ΣΥΓΚΡΙΣΗ PENALTY ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0-80% ΤΟ 2021.....	67
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.67. ΣΥΓΚΡΙΣΗ PENALTY ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-100% ΤΟ 2022.....	68
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.68.. ΣΥΓΚΡΙΣΗ PENALTY ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΜΕΤΑΞΥ 24ΩΡΗΣ ΚΑΙ 12ΩΡΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ 0%-80% ΤΟ 2022.....	68
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.69. ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΟ ΦΑΣΜΑ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΑΠΟ 0%-100%.....	69
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6.70. ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΟ ΦΑΣΜΑ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗΣ ΑΠΟ 20%-100%.....	69

1 Εισαγωγή

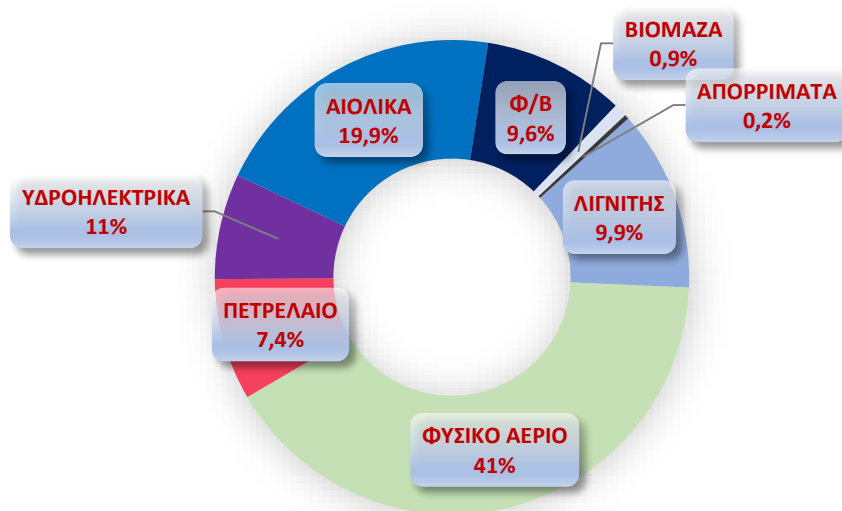
Η αξιοποίηση της ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, εκτός από ώριμη πια λύση σε μια σειρά από ενεργειακά ζητήματα, αποτελεί επίσης απάντηση αναφορικά με τον περιορισμό των επιβλαβών ρύπων που εκπέμπονται στο περιβάλλον. Κύρια πηγή ρυπαντών έως και σήμερα αποτελεί η καύση ορυκτών καυσίμων, στην ηλεκτροπαραγωγή, στις μεταφορές, καθώς και στη βιομηχανία, με σταδιακή, αν και αργή μετάβαση προς καθαρότερα καύσιμα, όπως το φυσικό αέριο. Την ίδια στιγμή, είναι πλέον αναντίρρητο το γεγονός πως η υψηλή εξάρτηση από ορυκτούς πόρους, και δη εισαγόμενους, περιορίζει σημαντικά την ενεργειακή αυτονομία και ασφάλεια μίας χώρας, λειτουργώντας σε πολλές περιπτώσεις αποσταθεροποιητικά, με πρόκληση κρίσεων και με επιπτώσεις που επιδρούν στην καθημερινότητα εκατομμυρίων πολιτών.

Στον αντίποδα, η αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με βιώσιμους όρους αναμένεται να εδραιώσει ένα νέο ενεργειακό μοντέλο, με ενσωμάτωση πλέον και των τελικών καταναλωτών, υπό το ρόλο των αυτοπαραγωγών. Ήδη στη χώρα μας, η συμμετοχή των ΑΠΕ εμφανίζει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια, με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και φωτοβολταϊκών να πλησιάζει, το 2022, τα 9GW (ΔΑΠΕΕΠ, 2022c). Ως επόμενο βήμα, αναμένεται η εξάπλωση παρόμοιων τεχνολογιών και στον οικιακό τομέα, έχοντας ως στόχο την παραγωγή σημαντικών οφελών όπως η θωράκιση απέναντι στις υψηλές τιμές ρεύματος, η αποσυμφόρηση των ηλεκτρικών δικτύων με την υποστήριξη επίσης διεσπαρμένων συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας οικιακής κλίμακας, η μείωση των απωλειών μεταφοράς και διανομής της ενέργειας, αλλά και η εφαρμογή νέων στρατηγικών εμπορίας ενέργειας μεταξύ αυτοπαραγωγών και του κεντρικού δικτύου.

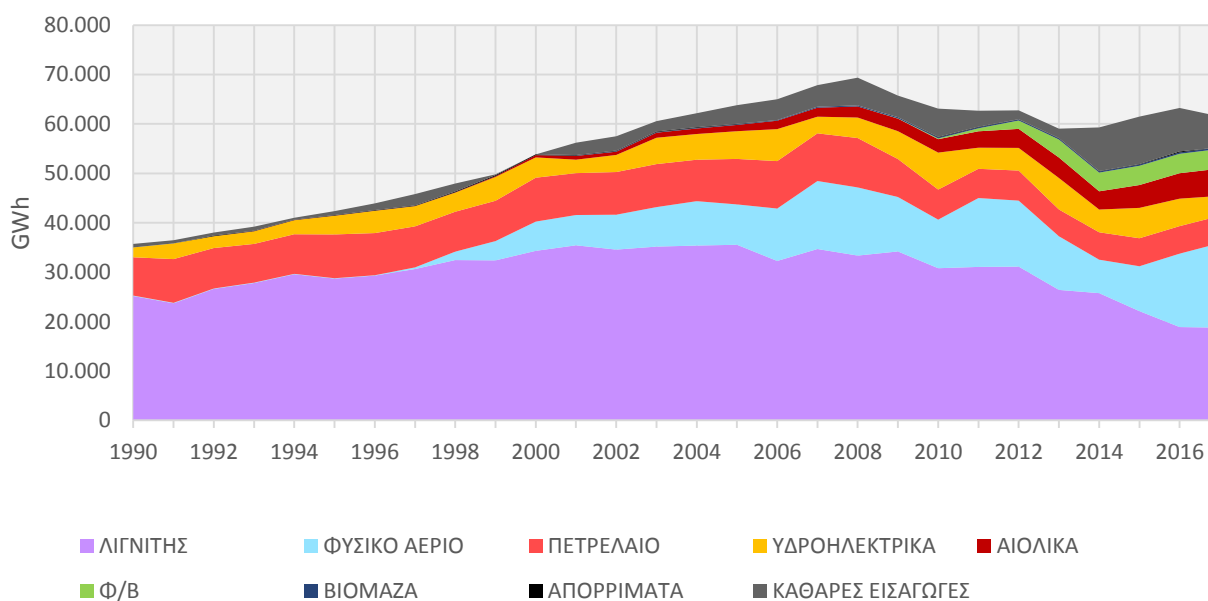
Στο πλαίσιο αυτό, η παρούσα εργασία διερευνά τις προκλήσεις της αυτοπαραγωγής στη χώρα μας, επιχειρώντας ειδικότερα την τεχνοοικονομική αξιολόγηση παρόμοιων σχημάτων μέσω ενός ολοκληρωμένου υπολογιστικού πλαισίου. Πιο συγκεκριμένα, και κατόπιν προκαταρκτικής ανάλυσης αναφορικά με την εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στα Κεφάλαια 2 και 3, στο Κεφάλαιο 4 της διπλωματικής αναπτύσσεται η ακολουθούμενη μεθοδολογία, ενώ στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται η μελέτη περίπτωσης η οποία ελήφθη υπόψη. Τα αποτελέσματα της έρευνας, τα οποία καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα εξεταζόμενων συνδυασμών ΑΠΕ-αποθήκευσης σε επίπεδο αυτοπαραγωγού, αλλά και σεναρίων αναφορικά με το βαθμό εφαρμογής διαφορετικών στρατηγικών εμπορίας με την κεντρική αγορά ενέργειας παρουσιάζονται στο 6ο Κεφάλαιο της εργασίας. Τέλος, η εργασία ολοκληρώνεται με την παράθεση των βασικών συμπερασμάτων της έρευνας, στο έβδομο κατά σειρά κεφάλαιο.

2 Εγχώρια αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το ενεργειακό μείγμα ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, όπως αυτό καταγράφεται από την Ευρωπαϊκή Στατιστική Υπηρεσία (Eurostat), χαρακτηρίζεται κατά κύριο λόγο από τη χρήση ορυκτών καυσίμων και ιδίως του Φυσικού Αερίου (Φ.Α) και παραγώγων άνθρακα, όπως είναι ο λιγνίτης, για την παραγωγή ρεύματος, μολονότι η παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε) παρουσιάζει μια σημαντική συμμετοχή. Πιο συγκεκριμένα, από το 58% της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα το 2021 προερχόμενη από ορυκτά, το 41% προερχόταν από Φ.Α, με τις ΑΠΕ να συγκεντρώνουν ανάλογη συνεισφορά στο μείγμα (41%), συνυπολογίζοντας και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά.

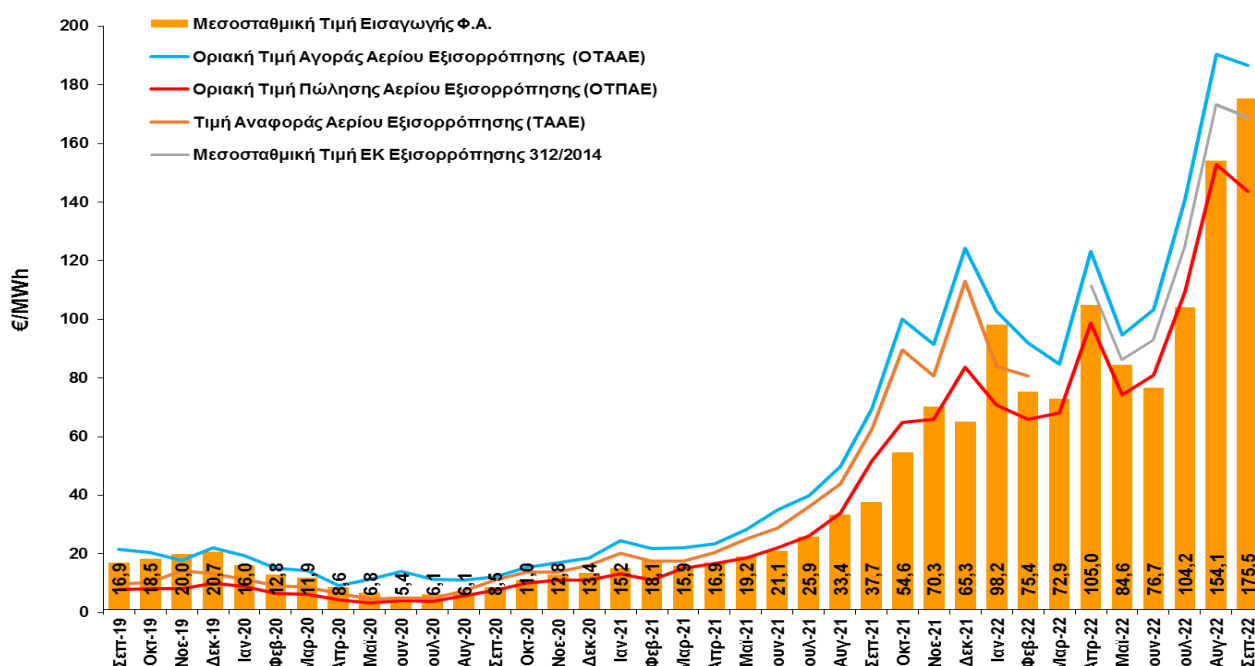


Διάγραμμα 2.1 Ενεργειακό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή προέλευσης για το έτος 2021. (ΔΑΠΕΕΠ, 2022α)



Διάγραμμα 2.2. Ελληνική παραγωγή ενέργειας ανά πηγή προέλευσης (Eurostat, 2017).

Την ίδια στιγμή, βάσει των στοιχείων της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, ενώ το 2020 η μεσοσταθμική τιμή εισαγωγής Φ.Α βρισκόταν κατά μέσο όρο στα 10,3 €/MWh, η αντίστοιχη τιμή το 2021 είναι 105€/MWh (PAE, 2022).



Εικόνα 1. Μεσοσταθμικές τιμές εισαγωγής φυσικού αερίου στην Ελλάδα (PAE, 2022).

Η ανωτέρω διαπίστωση συνδέεται με την «Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία» που έχει ορίσει η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε), δηλαδή την πράσινη μετάβαση έως το 2050, σύμφωνα με την οποία το φυσικό αέριο θα λειτουργούσε ως το μεταβατικό καύσιμο (European Commission, 2019), όντας το μέσο παραγωγής ενέργειας που εκπέμπει τους λιγότερους ρύπους, σε σχέση με τα υπόλοιπα στερεά και υγρά καύσιμα. Επομένως, η έντονη παρουσία του εν λόγω ορυκτού στην κορυφή του εγχώριου μείγματος ήταν, μέχρι πρόσφατα, δεδομένη.

Ωστόσο, η παγκόσμια ενεργειακή κρίση που ξέσπασε το 2021, η οποία εκφράζει την έλλειψη ενέργειας και συνεπάγεται την εκτόξευση των τιμών, δημιουργεί ιδιαίτερο πρόβλημα στην παγκόσμια αγορά ενέργειας, γεγονός που φέρει δυσμενή αντίκτυπο στην Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε) και τις χώρες που εξαρτώνται ενεργειακά από το φυσικό αέριο. Αναπόφευκτα, η αύξηση των τιμών της χονδρεμπορικής τιμής φέρει ως αποτέλεσμα την αύξηση και της λιανικής τιμής με την οποία έρχεται αντιμέτωπος ο τελικός καταναλωτής, καθώς ένα τέτοιο γεγονός αποτυπώνεται άμεσα στους λογαριασμούς ρεύματος.

Οι παράγοντες που έχουν οδηγήσει σε αυτή την κατάσταση είναι η απότομη ανάκαμψη της οικονομίας έως το 2019, που με τη σειρά της προκάλεσε αύξηση στη ζήτηση ενέργειας, ενώ ακολούθησε η περίοδος της πανδημίας, με τη συνακόλουθη απότομη μείωση της παγκόσμιας ενεργειακής ζήτησης, γεγονός που οφείλεται στις συνέπειες από την εφαρμογή των μέτρων αντιμετώπισης. Οι έντονες αυτές διακυμάνσεις στην παγκόσμια ζήτηση έδωσαν χώρο στην εκδήλωση κρίσεων, πολλές εκ των οποίων τεχνητές, με αποτέλεσμα, μεταξύ άλλων την περιορισμένη προσφορά αλλά και εισαγωγή φυσικού αερίου στη χώρα μας και την Ευρώπη συνολικά.

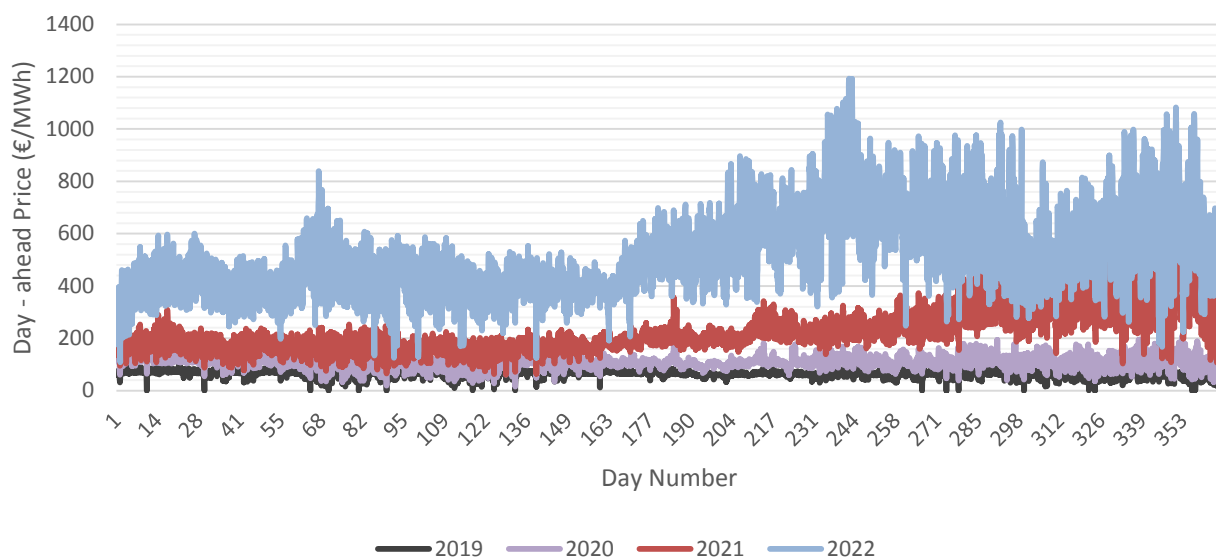
Ο συνδυασμός των προηγούμενων, με τις παράλληλες δράσεις κατά της κλιματικής αλλαγής και συνεπώς την ασύμφορη χρήση των εργοστασίων παραγωγής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα, όπως είναι ο λιγνίτης, λόγω του στόχου της απανθρακοποίησης και της ακρίβειας των δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων, θέτει την Ευρώπη σε μια ευάλωτη οικονομικά θέση.

Ωστόσο, ένας ακόμη πυλώνας του προβλήματος, σημειώνεται ότι απορρέει από τη γενικότερη δυσλειτουργία του Χρηματιστηρίου Ενέργειας, που αδυνατεί να περιορίσει τις τιμές, δημιουργώντας κατ' αυτόν τον τρόπο στρέβλωση στην αγορά, καθώς με τον τρόπο που εφαρμόζεται το «Target Model» (EnExGroup, 2020) στην Ελλάδα, το έλλειμμα της ενεργειακής παραγωγής καλύπτεται με την υψηλότερη προσφορά, εφόσον δεν έχει καθοριστεί ούτε ελάχιστη ποσότητα, αλλά ούτε υψηλότερη τιμή προσφοράς, εισάγοντας το περιθώριο αθέμιτου ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών.

Παρατηρείται, λοιπόν, ένα κυκλικό φαινόμενο γύρω από τις ενεργειακές κρίσεις, καθώς μια τέτοια μεγάλη έκθεση των καταναλωτών σε πολύ υψηλές τιμές χονδρεμπορικής τιμής ηλεκτρικής ενέργειας, είχε προηγηθεί το 2001 με την «ενεργειακή κρίση στην Καλιφόρνια», ύστερα από «απροσδόκητα υψηλή ζήτηση λόγω της ακμάζουσας οικονομίας» (Goyette, 2011). Η αναφερθείσα κρίση προκλήθηκε από τη χειραγώγηση της αγοράς, εφόσον η χονδρεμπορική δε διέθετε ανώτατο όριο – σε αντίθεση με την λιανική τιμή, ενισχύοντας το μονοπώλιο, από τη στιγμή που η παραγωγή ενέργειας και ο ανταγωνισμός των προμηθευτών, είχαν περιοριστεί δραματικά, γεγονός που είχε συνδεθεί με τις ασυνήθιστα αυξημένες τιμές Φ.Α (Bushnell, 2004).

Παράλληλα, οι τρέχουσες πολεμικές αναταράξεις και οι γεωπολιτικές αντιπαραθέσεις που λαμβάνουν χώρα, επιδεινώνουν την κατάσταση της οικονομίας, σε ευρωπαϊκό και ελληνικό επίπεδο, ενισχύοντας το αίσθημα της αβεβαιότητας, τόσο στις επιχειρήσεις όσο και τα νοικοκυριά, εκθέτοντας τους καταναλωτές σε αρκετά αυξημένες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

Πιο συγκεκριμένα, αντλώντας τις καταγραφές που πραγματοποιεί σε καθημερινό και ωριαίο επίπεδο το «Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς» (ENTSOE), ενώ το κόστος της μέσης ωριαίας τιμής το 2019 βρισκόταν στα 64€/MWh, το 2021 η ωριαία τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι σχεδόν στο διπλάσιο, 116€/MWh, ενώ αντίστοιχα για το έτος 2022 και με βάση τα μέχρι τώρα στοιχεία, το μέσο ωριαίο κόστος είναι 280€/MWh (ENTSOE, 2023). Σε αυτό το σημείο, αξία έχει να αναφερθεί η παγκόσμια «πετρελαϊκή κρίση» που προέκυψε το 1973, όπου λόγω της τότε πολεμικής σύρραξης και ενόψει του πετρελαϊκού εμπόργκο, η ενεργειακή ασφάλεια και η οικονομική ανάπτυξη είχαν κλονιστεί ξανά (Güler, Haykır and Öz, 2022).



Διάγραμμα 2.3. Ημερήσια διακύμανση τιμής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (ENTSOE, 2023).

Σημειώνεται, ωστόσο, ότι το 1973 δεν είχε εξελιχθεί ακόμα ο τομέας των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), πόσο μάλλον σε οικιακό επίπεδο και αντ' αυτού, στην ανάγκη αντιμετώπισης της κρίσης, το ενδιαφέρον είχε στραφεί προς άλλες τεχνολογίες, όπως την πυρηνική ενέργεια (IEA, 2022) και τη μετατροπή των καυστήρων που λειτουργούσαν μέχρι πρότινος με πετρέλαιο, σε καυστήρες φυσικού αερίου. Με τα σημερινά δεδομένα, έχουν δημιουργηθεί βάσεις και πλέον οι ΑΠΕ μπορούν να αντιμετωπίσουν το φαινόμενο της κρίσης. Δεδομένης της προκείμενης διακύμανσης της τιμής της ενέργειας, όπως επίσης και της άμεσης επιρροής της από τα κοινωνικοπολιτικά τεκταινόμενα και την προώθηση της πράσινης πολιτικής, με σκοπό την μείωση των εκπομπών ρύπων του θερμοκηπίου, εκ των οποίων το 80% προέρχεται από τα ορυκτά καύσιμα που χρησιμοποιούνται στην ηλεκτροπαραγωγή (ΥΠΕΝ, 2018), η στροφή στις Ανανεώσιμες Πηγές, όσον αφορά τον οικιακό τομέα, αποτελεί μια ιδιόζουσα λύση.

Λαμβάνοντας υπόψιν τόσο τις μέγιστες και παράλληλα ακραίες εκτοξεύσεις των τιμών όπως προαναφέρθηκαν, αλλά και των μέσων τιμών, οι οποίες κυμαίνονται ομοίως σε πολύ υψηλά επίπεδα, σε συνδυασμό με τις προβλέψεις που προμηνύουν την διατήρηση – αν όχι την επιδείνωση τους, σε υψηλά επίπεδα, έχουμε τη δυνατότητα ως καταναλωτές να στραφούμε σε λύσεις που δεν θα περιλαμβάνουν τη χρήση των επίμαχων ορυκτών.

3 Σχήματα αυτοπαραγωγής σε Οικιακό Επίπεδο

Η διείσδυση των ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εισήχθη για πρώτη φορά στην Ε.Ε το 2001 με την Οδηγία 2001/77/ΕΚ «για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Ανανεώσιμες Πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» και ύστερα το 2006 με τον Ν. 3468 (Hellenic Republic, 2006) όπου καθορίστηκαν τιμές πώλησης ενέργειας προερχόμενη από φωτοβολταϊκά. Αργότερα, ο Ν. 4414/2016 (ΦΕΚ 149Α/9.8.2016) στήριξε την αυτοπαραγωγή και στις υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως είναι οι σταθμοί βιομάζας, μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΔ) και η συμπαραγωγή (ΣΗΘ), ενώ με την Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382 (ΦΕΚ Β' 759/5.3.2019) θεσμοθετήθηκε και εφαρμόστηκε το πλαίσιο που επιτρέπει την αξιοποίηση της περίσσειας παραχθείσας ενέργειας μέσω εγκατεστημένης μονάδας αποθήκευσης.

Παράλληλα υποστηρίζεται από την (Οδηγία 2009/28/ΕΚ, 2009), σύμφωνα με την οποία είχε θεσπιστεί δεσμευτικός στόχος, κατά τον οποίο το 20% της ενέργειας που καταναλώθηκε έως το 2020 έπρεπε να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές και σύμφωνα με τον Εθνικό Ενεργειακό Σχεδιασμό το 32% έως το 2030 (ΥΠΕΝ, 2018). Με τον Ν. 3851/2010 για 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας.

Ειδικά όσον αφορά τον οικιακό τομέα, έχει στραφεί ιδιαίτερα η προσοχή των αρμόδιων, παρουσιάζοντας ένα επενδυτικό ενδιαφέρον, ακολουθώντας μια ενεργειακή πολιτική κατά την οποία επιδιώκεται η επίτευξη των στόχων που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Ως εκ τούτου αναμένεται πρόγραμμα επιδότησης για φωτοβολταϊκά και αποθήκευση στον οικιακό τομέα της τάξεως του 60% επί του αρχικού κόστους (RAS, 2023). Σημειώνεται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ το 2022 είναι 9GW, ενώ προβλέπεται ότι το 2026 η ισχύς θα ξεπερνά τα 20GW (ΔΑΠΕΕΠ, 2022b).

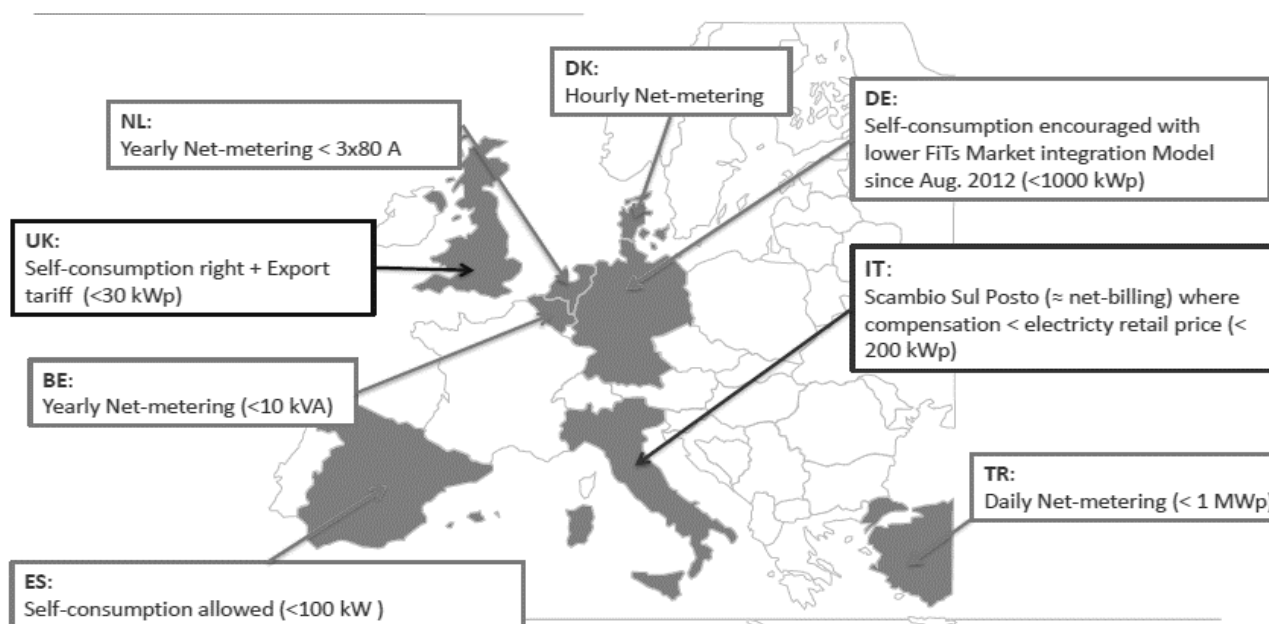
3.1 Net Metering

Ο όρος net metering ή αλλιώς «ενεργειακός συμψηφισμός» χαρακτηρίζει τη δυνατότητα έμμεσης αποθήκευσης της πλεονάζουσας πράσινης ενέργειας ύστερα από την αυτοπαραγωγή και ιδιοκατανάλωση για την κάλυψη μέρους των ενεργειακών αναγκών με ΑΠΕ. Ο όρος «net» εκφράζει το γεγονός ότι η τελική χρέωση του καταναλωτή σε ένα ορισμένο διάστημα προκύπτει από τη διαφορά της καταναλισκόμενης από την παραγόμενη ενέργεια.

Νομοθετικά, η αλληλεπίδραση με το δίκτυο, μέσω της συμμετοχής στο πρόγραμμα Ενεργειακού Συμψηφισμού (Net metering) εισήχθη με τον Ν. 4203/2013 (ΦΕΚ 235/Α/1-11-2013) στην Ελλάδα για αυτοπαραγωγή με φωτοβολταϊκά και μικρές ανεμογεννήτριες και αργότερα, με την ΥΑ 24461/2015 καθορίστηκαν οι όροι και προϋποθέσεις.

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, σταθμούς βιομάζας/βιοαερίου/βιορευστών, μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς και σταθμούς συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας (Σ.Η.Θ.Υ.Α.), ενώ με το Ν.4513/2018, ΦΕΚ 9Α/23/1/2018 (που αφορά τις Ενεργειακές Κοινότητες), ενώ με βάση την υπουργική απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382 (ΦΕΚ 759Β/5.3.2019) είναι πλέον δυνατή και η εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης σε συνδυασμό με συστήματα αυτοπαραγωγής.

Παράλληλα, ο ενεργειακός συμψηφισμός έχει συγκεντρώσει το ενδιαφέρον 66 χωρών παγκοσμίως (Rehman *et al.*, 2020), κάθε μια από τις οποίες εφαρμόζει διαφορετικό πλαίσιο, όπως για παράδειγμα η Δανία που πραγματοποιεί ωριαίο συμψηφισμό, η Ολλανδία και το Βέλγιο που συμψηφίζουν την ενέργεια ετησίως (Latour, 2013), ενώ η Ελλάδα πλέον διενεργεί τριετή συμψηφισμό, στο πέρας του οποίου, οποιοδήποτε πλεόνασμα ενέργειας δεν αποζημιώνεται (HELAPCO, 2022b).



Εικόνα 3. Ενδεικτικές Ευρωπαϊκές χώρες που εφαρμόζουν ενεργειακό συμψηφισμό (EPIA, 2013).

Γι' αυτό το λόγο ενδείκνυται η αποφυγή της υπέρβασης της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας αντιπαραβολικά με την καταναλισκόμενη στο ίδιο έτος.

Η πλειοψηφία των χωρών χρησιμοποιεί το μοντέλο σταθερών εγγυημένων – από την κυβέρνηση – τιμών (Feed-in-Tariffs), ανά kWh παραγόμενης ενέργειας (REN21, 2022) και αυτές που παρουσιάζουν τη μικρότερη συμμετοχή στο net metering είναι εκείνες για τις οποίες η παραγωγή ανανεώσιμης κιλοβατώρας είναι υψηλότερη από την λιανική τιμή ενέργειας. Επομένως, σημαντική προϋπόθεση για την ευδοκίμηση του προγράμματος συμψηφισμού, αποτελούν τα κίνητρα του καταναλωτή όπως είναι είτε η επιδότηση των εγκαταστάσεων ΑΠΕ, είτε η αρκετά υψηλή τιμή λιανικής τιμής ρεύματος.

Στην εγχώρια αγορά η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συναντά συνεχή αύξηση με την πάροδο των ετών, ιδίως από το 2010 και ύστερα όπου ξεκίνησε η ουσιαστική επένδυση και στροφή προς τις ΑΠΕ. Το 2021 η ελληνική αγορά συγκέντρωσε συνολική εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών της τάξης των 4.126MW_p με τα 89MW_p να συμμετέχουν στον ενεργειακό συμψηφισμό. (HELAPCO, 2022a).

3.2 Αυτοπαραγωγή κατάντη του μετρητή

Σε συνέχεια των ανωτέρω, το ζήτημα που προκύπτει, έγκειται στον τομέα που αφορά στην αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας. Εν προκειμένω, για την εκμετάλλευση της συνολικής παραγόμενης ισχύος, ιδίως τις ώρες αιχμής όπου η ηλιοφάνεια και το αιολικό δυναμικό βρίσκονται στα υψηλότερα επίπεδα, απαιτείται αναβάθμιση του δικτύου αποθήκευσης, γεγονός που προμηνύει την καταβολή σημαντικού κεφαλαίου, από τη στιγμή που οι συσσωρευτές αποτελούν μια τεχνολογία που βρίσκεται ακόμη σε εξέλιξη.

Η αποθήκευση ενέργειας συνδράμει τόσο στην επίτευξη του στόχου απανθρακοποίησης των συστημάτων παραγωγής ενέργειας, όπως προαναφέρθηκε, όσο και στην διαχείριση της υπερσυγκεντρωμένης ισχύος προερχόμενη από ΑΠΕ και δη της χρήσης αυτής ετεροχρονισμένα, λειτουργώντας κατ' αυτόν τον τρόπο ως «στοιχείο ευελιξίας» όσον αφορά την διακύμανση των τιμών (ΟΔΕ, 2021).

Στο πλαίσιο αυτό, ένα σχήμα αυτοπαραγωγής που έρχεται ως διάδοχη κατάσταση, ώστε να καλύψει το κενό που σχηματίζει η δυσκολία ενίσχυσης των δικτύων διανομής, καθώς επιτυγχάνει, ταυτόχρονα, την αποσυμφόρηση των υφιστάμενων δικτύων και την επίτευξη παραγωγής ενέργειας σε επίπεδο τελικού καταναλωτή, είναι η «αποθήκευση κατάντη του μετρητή», διαφορετικά γνωστό ως «behind the meter» (BTM). Με τον εν λόγω όρο, νοείται η ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η ιδιοκατανάλωση και η αποθήκευση της πλεονάζουσας παραχθείσας ενέργειας σε σύστημα αποθήκευσης εγκατεστημένο στον χώρο και υπό την ιδιοκτησία του παραγωγού-καταναλωτή, αποκλείοντας, τουλάχιστον μέχρι το πρόσφατο παρελθόν, την ενσωμάτωση στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Το αναφερθέν σχήμα έχει συγκεντρώσει την προσοχή πληθώρας ερευνητών, μερικοί εκ των οποίων υποστηρίζουν ότι η αποθήκευση κατάντη του μετρητή οδηγεί στη μείωση του κόστους λειτουργίας (Jin, Huang and Shao, 2022), περιορίζοντας την ανάγκη για παραγωγή, όπως επίσης, και την ανάγκη για αναβάθμιση των δικτύων, ενισχύοντας επίσης την ευελιξία όσον αφορά την κατοχή εφεδρικής ισχύος.

Η πιο συχνά συναντώμενη τεχνολογία για ιδιοκατανάλωση είναι τα φωτοβολταϊκά, γεγονός που αποδίδεται, κατά βάση, στην ωριμότητα της τεχνολογίας και κατ' επέκταση στο χαμηλό κόστος. Ωστόσο, οι μικρές ανεμογεννήτριες παρ' όλο που δεν είναι ευρέως διαδεδομένες στον οικιακό τομέα, αλλά ούτε ιδιαίτερα οικονομικά προσιτές, είναι ομοίως σχεδιασμένες να εξυπηρετούν τις ανάγκες ενός νοικοκυριού (Alexopoulos *et al.*, 2021).

Στη συνέχεια της ανασκόπησης, μερίδα μελετητών έστρεψε το ενδιαφέρον της όχι μόνο στην εφαρμογή του σχήματος, αλλά εστίασε στην διερεύνηση στρατηγικών προκειμένου να βελτιστοποιηθεί η απόδοση του συστήματος σε διάφορους τομείς. Πιο συγκεκριμένα, η μέθοδος των (Bhoi and Nayak, 2020) εστιάζει, μέσω ενός αλγορίθμου, στην ελαχιστοποίηση του ενεργειακού κόστους, διατηρώντας την υγεία της μπαταρίας σε όσο το δυνατόν καλύτερη κατάσταση, ενώ οι (Barzegkar-Ntovom *et al.*, 2020) αξιολόγησαν από την σκοπιά της οικονομικής βιωσιμότητας, ένα υβριδικό σύστημα (ΥΒΣ), απαρτιζόμενο με φωτοβολταϊκά και συσσωρευτές εξετάζοντας τον δείκτη LCOU (Levelized Cost of Use), ο οποίος λαμβάνει υπόψη την ιδιοκατανάλωση, συμπεραίνοντας πως η λειτουργία μπορεί να οδηγήσει σε χαμηλότερες τιμές από την λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για χαμηλότερα μεγέθη φωτοβολταϊκών (1kW_p για την Ελλάδα).

4 Μεθοδολογία

Στο πλαίσιο της διερεύνησης της βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης της εγκατάστασης, προσομοιώνονται τα σενάρια που συνοψίζονται στο Σχήμα 1.



Σχήμα 1. Πλαίσιο διερεύνησης βέλτιστης στρατηγικής διαχείρισης του υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας.

Αναλυτικότερα:

- Ξεκινώντας από τα δεδομένα εισόδου, που θα εντάξουμε στην προσομοίωση χρησιμοποιώντας το εργαλείο Visual Basic, εμπεριέχουν το σύνολο των ωριαίων καταναλώσεων της οικίας ενός ολόκληρου έτους και εξετάζεται η συμπεριφορά του συντελεστή κάλυψης των καταναλώσεων της οικίας (Σ.Κ Οικίας), του συντελεστή κάλυψης εγγυημένης ενέργειας στο δίκτυο (Σ.Κ Εγγυημένης), καθώς επίσης και του συνολικού συντελεστή κάλυψης (Σ.Κ), μεταβάλλοντας σε πρώτη φάση το μέγεθος αυτής. Συγκεκριμένα, η μελέτη περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια (Α/Γ) ισχύος N_w από 0kW έως 10kW , σε συνδυασμό με φωτοβολταϊκά ισχύος N_{pv} από 0 έως 10kWp , αντίστοιχα, με βήμα 1kW .
- Στην αποθηκευτική ικανότητα της παραγόμενης αιολικής και φωτοβολταϊκής ενέργειας, των σχημάτων που διαμορφώνονται, εξετάζονται τα συστήματα αποθήκευσης (ESS) χωρητικότητας από 0 έως 30kWh με βήμα 2kWh .
- Σύμφωνα με την παραχθείσα και αποθηκευμένη στον εκάστοτε συσσωρευτή ενέργεια, εξετάζεται η αλληλεπίδραση με το δίκτυο, με δέσμευση για πώληση εγγυημένης ενέργειας σταθερής ισχύος, για επιλεγμένο χρονικό διάστημα (πρόγραμμα πώλησης), κατά ένα συμφωνηθέν ποσοστό επί της συνολικής ημερήσιας παραγωγής (ποσοστό Εγγυημένης), με παράλληλη ιδιοκατανάλωση.
- Τα δύο προγράμματα που θα καθορίσουν το χρονικό διάστημα πώλησης είναι η 24ωρη πώληση κατά την οποία δεσμευόμαστε να εγχέουμε σταθερή ισχύ ολόκληρη τη μέρα και 12ωρη πώληση που εστιάζει στο διάστημα παραγωγής των φωτοβολταϊκών $07:00-18:00$.

Πίνακας 4-1. Υπολογισμός Αρχικού (I_{tot}) και Σταθμισμένου Κόστους Επένδυσης (LCOE).

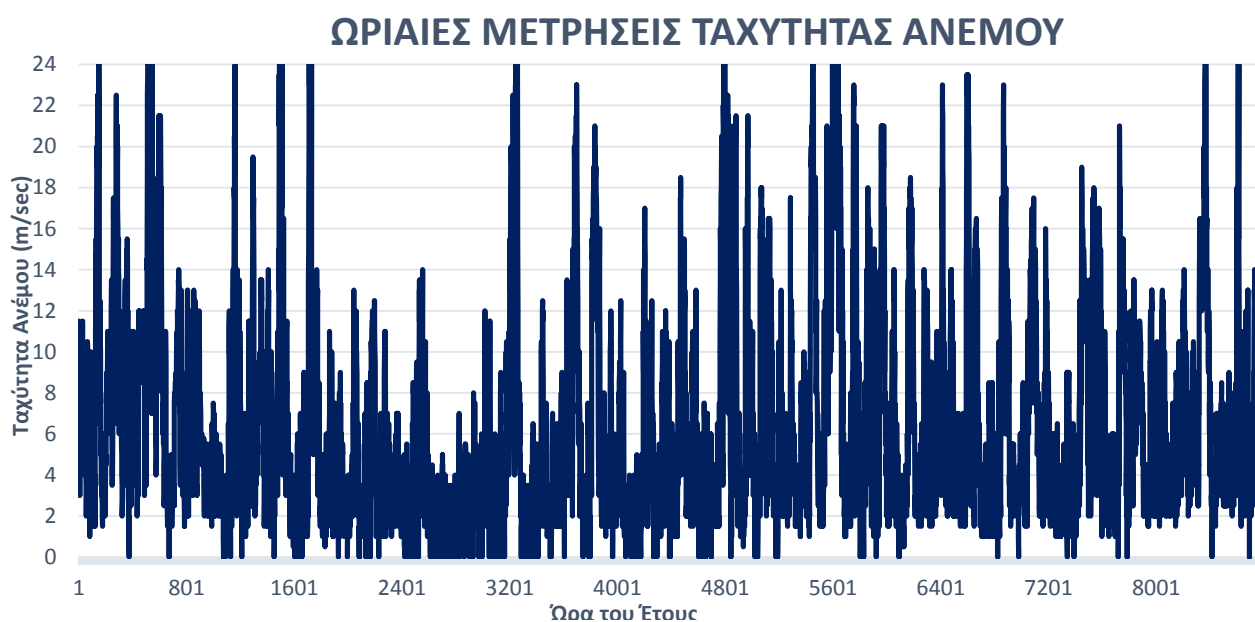
Λειτουργικό Κόστος	$I_c = N_w \cdot c_w + N_{pv} \cdot c_{pv} + E_{ss} \cdot c_{ess} \text{ (€)}$
Αρχικό Κόστος Επένδυσης	$I_{tot} = I_c + C_{boss}$
Ισχύς Ανεμογεννήτριας (kW)	N_w
Ισχύς φωτοβολταϊκών (kWp)	N_{pv}
Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (kWh)	E_{ss}
Κόστος παραγωγής αιολικής ενέργειας (€/kW)	C_w
Κόστος παραγωγής φωτοβολταϊκής ενέργειας (€/kWp)	C_{pv}
Κόστος κιλοβατώρας (€/kWh)	C_{ess}
Κόστος ευστάθειας συστήματος	$C_{bos} = 10\% \cdot I_c$
Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ενέργειας	$LCOE = \frac{I_{tot} + (M_t + \text{Καθαρά Έξοδα}) \cdot s}{E_{cov} \cdot s}$
Ετήσιο Κόστος συντήρησης	$M_t = m \cdot I_{tot}$
Ετήσιος συντελεστής συντήρησης	m
Άθροισμα προόδου	$s = \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r}$
Επιτόκιο Αναγωγής	r
Ορίζοντας επένδυσης	N
Ετήσια ζήτηση	E_{cov}
Καθαρά Έξοδα	$\text{Έξοδα Οικίας} + \text{Penalty} - \text{Έσοδα}$
Έξοδα Οικίας	$\text{Έλλειμμα Οικίας} \cdot \text{Spot Price} (1 + \text{Προσαύξηση 1})$
Penalty Εγγυημένης	$\text{Έλλειμμα εγγυημ} \cdot \text{Spot Price} \cdot (1 + \text{Προσαύξ. 2})$
Έσοδα	$(\text{Εγγυημ Πώληση} - \text{Έλλειμμα εγγυημ}) \cdot \text{Spot Pr.}$

- Το ποσοστό εγγυημένης θα λάβει τιμές από 0 έως 100% με βήμα 20%, οπότε θα εξεταστεί και η περίπτωση αποκλειστικής ιδιοκατανάλωσης (0% εγγυημένη) αλλά και η πώληση της συνολικής ενέργειας (100% εγγυημένη) που παράχθηκε από τις ΑΠΕ.
- Κατά την διαχείριση της διαθέσιμης ενέργειας και προκειμένου να προσδίδεται παραπάνω κίνητρο στον παραγωγό, η προτεραιότητα τάσσεται υπέρ της κάλυψης της εγγυημένης, καθώς, όταν αυτή δεν ικανοποιείται σε ωριαία βάση, ακολουθεί επιβάρυνση (Penalty) του ελλείμματος επί της εγγυημένης ενέργειας που δεν καλύφθηκε, με προσαύξηση κατά 150% επί της τρέχουσας ωριαίας τιμής ηλεκτρικής ενέργειας (χονδρεμπορικής).
- Για τον εντοπισμό της βέλτιστης διαχείρισης της υβριδικής εγκατάστασης και ύστερα από την εκτίμηση του Αρχικού Κόστους Επένδυσης, σημαντικός ρόλος θα αποδοθεί στον οικονομικό αντίκτυπο των επιμέρους σεναρίων που διαμορφώνονται. Ως εκ τούτου, το Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής (LCOE) απορρέει από την εκτίμηση του Αρχικού Κόστους Επένδυσης σύμφωνα με το μέγεθος της εγκατάστασης και τα αντίστοιχα κόστη παραγωγής kWh των επιμέρους τμημάτων, τη διαφορά των εσόδων της ενέργειας που καταφέραμε να εγχύσουμε στο δίκτυο, από τα έξοδα αντίστοιχα εισαγωγών ενέργειας από τον πάροχο με μια επιβάρυνση (Προσαύξηση 1), συνυπολογίζοντας το Penalty που δεχτήκαμε από την ανεπιτυχή κάλυψη της εγγυημένης ενέργειας (Προσαύξηση 2).
- Τα ανωτέρω διαμορφώνονται με βάση τα στοιχεία του Πίνακα 4-1.

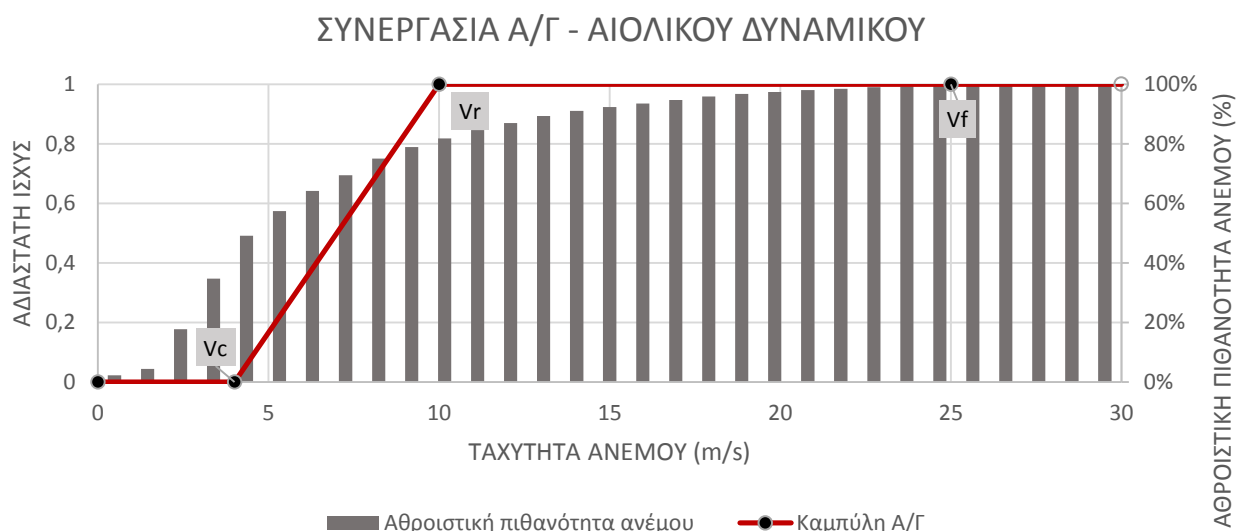
5 Μελέτη Περίπτωσης

5.1 Ανεμολογικά – ηλιακά δεδομένα και χαρακτηριστικά Α/Γ – Φ/Β

Τα ανεμολογικά δεδομένα, όπως αποτυπώνονται στο Διάγραμμα 5.1, βασίζονται σε πραγματικά στοιχεία ενός ολόκληρου έτους, με τη μέση ταχύτητα να βρίσκεται στα 6,3m/s (4 Bft). Λαμβάνοντας υπόψιν την καμπύλη λειτουργίας της ανεμογεννήτριας (Διάγραμμα 5.2), προκύπτει ότι από το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό, δεν καταφέρνει να αξιοποιηθεί το 35%, επειδή αφορά στην εμφάνιση ταχυτήτων μικρότερης της ταχύτητας εκκίνησης ($V_c=4\text{m/s}$), και μεγαλύτερης της ταχύτητας διακοπής ($V_f=25\text{ m/s}$) της ανεμογεννήτριας. Σημειώνεται ότι το 23% του συνολικού δυναμικού βρίσκεται στην περιοχή ονομαστικής λειτουργίας (V_r), όπου συναντάται η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς.



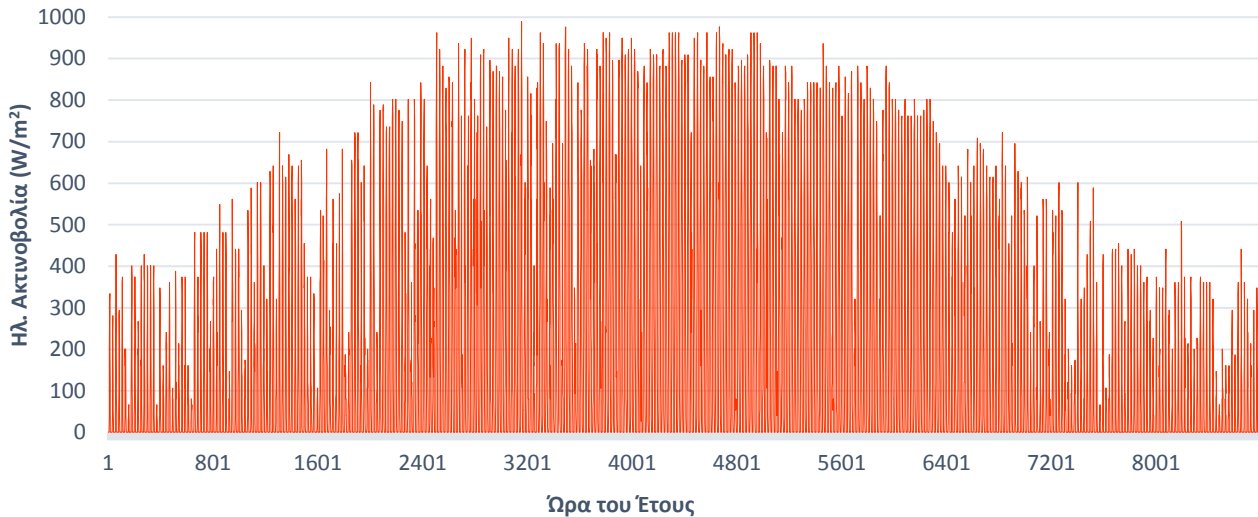
Διάγραμμα 5.1. Ωριαίες μετρήσεις ταχύτητας ανέμου για ένα έτος.



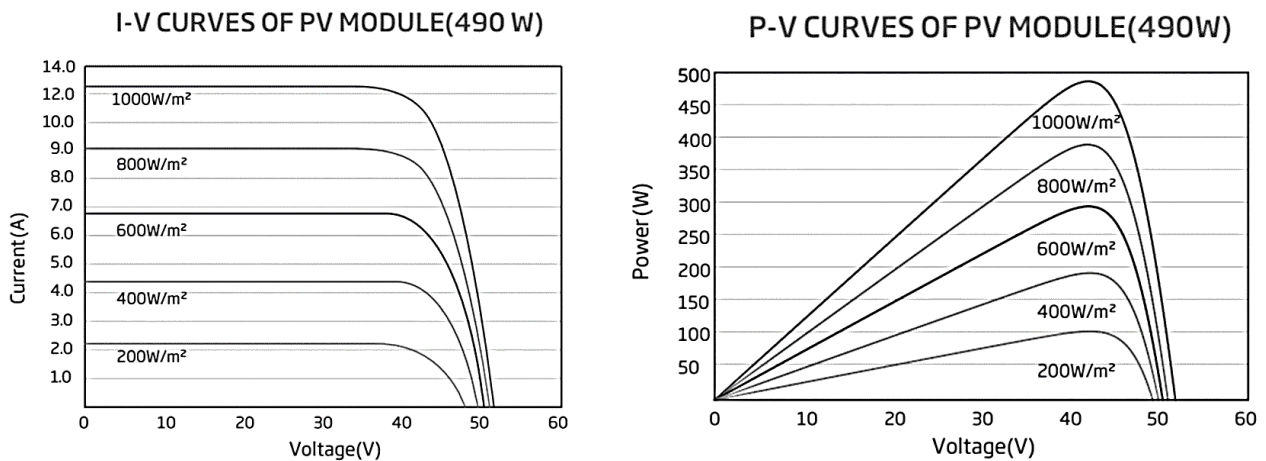
Διάγραμμα 5.2. Συνεργασία ανεμογεννήτριας με το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό.

Το ηλιακό δυναμικό που συμμετέχει στη μελέτη και απεικονίζεται στο Διάγραμμα 5.3, παρουσιάζει μια μέση, ωριαία ένταση ηλιακής ακτινοβολίας της τάξης των 179W/m^2 , με τη μέγιστη να αγγίζει τα 990W/m^2 . Οπότε για την αξιοποίηση ηλιακής ακτινοβολίας έως 1000W/m^2 απαιτείται μονάδα φωτοβολταϊκών 490W σύμφωνα με την τυπική καμπύλη λειτουργίας που απεικονίζεται στο Διάγραμμα 5.4.

ΩΡΙΑΙΕΣ ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ



Διάγραμμα 5.3. Διαθέσιμο ηλιακό δυναμικό σε ωριαία βάση για ένα έτος.



Διάγραμμα 5.4. Χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας τυπικού module Φ/B ανά τάξη διαθέσιμης ηλιακής ακτινοβολίας.

5.2 Βασικά χαρακτηριστικά συσσωρευτή

Η παρουσία του συσσωρευτή στην εγκατάσταση είναι καθοριστικής σημασίας, καθώς θα μας προσφέρει μεγαλύτερη αυτονομία στο κομμάτι που σχετίζεται με την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, αλλά και ευελιξία προκειμένου να διανέμεται η υπερσυγκεντρωμένη ισχύς, η οποία χωρίς τον συσσωρευτή θα οδηγούσε σε απόρριψη φορτίου, σε σημεία όπου η παραγωγή ενέργειας αδυνατεί να ικανοποιήσει είτε την εγγυημένη που έχουμε υποσχεθεί στο δίκτυο, είτε τις ανάγκες ιδιοκατανάλωσης (οικίας).

Το πλαίσιο λειτουργίας του συσσωρευτή, ακολουθεί την αρχή φόρτισης έως τη μέγιστη στάθμη (State of Charge – SoC_{max}) και εκφορτίζει αναλόγως με τις ανάγκες που προκύπτουν έως το τεχνικό ελάχιστο (SoC_{min}), ορίζοντας μέγιστο βάθος εκφόρτισης (Depth of Discharge) $DoD_{max}=80\%$. Θεωρούμε ότι ο συσσωρευτής ξεκινάει τη λειτουργία του με τη στάθμη της μπαταρίας να βρίσκεται στο μισό ($SoC_{start}=50\%$). Στον Πίνακα 5-1, καταγράφονται τα σχετικά τεχνικά χαρακτηριστικά.

Πίνακας 5-1. Βασικά χαρακτηριστικά λειτουργίας συσσωρευτή.

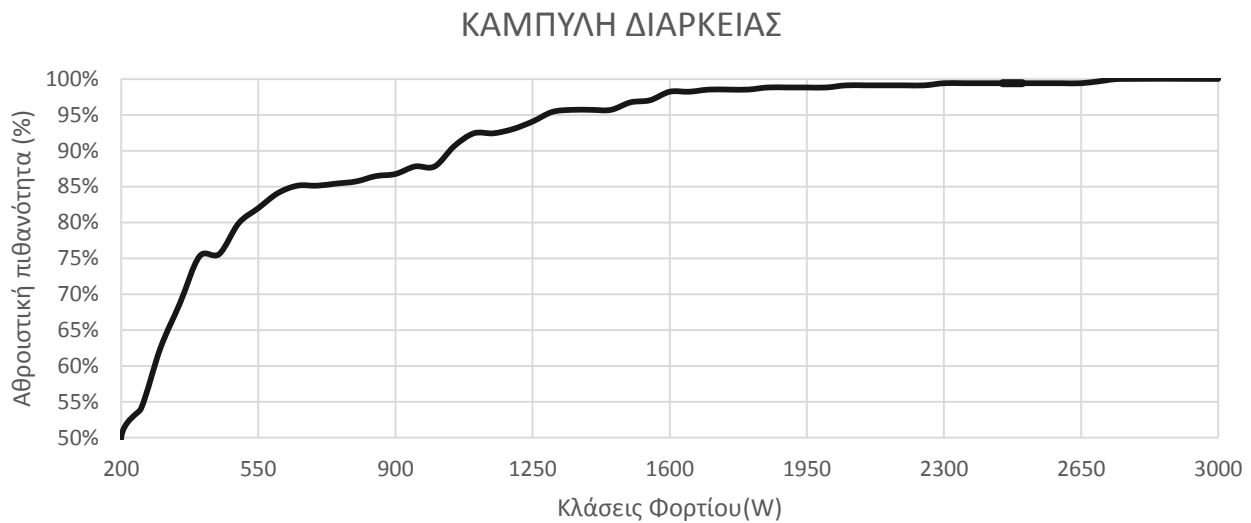
Βαθμός απόδοσης στην είσοδο	η_{in}	85%
Βαθμός απόδοσης στην έξοδο	η_{out}	85%
Μέγιστο βάθος εκφόρτισης	DoD	80%
Σύστημα Μονάδας αποθήκευσης	E_{ss}	0-30kWh
Αρχική Στάθμη Μπαταρίας	SoC_{start}	50%
Τεχνικό Ελάχιστο	SoC_{min}	$(1-DoD) \cdot E_{ss}$

Στο πλαίσιο αυτό, εάν η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη από τις ανάγκες που αντιμετωπίζουμε εκείνη τη στιγμή, τότε καλύπτουμε απευθείας την συνολική ανάγκη, δηλαδή την εγγυημένη και της οικίας. Το πλεόνασμα που προκύπτει αποθηκεύεται στον συσσωρευτή μέχρι το SoC_{max} , αλλιώς το υπόλοιπο απορρίπτεται.

Εάν η παραχθείσα ενέργεια είναι μικρότερη από τις ανάγκες, παρουσιάζεται έλλειμμα. Με αυτή την προϋπόθεση, εάν η αποθηκευμένη ενέργεια στον συσσωρευτή, αφαιρώντας το τεχνικό ελάχιστο, επαρκεί, τότε καλύπτει το συνολικό έλλειμμα των ΑΠΕ. Σε αντίθετη περίπτωση, παραχωρούν τόσο οι ΑΠΕ όσο και ο συσσωρευτής τη μέγιστη ενέργεια που μπορούν να διαθέσουν, κατά προτεραιότητα στην εγγυημένη και το υπόλοιπο στην οικία.

Το ποσό της εγγυημένης ενέργειας που αδυνατεί να καλυφθεί τελικά, ύστερα και από την αξιοποίηση της ενέργειας που έχει αποθηκεύσει ο συσσωρευτής, αποτελεί το έλλειμμα εγγυημένης και επιβαρύνεται με Penalty Εγγυημένης που λαμβάνεται ως προσαύξηση 150% της ωριαίας τιμής ηλεκτρικής ενέργειας όταν αντιμετώπιζε το φορτίο. Η αντίστοιχη επιβάρυνση για το ποσό οικιακού φορτίου που αδυνατεί να καλυφθεί αποτελεί το έλλειμμα οικίας και λαμβάνεται ως 50% προσαύξηση της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας.

5.3 Καμπύλη διάρκειας καταναλώσεων οικίας

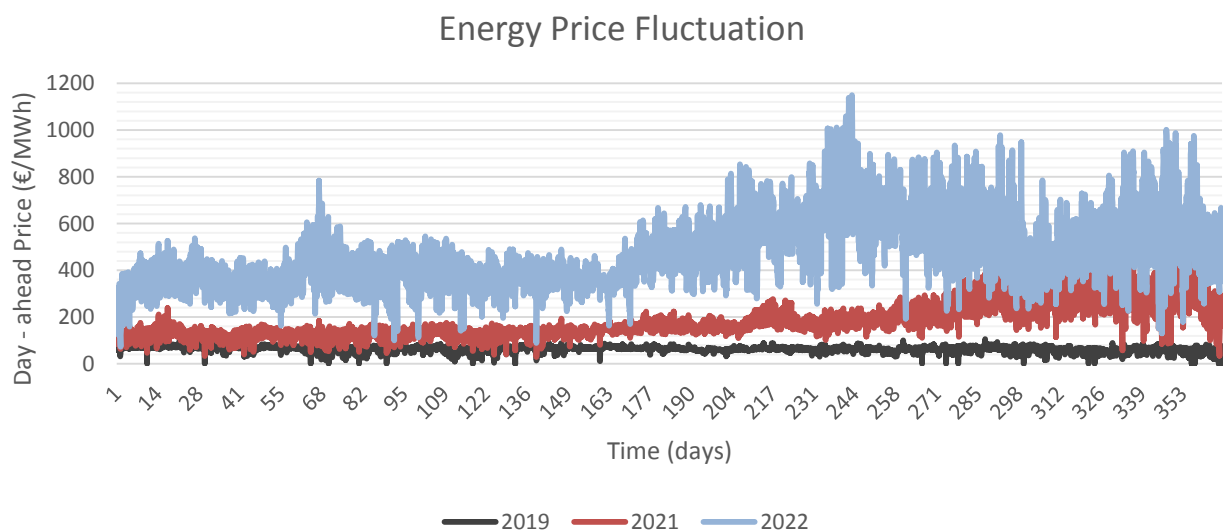


Διάγραμμα 5.5 Καμπύλη διάρκειας εμφάνισης φορτίων για ένα έτος.

Το σύνολο της ετήσιας κατανάλωσης της οικίας που αξιοποιείται για τη μελέτη είναι της τάξης των 3.5MWh. Η αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης φορτίων όπως απεικονίζεται στο Διάγραμμα 5.5, παρουσιάζει μέγιστη κλάση φορτίου τα 2700W, ενώ η μέση ετήσια κατανάλωση είναι 400W.

5.4 Χρονοσειρές μελέτης Spot Price

Το σύστημα θα εκτεθεί στην αντιμετώπιση τριών περιπτώσεων τιμής ηλεκτρικής ενέργειας που αφορούν τις χαμηλές τιμές, την ενδιάμεση κατάσταση και τις πολύ υψηλές τιμές, αντλώντας τα ετήσια ωριαία στοιχεία, όπως απεικονίζονται στο Διάγραμμα 5.6 για τα έτη 2019, 2021 και 2022 αντίστοιχα.

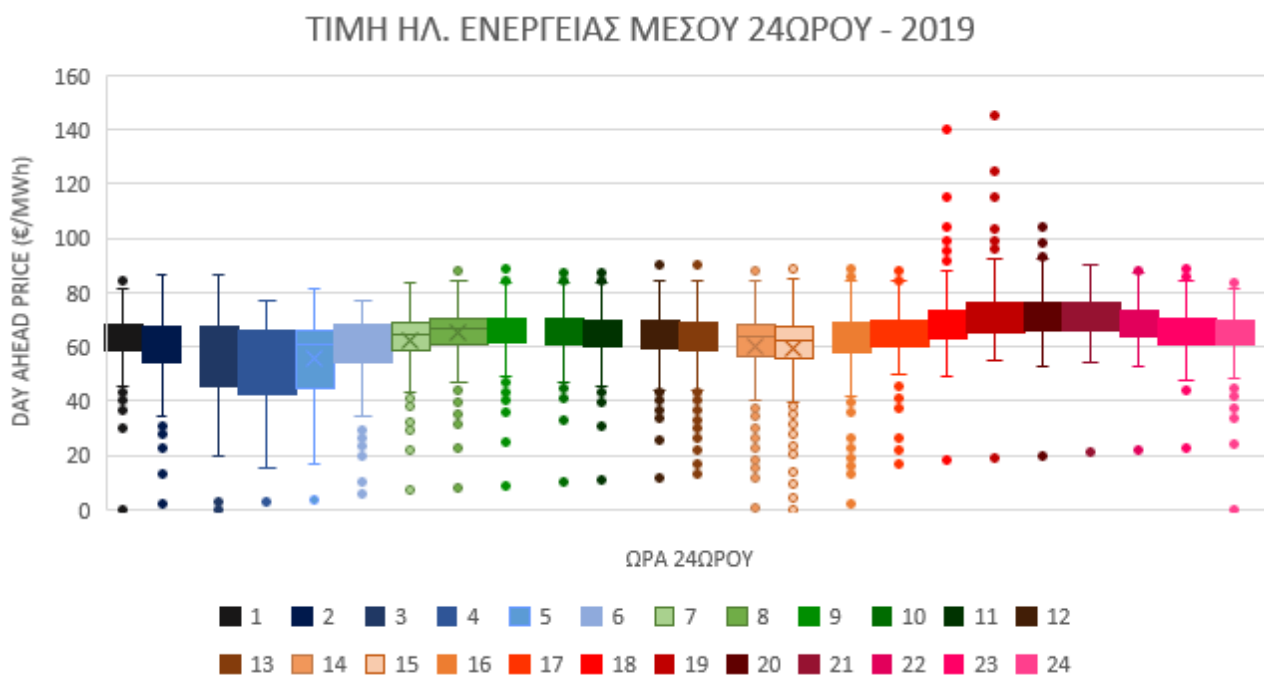


Διάγραμμα 5.6. Γραφική απεικόνιση των ετήσιων ωριαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα για τα έτη 2019, 2021 και 2022.

Στο πλαίσιο της σύγκρισης των στρατηγικών μεταξύ τους, το προφίλ καταναλώσεων (φορτίο ζήτησης οικίας) που προηγήθηκε στο Κεφάλαιο 5.4, θεωρείται ότι διατηρείται σταθερό για τα τρία έτη, τόσο στην μεταξύ τους αντιπαραβολή όσο και στον ορίζοντα των 20 ετών για κάθε σενάριο ξεχωριστά.

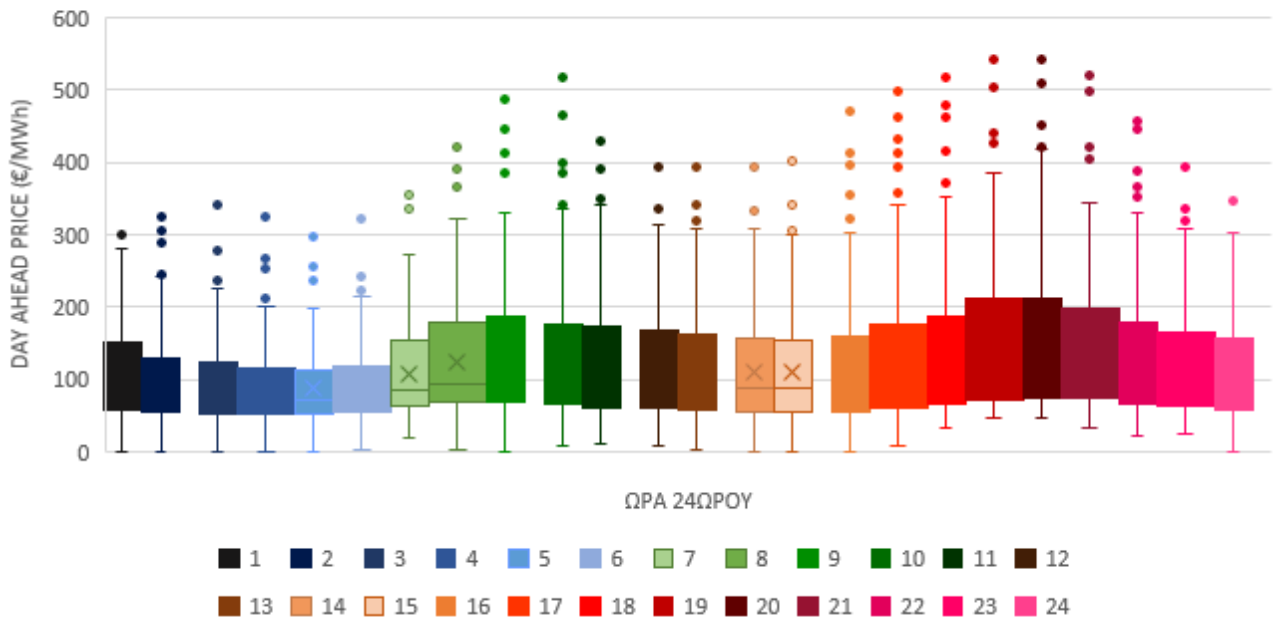
Πίνακας 5-2. Μέση και Μέγιστη ωριαία τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για τα έτη 2019, 2021 και 2022.

	2019	2021	2022
Μέση ωριαία τιμή ηλ, Ενέργειας (€/MWh)	63,82	116,43	279,92
Μέγιστη ωριαία τιμή ηλ, Ενέργειας (€/MWh)	145	542,5	936,33



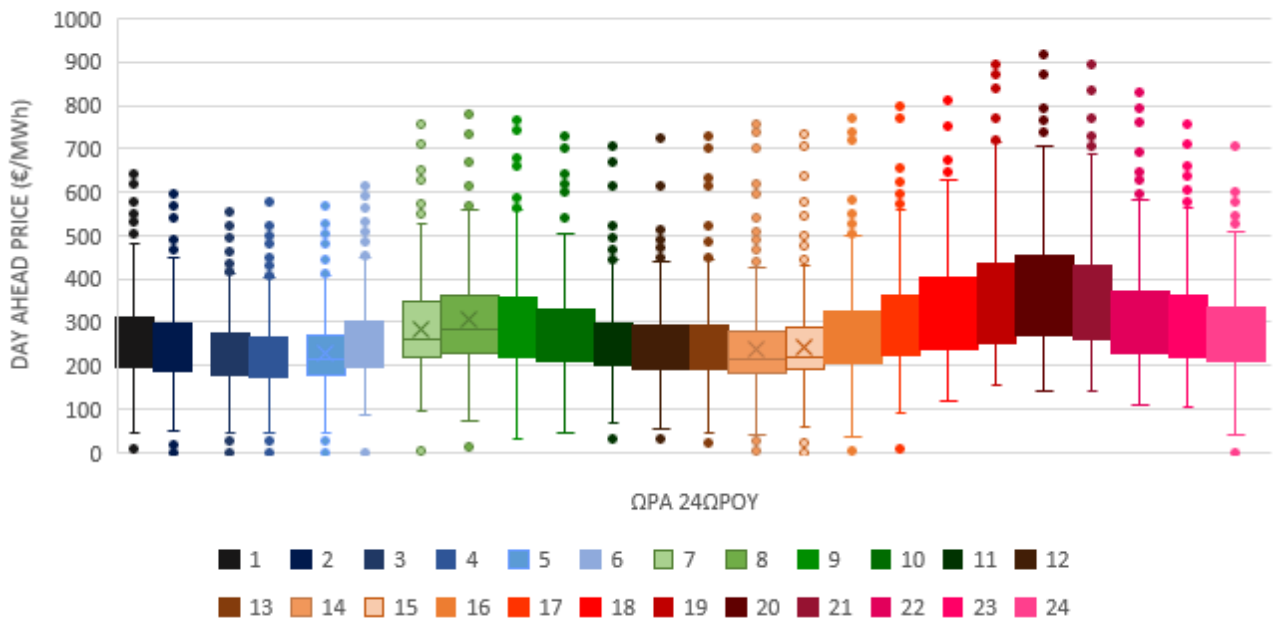
Διάγραμμα 5.7. Μέσο 24ωρο τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για το 2019.

ΤΙΜΗ ΗΛ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕΣΟΥ 24ΩΡΟΥ - 2021



Διάγραμμα 5.8. Μέσο 24ωρο τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για το 2021.

ΤΙΜΗ ΗΛ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕΣΟΥ 24ΩΡΟΥ - 2022



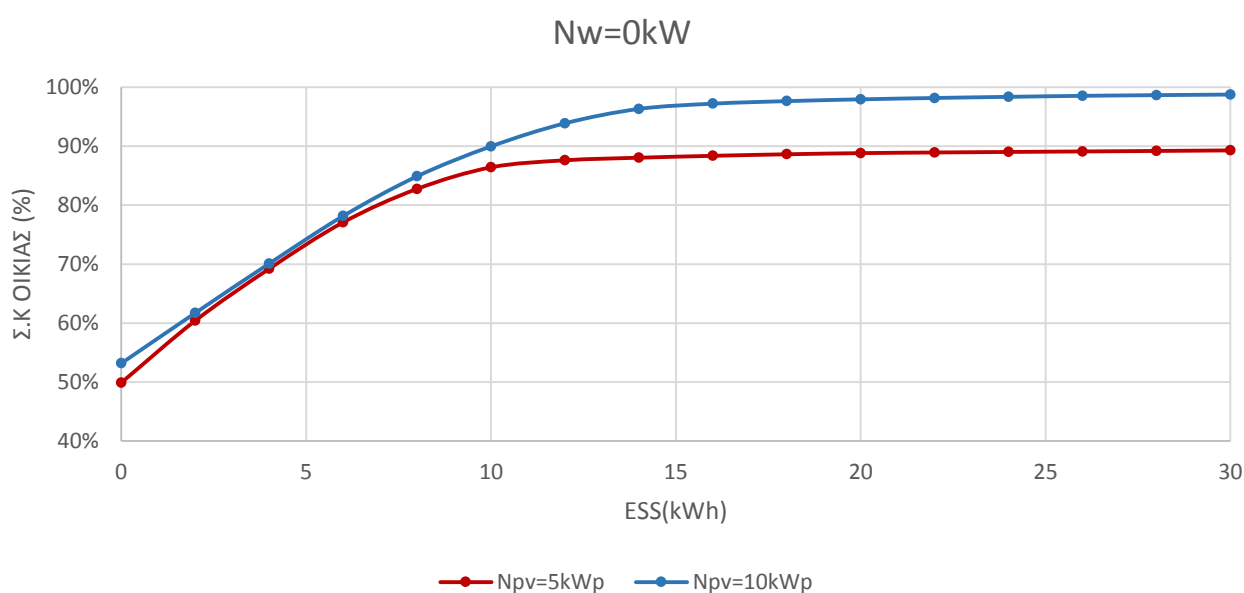
Διάγραμμα 5.9. Μέσο 24ωρο τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για το 2022.

6 Αποτελέσματα

Για τη μελέτη των στρατηγικών, τα ακόλουθα αποτελέσματα προκύπτουν εστιάζοντας στην παραδοχή ότι το ποσοστό εγγυημένης ενέργειας προς το δίκτυο βρίσκεται στο 20% με 24ωρη πώληση, εξετάζοντας τη συμπεριφορά και την συνεργασία των διαφορετικών μεγεθών (σε kW) της ανεμογεννήτριας συνδυαστικά με τα φωτοβολταϊκά.

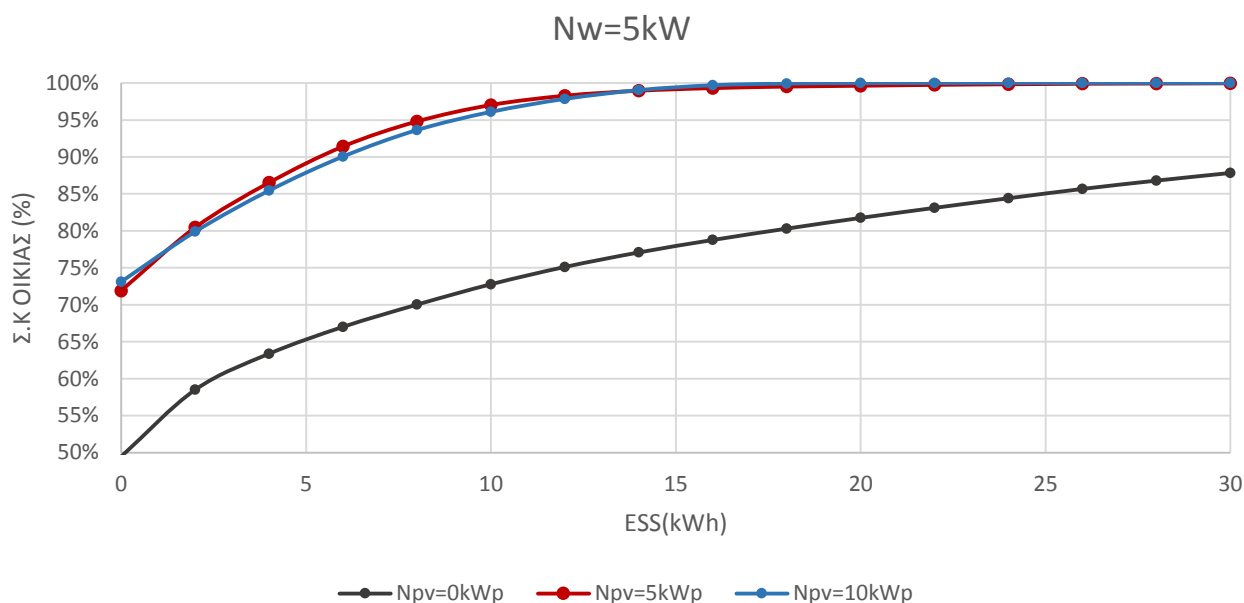
6.1 Καμπύλες σύγκρισης συναρτήσεως χωρητικότητας συσσωρευτή E_{ss}

6.1.1 Συντελεστής Κάλυψης Οικίας – E_{ss}



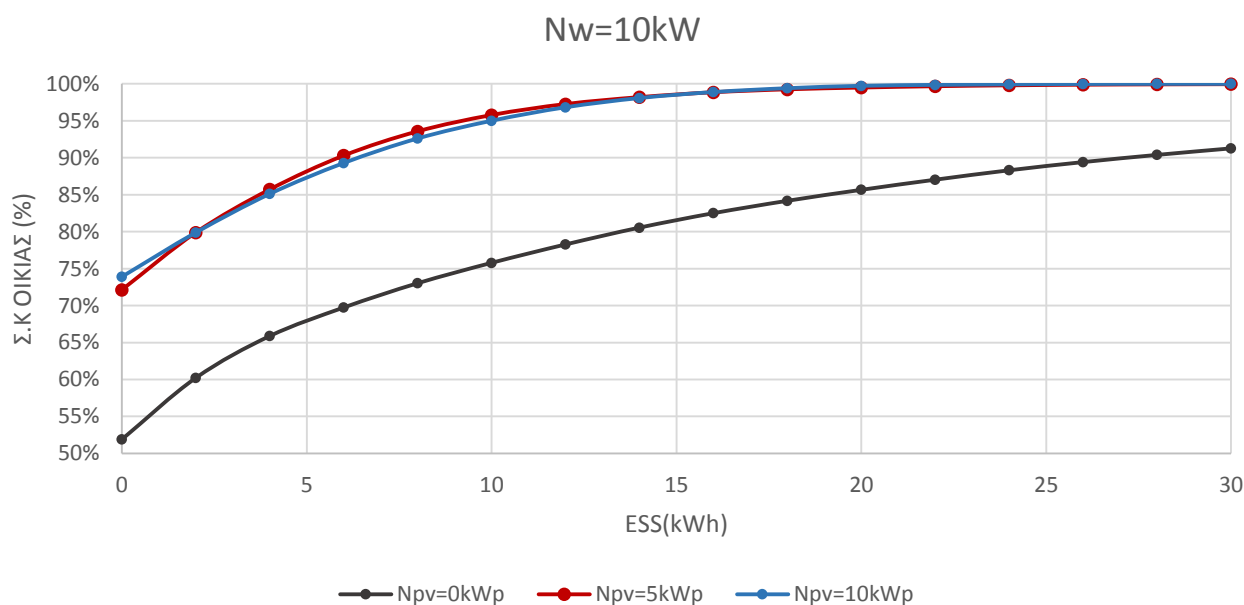
Διάγραμμα 6.1. Συντελεστής κάλυψης οικίας συναρτήσεως χωρητικότητας συσσωρευτή με απουσία ανεμογεννήτριας.

Στο Διάγραμμα 6.1, με την παρουσία μονάχα των φωτοβολταϊκών και για συσσωρευτή χωρητικότητας έως 8kWh, παρατηρείται μια σχετική ταύτιση στη συμπεριφορά του συντελεστή κάλυψης της οικίας, ο οποίος ξεκινά από το 50% και δεν ξεπερνά το 85% της κάλυψης. Παράλληλα, από τις 12kWh και άνω, διατηρείται μια σταθεροποίηση στην κάλυψη, η οποία διαφέρει κατά 10% μεταξύ των φωτοβολταϊκών 5kW_p και 10kW_p, επιτυγχάνοντας 89% και 99% αντίστοιχα.



Διάγραμμα 6.2. Συντελεστής κάλυψης οικίας συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 5kW.

Σύμφωνα με το Διάγραμμα 6.2, η χρήση διαφορετικής ισχύος φωτοβολταϊκών δεν προσδίδει ιδιαίτερη διαφορά στην κάλυψη, η οποία αγγίζει το 100% για χωρητικότητα 22kWh με συμμετοχή φωτοβολταϊκών 10kW_p, ενώ αντίστοιχα με 5kW_p για ίδια χωρητικότητα καλύπτεται το 99,75% και για ESS=30kWh το 99,96%.

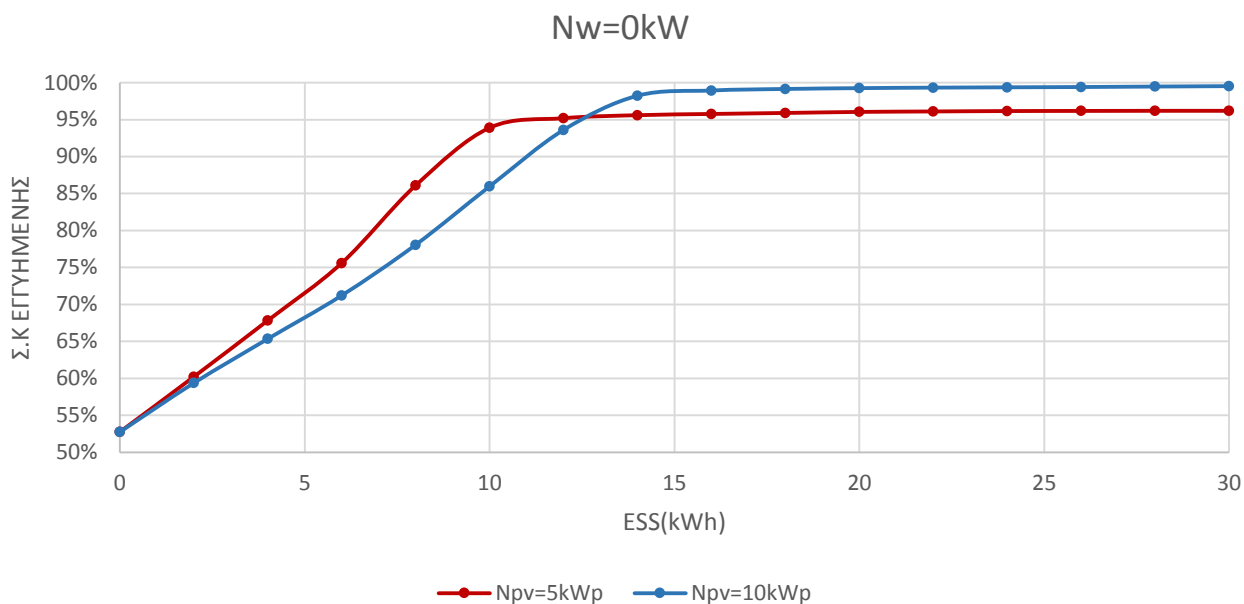


Διάγραμμα 6.3. Συντελεστής κάλυψης οικίας συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 10kW.

Στο Διάγραμμα 6.3, ενώ η συμπεριφορά των δύο φωτοβολταϊκών παρουσιάζει ομοιότητα, προκύπτει ότι η πλήρης κάλυψη της οικίας για μεγαλύτερη ανεμογεννήτρια επιτυγχάνεται για Φ/Β 10kW_p, με χρήση συσσωρευτή 28kWh και άνω, σε αντίθεση με την περίπτωση του Διαγράμματος 6.2 για N_w=5kW όπου καλύφθηκε πλήρως με μικρότερο συσσωρευτή. Και για τις δύο ανεμογεννήτριες, η

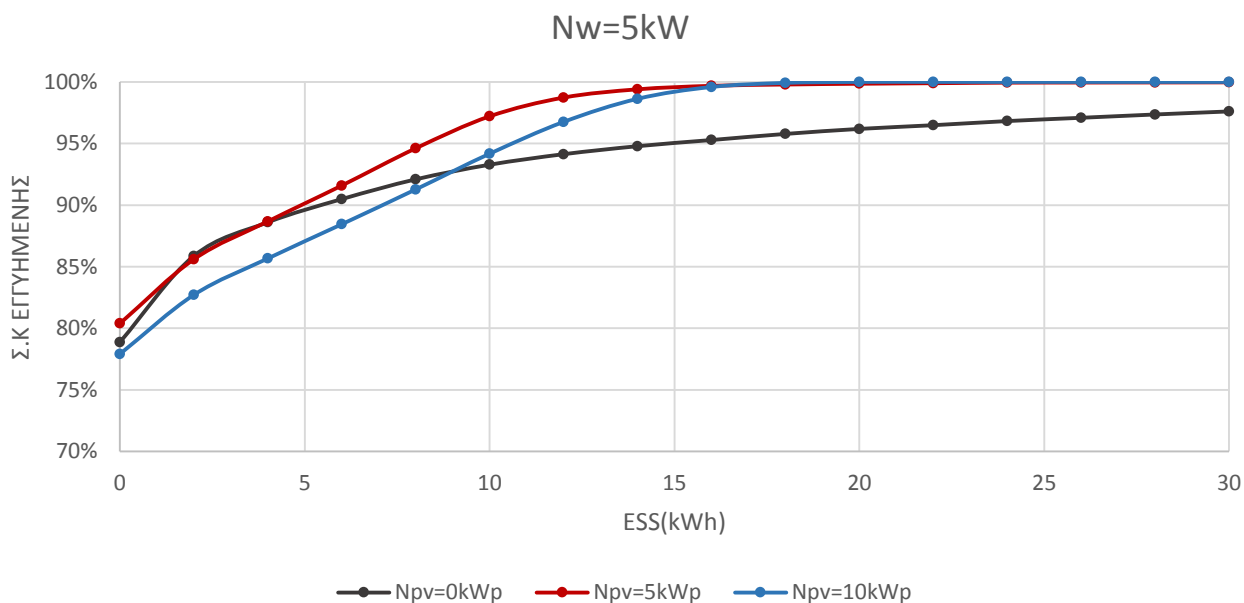
απουσία φωτοβολταϊκών στο σύστημα, φέρει παρόμοια απόδοση επιτυγχάνοντας και στις δύο περιπτώσεις από 50% έως 90% κάλυψη οικίας.

6.1.2 Συντελεστής Κάλυψης Εγγυημένης – Ess



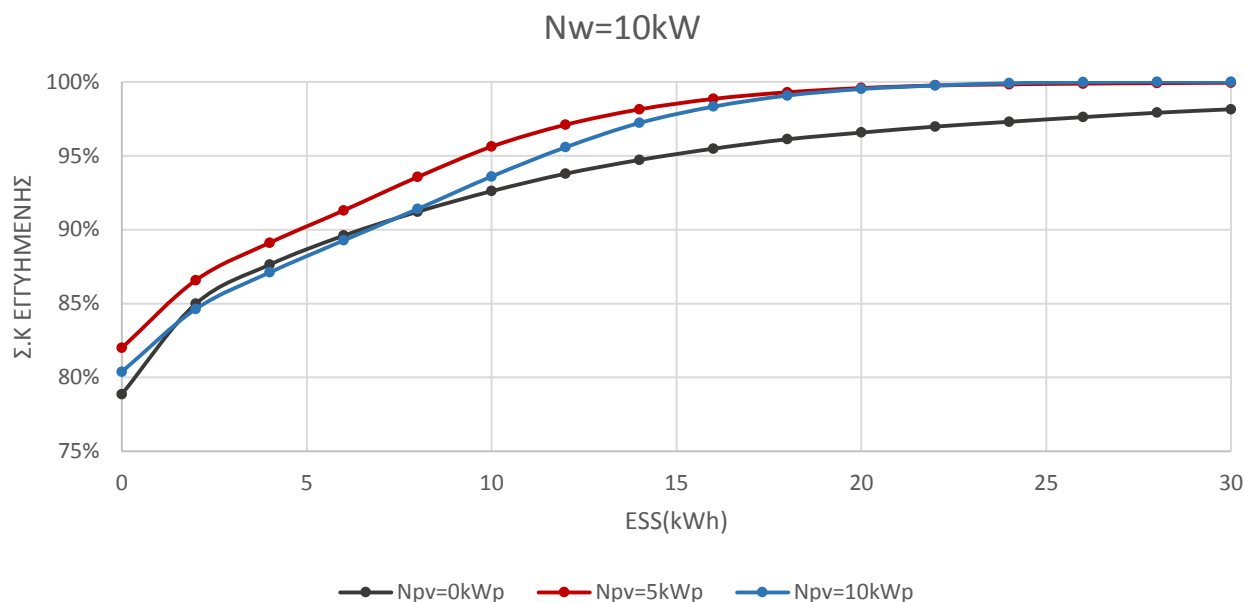
Διάγραμμα 6.4. Συντελεστής κάλυψης εγγυημένης συναρτήσεως χωρητικότητας συσσωρευτή με απουσία ανεμογεννήτριας.

Στο Διάγραμμα 6.4 ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι για μικρής χωρητικότητας συσσωρευτή, τα μικρότερης ισχύος φωτοβολταϊκά ($N_{pv}=5kW_p$) καλύπτουν μεγαλύτερο ποσοστό εγγυημένης ενέργειας στο δίκτυο, σε σχέση με τα μεγαλύτερης ισχύος ($N_{pv}=10kW_p$), ενώ για συσσωρευτή άνω των 12kWh, η συμπεριφορά αντιστρέφεται, με μικρή διαφορά (96% και 99%).



Διάγραμμα 6.5. Συντελεστής κάλυψης εγγυημένης συναρτήσεως χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 5kW.

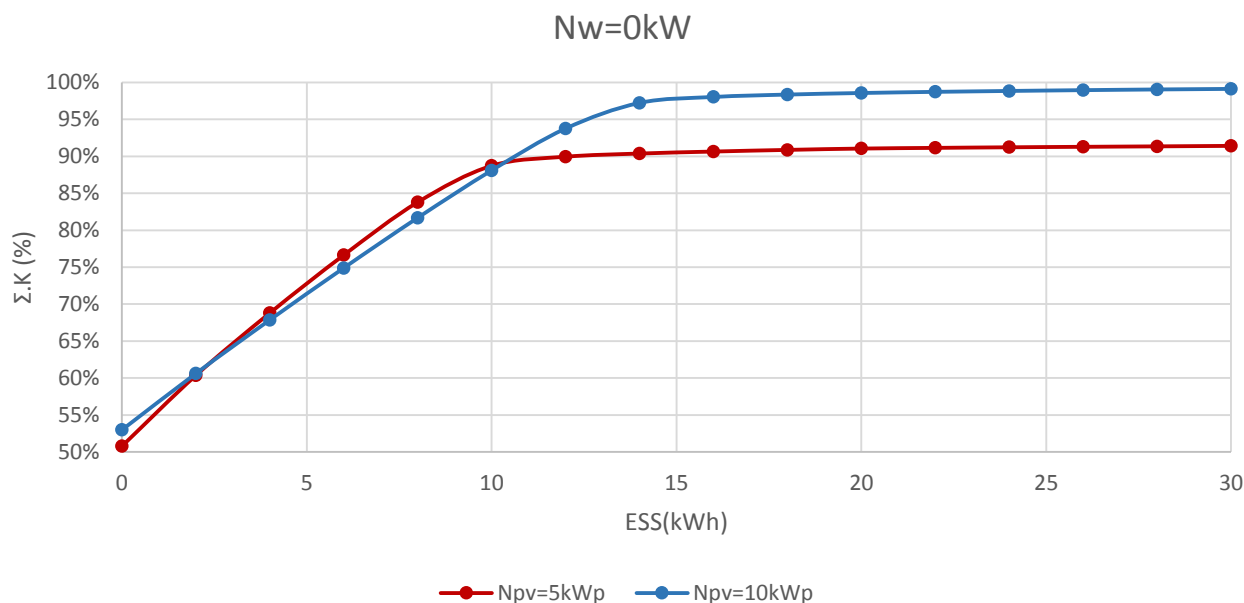
Στο Διάγραμμα 6.5, αυτό που αποτυπώνεται έως τις 8kWh συσσωρευτή είναι η κάλυψη μεγαλύτερου ποσοστού εγγυημένης με ελάχιστη ή μηδενική ισχύ φωτοβολταϊκών, γεγονός που διατηρείται για τις δυο περιπτώσεις Φ/Β έως και τις 16kWh, ωστόσο το 100% επιτυγχάνεται μόνο για $N_{pv}=10kW_p$ και $ESS \geq 20kWh$.



Διάγραμμα 6.6. Συντελεστής κάλυψης εγγυημένης συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 10 kW.

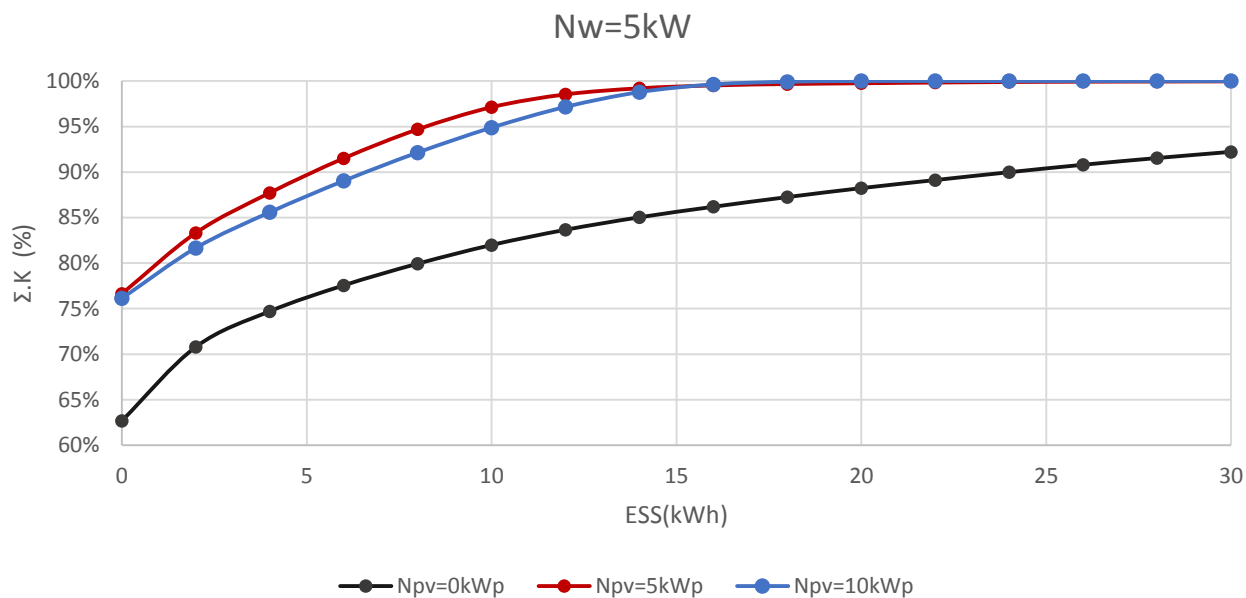
Στο Διάγραμμα 6.6, για 10kW ανεμογεννήτρια, τα Φ/Β με $N_{pv}=5kW_p$ διατηρούν ομοίως υψηλότερο συντελεστή κάλυψης μέχρι την χωρητικότητα των 18kWh, με το 100% της εγγυημένης να καλύπτεται μόνο από ισχύ $10kW_p$ και για $ESS=28kWh$ και άνω.

6.1.3 Συνολικός Συντελεστής Κάλυψης – Ess



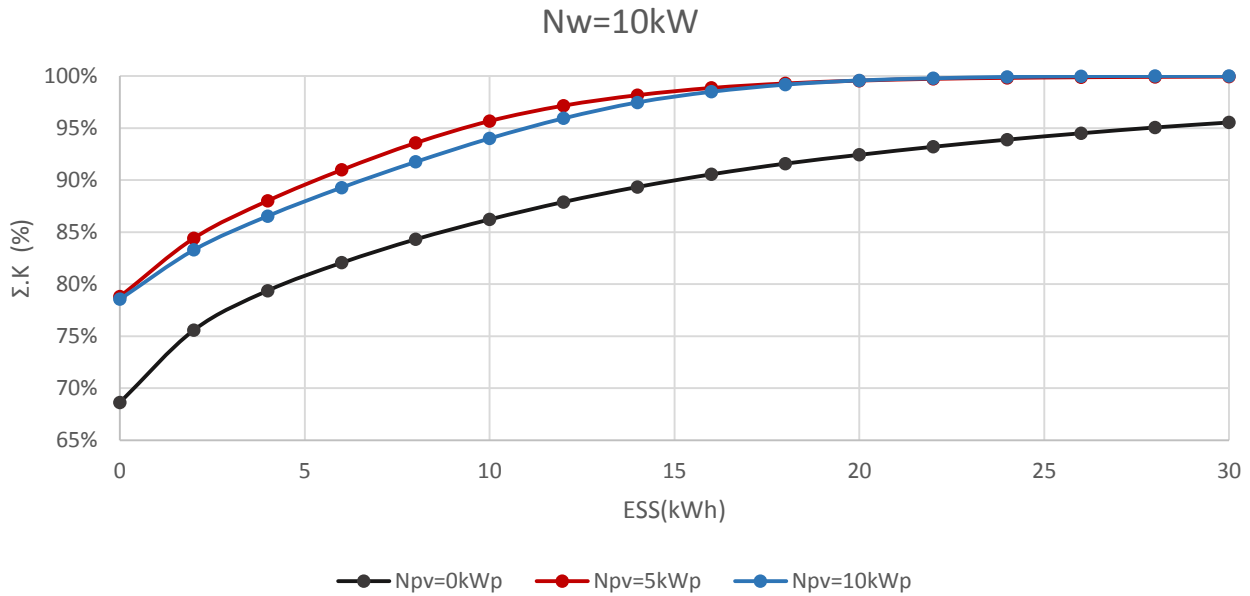
Διάγραμμα 6.7. Συνολικός συντελεστής κάλυψης συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή με απουσία ανεμογεννήτριας.

Στην περίπτωση όπου δεν συμμετέχει ανεμογεννήτρια στο σύστημα, οι ενεργειακές ανάγκες δεν καλύπτονται πλήρως με κανέναν συνδυασμό φωτοβολταϊκών και μονάδας αποθήκευσης, ωστόσο η συνολική κάλυψη σε ποσοστό από 90% έως 99% επιτυγχάνεται με χωρητικότητα συσσωρευτή άνω των 10kWh.



Διάγραμμα 6.8. Συνολικός συντελεστής κάλυψης συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 5kW.

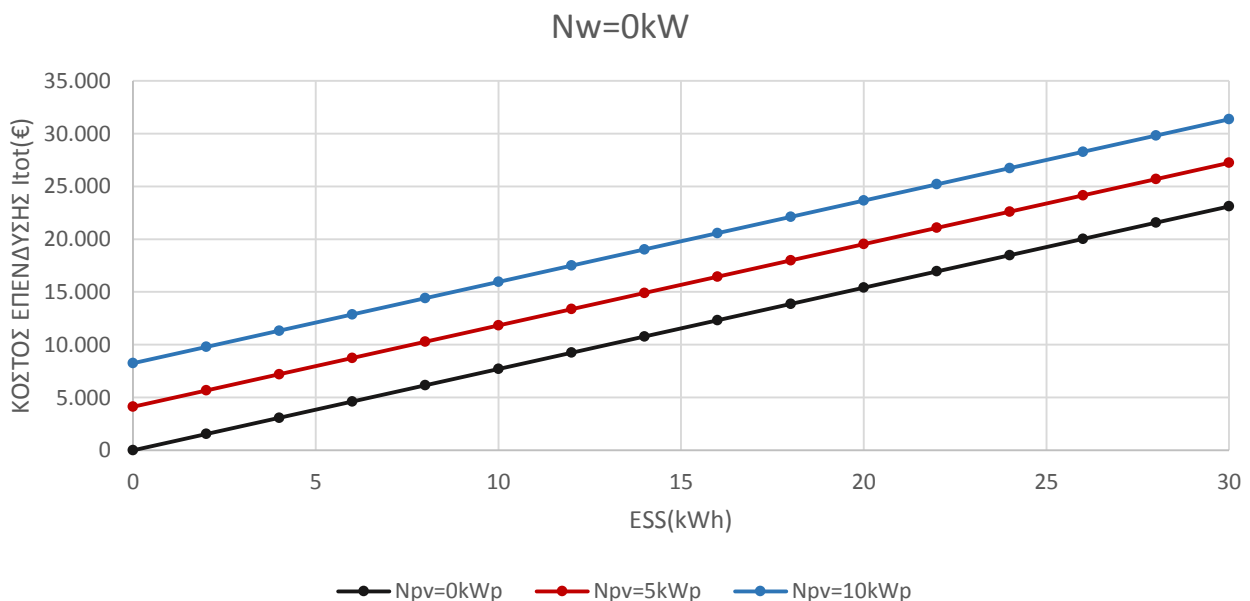
Αξιοποιώντας μόνο την ανεμογεννήτρια ισχύος $N_w=5kW$ η μεγαλύτερη κάλυψη που δύναται να επιτευχθεί συνολικά είναι 92%, χρησιμοποιώντας τη μέγιστη χωρητικότητα από αυτές που μελετάμε, ενώ το ίδιο ποσοστό μπορεί να καλυφθεί με την προσθήκη φωτοβολταϊκών ισχύος $5kW_p$, με συσσωρευτή χωρητικότητας 6kWh και το 99% να καλυφθεί με $E_{SS}=12kWh$. Ως εκ τούτου, το 100% της κάλυψης προκύπτει μόνο με το σενάριο που συμμετέχουν φωτοβολταϊκά με $10kW_p$ και ESS τουλάχιστον 20 kWh.



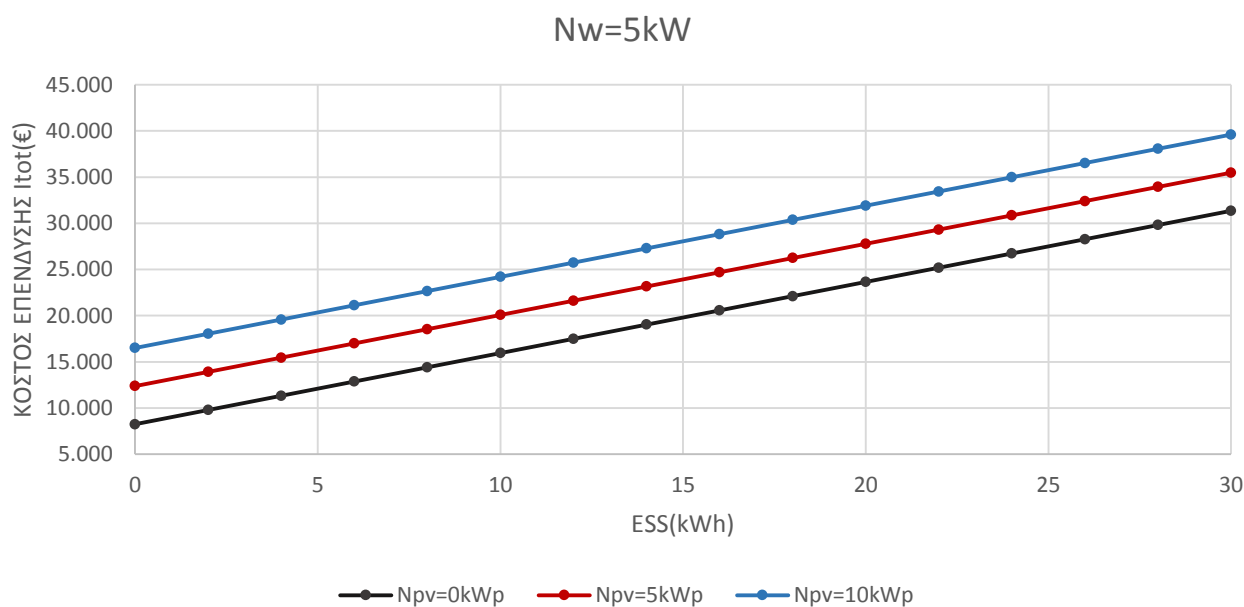
Διάγραμμα 6.9. Συνολικός συντελεστής κάλυψης συναρτήσει διαφόρων χωρητικότητων συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 10kW.

Με ανεμογεννήτρια και φωτοβολταϊκά ισχύος 10kW, οι ανάγκες καλύπτονται με μεγαλύτερης χωρητικότητας συσσωρευτή ($E_{SS}=28\text{kWh}$) σε αντίθεση με την περίπτωση στο Διάγραμμα 6.8. Την ίδια λογική ακολουθούν όλοι οι συνδυασμοί PV-ESS, συγκριτικά με τους αντίστοιχους για ανεμογεννήτρια 5kW, επιτυγχάνοντας υψηλότερο ποσοστό συντελεστή κάλυψης για τα σενάρια με την μικρότερη ανεμογεννήτρια και για χωρητικότητα άνω των 8kWh. Στην περίπτωση όπου τα φωτοβολταϊκά απουσιάζουν, τότε με την αύξηση της ισχύος της Α/Γ αυξάνεται και ο συντελεστής κάλυψης.

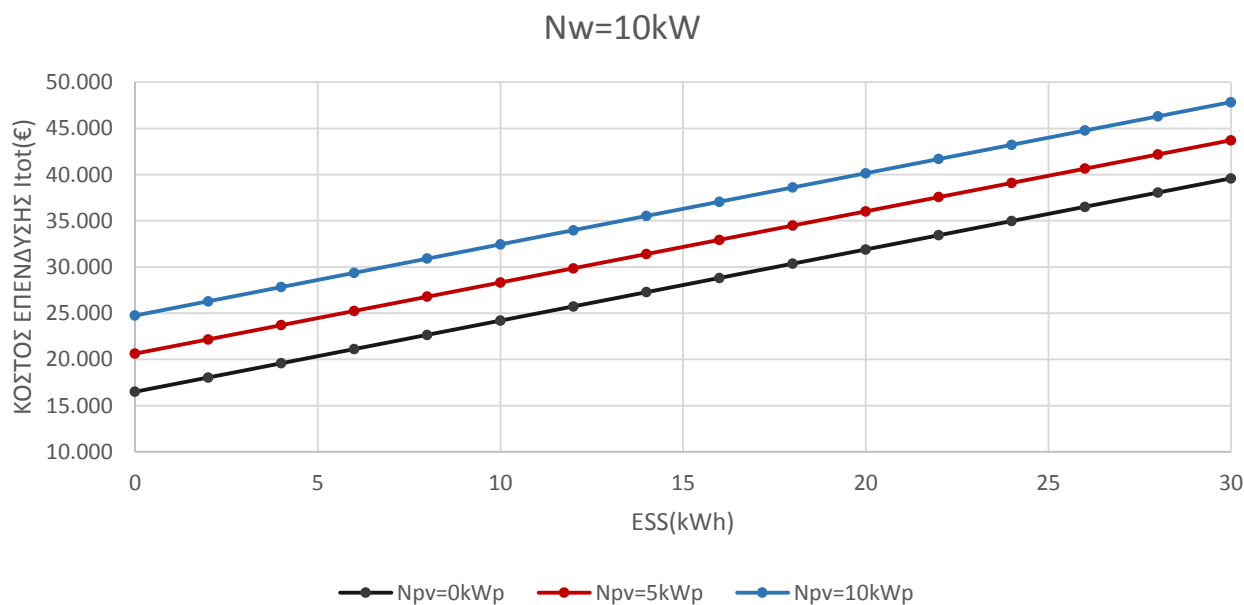
6.1.4 Κόστος Επένδυσης I_{tot} – Ess



Διάγραμμα 6.10. Αρχικό κόστος επένδυσης συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή απουσία ανεμογεννήτριας.



Διάγραμμα 6.11. Αρχικό κόστος επένδυσης συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 5kW.

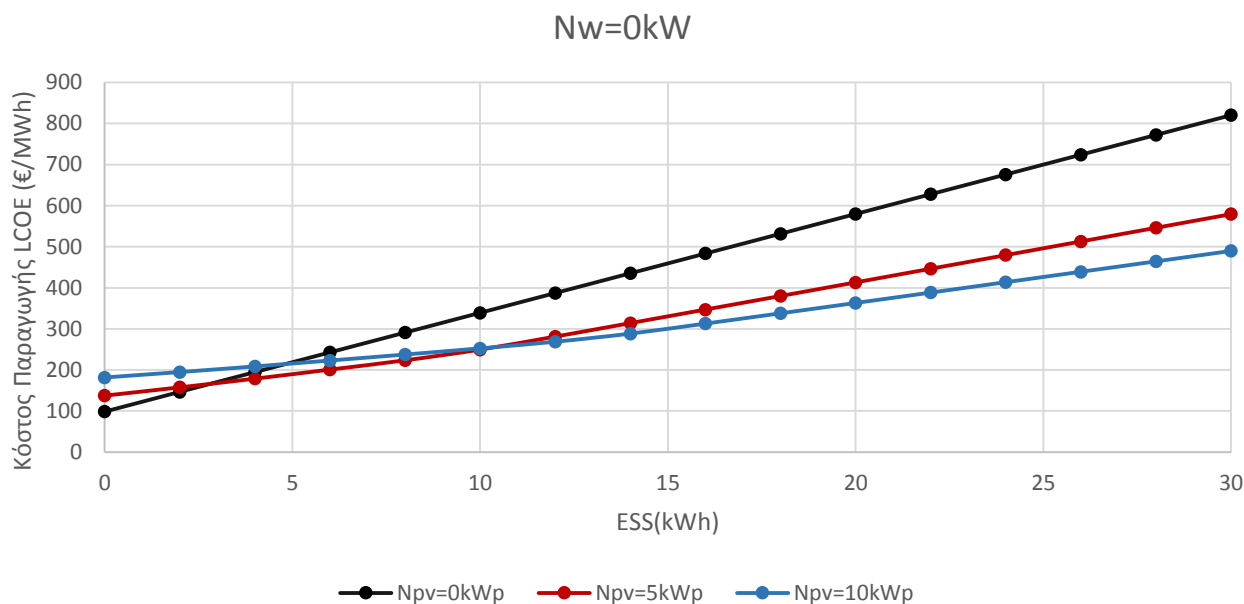


Διάγραμμα 6.12. Αρχικό κόστος επένδυσης συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια ισχύος 10kW.

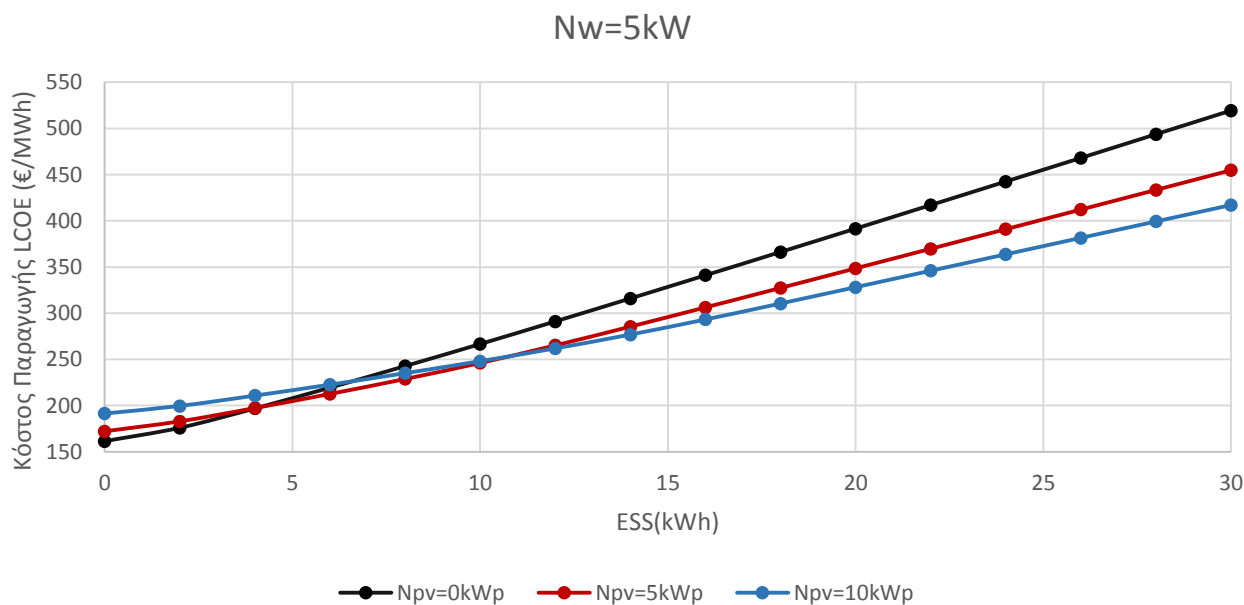
Το Αρχικό κόστος (I_{tot}) είναι ανάλογο του μεγέθους της επένδυσης και ενδεικτικά για τις περιπτώσεις όπου οι ενεργειακές ανάγκες πληρούνται το αρχικό κόστος επένδυσης είναι μεταξύ 32.000 – 46.000€.

6.1.5 Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής LCOE – Ess

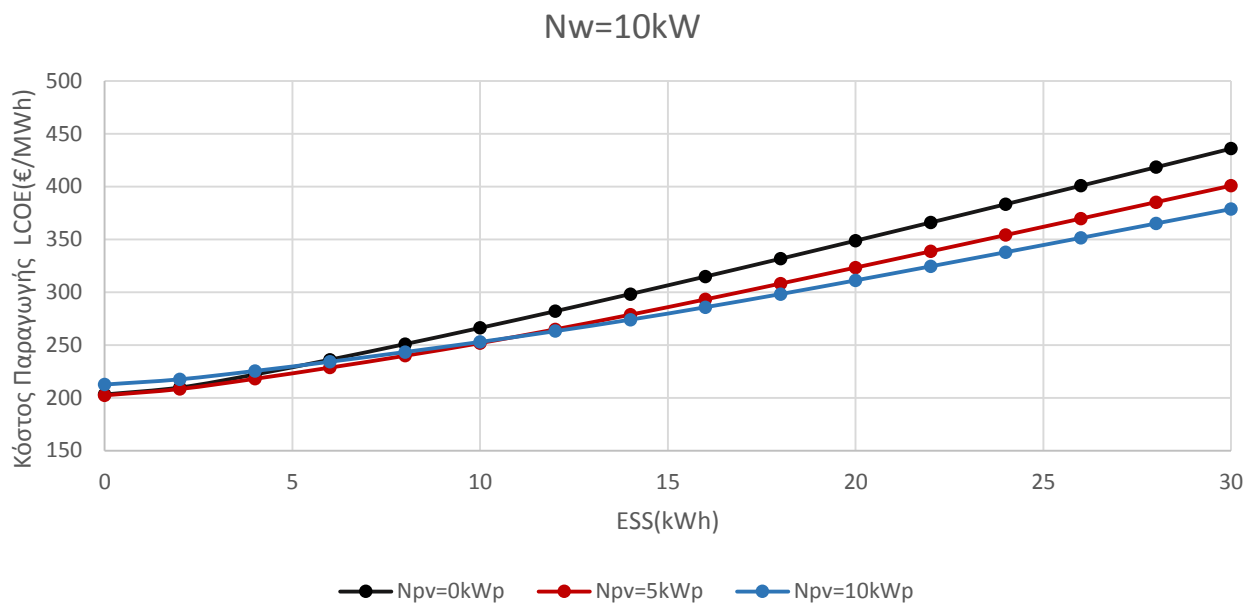
6.1.5.1 LCOE βάσει χαμηλών ωριαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας



Διάγραμμα 6.13. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή απουσίας ανεμογεννήτριας για το έτος 2019.



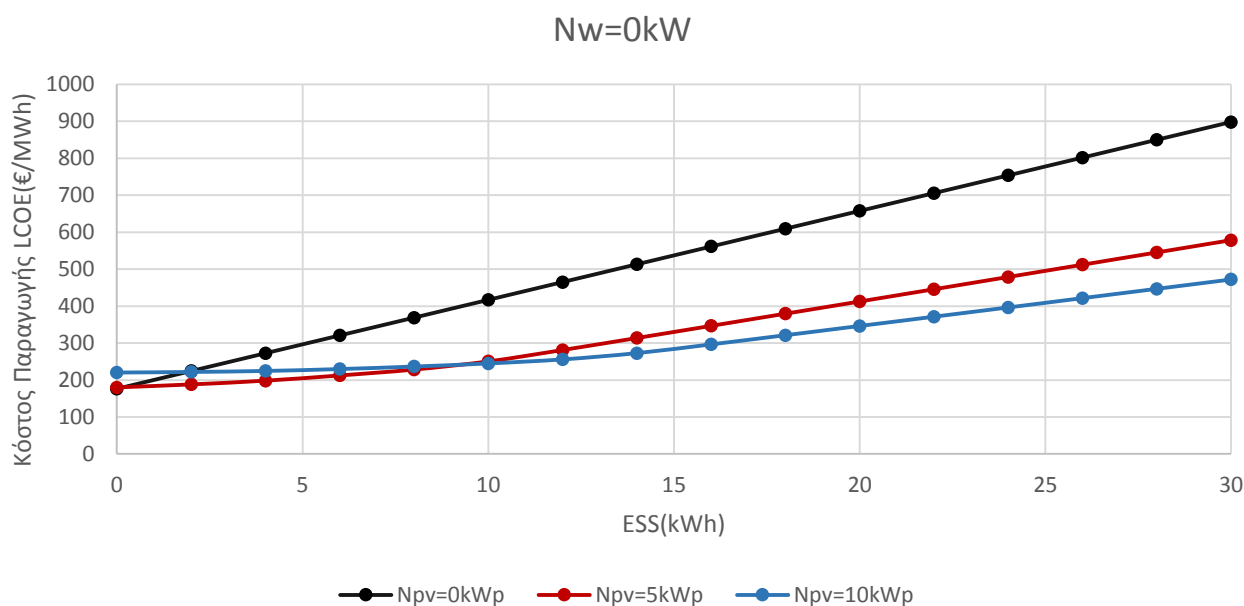
Διάγραμμα 6.14. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια 5kW για το έτος 2019.



Διάγραμμα 6.15. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια 10kW για το έτος 2019.

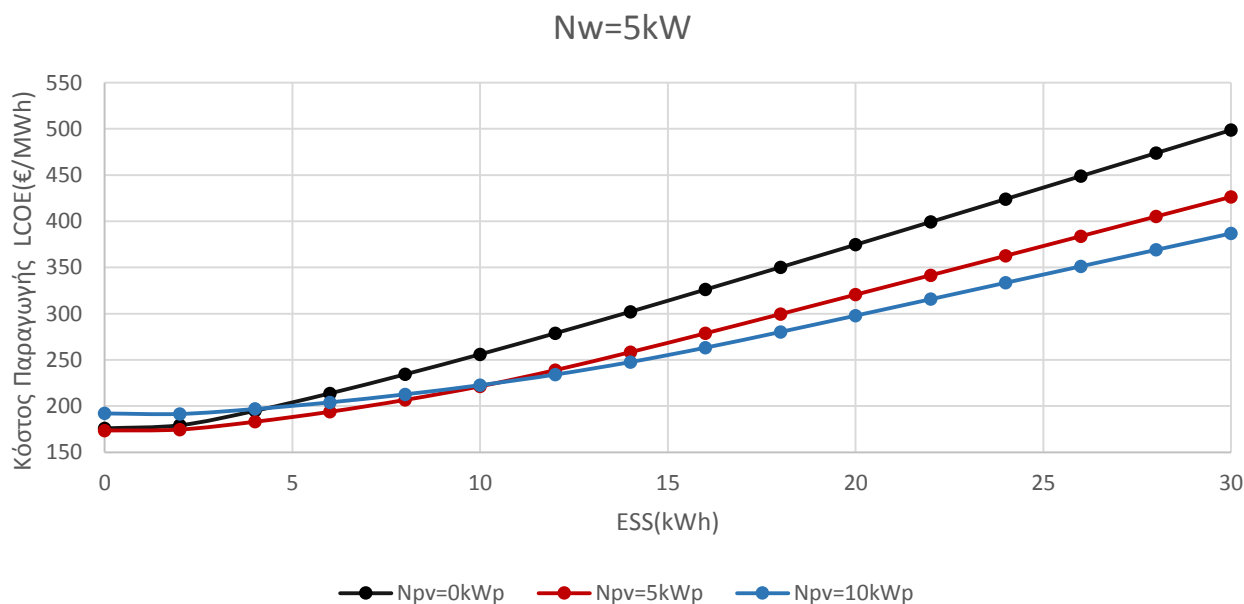
Για συσσωρευτές έως 10kWh, τα κόστη για όλους τους συνδυασμούς είναι αρκετά κοντά και στα σενάρια όπου δεν συμμετέχουν τα φωτοβολταϊκά, η αύξηση του σταθμισμένου κόστους με την αύξηση του αποθηκευτικού χώρου είναι σχεδόν γραμμική. Για $E_{SS} \geq 12kWh$ διαφοροποιούνται τα κόστη και συγκεκριμένα όσο αυξάνει η ισχύς των φωτοβολταϊκών το LCOE μειώνεται, ενώ όσο αυξάνεται η χωρητικότητα το LCOE αυξάνεται αναλόγως. Επιπλέον, εντοπίζεται μεγάλη διαφορά στο κόστος στις περιπτώσεις μεγάλων συσσωρευτών, για όλες τις στρατηγικές, σε σχέση με την αγορά της απαιτούμενης ενέργειας καθαρά από το δίκτυο ($N_{pv}=N_w=0kW$).

6.1.5.2 LCOE βάσει ενδιάμεσων ωριαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας



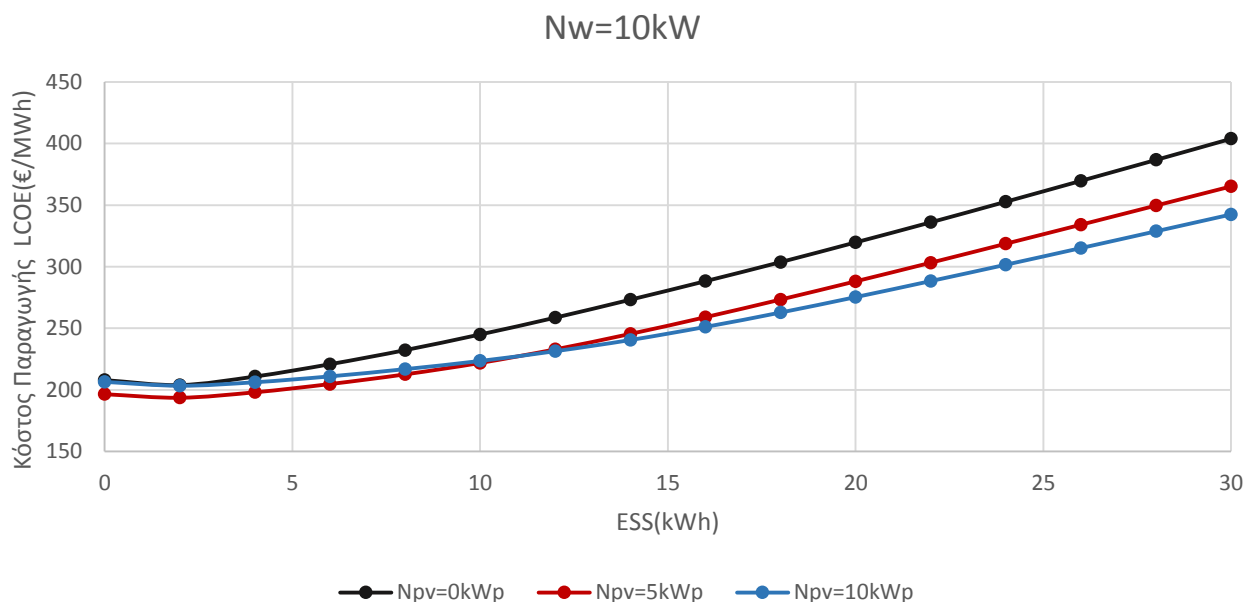
Διάγραμμα 6.16. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή απουσίας ανεμογεννήτριας για το έτος 2021.

Το κόστος για μικρούς συσσωρευτές έως 12kWh πλησιάζει αρκετά όσον αφορά τα Φ/Β ισχύος 5kW_p και 10kW_p. Όσο μεγαλώνει ο συσσωρευτής μεγαλώνει και η διαφορά μεταξύ των σεναρίων, η οποία δεν ξεπερνά τα 100€/MWh.



Διάγραμμα 6.17. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια 5kW για το έτος 2021.

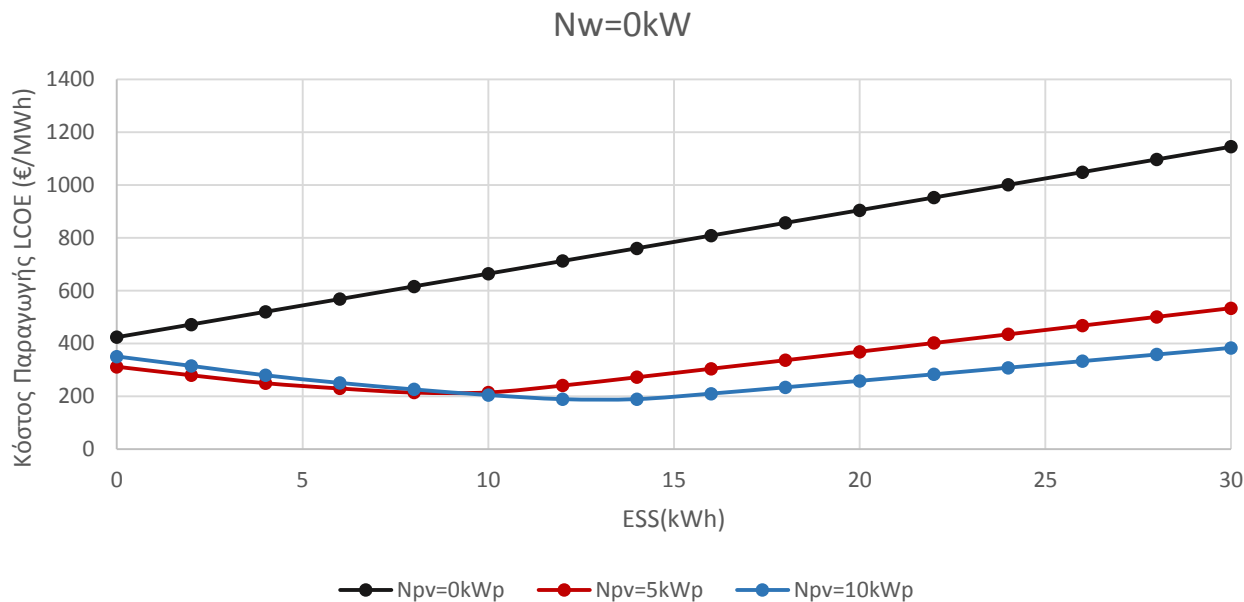
Συγκρίνοντας το Διάγραμμα 6.17 με το 6.16, προκύπτει ότι με την παρουσία ανεμογεννήτριας παρουσιάζεται μεγαλύτερη μείωση του κόστους για τα φωτοβολταϊκά ισχύος 5kW_p σε σχέση με των 10kW_p.



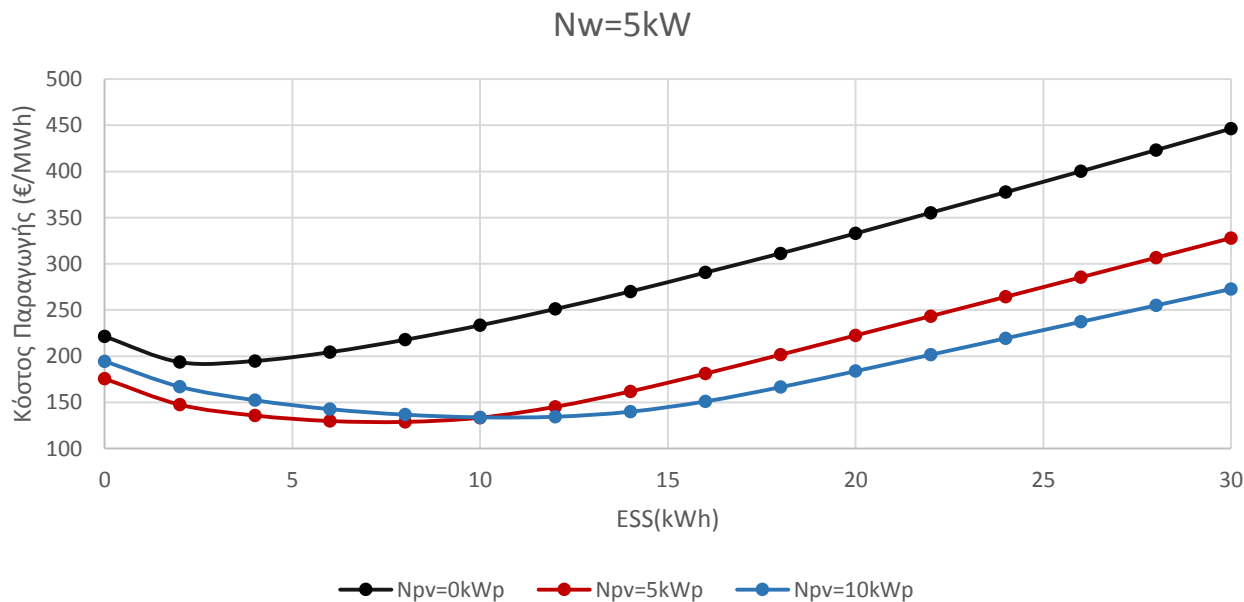
Διάγραμμα 6.18. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια 10kW για το έτος 2021.

Με την αύξηση της ισχύος της ανεμογεννήτριας από $N_w=5kW$ σε $N_w=10kW$, παρουσιάζεται μείωση τους σταθμισμένου κόστους, αλλά μικρότερη σε σχέση με τη μείωση που επιτυγχάνεται από την $N_w=0$ στην $N_w=5kW$.

6.1.5.3 LCOE βάσει υψηλών ωριαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας

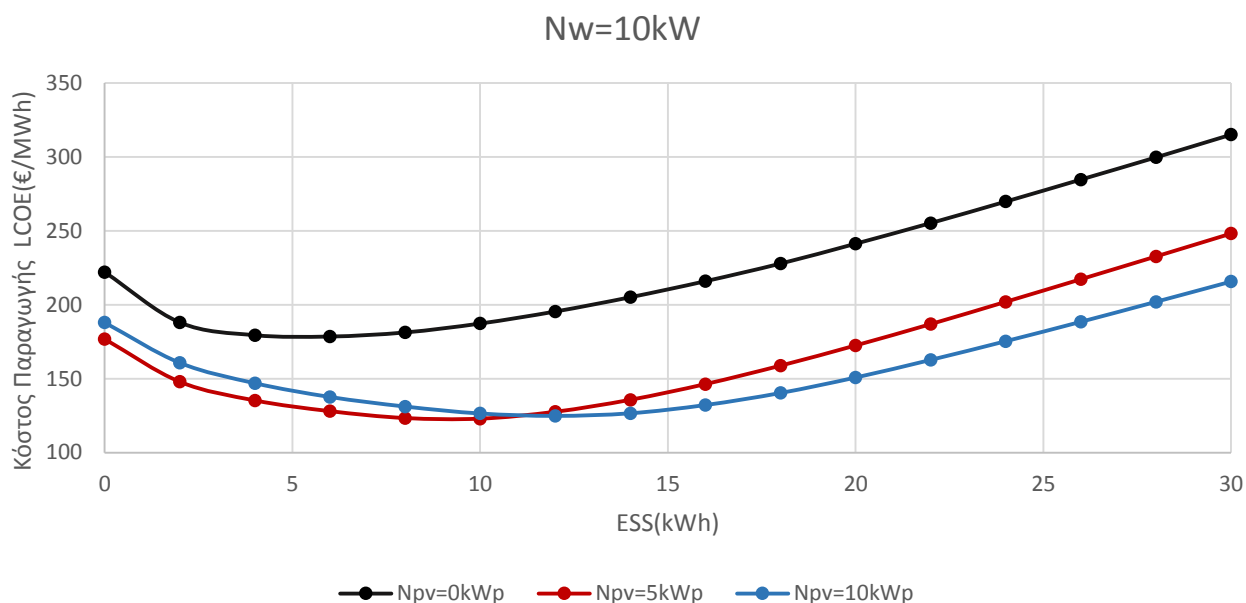


Διάγραμμα 6.19. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή απουσίας ανεμογεννήτριας για το έτος 2022.



Διάγραμμα 6.20. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια 5kW για το έτος 2022.

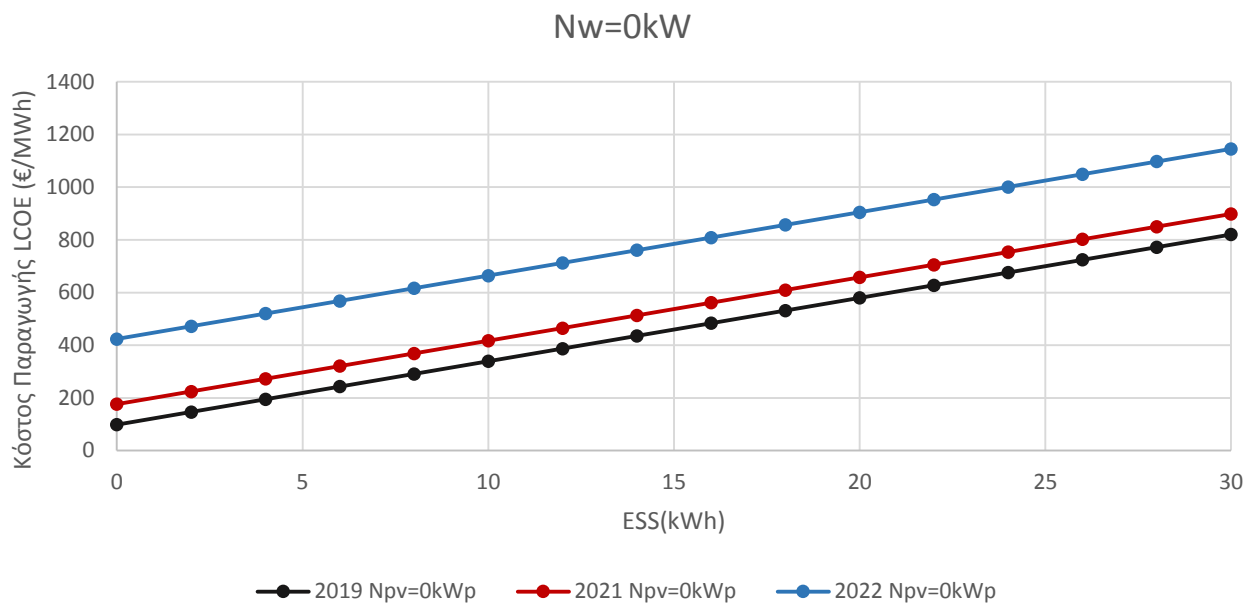
Αξίζει να σημειωθεί ότι στην περίπτωση που υπάρχει μόνο ανεμογεννήτρια, το χαμηλότερο κόστος εμφανίζεται σε μικρό συσσωρευτή ($Ess=2kWh$), το οποίο μετατοπίζεται σε μεγαλύτερο συσσωρευτή ($Ess=10kWh$) με την εισαγωγή φωτοβολταϊκών.



Διάγραμμα 6.21. Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή για ανεμογεννήτρια 10kW για το έτος 2022.

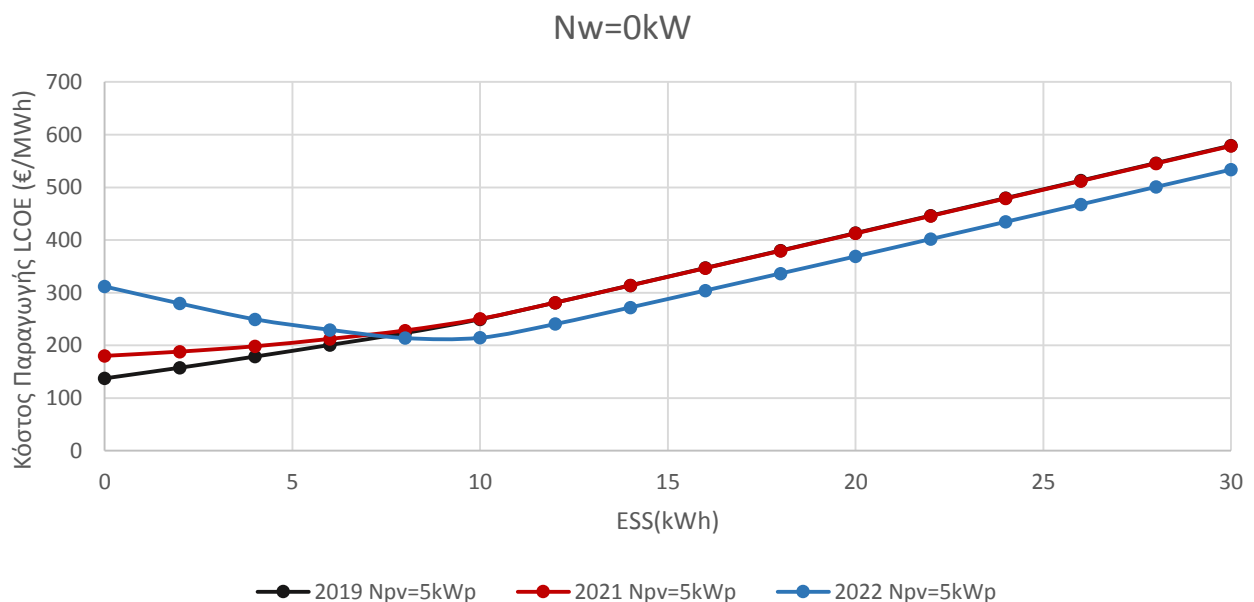
Αυτό που παρατηρείται μεταξύ των Διαγραμμάτων 6.13-6.21 είναι ότι με την προσθήκη ανεμογεννήτριας στο σύστημα διατηρώντας σταθερή την επιλογή του συσσωρευτή και της ισχύος φωτοβολταϊκών, το σταθμισμένο κόστος τείνει να μειώνεται με μεγαλύτερο ρυθμό σε σχέση με την περίπτωση όπου διατηρούμε ίδια την ανεμογεννήτρια και αυξήσουμε την ισχύ των φωτοβολταϊκών. Για παράδειγμα αν το 2022 έχουμε συσσωρευτή με $E_{SS}=18\text{kWh}$, ανεμογεννήτρια ισχύος $N_w=5\text{kW}$ και φωτοβολταϊκά ισχύος $N_{pv}=5\text{kW}_p$, το LCOE είναι 202€/MWh. Λαμβάνοντας υπόψη και τον συντελεστή κάλυψης από το Κεφάλαιο 6.1.3, βλέπουμε ότι ενώ αρχικά ο ΣΚ είναι 99,7%, αν αυξήσουμε τα Φ/Β στα 10kW_p τότε το LCOE ισούται με 167€/MWh για ΣΚ 99,9%. Προκειμένου να επιτύχουμε 100% συνολική κάλυψη στον συγκεκριμένο συνδυασμό θα πρέπει η χωρητικότητα να είναι τουλάχιστον 20kWh με το LCOE να αυξάνει σε 184€/MWh. Αντίστοιχα, αν αυξήσουμε την Α/Γ στα 10kW (με $N_{pv}=5\text{kW}_p$), το κόστος μειώνεται περισσότερο (LCOE=159€/MWh) αλλά η κάλυψη που επιτυγχάνεται πλέον είναι ΣΚ=99,3%. Οπότε διατηρώντας ίδιο συσσωρευτή αξίζει περισσότερο να επενδύσεις σε μεγαλύτερα φωτοβολταϊκά παρά σε ανεμογεννήτρια.

6.1.5.4 Σύγκριση χαμηλών – ενδιάμεσων – υψηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας

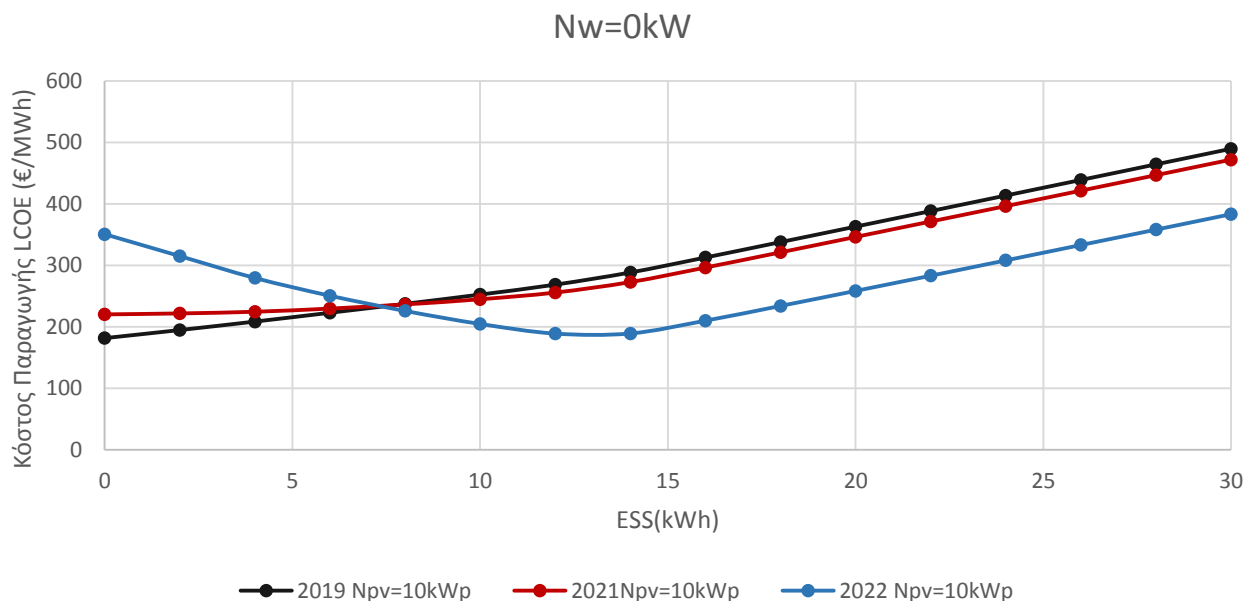


Διάγραμμα 6.22. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργεια για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών απουσία ανεμογεννήτριας και φωτοβολταϊκών.

Στο Διάγραμμα 6.22, το οποίο αφορά τη μεταβολή του σταθμισμένου κόστους όταν το οικιακό φορτίο καλύπτεται καθαρά από το δίκτυο, αποτυπώνεται το μέγεθος του προβλήματος αντιμετωπίζοντας τις υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας το 2022, με το κόστος να αυξάνεται κατά 300€/MWh σε σχέση με τις προηγούμενες χρονιές.

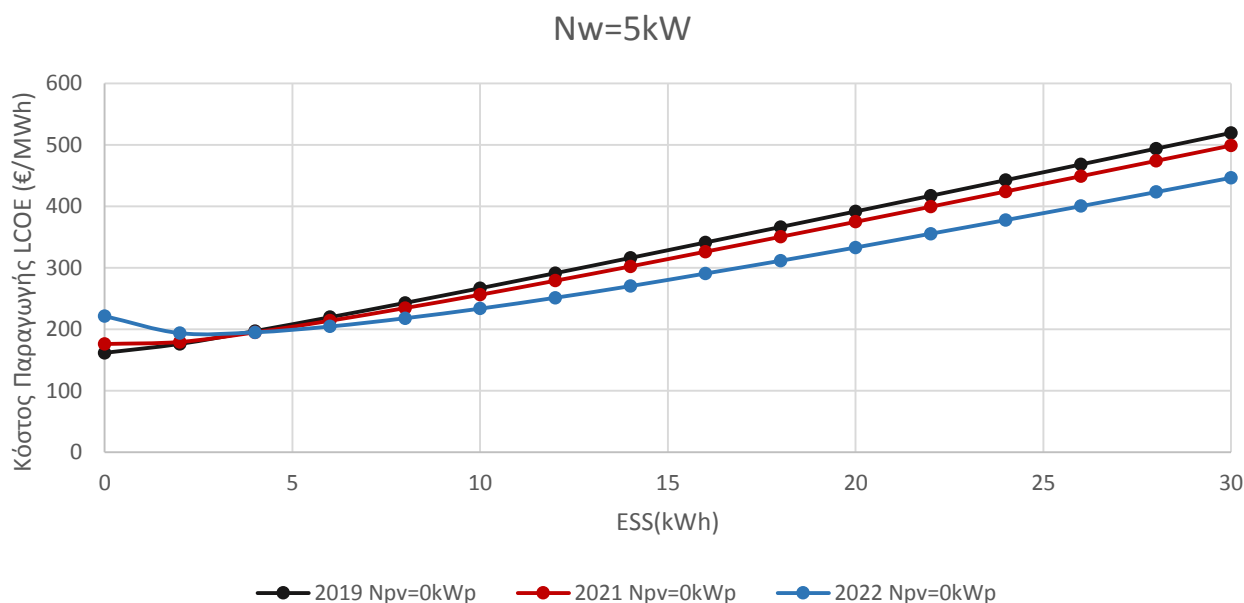


Διάγραμμα 6.23. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργεια για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών απουσία ανεμογεννήτριας και παρουσία φωτοβολταϊκών 5kW_p.

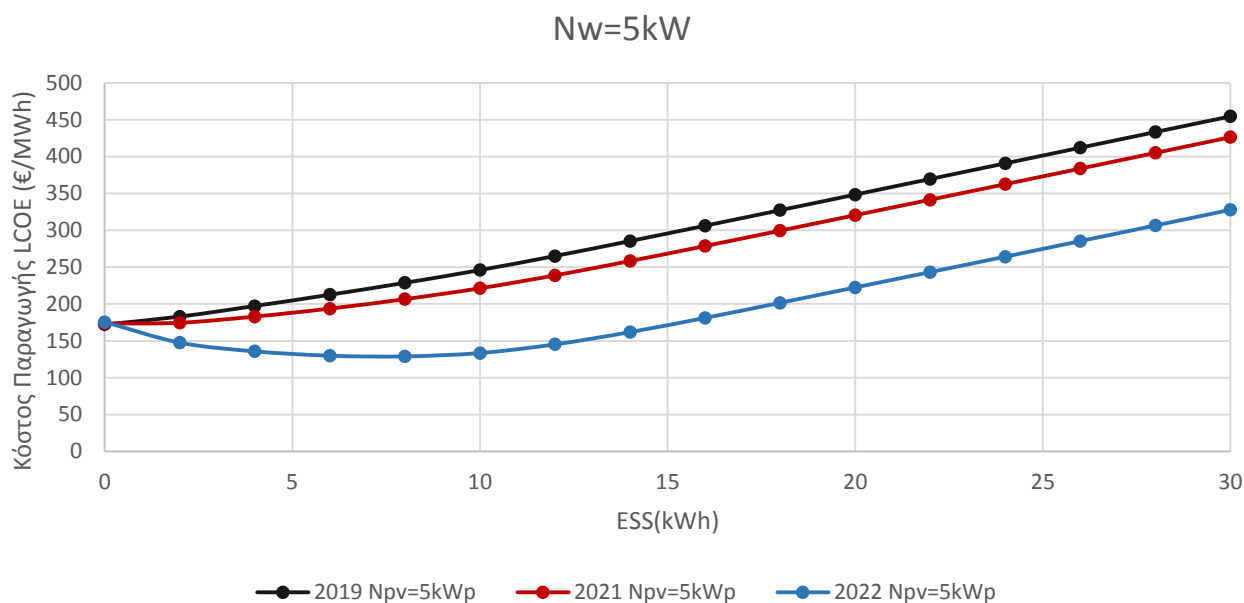


Διάγραμμα 6.24. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών απουσία ανεμογεννήτριας και παρουσία φωτοβολταϊκών 10kWp.

Στην περίπτωση όπου συμμετέχουν μόνο τα φωτοβολταϊκά (Διαγράμματα 6.23-6.24) για χωρητικότητες $ESS \leq 8kWh$, η χρονοσειρά που αφορά στις ακριβές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (2022), εμφανίζει υψηλότερο σταθμισμένο κόστος, γεγονός που αντιστρέφεται με τις μεγαλύτερες χωρητικότητες. Παρατηρείται επίσης ότι και στις δύο περιπτώσεις Φ/Β τα κόστη των χρονοσειρών 2019 και 2021 οριακά συμπίπτουν, ενώ στις υπόλοιπες περιπτώσεις πλησιάζουν αρκετά. Επιπλέον, από τους υπό μελέτη συνδυασμούς, το χαμηλότερο κόστος εντοπίζεται στην περιοχή με ESS από 10 έως 14kWh, ενώ στις χαμηλές και ενδιάμεσες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, η αύξηση είναι σχεδόν γραμμική.

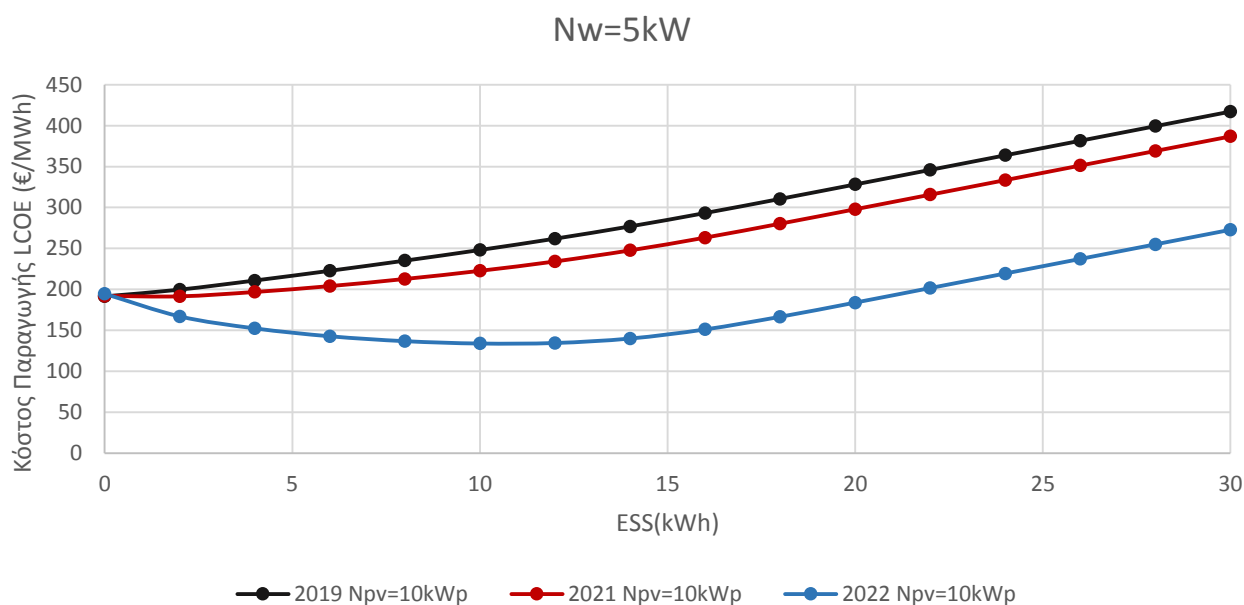


Διάγραμμα 6.25. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών με ανεμογεννήτρια 5kW απουσίας φωτοβολταϊκών.



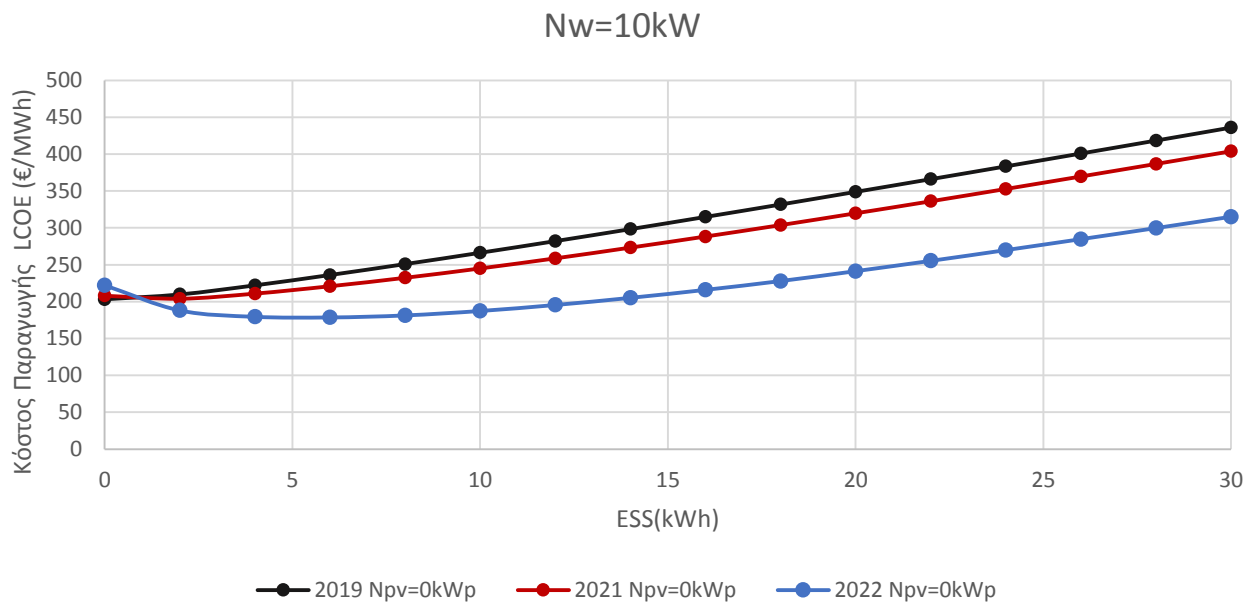
Διάγραμμα 6.26. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών με ανεμογεννήτρια 5kW και φωτοβολταϊκά 5kWp.

Με την απουσία των φωτοβολταϊκών τα αποτελέσματα πλησιάζουν, γεγονός που οφείλεται στη διαφοροποίηση της κατανομής όταν εισάγεται η συγκεντρωμένη ισχύς των φωτοβολταϊκών.

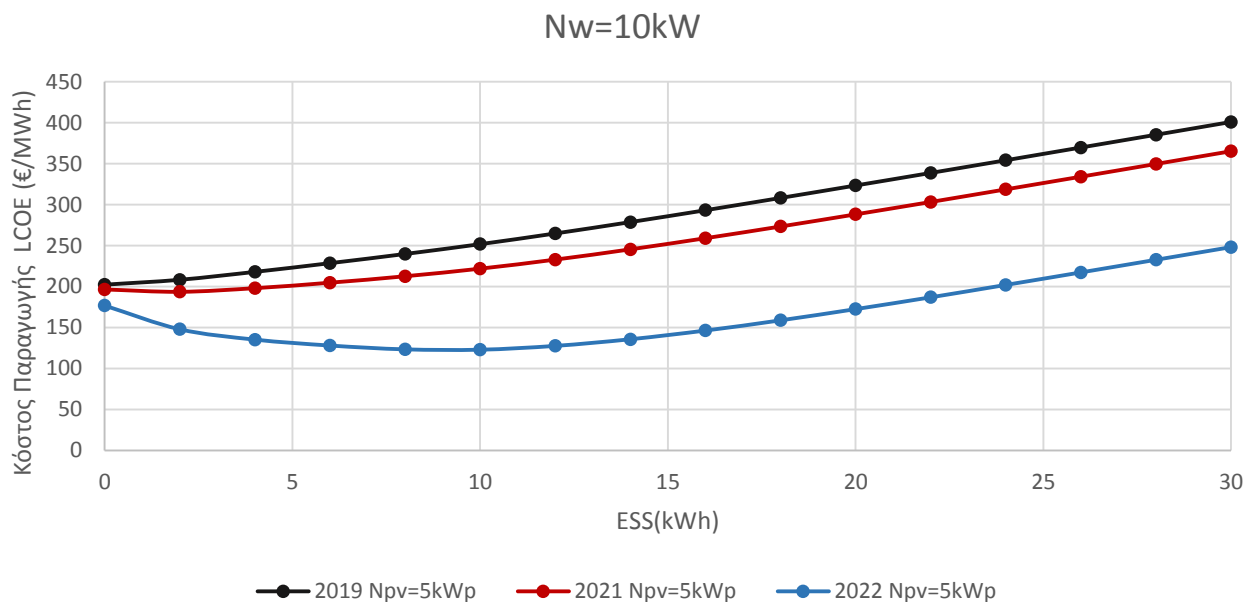


Διάγραμμα 6.27. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών με ανεμογεννήτρια 5kW και φωτοβολταϊκά 10kWp.

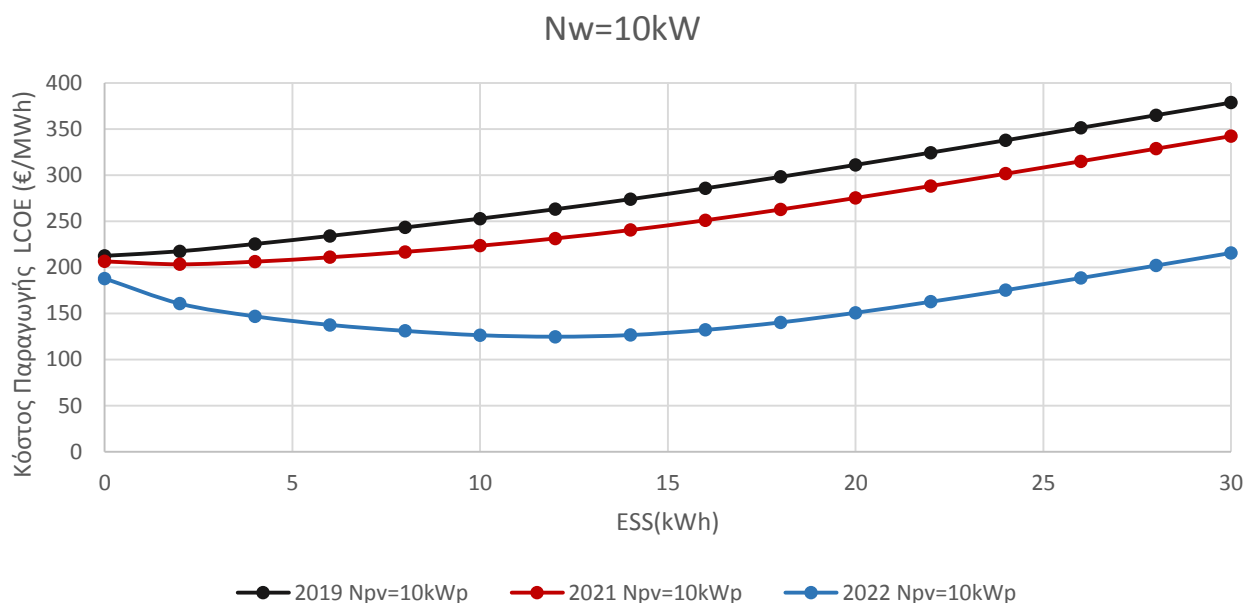
Με ανεμογεννήτρια 5kW, οι καμπύλες του σταθμισμένου κόστους όταν οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλές (2019) και ενδιάμεσες (2021) πλησιάζουν, με τις αντίστοιχες υψηλές (2022) να παρουσιάζουν εμφανώς μικρότερα ποσά και το ελάχιστο εντοπίζεται για συσσωρευτή με χωρητικότητα 8-10kWh και στις δύο περιπτώσεις φωτοβολταϊκών.



Διάγραμμα 6.28. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργεια για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών με ανεμογεννήτρια 10kW απουσίας φωτοβολταϊκών.



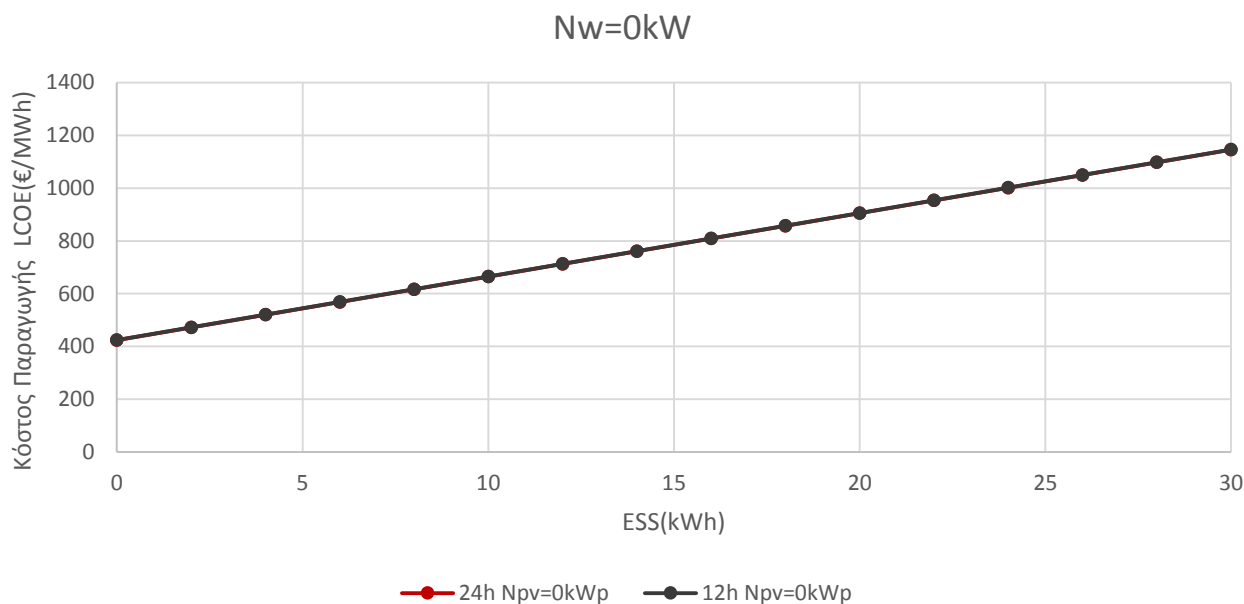
Διάγραμμα 6.29. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργεια για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών με ανεμογεννήτρια 10kW και φωτοβολταϊκά 5kWp.



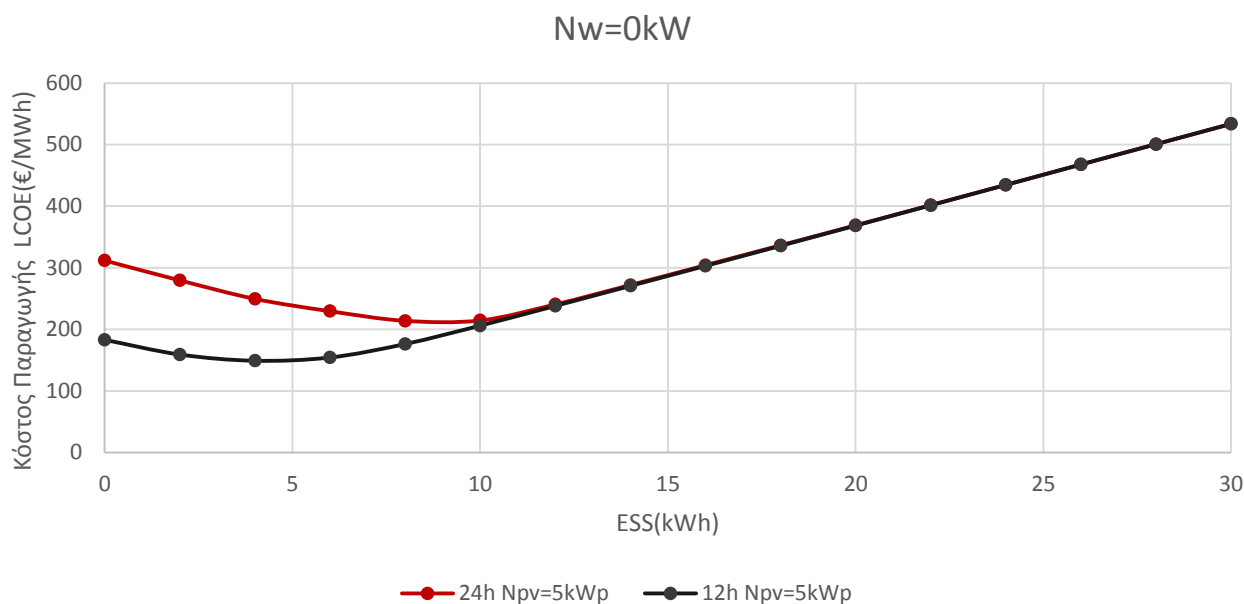
Διάγραμμα 6.30. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ τριών χρονοσειρών βασισμένες στις αντίστοιχες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικές χωρητικότητες συσσωρευτών με ανεμογεννήτρια 10kW και φωτοβολταϊκά 10kWp.

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα συνολικά, παρατηρείται ότι το χαμηλότερο σταθμισμένο κόστος όσον αφορά τις υψηλές τιμές βρίσκεται μεταξύ των σεναρίων που περιλαμβάνουν χωρητικότητα 8-12kWh. Οι χαμηλές και οι ενδιάμεσες τιμές, δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερες μειώσεις στο σταθμισμένο κόστος με την αύξηση του μεγέθους της εγκατάστασης, ενώ αντίστοιχα με τις υψηλές μειώνεται αρκετά σε όλες τις στρατηγικές σε σχέση με την απουσία της υβριδικής εγκατάστασης (Διάγραμμα 6.22).

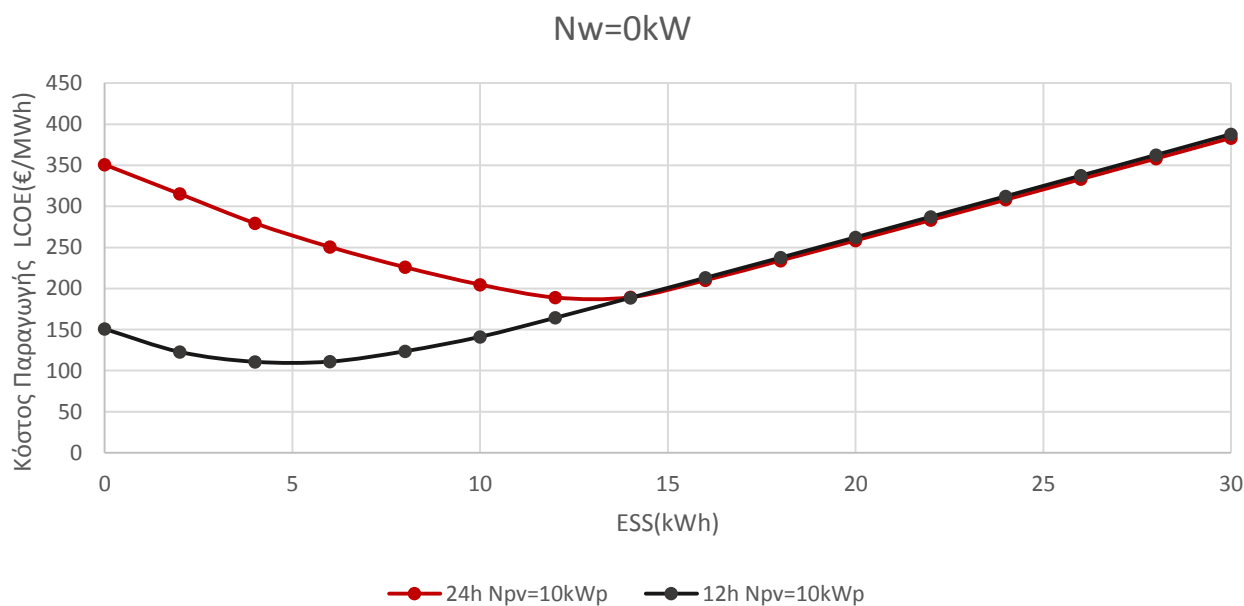
6.1.5.5 Σύγκριση 24ωρης και 12ωρης πώλησης



Διάγραμμα 6.31. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης, απουσία ανεμογεννήτριας και φωτοβολταϊκών, για διάφορες χωρητικότητες συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.



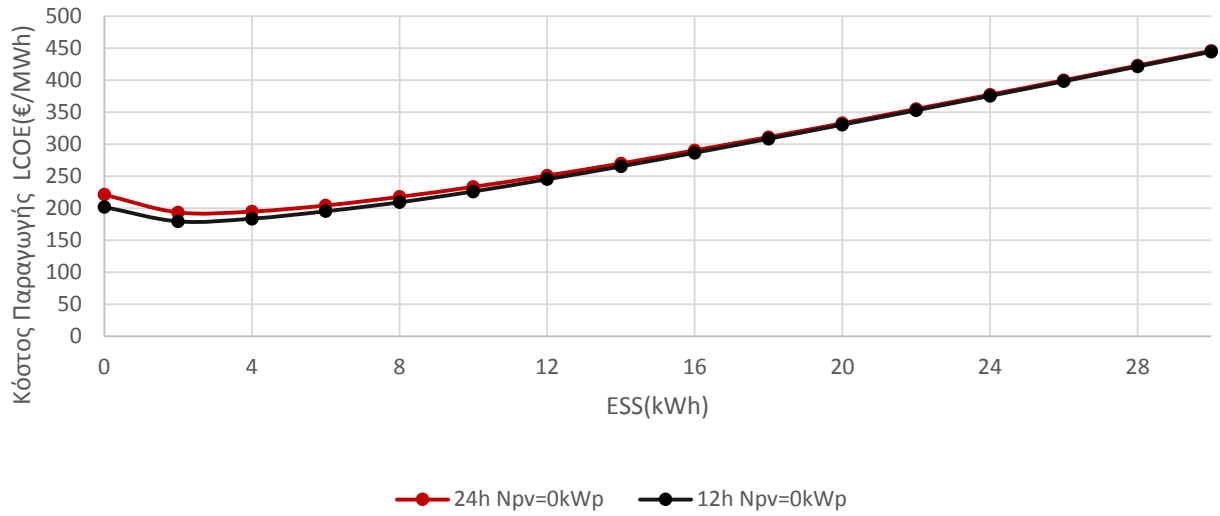
Διάγραμμα 6.32. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για φωτοβολταϊκά 5kW_p, απουσία ανεμογεννήτριας για διάφορες χωρητικότητες συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 6.33. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για φωτοβολταϊκά 10kW_p, απουσία ανεμογεννήτριας για διάφορες χωρητικότητες συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

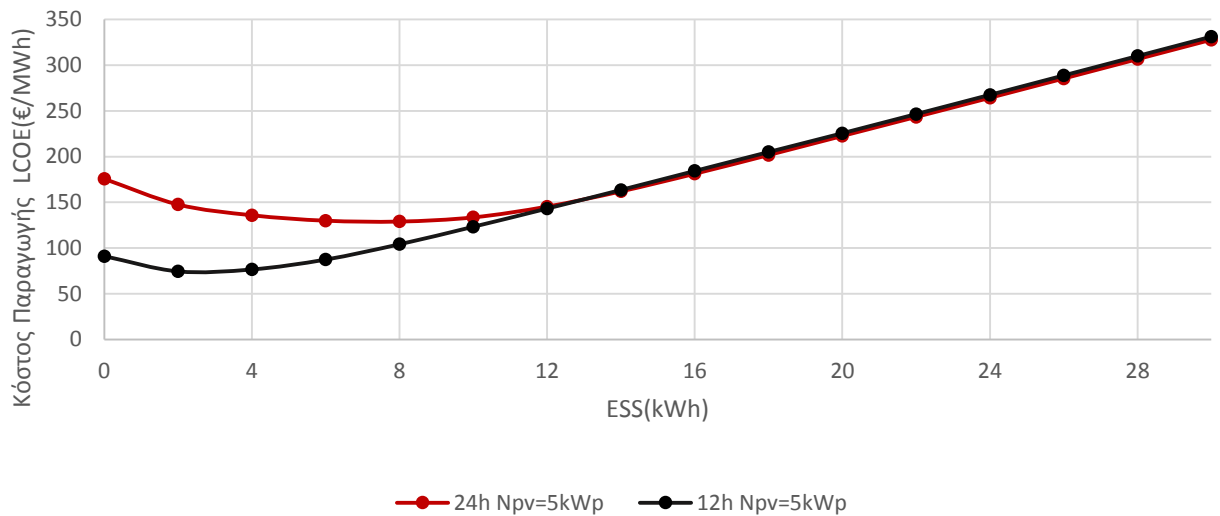
Συγκρίνοντας τα δύο προγράμματα πώλησης όταν υπάρχουν μόνο φωτοβολταϊκά ισχύος $N_{pV}=5kW$ ($N_w=0kW$), με συσσωρευτή χωρητικότητας μεγαλύτερης των 10kWh, το κόστος ταυτίζεται και αντίστοιχα για την περίπτωση όπου $N_{pV}=10kW_p$ για χωρητικότητα μεγαλύτερης των 12kWh. Στους μικρούς συσσωρευτές η διαφορά των δυο προγραμμάτων είναι αρκετά μεγάλη και με την αύξηση των Φ/Β γίνεται λίγο μεγαλύτερη, με την περίπτωση της 12ωρης πώλησης να προκύπτει πιο ευνοϊκή από οικονομικής καθαρά πλευράς.

Nw=5kW

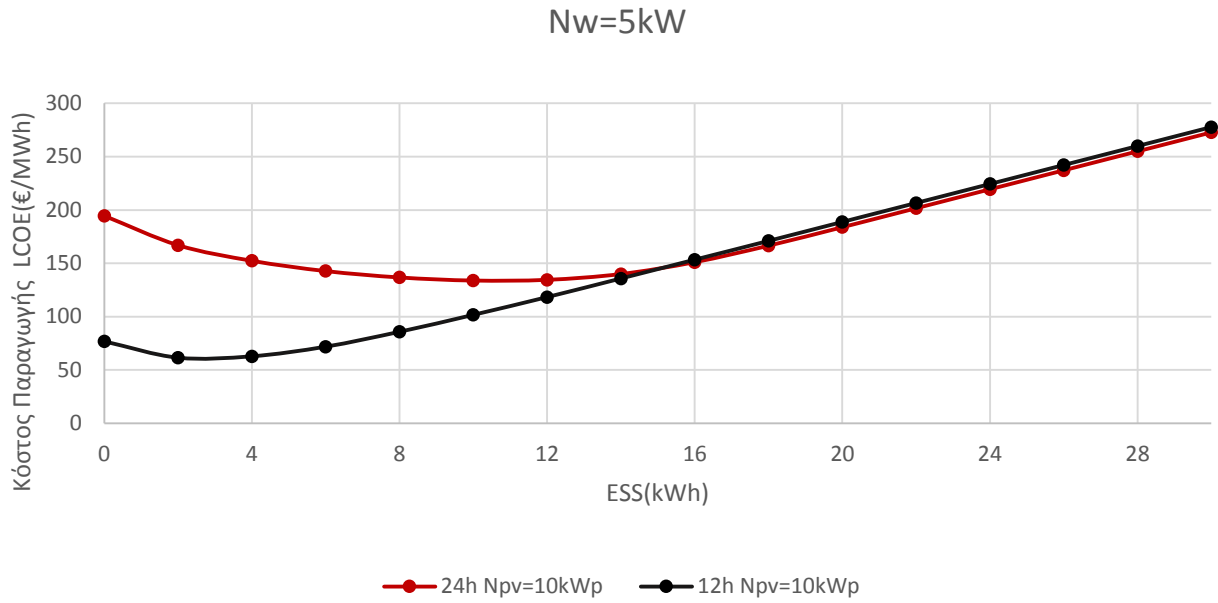


Διάγραμμα 6.34. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης απουσία φωτοβολταϊκών με ανεμογεννήτρια 5kW για διάφορες χωρητικότητες συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

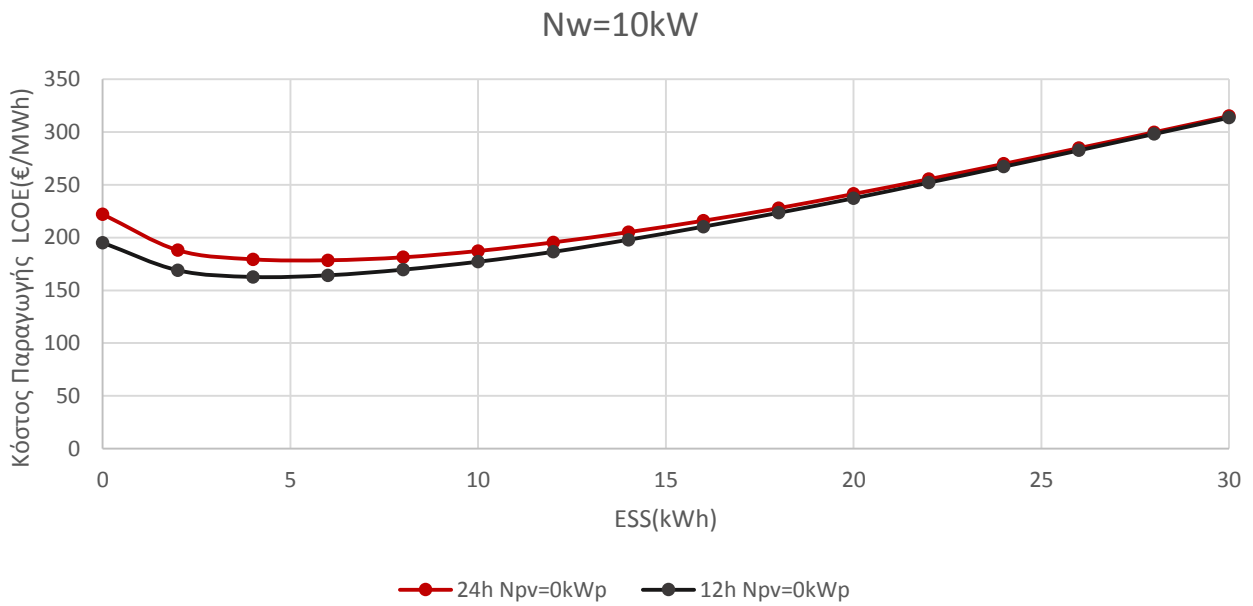
Nw=5kW



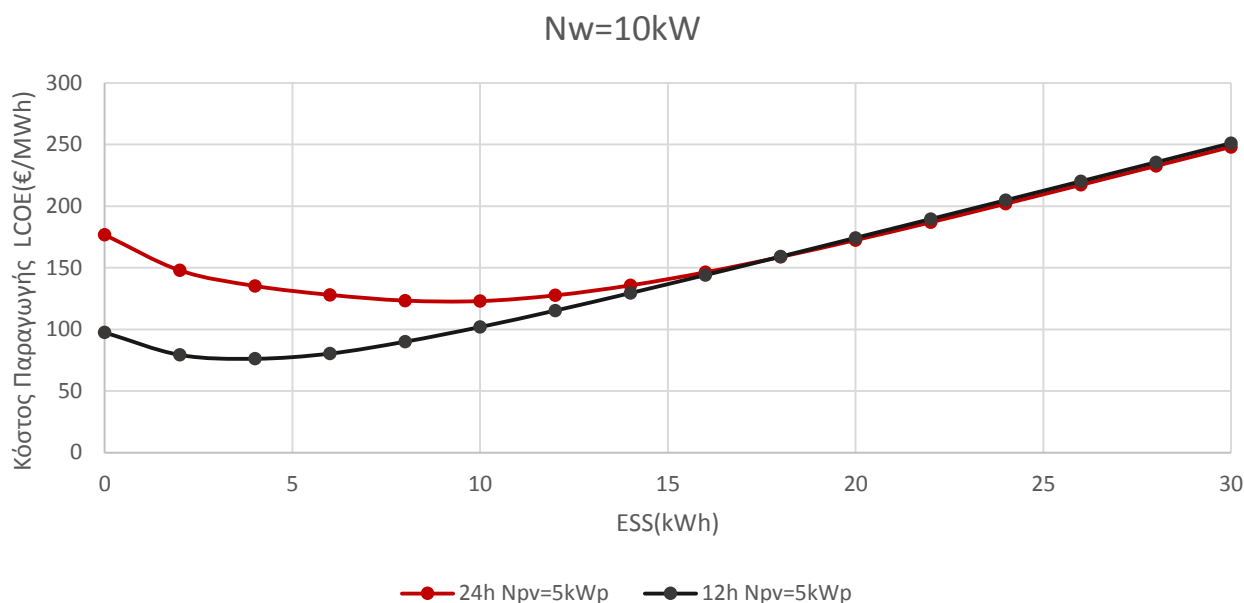
Διάγραμμα 6.35. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης με φωτοβολταϊκά 5kWp και ανεμογεννήτρια 5kW για διάφορες χωρητικότητες συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.



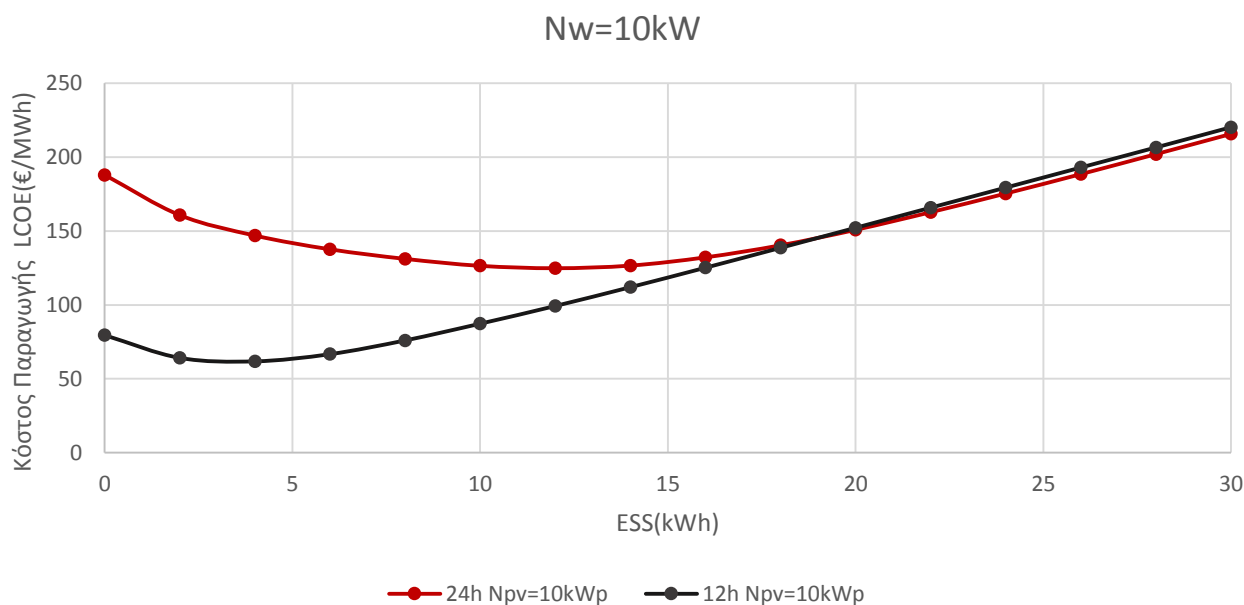
Διάγραμμα 6.36. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης με φωτοβολταϊκά 10 kWp και ανεμογεννήτρια 5kW συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 6.37. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης απουσίας φωτοβολταϊκών με ανεμογεννήτρια 10kW συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 6.38. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης με φωτοβολταϊκά 5kWp και ανεμογεννήτρια 10kW συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

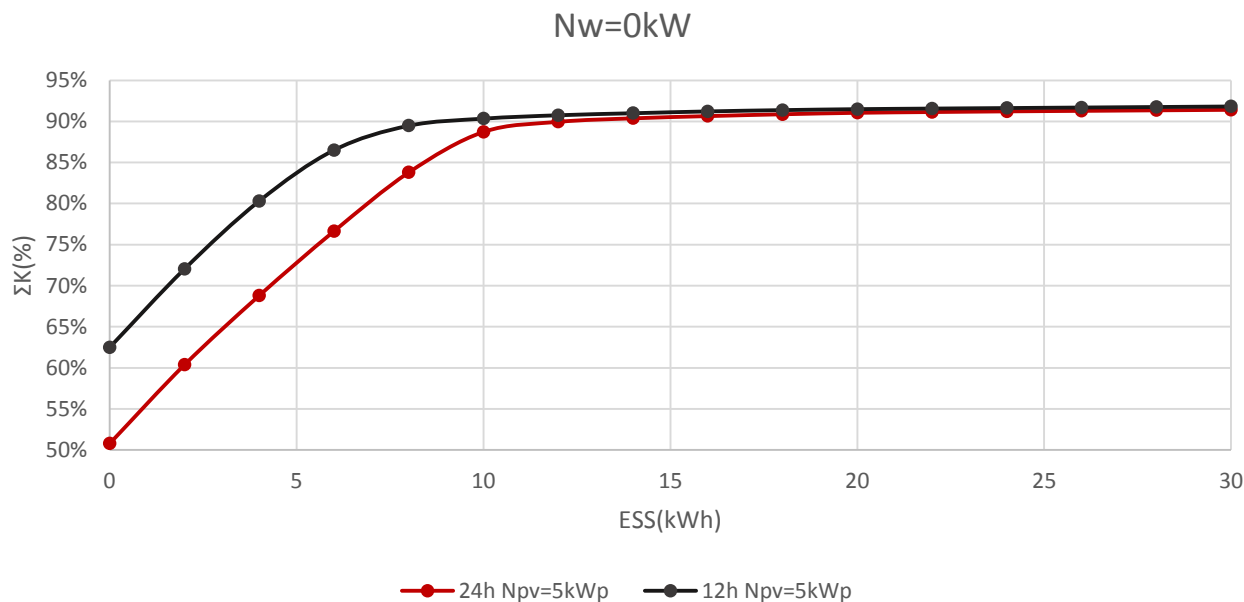


Διάγραμμα 6.39. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης με φωτοβολταϊκά 10kWp και ανεμογεννήτρια 10kW συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

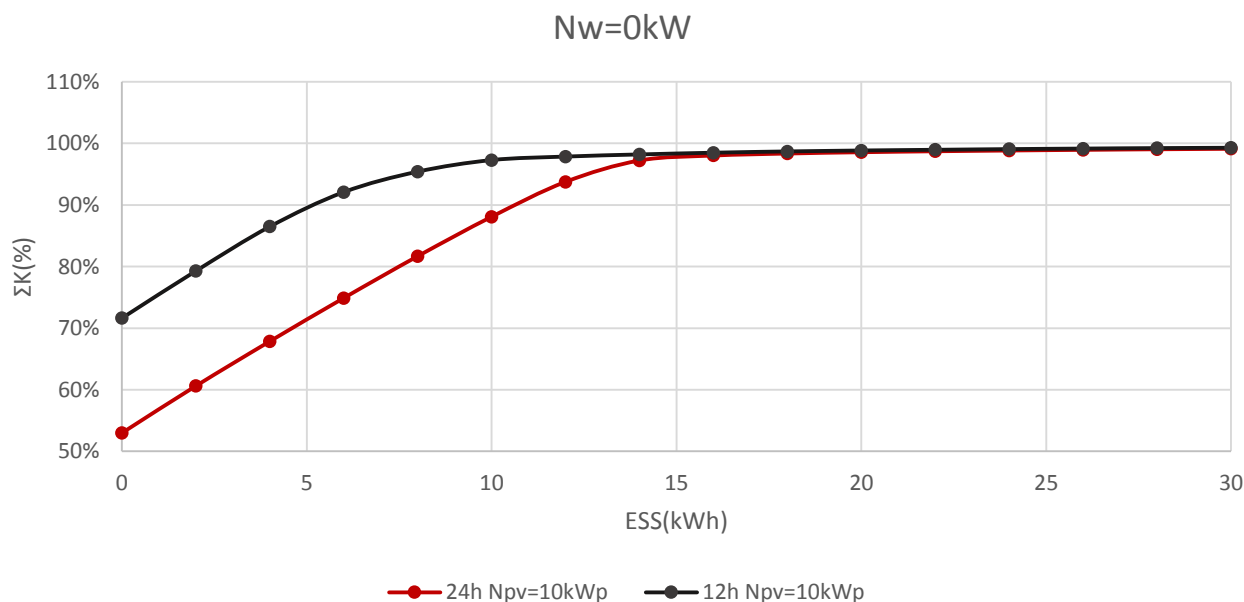
Αυτό που προκύπτει σε όλα τα σενάρια όσον αφορά το πρόγραμμα πώλησης είναι ότι η 12ωρη πώληση τείνει να παρουσιάζει μικρότερο σταθμισμένο κόστος, ιδίως στις περιπτώσεις μικρής χωρητικότητας συσσωρευτή. Όσο μεγαλώνει το ESS τα κόστη μειώνουν τη διαφορά μεταξύ των δύο προγραμμάτων, σε σημείο που σχεδόν συμπίπτουν, με την οριακή τιμή χωρητικότητας να βρίσκεται στις 14kWh. Ουσιαστικά, τα φωτοβολταϊκά είναι εκείνα που συμβάλλουν στην διαφοροποίηση των δύο προγραμμάτων. Στο Διάγραμμα 6.34 και 6.37 όπου συμμετέχει μόνο η ανεμογεννήτρια στην ηλεκτροπαραγωγή, η 24ωρη πώληση δεν εμφανίζει σημαντική απόκλιση σταθμισμένου κόστους σε

σχέση με την 12ωρη καθ' όλες τις επιλογές συσσωρευτών. Αντίστοιχα, με την συμμετοχή των φωτοβολταϊκών – απουσία ή παρουσία ανεμογεννήτριας – το LCOE μειώνεται σημαντικά στην περίπτωση όπου η πώληση πραγματοποιείται σε 12ωρο επίπεδο. Η περιοχή ελαχιστοποίησης του κόστους συμπεριλαμβάνοντας όλα τα σενάρια είναι 4-12kWh αποθηκευτικής ικανότητας.

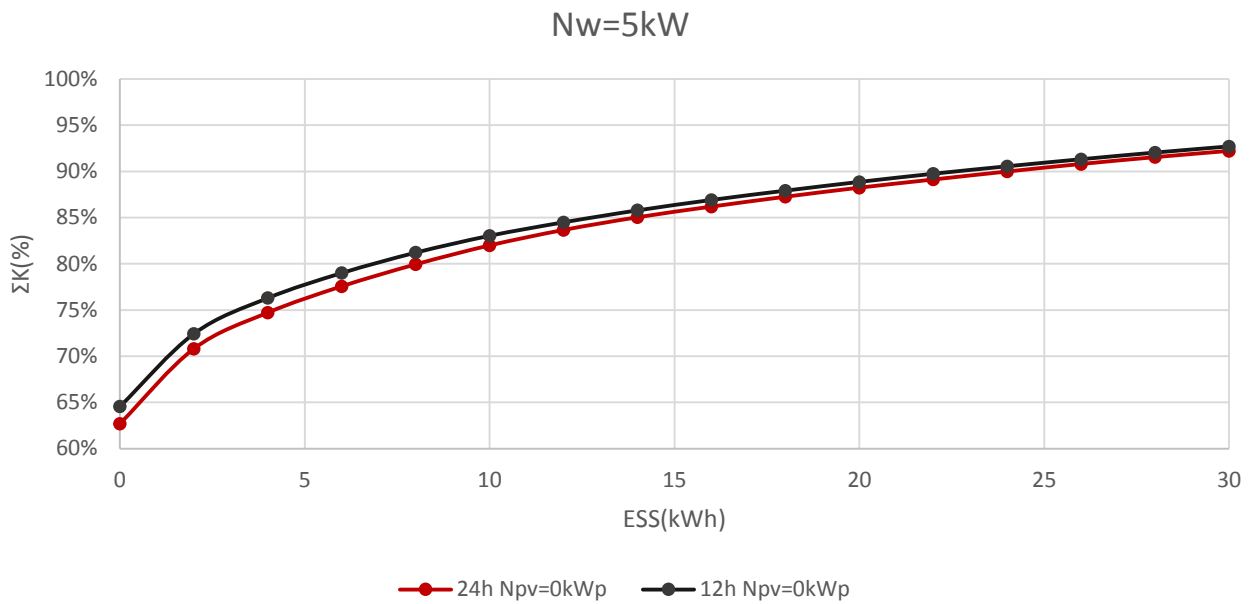
6.1.6 Συντελεστής Κάλυψης 24ωρης και 12ωρης πώλησης



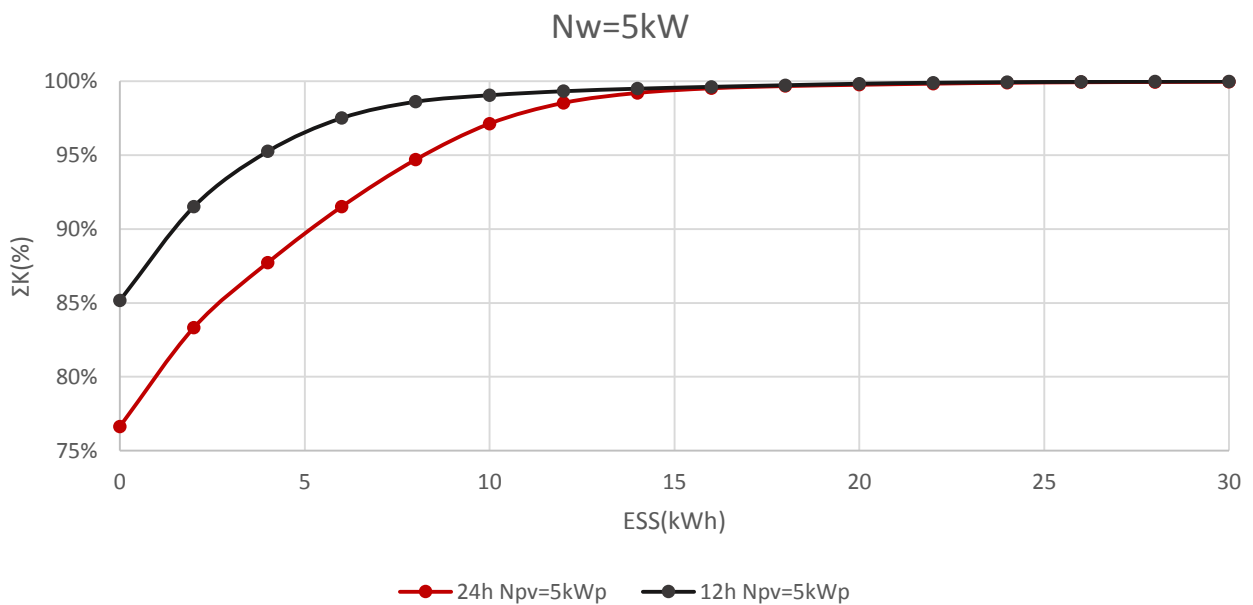
Διάγραμμα 6.40. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής απουσία ανεμογεννήτριας και παρουσία φωτοβολταϊκών 5kW_p, συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή.



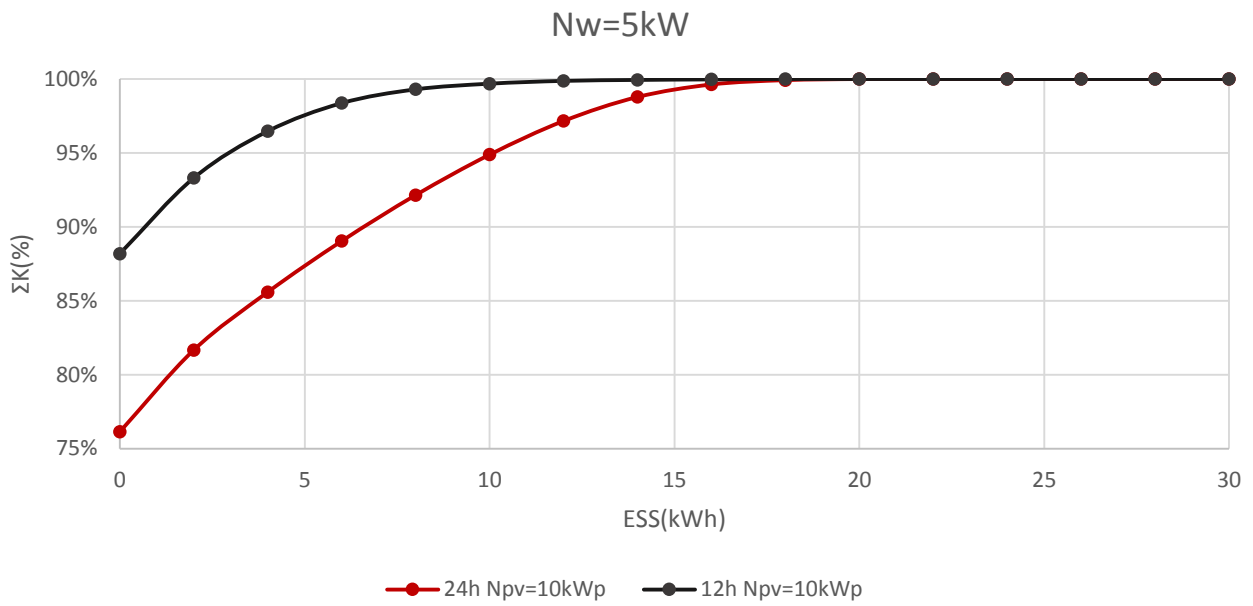
Διάγραμμα 6.41. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής απουσία ανεμογεννήτριας και παρουσία φωτοβολταϊκών 10kW_p, συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή.



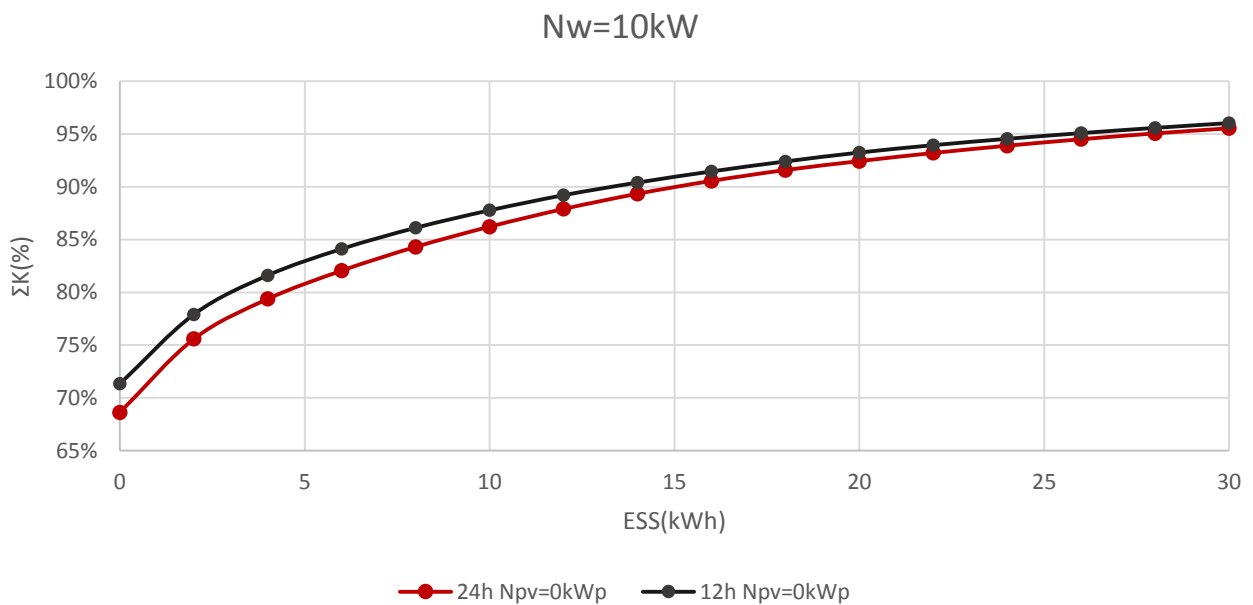
Διάγραμμα 6.42. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής ανεμογεννήτριας 5kW απουσία φωτοβολταϊκών συναρτήσεων χωρητικότητας συσσωρευτή.



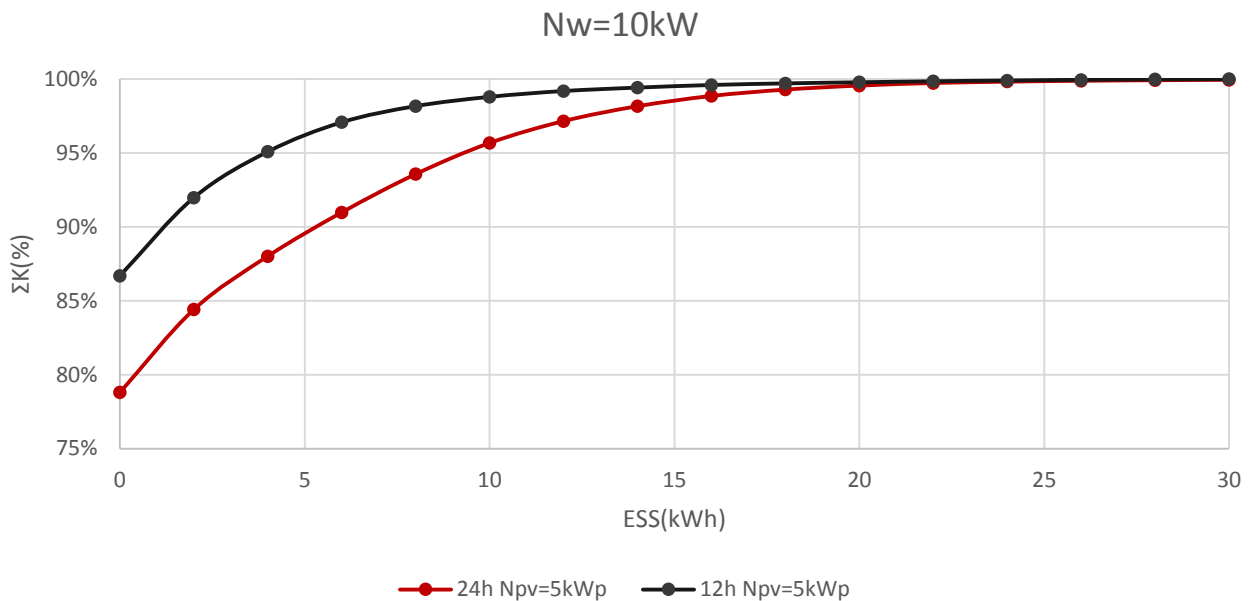
Διάγραμμα 6.43. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής ανεμογεννήτριας 5kW και φωτοβολταϊκών 5kWp συναρτήσεων χωρητικότητας συσσωρευτή.



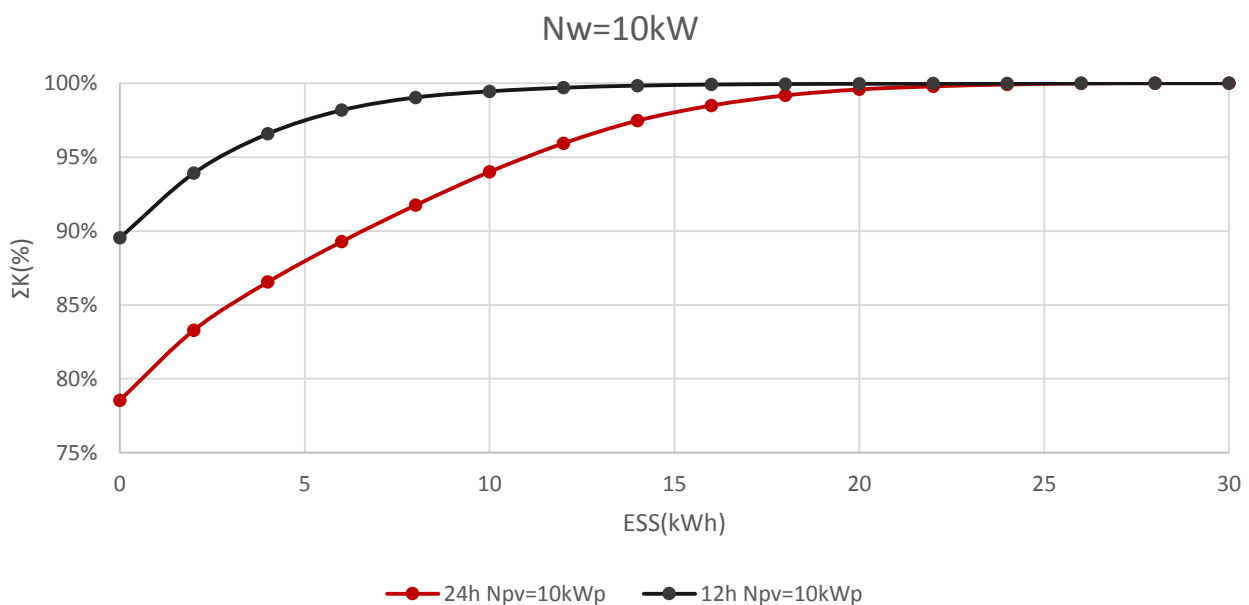
Διάγραμμα 6.44. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής ανεμογεννήτριας 5kW και φωτοβολταϊκών 10kW_p συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή.



Διάγραμμα 6.45. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής ανεμογεννήτριας 10kW απουσία φωτοβολταϊκών συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή.



Διάγραμμα 6.46. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής ανεμογεννήτριας 10kW και φωτοβολταϊκών 5kW_p συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή.

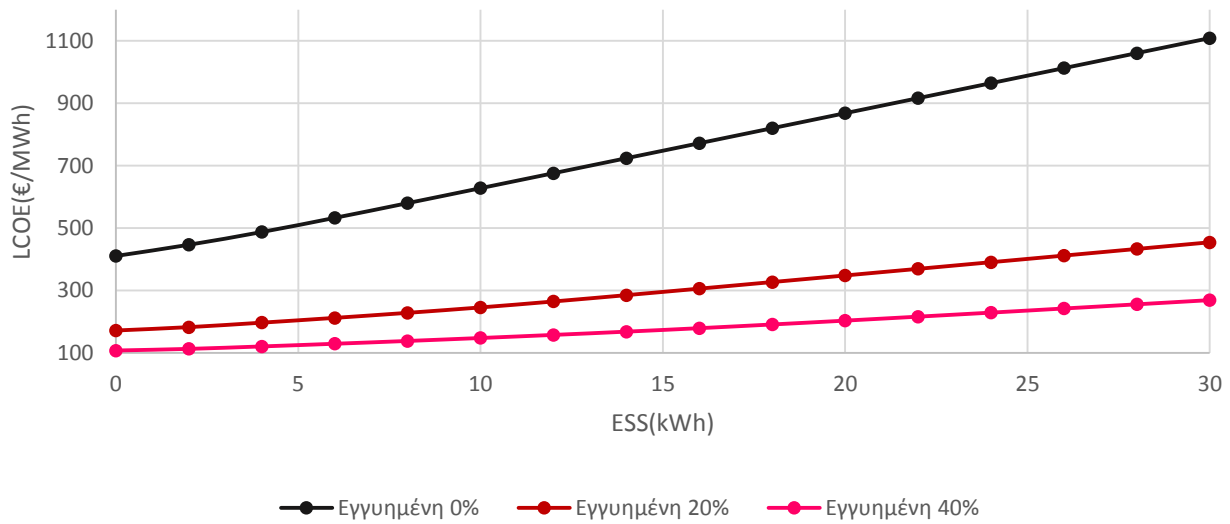


Διάγραμμα 6.47. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης παραγωγής ανεμογεννήτριας 10kW και φωτοβολταϊκών 10kW_p συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή.

Εξετάζοντας την κάλυψη που επιτυγχάνεται στα δύο επίπεδα πώλησης, όπως φαίνεται από τα Διαγράμματα 6.40-6.47, η 12ωρη πώληση παρουσιάζει μεγαλύτερο συντελεστή κάλυψης από την 24ωρη πώληση, σε όλα τα σενάρια. Με την αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας η διαφορά μειώνεται σταδιακά έως τις 16kWh, με την περαιτέρω αύξηση να οδηγεί σε παρόμοια αποτελέσματα και για τα δύο προγράμματα. Καθοριστική είναι πάλι η συμβολή των φωτοβολταϊκών, καθώς με την απουσία τους, τα προγράμματα δεν παρουσιάζουν ουσιαστική διαφορά, ενώ με τη συμμετοχή τους σε χωρητικότητα $ESS \leq 14kWh$ η απόκλιση είναι αισθητή.

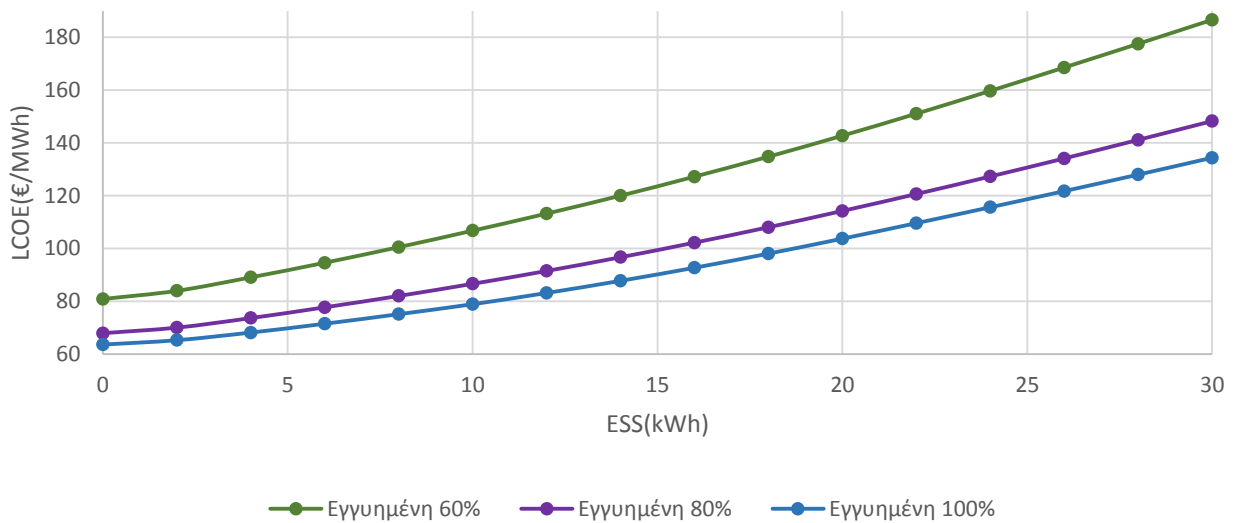
6.1.7 LCOE για διαφορετικό Ποσοστό Εγγυημένης

2019: 24h Nw=5kW Npv=5kWp



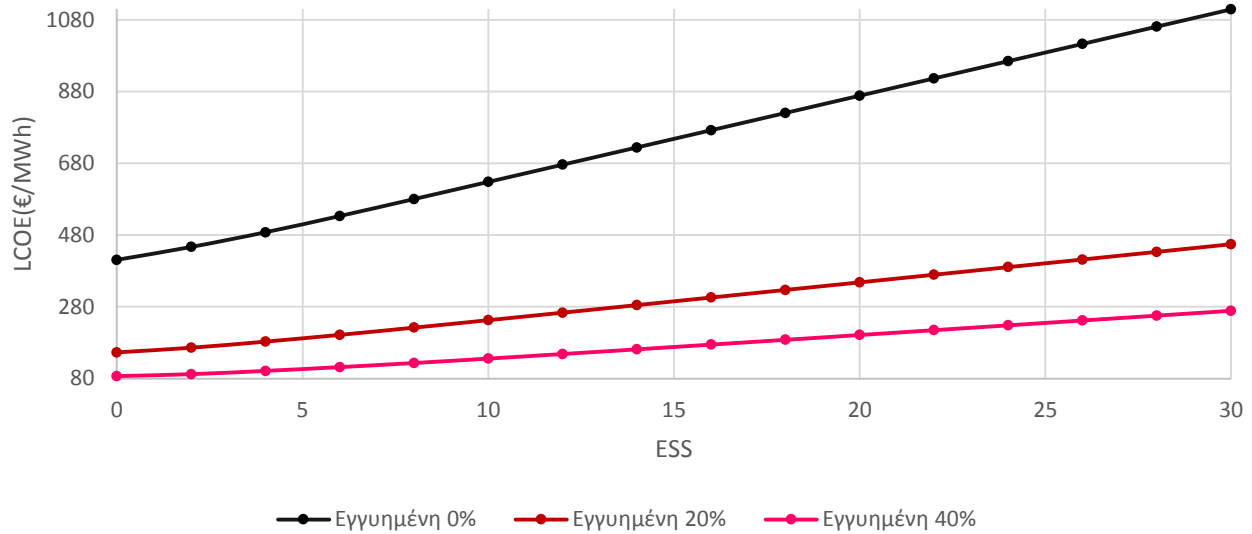
Διάγραμμα 6.48. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 24ωρης πόλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 0%, 20% και 40%.

2019: 24h Nw=5kW Npv=5kWp



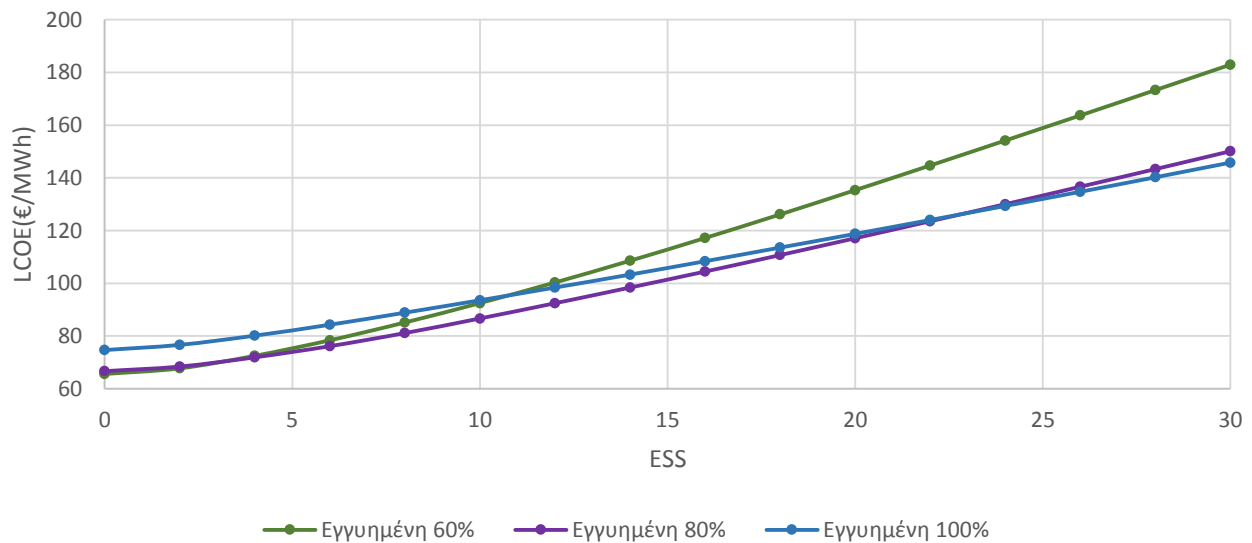
Διάγραμμα 6.49. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή υπό χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 24ωρης πόλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 60%, 80% και 100%.

2019: 12h Nw=5kW Npv=5kWp



Διάγραμμα 6.50. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 12ωρης πώλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 0%, 20% και 40%.

2019: 12h Nw=5kW Npv=5kWp

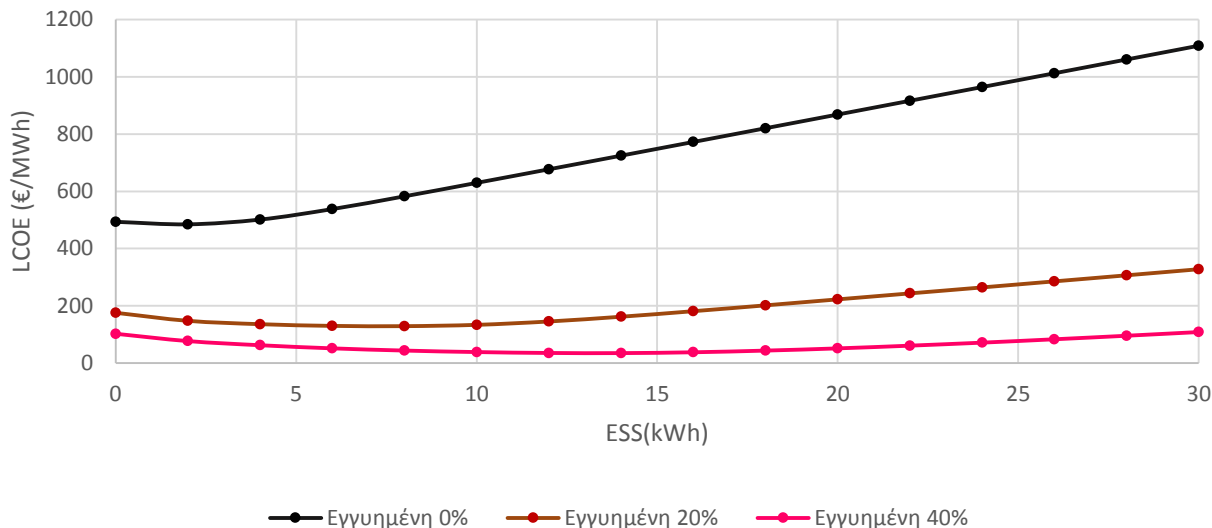


Διάγραμμα 6.51. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 12ωρης πώλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 60%, 80% και 100%.

Συγκρίνοντας το ίδιο μέγεθος εγκατάστασης υπό την αντιμετώπιση χαμηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας υπό καθεστώς 24ωρης πώληση, παρατηρείται σταδιακή μείωση του κόστους αναλογικά με την αύξηση του ποσοστού εγγυημένης, γεγονός που διαφοροποιείται στην περίπτωση της 12ωρης πώλησης και συγκεκριμένα για τις περιπτώσεις όπου εγγυόμαστε το 80% και το 100% της παραγωγής, όπου και δεν παρουσιάζεται ιδιαίτερη απόκλιση μεταξύ των σεναρίων. Παρόμοια συμπεριφορά με

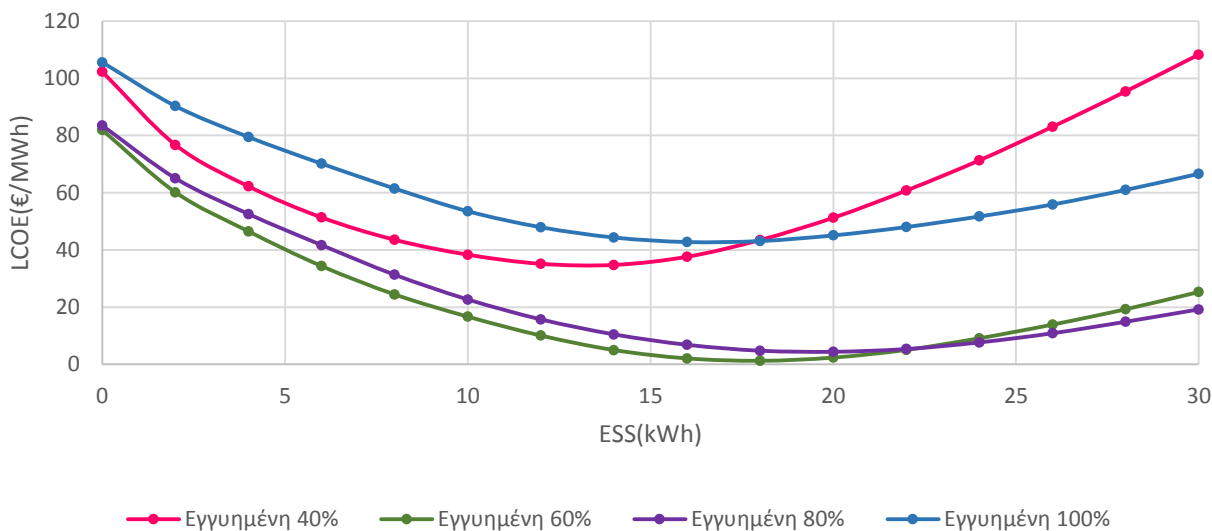
την τελευταία, αλλά για μικρούς συσσωρευτές εμφανίζει η εγκατάσταση διαθέτοντας το 60%, ενώ στους μεγαλύτερους δεν αποκλίνει περισσότερο των 50€/MWh.

2022: 24h Nw=5kW Npv=5kWp



Διάγραμμα 6.52. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει διαφορετικής χωρητικότητας συσσωρευτών, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 24ωρης πώλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 0%, 20% και 40%.

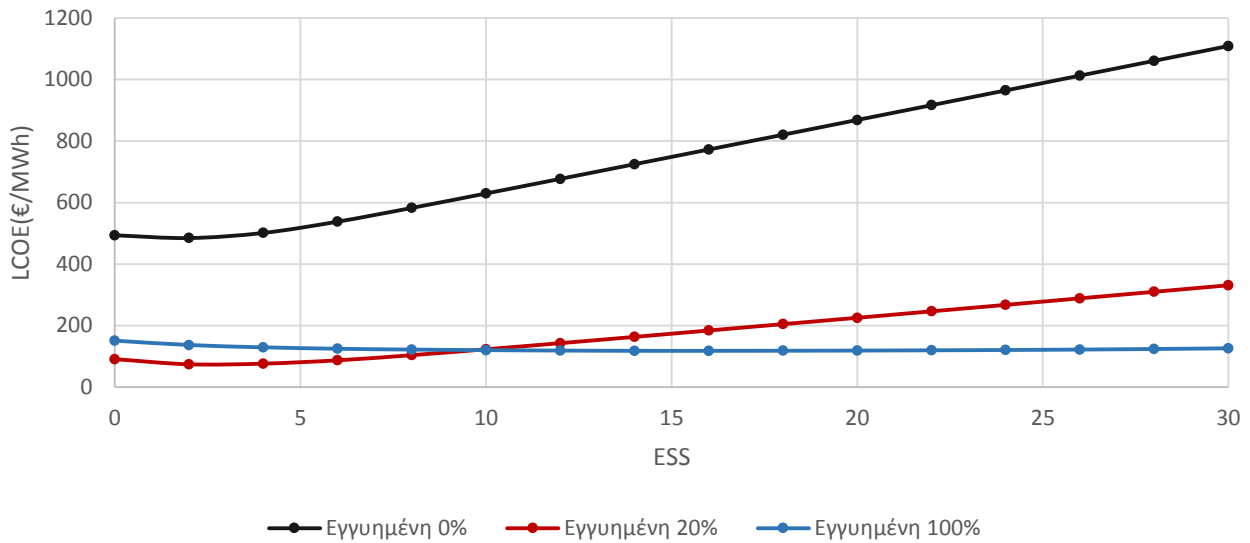
2022: 24h Nw=5kW Npv=5kWp



Διάγραμμα 6.53. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 24ωρης πώλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 40%, 60%, 80% και 100%.

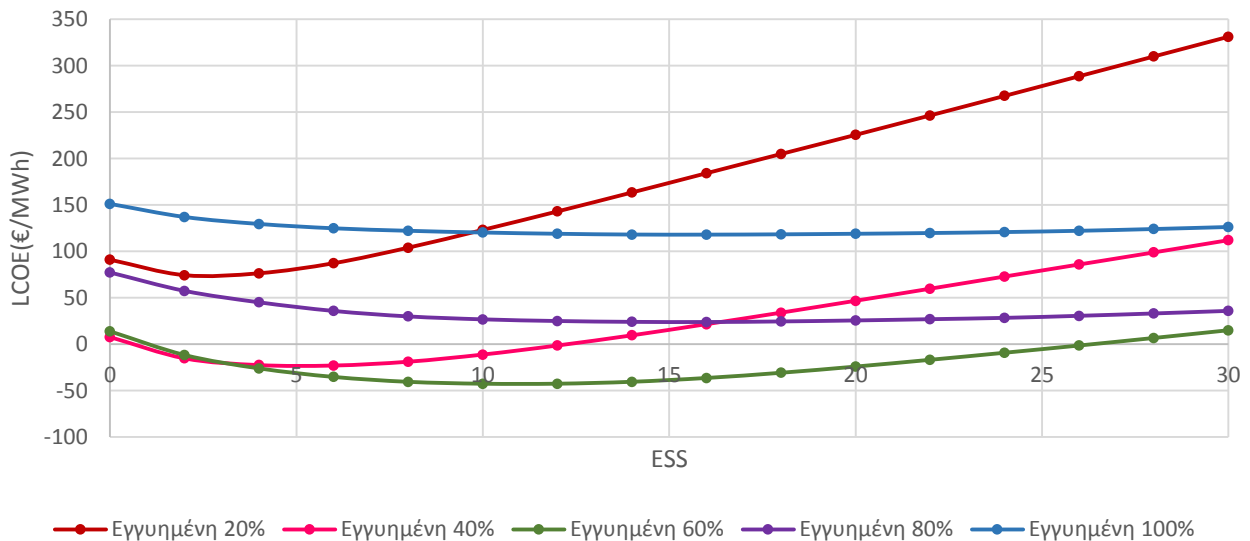
Στην περίπτωση των υψηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας το σενάριο που ευνοεί περισσότερο από οικονομική άποψης είναι όταν διαθέτουμε το 60% της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο σε 24ωρη βάση, με το ελάχιστο να εντοπίζεται για συσσωρευτή με χωρητικότητα 16kWh.

2022: 12h Nw=5kW Npv=5kWp



Διάγραμμα 6.54. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 12ωρης πώλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 0%, 20% και 100%.

2022: 12h Nw=5kW Npv=5kWp



Διάγραμμα 6.55. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής συναρτήσει χωρητικότητας συσσωρευτή, υπό υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, 12ωρης πώλησης για Ποσοστό Εγγυημένης Ενέργειας 20%, 40%, 60%, 80% και 100%.

Στην περίπτωση που επιλεχθεί η 12ωρη πώληση, παρουσιάζεται υπερκέρδος (αρνητικές τιμές LCOE) με την εγγύηση του 60% της παραγόμενης ενέργειας.

Κοινό σημείο όσον αφορά και τα δύο προγράμματα πώλησης αλλά και των δύο περιπτώσεων τιμής ηλεκτρικής ενέργειας (χαμηλής και υψηλής), αποτελεί η μεγάλη διαφορά στο σταθμισμένο κόστος μεταξύ της αποκλειστικής αγοράς ενέργειας από το δίκτυο για την κάλυψη των οικιακών αναγκών, σε σχέση με την αλληλεπίδραση από την πώληση οποιουδήποτε ποσοστού παραχθείσας ενέργειας.

Από τα Διαγράμματα 6.49-6.52 γίνεται ξεκάθαρο πως η περίπτωση όπου δεν εξάγουμε ενέργεια, δηλαδή το ποσοστό εγγυημένης είναι μηδενικό, δεν συμφέρει από οικονομικής πλευράς για κανέναν συνδυασμό, καθώς το σταθμισμένο κόστος παραγωγής εκτοξεύεται, σε σύγκριση με τα υπόλοιπα σενάρια. Εν προκειμένω ακόμη και στην περίπτωση όπου εγγυούμαστε χαμηλό ποσοστό 20%, το κόστος στην χειρότερη εκδοχή υποδιπλασιάζεται.

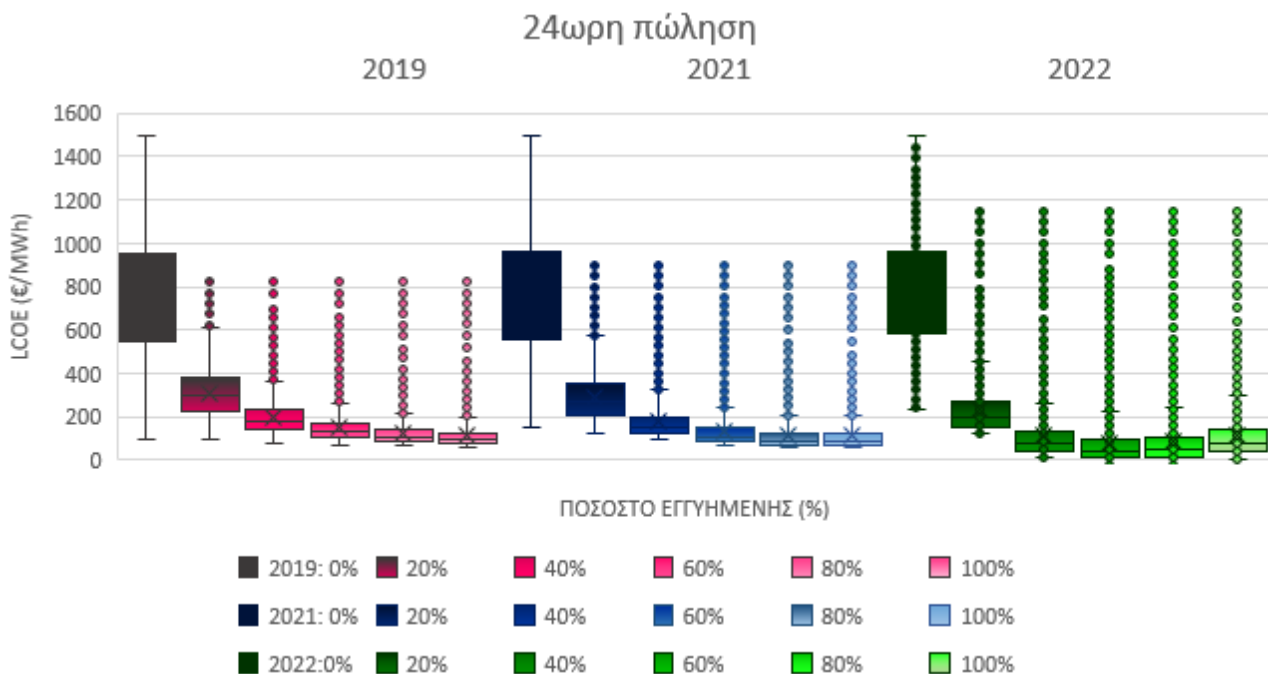
6.2 Box Plots συναρτήσει Ποσοστού Εγγυημένης

Τα γραφήματα που ακολουθούν αποτυπώνουν την ευαισθησία του Σταθμισμένου Κόστους, του Συντελεστή Κάλυψης, καθώς και του Penalty Εγγυημένης, υπό το πρίσμα της διαφοροποίησης του βαθμού αλληλεπίδρασης με το δίκτυο (Ποσοστό Εγγυημένης), συμπεριλαμβάνοντας τα αποτελέσματα από όλους τους συνδυασμούς εγκατάστασης (Πίνακας 6-1).

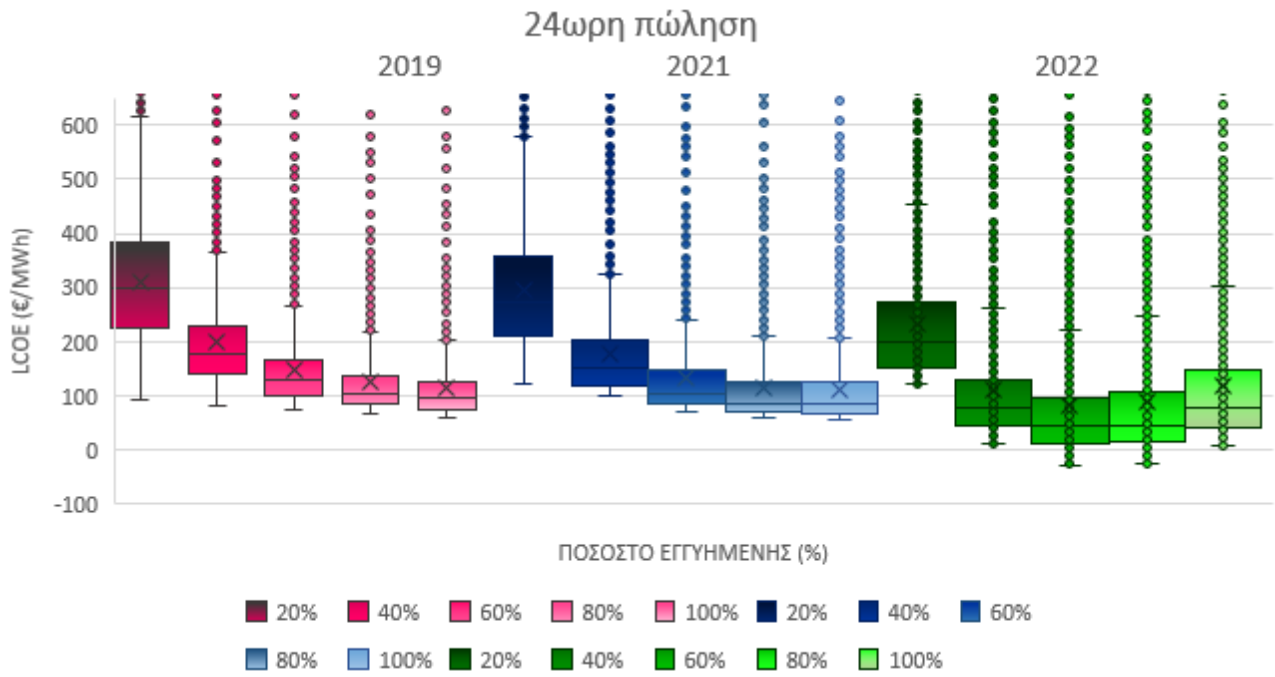
Πίνακας 6-1. Συνδυασμοί υβριδικής εγκατάστασης που συμμετέχουν στη σύγκριση.

Παράμετρος εγκατάστασης	Εύρος
E_{SS}	0 έως 30 kWh, Βήμα 2
N_w	0 έως 10 kW, Βήμα 1
N_{pv}	0 έως 10 kW _p , Βήμα 1

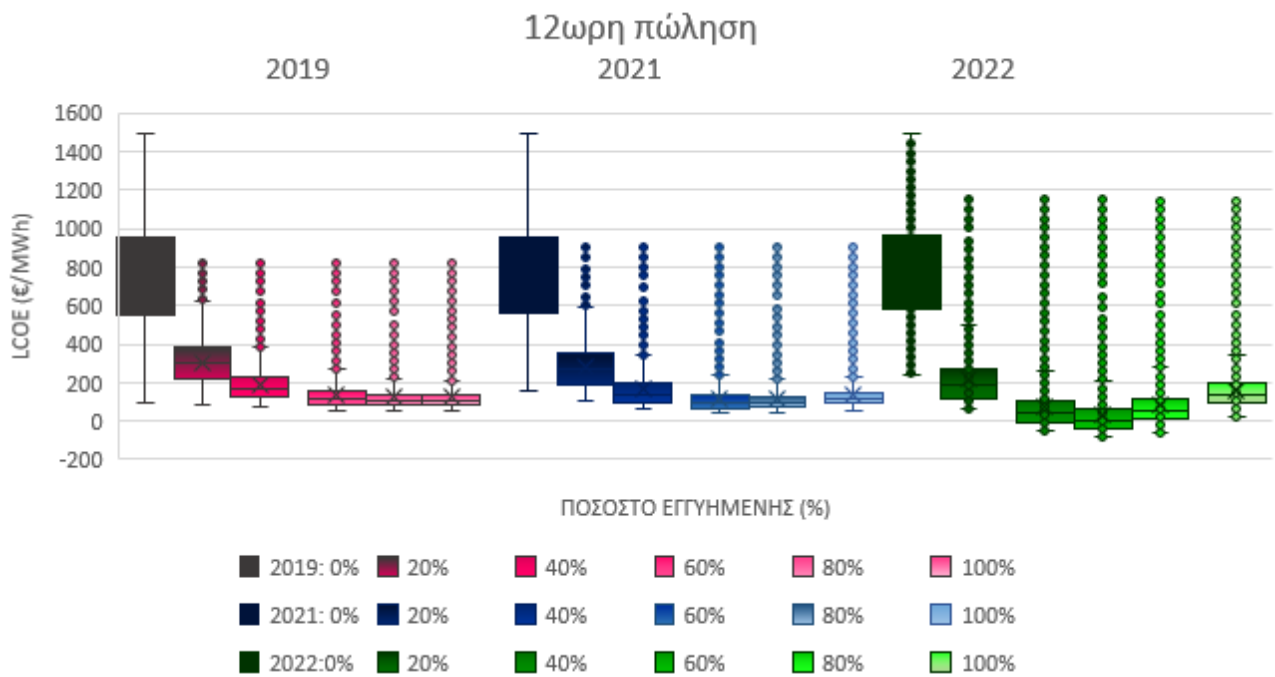
6.2.1 Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής



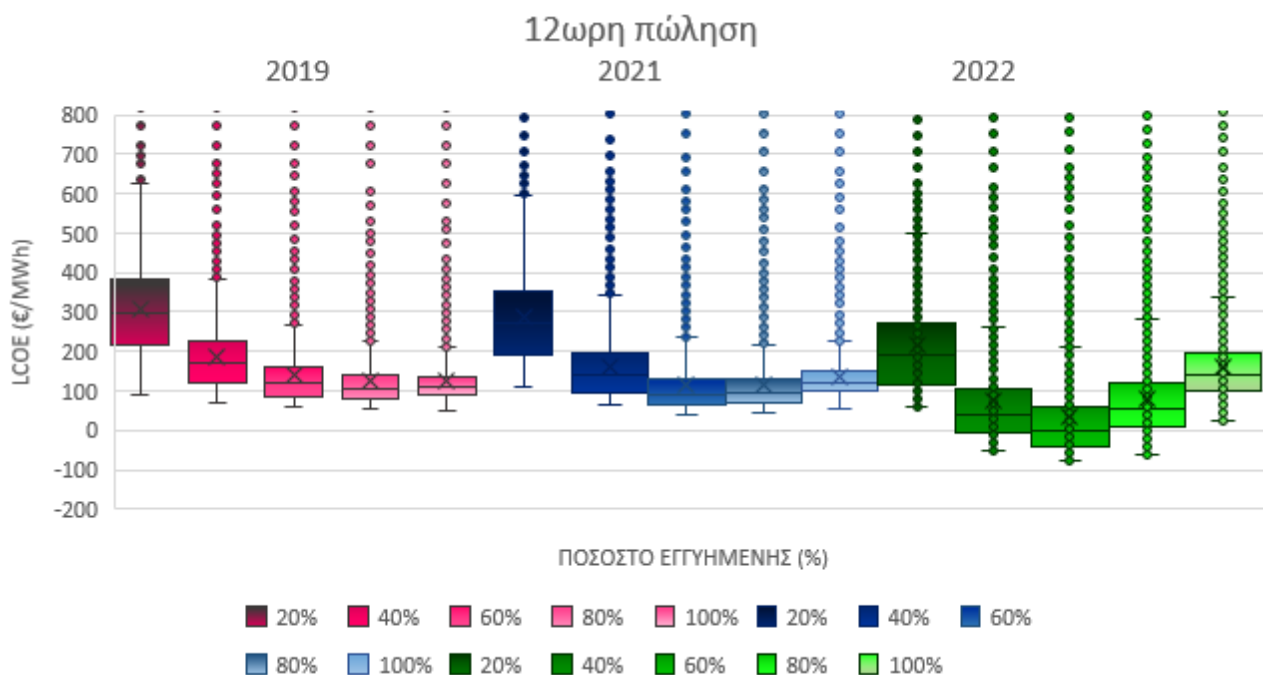
Διάγραμμα 6.56. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής με 24ωρη πώληση για 3 έτη και ποσοστό εγγυημένης 0%-100%.



Διάγραμμα 6.57. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής με 24ωρη πώληση για 3 έτη και ποσοστό εγγυημένης 20%-100%.



Διάγραμμα 6.58. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής με 12ωρη πώληση για 3 έτη και ποσοστό εγγυημένης 0%-100%.



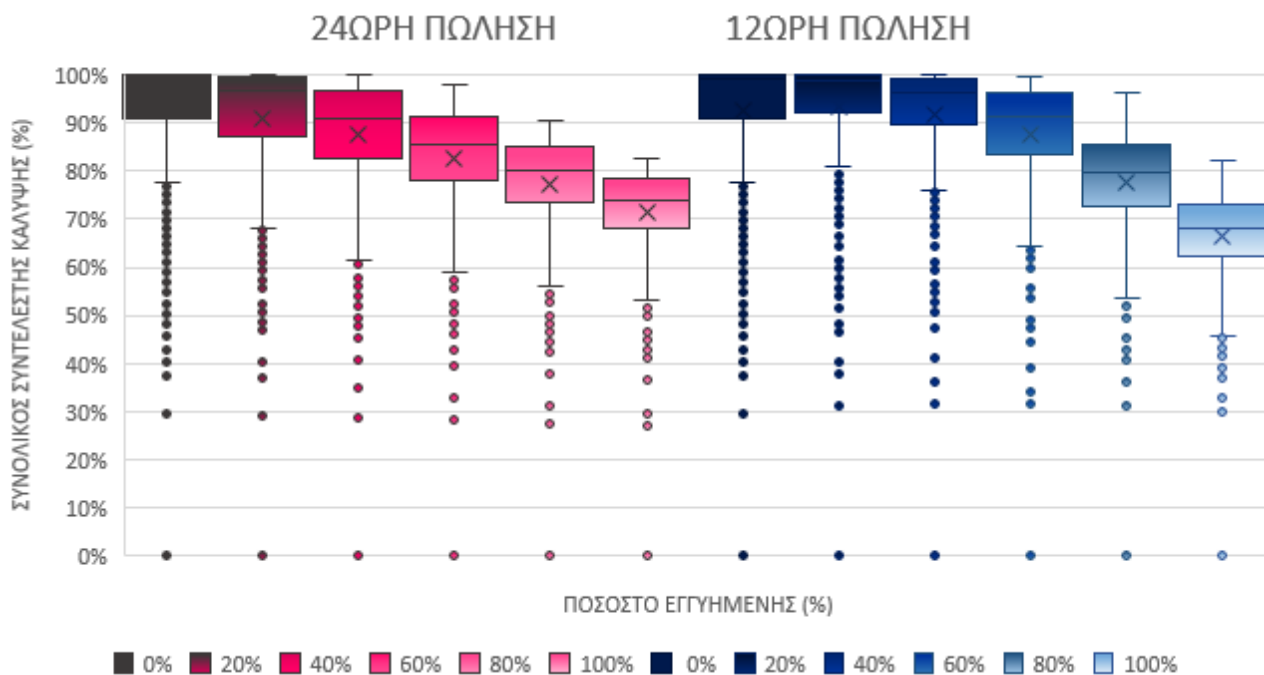
Διάγραμμα 6.59. Σύγκριση Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής με 12ωρη πώληση για 3 έτη και ποσοστό εγγυημένης 20%-100%.

Συγκρίνοντας τις τρεις περιπτώσεις τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, προκύπτει ότι και για τα δύο προγράμματα πώλησης, τείνει να ευνοεί η αντιμετώπιση υψηλών τιμών, όσον αφορά την αλληλεπίδραση με το δίκτυο, καθώς παρουσιάζει μικρότερο μέσο κόστος, εμφανίζοντας βέβαια μεγαλύτερο εύρος, γεγονός που αποδίδεται στην ιδιαίτερη διακύμανση των τιμών σε υψηλά επίπεδα σε σχέση με τις χαμηλές και τις ενδιάμεσες τιμές.

Πιο συγκεκριμένα, για τη χαμηλότερη οικονομική επιβάρυνση αντιμετωπίζοντας χαμηλές και ενδιάμεσες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, χρειάζεται να αποδοθεί στο δίκτυο ολόκληρο το ποσό της παραγόμενης ενέργειας σε ημερήσια βάση, ή το 60-80% σε 12ωρη βάση. Στις υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας αρκεί το 60% και για τα δύο προγράμματα πώλησης.

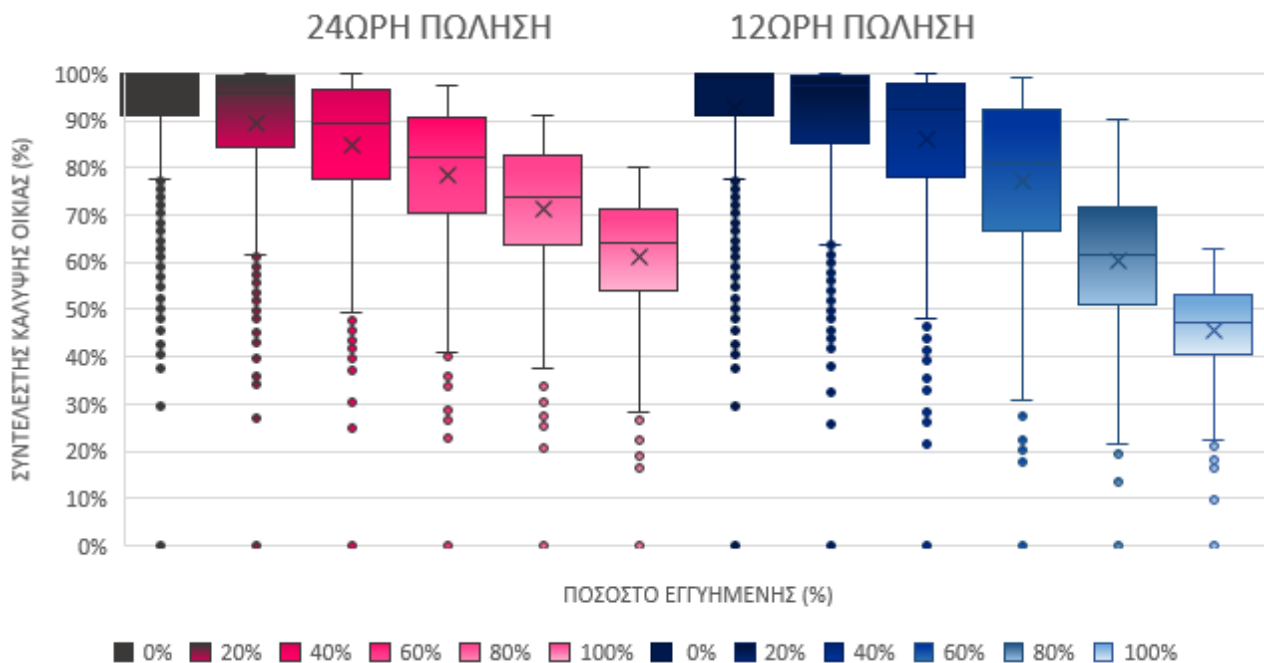
Κρίνοντας βάσει των προγραμμάτων, για ποσοστά εγγυημένης 20%-60% η 12ωρη πώληση συμφέρει περισσότερο έναντι της 24ωρης, ενώ για ποσοστά 80%-100% αυτό αντιστρέφεται.

6.2.2 Συνολικός Συντελεστής Κάλυψης



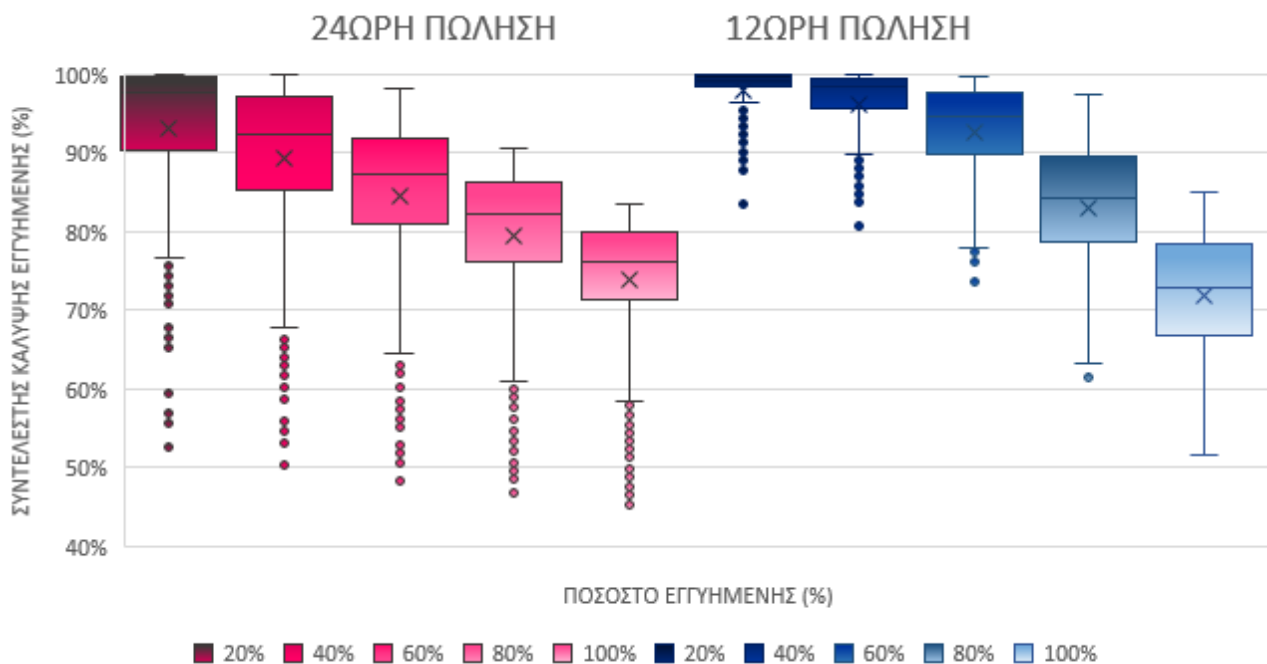
Διάγραμμα 6.60. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0%-100%.

6.2.3 Συντελεστής Κάλυψης Οικίας



Διάγραμμα 6.61. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης Οικίας μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0%-100%.

6.2.4 Συντελεστής Κάλυψης Εγγυημένης

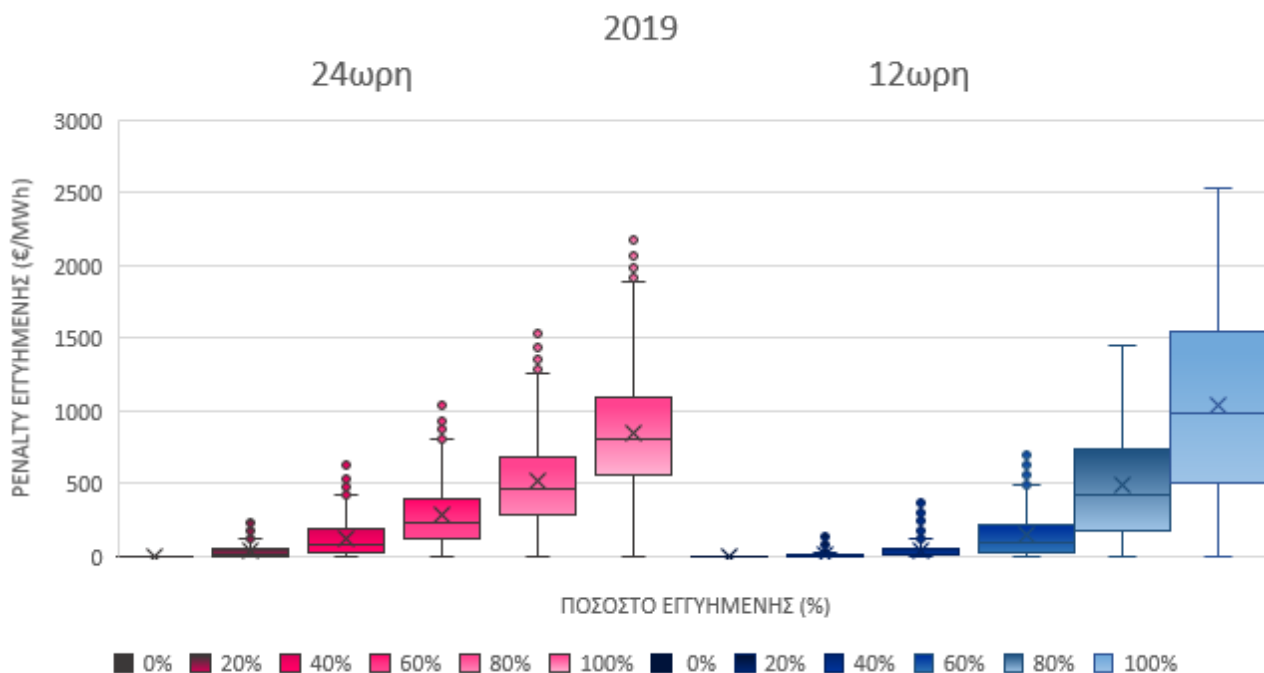


Διάγραμμα 6.62. Σύγκριση Συντελεστή Κάλυψης Εγγυημένης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστά εγγυημένης 0%-100%.

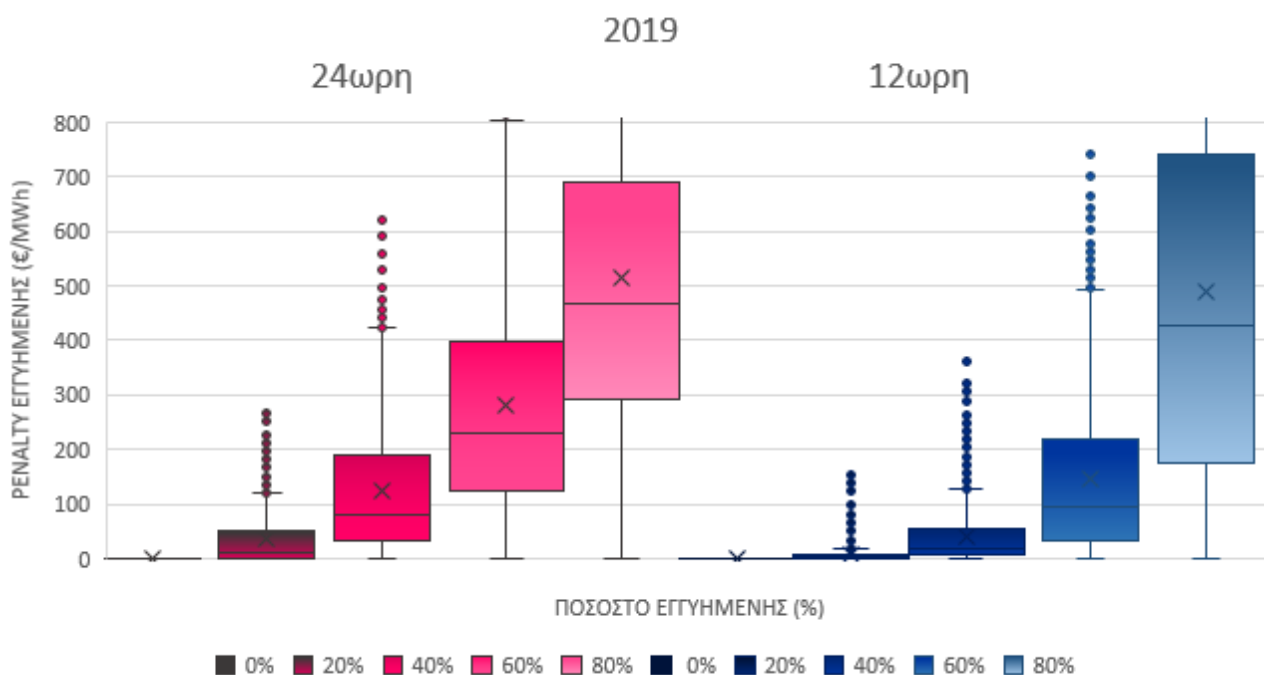
Με την αύξηση του ποσοστού παραγόμενης ενέργειας που προσφέρεται στο δίκτυο, μειώνονται οι ενεργειακές ανάγκες που καλύπτονται, τόσο συνολικά όσο και μεμονωμένα ως προς την οικία και την εγγυημένη ενέργεια. Εφόσον δίνεται εξαρχής προτεραιότητα στην κάλυψη της εγγυημένης, είναι αναμενόμενο από τον συντελεστή της οικίας να αποδίδει μικρότερα ποσοστά κάλυψης. Αναφορικά με τα προγράμματα πώλησης, διαφαίνεται ότι για μικρότερα ποσοστά εγγυημένης (20-60 %), ενδείκνυται η 12ωρη πώληση που παρουσιάζει υψηλότερη κάλυψη με μικρότερο εύρος, ενώ για μεγαλύτερα ποσοστά (80-100%) η 24ωρη πώληση.

6.2.5 Penalty Εγγυημένης

6.2.5.1 Χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας

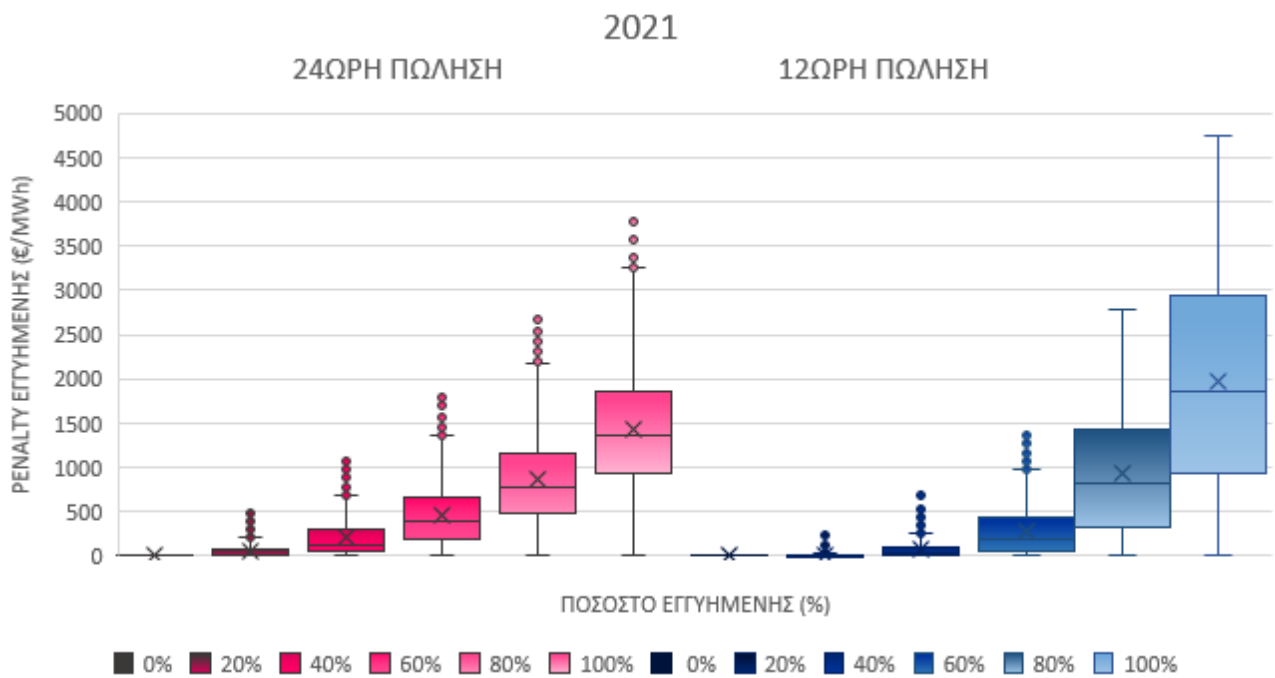


Διάγραμμα 6.63. Σύγκριση Penalty Εγγυημένης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0%-100% το 2019 .

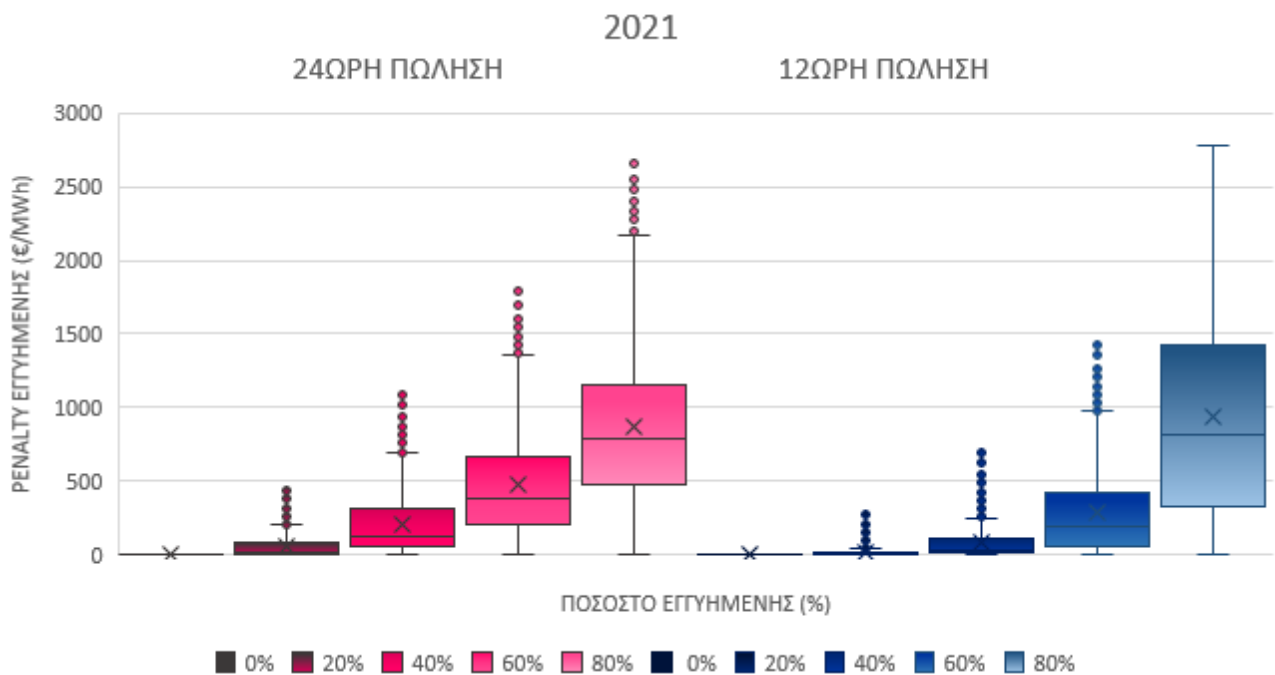


Διάγραμμα 6.64. Σύγκριση Penalty Εγγυημένης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0%-80% το 2019 .

6.2.5.2 Ενδιάμεσες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας

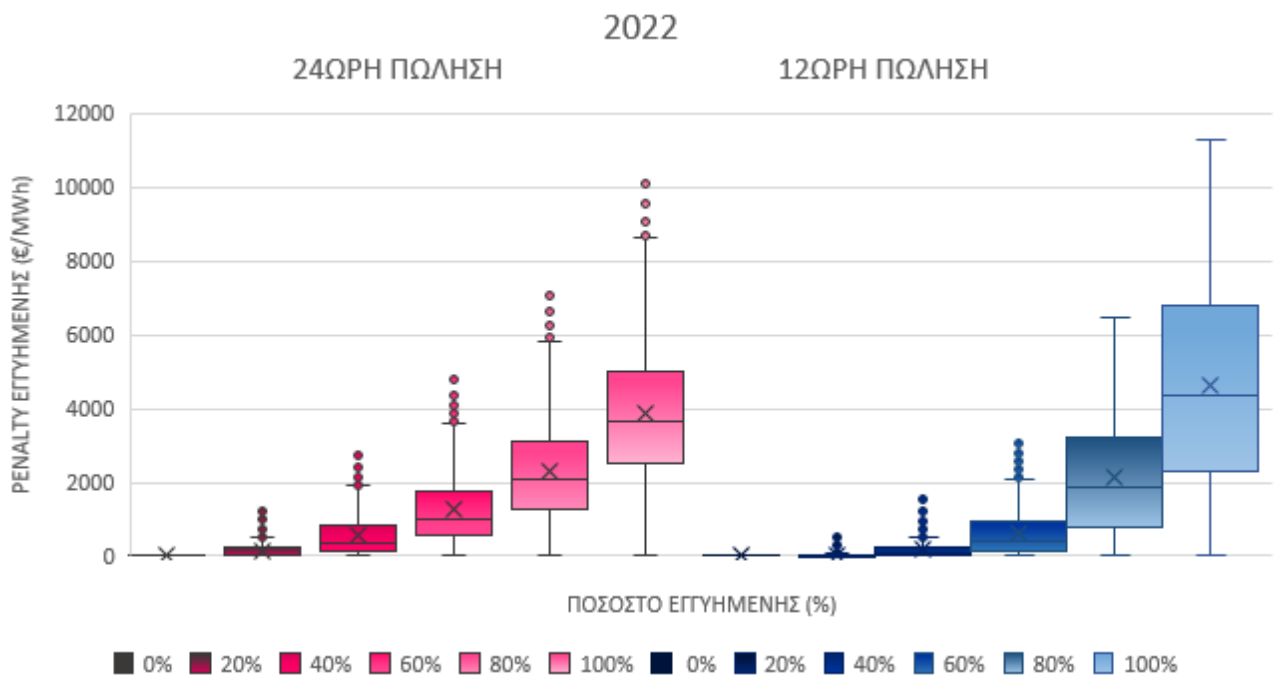


Διάγραμμα 6.65. Σύγκριση Penalty Εγγυημένης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0%-100% το 2021.

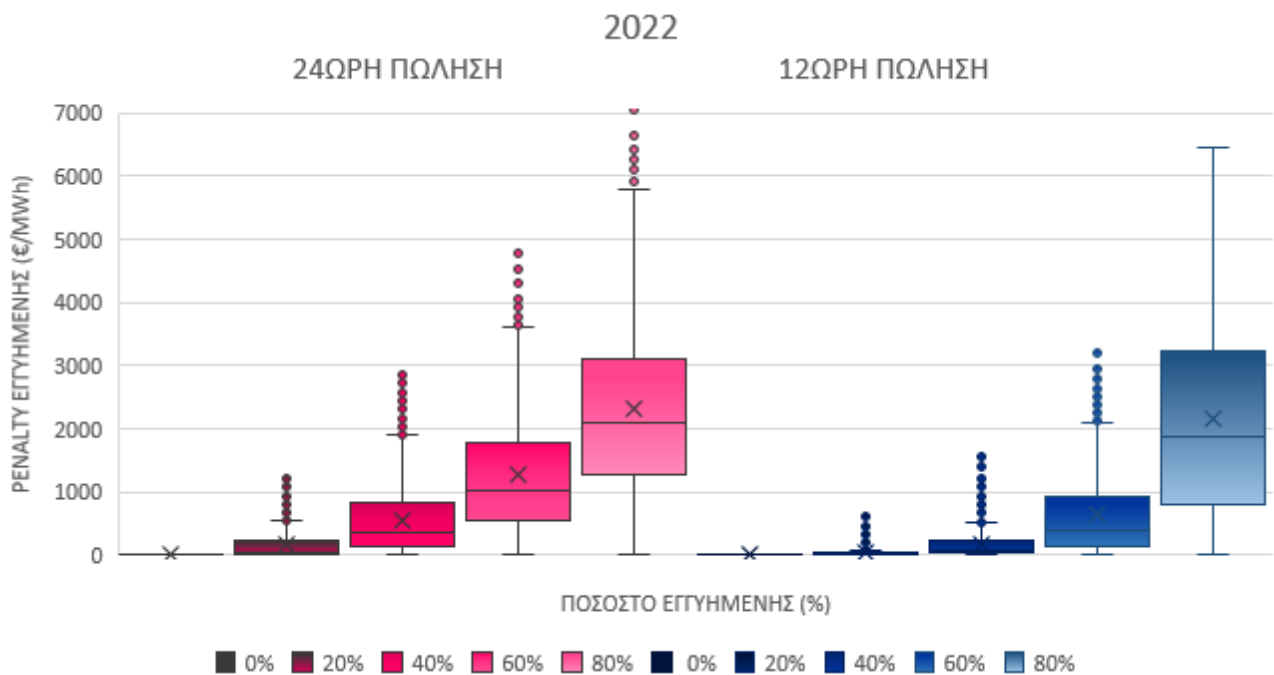


Διάγραμμα 6.66. Σύγκριση Penalty Εγγυημένης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0-80% το 2021.

6.2.5.3 Υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας



Διάγραμμα 6.67. Σύγκριση Penalty Εγγυημένης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0%-100% το 2022.

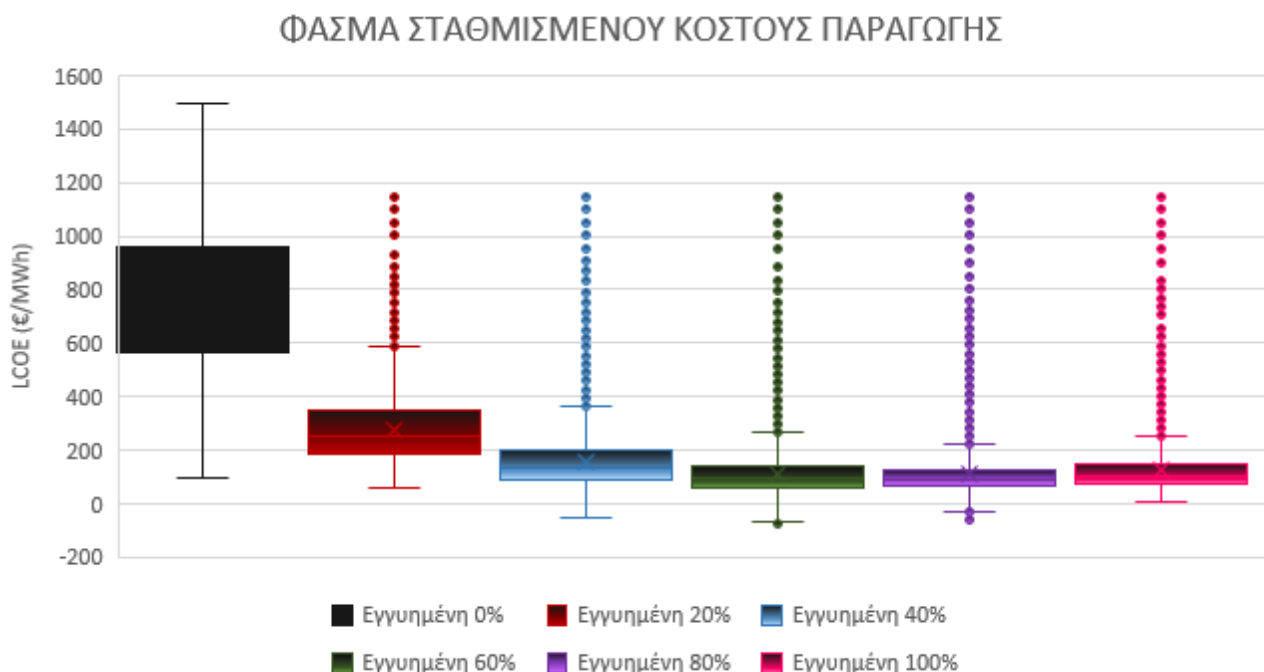


Διάγραμμα 6.68. Σύγκριση Penalty Εγγυημένης μεταξύ 24ωρης και 12ωρης πώλησης για ποσοστό εγγυημένης 0%-80% το 2022.

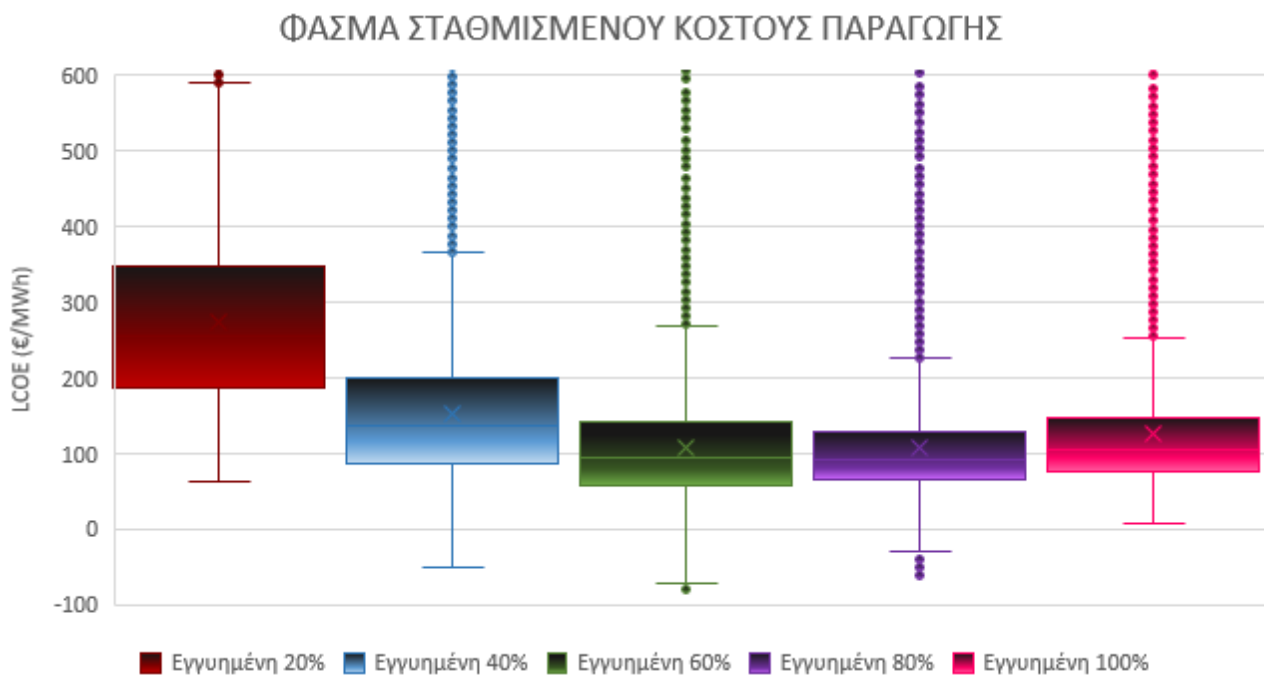
Η συμπεριφορά του συντελεστή κάλυψης συνδέεται με το Penalty, οπότε με την υπόσχεση μικρότερης ενέργειας (20%-60%), η 12ωρη πώληση επιβαρύνεται με μικρότερα και λιγότερα Penalty εφόσον είναι πιο εύκολο να καλύψει τις ανάγκες, ενώ αυτό αλλάζει στις περιπτώσεις 80%-100% εγγυημένης όπου τα ποσά ως μέγεθος είναι υψηλότερα.

6.3 Συνολικό φάσμα Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής

Στα γραφήματα που ακολουθούν αποτυπώνεται το συνολικό φάσμα των σεναρίων που απαρτίζουν την παρούσα μελέτη: τρεις περιπτώσεις τιμής ηλεκτρικής ενέργειας, δύο προγράμματα πώλησης ενέργειας και όλοι οι συνδυασμοί που καταγράφηκαν στον Πίνακα 6-1.



Διάγραμμα 6.69. Συγκεντρωτικό φάσμα Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής για Ποσοστό Εγγυημένης από 0%-100%.



Διάγραμμα 6.70. Συγκεντρωτικό φάσμα Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής για Ποσοστό Εγγυημένης από 20%-100%.

7 Συμπεράσματα

Το ζήτημα των υψηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας απασχολεί πολύ τα νοικοκυριά και κατά συνέπεια τους ερευνητές, φέροντας ως αποτέλεσμα την ενασχόλησή τους με την εύρεση σχημάτων για την αντιμετώπιση της έντονης διακύμανσης. Η απόδοση διαφορετικών σχημάτων άπτεται των τρεχουσών συνθηκών της αγοράς και δεδομένης της ευαισθησίας, όπως επίσης και της αστάθειας που παρουσιάζει η τελευταία, η εξαγωγή βάσιμων συμπερασμάτων προϋποθέτει εκτενή ανάλυση. Η επίδραση των τιμών από τις ενεργειακές κρίσεις, είναι ένα επαναλαμβανόμενο φαινόμενο που πηγάζει από το γεγονός ότι δεν κινείται εντός συγκεκριμένων ορίων, όντας συνδεδεμένο, σε μεγάλο βαθμό, με την μέχρι τώρα εξάρτηση στα ορυκτά καύσιμα. Επομένως, η διερεύνηση στρατηγικών διαχείρισης του συστήματος που αξιοποιούν την πρόσβαση σε ανεξάντλητες πηγές ενέργειας με οικονομικά βιώσιμο τρόπο, αποτελεί ζητούμενο.

Στόχο δεν αποτελεί ο εντοπισμός, μονάχα, των σχημάτων που επιτυγχάνουν την πλήρη κάλυψη των συνολικών ενεργειακών αναγκών, αλλά η κατανόηση της οικονομικής συμπεριφοράς των διαφορετικών ισοζυγίων πώλησης και ιδιοκατανάλωσης, μέσα από τη σύγκριση των επιμέρους σεναρίων, που κατηγοριοποιούνται σε πρώτο άξονα στο πρόγραμμα πώλησης που ακολουθούν και σε δεύτερο άξονα στην τιμή ηλεκτρικής ενέργειας που αντικρίζουν.

Το βασικό πόρισμα που εξήχθη από την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, είναι ότι ο καταναλωτής και αυτοπαραγωγός, ευνοείται κατά πολύ όταν αλληλεπιδρά με το δίκτυο. Μία τέτοια διαπίστωση είναι εξαιρετικά σημαντική προϋπόθεση, ώστε να χαρακτηρίσει αξιόλογη μία τέτοια επένδυση, καθώς διαπραγματεύεται η συμβατική κατάσταση κατά την οποία ο πάροχος ικανοποιεί τη συνολική ζήτηση του νοικοκυριού, έναντι της ικανοποίησης μέρους του οικιακού φορτίου που αδυνατεί η παραχθείσα ενέργεια από τις ΑΠΕ. Εξετάζεται, ουσιαστικά, ο βαθμός που υπερτερεί η οικονομική απολαβή με την πώληση ενέργειας, αντισταθμίζοντας παράλληλα το κόστος αγοράς του ελλείμματος, σε σύγκριση με το κόστος από την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών εξαρχής από το δίκτυο.

Ως εκ τούτου, προέκυψε ότι ακόμη και με την αλληλεπίδραση με μικρό ποσοστό παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο (20%), επιτυγχάνεται έως και υποτετραπλασιασμός του αρχικού κόστους. Σημειώνεται ότι ο συντελεστής εγγυημένης συνδέεται άμεσα με την παραγωγή, οπότε καθοριστικό ρόλο στη συνεργασία λαμβάνει ο συσσωρευτής. Εάν η εγκατάσταση είναι μεγάλη, τότε ένας συσσωρευτής με μικρή αποθηκευτική ικανότητα αδυνατεί να ικανοποιήσει την εγγυημένη, η οποία είναι αναλογικά αυξημένη με την παραγωγική δυναμικότητα. Επομένως, κατέχοντας μικρή εγκατάσταση με μικρό συσσωρευτή, χρειάζεται μεγάλη εγκατάσταση και μεγάλος συσσωρευτής για να επιτευχθεί το ίδιο ποσοστό κάλυψης, αν και στην δεύτερη περίπτωση, πρόκειται για μεγαλύτερο ποσό ως απόλυτο μέγεθος.

Ανάλογη συμπεριφορά παρουσιάζει και το Penalty, δηλαδή όσο περισσότερη ενέργεια παραχθεί από τις ΑΠΕ, τόσο μεγαλύτερο ποσό ενέργειας θα πρέπει να αποδοθεί στο δίκτυο, συνεπώς ανάλογα υψηλότερη θα είναι και η επιβάρυνση του φορτίου που δεν ικανοποιήθηκε.

Αναφορικά με τα προγράμματα, αποδείχτηκε ότι με την 24ωρη πώληση χωρίς την παρουσία ανεμογεννήτριας, καθίσταται δύσκολη η ικανοποίηση μεγάλων ποσών ενέργειας, καθώς η αιολική

παραγωγή προσφέρει καλύτερη κατανομή ισχύος μέσα στην ημέρα, από τη στιγμή που οι ώρες παραγωγής ηλιακής ενέργειας είναι περιορισμένες. Αντίστοιχα, στην 12ωρη πώληση είναι κομβική η συμμετοχή των φωτοβολταϊκών που ενισχύουν με την απόδοση συγκεντρωμένης χρονικά ηλιακής παραγωγής.

Εστιάζοντας στην επιρροή της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας σε τρεις περιπτώσεις, προκύπτει ότι υπό την αντιμετώπιση υψηλών τιμών δύναται να εξοικονομηθούν περισσότερα χρήματα και στα δύο σενάρια πώλησης, σε σχέση με τις χαμηλές ή τις ενδιάμεσες τιμές.

Συνυπολογίζοντας, πλέον, όλες τις παραμέτρους που πρέπει να ληφθούν υπόψη προκειμένου να επιλεγεί η βέλτιστη στρατηγική, κατά την οποία επιτυγχάνεται συνδυαστικά η ελαχιστοποίηση του κόστους με όσο το δυνατόν υψηλότερη κάλυψη, υπό συνθήκες υψηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, προτείνεται το ισοζύγιο που περιλαμβάνει αλληλεπίδραση με το δίκτυο σε ποσοστό 60% της παραγόμενης ενέργειας, με το γενικό φάσμα να κυμαίνεται μεταξύ 60%-80% ποσοστού εγγυημένης.

8 Βιβλιογραφία

Alexopoulos, D.K. *et al.* (2021) ‘A review of flexibility options for high RES penetration in power systems — Focusing the Greek case’, *Energy Reports*, 7(May), pp. 33–50. doi:10.1016/j.egy.2021.09.050.

Barzegkar-Ntovom, G.A. *et al.* (2020) ‘Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme’, *Renewable Energy*, 152(2020), pp. 1302–1309. doi:10.1016/j.renene.2020.01.061.

Bhoi, S.K. and Nayak, M.R. (2020) ‘Optimal scheduling of battery storage with grid tied PV systems for trade-off between consumer energy cost and storage health’, *Microprocessors and Microsystems*, 79(September), p. 103274. doi:10.1016/j.micpro.2020.103274.

Bushnell, J. (2004) ‘California’s electricity crisis: A market apart?’, *Energy Policy*, 32(9), pp. 1045–1052. doi:10.1016/j.enpol.2003.11.003.

EnExGroup (2020) *Ολοκλήρωση Ευρωπαϊκών Αγορών - Energy Exchange Group*. Available at: <https://www.enexgroup.gr/el/web/guest/eu-market-integration> (Accessed: 16 May 2022).

ENTSOE (2023) *ENTSO-E - Energy Transparency Platform*. Available at: <https://transparency.entsoe.eu/> (Accessed: 14 Jan 2023).

European Commission (2019) *Πράσινη μετάβαση*. Available at: https://ec.europa.eu/reform-support/what-we-do/green-transition_el (Accessed: 10 May 2022).

Eurostat (2017) *Database - Energy - Eurostat*. Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (Accessed: 16 May 2022).

Goyette, M. (2011) ‘The California Energy Crisis 2000-2001’, 14, pp. 335–339.

Güler, H., Haykır, Ö. and Öz, S. (2022) ‘Does the electricity consumption and economic growth nexus alter during COVID-19 pandemic? Evidence from European countries’, *Electricity Journal*, 35(6). doi:10.1016/j.tej.2022.107144.

HELAPCO (2022a) *HELAPCO - Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών / Στατιστικά ελληνικής αγοράς – 2021*. Available at: <https://helapco.gr/statistika-agoras-fwtovoltaikwn/statistika-ellinikis-agoras-2021/> (Accessed: 17 May 2022).

HELAPCO (2022b) *Net-metering Αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό και εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό για ιδιώτες, επιχειρήσεις και ενεργειακές κοινότητες με ή χωρίς αποθήκευση Σύνοψη ... για βιαστικούς και ανυπόμονους*. Available at: https://helapco.gr/pdf/HELAPCO_Net_Metering.pdf.

Hellenic Republic (2006) ‘“Generation of electricity from renewable energy sources and through high-efficiency co-generation of electricity and heat and miscellaneous provisions (Law 3468/2006)’, *Official Journal of the Hellenic Republic*, 129(A), pp. 1405–1426.

IEA (no date) *IEA – International Energy Agency - Data overview*. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics> (Accessed: 17 May 2022).

Jin, F., Huang, X. and Shao, C. (2022) ‘Efficient utilization of demand side resources behind the meter: Assessment, profiling and scheduling’, *Electricity Journal*, 35(5), p. 107123. doi:10.1016/j.tej.2022.107123.

Latour, M. (2013) ‘Net-Metering and Self- Consumption Schemes in Europe’, *European Photovoltaic Industry Association (EPIA)*, (September), p. 19. Available at: http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Events/6-Marie_Latour_-_Self-consumption_and_net-metering_schemes_in_Europe.pdf.

RAS (2023) *Renewable & Storage Forum*. Available at: <https://renewablestorageforum.gr/> (Accessed: 14 January 2023).

Rehman, W.U. *et al.* (2020) ‘The penetration of renewable and sustainable energy in Asia: A state-of-the-art review on net-metering’, *IEEE Access*, 8(September), pp. 170364–170388. doi:10.1109/ACCESS.2020.3022738.

REN21 (2022) *Renewables 2022 Global Status, Ren21(2022)*. Available at: <https://www.ren21.net/gsr-2022/>.

ΔΑΠΕΕΠ (2022a) ‘Residual Energy Mix 2021 (short version only results)’. Available at: https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2022/09/Residual_Energy_Mix_2021_-_English_short_version.pdf?t=1662359071.

ΔΑΠΕΕΠ (2022b) *Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης Α.Ε. - ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε.* Available at: <https://www.dapeep.gr/> (Accessed: 16 December 2022).

ΔΑΠΕΕΠ (2022c) ‘Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο Α.Π.Ε. & ΣΗΘΥΑ’, pp. 2–3. Available at: <https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2022/06/Ενημερωτικό%20Δελτίο%20Μάιος%202022.pdf?t=1656580542>.

ΟΔΕ (2021) ‘Εισήγηση Της Οδε - Διαμόρφωση Του Θεσμικού Και Ρυθμιστικού Πλαισίου Για Την Ανάπτυξη Και Συμμετοχή Μονάδων Αποθήκευσης Στις Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας Και Σε Μηχανισμούς Ισχύος’.

Οδηγία 2009/28/ΕΚ (2009) ‘L 140/16’, *Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης*, 2008(2), pp. 16–62.

ΡΑΕ (2022) *ΜΕΣΟΣΤΑΘΜΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ - Rae Website*. Available at: <https://www.rae.gr/anakoinoseis/52445/> (Accessed: 16 December 2022).

ΥΠΕΝ (2018) ‘Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός’, *ΕΘΝΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΤΟ ΚΛΙΜΑ*, p. 161. Available at: http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/downloads/2018/11/NECP_131118_final.pdf.