



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ Μ/Υ  
ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ ΚΑΙ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ  
ΤΜΗΜΑΤΟΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ  
ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»



ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ - ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ  
ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»

**«ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗΣ  
ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ»**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΨΑΡΡΑΣ Σ. ΙΩΑΝΝΗΣ

**Επιβλέπων :** Ευάγγελος Μαρινάκης

Επίκουρος Καθηγητής Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών &  
Μηχανικών Η/Υ ΕΜΠ

Αθήνα, Φεβρουάριος 2024





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ Μ/Υ  
ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ ΚΑΙ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ  
ΤΜΗΜΑΤΟΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ  
ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»



ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ - ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ  
ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»

**«ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗΣ  
ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ»**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΨΑΡΡΑΣ Σ. ΙΩΑΝΝΗΣ

**Επιβλέπων : ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ ΜΑΡΙΝΑΚΗΣ**

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 28 Φεβρουαρίου 2024

.....  
ΜΑΡΙΝΑΚΗΣ  
ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ  
Επίκουρος Καθηγητής  
Σχολής ΗΜΜΥ του  
ΕΜΠ

.....  
ΨΑΡΡΑΣ ΙΩΑΝΝΗΣ  
Καθηγητής Σχολής  
ΗΜΜΥ του ΕΜΠ &  
Διευθυντής της Μονάδας  
Αποφάσεων

.....  
ΑΣΚΟΥΝΗΣ  
ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ  
Καθηγητής Σχολής  
ΗΜΜΥ του ΕΜΠ

.....  
**ΨΑΡΡΑΣ Σ. ΙΩΑΝΝΗΣ**

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών  
Πολυτεχνείο Κρήτης

Copyright © ΨΑΡΡΑΣ Σ. ΙΩΑΝΝΗΣ, 2024.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Η παρούσα εργασία αποτελεί πνευματική ιδιοκτησία του φοιτητή Ψαρρά Σ. Ιωάννη που την εκπόνησε. Στο πλαίσιο της πολιτικής ανοικτής πρόσβασης ο συγγραφέας/δημιουργός εκχωρεί στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ), μη αποκλειστική άδεια χρήσης του δικαιώματος αναπαραγωγής, προσαρμογής, δημόσιου δανεισμού, παρουσίασης στο κοινό και ψηφιακής διάχυσής τους διεθνώς, σε ηλεκτρονική μορφή και σε οποιοδήποτε μέσο, για διδακτικούς και ερευνητικούς σκοπούς, άνευ ανταλλάγματος και για όλο το χρόνο διάρκειας των δικαιωμάτων πνευματικής ιδιοκτησίας. Η ανοικτή πρόσβαση στο πλήρες κείμενο για μελέτη και ανάγνωση δεν σημαίνει καθ' οιονδήποτε τρόπο παραχώρηση δικαιωμάτων διανοητικής ιδιοκτησίας του συγγραφέα/δημιουργού ούτε επιτρέπει την αναπαραγωγή, αναδημοσίευση, αντιγραφή, αποθήκευση, πώληση, εμπορική χρήση, μετάδοση, διανομή, έκδοση, εκτέλεση, «μεταφόρτωση» (downloading), «ανάρτηση» (uploading), μετάφραση, τροποποίηση με οποιονδήποτε τρόπο, τμηματικά ή περιληπτικά της εργασίας, χωρίς τη ρητή προηγούμενη έγγραφη συναίνεση του συγγραφέα/δημιουργού. Ο συγγραφέας/δημιουργός διατηρεί το σύνολο των ηθικών και περιουσιακών του δικαιωμάτων.

## Περίληψη

Το σύγχρονο ρυθμιστικό πλαίσιο για την παραγωγή και χρήση ανανεώσιμης ενέργειας προσφέρει έναν ορισμένο αριθμό λύσεων στον οικιακό τομέα για την παραγωγή ή αυτοπαραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ. Η χρηματοδότηση αυτών των πιθανών λύσεων μπορεί να υλοποιηθεί από διαφορετικές πηγές και εργαλεία. Ως εκ τούτου, ένα νοικοκυριό που επιθυμεί να επενδύσει σε ένα έργο παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ βρίσκεται μπροστά σε έναν σημαντικό αριθμό διαφορετικών επιλογών, από τις οποίες θα πρέπει να επιλέξει την πιο συμφέρουσα. Τις περισσότερες φορές, η επιλογή αυτή δεν μπορεί να γίνει χωρίς τη βοήθεια ενός ειδικού.

Σκοπός της εργασίας είναι η ανάπτυξη ενός υπολογιστικού εργαλείου με το οποίο ένα νοικοκυριό ή κάθε άλλος ενδιαφερόμενος θα μπορεί με εύκολο τρόπο, να ενημερωθεί και να συγκρίνει τις διαθέσιμες λύσεις, που προσφέρει το ισχύον θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα, για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στον οικιακό τομέα. Ο χρήστης του εργαλείου θα εισάγει δεδομένα και θα ρυθμίζει παραμέτρους ώστε τα αποτελέσματα της ανάλυσης να είναι προσωποποιημένα στις ανάγκες του συγκεκριμένου νοικοκυριού. Έτσι, ο εκάστοτε χρήστης θα μπορεί να λάβει προσωποποιημένη συμβουλευτική λήψη απόφασης για τη σχετική επένδυση.

Ειδικότερα υλοποιούνται πέντε (5) διαφορετικά σενάρια εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων από οικιακό καταναλωτή ως ακολούθως:

- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering)
- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας
- Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)
- Ενεργειακή Κοινότητα
- Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας

εξετάζοντας ταυτόχρονα τον παράγοντα κινδύνου μιας τέτοιας επένδυσης μέσα από τους δείκτες της καθαρής παρούσας αξίας, του δείκτη αποδοτικότητας, του εσωτερικού βαθμού απόδοσης του χρόνου αποπληρωμής και του νεκρού σημείου.

Λέξεις Κλειδιά:

Φωτοβολταϊκά Συστήματα, Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος, Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering), Αυτοπαραγωγή, Αποθήκευση Ενέργειας, Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing), Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας, Ενεργειακή Κοινότητα

## Abstract

The current regulatory framework for the production and use of renewable energy offers a certain number of solutions in the residential sector for the production or self-generation of energy from RES. The financing of these potential solutions can be implemented through different sources and instruments. Therefore, a household wishing to invest in a renewable energy project is faced with a significant number of different options, from which it must choose the most advantageous one. Most of the time, this choice cannot be made without the help of an expert.

The aim of the project is to develop a computer tool with which a household or any other interested party can easily find out and compare the available solutions offered by the current institutional framework in Greece for the production of energy from photovoltaic systems in the domestic sector. The user of the tool will enter data and set parameters so that the results of the analysis are personalized to the needs of the specific household. Thus, the individual user will be able to receive personalized advice on the relevant investment decision.

In particular, five (5) different scenarios for the installation of photovoltaic systems by a residential consumer are implemented as follows:

- Net-Metering
- Net-Metering with storage of Produced Energy
- Net-Billing
- Energy Community
- Sale of Produced Energy

while examining the risk factor of such an investment through the indicators of net present value, profitability index, internal rate of return, payback period and break-even point.

### Key Words:

Photovoltaic Systems, Home Electricity Tariff, Net-Metering, Self-Production, Energy Storage, Net Billing, Sale of Produced Energy, Energy Community

## Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας Ευάγγελο Μαρινάκη, επίκουρο καθηγητή της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ του Ε.Μ.Π., για την εμπιστοσύνη του όπως επίσης και τον Γεώργιο Κωνσταντόπουλο, διδακτορικό φοιτητή και υποψήφιο διδάκτορα της σχολής ΗΜΜΥ του ΕΜΠ, για την καθοδήγηση που μου προσέφερε και το χρόνο που διέθεσε δίνοντάς μου χρήσιμες συμβουλές και οδηγίες για την ολοκλήρωση της διπλωματικής μου εργασίας.

Στο ίδιο πλαίσιο ευγνωμοσύνης, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους καθηγητές της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου καθώς και του τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας του Πανεπιστημίου Πειραιώς για τη συμβολή τους στην επιστημονική και τεχνολογική μου συγκρότηση στα χρόνια της φοίτησής μου στο Τμήμα.

Τέλος, ένα μεγάλο ευχαριστώ στην οικογένεια μου για την ηθική και οικονομική τους στήριξη σε όλο το διάστημα των σπουδών μου.



## Περιεχόμενα

Ευχαριστίες .....	8
Περίληψη.....	6
Abstract .....	7
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή.....	15
1.1.    Ηλιακή Ενέργεια .....	15
1.2.    Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία .....	16
1.2.1. Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο .....	16
1.2.2. Φωτοβολταϊκά Συστήματα .....	17
1.3.    Η Ανάπτυξη των Φ/Β Συστημάτων Διεθνώς .....	19
1.3.1. Ευρωπαϊκή Αγορά .....	19
1.3.2. Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Στόχευση .....	21
1.4.    Η εν Ελλάδα Εξέλιξη των Φ/Β Συστημάτων .....	23
1.5.    Σκοπός & Δομή Εργασίας.....	25
Κεφάλαιο 2: Υφιστάμενα Σχήματα Παραγωγής Ενέργειας από Φ/Β στον Οικιακό Τομέα....	27
2.1.    Φορτία Συστημάτων Διανομής .....	27
2.1.1. Τεχνικά Χαρακτηριστικά Καμπύλης Φορτίου.....	29
2.2.    Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering) .....	33
2.3.    Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας.....	37
2.4.    Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing).....	41
2.4.1. Διαφορές Σχημάτων Net Metering & Net Billing .....	41
2.5.    Αυτοκατανάλωση από Κοινού .....	42
2.6.    Ενεργειακή Κοινότητα .....	43
2.6.1. Εικονικός Ενεργειακός Συμψηφισμός (Virtual Net Metering).....	45
2.7.    Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας.....	46

Κεφάλαιο 3: Οικιακά Τιμολόγια & Λογαριασμοί Ρεύματος .....	49
3.1. Κατηγορίες Τιμολογίων Ηλεκτρικού Ρεύματος.....	49
3.1.1. Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος (Γ1).....	49
3.1.2. Νυκτερινό Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος (Γ1N).....	50
3.1.3. Ειδικά Τιμολόγια Ρεύματος .....	50
3.2. Νέα Τιμολόγια Ρεύματος .....	51
3.2.1. Πράσινο, Ειδικό Τιμολόγιο.....	51
3.2.2. Μπλε, Σταθερό Τιμολόγιο .....	52
3.2.3. Κίτρινο, Κυμαινόμενο Τιμολόγιο .....	52
3.2.4. Πορτοκαλί, Δυναμικό Τιμολόγιο.....	52
3.3. Λογαριασμός Ηλεκτρικού Ρεύματος.....	53
3.3.1. Χρεώσεις Προμήθειας.....	53
3.3.2. Ρυθμιζόμενες & Λοιπές Χρεώσεις .....	54
3.4. Χρέωση Ενεργειακού Συμψηφισμού .....	56
3.5. Χρέωση Εικονικού Ενεργειακού Συμψηφισμού.....	58
Κεφάλαιο 4: Κριτήρια Αξιολόγησης Επενδύσεων .....	59
4.1. Χρόνος Επανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period, PBP).....	59
4.2. Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value, NPV) .....	60
4.3. Εσωτερικός Συντελεστής Αποδοτικότητας (Internal Rate of Return, IRR).....	61
4.4. Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index, PI) .....	61
4.5. Ανάλυση Νεκρού Σημείου (Break Even Point, BEP).....	62
4.5.1. Υπολογισμός Νεκρού Σημείου .....	63
4.5.2. Διαγραμματική Απεικόνιση Νεκρού Σημείου .....	64
Κεφάλαιο 5: Ανάλυση Εργαλείου Συγκριτικής Αξιολόγησης Επένδυσης .....	65
5.1. Γενικά.....	65
5.2. Δεδομένα Εισόδου Εφαρμογής .....	65
5.3. Υπολογισμός Ετήσιου Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος .....	67

5.3.1.	Χρεώσεις Προμήθειας .....	68
5.3.2.	Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις .....	70
5.3.3.	Λοιπές Χρεώσεις.....	73
5.4.	Σχεδιασμός & Υλοποίηση Σχεδίου Επένδυσης.....	75
5.4.1.	Σενάριο 1: «Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering)».....	78
5.4.2.	Σενάριο 2: «Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας».....	79
5.4.3.	Σενάριο 3: «Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)» .....	80
5.4.4.	Σενάριο 4: «Ενεργειακή Κοινότητα (Virtual Net Metering)» .....	80
5.4.5.	Σενάριο 5: «Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας» .....	81
5.5.	Συγκεντρωτικά Στοιχεία & Συγκριτικά Αποτελέσματα Εφαρμογής .....	81
Κεφάλαιο 6:	Μελέτη Περίπτωσης .....	83
6.1.	Γενικά .....	83
6.2.	Μελέτη Περίπτωσης 1 .....	83
6.3.	Μελέτη Περίπτωσης 2.....	92
Κεφάλαιο 7:	Συμπεράσματα .....	102
7.1.	Γενικά.....	102
Βιβλιογραφία.....		104
Παράρτημα I.....		106

## Περιεχόμενα Εικόνων

<b>Εικόνα 1.1:</b> Συμπεριφορά Ηλιακού Στοιχείου κατά το Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο .....	16
<b>Εικόνα 1.2:</b> Ιεραρχία Φ/Β Συστημάτων .....	18
<b>Εικόνα 1.3:</b> Ιστορικό Τιμής Χρέωσης (€/kWh) Οικιακής Καταναλισκόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας σε χώρες της ΕΕ για την χρονική περίοδο 2015-2023 [13] .....	20
<b>Εικόνα 1.4:</b> Ετήσια Εγκατεστημένη Ισχύς Νέων Φ/Β Συστημάτων εντός ΕΕ για την Χρονική περίοδο 2000-2023 [13] .....	21
<b>Εικόνα 1.5:</b> Η Εξέλιξη της Αγοράς Ηλιακών Φ/Β στην Ελλάδα για την Χρονική Περίοδο 2010-2023 Σύμφωνα την Ετήσια Έκθεση της Helarco για το 2023 [13,14].....	23
<b>Εικόνα 1.6:</b> Ελληνική Αθροιστική Τμηματοποίηση Έργων Εγκατάστασης ανά Όριο Εγκατεστημένης Ισχύος Φ/Β Σύμφωνα με την Ετήσια Έκθεση της Helarco για το 2023 [13,14] .....	24
<b>Εικόνα 2.1:</b> Τυπική Χρονολογική Καμπύλη Φορτίου .....	28
<b>Εικόνα 2.2:</b> Τυπική Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου .....	28
<b>Εικόνα 2.3:</b> Εικοσιτετράωρη Καμπύλη Φορτίου ενός Καταναλωτή .....	29
<b>Εικόνα 2.4:</b> Συντελεστής Ετεροχρονισμού σε Συνάρτηση της Αύξησης του Πλήθους των Καταναλωτών.....	32
<b>Εικόνα 2.5:</b> Ενδεικτικό Απλοποιημένο Μονογραμμικό Διάγραμμα Net Metering Εσωτερικής Ηλεκτρικής Εγκατάστασης Χαμηλής Τάσης [15] .....	34
<b>Εικόνα 2.6:</b> Ενδεικτικό Απλοποιημένο Μονογραμμικό Διάγραμμα Εσωτερικής Ηλεκτρικής Εγκατάστασης ΧΤ όπως Διαμορφώνεται μετά τη Σύνδεση του Σταθμού Παραγωγής που Λειτουργεί χωρίς να Εγχέει Ενέργεια στο Δίκτυο (zero feed-in) [15].....	35
<b>Εικόνα 2.7:</b> Παράδειγμα Καμπυλών Ισχύος Οικιακού Καταναλωτή με Εγκατάσταση Φ/Β [15] .....	36
<b>Εικόνα 2.8:</b> Ενδεικτικό Απλοποιημένο Μονογραμμικό Διάγραμμα Net Metering Εσωτερικής Ηλεκτρικής Εγκατάστασης Χαμηλής Τάσης με Συσσωρευτή [15].....	38
<b>Εικόνα 2.9:</b> Παράδειγμα Καμπυλών Ισχύος Οικιακού Καταναλωτή με Εγκατάσταση Φ/Β και Δυνατότητα Αποθήκευσης Ενέργειας μέσω Συσσωρευτή [15].....	40
<b>Εικόνα 2.10:</b> Πίνακας προς Συμπλήρωση Στοιχείων των Παροχών Κατανάλωσης Ενεργειακής Κοινότητας [6] .....	44
<b>Εικόνα 2.11:</b> Τυπική Σύνδεση Οικιακού Φ/Β Συστήματος με το Δίκτυο ΧΤ .....	47
<b>Εικόνα 3.1:</b> Παράδειγμα Υπολογισμού Ενεργειακού Συμψηφισμού [15].....	56

<b>Εικόνα 4.1:</b> Διαγραμματική Απεικόνιση Νεκρού Σημείου .....	64
<b>Εικόνα 5.1:</b> Γενικά Δεδομένα Εισόδου Εφαρμογής.....	66
<b>Εικόνα 5.2:</b> Στιγμιότυπο της Βάσης Δεδομένων για την Περιφέρεια Αττικής Παραγόμενης Ενέργειας Φ/Β Συστήματος Εγκατεστημένης Ισχύος 1kWp ανά μήνα .....	67
<b>Εικόνα 5.3:</b> Υπολογισμός Ετήσιας Κρατικής Επιδότησης Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος.....	68
<b>Εικόνα 5.4:</b> Υπολογισμός Ετήσιας Πάγιας Χρέωσης Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος .	69
<b>Εικόνα 5.5:</b> Υπολογισμός Ετήσιας Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος .....	70
<b>Εικόνα 5.6:</b> Υπολογισμός Ετήσιων Ρυθμιζόμενων Χρεώσεων Ενέργειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος .....	71
<b>Εικόνα 5.7:</b> Πίνακας Συντελεστών Χρέωσης Ρυθμιζόμενων Χρεώσεων Ενέργειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος .....	73
<b>Εικόνα 5.8:</b> Υπολογισμός Ετήσιων Λοιπών Χρεώσεων Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος .....	74
<b>Εικόνα 5.9:</b> Παράθυρο Διαλόγου Εφαρμογής Χρήστη με Στοιχεία προς Συμπλήρωση .....	75
<b>Εικόνα 5.10:</b> Βάση Δεδομένων Εφαρμογής για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού	76
<b>Εικόνα 6.1:</b> Ετήσιο Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος .....	84
<b>Εικόνα 6.2:</b> Αναλογία Παραμέτρων Ετήσιου Οικιακού Τιμολόγιου Ρεύματος.....	84
<b>Εικόνα 6.3:</b> Ετήσια Απόδοση Επενδυτικού Σχεδίου.....	89
<b>Εικόνα 6.4:</b> Αθροιστικό Διάγραμμα Κόστους Επενδυτικού Σχεδίου .....	89
<b>Εικόνα 6.5:</b> Διαγράμματα Ροής Ενέργειας Επενδυτικού Σχεδίου 1,2 & 4 .....	90
<b>Εικόνα 6.6:</b> Διαγραμματική Απεικόνιση Καθαρής Παρούσας Αξίας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου $r\%$ για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού .....	91
<b>Εικόνα 6.7:</b> Διαγραμματική Απεικόνιση Δείκτη Αποδοτικότητας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου $r\%$ για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού.....	91
<b>Εικόνα 6.8:</b> Διαγραμματική Απεικόνιση Ανάλυσης Νεκρού Σημείου (BEP) του Πρώτου Έτους για το Σενάριο της Πώλησης της Παραγόμενης Ενέργειας .....	92
<b>Εικόνα 6.9:</b> Ετήσιο Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος .....	93
<b>Εικόνα 6.10:</b> Αναλογία Παραμέτρων Ετήσιου Οικιακού Τιμολόγιου Ρεύματος.....	93
<b>Εικόνα 6.11:</b> Ετήσια Απόδοση Επενδυτικού Σχεδίου.....	98
<b>Εικόνα 6.12:</b> Αθροιστικό Διάγραμμα Κόστους Επενδυτικού Σχεδίου .....	98
<b>Εικόνα 6.13:</b> Διαγράμματα Ροής Ενέργειας Επενδυτικού Σχεδίου 1,2 & 4 .....	99

<b>Εικόνα 6.14:</b> Διαγραμματική Απεικόνιση Καθαρής Παρούσας Αξίας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου $r\%$ για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού .....	100
<b>Εικόνα 6.15:</b> Διαγραμματική Απεικόνιση Δείκτη Αποδοτικότητας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου $r\%$ για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού .....	100
<b>Εικόνα 6.16:</b> Διαγραμματική Απεικόνιση Ανάλυσης Νεκρού Σημείου (ΒΕΡ) του Πρώτου Έτους για το Σενάριο της Πώλησης της Παραγόμενης Ενέργειας .....	101

## Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

### 1.1. Ηλιακή Ενέργεια

Η ενέργεια που προέρχεται από τον ήλιο και φτάνει στη Γη, με διάφορες μορφές, όπως το φως και η θερμότητα, χαρακτηρίζεται ως ηλιακή ενέργεια. Είναι πρακτικά ανεξάντλητη, και ως εκ τούτου δεν υπάρχουν περιορισμοί χώρου και χρόνου για την εκμετάλλευσή της. Έτσι, όταν υλοποιηθεί ένα σύστημα εκμετάλλευσης της για την παραγωγή χρήσιμης ενέργειας (ηλεκτρική ή θερμική για παράδειγμα), η πρώτη ύλη-καύσιμο είναι δωρεάν και δεν υποβάλλεται ποτέ στις διακυμάνσεις των αγορών ενέργειας.

Η ηλιακή ενέργεια είναι πρωτογενής, ήπια και ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, έχει ζωτική σημασία για την διατήρηση της ζωής στη Γη και αποτελεί τη βάση για όλες σχεδόν τις άλλες μορφές ενέργειας που χρησιμοποιούμε. Εν αντιθέσει με την ενέργεια που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα δεν συμβάλλει στην ανάπτυξη του φαινομένου του θερμοκηπίου και μπορεί εν δυνάμει να αποτελέσει μία σημαντική μορφή ενέργειας προς εκμετάλλευση αφού έμμεσα δίνει γένεση σε άλλες τρεις ήπιες και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, την υδραυλική (υδατοπτώσεις), την αιολική (ενέργεια του ανέμου) και την ενέργεια της βιομάζας (ενέργεια από φυτά).

Για παράδειγμα, η ηλιακή ενέργεια είναι απαραίτητη για την ανάπτυξη των φυτών που μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως βιομάζα ή, υπό κατάλληλες συνθήκες, να οδηγήσουν στη δημιουργία πετρελαίου μετά από εκατομμύρια χρόνια. Η θερμότητα του ήλιου δημιουργεί θερμοκρασιακές διαφορές μεταξύ περιοχών και ανάπτυξη ανέμων η ενέργεια των οποίων χρησιμοποιείται στις σύγχρονες ανεμογεννήτριες. Επιπλέον, ποσότητες νερού εξατμίζονται λόγω της θερμότητας του ήλιου, πέφτουν ως βροχή σε υψόμετρα και κατηφορίζουν προς τη θάλασσα, με δυνατότητα εκμετάλλευσης της δυναμικής τους ενέργειας σε υδροηλεκτρικές γεννήτριες. Ωστόσο, με τον όρο «ηλιακή ενέργεια» αναφερόμαστε συνήθως στην ενέργεια του ήλιου που μπορεί να χρησιμοποιηθεί απευθείας για την παραγωγή κυρίως θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Γη δέχεται γιγάντια ποσότητα ηλιακής ενέργειας καθημερινά, η οποία φτάνει σχεδόν αμετάβλητη στο ανώτατο στρώμα της ατμόσφαιρας του πλανήτη με την προσπίπτουσα ακτινοβολία να διαφέρει ανάλογα με την εποχή, την ώρα και τις καιρικές συνθήκες. Το ποσό της ηλιακής ενέργειας που προσπίπτει στην επιφάνεια της Γης είναι πραγματικά τεράστιο, ενώ χαρακτηριστικό είναι το γεγονός ότι όλη η ενέργεια που βρίσκεται αποθηκευμένη στα παγκόσμια κοιτάσματα άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου αντιστοιχεί σε ποσότητα ενέργειας που προκύπτει από μόλις 20 ημέρες ηλιοφάνειας. Πέρα από τη γήινη ατμόσφαιρα, η

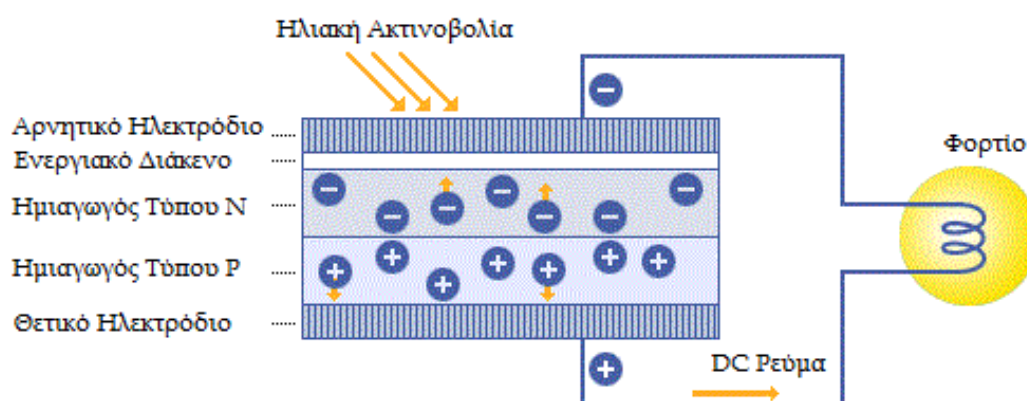
ενέργεια του ήλιου είναι περίπου 1,3kW/τ.μ. Περίπου ένα τρίτο (1/3) αυτής της ενέργειας ανακλάται πίσω στο διάστημα και μία ποσότητα της απορροφάται από την ατμόσφαιρα. Όταν η ηλιακή ενέργεια φτάσει στην ατμόσφαιρα, η ισχύς της μειώνεται σε περίπου 1kW/τ.μ. κατά τις μεσημβρινές ώρες σε καθαρό ουρανό. Κατά μέσο όρο, λαμβάνοντας υπόψη όλη την επιφάνεια του πλανήτη, κάθε τ.μ. δέχεται περίπου 4,2kWh την ημέρα. Τα ποσοστά ενέργειας είναι υψηλότερα σε επιφάνειες όπως έρημοι, όπου μπορούν να ξεπεράσουν τις 6kWh/τ.μ. την ημέρα.

## 1.2. Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία

Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας έχει γνωρίσει ραγδαία ανάπτυξη τον 21<sup>ο</sup> αιώνα και διακρίνεται σε τρεις κατηγορίες, τα παθητικά ηλιακά συστήματα, τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα και τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Η λειτουργία των παθητικών και των ενεργητικών ηλιακών συστημάτων βασίζεται στην θερμότητα που εκπέμπεται μέσω της ηλιακής ακτινοβολίας και χρησιμοποιείται σε συστήματα ψύξης και θέρμανσης. Από την άλλη πλευρά, τα φωτοβολταϊκά συστήματα μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου. Αποτελούν μια ιδιαίτερα ανεπτυγμένη τεχνολογία ΑΠΕ, συμβάλλοντας στην συνολική παραγωγή συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

### 1.2.1. Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο

Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο περιγράφεται ως η πόλωση των ηλεκτρικών φορτίων που συμβαίνει σε συγκεκριμένα υλικά όταν αυτά εκτεθούν σε φωτεινή ακτινοβολία. Κάτι τέτοιο παρατηρείται στα ηλιακά στοιχεία που ανήκουν στην ομάδα των ημιαγωγών καθώς και στις τεχνητές ημιαγωγικές διατάξεις.



**Εικόνα 1.1:** Συμπεριφορά Ηλιακού Στοιχείου κατά το Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο



Τα ηλιακά στοιχεία είναι δίοδοι ημιαγωγού με την μορφή ενός δίσκου (δηλαδή η ένωση p-n εκτείνεται σε όλο το πλάτος του δίσκου) που δέχεται την ηλιακή ακτινοβολία όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 1.1**. Κάθε φωτόνιο της ακτινοβολίας με ενέργεια ίση ή μεγαλύτερη από το ενεργειακό διάκενο του ημιαγωγού, έχει την δυνατότητα να απορροφηθεί από ένα χημικό δεσμό και να ελευθερώσει ένα ηλεκτρόνιο. Δημιουργείται, όσο διαρκεί η ακτινοβολία, μία περίσσεια από ζεύγη φορέων (ελεύθερα ηλεκτρόνια και οπές) πέρα από τις συγκεντρώσεις που αντιστοιχούν στις συνθήκες ισορροπίας. Οι φορείς αυτοί, καθώς κυκλοφορούν στο στερεό και εφόσον δεν επανασυνδεθούν με φορείς αντίθετου προσήμου, μπορεί να βρεθούν στην περιοχή της ένωσης p-n οπότε θα δεχθούν την επίδραση του ενσωματωμένου της ηλεκτροστατικού πεδίου. Έτσι τα ελεύθερα ηλεκτρόνια εκτρέπονται προς το τμήμα τύπου n και οι οπές εκτρέπονται προς το τμήμα τύπου p, με αποτέλεσμα να δημιουργηθεί μία διαφορά δυναμικού ανάμεσα στους ακροδέκτες των δύο τμημάτων της διόδου. Δηλαδή, η διάταξη αποτελεί μία πηγή ηλεκτρικού ρεύματος που διατηρείται όσο διαρκεί η πρόσπτωση των ηλιακών φωτός πάνω στην επιφάνεια του στοιχείου.

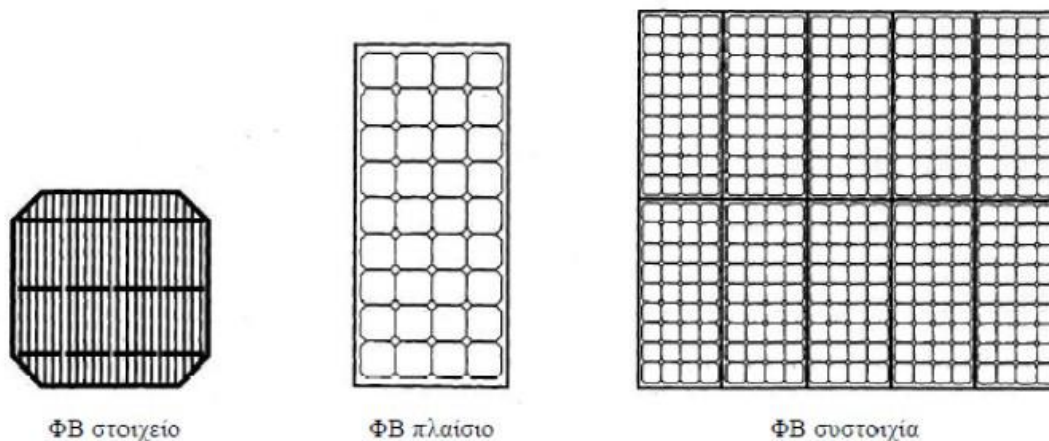
Η εκδήλωση της διαφοράς δυναμικού ανάμεσα στις δύο όψεις του φωτιζόμενου δίσκου, η οποία αντιστοιχεί σε ορθή πόλωση της διόδου, ονομάζεται φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Η αποδοτική λειτουργία των ηλιακών φωτοβολταϊκών στοιχείων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται στην πρακτική εκμετάλλευση του παραπάνω φαινομένου. Στα φωτοβολταϊκά στοιχεία δεν είναι δυνατή η μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια του συνόλου της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχονται στην επιφάνειά τους. Ένα μέρος από την ακτινοβολία ανακλάται πάνω στην επιφάνεια του στοιχείου και διαχέεται πάλι προς το περιβάλλον.

Από την ακτινοβολία που διεισδύει στον ημιαγωγό, προφανώς δεν μπορεί να απορροφηθεί το μέρος εκείνο που αποτελείται από φωτόνια με ενέργεια μικρότερη από το ενεργειακό διάκενο του ημιαγωγού. Για τα φωτόνια αυτά ο ημιαγωγός συμπεριφέρεται σαν διαφανές σώμα. Έτσι η αντίστοιχη ακτινοβολία διαπερνά άθικτη το ημιαγωγικό υλικό του στοιχείου και απορροφάται τελικά στο μεταλλικό ηλεκτρόδιο που καλύπτει την πίσω όψη του με αποτέλεσμα να το θερμαίνει. Αλλά και από τα φωτόνια που απορροφά ο ημιαγωγός, μόνο το μέρος εκείνο της ενέργειάς τους που ισούται με το ενεργειακό διάκενο συμβάλλει στην εκδήλωση του φωτοβολταϊκού φαινομένου. Το υπόλοιπο μεταφέρεται σαν κινητική ενέργεια στο ηλεκτρόνιο που ελευθερώθηκε από τον δεσμό και τελικά μετατρέπεται επίσης σε θερμότητα.

### 1.2.2. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Μια Φ/Β διάταξη έχει ως βασικό μέρος το Φ/Β στοιχείο, το οποίο αποτελεί τη θεμελιώδη μονάδα μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική. Τα Φ/Β στοιχεία συνδέονται μεταξύ

τους σε σειρά ή σε παράλληλες σειρές συνθέτοντας ένα Φ/Β πλαίσιο. Τα Φ/Β πλαίσια με τη σειρά τους είναι η βασική δομική μονάδα ενός τέτοιου συστήματος και η παράλληλη ή σε σειρά σύνδεση τους δημιουργεί τη Φ/Β συστοιχία. Η **Εικόνα 1.2** απεικονίζει την ιεραρχία Φ/Β συστημάτων σύμφωνα με την παραπάνω περιγραφή.



**Εικόνα 1.2:** Ιεραρχία Φ/Β Συστημάτων

Σε μια εγκατάσταση, τα Φ/Β πλαίσια τοποθετούνται σε ειδικές κατασκευές στήριξης. Πρόκειται για δύο κατηγορίες συστημάτων στήριξης:

- **Τα σταθεροποιημένα συστήματα**, όπου τα Φ/Β πλαίσια διατηρούν σταθερή κλίση και προσανατολισμό.
- **Τα συστήματα ιχνηλάτισης**, στα οποία τα Φ/Β πλαίσια μετακινούνται, ακολουθώντας την πορεία του ηλίου κατά τη διάρκεια της ημέρας, με στόχο την καλύτερη απόδοση στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Ο προσανατολισμός τους, επιλέγεται από νοτιοανατολικός έως νοτιοδυτικός, ενώ η κλίση της επιφάνειας τους επιδιώκεται να είναι ίση με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής. Αξίζει να σημειωθεί ότι η απόδοση μιας Φ/Β εγκατάστασης, υπολογίζεται με τον συντελεστή χρησιμοποίησης (ΣΧ) που ορίζει το πηλίκο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τη Φ/Β εγκατάσταση προς την ενέργεια που θα παραγόταν εάν λειτουργούσε στην ονομαστική της ισχύ για διάστημα ενός έτους. Οι Φ/Β εγκαταστάσεις συνδέονται στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας συνήθως στη χαμηλή τάση (230V). Απαιτείται η εγκατάσταση μετατροπέων (DC/AC μετατροπείς) εξαιτίας του ότι τα φωτοβολταϊκά παράγουν συνεχές (DC) ρεύμα και το δίκτυο είναι (AC) εναλλασσόμενου ρεύματος, Επιπρόσθετα, υπάρχουν και εγκαταστάσεις Φ/Β που συνδέονται άμεσα στη μέση τάση (20 KV). Πρόκειται για Φ/Β πάρκα με σχετικά υψηλή εγκατεστημένη ισχύ τα οποία συνδέονται σε υποσταθμούς που μετατρέπουν την χαμηλή σε μέση τάση (ΧΤ/ΜΤ).

### 1.3. Η Ανάπτυξη των Φ/Β Συστημάτων Διεθνώς

Η ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων έχει αυξηθεί σημαντικά διεθνώς τα τελευταία χρόνια. Πολλές χώρες, αναγνωρίζουν την αξία της ανανεώσιμης ενέργειας επενδύοντας όλο και περισσότερο σε φωτοβολταϊκά συστήματα ως τρόπο για να μειώσουν την εξάρτηση από την παραδοσιακή παραγωγή ενέργειας. Κάποια από τα πιο ανεπτυγμένα και προηγμένα φωτοβολταϊκά συστήματα βρίσκονται στην Κίνα, στον άκρατο Νότο της Ευρώπης (όπως η Γερμανία, η Ιταλία και η Ισπανία) και στις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής. Οι χώρες αυτές έχουν καταφέρει να αναπτύξουν μεγάλες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις και να γίνουν ηγέτες στον τομέα της ανανεώσιμης ενέργειας.

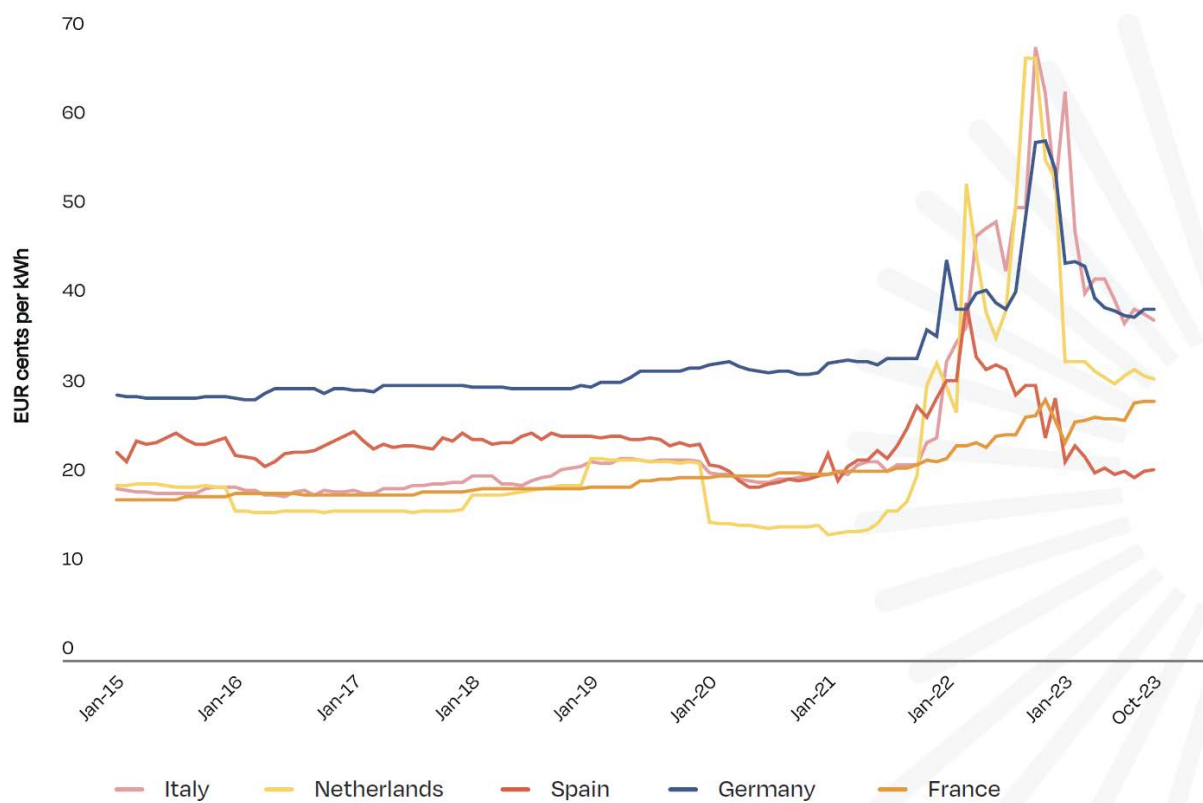
Τα φωτοβολταϊκά συστήματα έχουν επίσης ανθίσει σε αναπτυσσόμενες χώρες, όπου υπάρχει μεγάλη ανάγκη για πρόσβαση σε καθαρή ενέργεια. Παραδείγματα, περιλαμβάνουν την Ινδία, το Μεξικό και την Αφρική, όπου η ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων μπορεί να συμβάλει στη μείωση της φτώχειας και τη βελτίωση της ποιότητας ζωής των ανθρώπων. Παράλληλα, οι τεχνολογικές καινοτομίες στον τομέα των φωτοβολταϊκών συστημάτων συνεχίζουν να αναπτύσσονται παγκοσμίως. Νέα υλικά και σχέδια κατασκευής, όπως νέες περιβαλλοντικά φιλικές κυψέλες και ευέλικτα φωτοβολταϊκά συστήματα, αναμένεται να επιτρέψουν την ανάπτυξη ακόμη πιο αποτελεσματικών και οικονομικά προσιτών φωτοβολταϊκών συστημάτων.

Συνολικά, η εξέλιξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων διεθνώς είναι ένας ραγδαία αναπτυσσόμενος τομέας, με πολλές χώρες να προσπαθούν να αξιοποιήσουν την ηλιακή ενέργεια για την κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών και τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

#### 1.3.1. Ευρωπαϊκή Αγορά

Το 2023, η αγορά των ηλιακών φωτοβολταϊκών εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης ανέβηκε αισθητά έπειτα από την κρίση που δημιουργήθηκε από πολιτικούς και ενεργειακούς κλυδωνισμούς που έλαβαν χώρα το 2022. Το κύμα ακρίβειας στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου καθώς και ο φόβος για διακοπές του ενεργειακού εφοδιασμού από χώρες εκτός της ΕΕ, είχε ως αποτέλεσμα σοβαρές ανησυχίες για την ενεργειακή ασφάλεια και έθεσε την ηλιακή ενέργεια και τους τρόπους αξιοποίησής της, σε μια εντελώς νέα βάση συζήτησης, καθιστώντας το 2022 την φωτοβολταϊκή τεχνολογία ως μία καίρια, οικονομικά αποδοτική και ταχέως αναπτυσσόμενη τεχνολογία για την παραγωγή ενέργειας. Πολλοί Ευρωπαίοι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής αναγνώρισαν την ηλιακή ενέργεια ως ένα κρίσιμο εργαλείο για να καταστεί δυνατή η πρόσβαση των πολιτών σε ηλεκτρική

ενέργεια που είναι και πράσινη και οικονομικά προσιτή. Το 2023, οι επιπτώσεις αυτής της αλλαγής έχουν γίνει ακόμη πιο εμφανείς, με νέο υψηλό εγκαταστάσεων σε ολόκληρη την Ευρωπαϊκή Ένωση, αλλά και με αρκετές ακόμα βραχυπρόθεσμες προκλήσεις.

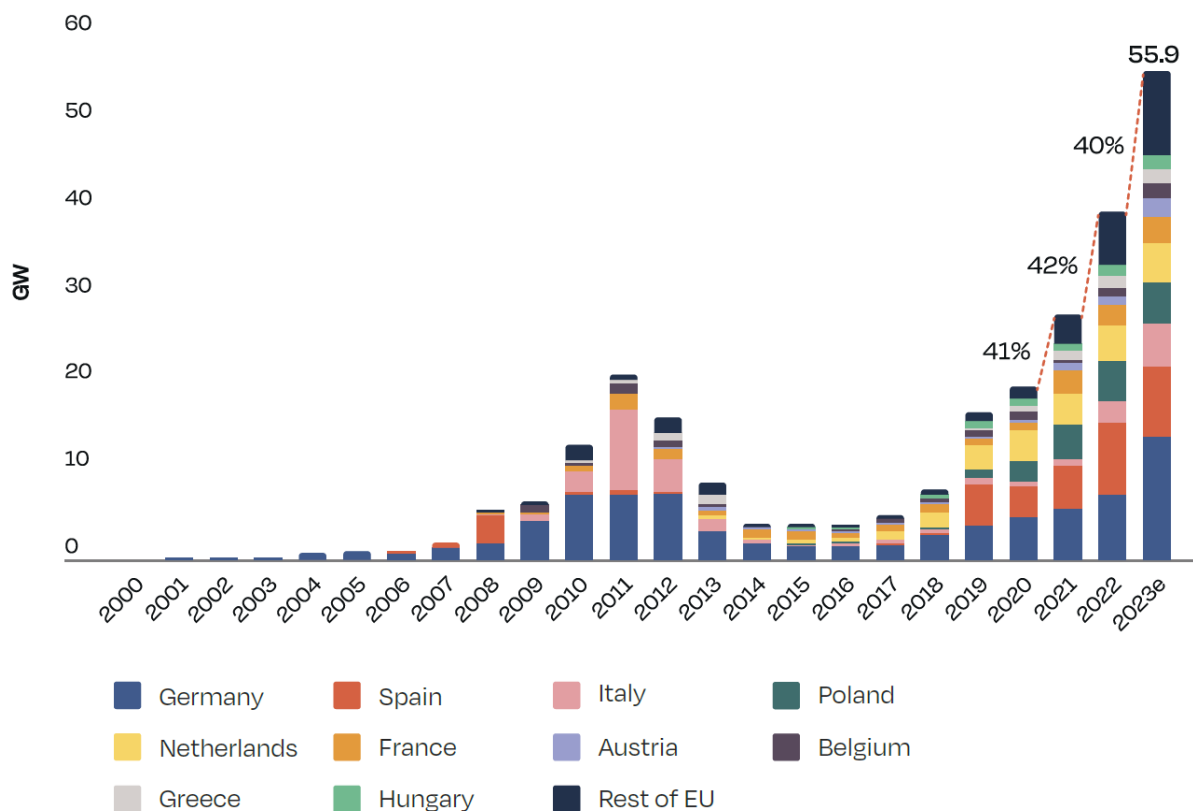


**Εικόνα 1.3:** Ιστορικό Τιμής Χρέωσης (€/kWh) Οικιακής Καταναλισκόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας σε χώρες της ΕΕ για την χρονική περίοδο 2015-2023 [13]

Η ζήτηση για ηλιακά φωτοβολταϊκά από τις χώρες εντός της ΕΕ στις αρχές του 2023 ήταν ακόμα στα ύψη. Ωστόσο, σε σύγκριση με την κορύφωση της κρίσης το 2022, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε σημαντικά καθ' όλη τη διάρκεια 2023. Βάσει της ετήσιας έκθεσης της SOLARPOWER EUROPE [13] για το έτος 2023 στη Γερμανία, η τιμή της οικιακής ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε στα 58 λεπτά του ευρώ/kWh τον Οκτώβριο 2022 και μειώθηκε απότομα μέσα σε 12 μήνες σε 39 EUR λεπτά του ευρώ /kWh (**Εικόνα 1.3**). Αν και εξακολουθεί να είναι υψηλότερη από την προ-ενεργειακή κρίση τιμή της και σε συνδυασμό με τα υψηλά ποσοστά πληθωρισμού, η ζήτηση για φθηνή, ήπια, ανεξάντλητη και καθαρή ενέργεια με πρόσβαση από και προς όλους έχει αυξηθεί ραγδαία.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν και τα νέα στοιχεία για την ετήσια εγκατεστημένη ισχύ νέων Φ/Β συστημάτων στα 27 κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης καθώς όπως φαίνεται και στην

**Εικόνα 1.4,** το 2023 πραγματοποιήθηκε η εγκατάσταση 55,9 GW νέων φωτοβολταϊκών συστημάτων στο σύνολο των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σημειώνοντας ποσοστό αύξησης 40% σε σχέση με τα επίπεδα του 2022.



**Εικόνα 1.4:** Ετήσια Εγκατεστημένη Ισχύς Νέων Φ/Β Συστημάτων εντός ΕΕ για την Χρονική περίοδο 2000-2023 [13]

Αυτό που είναι εντυπωσιακό και θα πρέπει να σημειωθεί είναι ότι για τρίτη συνεχή χρονιά, η εγκατάσταση νέων Φ/Β, αυξήθηκε κατά τουλάχιστον 40% σε ετήσια βάση στο σύνολο των κρατών μελών της ΕΕ. Η επίδοση αυτή σηματοδοτεί επίσης την 6η συνεχή χρονιά που η αγορά της ΕΕ έχει θετικό πρόσημο σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος. Είναι πραγματικά αξιοσημείωτο ότι στην αρχή αυτής της καμπύλης, το 2017, το μέγεθος της αγοράς ήταν μικρότερο από 5,1 GW, δηλαδή λιγότερο από το ένα δέκατο του σημερινού όγκου.

### 1.3.2. Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Στόχευση

Η ηλιακή ενέργεια είναι η ενέργεια του μέλλοντος. Σύντομα, η ηλιακή ενέργεια θα είναι η μεγαλύτερη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας εντός της ΕΕ. Το 2022, η ΕΕ εγκατέστησε 40 GW ηλιακής ισχύος, που ισοδυναμεί με την ηλεκτροδότηση 12 εκατομμυρίων περισσότερων

σπιτιών εντός της ΕΕ. Με ορθή πολιτική δράση και στόχευση, η ηλιακή ενέργεια μπορεί να φτάσει ή μάλιστα ακόμα και να ξεπεράσει τις φιλοδοξίες όλων για το εγγύς μέλλον.

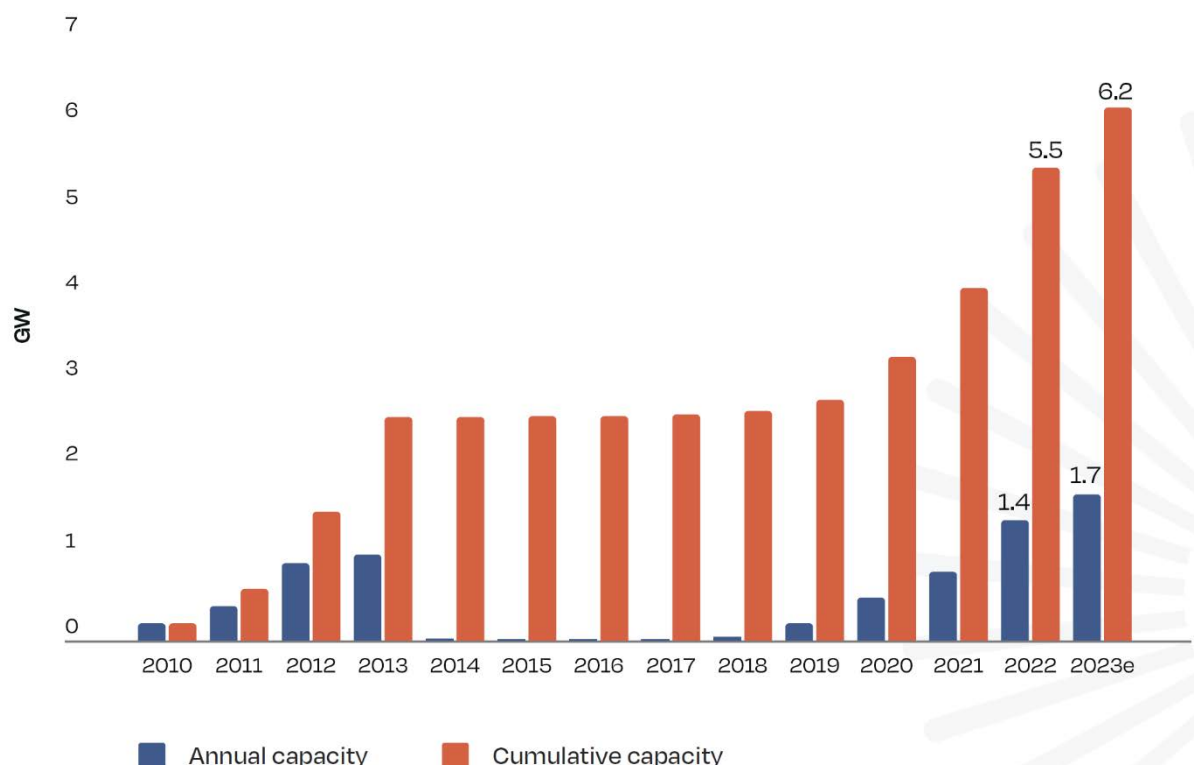
Στο πλαίσιο αυτό θα πρέπει να αναζητηθεί μία ενιαία ευρωπαϊκή ενεργειακή στόχευση η οποία όμως απαιτεί συγκεκριμένα βήματα, εφιστώντας την προσοχή σε πέντε προτεραιότητες οι οποίες αποτελούν την ατζέντα της ΕΕ για τα επόμενα χρόνια.

- Επιτάχυνση της ανάπτυξης φωτοβολταϊκών η οποία προϋποθέτει:
  - Επίτευξη των στόχων για το 2030, ιδίως με την ευθυγράμμιση των χρηματοδοτικών μέσων της ΕΕ με τους κλιματικούς και ενεργειακούς στόχους, συμπεριλαμβανομένου ενός νέου πράσινου επενδυτικού σχεδίου ως μέρος του επόμενου προϋπολογισμού της ΕΕ μετά το 2027.
  - Καθορισμό στόχων για το 2040 το συντομότερο δυνατό, ώστε να δοθεί όραμα και εμπιστοσύνη στους επενδυτές.
- Βελτίωση της ενσωμάτωσης ηλιακών φωτοβολταϊκών σε συστήματα ενέργειας με υψηλή ηλεκτροδότηση.
  - Πρόταση νέου σχεδίου δράσης για τον εξηλεκτρισμό της ΕΕ, που θα περιλαμβάνει νομοθετική δράση για τα δίκτυα, τις υβριδικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την ασφάλεια στον κυβερνοχώρο.
  - Πρόταση νέας στρατηγικής της ΕΕ για τις δεξιότητες για την ενεργειακή μετάβαση.
- Προώθηση ηλιακών λύσεων σε αρμονία με το περιβάλλον και την κοινωνία.
  - Εκχώρηση μιας στρατηγικής για τις αστικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε πόλεις και κοινότητες.
  - Διαμόρφωση μιας στρατηγικής αγροτικών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για επίγεια και αγροτικά φωτοβολταϊκά
  - Εκστρατεία ενημέρωσης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε ολόκληρη την ΕΕ προκειμένου να εξασφαλιστεί η υποστήριξη του κοινού για την ενεργειακή μετάβαση.
- Δημιουργία ποικιλόμορφων και βιώσιμων αλυσίδων εφοδιασμού ηλιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων.
  - Σημαντική αύξηση της στήριξης για την επανατοποθέτηση των αλυσίδων εφοδιασμού ηλιακής ενέργειας στην Ευρώπη.
  - Ανάλυση πολλαπλών διεθνών συμπράξεων για τις αλυσίδες εφοδιασμού ηλιακής ενέργειας και τις πρώτες ύλες.

#### 1.4. Η εν Ελλάδα Εξέλιξη των Φ/Β Συστημάτων

Η ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών έχει αποκτήσει τεράστια δυναμική, η οποία αναμένεται να συνεχιστεί και τα επόμενα χρόνια. Οι προσπάθειες για την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων στην Ελλάδα ενθαρρύνονται από την κυβέρνηση, η οποία παρέχει οικονομικά κίνητρα και επιδοτήσεις για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων ενώ ταυτόχρονα η θέσπιση νέων ειδικών προγραμμάτων και κοινοπραξιών προάγουν την ανάπτυξη και τη χρηματοδότηση φωτοβολταϊκών έργων σε διάφορες περιοχές της χώρας.

Το 2022 η ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών εγκατέστησε περισσότερα μεγαβάτ (MWp) από κάθε άλλη τεχνολογία, απόρροια του τεράστιου επενδυτικού ενδιαφέροντος που συνεχίζεται αμείωτο. Συγκεκριμένα, τα φωτοβολταϊκά αποτελούσαν το 85% όλης της νέας εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ για το 2023. Ενδιαφέρον παρουσιάζουν τα στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το 2022 αφού η συνολική ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών ως και το 2022 ανερχόταν στα 5.526 MWp ενώ μόνο εντός του ίδιου έτους η νέα ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών ανερχόταν στις 1.392,5 MWp (**Εικόνα 1.5**). [13, 14]

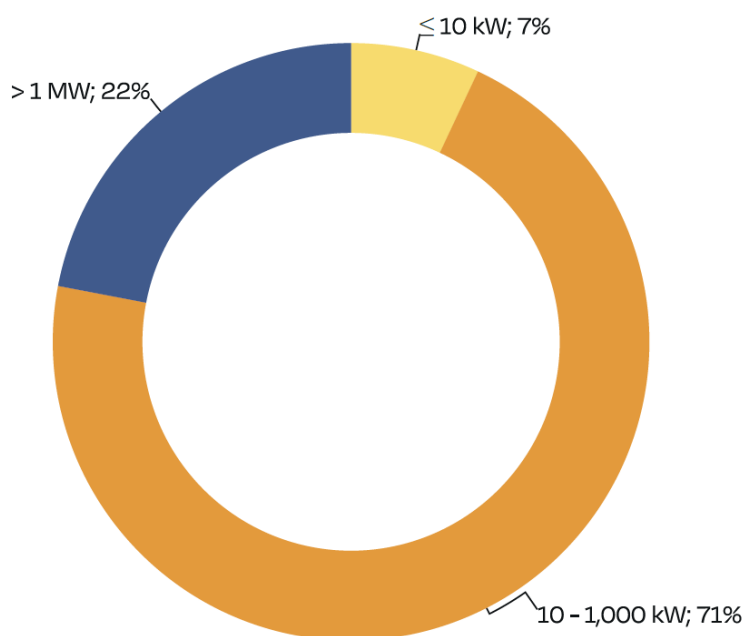


**Εικόνα 1.5:** Η Εξέλιξη της Αγοράς Ηλιακών Φ/Β στην Ελλάδα για την Χρονική Περίοδο 2010-2023 Σύμφωνα την Ετήσια Έκθεση της Helarco για το 2023 [13,14]

Αυτό είχε ως αποτέλεσμα η Ελλάδα να ήταν το 2022 η τρίτη στην Ευρώπη σε ότι αφορά το ποσοστό της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής που παράγεται από φωτοβολταϊκά (πίσω μόνο από το Λουξεμβούργο και την Ολλανδία), με ποσοστό τριπλάσιο από τον παγκόσμιο μέσο όρο. Ήταν ακόμη δέκατη στον κόσμο ως προς την εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών ανά κάτοικο, με 526 W/κάτοικο. Το 2022, τα φωτοβολταϊκά παρήγαγαν το 39% της ηλεκτρικής κατανάλωσης όλων των νοικοκυριών της χώρας.

Τα φωτοβολταϊκά είναι μακράν η πιο δημοκρατική τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής, με πάνω από 60.500 εγκατεστημένα συστήματα όλων των μεγεθών σε όλη τη χώρα ως τα τέλη του 2022, αριθμός που αυξάνεται με γοργούς ρυθμούς. Είναι γεγονός ότι πλέον αποτελεί και την πιο φθηνή τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής, με το κόστος των φωτοβολταϊκών πλαισίων να έχει πέσει κατά 90% από το 2009 έως σήμερα.

Χάρη στα φωτοβολταϊκά, το 2022 αποσοβήθηκε η έκλυση 4,5 εκατ. τόνων διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>). Αυτή είναι η ποσότητα CO<sub>2</sub> που εκλύουν 3,6 εκατομμύρια νέα αυτοκίνητα με κινητήρες εσωτερικής καύσης που το καθένα κάνει κατά μέσο όρο 10.000 χιλιόμετρα ετησίως. Το περιβαλλοντικό όφελος ισοδυναμεί με αυτό που θα είχαμε αν φυτεύαμε 116,6 εκατομμύρια κωνοφόρα ή αντίστοιχα 71,1 εκατομμύρια φυλλοβόλα δέντρα εντός του αστικού ιστού και τα αφήναμε να μεγαλώσουν για μια δεκαετία. [13, 14]



**Εικόνα 1.6:** Ελληνική Αθροιστική Τμηματοποίηση Έργων Εγκατάστασης ανά Όριο Εγκατεστημένης Ισχύος Φ/Β Σύμφωνα με την Ετήσια Έκθεση της Helarpo για το 2023

[13,14]



Μόνο το 2022, επενδύθηκαν στη χώρα μας 1,08 δις ευρώ σε νέα έργα φωτοβολταϊκών ενώ η ανάπτυξη αυτή συνοδεύτηκε από 14.650 ισοδύναμες θέσεις πλήρους απασχόλησης. Η αγορά εξακολουθεί να κυριαρχείται από έργα μεσαίου μεγέθους (μεταξύ 10 kW και 1.000 kW) με το ποσοστό διείσδυσης τους στην αγορά να κυμαίνεται στο 71% (**Εικόνα 1.6**). Ωστόσο, η κλίμακα κοινής ωφέλειας (22%) και κυρίως τα οικιακά έργα αυτοκατανάλωσης (7%) παρουσιάζουν αξιοσημείωτη ανάπτυξη. Για πρώτη φορά, η ετήσιες εγκαταστάσεις στον τομέα της οικιακής αυτοκατανάλωσης το 2022 ξεπέρασαν το ορόσημο των 100MW.

Παρόλα αυτά όμως, το σημαντικότερο εμπόδιο παραμένει η διαθεσιμότητα και χωρητικότητα του δικτύου. Τα περισσότερα από τα δίκτυα μέσης τάσης είναι πλέον κορεσμένα και σύντομα, το ίδιο είναι πιθανό να συμβεί και με τα δίκτυα υψηλής και υπερυψηλής τάσης. Η αντιμετώπιση του προβλήματος απαιτεί εθνικό και συντονισμένο σχέδιο ούτως ώστε η ραγδαία αύξηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων να μην ανακοπεί αλλά να συνεχίσει στους ίδιους ή ακόμα και καλύτερους ρυθμούς ανάπτυξης. [13, 14]

### 1.5.Σκοπός & Δομή Εργασίας

Το σύγχρονο ρυθμιστικό πλαίσιο για την παραγωγή και χρήση ανανεώσιμης ενέργειας προσφέρει έναν ορισμένο αριθμό λύσεων στον οικιακό τομέα για την παραγωγή ή αυτοπαραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ. Η χρηματοδότηση αυτών των πιθανών λύσεων μπορεί να υλοποιηθεί από διαφορετικές πηγές και εργαλεία. Ως εκ τούτου, ένα νοικοκυριό που επιθυμεί να επενδύσει σε ένα έργο παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ βρίσκεται μπροστά σε έναν σημαντικό αριθμό διαφορετικών επιλογών, από τις οποίες θα πρέπει να επιλέξει την πιο συμφέρουσα. Τις περισσότερες φορές, η επιλογή αυτή δεν μπορεί να γίνει χωρίς τη βοήθεια ενός ειδικού.

Σκοπός της εργασίας είναι η ανάπτυξη ενός υπολογιστικού εργαλείου με το οποίο ένα νοικοκυριό ή κάθε άλλος ενδιαφερόμενος θα μπορεί με εύκολο τρόπο, να ενημερωθεί και να συγκρίνει τις διαθέσιμες λύσεις, που προσφέρει το ισχύον θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα, για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στον οικιακό τομέα. Ο χρήστης του εργαλείου θα εισάγει δεδομένα και θα ρυθμίζει παραμέτρους ώστε τα αποτελέσματα της ανάλυσης να είναι προσωποποιημένα στις ανάγκες του συγκεκριμένου νοικοκυριού. Έτσι, ο εκάστοτε χρήστης θα μπορεί να λάβει προσωποποιημένη συμβουλευτική λήψη απόφασης για τη σχετική επένδυση.

Ειδικότερα υλοποιούνται πέντε (5) διαφορετικά σενάρια εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων από οικιακό καταναλωτή ως ακολούθως:

- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering)
- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας
- Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)
- Ενεργειακή Κοινότητα
- Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας

εξετάζοντας ταυτόχρονα τον παράγοντα κινδύνου μιας τέτοιας επένδυσης μέσα από τους δείκτες της καθαρής παρούσας αξίας, του δείκτη αποδοτικότητας, του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, του χρόνου αποπληρωμής και του νεκρού σημείου.

## Κεφάλαιο 2: Υφιστάμενα Σχήματα Παραγωγής Ενέργειας από Φ/Β στον Οικιακό Τομέα

### 2.1. Φορτία Συστημάτων Διανομής

Η ηλεκτρική ενέργεια, από το σημείο που θα παραχθεί μέχρι το σημείο που θα καταναλωθεί βρίσκεται σε μία συνεχή ροή και επειδή δεν μπορεί εύκολα να αποθηκευτεί, πρέπει να παράγεται ακριβώς την στιγμή που καταναλώνεται. Για το λόγο αυτό η ισχύς των εγκαταστάσεων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής, που πρέπει να έχει διαθέσιμη κάθε στιγμή μία παραγωγική μονάδα ηλεκτρισμού, καθορίζεται από την συνολική μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος.

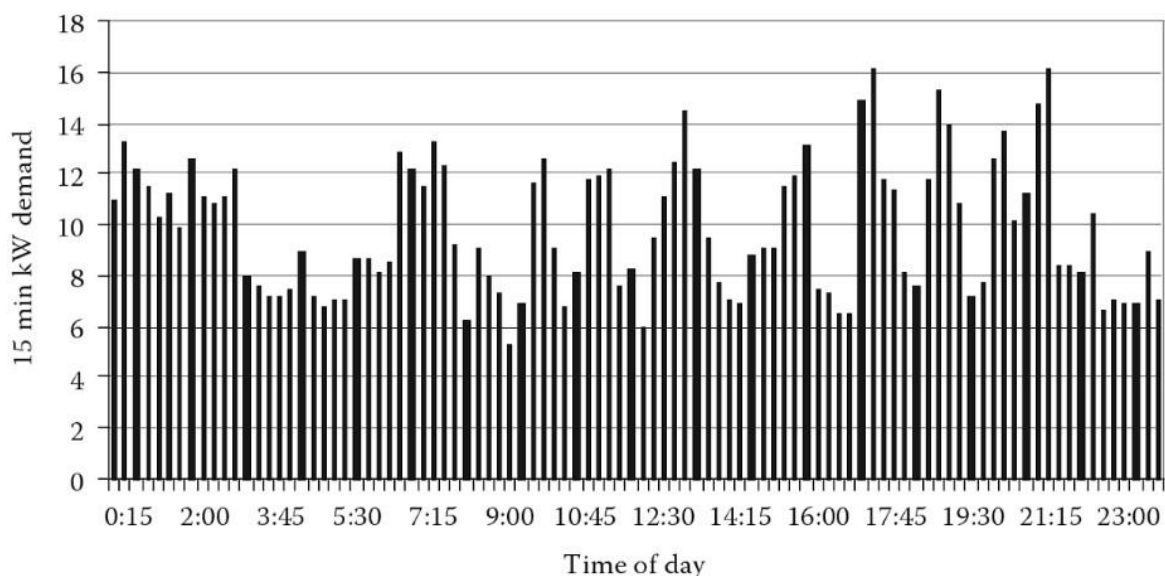
Στα Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΔΗΕ) το φορτίο ενός καταναλωτή ή μίας ομάδας καταναλωτών μεταβάλλεται συνεχώς. Τα φορτία των ΔΔΗΕ μεταβάλλονται, επειδή οι ανθρώπινες δραστηριότητες ακολουθούν ημερήσιες, εβδομαδιαίες και μηνιαίες κυκλικές μεταβολές. Η ζήτηση ποικίλλει ανάλογα με την ημέρα, την ώρα, την εποχή και τις καιρικές συνθήκες. Σε γενικές γραμμές οι παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση του φορτίου είναι αρκετοί και σχετίζονται κυρίως με την ανθρώπινη δραστηριότητα, αλλά ταυτόχρονα διαφοροποιούνται και από τους κοινωνικούς και οικονομικούς παράγοντες που διέπουν τη ζωή των κατοίκων μιας συγκεκριμένης περιοχής.

Για να προγραμματιστεί η λειτουργία των εγκαταστάσεων ενός συστήματος είναι απαραίτητη να προβλεφθεί και η ζήτηση της κατανάλωσης. Αυτό επιτυγχάνεται με τη μελέτη των καμπυλών φορτίου. Οι συνηθέστερες από αυτές είναι η χρονολογική καμπύλη φορτίου και η καμπύλη διάρκειας φορτίου.

- Η μεταβολή της ζήτησης των καταναλωτών συναρτήσει του χρόνου ονομάζεται **χρονολογική καμπύλη φορτίου**. Ο χρόνος μέσα στον οποίο μεταβάλλεται η ζήτηση και επομένως εξελίσσεται η χρονολογική καμπύλη φορτίου μπορεί να είναι 24 ώρες, ένας μήνας, ένα έτος κτλ.
- Η **καμπύλη διάρκειας φορτίου** παριστάνει τα φορτία κατά την θεωρούμενη περίοδο, διατεταγμένα κατά φθίνουσα σειρά μεγέθους και προκύπτουν από τις αντίστοιχες χρονολογικές καμπύλες. Ο άξονας των χρόνων στην περίπτωση αυτή απεικονίζει τη χρονική διάρκεια που η ζήτηση είναι ίση με την αντίστοιχη συγκεκριμένη τιμή ισχύος ή την ξεπερνά.

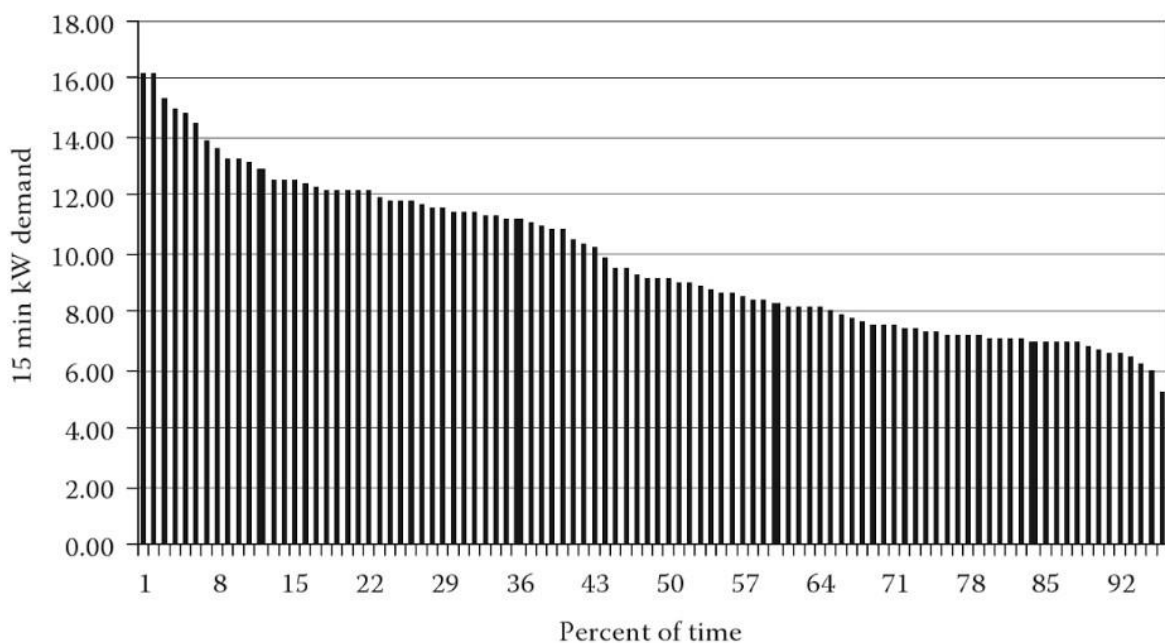
Η **Εικόνα 2.1** απεικονίζει μία τυπική χρονολογική καμπύλη φορτίου ενός καταναλωτή κατά την διάρκεια μιας μέρας. Ο κάθετος άξονας αναφέρεται στις τιμές σε (kW) του

καταναλισκόμενου φορτίου ενώ ο οριζόντιος άξονας αφορά τις χρονικές στιγμές κατά την διάρκεια της μέρας που αυτό παρατηρήθηκε. Γίνονται εμφανείς οι απότομες μεταβολές του φορτίου, αποτέλεσμα απόλυτα λογικό καθώς πρόκειται για την συμπεριφορά ενός μόνο καταναλωτή. Σημαντικό να σημειωθεί ότι η δειγματοληψία έχει πραγματοποιηθεί με περίοδο 15 λεπτών γεγονός που ενισχύει ακόμα περισσότερο τις απότομες αυτές μεταβολές.



**Εικόνα 2.1:** Τυπική Χρονολογική Καμπύλη Φορτίου

Η **Εικόνα 2.2** αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας φορτίου του παραπάνω καταναλωτή. Τα φορτία στον κάθετο άξονα είναι διατεταγμένα κατά φθίνουσα σειρά όπως ορίζει η συγκεκριμένη καμπύλη ενώ ο οριζόντιος άξονας αναφέρεται στο ποσοστό χρόνου που η ζήτηση είναι ίση ή μεγαλύτερη από την αντίστοιχη τιμή ισχύος.



**Εικόνα 2.2:** Τυπική Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου

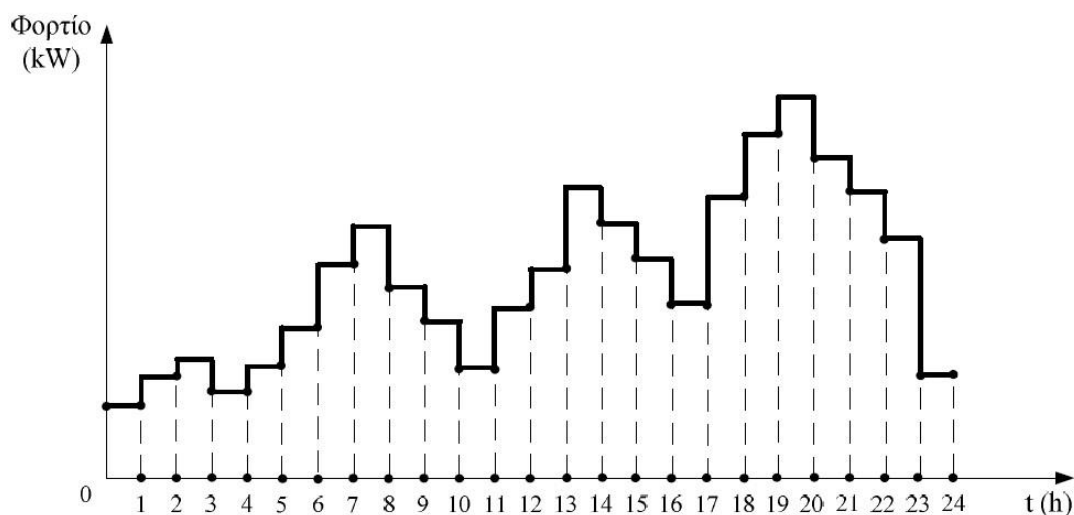
### 2.1.1. Τεχνικά Χαρακτηριστικά Καμπύλης Φορτίου

Οι παραπάνω καμπύλες φορτίου εμφανίζουν κάποια πολύ ενδιαφέροντα τεχνικά χαρακτηριστικά τα οποία και παρουσιάζονται αναλυτικά στην συνέχεια.

#### Καμπύλη Φορτίου

Για να κατασκευαστεί η καμπύλη φορτίου, θα πρέπει η καμπύλη του στιγμιαίου φορτίου να χωριστεί σε ίσα χρονικά διαστήματα και σε κάθε χρονικό διάστημα να υπολογιστεί η μέση τιμή του φορτίου. Για παράδειγμα, τα χρονικά αυτά διαστήματα μπορούν να έχουν διάρκεια 15 λεπτά ή 30 λεπτά ή μία ώρα, οπότε για να κατασκευαστεί η ημερήσια καμπύλη φορτίου (24 ώρες) απαιτούνται 96 ή 48 ή 24 μέσες τιμές του φορτίου, αντίστοιχα. Όσο πιο μικρό είναι το χρονικό διάστημα τόσο πιο ακριβής είναι η τιμή του φορτίου. Η διαδικασία αυτή για την κατασκευή της καμπύλης φορτίου είναι παρόμοια με την αριθμητική ολοκλήρωση.

Στην **Εικόνα 2.3** φαίνεται η ημερήσια (εικοσιτετράωρη) καμπύλη φορτίου ενός καταναλωτή, όπου τα ευθύγραμμα τμήματα που είναι παράλληλα στον άξονα του χρόνου αναπαριστούν τη μέση τιμή του φορτίου σε κάθε χρονικό διάστημα. Η ημερήσια καμπύλη φορτίου της εικόνας αυτής αποτελείται από 24 επίπεδα φορτίου, ένα για κάθε μία ώρα του 24ώρου, το οποίο σημαίνει ότι για την κατασκευή της συγκεκριμένης καμπύλης φορτίου έχουν επιλεγεί 24 ίσα χρονικά διαστήματα διάρκειας μίας ώρας το καθένα.



**Εικόνα 2.3:** Εικοσιτετράωρη Καμπύλη Φορτίου ενός Καταναλωτή

#### Περίοδος Φορτίου

Περίοδος φορτίου  $T(h)$ , είναι η συνολική διάρκεια μίας καμπύλης φορτίου. Η ημερήσια καμπύλη φορτίου, όπως αυτή της **Εικόνας 2.3**, έχει περίοδο φορτίου  $T=24$  h. Η εβδομαδιαία καμπύλη φορτίου έχει περίοδο φορτίου  $T=168$  h, ενώ η ετήσια καμπύλη φορτίου (365 ημέρες) έχει περίοδο φορτίου  $T=8760$  h.

### Φορτίο Αιχμής

Όπως φαίνεται από την καμπύλη φορτίου της **Εικόνας 2.3**, στη διάρκεια του εικοσιτετράωρου, υπάρχει σημαντική μεταβολή στη ζήτηση του φορτίου. Αιχμή φορτίου,  $P_A$  (kW), είναι η μέγιστη ζήτηση φορτίου που εμφανίζεται σε μία συγκεκριμένη καμπύλη φορτίου. Για παράδειγμα, στην συγκεκριμένη καμπύλη φορτίου η αιχμή φορτίου εμφανίζεται στο χρονικό διάστημα από την ώρα 19:00 έως την ώρα 20:00.

### Φορτίο Βάσης

Η ελάχιστη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος κατά την διάρκεια μιας δεδομένης περιόδου  $T$  ονομάζεται φορτίο βάσης  $P_B$  (kW). Στο συγκεκριμένο παράδειγμα η ελάχιστη τιμή ζήτησης φορτίου παρατηρείται τις πρώτες πρωινές ώρες της μέρας και συγκεκριμένα στο χρονικό διάστημα από 00:00 έως 01:00.

### Ζήτηση Ενέργειας

Η ζήτηση ενέργειας  $E$  (kWh), είναι ίση με το εμβαδόν της καμπύλης φορτίου που σχηματίζεται μεταξύ της καμπύλης και του άξονα του χρόνου. Δηλαδή, η ζήτηση ενέργειας είναι η συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια κατά τη διάρκεια της περιόδου φορτίου.

### Μέσο Φορτίο

Το μέσο φορτίο  $P_\mu$  (kW), είναι ίσο με τον λόγο της ζήτησης ενέργειας  $E$  (kWh), προς την περίοδο του φορτίου  $T$  (h) και ορίζεται ως:

$$P_\mu = \frac{E}{T}$$

### Μέσος Χρόνος Φορτίου

Ο μέσος χρόνος φορτίου  $T_A$  (h) είναι ίσος με τον λόγο της ζήτησης ενέργειας  $E$  (kWh) προς την αιχμή του φορτίου  $P_A$  (kW) και υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$T_A = \frac{E}{P_A}$$

### Συντελεστής Φορτίου

Ο συντελεστής φορτίου  $\Sigma\Phi$  είναι ίσος με τον λόγο του μέσου φορτίου  $P_\mu$  (kW) προς την αιχμή του φορτίου,  $P_A$  (kW) και υπολογίζεται ως εξής:

$$\Sigma\Phi = \frac{P_\mu}{P_A}$$

Ο συντελεστής φορτίου δίνει μία ένδειξη για το πόσο καλά χρησιμοποιείται το δίκτυο μίας ηλεκτρικής εταιρίας. Έτσι, για μία ηλεκτρική εταιρία, ο βέλτιστος συντελεστής φορτίου είναι ίσος με ένα, επειδή το ηλεκτρικό δίκτυο έχει σχεδιαστεί για να εξυπηρετεί την αιχμή φορτίου.

### Συντελεστής Ζήτησης

Ο συντελεστής ζήτησης  $\Sigma Z$  ενός καταναλωτή είναι ίσος με τον λόγο της αιχμής του φορτίου  $P_A$  (kW) προς το συνολικά συνδεδεμένο φορτίο  $P_{εγκ}$  (kW) (όπου  $P_{εγκ}$  είναι το άθροισμα της συνολικής ονομαστικής ισχύος όλων των ηλεκτρικών συσκευών του καταναλωτή) και υπολογίζεται ως:

$$\Sigma Z = \frac{P_A}{P_{εγκ}}$$

Ο συντελεστής ζήτησης δίνει μία ένδειξη του ποσοστού των ηλεκτρικών συσκευών που είναι σε λειτουργία τη χρονική στιγμή που λαμβάνει χώρα η αιχμή φορτίου του καταναλωτή.

### Συντελεστής Χρησιμοποίησης

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης  $\Sigma X$  μιας ηλεκτρικής συσκευής (για παράδειγμα, ενός μετασχηματιστή ή μίας γραμμής διανομής) είναι ίσος με τον λόγο της αιχμής του φορτίου προς την ονομαστική ισχύ της ηλεκτρικής συσκευής.

$$\Sigma X = \frac{P_A}{P_{nom}}$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης δίνει μία ένδειξη του πόσο καλά χρησιμοποιείται η ονομαστική ισχύς μίας ηλεκτρικής συσκευής.

### Συντελεστής Ετεροχρονισμού

Ο συντελεστής ετεροχρονισμού  $\Sigma E$  μίας ομάδας  $N$  φορτίων είναι ίσος με τον λόγο του αθροίσματος της αιχμής του φορτίου κάθε ενός από τα  $N$  φορτία προς την αιχμή φορτίου της ομάδας των  $N$  φορτίων και υπολογίζεται ακολούθως:

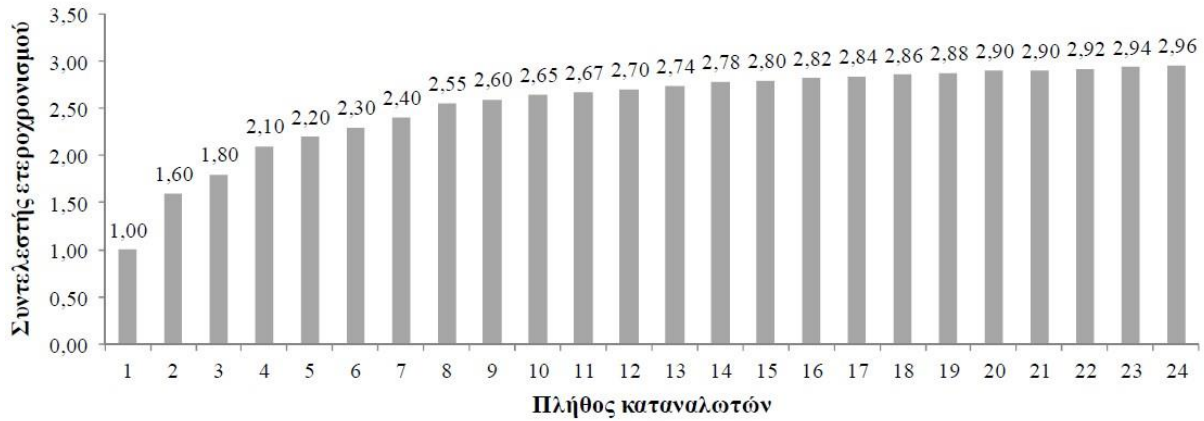
$$\Sigma E = \frac{P_N}{P_A} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{A_i}}{P_A} \geq 1,00$$

Στη παραπάνω σχέση  $P_{A_i}$  (kW) είναι η αιχμή του φορτίου  $i$ ,  $P_N$  (kW) είναι το άθροισμα των αιχμών φορτίου των  $N$  φορτίων και  $P_A$  (kW) είναι η αιχμή φορτίου της ομάδας των  $N$  φορτίων. Επειδή η αιχμή φορτίου καθενός από τα  $N$  φορτία λαμβάνει χώρα διαφορετική χρονική στιγμή σε σχέση με τη χρονική στιγμή που λαμβάνει χώρα η συνολική αιχμή φορτίου της ομάδας των  $N$  φορτίων, προκύπτει ότι:  $P_N \geq P_A$ , δηλαδή  $\Sigma E \geq 1,00$ .

Στην **Εικόνα 2.4** φαίνεται ο συντελεστής ετεροχρονισμού σε σχέση με το πλήθος των καταναλωτών. Οι τιμές αυτές του συντελεστή ετεροχρονισμού έχουν προκύψει με βάση μελέτη για συγκεκριμένους καταναλωτές. Η χρησιμότητα του συντελεστή ετεροχρονισμού είναι η ακόλουθη. Γνωρίζοντας την τιμή του συντελεστή ετεροχρονισμού της ομάδας των  $N$  φορτίων

καθώς και την αιχμή φορτίου  $P_{Ai}$  καθενός από τα  $i$  φορτία της ομάδας των  $N$  φορτίων, τότε η αιχμή φορτίου  $P_A$  της ομάδας των  $N$  φορτίων υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$P_A = \frac{\sum_{i=1}^N P_{Ai}}{\Sigma E}$$



**Εικόνα 2.4:** Συντελεστής Ετεροχρονισμού σε Συνάρτηση της Αύξησης του Πλήθους των Καταναλωτών

#### Συντελεστής Ταυτοχρονισμού

Ο συντελεστής ταυτοχρονισμού  $\Sigma T$  είναι το αντίστροφο του συντελεστή ετεροχρονισμού μίας ομάδας  $N$  φορτίων και υπολογίζεται ακολούθως:

$$\Sigma T = \frac{1}{\Sigma E} = \frac{P_A}{P_N} = \frac{P_A}{\sum_{i=1}^N P_{Ai}}$$

Γνωρίζοντας την τιμή του συντελεστή ταυτοχρονισμού της ομάδας των  $N$  φορτίων και την αιχμή φορτίου  $P_{Ai}$  καθενός από τα  $i$  φορτία της ομάδας των  $N$  φορτίων, τότε η αιχμή φορτίου  $P_A$  της ομάδας των  $N$  φορτίων υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$P_A = \Sigma T \cdot \sum_{i=1}^N P_{Ai}$$

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι μεγαλύτερες μεταβολές του φορτίου εμφανίζονται στο επίπεδο του οικιακού καταναλωτή, ενώ οι μεταβολές του φορτίου είναι μικρότερες στο επίπεδο της γραμμής διανομής και ακόμα μικρότερες σε επίπεδο υποσταθμών υποβίβασης υψηλής τάσης σε μέση τάση. Η μελέτη των φορτίων είναι καθοριστικός παράγοντας για τη σχεδίαση και ανάπτυξη ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η ακρίβεια της πρόβλεψης των φορτίων, τόσο βραχυπρόθεσμα όσο και μακροπρόθεσμα έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια, με την χρησιμοποίηση σύγχρονων μεθόδων μαθηματικής ανάλυσης και ψηφιακής επεξεργασίας δεδομένων.



## 2.2.Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering)

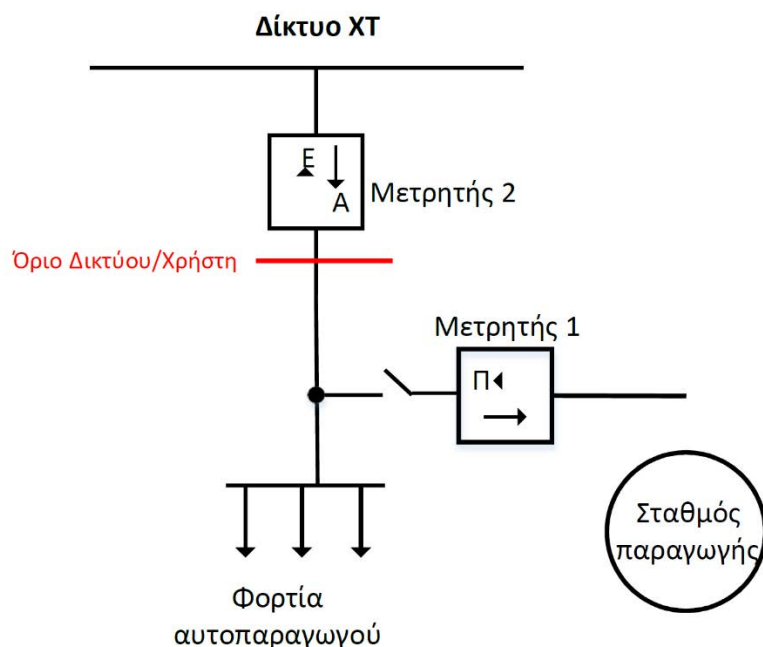
Ο συμψηφισμός παραγόμενης-καταναλισκόμενης ενέργειας, γνωστός με τον όρο net-metering, αποτελεί ένα από τα εργαλεία προώθησης της αυτοπαραγωγής και ιδιοκατανάλωσης με ΑΠΕ. Το net-metering επιτρέπει στον καταναλωτή να καλύψει ένα σημαντικό μέρος των ιδιοκαταναλώσεών του, ενώ παράλληλα του δίνει τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσει το δίκτυο για έμμεση αποθήκευση της πράσινης ενέργειας. Ο όρος “net” προκύπτει από το γεγονός ότι η χρέωση/πίστωση του καταναλωτή αφορά στη διαφορά μεταξύ καταναλισκόμενης και παραγόμενης ενέργειας σε μία ορισμένη χρονική περίοδο.

Οι όροι και προϋποθέσεις ανάπτυξης σταθμών παραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό καθορίστηκαν αρχικά με την ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.24461 (ΦΕΚ 3583/Β’/31.12.2014). Εν συνεχεία η αρχική ΥΑ αντικαταστάθηκε από την ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ 1547/Β’/5.5.2017), η οποία αντικαταστάθηκε επίσης από την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382 (ΦΕΚ 759/Β’/5.3.2019) και τροποποιήθηκε από την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/74999/3024 (ΦΕΚ 3971/Β’/30.8.2021) και την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/121503/5016 (ΦΕΚ 6287Β’/29.12.2021). Τέλος με τον νέο Νόμο Υπ’ Αριθμ. 5037/2023 (ΦΕΚ 78/Α’/28.03.2023) επιδιώκεται ο εκσυγχρονισμός της παρούσας νομοθεσίας για την χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω της ενσωμάτωσης των οδηγιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης 2018/2001 και 2019/944. [1,2,3,4,5]

Ως ενεργειακός συμψηφισμός (net metering) νοείται ο συμψηφισμός της εγγεόμενης στο Δίκτυο ενέργειας από σταθμό παραγωγής με την απορροφώμενη ενέργεια στην εγκατάσταση κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού. Ο σταθμός παραγωγής μπορεί να εγκατασταθεί στον ίδιο ή όμορο χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης. Είναι δυνατή η εγκατάσταση του σταθμού σε απομακρυσμένο της ηλεκτρικής εγκατάστασης χώρο αρκεί να συνδέεται ηλεκτρικά με αποκλειστική γραμμή διασύνδεσης η οποία θα αποτελεί μέρος της εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης. Με βάση το υφιστάμενο πλαίσιο, στον ενεργειακό συμψηφισμό η παραγόμενη ενέργεια δεν είναι απαραίτητο να ταυτοχρονίζεται με την καταναλισκόμενη.

Για την υλοποίηση του ενεργειακού συμψηφισμού στο Δίκτυο, απαιτείται η καταγραφή της απορροφώμενης και εγγεόμενης ενέργειας μέσω ενός μετρητή διπλής κατεύθυνσης-καταγραφής (Μετρητής 2) και η καταγραφή της παραγόμενης από το σύστημα ενέργειας μέσω ενός δεύτερου πιστοποιημένου μετρητή (Μετρητής 1). Σε περίπτωση που υφιστάμενος μετρητής δεν διαθέτει τη δυνατότητα διπλής κατεύθυνσης, αντικαθίσταται με νέο από τον ΔΕΔΔΗΕ.

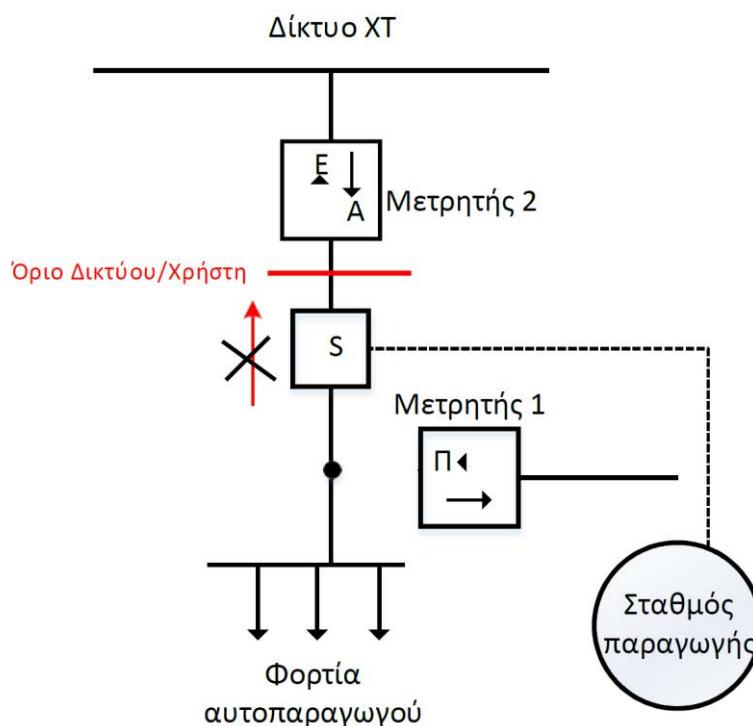
Στην **Εικόνα 2.5** φαίνονται οι δύο μετρητές καθώς και τα όρια διαχωρισμού ιδιοκτησίας και ευθύνης μεταξύ Δικτύου και αυτοπαραγωγού για εγκαταστάσεις που συνδέονται στο επίπεδο χαμηλής τάσης του Δικτύου.



**Εικόνα 2.5:** Ενδεικτικό Απλοποιημένο Μονογραμμικό Διάγραμμα Net Metering Εσωτερικής Ηλεκτρικής Εγκατάστασης Χαμηλής Τάσης [15]

Ειδικότερα, το σύστημα συνδέεται σε σημείο επάνω από τον γενικό πίνακα ΧΤ της εγκατάστασης έτσι ώστε η τροφοδότηση του γενικού πίνακα κατανάλωσης να γίνεται κατά την ίδια φορά από το Δίκτυο και από το σύστημα. Η σύνδεσή του πραγματοποιείται μέσω κιβωτίου διακλάδωσης το οποίο τοποθετείται σε σημείο της γραμμής πίνακα-μετρητή πριν από τον γενικό πίνακα της εγκατάστασης κατανάλωσης και όσο το δυνατόν πιο κοντά στον μετρητή που βρίσκεται στο «Όριο Δικτύου/Χρήστη» (Μετρητής 2). Για να είναι δυνατή η πλήρης απομόνωση της παραγωγής από το Δίκτυο και η ανεμπόδιστη λειτουργία των εγκαταστάσεων κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού σε περιπτώσεις συντήρησης του κλάδου παραγωγής, εγκαθίσταται διάταξη ασφαλούς απομόνωσης πλησίον του κιβωτίου διακλάδωσης προς την πλευρά της παραγωγής.

Κατά τη λειτουργία ενός σταθμού παραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό, η παραγόμενη ενέργεια μπορεί να διατίθεται για την τροφοδότηση των φορτίων του αυτοπαραγωγού ή να εγχέεται στο Δίκτυο. Προκειμένου η παραγόμενη ενέργεια να διατίθεται αποκλειστικά στα φορτία του αυτοπαραγωγού και ο σταθμός να μην εγχέει ενέργεια στο Δίκτυο ('zero feed-in') ενδεικτικά υλοποιείται το παρακάτω σχήμα (**Εικόνα 2.6**).



**Εικόνα 2.6:** Ενδεικτικό Απλοποιημένο Μονογραμμικό Διάγραμμα Εσωτερικής Ηλεκτρικής Εγκατάστασης ΧΤ όπως Διαμορφώνεται μετά τη Σύνδεση του Σταθμού Παραγωγής που Λειτουργεί χωρίς να Εγχέει Ενέργεια στο Δίκτυο (zero feed-in) [15]

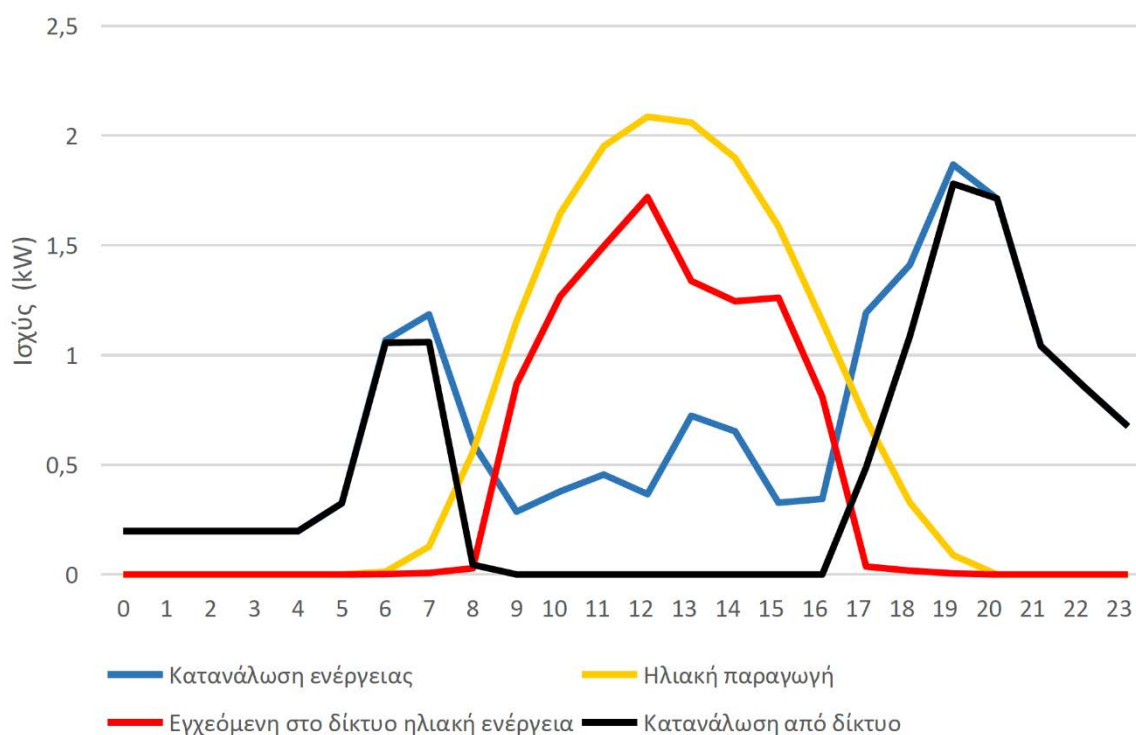
Στην είσοδο της εγκατάστασης εγκαθίσταται “αισθητήρας κατεύθυνσης” (‘energy flow direction sensor’ ή ‘smart energy meter’), μονοφασικός ή τριφασικός, με ή χωρίς Μ/Σ μέτρησης κατά περίπτωση. Η εγκατάσταση και η καλή λειτουργία του αισθητήρα (S) είναι στην ευθύνη του αυτοπαραγωγού. Όταν λόγω αυξημένης παραγωγής ή/και μειωμένου φορτίου υπάρχει περίσσεια παραγόμενης ενέργειας η οποία πρόκειται να εξέλθει από την ηλεκτρική εγκατάσταση στο Δίκτυο, τότε ο σταθμός λαμβάνει εντολή από τον αισθητήρα για μείωση ή παύση της παραγωγής του, ούτως ώστε να μην εγχυθεί ενέργεια στο Δίκτυο (**Εικόνα 2.6**)

Το σχήμα ‘zero feed-in’ καθιστά δυνατή τη σύνδεση σταθμού παραγωγής σε κορεσμένο δίκτυο, αρκεί ο κορεσμός να οφείλεται στην υπέρβαση της ονομαστικής ισχύος των στοιχείων του Δικτύου ή στην υπέρβαση των επιθυμητών ορίων της τάσης σε κόμβους του Δικτύου. Στην περίπτωση που το Δίκτυο έχει χαρακτηριστεί κορεσμένο λόγω υπέρβασης της στάθμης βραχυκύκλωσης στο ζυγό ΜΤ του ανάντη Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ, η υλοποίηση του σχήματος ‘zero feed-in’ δεν καθιστά δυνατή τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής.

Στο ακόλουθο διάγραμμα (**Εικόνα 2.7**) παρουσιάζονται τυπικές καμπύλες ισχύος οικιακού καταναλωτή με εγκατάσταση συστήματος οικιακού Φ/Β εντός ενός 24ώρου. Αυτές αφορούν:

- Την κατανάλωση ενέργειας (σε kW ανά ώρα) για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του.
- Την παραγόμενη ενέργεια από το οικιακό Φ/Β.
- Την εγχεόμενη προς το δίκτυο ηλιακή ενέργεια.
- Την απορροφώμενη από το δίκτυο ενέργεια προς κατανάλωση.

Γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι την στιγμή κατά την οποία η παραγόμενη ποσότητα από το Φ/Β σύστημα βρίσκεται σε μη μηδενικές τιμές (πρωινές και μεσημβρινές ώρες) οι ανάγκες ζήτησης ενέργειας από το δίκτυο μειώνονται ή ακόμα και μηδενίζονται με την περίσσεια παραγόμενη ενέργεια να εγχέεται σε αυτό. Συμπερασματικά, όσο μεγαλύτερη είναι η κατανάλωση ενέργειας τις μεσημβρινές ώρες με αντίστοιχα μικρότερη τις υπόλοιπες τόσο μεγαλύτερος θα είναι και ο ταυτοχρονισμός της παραγωγής ενέργειας του Φ/Β με την καταναλισκόμενη ενέργεια. Υψηλός ταυτοχρονισμός συνεπάγεται με υψηλή χρησιμότητα του συστήματος και κατ' επέκταση με μείωση της απορροφώμενης από το δίκτυο ενέργειας. [14,15]



**Εικόνα 2.7:** Παράδειγμα Καμπυλών Ισχύος Οικιακού Καταναλωτή με Εγκατάσταση Φ/Β

[15]

Δικαίωμα εγκατάστασης έχουν φυσικά πρόσωπα (επιτηδευματίες ή μη), και νομικά πρόσωπα δημοσίου και ιδιωτικού δικαίου. Οι βασικοί όροι και προϋποθέσεις για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό, έχουν ως ακολούθως:

- Η ύπαρξη ενεργού μόνιμης παροχής ρεύματος στο όνομα του αυτοπαραγωγού μέσω της οποίας τροφοδοτείται η εγκατάσταση κατανάλωσής του.
- Το φωτοβολταϊκό σύστημα αντιστοιχίζεται αποκλειστικά με έναν μετρητή κατανάλωσης, δηλαδή με τον μετρητή της εγκατάστασης την οποία τροφοδοτεί.
- Η ισχύς του φωτοβολταϊκού εγκαθίστανται βάσει της κείμενης νομοθεσίας μέχρι και το εκατό τοις εκατό (100%) της συμφωνημένης ισχύος της παροχής κατανάλωσης, με ανώτατο όριο τα δέκα (10) κιλοβάτ (kW) ανά παροχή κατανάλωσης για τους οικιακούς καταναλωτές.
- Το φωτοβολταϊκό σύστημα εγκαθίσταται στον ίδιο ή όμορο χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης προς την οποία αντιστοιχίζεται.
- Ο ενδιαφερόμενος έχει τη νόμιμη χρήση του χώρου εγκατάστασης του συστήματος.
- Ο ενδιαφερόμενος έχει εξοφλήσει πλήρως τους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας του οικείου Προμηθευτή (ή έχει ενταχθεί σε καθεστώς ρύθμισης οφειλών).
- Η παροχή του αυτοπαραγωγού δεν έχει ενταχθεί στο Περιβαλλοντικό Οικιακό Τιμολόγιο (ΥΑ υπ' αριθμ. ΥΠΠΕΝ/ΥΠΠΡΓ/26359/4101 - ΦΕΚ Β' 1936/30.5.2018). Σε περίπτωση που ο ενδιαφερόμενος είναι δικαιούχος του τιμολογίου αυτού, απεντάσσεται αυτοδικαίως από αυτό, με την ενεργοποίηση του σταθμού παραγωγής.

### 2.3.Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας

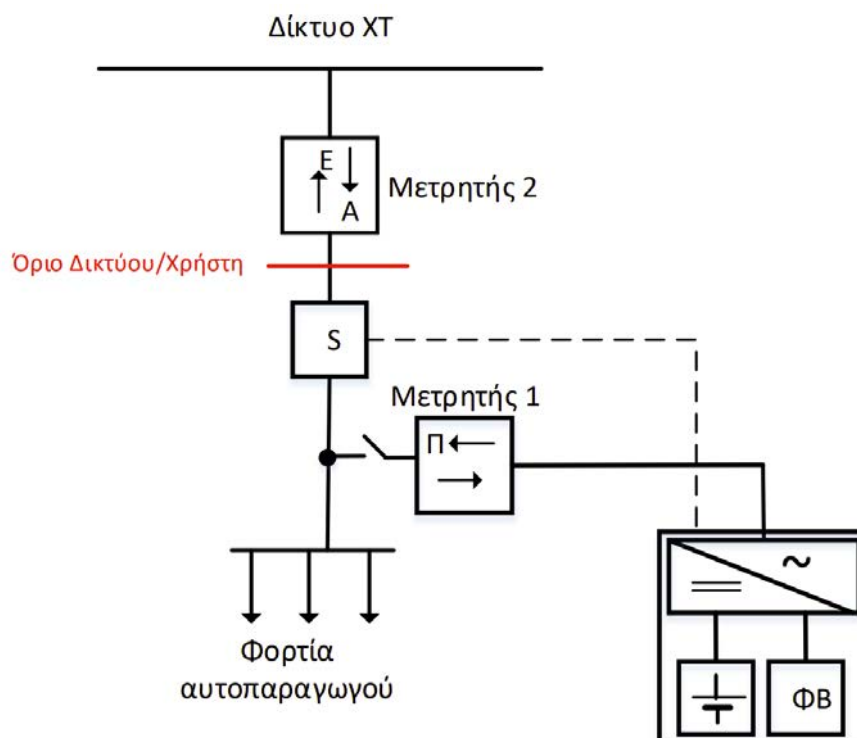
Στις εγκαταστάσεις αυτοπαραγωγών με ενεργειακό συμψηφισμό επιτρέπεται, μετά από αίτηση στον αρμόδιο Διαχειριστή του δικτύου, η εγκατάσταση σταθερού συστήματος συσσωρευτών για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Το σύστημα αποθήκευσης αποτελεί τμήμα της Εσωτερικής Ηλεκτρικής Εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού και η εγκατάσταση του θα πρέπει να συμμορφώνεται με τα εθνικά και τα διεθνή πρότυπα και κανονισμούς.

Η σύνδεση και λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης γίνεται παράλληλα με το δίκτυο διανομής. Η λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης εξασφαλίζει ότι δεν θα ανταλλάσσει ενέργεια με το δίκτυο διανομής, δηλαδή η ενέργεια που αποθηκεύεται στο σύστημα αποθήκευσης προέρχεται αποκλειστικά από το σταθμό παραγωγής και η αποθηκευμένη ενέργεια διατίθεται αποκλειστικά για την τροφοδότηση των καταναλώσεων του

αυτοπαραγωγού. Σημειώνεται ότι βάσει της κείμενης νομοθεσίας η μέγιστη ονομαστική ισχύς του αντιστροφέα του συστήματος αποθήκευσης σε kVA δεν θα πρέπει να ξεπερνά την ονομαστική ισχύ του φωτοβολταϊκού σε kW. Ως σύστημα αποθήκευσης νοείται ένα σύστημα ηλεκτροχημικών συσσωρευτών για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (BESS: Battery Energy Storage System) και το οποίο αποτελείται από:

- μετατροπέα/είς ισχύος με δυνατότητα να απορροφούν/εγχέουν ενεργό ή άεργο ισχύ,
- συσσωρευτές που συνδέονται στην DC πλευρά του μετατροπέα,
- ηλεκτρολογικό εξοπλισμό για τη σύνδεση (διακόπτες, καλωδιώσεις, διατάξεις προστασίας κλπ) και
- σύστημα ελέγχου και παρακολούθησης.

Το σύστημα αποθήκευσης αποτελεί τμήμα της εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού, δηλαδή εγκαθίστανται «πίσω από τον μετρητή» και ως εκ τούτου την ευθύνη της εγκατάστασης και της ασφαλούς κι απρόσκοπτης λειτουργίας του φέρει ο ίδιος και ο αρμόδιος κατά το νόμο μηχανικός. Η εγκατάσταση θα πρέπει να συμμορφώνεται σύμφωνα με τα πρότυπα και την κείμενη νομοθεσία ούτως ώστε να αναγνωρίζονται οι ενδεχόμενοι κίνδυνοι που μπορεί να προκληθούν από την λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης και να λαμβάνονται τα αναγκαία μέτρα για τη μείωση και την εξέλιξη τους.



**Εικόνα 2.8:** Ενδεικτικό Απλοποιημένο Μονογραμμικό Διάγραμμα Net Metering Εσωτερικής Ηλεκτρικής Εγκατάστασης Χαμηλής Τάσης με Συσσωρευτή [15]

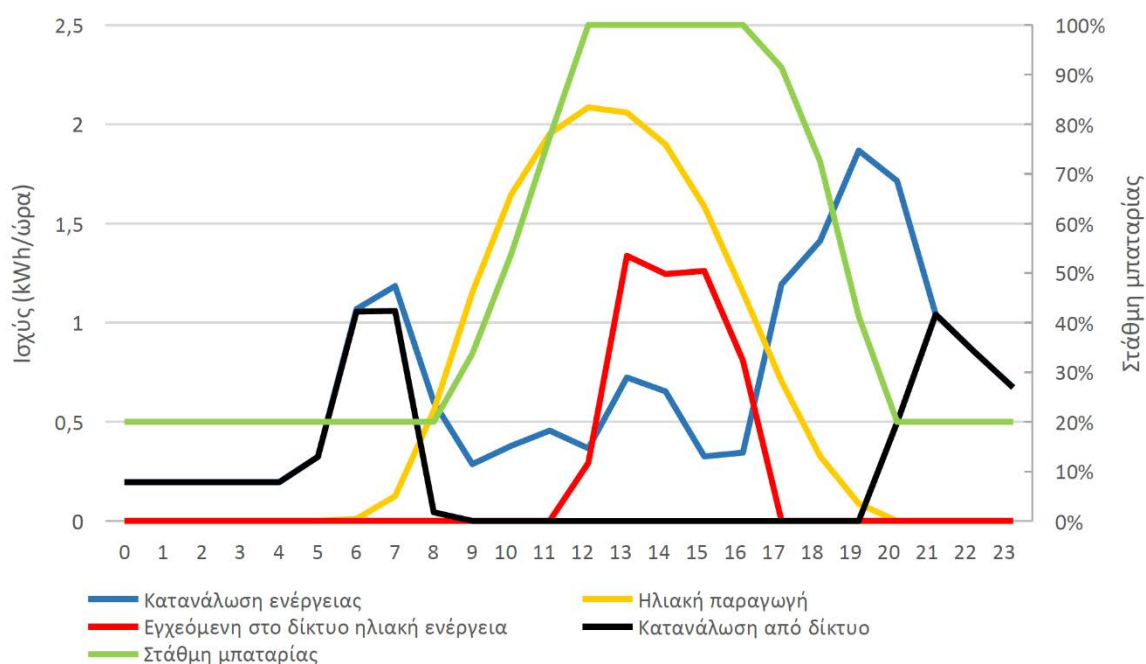
Η **Εικόνα 2.8** παρουσιάζεται ενδεικτικό απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης χαμηλής τάσης όπως διαμορφώνεται μετά τη σύνδεση του σταθμού και συσσωρευτών μέσω κοινού μετατροπέα χωρίς δυνατότητα απομόνωσης (off-grid) λειτουργίας. Η διακεκομμένη γραμμή υποδηλώνει την επικοινωνία του «αισθητήρα κατεύθυνσης» (S) με το σύστημα διαχείρισης του μετατροπέα.

Κατά την κανονική λειτουργία του σταθμού παραγωγής και του συστήματος αποθήκευσης, το σύστημα αποθήκευσης απορροφά ενέργεια αποκλειστικά από το σταθμό παραγωγής και η ενέργεια αυτή διατίθεται αποκλειστικά για την τροφοδότηση των φορτίων του αυτοπαραγωγού, μέρος ή όλων. Συνεπώς το σύστημα αποθήκευσης δεν ανταλλάσσει ενέργεια με το δίκτυο, δηλαδή οι συσσωρευτές δε φορτίζουν από το δίκτυο και δεν εκφορτίζουν σε αυτό.

Για την διαχείριση της ενέργειας στην εγκατάσταση του αυτοπαραγωγού και τη διασφάλιση της μη ανταλλαγής ενέργειας του συστήματος αποθήκευσης με το δίκτυο, στην είσοδο της εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού εγκαθίσταται «αισθητήρας κατεύθυνσης» (energy flow direction sensor ή smart energy meter), μονοφασικός ή τριφασικός κατά περίπτωση, ο οποίος ανάλογα με την κατεύθυνση της ενέργειας (έγχυση/απορρόφηση) δίνει εντολή στο σύστημα ελέγχου του μετατροπέα να φορτίσει/εκφορτίσει τους συσσωρευτές. Για παράδειγμα θα μπορούσε να υιοθετηθεί η εξής στρατηγική διαχείρισης :

- Όταν η ενέργεια εισέρχεται από το δίκτυο στην ηλεκτρική εγκατάσταση, όπως συμβαίνει στην περίπτωση που η παραγόμενη ενέργεια δεν επαρκεί για τα φορτία του αυτοπαραγωγού, θα επιτρέπεται η εκφόρτιση των συσσωρευτών προς τα φορτία προκειμένου να μειωθεί η απορρόφηση από το δίκτυο.
- Όταν υπάρχει περίσσεια παραγόμενης ενέργειας και ενέργεια εξέρχεται από την ηλεκτρική εγκατάσταση, θα επιτρέπεται η φόρτιση των συσσωρευτών από το σταθμό παραγωγής προκειμένου η αποθηκευμένη ενέργεια να χρησιμοποιηθεί σε επόμενη χρονική στιγμή που θα υπάρξει αυξημένη ζήτηση
- Σε περίπτωση υψηλής ζήτησης μπορεί να χρησιμοποιείται ταυτόχρονα η ενέργεια και από το σταθμό παραγωγής και από τους συσσωρευτές.
- Σε περίπτωση χαμηλής ζήτησης και αυξημένης παραγωγής ή όταν οι συσσωρευτές είναι πλήρως φορτισμένοι η περίσσεια ενέργειας από το σταθμό παραγωγής μπορεί να εγχέεται στο δίκτυο και να συμψηφίζεται με την ενέργεια που απορροφάται σε επόμενη χρονική στιγμή από το δίκτυο.

Με την λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης στις εγκαταστάσεις net metering είναι δυνατή η αύξηση της ιδιοκατανάλωσης της ενέργειας που προέρχεται από το σταθμό παραγωγής και η συνεπακόλουθη μείωση της απορρόφησης ενέργειας από το Δίκτυο στην εγκατάσταση του αυτοπαραγωγού. Σε συνδυασμό με ένα Φ/Β σταθμό, ένα σύστημα αποθήκευσης θα μπορούσε να αποθηκεύει την περίσσεια ενέργεια τις μεσημβρινές ώρες και να την αποδίδει στα φορτία του αυτοπαραγωγού τις βραδινές ώρες, δηλαδή τις ώρες που ο αυτοπαραγωγός θα έπρεπε να απορροφήσει ενέργεια από το δίκτυο **(Εικόνα 2.9)**.



**Εικόνα 2.9:** Παράδειγμα Καμπυλών Ισχύος Οικιακού Καταναλωτή με Εγκατάσταση Φ/Β και Δυνατότητα Αποθήκευσης Ενέργειας μέσω Συσσωρευτή [15]

Λόγω της λειτουργίας αυτής δημιουργείται πρόσθετο οικονομικό όφελος για τον αυτοπαραγωγό net metering, καθώς μειώνεται η απορρόφηση ενέργειας από το Δίκτυο και κατ' επέκταση μειώνονται οι χρεώσεις από τη χρήση Δικτύου. Η αύξηση της ιδιοκατανάλωσης της ενέργειας του σταθμού παραγωγής θα μπορούσε να επιτευχθεί και με την έξυπνη διαχείριση των φορτίων κατανάλωσης, δηλαδή τη μετάθεση της λειτουργίας τους με τρόπο ώστε να επιτυγχάνεται ταυτοχρονισμός της καταναλισκόμενης και παραγόμενης από το σταθμό ενέργειας.



## 2.4. Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)

Σύμφωνα με το νέο Νόμο Υπ' Αριθμ. 5037/2023 (ΦΕΚ 78/Α'/28.03.2023) [5] δίνεται η δυνατότητα σε αυτοκαταναλωτές να εγκαθιστούν σταθμούς για ίδια ταυτοχρονισμένη χρήση της ενέργειας, είτε στις εγκαταστάσεις τους (net-billing), είτε σε διαφορετικό χώρο, ακόμη και σε διαφορετική Περιφέρεια, ανεξαρτήτως της τοποθεσίας των εγκαταστάσεων τους (virtual net-billing). Με την εφαρμογή του net-billing, συμψηφίζεται μόνο το ποσοστό της παραγόμενης από τους φ/β σταθμούς ενέργειας που ιδιοκαταναλώνεται σε πραγματικό χρόνο, η δε συνολική πλεονάζουσα ενέργεια εγχέεται στο δίκτυο και αποζημιώνεται αναλόγως με την ισχύ του σταθμού. Ενημερωτικά για τα φωτοβολταϊκά έως 1 MWp η τιμή πώλησης για τα αντίστοιχα πάρκα που πωλούν το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας, είναι 65,74 €/MWh<sup>1</sup>.

### 2.4.1. Διαφορές Σχημάτων Net Metering & Net Billing

Μεταξύ των σχημάτων του ενεργειακού συμψηφισμού (Net-Metering) και του οικονομικού συμψηφισμού (Net Billing) παρουσιάζονται αξιοσημείωτες διαφορές ορισμένες από τις οποίες είναι:

- Στο net-metering συμψηφίζονται κιλοβατώρες, ενώ στο net-billing συμψηφίζονται ουσιαστικά λογαριασμοί ρεύματος.
- Ο ενεργειακός συμψηφισμός στο net-metering αφορά το σύνολο της παραγόμενης από φωτοβολταϊκά ενέργειας, ενώ στο net-billing μόνο το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που ιδιοκαταναλώνεται σε πραγματικό χρόνο.
- Στο net-metering, η παραγόμενη ενέργεια που δεν ιδιοκαταναλώνεται σε πραγματικό χρόνο εγχέεται στο δίκτυο όπου “αποθηκεύεται” για διάστημα έως και τριών ετών. Μετά την τριετία γίνεται εκκαθάριση και τυχόν πλεόνασμα ενέργειας για τον καταναλωτή δεν αποζημιώνεται. Αντιθέτως, στο net-billing όλη η πλεονάζουσα ενέργεια εγχέεται στο δίκτυο και αποζημιώνεται με έναν από τους τρόπους που προβλέπει η νομοθεσία.
- Στο net-metering θα υπάρχει πλέον ανώτατο όριο ισχύος 10 kWp ανά παροχή για τον οικιακό τομέα και 100 kWp ανά παροχή για επιχειρήσεις, ενώ στο net-billing δεν υπάρχει όριο.
- Για επιχειρήσεις δεν επιτρέπεται το εικονικό net-metering. Αντιθέτως, το εικονικό net-billing (εικονικός ταυτοχρονισμένος συμψηφισμός κατά τη νομοθεσία) θα μπορεί να γίνεται και από μία μόνο επιχείρηση ή και μέσω κάποιας Ενεργειακής Κοινότητας.

---

<sup>1</sup> <https://www.rgasystems.gr/articles/net-metering/net-metering-vs-net-billing>

- Ενώ το net-metering είναι η προτιμητέα επιλογή από τους καταναλωτές (λόγω των υψηλότερων αποδόσεων που συνεπάγεται), ο ενεργειακός συμψηφισμός δεν αντανakλά τη διαφορά κόστους μεταξύ εγγεόμενης και απορροφώμενης ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα να δημιουργούνται στρεβλώσεις στην αγορά. Οι στρεβλώσεις αυτές μπορεί να είναι αποδεκτές όταν η διείσδυση του net-metering είναι σχετικά μικρή, γίνονται όμως σημαντικές όταν μεγάλος αριθμός καταναλωτών (και ιδίως μεγάλων εμπορικών) αξιοποιήσει το net-metering.
- Η αποζημίωση στο net-billing για το πλεόνασμα ενέργειας είναι πιο κοντά στο πραγματικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας και συνεπώς οι όποιες στρεβλώσεις είναι πολύ μικρότερες. Γι' αυτό και αποτελεί προτιμητέο σχήμα αυτοκατανάλωσης και για τις σχετικές Κοινοτικές Οδηγίες.
- Και στα δύο σχήματα πάντως, οι στρεβλώσεις περιορίζονται σημαντικά αν μαζί με το φωτοβολταϊκό εγκατασταθεί και σύστημα αποθήκευσης, το οποίο αυξάνει το ποσοστό ταυτοχρονισμού παραγόμενης και καταναλισκόμενης ενέργειας και περιορίζει την έγχυση πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο.
- Ο αυτοκαταναλωτής μπορεί επίσης να εγκαθιστά σταθμό παραγωγής χωρίς έγχυση της παραγόμενης ενέργειας στο Δίκτυο ή το Σύστημα, αλλά για δική του κατανάλωση, εγκατεστημένης ισχύος μέχρι και στο 100% της συμφωνημένης ισχύος της παροχής κατανάλωσης.

## 2.5. Αυτοκατανάλωση από Κοινού

Με το νέο Νόμο Υπ' Αριθμ. 5037/2023 (ΦΕΚ 78/Α'/28.03.2023) εισάγεται για πρώτη φορά η έννοια της αυτοκατανάλωσης από κοινού. Βάσει αυτής τουλάχιστον δύο αυτοκαταναλωτές που βρίσκονται στο ίδιο κτίριο μπορούν να συμμετέχουν από κοινού σε δραστηριότητες και να ρυθμίζουν μεταξύ τους τον επιμερισμό της ενέργειας που παράγεται από τους σταθμούς τους με την επιφύλαξη των εν ισχύ τελών δικτύου και άλλων σχετικών χρεώσεων, τελών, εισφορών και φόρων. Στον ενεργειακό συμψηφισμό, υπό το σχήμα της συλλογικής αυτοκατανάλωσης μπορούν να ενταχθούν και καταναλώσεις κοινοχρήστων σε κτίρια. Στην αυτοκατανάλωση από κοινού, η ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού μπορεί να είναι μέχρι και το 100% του αθροίσματος της συμφωνημένης ισχύος του συνόλου των προ συμψηφισμό καταναλώσεων, με ανώτατο όριο τα 10 kW ανά παροχή οικιακής κατανάλωσης.

Οι φωτοβολταϊκοί αυτοί σταθμοί συνδέονται ηλεκτρικά με αποκλειστική γραμμή διασύνδεσης με το κτίριο όπου βρίσκονται οι εγκαταστάσεις κατανάλωσης των αυτοκαταναλωτών και συνδέονται στο δίκτυο μέσω της παροχής του κτηρίου.

## 2.6.Ενεργειακή Κοινότητα

Η Ενεργειακή Κοινότητα είναι ένας αστικός συνεταιρισμός αποκλειστικού σκοπού, μέσω του οποίου πρωτίστως οι πολίτες (είτε ως φυσικά είτε ως νομικά πρόσωπα) μπορούν να δραστηριοποιηθούν στον ενεργειακό τομέα, αξιοποιώντας τις καθαρές πηγές ενέργειας.

Οι όροι και προϋποθέσεις σύστασης Ενεργειακής Κοινότητας καθορίστηκαν αρχικά από τον Νόμο Υπ' Αριθμ. 4513/2018 (ΦΕΚ 9/Α'/23.1.2018) και στην συνέχεια από την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/ 15084/382 (ΦΕΚ 759/Β'/5.3.2019). Τα παραπάνω τροποποιήθηκαν με την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/ 121503/5016 (ΦΕΚ 6287Β'/29.12.2021) ενώ τέλος με τον νέο Νόμο Υπ' Αριθμ. 5037/2023 (ΦΕΚ 78/Α'/28.03.2023) εισάγεται για πρώτη φορά η έννοια της Κοινότητας Ανανεώσιμης Ενέργειας (Κ.Α.Ε.) και επιδιώκεται ο εκσυγχρονισμός της παρούσας νομοθεσίας για την χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω της ενσωμάτωσης των οδηγιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης 2018/2001 και 2019/944.

Το νέο θεσμικό πλαίσιο διασφαλίζει ευνοϊκούς όρους για τη σύσταση και τη λειτουργία ενεργειακών κοινοτήτων, με στόχο την ενίσχυση όχι μόνο των ατομικών/οικογενειακών εισοδημάτων, αλλά και της τοπικής επιχειρηματικότητας, της αλληλέγγυας οικονομίας και την προώθηση της ενεργειακής δημοκρατίας. Ο όρος της ενεργειακής δημοκρατίας χαρακτηρίζει, την ενεργό συμμετοχή των πολιτών, της τοπικής αυτοδιοίκησης και των μικρών και μεσαίων επιχειρήσεων στην παραγωγή ενέργειας, η οποία ουσιαστικά παύει να αφορά λίγους μεγάλους 'παίκτες' αλλά επεκτείνεται και στην αγορά του οικιακού καταναλωτή.

Πρωταρχικός σκοπός της Ενεργειακής Κοινότητας δεν είναι το οικονομικό κέρδος, αλλά η προσφορά στα μέλη της και στις τοπικές περιοχές δραστηριοποίησής της, περιβαλλοντικού, οικονομικού και κοινωνικού οφέλους. Μεταξύ των δραστηριοτήτων που μπορεί να ασκήσει μία Ενεργειακή Κοινότητα είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ. Η παραγόμενη ενέργεια μπορεί να συμψηφιστεί με την καταναλισκόμενη ενέργεια σε εγκαταστάσεις μελών της Ενεργειακής Κοινότητας καθώς και ευάλωτων καταναλωτών ή πολιτών που ζουν κάτω από τα όρια της φτώχειας ανεξάρτητα από το εάν κατέχουν ή όχι την ιδιότητα μέλους της Ενεργειακής Κοινότητας. Εξ ορισμού προκύπτει ότι ο εν λόγω συμψηφισμός είναι εικονικός ενώ ο σταθμός παραγωγής δε συνδέεται ηλεκτρικά με καμία από τις προς συμψηφισμό παροχές κατανάλωσης. Συνεπώς το σχήμα σύνδεσης του σταθμού παραγωγής στο δίκτυο είναι αυτό του ανεξάρτητου παραγωγού (σύνδεση μέσω νέας παροχής).

Για την σύσταση Ενεργειακής Κοινότητας απαιτείται ένας ελάχιστος αριθμός μελών ο οποίος βάσει της κείμενης νομοθεσίας είναι πέντε (5) άτομα. Βάσει του νέου νόμου (Υπ' Αριθμ. 5037/2023, ΦΕΚ 78/Α'/28.03.2023) ο αντίστοιχος αριθμός για την σύσταση μίας

Κοινότητας Ανανεώσιμης Ενέργειας (ΚΑΕ) είναι τριάντα (30) ενώ ο αριθμός αυτός ενδέχεται να τροποποιείται κατά περίπτωση. Μέλη της ΚΑΕ δύναται να είναι:

- Φυσικά πρόσωπα με πλήρη δικαιοπρακτική ικανότητα
- Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης (Ο.Τ.Α.) α' και β' βαθμού καθώς επίσης και επιχειρήσεις που ανήκουν σε Ο.Τ.Α. όπως ορίζονται από τους όρους και τις προϋποθέσεις της κείμενης νομοθεσίας.
- Μικρομεσαίες επιχειρήσεις.
- Αγροτικοί και αστικοί συνεταιρισμοί όπως ορίζονται από τους όρους και τις προϋποθέσεις της κείμενης νομοθεσίας.
- Νομικά πρόσωπα δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου με κερδοσκοπικού χαρακτήρα. όπως ορίζονται από τους όρους και τις προϋποθέσεις της κείμενης νομοθεσίας.

Όργανα της Κοινότητας Ανανεώσιμης Ενέργειας είναι η γενική συνέλευση, η οποία απαρτίζεται από όλα τα μέλη της και το διοικητικό συμβούλιο το οποίο αποτελείται από τρία (3) τουλάχιστον μέλη τα οποία εκλέγονται από τη γενική συνέλευση.

Ακολούθως (**Εικόνα 2.10**) παρουσιάζεται πίνακας προς συμπλήρωση των στοιχείων όλων των παροχών των μελών μιας Ενεργειακής Κοινότητας στον οποίο όπως είναι εμφανές καθορίζεται εξ αρχής το ποσοστό επί τις 100 του επιμερισμού της εγχυθείσας προς το δίκτυο ενέργειας. Ο πίνακας αυτός αποτελεί προσάρτημα στην σύμβαση του προμηθευτή με τα μέλη της Ενεργειακής Κοινότητας.

A/A	Αριθμ. Παροχής	Επίπεδο Τάσης (ΧΤ/ΜΤ)	Διεύθυνση	ΑΦΜ Καταναλωτή	Ονοματε-πώνυμο/ Επωνυμία Καταναλωτή	Συμφωνη-μένη Ισχύς (kVA)	Ποσοστό (%) επι-μερισμού εγχυθείσας ενέργειας
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
....							
Άθροισμα							100%

**Εικόνα 2.10:** Πίνακας προς Συμπλήρωση Στοιχείων των Παροχών Κατανάλωσης Ενεργειακής Κοινότητας [6]

Στις Ενεργειακές Κοινότητες δεν υπάρχει ανώτατο επιτρεπτό όριο ισχύος, αλλά αυτό καθορίζεται από το 100% του αθροίσματος της συμφωνημένης ισχύος του συνόλου των προς συμψηφισμό καταναλώσεων. Για την εφαρμογή του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού από Ενεργειακές Κοινότητες ή Κοινότητες Ανανεώσιμης Ενέργειας, η παροχή των σταθμών παραγωγής και οι αντίστοιχες παροχές κατανάλωσης προς συμψηφισμό ενδέχεται να εκπροσωπούνται από διαφορετικούς προμηθευτές. Οι σταθμοί παραγωγής μπορούν να εγκαθίστανται σε οποιαδήποτε περιφέρεια, ανεξαρτήτως που βρίσκονται οι εγκαταστάσεις κατανάλωσης και η έδρα της κοινότητας ενώ οι εγκαταστάσεις κατανάλωσης δεν υποχρεούνται να βρίσκονται όλες στην ίδια περιφέρεια. Παρόλα αυτά απαιτείται τουλάχιστον το 50% συν 1 των μελών να έχουν εγγύτητα στην περιοχή όπου η κοινότητα ασκεί τις δραστηριότητές της και αναπτύσσει τον φωτοβολταϊκό σταθμό.

Συμπερασματικά, σε μία Ενεργειακή Κοινότητα, ο συμψηφισμός της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμό Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή Υβριδικό Σταθμό της Ενεργειακής Κοινότητας γίνεται με τη συνολική καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε εγκαταστάσεις των μελών της εντός της Περιφέρειας στην οποία βρίσκεται η έδρα της. Σε αντίθεση δηλαδή με τον ενεργειακό συμψηφισμό (net metering) ενός αυτοπαραγωγού στο οποίο μέρος της παραγόμενης ενέργειας προορίζεται για ιδιοκατανάλωση και το υπόλοιπο προς έγχυση στο δίκτυο, στην Ενεργειακή Κοινότητα η παραγόμενη ποσότητα ενέργειας εγχέεται στο σύνολο της στο δίκτυο και ο συμψηφισμός ενέργειας πραγματοποιείται σε δεύτερο χρόνο εικονικά (virtual net metering).

#### 2.6.1. Εικονικός Ενεργειακός Συμψηφισμός (Virtual Net Metering)

Ως εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός (virtual net metering) νοείται ο συμψηφισμός της παραχθείσας από το σταθμό παραγωγής ενέργειας με την καταναλωθείσα ενέργεια στις εγκαταστάσεις κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού (παροχές κατανάλωσης προς συμψηφισμό), εκ των οποίων τουλάχιστον η μία είτε δεν βρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο με το σταθμό παραγωγής ή βρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο αλλά δεν συνδέεται ηλεκτρικά με την εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση του σταθμού παραγωγής, δηλαδή ο σταθμός παραγωγής και η εγκατάσταση κατανάλωσης τροφοδοτούνται από διαφορετικές παροχές. Ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός μπορεί να εφαρμοστεί με τους εξής τρόπους:

- Συμψηφισμός της παραγόμενης από έναν φωτοβολταϊκό σταθμό ενέργειας με την καταναλισκόμενη ενέργεια από μία εγκατάσταση κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού σε απομακρυσμένη θέση (έναντι της εγκατάστασης παραγωγής). Στην περίπτωση αυτή ο φωτοβολταϊκός σταθμός συνδέεται στο Δίκτυο μέσω νέας παροχής, με το κλασικό

σχήμα του ανεξάρτητου παραγωγού. Το αυτό ισχύει και στην περίπτωση που ο σταθμός βρίσκεται πλησίον ή σε όμορο χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης χωρίς να συνδέεται ηλεκτρικά με αυτή.

- Συμψηφισμός της παραγόμενης από έναν φωτοβολταϊκό σταθμό ενέργειας με την καταναλισκόμενη ενέργεια από περισσότερες της μίας εγκαταστάσεις κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού σε απομακρυσμένες θέσεις (έναντι της εγκατάστασης παραγωγής). Στην περίπτωση αυτή ο φωτοβολταϊκός σταθμός συνδέεται στο Δίκτυο μέσω νέας παροχής, με το κλασικό σχήμα του ανεξάρτητου παραγωγού. Το αυτό ισχύει και στην περίπτωση που ο σταθμός βρίσκεται πλησίον ή σε όμορο χώρο με μία ή περισσότερες από τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης, χωρίς να συνδέεται ηλεκτρικά με καμία από αυτές.
- Συμψηφισμός της παραγόμενης από έναν φωτοβολταϊκό σταθμό ενέργειας με την καταναλισκόμενη ενέργεια από περισσότερες της μίας εγκαταστάσεις κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού εκ των οποίων μία βρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο με την εγκατάσταση παραγωγής και συνδέεται ηλεκτρικά με αυτήν. Στην περίπτωση αυτή ο φωτοβολταϊκός σταθμός συνδέεται στο Δίκτυο είτε μέσω της υφιστάμενης παροχής της εγκατάστασης κατανάλωσης αυτής (κατά τα γνωστά από τον ενεργειακό συμψηφισμό), είτε μετά από επαύξησή της, εφόσον αυτό απαιτείται από το μέγεθος του φωτοβολταϊκού σταθμού.

## 2.7. Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας

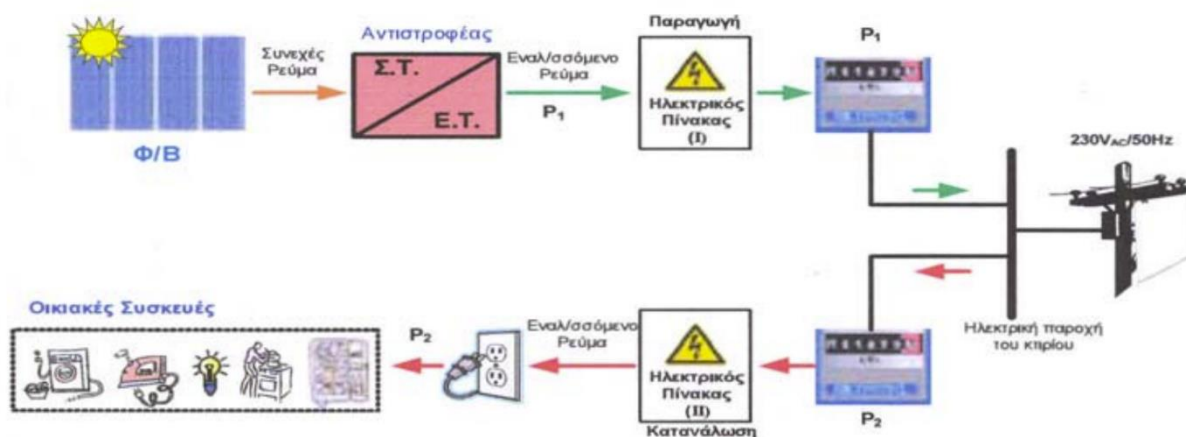
Σύμφωνα με τις κοινές υπουργικές αποφάσεις (ΚΥΑ) ΦΕΚ/1079/Β/04.06.2009 και ΦΕΚ 1557/Β'/22.09.2010, από τον Ιούλιο του 2009 βρίσκεται εν ισχύ πρόγραμμα εγκατάστασης μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων στον οικιακό κτιριακό τομέα. Με το πρόγραμμα αυτό δίνονται κίνητρα με τη μορφή ενίσχυσης της παραγόμενης ηλιακής κιλοβατώρας, ώστε ο οικιακός καταναλωτής να κάνει απόσβεση του συστήματος που εγκατέστησε και να έχει και ένα λογικό κέρδος μέσω της πώλησης της παραγόμενης ενέργειας σε μία προκαθορισμένη τιμή η οποία και ορίζεται στην διμερή σύμβαση μεταξύ του καταναλωτή και του διαχειριστή του δικτύου. Η τιμή πώλησης έχει καθοριστεί στα 87 €/MWh, δηλαδή στα 8,7 λεπτά η κιλοβατώρα, όπως ισχύει σήμερα σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία<sup>2</sup>.

Το πρόγραμμα αφορά οικιακούς καταναλωτές ή πολύ μικρές επιχειρήσεις που επιθυμούν να εγκαταστήσουν φωτοβολταϊκά στο δώμα ή τη στέγη νομίμως υφισταμένου κτιρίου,

<sup>2</sup> [https://www.businessdaily.gr/oikonomia/54145\\_neo-orosimo-gia-ta-fotovoltaika-stegis-trimino-2022-i-apofasi](https://www.businessdaily.gr/oikonomia/54145_neo-orosimo-gia-ta-fotovoltaika-stegis-trimino-2022-i-apofasi)

συμπεριλαμβανομένων στεγάστρων βεραντών, προσόψεων και σκιάστρων, καθώς και βοηθητικών χώρων του κτιρίου, όπως αποθήκες και χώροι στάθμευσης. Απαραίτητη προϋπόθεση είναι η ύπαρξη ενεργού παροχής ρεύματος στο όνομα του κυρίου του Φ/Β συστήματος (φυσικού/νομικού προσώπου) στο κτίριο όπου εγκαθίσταται.

Το Φ/Β σύστημα συνδέεται στο δίκτυο Χαμηλής Τάσης κάνοντας χρήση της ίδιας παροχής μέσω της οποίας τροφοδοτούνται οι καταναλώσεις του κτιρίου (**Εικόνα 2.11**). Με αυτό τον τρόπο η μέτρηση της παραγόμενης από το Φ/Β σύστημα ενέργειας και η μέτρηση της ενέργειας που καταναλίσκεται από την εγκατάσταση συσχετίζονται και κατ' ουσία συνιστούν ενιαίο σύνολο και για το λόγο αυτό η σύνδεση αντιστοιχεί σε υφιστάμενο αριθμό παροχής της ιδιοκτησίας του κυρίου του Φ/Β συστήματος. Η μικρή ισχύς των ΦΒ συστημάτων εξασφαλίζει ότι η παραγόμενη ενέργεια αντιστοιχεί σε αυτήν που απαιτείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του κυρίου του συστήματος, θεωρώντας κατ' ουσία τον τελευταίο ως «οιονεί» αυτοπαραγωγό και για το λόγο αυτό δόθηκε υψηλή τιμή και απαλλαγή από φορολόγηση του εισοδήματος από την πώληση της ενέργειας του Φ/Β συστήματος.



**Εικόνα 2.11:** Τυπική Σύνδεση Οικιακού Φ/Β Συστήματος με το Δίκτυο ΧΤ

Η καταμέτρηση της παραγόμενης ενέργειας από το Φ/Β σύστημα πραγματοποιείται ταυτόχρονα με τη καταμέτρηση της ενέργειας που καταναλώνεται, δηλ. εφαρμόζεται ο ίδιος κύκλος καταμέτρησης με αυτόν της καταναλισκόμενης ενέργειας. Η πληρωμή όμως της παραγόμενης ενέργειας γίνεται στον εκκαθαριστικό λογαριασμό ρεύματος (και όχι στον έναντι λογαριασμό). Στην περίπτωση που για οποιοδήποτε λόγο δεν καταστεί εφικτή η λήψη των ενδείξεων κατά την ημερομηνία της προγραμματισμένης καταμέτρησης, ο συμψηφισμός θα γίνεται αμέσως μόλις διενεργηθεί η επόμενη τακτική καταμέτρηση.

Η πίστωση από την παραγόμενη ενέργεια Φ/Β συστήματος εμφανίζεται στο λογαριασμό ρεύματος του κυρίου του Φ/Β συστήματος. Ουσιαστικά ο λογαριασμός ρεύματος επέχει θέση τιμολογίου αγοράς. Το ποσό αυτό της πίστωσης συμψηφίζεται με τις χρεώσεις που προκύπτουν από τη Σύμβαση Προμήθειας ηλεκτρικού ρεύματος. Στην περίπτωση που ο συνολικός λογαριασμός ρεύματος είναι πιστωτικός, τότε το ποσό πιστώνεται στον τραπεζικό λογαριασμό του κυρίου του Φ/Β συστήματος στην ημερομηνία λήξης του λογαριασμού ρεύματος. Δικαίωμα ένταξης στο Πρόγραμμα έχουν φυσικά πρόσωπα, μη επιτηδευματίες και φυσικά ή νομικά πρόσωπα επιτηδευματίες που κατατάσσονται στις πολύ μικρές επιχειρήσεις, τα οποία:

- έχουν στην κυριότητά τους το χώρο στον οποίο εγκαθίσταται το ΦΒ σύστημα και
- το ΦΒ σύστημα εγκαθίσταται σε κτιριακές εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούνται για κατοικία ή στέγαση των πολύ μικρών επιχειρήσεων.

Επομένως, φυσικά/νομικά πρόσωπα τα οποία δεν κατοικούν/στεγάζονται στο ακίνητο ιδιοκτησίας τους, το οποίο είτε είναι κενό (δεν χρησιμοποιείται), είτε έχει μισθωθεί σε τρίτο, δεν δικαιούνται να εγκαταστήσουν Φ/Β σύστημα.



## Κεφάλαιο 3: Οικιακά Τιμολόγια & Λογαριασμοί Ρεύματος

### 3.1.Κατηγορίες Τιμολογίων Ηλεκτρικού Ρεύματος

Η μεγάλη ποικιλία δραστηριοτήτων αλλά και οι διάφορες κατηγορίες πελατών που υπάρχουν σήμερα στους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας έχουν οδηγήσει τους παρόχους ενέργειας και τον ΔΕΔΔΗΕ στην δημιουργία εξειδικευμένων τιμολογίων ρεύματος για τους καταναλωτές. Συγκεκριμένα για τους οικιακούς καταναλωτές ρεύματος, υπάρχουν δύο (2) βασικές κατηγορίες τιμολογίων χρέωσης του ηλεκτρικού ρεύματος οι οποίες είναι:

- Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος (Γ1)
- Νυκτερινό Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος (Γ1N)

Επιπλέον των βασικών δύο υπάρχουν και αρκετά άλλα ειδικά τιμολόγια ρεύματος με επικρατέστερο όλων το Κοινωνικό Οικιακό Τιμολόγιο (ΚΟΤ). Ανάλογα με τις απαιτήσεις και το προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του εκάστοτε καταναλωτή, αλλά και τα κοινωνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του παρέχεται η δυνατότητα να επιλέξει ο ίδιος το προφίλ χρέωσης που θα ακολουθήσει.

Ο τρόπος με τον οποίο τιμολογείται το ηλεκτρικό ρεύμα είναι κάτι το οποίο καθορίζει και την τιμή κιλοβατώρας την οποία καλούνται να πληρώσουν οι οικιακοί καταναλωτές. Ο εκάστοτε πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας έχει το δικό του τρόπο υπολογισμού του κόστους όμως οι βασικοί παράγοντες που λαμβάνονται υπόψη είναι σταθεροί για όλους. Ένας από τους βασικούς παράγοντες που επηρεάζουν την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η χονδρική τιμή του ρεύματος. Αυτό πρακτικά σημαίνει πως όσο αυξάνεται η χονδρική τιμή ενέργειας, η τιμή στην οποία αγοράζουν οι προμηθευτές το ρεύμα, τόσο αυξάνεται το κόστος του ρεύματος και για τους καταναλωτές.

#### 3.1.1. Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος (Γ1)

Το Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος είναι ο πιο συνηθισμένος τύπος τιμολογίου και απευθύνεται στους οικιακούς καταναλωτές που θέλουν να καλύψουν τις ανάγκες τους σε ρεύμα στην κατοικία τους (διαμέρισμα, μονοκατοικία, εξοχική κατοικία). Το οικιακό τιμολόγιο ρεύματος, είναι τιμολόγιο χωρίς χρονοχρέωση, στο οποίο εφαρμόζεται ενιαία τιμή χρέωσης για την κατανάλωση του ρεύματος καθ' όλη τη διάρκεια του 24ώρου.

Σήμερα υπάρχει μεγάλη ανταγωνιστικότητα στα οικιακά τιμολόγια κάτι που επιτρέπει στους καταναλωτές να έχουν φθηνό ρεύμα στο σπίτι τους επιλέγοντας τον πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας της προτίμησής τους. Οι βασικές ανάγκες που καλύπτει το οικιακό τιμολόγιο είναι φωτισμός, χρήση οικιακών ηλεκτρικών συσκευών, θέρμανση, κλιματισμός κ.α.

### 3.1.2. Νυκτερινό Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος (Γ1Ν)

Το Νυκτερινό Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος (Γ1Ν) είναι πρακτικά ένα τιμολόγιο διπλής χρέωσης. Δηλαδή οι καταναλώσεις που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια του 24ώρου, χρεώνονται με δύο τιμές. Έτσι λοιπόν, εφόσον το επιθυμεί ο ενδιαφερόμενος, ο ΔΕΔΔΗΕ μπορεί να προχωρήσει στην διακριτή χρέωση της κατανάλωσης σε 2 χρονικές ζώνες (χρονοχρέωση), τη ζώνη κανονικής χρέωσης (ημερήσια ζώνη) και τη ζώνη μειωμένης χρέωσης (νυκτερινή ζώνη). Τα τιμολόγια χρέωσης της ζώνης κανονικής χρέωσης και της ζώνης μειωμένης χρέωσης καθορίζονται από τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας.

Η νυκτερινή τιμολόγηση ρεύματος προσφέρει σημαντική μείωση του λογαριασμού ρεύματος για όσους το χρησιμοποιούν μιας και η τιμή του ανά κιλοβατώρα είναι χαμηλή και παραμένει σταθερή ανεξάρτητα από την κατανάλωση, αρκεί κάποιος να το χρησιμοποιεί τις ώρες που αυτό ισχύει, δηλαδή τις βραδινές ώρες στις οποίες παρατηρείται πτώση στην καμπύλης ζήτησης του φορτίου του δικτύου διανομής. Το νυκτερινό ρεύμα είναι ιδανικό για να χρησιμοποιηθεί από συσκευές που καίνε πολύ ρεύμα όπως το πλυντήριο, ο θερμοσίφοντας και το ψυγείο. Για να μπορέσουμε να έχουμε νυκτερινό ρεύμα είναι απαραίτητο να έχουμε εγκατεστημένο μετρητή με χρονομέτρηση τον οποίο μας προμηθεύει ο ΔΕΔΔΗΕ.

### 3.1.3. Ειδικά Τιμολόγια Ρεύματος

Το βασικότερο ειδικό τιμολόγιο ρεύματος είναι το Κοινωνικό Οικιακό Τιμολόγιο (ΚΟΤ). Το Κοινωνικό Οικιακό Τιμολόγιο είναι ένα ειδικό τιμολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο παρέχεται από όλους τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας και έχει θεσπιστεί με στόχο να προστατέψει τις ευπαθείς ομάδες καταναλωτών. Σκοπός του είναι να αμβλύνει τις κοινωνικές ανισότητες που υπάρχουν και οι ευαίσθητες κοινωνικές ομάδες όπως άνεργοι, άτομα με χαμηλό εισόδημα κ.α. να έχουν πρόσβαση σε οικονομικό τιμολόγιο ρεύματος.

Το τιμολόγιο αυτό παρέχεται από όλους τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας και αφορά μόνο την κύρια κατοικία των δικαιούχων. Οι δικαιούχοι ΚΟΤ πρέπει να πληρούν εισοδηματικά κριτήρια τα οποία προσαρμόζονται ανάλογα με τον αριθμό των μελών του νοικοκυριού, την ύπαρξη ατόμων που χρειάζονται μηχανική υποστήριξη, ατόμων ΑΜΕΑ κ.α. Επιπλέον του Κοινωνικού Οικιακού Τιμολογίου (ΚΟΤ) μεταξύ άλλων υπάρχουν:

- Περιβαλλοντικό Οικιακό Τιμολόγιο
- Μητρώο Ευάλωτων Πελατών
- Τιμολόγιο Υπηρεσιών Αλληλεγγύης
- Τιμολόγιο με Επιδότηση Κατανάλωσης λόγω Αιθαλομίχλης

## 3.2. Νέα Τιμολόγια Ρεύματος

Λόγω της σύνθετης φύσης του συστήματος αγορών ηλεκτρικής ενέργειας που εφαρμόζει η Ευρωπαϊκή Ένωση, από 01.01.2024 θεσπίζονται νέα τιμολόγια ρεύματος τα οποία και θα προασπίζουν τη διευκόλυνση, την ενημέρωση και την προστασία του καταναλωτή. Τα νέα τιμολόγια ρεύματος, προάγουν τη διαφανή και απλοποιημένη πληροφόρηση, προς όφελος των καταναλωτών, για τις τιμές των παρόχων. Με τον τρόπο αυτό, κάθε καταναλωτής θα μπορεί με ακρίβεια πλέον να γνωρίζει το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που ο εκάστοτε πάροχος θα ανακοινώνει αλλά και σε ποιο είδος τιμολογίου βρίσκεται, καθώς για κάθε τύπο τιμολογίου εισάγεται χρωματική σήμανση. Πιο συγκεκριμένα, εφαρμόζονται τρία είδη τιμολογίων (σταθερά, κυμαινόμενα και δυναμικά) για τα οποία:

- **Σταθερά** είναι τα τιμολόγια ορισμένου χρόνου, με σταθερή τιμή χρέωσης για όλη την περίοδο της σύμβασης.
- **Κυμαινόμενα**, είναι τα τιμολόγια, τα οποία είναι συνδεδεμένα με την τιμή της χονδρεμπορικής στο χρηματιστήριο ενέργειας. Αυτά, διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες:
  - ο με καθορισμό τιμής εκ των προτέρων της περιόδου κατανάλωσης και
  - ο με καθορισμό τιμής εκ των υστέρων.
- **Δυναμικά**, τα οποία αφορούν στη δυνατότητα δυναμικής τιμολόγησης, με διαφορετικές τιμές -ακόμα και μέσα στη διάρκεια της ημέρας- με βάση τις τιμές της αγοράς. Προϋπόθεση για την επιλογή αυτών των τιμολογίων συνιστά η λειτουργία έξυπνου τηλεμετρούμενου μετρητή στην παροχή των καταναλωτών.

Για τη διευκόλυνση του καταναλωτή, τα τιμολόγια συνδέθηκαν με ένα χρώμα. Με το μπλε τα σταθερά, με το κίτρινο τα κυμαινόμενα και με το πορτοκαλί τα δυναμικά. Σε αυτά τα τιμολόγια προστίθεται και το ειδικό τιμολόγιο, πράσινου χρώματος, που το ειδικό χαρακτηριστικό του είναι πως η δομή του θα είναι απλή και κοινή, επιτρέποντας τη συγκρισιμότητα, για όλους τους παρόχους.

### 3.2.1. Πράσινο, Ειδικό Τιμολόγιο

Το πράσινο, ειδικό τιμολόγιο είναι ημικυμαινόμενο - ημισταθερό, δηλαδή η διαμόρφωση της τιμής χρέωσης της κιλοβατώρας έχει ένα κομμάτι σταθερής τιμολόγησης κι ένα κυμαινόμενης. Το ειδικό κοινό τιμολόγιο με πράσινη σήμανση παρέχει το πλεονέκτημα στους καταναλωτές να γνωρίζουν εκ των προτέρων, την 1η ημέρα του μήνα κατανάλωσης, την τιμή χρέωσης του μήνα η οποία θα είναι «κλειδωμένη» για όλη τη διάρκεια του μήνα. Ο καταναλωτής θα έχει τη δυνατότητα να αξιολογεί σε μηνιαία βάση τις χρεώσεις του τιμολογίου

του, και να τις συγκρίνει με ευχέρεια ιδίως με τα κοινά τιμολόγια που θα προσφέρονται στην αγορά. Η διαφάνεια και η ευκολία της σύγκρισης θα ενισχύεται από το γεγονός ότι η ΡΑΑΕΥ θα δημοσιεύει, μηνιαίως, στην ιστοσελίδα της, τις χρεώσεις προμήθειας, οι οποίες θα εφαρμόζονται στο ειδικό κοινό τιμολόγιο.

### 3.2.2. Μπλε, Σταθερό Τιμολόγιο

Το σταθερό τιμολόγιο, με μπλε σήμανση παρέχει στον καταναλωτή σταθερή τιμή προμήθειας (€/kWh) για όλη την περίοδο της σύμβασης. Αναφορικά με το μπλε τιμολόγιο, σημειώνεται πως είναι «το πιο ακριβό» γιατί κανένας πάροχος δεν θέλει να αναλάβει ένα απροσδόκητο ρίσκο με μία αύξηση της χονδρεμπορικής τιμής ρεύματος σε ένα μεγάλο χρονικό διάστημα 12 μηνών. Οπότε, το ρίσκο ενσωματώνεται στην τιμή χρέωσης του σταθερού τιμολογίου. Χαρακτηριστικό του συγκεκριμένου τιμολογίου είναι ότι σε αντίθεση τα υπόλοιπα, εάν κάποιος καταναλωτής αποφασίσει να μεταπηδήσει σε κάποιο άλλο τιμολόγιο, θα αναγκαστεί να πληρώσει ρήτρα αποχώρησης, το οποίο δεν συμβαίνει ούτε με το κίτρινο, ούτε με το πορτοκαλί, ούτε με το πράσινο. Η χρήση του ενδείκνυται για καταναλωτές που έχουν χαμηλές καταναλώσεις (εξοχική κατοικία) ή σταθερό μηνιαίο εισόδημα και δεν έχει διάθεση, ούτε την ικανότητα να κάνει διαδικτυακή έρευνα αγοράς ενεργειακών προϊόντων και τιμολογίων.

### 3.2.3. Κίτρινο, Κυμαινόμενο Τιμολόγιο

Το κίτρινο τιμολόγιο είναι εντελώς κυμαινόμενο και οι τιμές χρέωσης της κιλοβατώρας διαμορφώνονται με βάση τους δείκτες της χονδρεμπορικής αγοράς του ρεύματος. Δηλαδή αντιστοιχεί σε κυμαινόμενο και ο καταναλωτής είναι εκτεθειμένος στο 100% στη χρηματιστηριακή αγορά του ρεύματος. Δεν υπάρχουν ούτε ανώτατα, ούτε κατώτατα όρια και όλο το ρίσκο το παίρνει ο καταναλωτής και όχι ο πάροχος.

### 3.2.4. Πορτοκαλί, Δυναμικό Τιμολόγιο

Το πορτοκαλί τιμολόγιο είναι ένα κυμαινόμενο τιμολόγιο όπως το κίτρινο αλλά η χρέωση της κιλοβατώρας δεν γίνεται μήνα-μήνα αλλά ώρα-ώρα μέσα στο 24ωρο. Η αντιστοίχιση της ώρας της κιλοβατώρας ανά ώρα μέσα στο 24ωρο δεν είναι πρακτικά και τεχνικά δυνατό να επιτευχθεί με τους υφιστάμενους μετρητές, αφού απαιτείται η εγκατάσταση νέου έξυπνου μετρητή ενέργειας. Χαρακτηριστικό είναι ότι στην Ελλάδα βρίσκονται εγκατεστημένοι μόλις στο 2% των καταναλωτών με αποτέλεσμα το τιμολόγιο αυτό τουλάχιστον προς το παρόν να μην αφορά την πλειονότητα της κοινωνίας.

Γενικά, ο καταναλωτής έχει τη δυνατότητα οποτεδήποτε το επιθυμεί να επιλέξει οποιοδήποτε προσφερόμενο τιμολόγιο, υπογράφοντας νέα σύμβαση με τον πάροχο της επιλογής του. Μόνη εξαίρεση αποτελούν τα σταθερά τιμολόγια, που από τη φύση τους έχουν μακροχρόνιες συμβάσεις. Η αλλαγή παρόχου ή τιμολογίου προμήθειας, δηλαδή, γίνεται οποτεδήποτε και δεν συνεπάγεται δικαίωμα αποζημίωσης του παρόχου λόγω της πρόωρης αποχώρησης του πελάτη, εκτός των περιπτώσεων διακοπής σύμβασης τιμολογίου σταθερής τιμής. Σε αντίθεση με το ένα ειδικό (πράσινο) τιμολόγιο ανά πάροχο, στις υπόλοιπες κατηγορίες τιμολογίων, οι πάροχοι μπορούν να παρέχουν περισσότερα του ενός τιμολόγια σε κάθε κατηγορία, συνδεδεμένα, πολλές φορές, είτε με υπηρεσίες είτε και με άλλα προϊόντα είτε με συνδυασμό αυτών. Επιπλέον, το ύψος του παγίου μπορεί να διαφέρει, σημαντικά, ανά πάροχο, γεγονός που μειώνει το βαθμό συγκρισιμότητας των προσφερόμενων τιμών ενέργειας. Για τους λόγους αυτούς, η καθιέρωση του πράσινου τιμολογίου, καθιστά πιο άμεση, εύκολη και διαφανή τη σύγκριση των τιμολογίων των διαφορετικών παρόχων.

### 3.3. Λογαριασμός Ηλεκτρικού Ρεύματος

Καθώς η αγορά προμήθειας ηλεκτρικού ρεύματος έχει πλέον απελευθερωθεί, σύμφωνα με τις οδηγίες της ΕΕ, οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας οφείλουν στο λογαριασμό να δίνουν μια ακριβή ανάλυση των χρεώσεων της αξίας του ρεύματος που καλούνται να πληρώσουν οι πελάτες. Με αυτόν τον τρόπο υπάρχει πλήρης διαφάνεια για τον κάθε λογαριασμό ρεύματος και οι καταναλωτές μπορούν να γνωρίζουν την χρέωση που έχει ξεχωριστά κάθε δραστηριότητα που αφορά στο ηλεκτρικό ρεύμα.

Έτσι λοιπόν σε κάθε λογαριασμό ρεύματος θα παρατηρήσουμε πως υπάρχουν δύο είδη χρεώσεων για τους καταναλωτές: η χρέωση προμήθειας που έχει να κάνει με την προμήθεια του ρεύματος στον τελικό καταναλωτή και στις ρυθμιζόμενες χρεώσεις που σχετίζονται με τη διανομή και την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές. [8]

#### 3.3.1. Χρεώσεις Προμήθειας

Οι χρεώσεις προμήθειας ηλεκτρικού ρεύματος περιλαμβάνουν τον υπολογισμό της χρέωσης του ηλεκτρικού ρεύματος με βάση την ενέργεια που έχει καταναλωθεί και τον τιμοκατάλογο που ισχύει. Η χρέωση αυτή έχει να κάνει με το κόστος για την αγορά ρεύματος και όλες τις άλλες δαπάνες που έχει ο κάθε προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας για να προμηθεύσει οικονομικό ρεύμα στους πελάτες του. Έτσι, η χρέωση προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται βάση της ανταγωνιστικής χρέωσης τιμολογίου ρεύματος που είναι ενταγμένος ο καταναλωτής και του μέσου όρου της Τιμής Εκκαθάρισης Αγοράς Επόμενης Ημέρας (TEA) που ισχύει κατά τη χρονική στιγμή που γίνεται έλεγχος – μέτρηση. Μέσα σε

αυτές τις χρεώσεις περιλαμβάνεται και το πάγιο που καλούνται να πληρώσουν οι καταναλωτές στον κάθε πάροχο αλλά και μια σειρά από δαπάνες που έχει ο προμηθευτής ώστε το ρεύμα να φτάσει στο ακίνητό μας.

Οι χρεώσεις προμήθειας ηλεκτρικού ρεύματος έχουν να κάνουν αποκλειστικά με την εταιρεία προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας που θα επιλέξετε και είναι αυτές που ουσιαστικά καθορίζουν τις διαφορές στις τιμές μεταξύ των διαφόρων παρόχων.

### 3.3.2. Ρυθμιζόμενες & Λοιπές Χρεώσεις

Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις περιλαμβάνουν τη χρέωση για τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το σημείο του ακινήτου, η οποία εισπράττεται από τον διαχειριστή του δικτύου και αποδίδεται στον διαχειριστή του συστήματος με σκοπό η χρήση τους να είναι για τη συντήρηση, την επέκταση και τη σωστή λειτουργία του δικτύου διανομής και του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος. Οι καταναλωτές πρέπει να γνωρίζουν πως οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις είναι νόμιμες και προκύπτουν από τη νομοθεσία καθώς και τις αποφάσεις της ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) καθώς και Υπουργικές Αποφάσεις.

Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται για όλους τους καταναλωτές με τον ίδιο τρόπο, ανεξαρτήτως προμηθευτή και αφορούν την λειτουργία, τη συντήρηση και την ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς και του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και άλλων κοινωνικών πολιτικών. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις διακρίνονται στις παρακάτω κατηγορίες και το ποσό τους εξαρτάται από την ισχύ και την κατανάλωση που έχει σε ηλεκτρική ενέργεια η κάθε εγκατάσταση.

**Χρέωση Χρήσης Συστήματος (ΧΧΣ):** καλύπτει το κόστος λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεταφορά γίνεται σε υψηλή τάση μέσω των πυλώνων από τα εργοστάσια παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς υποβίβασης της υψηλής τάσης σε μέση τάση και υπεύθυνη αρχή είναι ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

**Χρέωση Χρήσης Δικτύου (ΧΧΔ):** καλύπτει το κόστος λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεταφορά γίνεται σε μέση και χαμηλή τάση. Υπεύθυνη αρχή είναι ο Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ).

**Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ):** Αφορούν την κάλυψη των χρεώσεων για να παρέχεται ηλεκτρική ενέργεια:

- στους κατοίκους των μη διασυνδεδεμένων νησιών στις ίδιες τιμές με αυτές των κατοίκων της ηπειρωτικής χώρας, παρά το γεγονός ότι το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά είναι κατά πολύ υψηλότερο,
- σε πολύτεχνες οικογένειες και σε ευάλωτους καταναλωτές που εντάσσονται στο Κοινωνικό Οικιακό Τιμολόγιο (μακροχρόνια άνεργοι, άτομα με ειδικές ανάγκες κ.λπ.) σε τιμές σημαντικά μειωμένες σε σχέση με τα εκάστοτε ισχύοντα τιμολόγια.

**Ενιαίο Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ):** καλύπτει τις αποζημιώσεις των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές (ΑΠΕ). Αποτελεί τη συνεισφορά όλων μας στη μείωση εκπομπών αερίων ρύπων.

**Ειδικός Φόρος Κατανάλωσης (ΕΦΚ):** Σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο, κάθε Προμηθευτής είναι υποχρεωμένος να συνεισπράττει με τους λογαριασμούς ρεύματος τον Ειδικό Φόρο Κατανάλωσης (ΕΦΚ) και να τον αποδίδει στο Ελληνικό δημόσιο. Ο ΕΦΚ χρεώνεται μόνο στους εκκαθαριστικούς λογαριασμούς, υπολογίζεται επί της πραγματικής κατανάλωσης και υπόκειται σε ΦΠΑ.

**Ειδικό Τέλος 5 %.** (ΔΕΤΕ): Η εκτιμώμενη μέση επιβάρυνση λόγω ΕΙΔ.ΤΕΛ 5% είναι της τάξης των 0,5 ευρώ ανά 1.000 kWh. Επισημαίνεται ότι η χρέωση για ΕΙΔ.ΤΕΛ 5% υπολογίζεται στους ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΤΙΚΟΥΣ λογαριασμούς επί της αξίας του καταναλισκόμενου ρεύματος προσαυξημένης με τη χρέωση του Ειδικού Φόρου Κατανάλωσης. Δεν υπόκειται σε χρέωση ΦΠΑ.

**Δημοτικά Τέλη (ΔΤ) – Δημοτικός Φόρος (ΔΦ) – Τέλος Ακίνητης Περιουσίας (ΤΑΠ):** Η χρέωση των Δημοτικών Τελών (Δ.Τ.) του Δημοτικού Φόρου (Δ.Φ.) και του Τέλους Ακίνητης Περιουσίας (ΤΑΠ) γίνεται σύμφωνα με τα τετραγωνικά μέτρα που αναφέρονται στο έγγραφο του αρμόδιου Δήμου, το οποίο προσκομίζεται από τον πελάτη κατά την αρχική ηλεκτροδότηση ή με μεταγενέστερο έγγραφο του αρμόδιου Δήμου προς το Διαχειριστή Δικτύου (ΔΕΔΔΗΕ).

Ο υπολογισμός τους γίνεται ως ακολούθως:

**α.** Για Δημοτικά Τέλη (ΔΤ):

(τ.μ. ακινήτου) \* (συντελεστή Δ.Τ) \* (ημέρες έκδοσης λογαριασμού) / 365 ημέρες

**β.** Για Δημοτικό Φόρο (ΔΦ):

(τ.μ. ακινήτου) \* (συντελεστή Δ.Φ.) \* (ημέρες έκδοσης λογαριασμού) / 365 ημέρες

**γ.** Για Τέλος Ακίνητης Περιουσίας (ΤΑΠ):

(τ.μ. ακινήτου) \* (τιμή ζώνης) \* (παλαιότητα) \* (συντ. ΤΑΠ) \* (ημέρες έκδοσης λογαριασμού) / 365 ημέρες

**Τέλος υπέρ ΕΡΤ:** Το ύψος του ανταποδοτικού τέλους ανέρχεται στο ποσό των 36€ το χρόνο ανά παροχή ηλεκτρικού ρεύματος και υπολογίζεται σε κάθε λογαριασμό των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας για τη χρονική περίοδο στην οποία αυτός αναφέρεται. Δεν υπόκειται σε χρέωση ΦΠΑ.

### 3.4.Χρέωση Ενεργειακού Συμψηφισμού

Η καταμέτρηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας του σταθμού παραγωγής, καθώς και της εισερχόμενης και εξερχόμενης από και προς το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται ταυτόχρονα από το ΔΕΔΔΗΕ βάσει του υφιστάμενου κύκλου καταμέτρησης που διέπει την εγκατάσταση κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού.

Ο προμηθευτής πραγματοποιεί τη διαδικασία του ενεργειακού συμψηφισμού στους εκκαθαριστικούς λογαριασμούς ρεύματος, με βάση τα στοιχεία καταμέτρησης του ΔΕΔΔΗΕ ανάλογα με τον κατά περίπτωση κύκλο καταμέτρησης. Στην περίπτωση που για οποιοδήποτε λόγο δεν καταστεί εφικτή η λήψη των ενδείξεων κατά την ημερομηνία της προγραμματισμένη καταμέτρησης, ο συμψηφισμός θα γίνεται αμέσως μόλις διενεργηθεί η επόμενη τακτική καταμέτρηση.

Έτος	Τετράμηνο	Ποσότητες ενέργειας (kWh)						
		Απορροφώμενη (Α)	Εγχεόμενη (Ε)	Συμψηφιζόμενη (N=A-E)	Χρεωστέα	Πιστούμενη διαφορά	Παραγόμενη (Π)	Κατανάλωση (Κ= Α+Π-Ε)
1 <sup>ο</sup>	A	1500	900	600	600	0	1500	2100
	B	700	1500	-800	0	800	2300	1500
	Γ	1000	800	200	0	600	1300	1500
2 <sup>ο</sup>	A	1200	1000	200	0	400	1400	1600
	B	800	1500	-700	0	1100	2400	1700
	Γ	1100	900	200	0	900	1300	1500
3 <sup>ο</sup>	A	1300	1000	300	0	600	1500	1800
	B	1000	1400	-400	0	1000	2500	2100
	Γ	1200	900	300	0	700	1400	1700
<b>ΤΡΙΕΤΙΑ</b>		<b>9800</b>	<b>9900</b>	<b>-100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15600</b>	<b>15500</b>

 Μετρούμενα μεγέθη

**Εικόνα 3.1:** Παράδειγμα Υπολογισμού Ενεργειακού Συμψηφισμού [15]

Ως χρεωστέα ενέργεια (για το “ανταγωνιστικό” σκέλος του τιμολογίου) λογίζεται η διαφορά ενέργειας Α (Απορροφώμενη) – Ε (Εγχεόμενη), εφόσον η διαφορά αυτή είναι θετική. Εάν η διαφορά ισούται με μηδέν δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια, ενώ εάν η διαφορά είναι



αρνητική επίσης δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια με την διαφορά αυτή να πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό ως πρόσθετη εξερχόμενη (εγγεόμενη) ενέργεια. Η εκκαθάριση του ενεργειακού συμψηφισμού γίνεται ανά τριετία. Κατά την τριετή εκκαθάριση τυχόν πλεόνασμα ενέργειας συμψηφίζεται με την χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Τυχόν παραμένον μετά τον τριετή αντιλογισμό πλεόνασμα δεν πιστώνεται στον επόμενο λογαριασμό. Η ακριβής τιμή συμψηφισμού εξαρτάται, εκτός από την κατηγορία τιμολογίου που υπάγεται κανείς, και από το προφίλ της κατανάλωσης. Ο παρακάτω πίνακας (**Εικόνα 3.1**) παρουσιάζει παράδειγμα υπολογισμού ενεργειακού συμψηφισμού.

Η τελική διαφορά των 100kWh από τον τριετή συμψηφισμό (αφού η συνολική ετήσια παραγωγή του σταθμού ήταν 15600 kWh και η συνολική πραγματική κατανάλωση 15500 kWh) δεν μεταφέρεται περαιτέρω και δεν αποζημιώνεται.

Στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται βάσει των μετρητικών δεδομένων κατά την αντίστοιχη περίοδο καταμέτρησης ως εξής:

- Οι χρεώσεις για τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) υπολογίζονται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό κατανάλωσης επί της κατανάλωσης της εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού για την αντίστοιχη περίοδο καταμέτρησης, ήτοι, επί του αθροίσματος της απορροφηθείσας από το Δίκτυο και της παραχθείσας από το φωτοβολταϊκό σταθμό ενέργειας, από το οποίο αφαιρείται η εγχυθείσα στο δίκτυο ενέργεια.
- Στην περίπτωση τιμολογίου με διαφορετικές χρονικές ζώνες χρέωσης, το σύνολο της παραχθείσας και εγχυθείσας ενέργειας θα χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των ΥΚΩ που αντιστοιχούν μόνο στην κατανάλωση της ζώνης κανονικής χρέωσης (ημερήσιας κατανάλωσης).
- Οι υπόλοιπες, πλην ΥΚΩ, ρυθμιζόμενες χρεώσεις (ΕΤΜΕΑΡ, Χρέωση Χρήσης Συστήματος, Χρέωση Χρήσης Δικτύου και λοιπές ρυθμιζόμενες χρεώσεις) υπολογίζονται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό κατανάλωσης επί της απορροφηθείσας από το Δίκτυο ενέργειας.

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

### 3.5. Χρέωση Εικονικού Ενεργειακού Συμψηφισμού

Στην περίπτωση του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται βάσει των μετρητικών δεδομένων κατά την αντίστοιχη περίοδο καταμέτρησης ως εξής:

- Για τις καταναλώσεις που υπεισέρχονται στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό και δεν συνδέονται ηλεκτρικά με την εγκατάσταση του Φ/Β σταθμού, οι χρεώσεις για τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), τη Χρέωση Χρήσης Συστήματος, τη Χρέωση Χρήσης Δικτύου και τις λοιπές ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό κατανάλωσης επί της απορροφηθείσας από το Δίκτυο ενέργειας.
- Για την κατανάλωση που υπεισέρχεται στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό και συνδέεται ηλεκτρικά με την εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού, καθώς επίσης και για την ιδιοκατανάλωση του σταθμού, εφαρμόζεται ίδια διαδικασία με αυτή που ισχύει για τον συνήθη ενεργειακό συμψηφισμό.

Η χρέωση για ΥΚΩ υπολογίζεται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό επί της συνολικής κατανάλωσης της εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού βάσει της καταναλισκόμενης ενέργειας, ήτοι «Απορροφηθείσα + Παραχθείσα – Εγχυθείσα» ενέργεια, επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση. Στην περίπτωση τιμολογίου με διαφορετικές χρονικές ζώνες χρέωσης, το σύνολο της παραχθείσας και εγχυθείσας ενέργειας θα χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των ΥΚΩ που αντιστοιχούν μόνο στην κατανάλωση της ζώνης κανονικής χρέωσης (ημερήσιας κατανάλωσης). Οι χρεώσεις ΕΤΜΕΑΡ, Χρήσης Συστήματος, Χρήσης Δικτύου και οι λοιπές ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό επί της απορροφηθείσας από το Δίκτυο ενέργειας, επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση.

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

## Κεφάλαιο 4: Κριτήρια Αξιολόγησης Επενδύσεων

### 4.1. Χρόνος Επανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period, PBP)

Ένα από τα πιο δημοφιλή κριτήρια αξιολόγησης είναι ο Χρόνος Επανάκτησης του Κεφαλαίου (PBP). Το κριτήριο αυτό υπολογίζει το χρονικό διάστημα που απαιτείται μέχρι το ύψος των συσσωρευμένων καθαρών χρηματικών εισροών, να γίνει ίσο με το ύψος της αρχικής επένδυσης. Αν το διάστημα αυτό είναι μικρότερο ή ίσο με μια προκαθορισμένη “τιμή-όριο” του επενδυτή, τότε η επένδυση γίνεται δεκτή, αλλιώς η επένδυση απορρίπτεται. Η τιμή-όριο εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, κυριότεροι από τους οποίους είναι:

- **Ο βαθμός επικινδυνότητας της επένδυσης.** Όσο πιο μεγάλος είναι ο κίνδυνος, τόσο πιο γρήγορα απαιτεί ο επενδυτής να επανακτήσει το κεφάλαιό του.
- **Η ύπαρξη άλλων ευκαιριών επενδύσεων με γνωστούς χρόνους αποπληρωμής.** Όταν υπάρχουν αρκετές ευκαιρίες επένδυσης με μικρούς χρόνους αποπληρωμής, είναι φυσικό ο επενδυτής να απαιτεί χρόνους, το πολύ ίσους με αυτούς που του προσφέρονται από εναλλακτικές τοποθετήσεις.
- **Το ύψος των επιτοκίων δανεισμού και του πληθωρισμού.** Σε εποχές υψηλού πληθωρισμού και επιτοκίων, οι επενδυτές αναζητούν επενδύσεις με γρήγορη επιστροφή των κεφαλαίων που επενδύουν. Επειδή το κριτήριο της επανάκτησης του κεφαλαίου δεν προεξοφλεί τις μελλοντικές ταμειακές ροές, αλλά απλά τις αθροίζει, η διαχρονική αξία του χρήματος εκφράζεται μόνο μέσω της απαίτησης κατά το δυνατόν μικρών χρόνων αποπληρωμής.

Για να υπολογίσουμε την περίοδο επανείσπραξης υπολογίζουμε τις αθροιστικές καθарές χρηματικές ροές με βάση τον ακόλουθο τύπο.

$$PBP = A + \frac{(B - C)}{D}$$

Όπου:

- A Το έτος που η αθροιστική απόδοση για πρώτη φορά καλύπτει την αρχική δαπάνη
- B Η δαπάνη επένδυσης σε απόλυτη τιμή
- C Η αθροιστική χρηματοροή εκείνη τη χρονιά
- D Η χρηματοροή την επόμενη χρονιά

## 4.2. Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value, NPV)

Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας, ή απλούστερα η Καθαρή Παρούσα Αξία (*KΠΑ* ή *NPV*) είναι σύμφωνο με τη θεωρία της λήψης των επενδυτικών αποφάσεων και υπολογίζει το απόλυτο μέγεθος του καθαρού οφέλους από την επένδυση. Η *KΠΑ* λαμβάνει υπόψη όλα τα μελλοντικά έσοδα και έξοδα της επένδυσης και έτσι αξιολογεί τη συνολική της επίπτωση στην επιχείρηση.

Για να γίνει δυνατή η άθροιση και σύγκριση των χρηματικών ποσών που αναφέρονται σε διαφορετικές χρονικές στιγμές, το κριτήριο της *KΠΑ* προεξοφλεί όλες τις μελλοντικές χρηματικές ροές που οφείλονται ή προκύπτουν από την επένδυση, και αθροίζει αλγεβρικά τις παρούσες αξίες τους. Αν η *KΠΑ* μιας επένδυσης είναι θετική, τότε η επένδυση κρίνεται θετικά, αλλιώς απορρίπτεται. Θετική *KΠΑ* σημαίνει ότι τα προεξοφλημένα οφέλη (έσοδα) είναι μεγαλύτερα από τις προεξοφλημένες δαπάνες (έξοδα) και επομένως η *KΠΑ* μετράει το ποσό κατά το οποίο τα μελλοντικά έσοδα υπερβαίνουν τις μελλοντικές δαπάνες.

Ο μαθηματικός τύπος της *KΠΑ* η οποία συνήθως συμβολίζεται με τα γράμματα *NPV*, (Net Present Value), είναι απλός και προκύπτει από τον ορισμό της:

$$NPV = -CF_0 + \frac{CF_1}{(1+d)} + \frac{CF_2}{(1+d)^2} + \frac{CF_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+d)^n} \Leftrightarrow$$

$$NPV = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+d)^t}$$

Όπου:

$CF_0$  Αρχική επένδυση (αρνητικός αριθμός). Υποτίθεται ότι καταβάλλεται στο τέλος της περιόδου μηδέν, δηλαδή αμέσως πριν αρχίσει να λειτουργεί η επένδυση.

$CF_t$  Διαφορά μεταξύ εσόδων κι εξόδων της περιόδου  $t$ .

$d$  Επιτόκιο προεξόφλησης περιόδου, ενιαίο για όλες τις περιόδους.

$n$  Συνολικός αριθμός περιόδων (ετών) της αξιολόγησης. Συνήθως, αλλά όχι απαραίτητα, ο αριθμός αυτός είναι ίσος με την οικονομική ζωή της επένδυσης.

Ο ανωτέρω τύπος υποθέτει ότι το κόστος της επένδυσης εκταμιεύεται ολόκληρο κατά την περίοδο μηδέν. Αυτό σπάνια αληθεύει, διότι οι δαπάνες για επενδύσεις είναι συνήθως ιδιαίτερα υψηλές και ο διακανονισμός τους σχεδόν πάντα στην πράξη, συμπεριλαμβάνει πληρωμές σε δόσεις, τουλάχιστον κατά τη διάρκεια κατασκευής και εγκατάστασης της επένδυσης. Ένας από τους τρόπους αντιμετώπισης του προβλήματος αυτού είναι το  $CF_0$  να εξισωθεί με την ισοδύναμη αξία όλων των δόσεων της επενδυτικής δαπάνης στο χρόνο μηδέν.

Η διαφορά μεταξύ εσόδων και εξόδων κατά την περίοδο  $t$ , (ή το αλγεβρικό άθροισμά τους αν τα έξοδα θεωρούνται ως αρνητικοί αριθμοί), παριστάνεται με  $CF_t$  (cash-flow της περιόδου  $t$ ), για κάθε μια περίοδο από 1 έως  $n$ . Η οικονομική ζωή της επένδυσης τελειώνει όταν η επένδυση απαξιωθεί τεχνολογικά ή η παραγωγικότητά της ελαττωθεί σε βαθμό που να μην είναι συμφέρουσα η συνέχιση της λειτουργίας. Αυτό πολλές φορές συμβαίνει αρκετά πριν από το τέλος της φυσικής ζωής της.

#### 4.3. Εσωτερικός Συντελεστής Αποδοτικότητας (Internal Rate of Return, IRR)

Ο Εσωτερικός Συντελεστής Αποδοτικότητας ή Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR) μιας επένδυσης είναι εκείνο το επιτόκιο προεξόφλησης που εξισώνει την Καθαρή Παρούσα Αξία της με μηδέν.

$$NPV = 0 \Leftrightarrow$$

$$-CF_0 + \frac{CF_1}{(1+d)} + \frac{CF_2}{(1+d)^2} + \frac{CF_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+d)^n} = 0$$

Η κάθε επενδυτική επιλογή θεωρείται βιώσιμη εάν ο Εσωτερικός Συντελεστής Αποδοτικότητας IRR είναι μεγαλύτερος από το τρέχον επιτόκιο της αγοράς. Επενδύσεις με Εσωτερικό Συντελεστή Αποδοτικότητας μεγαλύτερο από ένα επιτόκιο-όριο, (συνήθως το επιτόκιο της κεφαλαιαγοράς που εκφράζει το κόστος ευκαιρίας των κεφαλαίων), γίνονται αποδεκτές, ενώ εκείνες για τις οποίες ο Εσωτερικός Συντελεστής Αποδοτικότητας είναι μικρότερος, απορρίπτονται. Επίσης, όταν συγκρίνονται δύο επενδυτικά σχέδια, εκείνο με το μεγαλύτερο IRR είναι προτιμότερο.

Τα κριτήρια της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV) και του Εσωτερικού Συντελεστή Αποδοτικότητας (IRR), έχουν πολλές ομοιότητες αφού υπολογίζουν την οικονομικότητα των επενδυτικών σχεδίων με τον ίδιο μαθηματικό τύπο. Και τα δύο λαμβάνουν υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος, αλλά το πρώτο εκφράζεται σε απόλυτες τιμές, ενώ το δεύτερο σε ποσοστό “εσωτερικής” επιστροφής στο κεφάλαιο της επένδυσης.

#### 4.4. Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index, PI)

Μία εξίσου διαδεδομένη μέθοδος για την αξιολόγηση επενδύσεων από τις επιχειρήσεις είναι και αυτή που σχετίζεται με το Δείκτη Αποδοτικότητας της επένδυσης (Profitability Index). Ο δείκτης αυτός φανερώνει τη σχετική αποδοτικότητα ενός επενδυτικού προγράμματος ή με άλλα λόγια την καθαρή αξία που θα προκύψει ανά χρηματική μονάδα του επενδεδυμένου κεφαλαίου ή διαφορετικά, συγκρίνει την παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών με την αρχική

επένδυση σε μία σχετική βάση. Η εξίσωση από την οποία προκύπτει ο Δείκτης Αποδοτικότητας είναι η ακόλουθη:

$$PI = \frac{\frac{CF_1}{(1+d)} + \frac{CF_2}{(1+d)^2} + \frac{CF_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+d)^n}}{CF_0}$$

Συμπερασματικά:

- Αν  $[PI > 1]$ , η επένδυση κρίνεται επωφελής
- Αν  $[PI = 1]$ , η επένδυση χαρακτηρίζεται αδιάφορη
- Αν  $[PI < 1]$ , η επένδυση απορρίπτεται

#### 4.5. Ανάλυση Νεκρού Σημείου (Break Even Point, BEP)

Η ανάλυση του Νεκρού Σημείου είναι ένα σπουδαίο χρηματοοικονομικό μέσο και αποτελεί βασικά μια αναλυτική τεχνική για μελέτη, έρευνα και συμπεράσματα γύρω από τη σχέση των:

- Σταθερών Εξόδων,
- Μεταβλητών Εξόδων,
- Εισπράξεων και
- Κερδών

Την ανάλυση του «νεκρού σημείου» θα πρέπει να την θεωρήσουμε σαν οδηγό για τη λήψη ορθολογικών επιχειρηματικών αποφάσεων. Ο υπολογισμός του «νεκρού σημείου» δείχνει το ύψος πωλήσεων (κύκλου εργασιών), που πρέπει να πραγματοποιεί μια επιχείρηση, για να καλύπτονται τόσο οι σταθερές όσο και οι μεταβλητές δαπάνες της. Με άλλα λόγια, δείχνει μέχρι ποιου σημείου είναι δυνατός ο περιορισμός των πωλήσεων της επιχείρησης, χωρίς αυτή να παρουσιάζει κέρδος ή ζημιά. Κάθε επιχείρηση έχει το δικό της «νεκρό σημείο» και είναι εκείνο στο οποίο οι πωλήσεις της ισούνται με το συνολικό κόστος παραγωγής των προϊόντων της, οπότε το οικονομικό της αποτέλεσμα είναι μηδέν.

Οι συνιστώσες του Νεκρού Σημείου είναι οι Πωλήσεις, τα Έσοδα και τα Έξοδα. Τα έξοδα διακρίνονται σε σταθερά και μεταβλητά.

- **Σταθερά**, ονομάζονται τα έξοδα, τα οποία πραγματοποιούνται σε κάθε περίπτωση, άσχετα με το αν λειτουργεί ή όχι η επιχείρηση ή αλλιώς ανεξάρτητα από τον βαθμό απασχόλησης. Τέτοια έξοδα είναι: ενοίκια, μισθοί διοικητικού προσωπικού, αποσβέσεις, ασφάλιστρα, χρηματοοικονομικά έξοδα κ.α. Είναι φανερό ότι όσο αυξάνει ο αριθμός των παραγόμενων μονάδων προϊόντος τόσο τα σταθερά έξοδα κατά μονάδα ελαττώνονται.

- **Μεταβλητά**, ονομάζονται τα έξοδα, τα οποία είναι συνυφασμένα απόλυτα με τη λειτουργία της επιχείρησης και το ύψος της παραγωγικής δραστηριότητας. Τέτοια έξοδα είναι: Ηλεκτρικό Ρεύμα, αναλώσιμα, πρώτες ύλες, μισθοί εργαζομένων στα παραγωγικά τμήματα, κ.α. Όσο αυξάνει η παραγωγή αυξάνουν και τα μεταβλητά έξοδα. Διακρίνουμε το κατά μονάδα μεταβλητό κόστος  $V$  και το συνολικό μεταβλητό κόστος που είναι  $VC = V \cdot Q$

#### 4.5.1. Υπολογισμός Νεκρού Σημείου

Σύμφωνα με τη μέθοδο της μαθηματικής ισότητας η σχέση μεταξύ πωλήσεων - δαπανών - κερδών μιας επιχείρησης μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$K = \Pi - M - S \Leftrightarrow \Pi = S + M + K \quad (1)$$

Όπου:

- $\Pi$  Έσοδα από Πωλήσεις  
 $S$  Σταθερές Δαπάνες (ή Σταθερό Κόστος)  
 $M$  Μεταβλητές Δαπάνες (ή Μεταβλητό Κόστος)  
 $K$  Καθαρά Κέρδη

Επειδή στο ΝΣ η επιχείρηση δεν έχει κέρδος, δηλαδή  $K=0$ , η παραπάνω εξίσωση γίνεται:

$$\Pi = S + M \quad (2)$$

Και επειδή  $\Pi = P \times Q$  και  $M = V \times Q$  ο τύπος (1) γίνεται:

$$P \times Q = S + (V \times Q) \quad (3)$$

Όπου:

- $P$  Τιμή πώλησης ανά μονάδα προϊόντος (€/μονάδα προϊόντος)  
 $V$  Μεταβλητό Κόστος ανά Μονάδα Προϊόντος (€/μονάδα προϊόντος)

Εάν λύσουμε τον τύπο (3) ως προς  $Q$  θα έχουμε:

$$P \times Q - (V \times Q) = S \Leftrightarrow Q \times (P - V) = S$$

$$Q_{BEP} = \frac{S}{(P - V)} \quad (4)$$

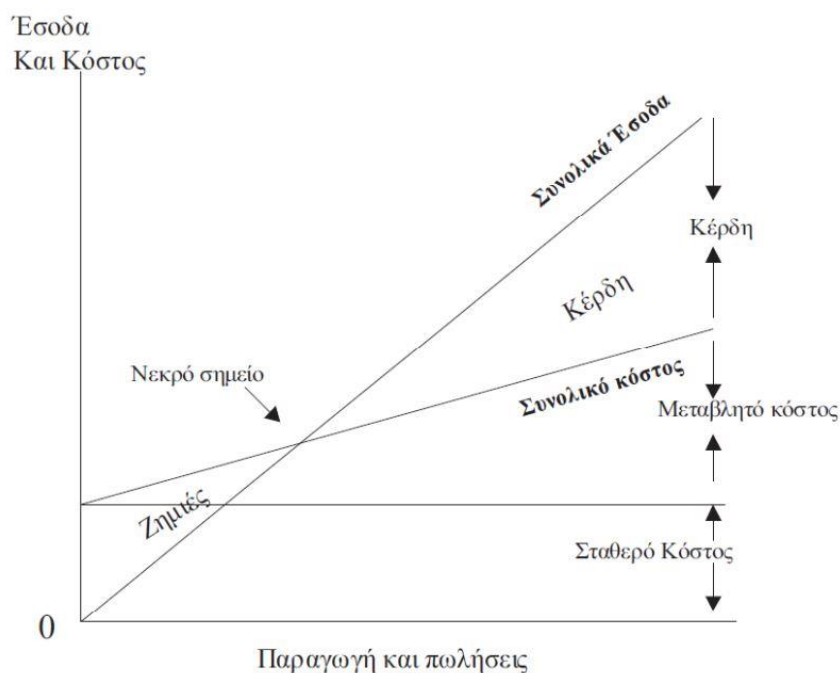
Ενώ ως προς  $P$  η σχέση (3) γίνεται:

$$P_{BEP} = \frac{S + (V \times Q)}{Q} \quad (5)$$

Το  $(P - V)$  δίνει τις Σταθερές Δαπάνες ανά μονάδα προϊόντος, αν κατά την πώληση μίας μονάδας προϊόντος αφαιρεθεί (από την τιμή) το μεταβλητό κόστος.

#### 4.5.2. Διαγραμματική Απεικόνιση Νεκρού Σημείου

Ο οριζόντιος άξονας του διαγράμματος μετρά μονάδες παραγωγής, ενώ ο κάθετος μετρά τα έξοδα ή το κόστος. Το σταθερό κόστος αντιπροσωπεύεται από την οριζόντια γραμμή και το κόστος αυτό παραμένει σταθερό ανεξάρτητα από τον αριθμό των παραγόμενων μονάδων. Το μεταβλητό κόστος αντιπροσωπεύεται από τη γραμμή του συνολικού κόστους.



**Εικόνα 4.1:** Διαγραμματική Απεικόνιση Νεκρού Σημείου

Από το παραπάνω σχεδιάγραμμα του «Νεκρού Σημείου» (Εικόνα 4.1) παρατηρούμε τα εξής:

- Η επιχείρηση υφίσταται ζημιές μέχρι του σημείου που τέμνονται η γραμμή των συνολικών εσόδων με τη γραμμή του συνολικού κόστους, δηλαδή μέχρι το «νεκρό σημείο».
- Μετά το «νεκρό σημείο» η επιχείρηση αρχίζει να πραγματοποιεί κέρδη, διότι μετά το σημείο αυτό τα συνολικά έσοδα της επιχείρησης καλύπτουν τόσο το σταθερό κόστος όσο και το μεταβλητό κόστος και αφήνει επιπλέον ένα περίσσευμα «κέρδος».

Το κέρδος στο παραπάνω σχεδιάγραμμα προσδιορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της γραμμής των συνολικών εσόδων και της γραμμής του συνολικού κόστους.



## Κεφάλαιο 5: Ανάλυση Εργαλείου Συγκριτικής Αξιολόγησης Επένδυσης

### 5.1.Γενικά

Στο παρόν κεφάλαιο της διπλωματικής εργασίας αναλύεται το εργαλείο συγκριτικής αξιολόγησης σχεδίου επένδυσης για την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος προς εκμετάλλευση ενός οικιακού καταναλωτή. Βάσει αυτού ένα νοικοκυριό ή κάθε άλλος ενδιαφερόμενος θα έχει την δυνατότητα με εύκολο τρόπο, να ενημερωθεί και να συγκρίνει τις διαθέσιμες λύσεις, που προσφέρει το ισχύον θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα, για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στον οικιακό τομέα. Ο χρήστης του εργαλείου εισάγει δεδομένα και ρυθμίζει παραμέτρους, με τα αποτελέσματα της ανάλυσης να είναι προσωποποιημένα στις ανάγκες του συγκεκριμένου νοικοκυριού λαμβάνοντας προσωποποιημένη συμβουλευτική λήψη απόφασης για τη σχετική επένδυση.

Ειδικότερα υλοποιούνται πέντε (5) διαφορετικά σενάρια εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων από οικιακό καταναλωτή ως ακολούθως:

- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering)
- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας
- Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)
- Ενεργειακή Κοινότητα
- Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας

εξετάζοντας ταυτόχρονα τον παράγοντα κινδύνου μιας τέτοιας επένδυσης μέσα από τους δείκτες της καθαρής παρούσας αξίας, του δείκτη αποδοτικότητας, του εσωτερικού βαθμού απόδοσης του χρόνου αποπληρωμής και του νεκρού σημείου.

### 5.2.Δεδομένα Εισόδου Εφαρμογής

Στην αρχική καρτέλα εισαγωγής στοιχείων, ο χρήστης της εφαρμογής «PV ENERGY TOOL», έχει την δυνατότητα να εισάγει δεδομένα στο σύστημα όπως φαίνεται στην **Εικόνα**

**5.1** που ακολουθεί. Οι βασικές παράμετροι εισόδου εκτός των άλλων αφορούν:

- Τον Αριθμό Μετρητή Παροχής
- Την Συμφωνημένη Ισχύς Παροχής
- Την Ετήσια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (σε kWh)
- Τα Γεωγραφικά Δεδομένα (Περιφέρεια Ελλάδος) στην οποία προβλέπεται και η εγκατάσταση του Φ/Β συστήματος
- Την Τιμή Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€ ανά kWh)
- Το Μηνιαίο Πάγιο Λογαριασμού Ρεύματος (σε €)

- Την Τιμή Κρατικής Επιδότησης (€ ανά kWh)
- Τα Ετήσια Δημοτικά Τέλη (σε €)
- Τον Ετήσιο Δημοτικό Φόρο (σε €)
- Το Ετήσιο Τέλος Ακίνητης Περιουσίας (σε €)

Την συμφωνημένη ισχύ παροχής του ακινήτου καθώς και τα γεωγραφικά δεδομένα, ο χρήστης τα εισάγει από λίστα στοιχείων με όλες τις πιθανές αποδεκτές τιμές. Όσον αφορά την πρώτη, αυτή περιλαμβάνει όλες τις πιθανές περιπτώσεις παροχής χαμηλής τάσης του ΔΕΔΔΗΕ τόσο για μονοφασική όσο και για τριφασική παροχή, ενώ για τα γεωγραφικά δεδομένα ο χρήστης επιλέγει μία από τις 13 περιφέρειες της Ελλάδας στην οποία και προβλέπεται η εγκατάσταση του Φ/Β συστήματος.



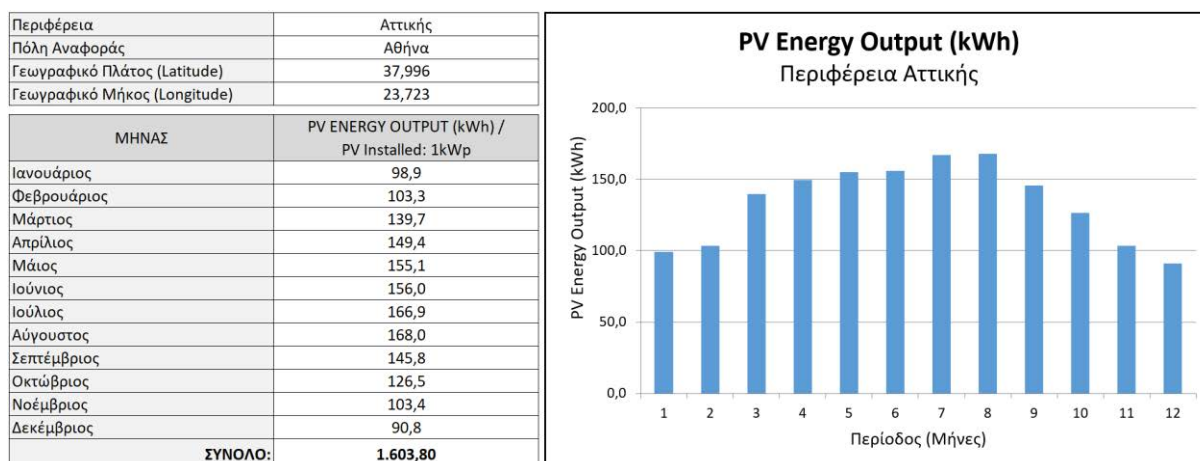
Αριθμός Μετρητή Παροχής	
Συμφωνημένη Ισχύς Παροχής	1. Τριφασική - 15 kVA
Ετήσια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	5.500
Γεωγραφικά Δεδομένα	Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας
Τιμή Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€/kWh)	0,16 €
Μηνιαίο Πάγιο Λογαριασμού Ρεύματος (€)	5,00 €
Τιμή Κρατικής Επιδότησης (€/kWh)	0,010 €
Ετήσια Δημοτικά Τέλη (€)	180,00 €
Ετήσιος Δημοτικός Φόρος (€)	23,00 €
Ετήσια Τέλη Ακίνητης Περιουσίας (€)	20,00 €

**Εικόνα 5.1:** Γενικά Δεδομένα Εισόδου Εφαρμογής

Μέσω του εργαλείου JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [12] της Ευρωπαϊκής Ένωσης δημιουργείται βάση δεδομένων με στοιχεία της παραγόμενης ποσότητας ενέργειας εγκατεστημένης ισχύος 1 kWp σε φωτοβολταϊκό σύστημα σταθερής έδρασης για κάθε μία από τις 13 περιφέρειες της Ελλάδος σε μηνιαία βάση. Θεωρήθηκε για κάθε μία από αυτές, πόλη αναφοράς, με βασικό κριτήριο την ισοσταθμισμένη απόσταση μεταξύ των γεωγραφικών ορίων αυτής πλησίον αυτής.

Ακολούθως (**Εικόνα 5.2**) παρουσιάζεται στιγμιότυπο της βάσης δεδομένων για την περιφέρεια Αττικής με πόλη αναφοράς την Αθήνα και γεωγραφικό πλάτος και μήκος 37,996 και 23,723 αντίστοιχα. Στο Παράρτημα της παρούσας εργασίας, παρατίθενται οι μετρήσεις οι οποίες έχουν εξαχθεί από το εργαλείο PVGIS και περιλαμβάνονται στην βάση δεδομένων του υπολογιστικού εργαλείου «PV ENERGY TOOL».

Για τις ανάγκες της εργασίας επιλέχθηκε φωτοβολταϊκή τεχνολογία κρυσταλλικού πυριτίου (Crystalline silicon) καθώς αποτελεί την πιο ευρέως χρησιμοποιούμενη φωτοβολταϊκή τεχνολογία. Τα φωτοβολταϊκά κρυσταλλικού πυριτίου είναι μονάδες που κατασκευάζονται με τη χρήση ηλιακών κυψελών κρυσταλλικού πυριτίου (c-Si) και διαχωρίζονται σε μονοκρυσταλλικού πυριτίου (mono-Si), πολυκρυσταλλικού πυριτίου και άμορφου πυριτίου (a-Si). Τέλος ορίστηκαν 35° γωνία κλίσης και ποσοστό 14% απώλεια συστήματος.



**Εικόνα 5.2:** Στιγμιότυπο της Βάσης Δεδομένων για την Περιφέρεια Αττικής Παραγόμενης Ενέργειας Φ/Β Συστήματος Εγκατεστημένης Ισχύος 1kWp ανά μήνα

Για πληροφοριακούς λόγους, σημειώνεται ότι η συνήθης παραγωγή των φωτοβολταϊκών συστημάτων σταθερών βάσεων κυμαίνεται μεταξύ 1.300-1.650 kWh/kWp/έτος, ανάλογα με τις γεωγραφικές συντεταγμένες, την κλίση και τον προσανατολισμό της εγκατάστασης, με μεσοσταθμική τιμή περί τις 1.350-1.550 kWh/kWp/έτος. [15]

### 5.3. Υπολογισμός Ετήσιου Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος

Η εφαρμογή «PV ENERGY TOOL», βάσει των στοιχείων εισαγωγής, υπολογίζει τον ετήσιο λογαριασμό ηλεκτρικού ρεύματος του χρήστη της εφαρμογής για τον οποίο αναλύονται οι ακόλουθες χρεώσεις:

- Χρεώσεις Προμήθειας
- Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις
- Λοιπές Χρεώσεις

οι οποίες περιλαμβάνονται σε κάθε οικιακό λογαριασμό ηλεκτρικού ρεύματος είτε αυτός αφορά λογαριασμό έναντι είτε εκκαθαριστικό.

### 5.3.1. Χρεώσεις Προμήθειας

Οι χρεώσεις προμήθειας (ανταγωνιστικό σκέλος) στον λογαριασμό ηλεκτρικού ρεύματος υπολογίζονται ως το άθροισμα της πάγιας χρέωσης και της χρέωσης καταναλισκόμενης ενέργειας. Στις χρεώσεις προμήθειας ενδέχεται να υπάρχει από πλευράς του κράτους επιδότηση, συνήθως στις περιπτώσεις όπου η τιμή της καταναλισκόμενης ενέργειας από τους παρόχους ενέργειας είναι ιδιαίτερα αυξημένη. Έτσι λοιπόν οι χρεώσεις προμήθειας υπολογίζονται βάσει του ακόλουθου τύπου:

$$ΧΠ = ΠΧ + ΧΚΕ - ΚρΕ$$

Όπου:

ΧΠ	Χρεώσεις Προμήθειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος (€)
ΠΧ	Πάγια Χρέωση (€), στην περίπτωση που υφίσταται
ΧΚΕ	Χρέωση Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€)
ΚρΕ	Κρατική Επιδότηση (€), στην περίπτωση που υφίσταται

Η τιμή της **κρατικής επιδότησης** (€/kWh) εισάγεται όπως ήδη έχει αναφερθεί από τον χρήστη του εργαλείου και υπολογίζεται ανά μήνα με βάση την επιμερισμένη επίσης ανά μήνα κατανάλωση ενέργειας (kWh), σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο όπως φαίνεται και στην

#### Εικόνα 5.3.

Τιμή Κρατικής Επιδότησης ανά μήνα (€ ανά kWh)			0,010 €
ΚΡΑΤΙΚΗ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ			
ΜΗΝΑΣ	ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΜΗΝΑ (kWh)	ΤΙΜΗ ΚΡΑΤΙΚΗΣ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ (€/kWh)	ΣΥΝΟΛΟ (€)
Ιανουάριος	467,12	0,010 €	4,67 €
Φεβρουάριος	421,92	0,010 €	4,22 €
Μάρτιος	467,12	0,010 €	4,67 €
Απρίλιος	452,05	0,010 €	4,52 €
Μάιος	467,12	0,010 €	4,67 €
Ιούνιος	452,05	0,010 €	4,52 €
Ιούλιος	467,12	0,010 €	4,67 €
Αύγουστος	467,12	0,010 €	4,67 €
Σεπτέμβριος	452,05	0,010 €	4,52 €
Οκτώβριος	467,12	0,010 €	4,67 €
Νοέμβριος	452,05	0,010 €	4,52 €
Δεκέμβριος	467,12	0,010 €	4,67 €
= Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh) * Τιμή Κρατικής Επιδότησης (€/kWh)			
<b>ΣΥΝΟΛΟ ΚΡΑΤΙΚΗΣ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ (€) :</b>			<b>55,00 €</b>

**Εικόνα 5.3:** Υπολογισμός Ετήσιας Κρατικής Επιδότησης Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος

$$K\rho E = KE (kWh) * TK\rho E (\text{€/kWh})$$

Όπου:

KρE Κρατική Επιδότηση Ηλεκτρικού Ρεύματος (€)

KE Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης

TKρE Τιμή Κρατικής Επιδότησης (€/kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης

Ο επιμερισμός της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται με βάση το σύνολο των ημερών του μήνα προς το σύνολο των ημερών του έτους. Αλλά να σημειωθεί ότι το έτος αναφοράς σύμφωνα με το οποίο έγιναν οι υπολογισμοί είναι το 2023.

Η πάγια χρέωση ανά μήνα ορίζεται από τον πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας και εισάγεται στο εργαλείο από το χρήστη. Παρόλα αυτά η πάγια χρέωση αυτή, αναφέρεται σε τριάντα (30) ημερολογιακές ημέρες και για τον λόγο αυτό διαφέρει από μήνα σε μήνα όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 5.4**.

ΠΑΓΙΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ (ΑΝΑ ΜΗΝΑ)				
ΜΗΝΑΣ	ΠΑΓΙΑ ΧΡΕΩΣΗ (€)	ΗΜΕΡΕΣ (ΑΝΑ ΜΗΝΑ)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ (€)
Ιανουάριος	5,00	31	30	5,17
Φεβρουάριος	5,00	28	30	4,67
Μάρτιος	5,00	31	30	5,17
Απρίλιος	5,00	30	30	5,00
Μάρτιος	5,00	31	30	5,17
Ιούνιος	5,00	30	30	5,00
Ιούλιος	5,00	31	30	5,17
Αύγουστος	5,00	31	30	5,17
Σεπτέμβριος	5,00	30	30	5,00
Οκτώβριος	5,00	31	30	5,17
Νοέμβριος	5,00	30	30	5,00
Δεκέμβριος	5,00	31	30	5,17
= Πάγια Χρέωση (€) * Ημέρες (ανά μήνα) * Συντελεστή Ημερών				
<b>ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΓΙΑΣ ΧΡΕΩΣΗΣ (€) :</b>				<b>60,83 €</b>

**Εικόνα 5.4:** Υπολογισμός Ετήσιας Πάγιας Χρέωσης Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος

Η χρέωση καταναλισκόμενης ενέργειας υπολογίζεται και αυτή με την σειρά της ανά μήνα όπως φαίνεται στην **Εικόνα 5.5**, και περιγράφεται με τον ακόλουθο τύπο:

$$XKE = KE (kWh) * TKE (\text{€/kWh})$$

Όπου:

XKE Χρέωση Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€)

KE Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης

TKE Τιμή Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€/kWh)

Τιμή Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€ ανά kWh)			0,160 €
ΧΡΕΩΣΗ ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΑΝΑ ΜΗΝΑ)			
ΜΗΝΑΣ	ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΜΗΝΑ (kWh)	ΤΙΜΗ ΧΡΕΩΣΗΣ (€/kWh)	ΣΥΝΟΛΟ (€)
Ιανουάριος	467,12	0,160 €	74,74 €
Φεβρουάριος	421,92	0,160 €	67,51 €
Μάρτιος	467,12	0,160 €	74,74 €
Απρίλιος	452,05	0,160 €	72,33 €
Μάρτιος	467,12	0,160 €	74,74 €
Ιούνιος	452,05	0,160 €	72,33 €
Ιούλιος	467,12	0,160 €	74,74 €
Αύγουστος	467,12	0,160 €	74,74 €
Σεπτέμβριος	452,05	0,160 €	72,33 €
Οκτώβριος	467,12	0,160 €	74,74 €
Νοέμβριος	452,05	0,160 €	72,33 €
Δεκέμβριος	467,12	0,160 €	74,74 €
= Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh) * Τιμή Χρέωσης (€/kWh)			
<b>ΣΥΝΟΛΟ ΧΡΕΩΣΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (€) :</b>			<b>880,00 €</b>
<b>ΣΥΝΟΛΟ ΧΡΕΩΣΕΩΝ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€) :</b>			<b>885,83 €</b>

**Εικόνα 5.5:** Υπολογισμός Ετήσιας Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος

### 5.3.2. Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις

Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις στον λογαριασμό ηλεκτρικού ρεύματος υπολογίζονται ως το άθροισμα των ακόλουθων παραμέτρων:

- Χρέωση Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ
- Χρέωση Συστήματος Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΔΕΔΔΗΕ
- Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ)
- Ειδικό Τέλος Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ)

Οι χρεώσεις αυτές δεν ανήκουν στο ανταγωνιστικό σκέλος του τιμολογίου ενέργειας και εξαρτώνται αποκλειστικά από την καταναλισκόμενη ενέργεια και από την ισχύ παροχής, στοιχεία τα οποία έχει εισάγει ο χρήστης και εμφανίζονται αναλυτικά στην **Εικόνα 5.6**. Έτσι λοιπόν οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται βάσει του ακόλουθου τύπου:

$$PX = XSMHE + XSDHE + XYKΩ + XETMEAP$$

Όπου:

PX	Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος (€)
XSMHE	Χρέωση Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ (€)
XSDHE	Χρέωση Συστήματος Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΔΕΔΔΗΕ
XYKΩ	Χρέωση Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ)
XETMAEP	Χρέωση Ειδικού Τέλους Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ)

<b>ΑΔΜΗΕ: Σύστημα Μεταφοράς Η/Ε</b>			
ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh)	ΧΡΕΩΣΗ (€/kWh)	ΣΥΝΟΛΟ (€)	
5.500,00	0,00844 €	46,42 €	
= Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh) * Χρέωση (€/kWh)			
<b>ΔΕΔΔΗΕ: Δίκτυο Διανομής Η/Ε</b>			
ΙΣΧΥΣ ΠΑΡΟΧΗΣ (kVA)	ΑΝΑΛΟΓΙΑ	ΧΡΕΩΣΗ (€/kVA)	ΣΥΝΟΛΟ (€)
15	1	4,43400 €	66,51 €
= Ισχύς Παροχής (kVA) * Αναλογία * Χρέωση (€/kWh)			
ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh)	ΧΡΕΩΣΗ (€/kWh)	ΣΥΝΟΛΟ (€)	
5.500,00	0,01415 €	77,83 €	
= Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh) * Χρέωση (€/kWh)			
<b>ΥΚΩ: Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας</b>			
ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh)	ΧΡΕΩΣΗ (€/kWh)	ΣΥΝΟΛΟ (€)	
4.800,00	0,00690 €	33,12 €	
700,00	0,05000 €	35,00 €	
0,00	0,08500 €	0,00 €	
= Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh) * Χρέωση (€/kWh)			
<b>ΕΤΜΕΑΡ</b>			
ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh)	ΧΡΕΩΣΗ (€/kWh)	ΣΥΝΟΛΟ (€)	
5.500,00	0,01700 €	93,50 €	
= Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh) * Χρέωση (€/kWh)			
<b>ΣΥΝΟΛΟ ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΩΝ ΧΡΕΩΣΕΩΝ (€) :</b>		<b>352,38 €</b>	

**Εικόνα 5.6:** Υπολογισμός Ετήσιων Ρυθμιζόμενων Χρεώσεων Ενέργειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος

Όσον αφορά την χρέωση του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας του ΑΔΜΗΕ, αυτή εξαρτάται αποκλειστικά από την καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh) και υπολογίζεται βάσει του ακόλουθου τύπου:

$$\text{ΧΣΜΗΕ} = \text{ΚΕ (kWh)} * \text{ΣΧΣΜΗΕ (€/kWh)}$$

Όπου:

- ΧΣΜΗΕ Χρέωση Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ (€)  
 ΚΕ Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης  
 ΣΧΣΜΗΕ Συντελεστής Χρέωσης ΣΜΗΕ του ΑΔΜΗΕ (€/kWh)

Αντίστοιχα η χρέωση του συστήματος δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας του ΔΕΔΔΗΕ διαχωρίζεται στις χρεώσεις ισχύος και στις χρεώσεις ενέργειας και υπολογίζεται βάση του αθροίσματος των δύο αυτών παραμέτρων ως ακολούθως:

$$\text{ΧΣΔΗΕ} = \text{ΧΙΔΔ} + \text{ΧΕΔΔ}$$

Όπου:

- ΧΣΔΗΕ Χρέωση Συστήματος Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΔΕΔΔΗΕ  
 ΧΙΔΔ Χρέωση Ισχύος Δικτύου Διανομής  
 ΧΕΔΔ Χρέωση Ενέργειας Δικτύου Διανομής

Αναλυτικότερα για τις παραπάνω χρεώσεις:

$$ΧΙΔΔ = ΙΠ (kVA) * ΣΧΙΔΔ (€/kVA)$$

Όπου:

ΧΙΔΔ	Χρέωση Ισχύος Δικτύου Διανομής
ΙΠ	Ισχύς Παροχής (kVA), την οποία και εισάγει ο χρήστης
ΣΧΙΔΔ	Συντελεστής Χρέωσης Ισχύος Συστήματος Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΔΕΔΔΗΕ (€/ kVA)

$$ΧΕΔΔ = ΚΕ (kWh) * ΣΧΕΔΔ (€/kWh)$$

Όπου:

ΧΕΔΔ	Χρέωση Ενέργειας Δικτύου Διανομής
ΚΕ	Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης
ΣΧΕΔΔ	Συντελεστής Χρέωσης Ενέργειας Συστήματος Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΔΕΔΔΗΕ (€/kWh)

Για τις χρεώσεις ΥΚΩ υπάρχει διαβάθμιση του συντελεστή χρέωσης ανάλογα με το ύψος της καταναλισκόμενης ενέργειας αλλά και με την ζώνη χρέωσης όπως φαίνεται στην **Εικόνα 5.7** στην οποία παρουσιάζονται και συγκεντρωτικά όλοι οι συντελεστές χρέωσης των ρυθμιζόμενων χρεώσεων ενέργειας στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος. Ο υπολογισμός της χρέωσης Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας παρουσιάζεται ακολούθως:

$$ΧΥΚΩ = ΚΕ (kWh) * ΣΧΥΚΩ (€/kWh)$$

Όπου:

ΧΥΚΩ	Χρέωση Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ)
ΚΕ	Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης
ΣΧΥΚΩ	Συντελεστής Χρέωσης ΥΚΩ (€/kWh)

Τέλος με αντίστοιχο τρόπο γίνεται και ο υπολογισμός της χρέωσης του ειδικού τέλους εκπομπών αερίων ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ):

$$ΧΕΤΜΕΑΡ = ΚΕ (kWh) * ΣΧΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)$$

Όπου:

ΧΕΤΜΑΕΡ	Χρέωση Ειδικού Τέλους Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ)
ΚΕ	Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης
ΣΧΕΤΜΕΑΡ	Συντελεστής Χρέωσης ΕΤΜΕΑΡ (€)



Ετήσια Κατανάλωση Ενέργειας (kWh)	Χρέωση Σύστημα Μεταφοράς ΑΔΜΗΕ (€/kWh)	Χρεώσεις Συστήματος Διανομής ΔΕΔΔΗΕ		Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) (€/kWh)	Ειδικό Τέλος Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ) (€/kWh)
		Χρέωση Ισχύος (€/kVA)	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)		
Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Ημέρας					
0 - 4800	0,00844	4,434	0,01415	0,00690	0,01700
4801 - 6000	0,00844	4,434	0,01415	0,05000	0,01700
> 6000	0,00844	4,434	0,01415	0,08500	0,01700
Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Νύχτας					
0 - 4800	0,00844	4,434	0,01415	0,00690	0,01700
4801 - 6000	0,00844	4,434	0,01415	0,01500	0,01700
> 6000	0,00844	4,434	0,01415	0,03000	0,01700

**Εικόνα 5.7:** Πίνακας Συντελεστών Χρέωσης Ρυθμιζόμενων Χρεώσεων Ενέργειας  
Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος

### 5.3.3. Λοιπές Χρεώσεις

Οι λοιπές χρεώσεις στον λογαριασμό ηλεκτρικού ρεύματος υπολογίζονται ως το άθροισμα των ακόλουθων παραμέτρων (**Εικόνα 5.8**):

- Ειδικός Φόρος Κατανάλωσης (ΕΦΚ) βάση του Ν.3336/05
- Ειδικό Τέλος 5<sup>00</sup> βάσει του Ν.2093/92
- ΦΠΑ Ρεύματος
- Δημοτικά Τέλη
- Δημοτικός Φόρος
- Τέλος Ακίνητης Περιουσίας (ΤΑΠ)
- Χρεώσεις ΕΡΤ

Όσον αφορά τον Ειδικό Φόρο Κατανάλωσης (ΕΦΚ), όπως ισχύει βάσει του νόμου 336/05, αυτός εξαρτάται από την καταναλισκόμενη από το δίκτυο ενέργεια και υπολογίζεται βάσει του ακόλουθου τύπου:

$$ΧΕΦΚ = ΚΕ (kWh) * ΣΧΕΦΚ (€/kWh)$$

Όπου:

ΧΕΦΚ Χρέωση Ειδικού Φόρου Κατανάλωσης (ΕΦΚ)

ΚΕ Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh), την οποία και εισάγει ο χρήστης

ΣΧΕΦΚ Συντελεστής Χρέωσης ΕΦΚ (€), ο οποίος βάσει του Ν.3336/05 ορίζεται στα 0,0022 λεπτά του ευρώ

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ  
ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ

<b>ΕΦΚ (N.3336/05)</b>				
ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh)		ΧΡΕΩΣΗ (€/kWh)		ΣΥΝΟΛΟ (€)
5.500,00		0,002200 €		12,10 €
= Καταναλισκόμενη Ενέργεια (kWh) * Χρέωση (€/kWh)				
<b>Ειδικό Τέλος 50/00 N.2093/92</b>				
ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ (€)	ΕΤΜΕΑΡ	ΕΦΚ	ΣΥΝΟΛΟ (€)
885,83 €	559,26 €	93,50 €	12,10 €	6,82 €
= Χρέωση Προμήθειας (€) + Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις (€) - ΕΤΜΕΑΡ (€) + ΕΦΚ (€)				
<b>ΣΥΝΟΛΟ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΧΡΕΩΣΕΩΝ (€) :</b>				<b>18,92 €</b>
<b>ΦΠΑ Ρεύματος</b>				
ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ (€)	ΕΦΚ	Συντελεστής ΦΠΑ	ΣΥΝΟΛΟ (€)
885,83 €	559,26 €	12,10 €	6,00%	<b>87,43 €</b>
= ( Χρέωση Προμήθειας (€) + Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις (€) + ΕΦΚ (€) ) * 6%				
<b>Δημοτικά Τέλη</b>				<b>180,00 €</b>
<b>Δημοτικός Φόρος</b>				<b>23,00 €</b>
<b>ΤΑΠ</b>				<b>20,00 €</b>
<b>ΔΤ / ΔΦ / ΤΑΠ</b>				
ΔΤ	ΔΦ	ΤΑΠ	ΑΝΑΛΟΓΙΑ	ΣΥΝΟΛΟ (€)
180,00 €	23,00 €	20,00 €	1	<b>223,00 €</b>
= ( ΔΤ (€) + ΔΦ (€) + ΤΑΠ (€) ) * Αναλογία				
<b>ΧΡΕΩΣΗ ΕΡΤ</b>				
ΕΤΗΣΙΑ ΧΡΕΩΣΗ ΕΡΤ (€)	ΑΝΑΛΟΓΙΑ			ΣΥΝΟΛΟ (€)
36,00 €	1			<b>36,00 €</b>
= Ετήσια Χρέωση ΕΡΤ (€) * Αναλογία				
<b>ΣΥΝΟΛΟ ΛΟΙΠΩΝ ΧΡΕΩΣΕΩΝ (€) :</b>				<b>365,35 €</b>

**Εικόνα 5.8:** Υπολογισμός Ετήσιων Λοιπών Χρεώσεων Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος

Το Ειδικό Τέλος 5<sup>0/00</sup> όπως ισχύει βάση του Ν.2093/92 εξαρτάται εκτός των άλλων τόσο από τις χρεώσεις προμήθειας όσο και από τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις και υπολογίζεται βάση του τύπου:

$$ΧΕΤ = ΧΠ + ΡΧ - ΧΕΤΜΕΑΡ + ΧΕΦΚ$$

Όπου:

- ΧΕΤ Χρέωση Ειδικού Τέλους 5<sup>0/00</sup> βάση του Ν.2093/92  
ΧΠ Χρεώσεις Προμήθειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος  
ΡΧ Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος  
ΧΕΤΜΑΕΡ Χρέωση Ειδικού Τέλους Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ)  
ΧΕΦΚ Χρέωση Ειδικού Φόρου Κατανάλωσης (ΕΦΚ)

Το ΦΠΑ στον λογαριασμό ρεύματος ορίζεται βάση της κείμενης νομοθεσίας στο 6% παρόλα αυτά ενδέχεται να διαφέρει σε σπάνιες περιπτώσεις και κατ' εξαίρεση. Εξαρτάται από τις χρεώσεις προμήθειας και τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις αλλά και από το ΕΦΚ ο οποίος ναι μεν

είναι φόρος όμως λαμβάνει επιπλέον προσαύξηση μέσω του ΦΠΑ. Έτσι λοιπόν το ΦΠΑ υπολογίζεται βάση του ακόλουθου τύπου:

$$\mathbf{ΧΦΠΑ} = (\mathbf{ΧΠ} + \mathbf{ΡΧ} + \mathbf{ΧΕΦΚ}) * \mathbf{ΣΦΠΑ}(\%)$$

Όπου:

ΧΦΠΑ	Χρέωση ΦΠΑ
ΧΠ	Χρεώσεις Προμήθειας Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος
ΡΧ	Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Λογαριασμού Ηλεκτρικού Ρεύματος
ΧΕΦΚ	Χρέωση Ειδικού Φόρου Κατανάλωσης (ΕΦΚ)
ΣΦΠΑ	Συντελεστής ΦΠΑ (6%)



Τέλος τις τιμές των παραμέτρων Δημοτικά Τέλη, Δημοτικός Φόρος και Τέλος Ακίνητης Περιουσίας (ΤΑΠ) τις εισάγει ο χρήστης ενώ η παράμετρος της ΕΡΤ λαμβάνει συγκεκριμένη ετήσια χρέωση και ίση με 36 €.

#### 5.4.Σχεδιασμός & Υλοποίηση Σχεδίου Επένδυσης

Ο σχεδιασμός και η υλοποίηση του εργαλείου συγκριτικής αξιολόγησης αφορά το σχέδιο επένδυσης πέντε (5) διαφορετικών σχεδίων που αφορούν:

- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering)
- Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net-Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας
- Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)
- Ενεργειακή Κοινότητα
- Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας

και τα οποία αναλύονται εκτενώς στις επόμενες σελίδες τις διπλωματικής εργασίας.

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30	
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900,00 €	
Χρηματοδότηση – Επιχορήγηση Έργου (%)	0,00%	
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €	
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €	
ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ
		
		

**Εικόνα 5.9:** Παράθυρο Διαλόγου Εφαρμογής Χρήστη με Στοιχεία προς Συμπλήρωση

Για κάθε ένα από τα παραπάνω ο χρήστης εισάγει παραμέτρους (**Εικόνα 5.9**) οι οποίες ως επί το πλείστον είναι κοινές και για τα πέντε σενάρια επένδυσης και αφορούν:

- Την Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)
- Τον Συντελεστή Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)
- Το Ποσοστό της Χρηματοδότησης / Επιχορήγησης του έργου, εάν υπάρχει τέτοια
- Τα Ετήσια Κόστη Λειτουργίας και Συντήρησης (€)
- Τα Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Κόστη (€)

Εκτός των παραπάνω ο χρήστης έχει την δυνατότητα εισαγωγής επιπλέον στοιχείων και παραμέτρων προς επεξεργασία από την εφαρμογή προκειμένου να δοθεί στον ίδιο μεγαλύτερη ευελιξία και όσο το δυνατόν καλύτερη προσωποποιημένη πληροφόρηση. Οι παράμετροι αυτοί συμπληρώνονται στις κενές γραμμές του πίνακα και επιδρούν στο αρχικό κεφάλαιο επένδυσης, είτε θετικά (μπλε βέλος προς τα πάνω), είτε αρνητικά (μπλε βέλος προς τα κάτω). Τέτοια θα μπορούσαν να ήταν για παράδειγμα κόστη όπως έξοδα για την αδειοδότηση του έργου, έξοδα για την ασφάλιση του εξοπλισμού, μισθωτήριο συμβόλαιο κ.α.

Όλες οι παράμετροι εισόδου εισάγονται στην βάση δεδομένων της εφαρμογής και ταξινομούνται ανάλογα (**Εικόνα 5.10**).

ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ					
ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ			
PVGIS	Γεωγραφικά Δεδομένα	Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας			
Z	Ετήσια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	4.600,00			
σ1	Συντελεστής Μετατροπής kWp σε kWh	1.554,60			
	Εκτιμώμενη Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	2,96			
σ2	Φ/Β πλαίσιο ανα kWp	0,55			
n	Αριθμός Φ/Β Πλαισίων	6,00			
	Προτεινόμενη Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30			
Ρεγκ	Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30			
Π	Παραγόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φ/Β Σύστημα (kWh)	5.130,18			
τ1	Συντελεστής Ταυτοχρονισμού Φ/Β Συστήματος	0,30			
E	Εγχεόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δίκτυο (kWh)	3.591,13			
I	Ιδιοκατανάλωση Ετήσια Ηλιακής Ενέργειας (kWh)	1.539,05			
A	Απορροφόμενη Ετήσια Ενέργεια από το Δίκτυο (kWh)	3.060,95			
ΣΤΑΘΕΡΑ ΕΞΟΔΑ (FC)			ΜΕΤΑΒΛΗΤΑ ΕΞΟΔΑ (VC)		
ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ
FC 1	Κόστος Αγοράς & Εγκατάστασης Συστήματος (€)	6.270,00 €	VC 1	Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €
FC 2			VC 2	Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €
FC 3			VC 3		
FC	Σύνολο Σταθερών Εξόδων προ Έκπτωσης (€)	6.270,00 €	VC 4		
TFC	Σύνολο Σταθερών Εξόδων (€)	6.270,00 €	TVC	Σύνολο Ετήσιων Μεταβλητών Εξόδων (€)	100,00 €
ΔΕΔΟΜΕΝΑ			ΕΣΟΔΑ (TR)		
ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ
σ3	Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900,00 €	TR 1	Απόδοση Επένδυσης στις Χρεώσεις Προμήθειας (€)	644,00 €
%	Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (€)	0,00%	TR 2	Απόδοση Επένδυσης στις Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις (€)	71,55 €
			TR 3	Απόδοση Επένδυσης στις Λοιπές Χρεώσεις (€)	49,99 €
			TR 4		
			TTR	Σύνολο Ετήσιων Εσόδων (€)	765,54 €
ΛΟΙΠΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ			ΚΕΡΔΗ (K)		
ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ
↑		0,00 €	K1	Ετήσια Απόδοση Επένδυσης (€)	665,54 €
		0,00 €	K2		
		0,00 €	K3		
↓		0,00 €	K4		
TP	Σύνολο Λοιπών Παραμέτρων	0,00 €	TK	Σύνολο Ετήσιων Κερδών (€)	665,54 €

**Εικόνα 5.10:** Βάση Δεδομένων Εφαρμογής για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμφητισμού

Το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης ενδέχεται να διαφέρει για κάθε ένα από τα σενάρια επένδυσης ενώ εξαρτάται πρωτίστως από τον συντελεστή κόστους εγκατάστασης (€/kWh) και δευτερευόντως από τις λοιπές παραμέτρους που ενδεχομένως ο χρήστης να εισάγει κατά την διαδικασία αρχικοποίησης των παραμέτρων εισόδου. Το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης λοιπόν, αφορά το σύνολο των Σταθερών Εξόδων (TFC) και ορίζεται ως το άθροισμα των επιμέρους επί το ποσοστό χρηματοδότησης - επιχορήγησης έργου (στην περίπτωση που υφίσταται) όπως φαίνεται και στην ακόλουθη σχέση:

$$TFC = (FC_1 + FC_2 + \dots + FC_N) * XE(\%)$$

Όπου:

TFC	Το Σύνολο των Ετήσιων Σταθερών Εξόδων (€)
FC <sub>1</sub>	Τα Επιμέρους Ετήσια Σταθερά Κόστη (€)
XE	Ποσοστό Επιχορήγησης - Χρηματοδότησης Έργου

Το σύνολο των ετήσιων Μεταβλητών Εξόδων (TVC) ορίζεται ως το άθροισμα των επιμέρους μεταβλητών εξόδων ως ακολούθως:

$$TVC = VC_1 + VC_2 + \dots + VC_N$$

Όπου:

TVC	Το Σύνολο των Ετήσιων Μεταβλητών Εξόδων (€)
VC <sub>1</sub>	Τα Επιμέρους Ετήσια Μεταβλητά Κόστη (€)

Το σύνολο των ετήσιων Εσόδων (TTR) ορίζεται ως το άθροισμα των επιμέρους εσόδων ως ακολούθως:

$$TTR = TR_1 + TR_2 + \dots + TR_N$$

Όπου:

TTR	Το Σύνολο των Ετήσιων Εσόδων (€)
TR <sub>1</sub>	Τα Επιμέρους Ετήσια Έσοδα (€)

Τέλος το σύνολο των ετήσιων Κερδών (TK) ορίζεται ως η διαφορά των επιμέρους ετήσιων Εσόδων (TTR) με το σύνολο των ετήσιων Μεταβλητών Εξόδων (TVC) ως ακολούθως:

$$TK = TTR - TVC$$

Όπου:

TK	Το Σύνολο των Ετήσιων Κερδών (€)
TTR	Το Σύνολο των Ετήσιων Εσόδων (€)
TVC	Το Σύνολο των Ετήσιων Μεταβλητών Εξόδων (€)

#### 5.4.1. Σενάριο 1: «Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering)»

Η πρώτη επιλογή επενδυτικού σχεδίου αφορά την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος με σκοπό την εκμετάλλευση του μέσω του ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) με τον πάροχο ενέργειας. Για την διαστασιολόγηση του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι ενδεδειγμένο να λαμβάνεται υπόψη η ετήσια κατανάλωση της εγκατάστασης στην οποία αυτό θα συνδεθεί. Δεδομένου ότι ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε τριετή βάση και τυχόν πλεόνασμα ενέργειας μετά τον τριετή συμψηφισμό δεν αποζημιώνεται, η ετήσια παραγόμενη από το φωτοβολταϊκό σύστημα ενέργεια δεν θα πρέπει να υπερβαίνει την συνολική ετήσια κατανάλωση λαμβάνοντας πάντα υπόψη το πλαίσιο και τους περιορισμούς που θέτει η νομοθεσία.

Το εργαλείο λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα εισόδου και συγκεκριμένα την ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh) και τον συντελεστή μετατροπής kWp σε kWh (kWh/kWp), υπολογίζει την εκτιμώμενη ονομαστική ισχύς εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού συστήματος βασισμένη απόλυτα στις ανάγκες του συγκεκριμένου καταναλωτή ως ακολούθως:

$$EP_{Eγκ} = \frac{Z \text{ (kWh)}}{\sigma 1 \text{ (kWh/kWp)}}$$

Όπου:

$EP_{Eγκ}$	Εκτιμώμενη Εγκατεστημένη Ισχύς Φωτοβολταϊκού Συστήματος (kWp)
Z	Η Ετήσια Καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια (€), την οποία εισάγει ο χρήστης
$\sigma 1$	Ο συντελεστής Μετατροπής kWp σε kWh (kWh/ kWp), η οποία έχει προκύψει από τα γεωγραφικά δεδομένα και έχει εξαχθεί μέσω του εργαλείου PVGIS

Θεωρώντας φωτοβολταϊκά πάνελ μεγέθους 550Wp το πρόγραμμα προτείνει βάση αυτών τον ακριβή αριθμό Φ/Β πανέλων καθώς επίσης και την εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς του φωτοβολταϊκού συστήματος. Λαμβάνοντας ο χρήστης τις πληροφορίες αυτές στην συνέχεια δίνεται στον ίδιο η ευχέρεια να αποφασίσει μόνος του το ύψος ονομαστικής ισχύος εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού συστήματος και να την εισάγει στο πρόγραμμα. Η μέγιστη επιλέξιμη ονομαστική ισχύς ανά εγκατάσταση στον οικιακό τομέα βάσει της κείμενης νομοθεσίας ορίζεται στις 10,8 kWh.

Το εργαλείο, γνωρίζοντας πλέον τα δεδομένα αυτά και λαμβάνοντας υπόψη ταυτοχρονισμό χρήσης της εγκατάστασης 0,30, εξάγει πληροφορία η οποία και αφορά:

- Την Παραγόμενη (Π) Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας Φ/Β Συστήματος (kWh)
- Την Εγχεόμενη (Ε) Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δίκτυο (kWh)

- Την Ιδιοκατανάλωση (I) Ετήσιας Ηλιακής Ενέργειας (kWh)
- Την Απορροφώμενη (A) Ετήσια Ενέργεια από το Δίκτυο (kWh)

Εκτός αυτών ο χρήστης του εργαλείου λαμβάνει πληροφόρηση για το ετήσιο τιμολόγιο ρεύματος το οποίο προκύπτει από τον ενεργειακό συμψηφισμό της εγγεόμενης προς το δίκτυο με την απορροφώμενη από αυτό ενέργειας και υπολογίζεται βάση της σχέσης:

$$ΧρΚΕ = (A(kWh) - E(kWh)) * PXρ(€/kWh)$$

Όπου:

ΧρΚΕ	Χρέωση Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€)
A	Απορροφώμενη Ετήσια Ενέργεια από το Δίκτυο (kWh)
E	Εγγεόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δίκτυο (kWh)
PXρ	Τιμή Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας (kWh)

Η Σύμβαση Συμψηφισμού που υπογράφεται μεταξύ του Προμηθευτή και του αυτοπαραγωγού έχει διάρκεια ισχύος 25 έτη, χρονικός ορίζοντας για τον εξετάζεται και η εν λόγω επένδυση.

#### 5.4.2. Σενάριο 2: «Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας»

Η επόμενη επιλογή επενδυτικού σχεδίου αφορά την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος με σκοπό την εκμετάλλευση του μέσω του ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) με παράλληλη όμως δυνατότητα αποθήκευσης μέρους της παραγόμενης από το Φ/Β σύστημα ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας. Ο μηχανισμός λειτουργίας του εργαλείου για την εξαγωγή αποτελεσμάτων προς το χρήστη είναι παρόμοιος με το Σενάριο 1 με την διαφορά ότι ο ταυτοχρονισμός χρήσης της εγκατάστασης ορίζεται στο 0,70. Αυτό συμβαίνει γιατί με την χρήση του συσσωρευτή και την παράλληλη εκφόρτιση του τις βραδινές ώρες λόγω ζήτησης φορτίου από τον καταναλωτή, η εγγεόμενη προς το δίκτυο ενέργεια ελαττώνεται ενώ παράλληλα το ίδιο συμβαίνει και για την απορροφώμενη από αυτό ενέργεια.

Εκτός των βασικών παραμέτρων εισόδου οι οποίες έχουν αναφερθεί σε προηγούμενη παράγραφο, για το σενάριο 2 ο χρήστης εισάγει επιπλέον παράμετρο η οποία αφορά το κόστος αγοράς και εγκατάστασης του συσσωρευτή. Σημαντικό να σημειωθεί ότι η διάρκεια ζωής μιας μπαταρίας είναι κατά μέσο όρο στα 10-11 έτη, άρα κατά τη διάρκεια της 25ετίας ο χρήστης καλείται να προβεί σε αντικατάσταση του τουλάχιστον μία φορά αυξάνοντας έτσι τα σταθερά έξοδα και κατ' επέκταση το απαιτούμενο αρχικό κεφάλαιο επένδυσης. Το σύστημα

αποθήκευσης έχει κατ' ελάχιστο εγκατεστημένη χωρητικότητα ίση με την εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής του φωτοβολταϊκού σταθμού για μία ώρα ενώ και η μέγιστη επιλέξιμη ονομαστική ισχύς ανά εγκατάσταση στον οικιακό τομέα βάσει της κείμενης νομοθεσίας ορίζεται στις 10,8 kWh.

#### 5.4.3. Σενάριο 3: «Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)»

Το τρίτο επενδυτικό σχέδιο αφορά την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος με σκοπό την εκμετάλλευση του μέσω του οικονομικού συμψηφισμού (net billing). Ο μηχανισμός λειτουργίας του εργαλείου για την εξαγωγή αποτελεσμάτων προς το χρήστη είναι παρόμοιος με το Σενάριο 1 ενώ λαμβάνεται ίδιος και ο ταυτοχρονισμός χρήσης της εγκατάστασης (0,30). Σημειώνεται ότι σε αντίθεση με το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού (net metering), στον οικονομικό συμψηφισμό (net billing) δεν ορίζεται βάση της κείμενης νομοθεσίας μέγιστη επιλέξιμη ονομαστική ισχύς ανά εγκατάσταση. Ο συμψηφισμός εγγεόμενης και απορροφώμενης ενέργειας είναι οικονομικός ενώ το σύνολο χρέωσης καταναλισκόμενης / πίστωσης εγγεόμενης ενέργειας περιγράφεται βάσει της ακόλουθης σχέσης:

$$ΧρΚΕ = (A(kWh) * PΧρ(€/kWh)) - (E(kWh) * ΡΠι(€/kWh))$$

Όπου:

ΧρΚΕ	Χρέωση Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€)
A	Απορροφώμενη Ετήσια Ενέργεια από το Δίκτυο (kWh)
PΧρ	Τιμή Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€/kWh)
E	Εγγεόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δίκτυο (kWh)
ΡΠι	Τιμή Πίστωσης Εγγεόμενης Ενέργειας (€/kWh)

#### 5.4.4. Σενάριο 4: «Ενεργειακή Κοινότητα (Virtual Net Metering)»

Το τέταρτο επενδυτικό σχέδιο αφορά την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος μέσω Ενεργειακής Κοινότητας βασικό χαρακτηριστικό της οποίας είναι ότι ο συμψηφισμός είναι μεν ενεργειακός αλλά πραγματοποιείται εικονικά (virtual net metering). Στο πλαίσιο αυτό ορίζεται ταυτοχρονισμός χρήσης της εγκατάστασης ίσος με μηδέν (0) αφού η εγγεόμενη προς το δίκτυο ενέργεια ταυτοχρονίζεται με την παραγομένη από το φωτοβολταϊκό σύστημα. Πρακτικά δηλαδή ότι παράγεται εγχέεται στο δίκτυο ενώ η ιδιοκατανάλωση παραγόμενης ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος μηδενίζεται.

Χαρακτηριστικό να σημειωθεί ότι, σε αντίθεση με τα υπόλοιπα επενδυτικά σενάρια, στο παρόν, ο συντελεστής κόστους εγκατάστασης είναι αισθητά μειωμένος και αυτό γιατί οι τιμές



προμήθειας του συστήματος αφορούν τιμές χοντρικής. Σημαντικό επίσης ότι τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης μηδενίζονται εφόσον βαραίνουν πλέον την κοινότητα και όχι τον καταναλωτή - χρήστη.

#### 5.4.5. Σενάριο 5: «Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας»

Η τελευταία επιλογή επενδυτικού σχεδίου αφορά την εγκατάσταση Φ/Β συστήματος με σκοπό την πώληση της παραγόμενης ενέργειας στον διαχειριστή του δικτύου σε μία προκαθορισμένη τιμή. Ο χρήστης της εφαρμογής εκτός των λοιπών βασικών παραμέτρων έχει την δυνατότητα να εισάγει την συμφωνημένη τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας (€/kWh) η οποία ορίζεται στη διμερή σύμβαση μεταξύ καταναλωτή και παρόχου και παραμένει σταθερή καθ' όλη την διάρκεια της 25ετίας. Τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζονται βάσει των παραμέτρων της παραγόμενης ετήσιας ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από το Φ/Β σύστημα και της τιμής πώλησης αυτής προς το διαχειριστή του δικτύου ως ακολούθως:

$$TR = \Pi(kWh) * P\Pi(\€/kWh)$$

Όπου:

TR	Τα Ετήσια Έσοδα από την Πώληση Ηλεκτρικής Ενέργειας (€)
Π	Παραγόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας Φ/Β Συστήματος (kWh)
PΠ	Τιμή Πώλησης της Εγχεόμενης προς το Δίκτυο Ενέργειας (€/kWh)

#### 5.5. Συγκεντρωτικά Στοιχεία & Συγκριτικά Αποτελέσματα Εφαρμογής

Το εργαλείο παρέχει στο χρήστη προσωποποιημένη και αναλυτική πληροφόρηση για κάθε ένα από τα παραπάνω σενάρια επένδυσης μέσω συγκριτικών πινάκων και διαγραμμάτων. Ο χρήστης λαμβάνει όλη την πληροφορία για κάθε επενδυτικό σχέδιο ξεχωριστά αλλά και συγκεντρωτικά η οποία και αφορά:

- Το Απαιτούμενο Αρχικό Κεφάλαιο Επένδυσης
- Το Αναλυτικό Ετήσιο Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος ανά περίπτωση
- Την Ετήσια Απόδοση Επένδυσης
- Τα Ετήσια Αθροιστικά Κόστη (για χρονικό ορίζοντα 25ετίας)
- Την Ετήσια Ποσοστιαία Μείωση Κόστους
- Την Παραγόμενη (Π) Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)
- Την Εγχεόμενη (Ε) Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)
- Την Ιδιοκατανάλωση (Ι) Ετήσιας Ηλιακής Ενέργειας (kWh)
- Την Απορροφώμενη (Α) Ετήσια Ηλεκτρική Ενέργεια (kWh)

Ταυτόχρονα εξετάζεται και ο παράγοντας κινδύνου μιας τέτοιας επένδυσης μέσα από τους δείκτες της καθαρής παρούσας αξίας, του δείκτη αποδοτικότητας, του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, του χρόνου αποπληρωμής και του νεκρού σημείου. Οι επενδυτικοί δείκτες παρουσιάζονται αναλυτικά για κάθε σενάριο επένδυσης μέσω διαγραμματικής απεικόνισης και αφορούν το σύνολο της επένδυσης για χρονικό ορίζοντα 25ετίας.

## Κεφάλαιο 6: Μελέτη Περίπτωσης

### 6.1.Γενικά

Στο παρόν κεφάλαιο της διπλωματικής εργασίας παρουσιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα για δύο διαφορετικές μελέτες περίπτωσης καταναλωτών οικιακού τιμολογίου. Ορίζονται οι τιμές των βασικών παραμέτρων εισόδου της εφαρμογής, αλλά και οι επιμέρους για κάθε ένα από τα σενάρια επένδυσης, ενώ παράλληλα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στοιχεία, συγκριτικοί πίνακες και διάγραμμα με τα αποτελέσματα αυτών να παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον.

### 6.2.Μελέτη Περίπτωσης 1

Η πρώτη μελέτη περίπτωσης αφορά οικιακό καταναλωτή με μονοφασική ισχύ παροχής εγκατάστασης 8kVA και ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια 4.600kWh. Θεωρείται σταθερή ετήσια χρέωση καταναλισκόμενης ενέργειας ίση με 0,14 €/kWh ενώ δεν προβλέπεται ελάφρυνση κόστους μέσω κρατικής επιδότησης. Αναλυτικότερα τα δεδομένα εισόδου των βασικών παραμέτρων συμπληρώνονται ως κάτωθι:

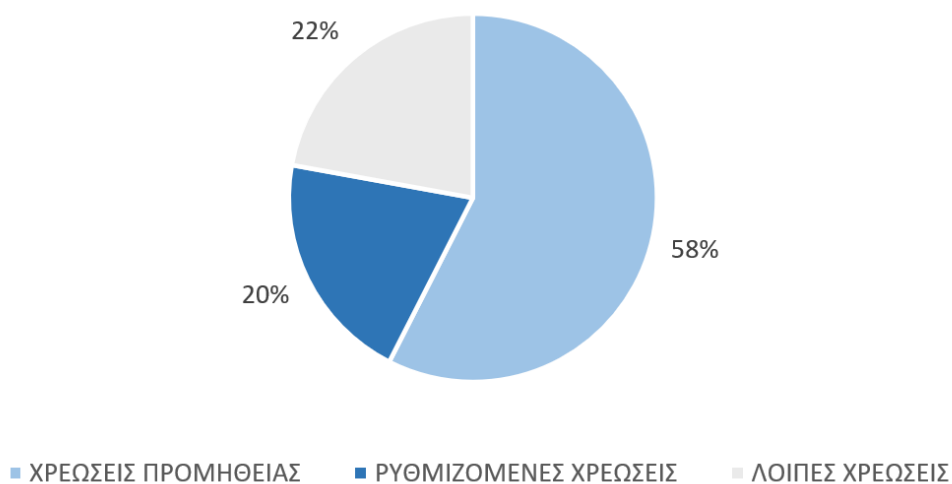
Συμφωνημένη Ισχύς Παροχής	03. Μονοφασική - 8 kVA
Ετήσια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	4.600 kWh
Γεωγραφικά Δεδομένα	Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας
Τιμή Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€/kWh)	0,14 €
Μηνιαίο Πάγιο Λογαριασμού Ρεύματος (€)	5,00 €
Τιμή Κρατικής Επιδότησης (€/kWh)	0,00 €
Ετήσια Δημοτικά Τέλη (€)	120,00 €
Ετήσιος Δημοτικός Φόρος (€)	23,00 €
Ετήσια Τέλη Ακίνητης Περιουσίας (€)	20,00 €

Από τα παραπάνω προκύπτει και το ετήσιο τιμολόγιο ρεύματος του οικιακού καταναλωτή το οποίο παρουσιάζεται στην **Εικόνα 6.1** η ανάλυση του οποίου έχει πραγματοποιηθεί σε προηγούμενα κεφάλια της εργασίας. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει και η αναλογία, ποσοστό επί τις % (**Εικόνα 6.2**) των χρεώσεων ενέργειας και λοιπών χρεώσεων για τις οποίες το 58% αφορά το ανταγωνιστικό σκέλος του τιμολογίου (χρεώσεις προμήθειας), το 20% τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις ενώ μόλις το 22% τις λοιπές.

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ  
ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ

<b>ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ</b>	<b>954,16 €</b>
<b>ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ</b>	<b>704,83 €</b>
ΣΥΝΟΛΟ ΚΡΑΤΙΚΗΣ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ :	0,00 €
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΓΙΑΣ ΧΡΕΩΣΗΣ :	60,83 €
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ :	644,00 €
<b>ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ</b>	<b>249,33 €</b>
ΑΔΜΗΕ: Σύστημα Μεταφοράς Η/Ε	38,82 €
ΔΕΔΔΗΕ: Δίκτυο Διανομής Η/Ε	100,56 €
ΥΚΩ: Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας	31,74 €
ΕΤΜΕΑΡ	78,20 €
<b>ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ</b>	<b>271,41 €</b>
ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	14,55 €
ΕΦΚ (Ν.3336/05)	10,12 €
Ειδικό Τέλος 50/00 Ν.2093/92	4,43 €
ΦΠΑ Ρεύματος	57,86 €
ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΔΗΜΟΥ	163,00 €
Δημοτικά Τέλη	120,00 €
Δημοτικός Φόρος	23,00 €
ΤΑΠ	20,00 €
ΕΡΤ	36,00 €
<b>ΕΤΗΣΙΟ ΣΥΝΟΛΟ ΟΙΚΙΑΚΟΥ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ</b>	<b>1.225,57 €</b>

**Εικόνα 6.1:** Ετήσιο Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος



**Εικόνα 6.2:** Αναλογία Παραμέτρων Ετήσιου Οικιακού Τιμολόγιο Ρεύματος

Βάσει των παραπάνω δεδομένων, η προτεινόμενη εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β συστήματος είναι 3,30 kWp με τον αντίστοιχο αριθμό Φ/Β (0,55kWp ανά πλαίσιο) να ανέρχεται στα 6 πανέλα. Ακολούθως εμφανίζονται οι τιμές των παραμέτρων εισόδου για καθένα από τα πέντε (5) σενάρια επένδυσης.

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #1:

«Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering)»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	35%
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #2:

«Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900 €/kWh
Κόστος Αγοράς & Εγκατάστασης Συσσωρευτή (€)	4.450,00 €
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	60%
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	180,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Για το Σενάριο #2, επιπλέον των παραπάνω παραμέτρων προβλέπεται μελλοντικά η αντικατάσταση του συσσωρευτή στην ίδια τιμή με την τιμή αγοράς του. Η παράμετρος αυτή εισάγεται στις λοιπές παραμέτρους και για τον λόγο αυτό θεωρείται σταθερό κόστος και επιδρά στο αρχικό κεφάλαιο.

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #3:

«Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	0%
Τιμή Πίστωσης Εγχεόμενης Ενέργειας (€/kWh)	0,0654 €
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #4:

«Ενεργειακή Κοινότητα»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.150 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	0%
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	0,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #5:

«Πώληση Ενέργεια από Οικιακό Φ/Β»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.600 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	0%
Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/kWh)	0,087 €
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Αρκετά είναι τα χρήσιμα συμπεράσματα τα οποία εξάγονται από τον συγκριτικό πίνακα των πέντε σεναρίων επένδυσης φ/β συστήματος της επόμενης σελίδας. Δεδομένο είναι ότι και για τα 5 σενάρια επιλέχθηκε η ίδια εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς φωτοβολταϊκού συστήματος η οποία ανέρχεται στα 3,30 kWp με σκοπό την ασφαλέστερη λήψη συμπερασμάτων σύγκρισης. Σημαντικό επίσης να σημειωθεί ότι ο συντελεστής κόστους εγκατάστασης (€/kWp) για το σενάριο της Ενεργειακής Κοινότητας είναι αρκετά μειωμένος λόγω του γεγονότος ότι η τιμή αυτή αφορά τιμή χοντρικής και όχι λιανικής πώλησης όπως συμβαίνει στα υπόλοιπα σενάρια. Αυτός είναι και ο βασικότερος λόγος ο οποίος εξηγεί και το σχετικά μικρό αρχικό κεφάλαιο επένδυσης του συγκεκριμένου σεναρίου και τον μικρότερο σε σχέση με τα υπόλοιπα.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν και τα ετήσια κόστη των χρεώσεων ενέργειας οικιακού τιμολογίου ρεύματος με τις χρεώσεις αυτές για το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού με δυνατότητα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας να εμφανίζονται αρκετά μειωμένες. Αυτό είναι λογικό και συμβαίνει γιατί με την χρήση του συσσωρευτή η απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο μειώνεται αισθητά με άμεση επίπτωση στα κόστη πρωτίστως των χρεώσεων ενέργειας αλλά και των ρυθμιζόμενων χρεώσεων με την ετήσια ποσοστιαία μείωση κόστους οικιακού τιμολογίου να ανέρχεται στο 71,13% το οποίο αντιστοιχεί σε ετήσια απόδοση επένδυσης 691,77€ και αθροιστικό κόστος για χρονικό ορίζοντα 25ετίας 17.977,01€.

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ  
ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ

	Ενεργειακός Συμψηφισμός	Ενεργειακός Συμψηφισμός Με Αποθήκευση	Οικονομικός Συμψηφισμός	Ενεργειακή Κοινότητα	Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας
Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Αρχικό Κεφάλαιο Επένδυσης (€)	4.075,50	8.738,00 €	6.270,00 €	3.795,00 €	5.280,00 €
Ετήσιες Χρεώσεις Ενέργειας Οικιακού Τιμολογίου (€)	238,61 €	143,21 €	432,28 €	310,16 €	954,16 €
Ετήσιες Λοιπές Χρεώσεις Οικιακού Τιμολογίου (€)	221,42 €	210,59 €	245,32 €	229,55 €	271,41 €
Ετήσιο Σύνολο Οικιακού Τιμολογίου (€)	460,03 €	353,79 €	677,60 €	539,71 €	1.225,57 €
Ετήσια Ποσοστιαία Μείωση Κόστους Οικιακού Τιμολογίου (%)	62,46%	71,13%	44,71%	55,96%	28,26%
Ετήσια Απόδοση Επένδυσης (€)	665,54 €	691,77 €	447,96 €	685,86 €	346,33 €
Αθροιστικό Κόστος 25ετίας	15.576,25 €	17.582,86 €	17.988,32 €	17.287,66 €	27.261,02 €
(Π) Παραγόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	5.130,18	5.130,18	5.130,18	5.130,18	5.130,18
(Ε) Εγγεόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	3.591,13	1.539,05	3.591,13	5.130,18	5.130,18
(Ι) Ιδιοκατανάλωση Ετήσιας Ηλιακής Ενέργειας (kWh)	1.539,05	3.591,13	1.539,05	-	-
(Α) Απορροφώμενη Ετήσια Ηλεκτρική Ενέργεια (kWh)	3.060,95	1.008,87	3.060,95	4.600,00	4.600,00
Χρόνος Επανάκτησης Αρχικού Κεφαλαίου Επένδυσης (έτη)	6,1	12,6	14,0	5,5	15,2
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης Επένδυσης (%)	15,0%	4,0%	2,8%	17,8%	4,2%

Ιδιαίτερη υψηλή είναι και η αντίστοιχη ποσοστιαία μείωση για το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού η οποία ανέρχεται σε 62,46% με την ετήσια απόδοση επένδυσης τα 665,54€ και το αντίστοιχο αθροιστικό κόστος για την ίδια χρονική περίοδο τα 15.576,25€ (**Εικόνα 6.3 & Εικόνα 6.4**).

Χαρακτηριστικές είναι και οι γραφικές παραστάσεις ροής ενέργειας για τα σενάρια 1, 2 και 4 οι οποίες εμφανίζονται στην **Εικόνα 6.5** και επιβεβαιώνουν απόλυτα την παραπάνω διαπίστωση. Αυτές αφορούν την διαγραμματική απεικόνιση σε χρονική περίοδο ενός έτους των παραμέτρων:

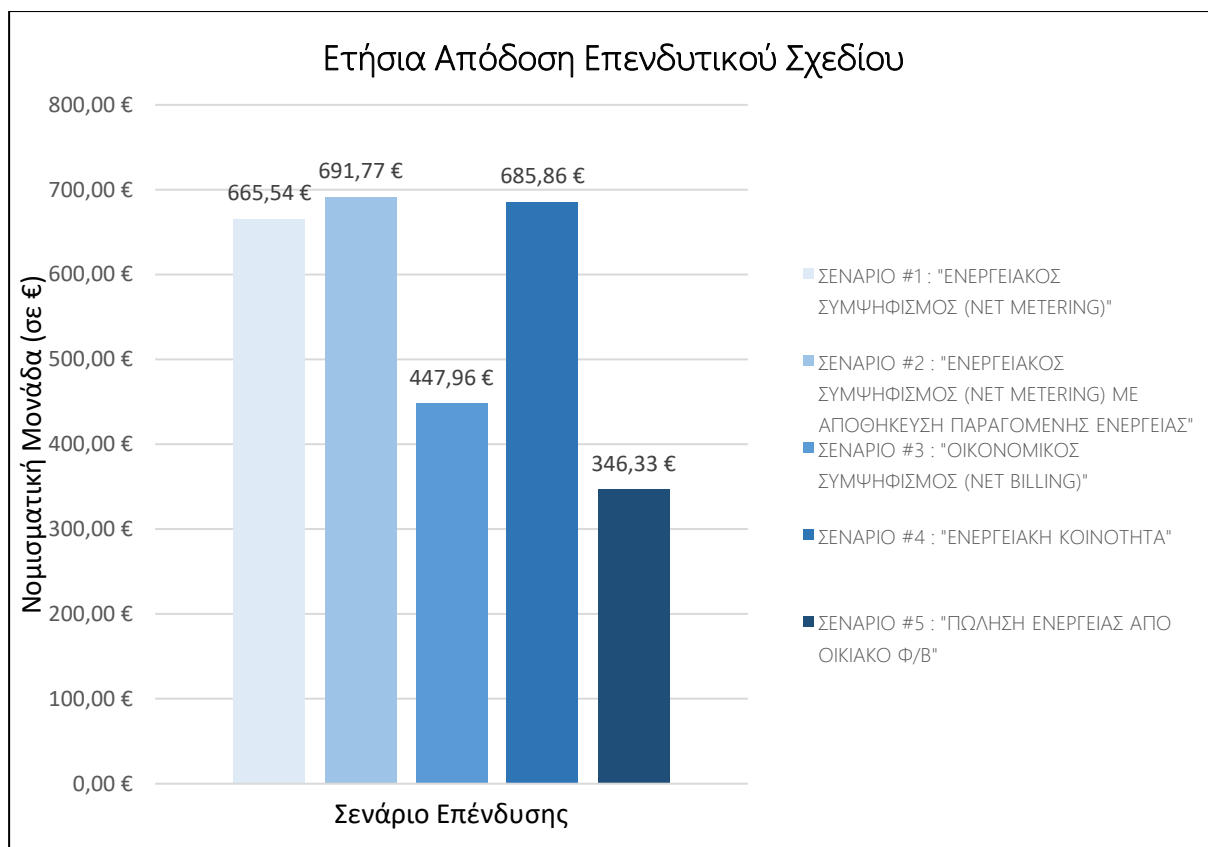
- Επιμερισμένης Ετήσιας Απορροφώμενης από το Δίκτυο Ενέργειας (kWh/μήνα)
- Παραγόμενης Ενέργειας Φωτοβολταϊκού Συστήματος (kWh/μήνα)
- Εγγεόμενης προς το Δίκτυο Ενέργειας (kWh/μήνα)

Σημειώνεται ότι για το σενάριο 4 και συγκεκριμένα της ενεργειακής κοινότητας, παρατηρείται ότι η εγγεόμενη προς το δίκτυο ενέργειας, ταυτοχρονίζεται με την παραγόμενη, γεγονός απολύτως αναμενόμενο καθώς το φ/β σύστημα ουδεμία σχέση έχει με την ηλεκτρολογική εγκατάσταση του καταναλωτή με τον ενεργειακό συμψηφισμό να πραγματοποιείται εικονικά. Με την ένταξη μιας οικιακής παροχής στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό από Ενεργειακή Κοινότητα, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις δε μεταβάλλονται. Το όφελος του καταναλωτή προκύπτει από τη μειωμένη χρέωση στο ανταγωνιστικό σκέλος του λογαριασμού.

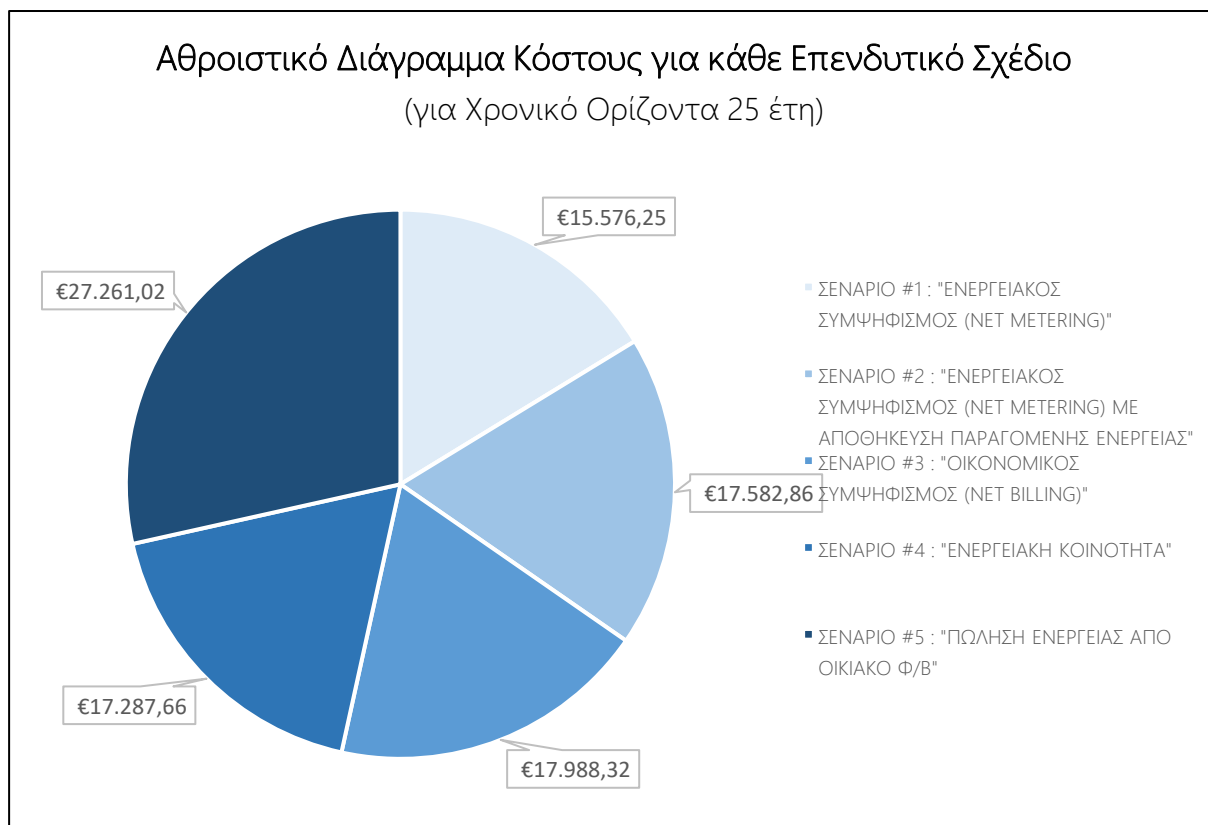
Όσον αφορά τον χρόνο επανάκτησης κεφαλαίου, αυτός εμφανίζεται μικρότερος για το σενάριο της ενεργειακής κοινότητας με μόλις 5,5 έτη ενώ σχετικά κοντά ακολουθεί με 6,1 το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης να ανέρχεται σε 17,8% και 15% αντίστοιχα. Τα παραπάνω επιβεβαιώνονται και από τις καμπύλες της καθαρής παρούσας αξίας (NPV) και του δείκτη αποδοτικότητας (PI). Ενδεικτικά παρουσιάζονται στις επόμενες σελίδες της διπλωματικής τα αποτελέσματα αυτών για διαφορετικές τιμές επιτοκίου  $r\%$  για το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού (**Εικόνα 6.6 & Εικόνα 6.7**).

Σημαντικά συμπεράσματα τέλος προκύπτουν και από την διαγραμματική απεικόνιση της ανάλυσης του νεκρού σημείου (BEP) κατά την διάρκεια του πρώτου έτους της επένδυσης για το σενάριο πώλησης της παραγόμενης ενέργειας (**Εικόνα 6.8**). Από αυτήν προκύπτει ότι το νεκρό σημείο της επένδυσης εμφανίζεται για παραγόμενη ποσότητα ενέργειας περίπου 4.500 kWh με την αντίστοιχη συνολική ετήσια παραγόμενη ποσότητα να ανέρχεται στις 5.130,18 kWh. Συμπέρασμα αυτού είναι ότι η επένδυση σε ετήσια βάση είναι μεν επικερδής αλλά η ετήσια απόδοση παραμένει μικρή και η μικρότερη (346,33€/έτος) σε σχέση με τις υπόλοιπες.

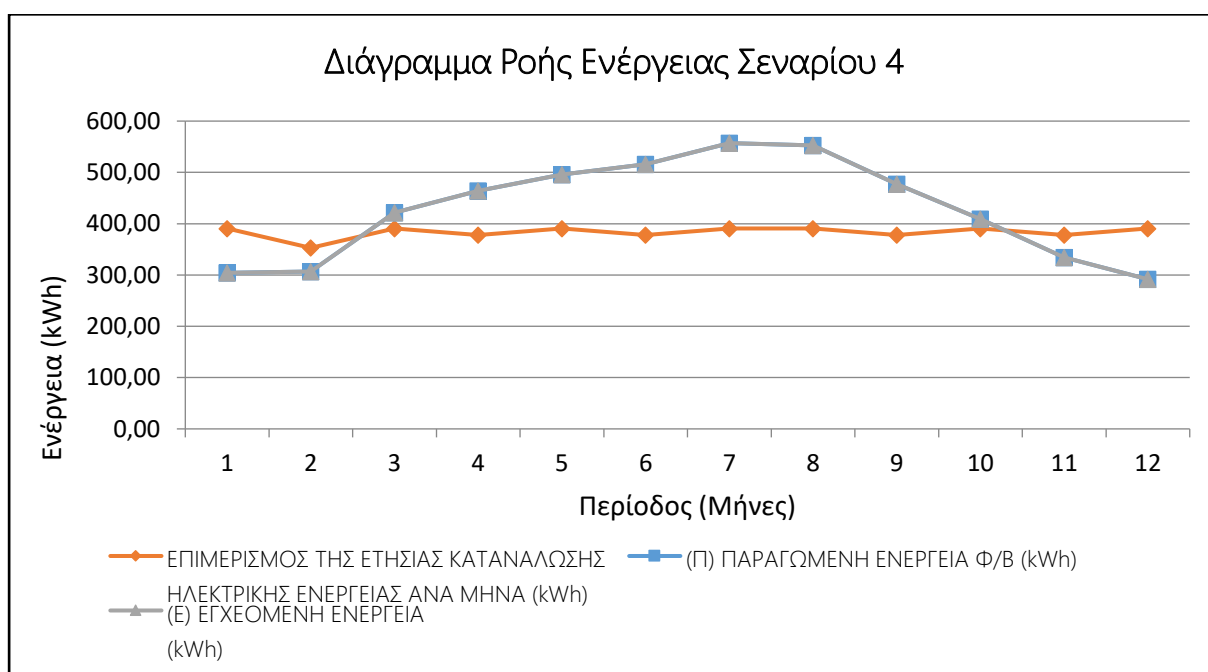
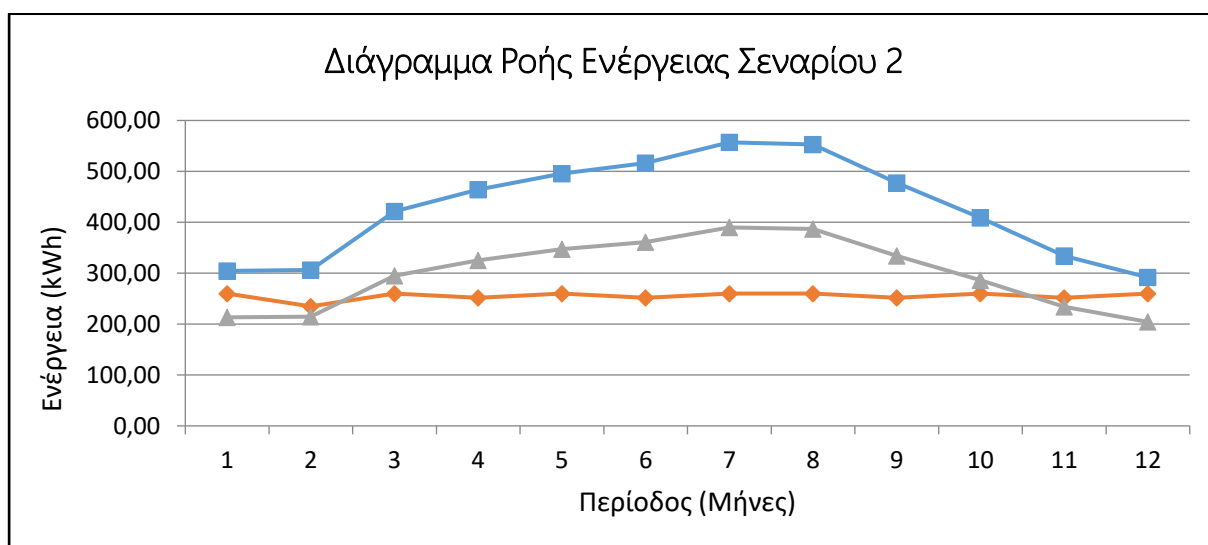
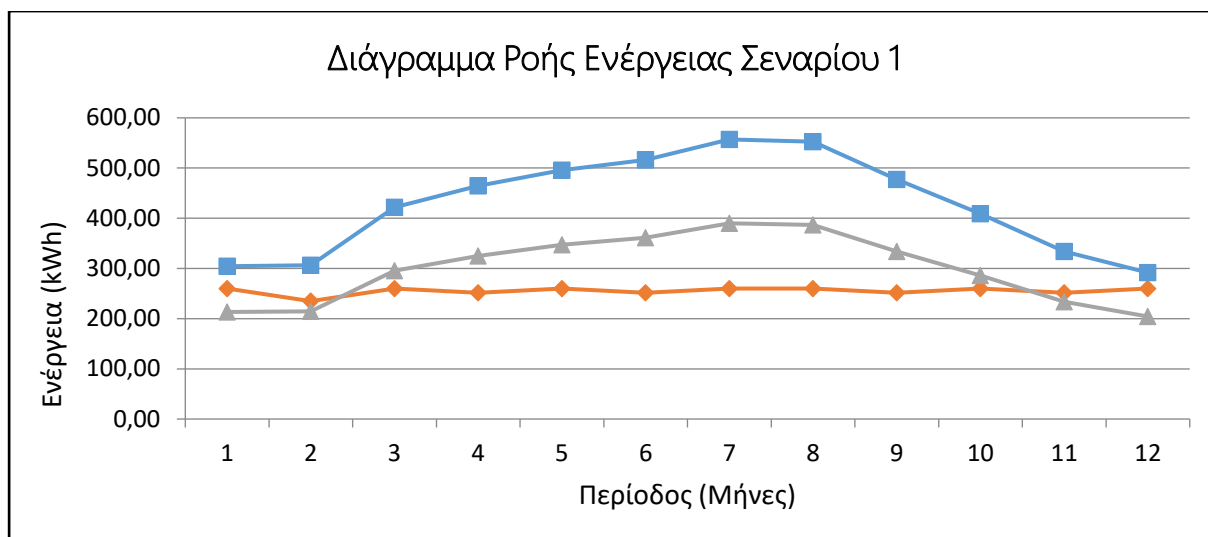




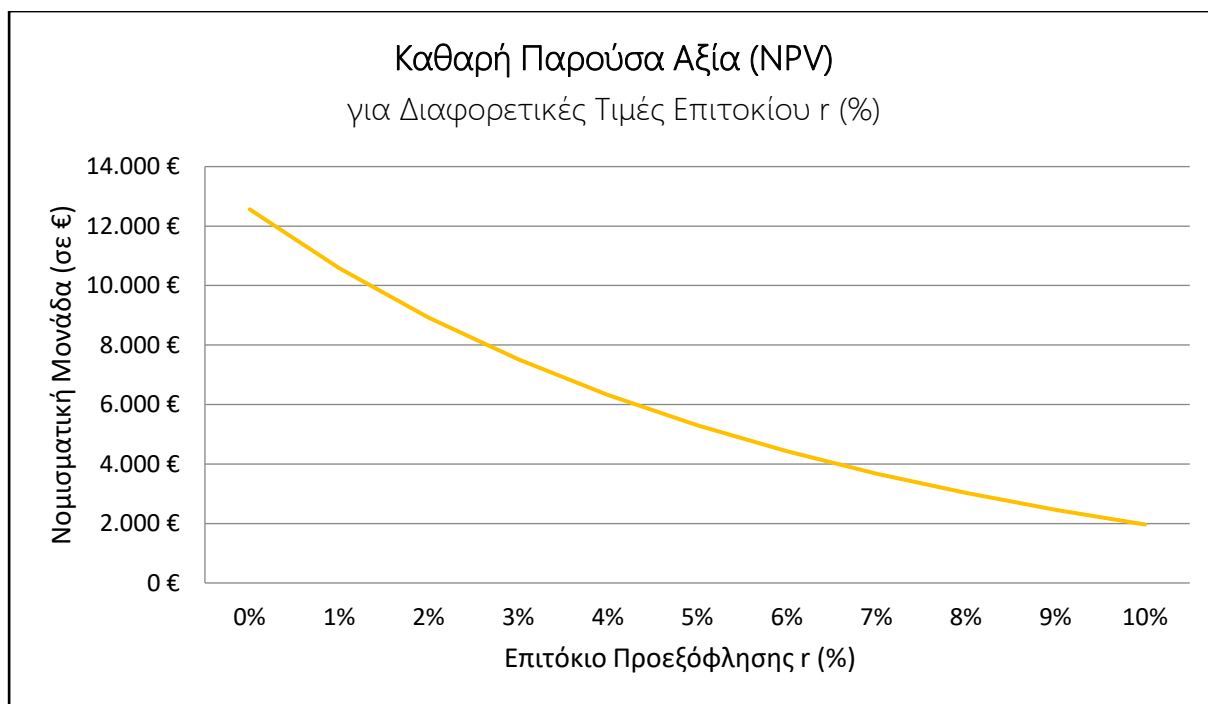
**Εικόνα 6.3:** Ετήσια Απόδοση Επενδυτικού Σχεδίου



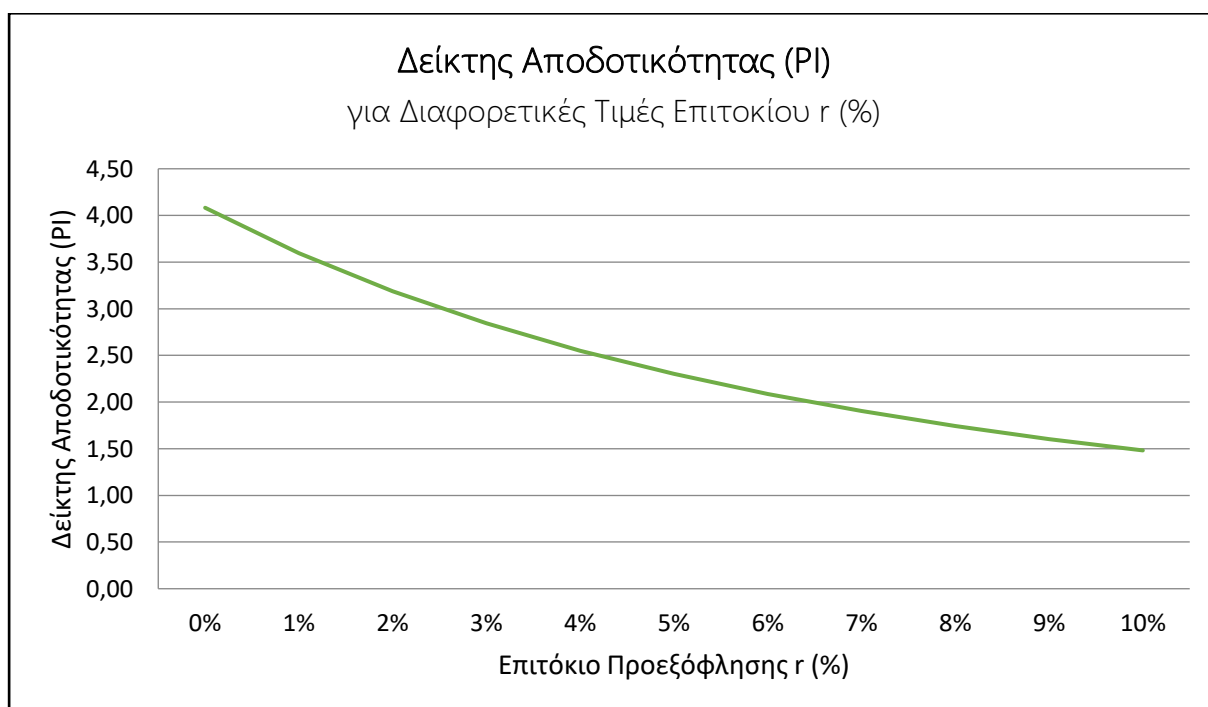
**Εικόνα 6.4:** Αθροιστικό Διάγραμμα Κόστους Επενδυτικού Σχεδίου



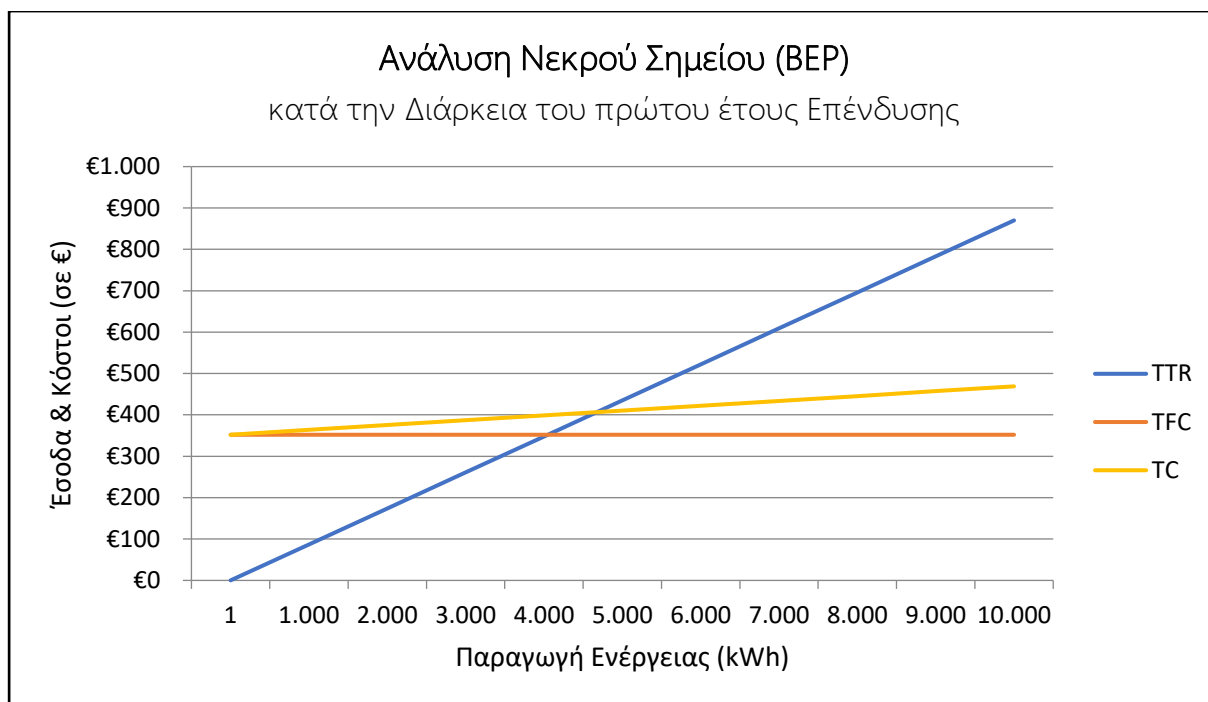
**Εικόνα 6.5:** Διαγράμματα Ροής Ενέργειας Επενδυτικού Σχεδίου 1,2 & 4



**Εικόνα 6.6:** Διαγραμματική Απεικόνιση Καθαρής Παρούσας Αξίας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου  $r\%$  για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού



**Εικόνα 6.7:** Διαγραμματική Απεικόνιση Δείκτη Αποδοτικότητας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου  $r\%$  για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού



**Εικόνα 6.8:** Διαγραμματική Απεικόνιση Ανάλυσης Νεκρού Σημείου (BEP) του Πρώτου Έτους για το Σενάριο της Πώλησης της Παραγόμενης Ενέργειας

### 6.3. Μελέτη Περίπτωσης 2

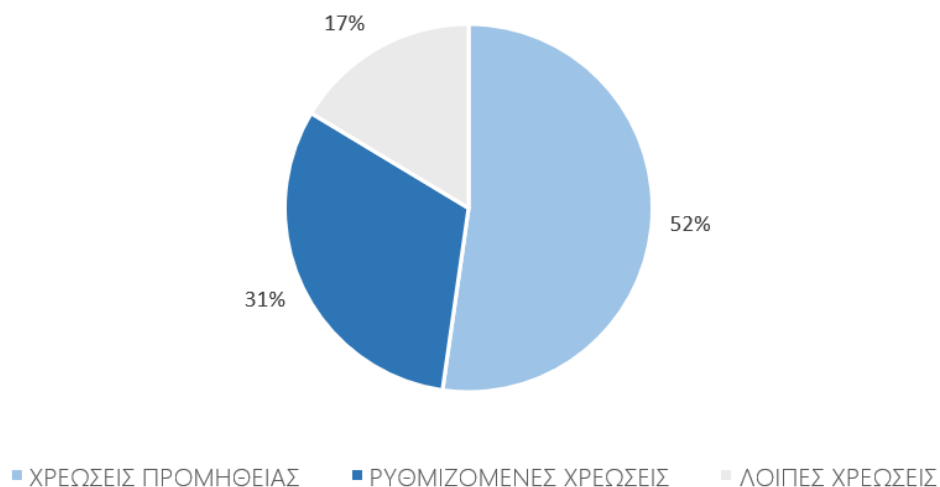
Η δεύτερη μελέτη περίπτωσης αφορά οικιακό καταναλωτή με τριφασική ισχύς παροχής εγκατάστασης 15kVA και ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια 7.800kWh. Θεωρείται σταθερή ετήσια χρέωση καταναλισκόμενης ενέργειας ίση με 0,14 €/kWh ενώ προβλέπεται ελάφρυνση κόστους μέσω κρατικής επιδότησης 0,015 €/kWh. Από τα παραπάνω προκύπτει και το ετήσιο τιμολόγιο ρεύματος του οικιακού καταναλωτή **Εικόνα 6.9** όπως και η αναλογία, ποσοστό επί τις % (**Εικόνα 6.10**) των χρεώσεων ενέργειας και λοιπών χρεώσεων. Αναλυτικότερα τα δεδομένα εισόδου των βασικών παραμέτρων συμπληρώνονται ως κάτωθι:

Συμφωνημένη Ισχύς Παροχής	1. Τριφασική - 15 kVA
Ετήσια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	7.800 kWh
Γεωγραφικά Δεδομένα	Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας
Τιμή Χρέωσης Καταναλισκόμενης Ενέργειας (€ ανά kWh)	0,14 €
Μηνιαίο Πάγιο Λογαριασμού Ρεύματος (€)	5,00 €
Τιμή Κρατικής Επιδότησης (€ ανά kWh)	0,015 €
Ετήσια Δημοτικά Τέλη (€)	120,00 €
Ετήσιος Δημοτικός Φόρος (€)	23,00 €
Ετήσια Τέλη Ακίνητης Περιουσίας (€)	20,00 €

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ  
ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ

<b>ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ</b>	<b>1.657,27 €</b>
<b>ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ</b>	<b>1.035,83 €</b>
ΣΥΝΟΛΟ ΚΡΑΤΙΚΗΣ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ :	-117,00 €
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΓΙΑΣ ΧΡΕΩΣΗΣ :	60,83 €
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ :	1.092,00 €
<b>ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ</b>	<b>621,43 €</b>
ΑΔΜΗΕ: Σύστημα Μεταφοράς Η/Ε	65,83 €
ΔΕΔΔΗΕ: Δίκτυο Διανομής Η/Ε	176,88 €
ΥΚΩ: Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας	33,12 €
ΕΤΜΕΑΡ	132,60 €
<b>ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ</b>	<b>324,33 €</b>
ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	24,87 €
ΕΦΚ (Ν.3336/05)	17,16 €
Ειδικό Τέλος 50/00 Ν.2093/92	7,71 €
ΦΠΑ Ρεύματος	100,47 €
ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΔΗΜΟΥ	163,00 €
Δημοτικά Τέλη	120,00 €
Δημοτικός Φόρος	23,00 €
ΤΑΠ	20,00 €
ΕΡΤ	36,00 €
<b>ΕΤΗΣΙΟ ΣΥΝΟΛΟ ΟΙΚΙΑΚΟΥ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ</b>	<b>1.981,60 €</b>

**Εικόνα 6.9:** Ετήσιο Οικιακό Τιμολόγιο Ρεύματος



**Εικόνα 6.10:** Αναλογία Παραμέτρων Ετήσιου Οικιακού Τιμολόγιου Ρεύματος

Βάσει των παραπάνω δεδομένων, η προτεινόμενη εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β συστήματος είναι 5,50 kWp με τον αντίστοιχο αριθμό Φ/Β (0,55kWp ανά πλαίσιο) να ανέρχεται στα 10 πάνελα. Ακολούθως εμφανίζονται οι τιμές των παραμέτρων εισόδου για καθένα από τα πέντε (5) σενάρια επένδυσης.

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #1:

«Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering)»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	5,50 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	35%
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #2:

«Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering) με Αποθήκευση Παραγόμενης Ενέργειας»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	5,50 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900 €/kWh
Κόστος Αγοράς & Εγκατάστασης Συσσωρευτή (€)	4.450,00 €
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	60%
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	180,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Για το Σενάριο #2, επιπλέον των παραπάνω παραμέτρων προβλέπεται μελλοντικά η αντικατάσταση του συσσωρευτή στην ίδια τιμή με την τιμή αγοράς του. Η παράμετρος αυτή εισάγεται στις λοιπές παραμέτρους και για τον λόγο αυτό θεωρείται σταθερό κόστος και επιδρά στο αρχικό κεφάλαιο.

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #3:

«Οικονομικός Συμψηφισμός (Net Billing)»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	5,50 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.900 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	0%
Τιμή Πίστωσης Εγχεόμενης Ενέργειας (€/kWh)	0,0654 €
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #4:

«Ενεργειακή Κοινότητα»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	5,50 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.150 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	0%
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	0,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Πίνακας Παραμέτρων Εισόδου Σενάριο #5:

«Πώληση Ενέργεια από Οικιακό Φ/Β»

Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	5,50 kWp
Συντελεστής Κόστους Εγκατάστασης (€/kWp)	1.600 €/kWh
Χρηματοδότηση - Επιχορήγηση Έργου (%)	0%
Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/kWh)	0,087 €
Ετήσια Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (€)	100,00 €
Λοιπά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα (€)	0,00 €

Αρκετά είναι τα χρήσιμα συμπεράσματα τα οποία εξάγονται από τον συγκριτικό πίνακα των πέντε σεναρίων επένδυσης φ/β συστήματος της επόμενης σελίδας. Δεδομένο είναι ότι και για τα 5 σενάρια επιλέχθηκε η ίδια εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς φωτοβολταϊκού συστήματος η οποία ανέρχεται στα 5,50 kWp με σκοπό την ασφαλέστερη λήψη συμπερασμάτων σύγκρισης. Σημαντικό επίσης να σημειωθεί ότι ο συντελεστής κόστους εγκατάστασης (€/kWp) για το σενάριο της Ενεργειακής Κοινότητας είναι αρκετά μειωμένος λόγω του γεγονότος ότι η τιμή αυτή αφορά τιμή χοντρικής και όχι λιανικής πώλησης όπως συμβαίνει στα υπόλοιπα σενάρια. Αυτός είναι και ο βασικότερος λόγος ο οποίος εξηγεί και το σχετικά μικρό αρχικό κεφάλαιο επένδυσης του συγκεκριμένου σεναρίου και τον μικρότερο σε σχέση με τα υπόλοιπα.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν και τα ετήσια κόστη των χρεώσεων ενέργειας οικιακού τιμολογίου ρεύματος με τις χρεώσεις αυτές για το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού με δυνατότητα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας να εμφανίζονται αρκετά μειωμένες. Αυτό είναι λογικό και συμβαίνει γιατί με την χρήση του συσσωρευτή η απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο μειώνεται αισθητά με άμεση επίπτωση στα κόστη πρωτίστως των χρεώσεων ενέργειας αλλά και των ρυθμιζόμενων χρεώσεων με την ετήσια ποσοστιαία μείωση κόστους οικιακού τιμολογίου να ανέρχεται στο 79,84% το οποίο αντιστοιχεί σε ετήσια απόδοση επένδυσης 1.402,02€ και αθροιστικό κόστος για χρονικό ορίζοντα 25ετίας 20.399,52€

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ  
ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ

	Ενεργειακός Συμψηφισμός	Ενεργειακός Συμψηφισμός Με Αποθήκευση	Οικονομικός Συμψηφισμός	Ενεργειακή Κοινότητα	Πώληση Παραγόμενης Ενέργειας
Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β Συστήματος (kWp)	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50
Αρχικό Κεφάλαιο Επένδυσης (€)	6.792,50	10.410,00 €	10.450,00 €	6.325,00 €	8.800,00 €
Ετήσιες Χρεώσεις Ενέργειας Οικιακού Τιμολογίου (€)	310,94 €	184,49 €	652,39 €	565,27 €	1.657,27 €
Ετήσιες Λοιπές Χρεώσεις Οικιακού Τιμολογίου (€)	231,03 €	215,09 €	279,82 €	253,35 €	324,33 €
Ετήσιο Σύνολο Οικιακού Τιμολογίου (€)	541,97 €	399,58 €	932,21 €	818,62 €	1.981,60 €
Ετήσια Ποσοστιαία Μείωση Κόστους Οικιακού Τιμολογίου (%)	72,65%	79,84%	52,96%	58,69%	32,49%
Ετήσια Απόδοση Επένδυσης (€)	1.339,63 €	1.402,02 €	949,39 €	1.162,98 €	643,88 €
Αθροιστικό Κόστος 25ετίας	20.341,66 €	20.399,52 €	24.389,40 €	26.790,50 €	42.243,10 €
(Π) Παραγόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	8.550,30	8.550,30	8.550,30	8.550,30	8.550,30
(Ε) Εγγεόμενη Ετήσια Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)	5.985,21	2.565,09	5.985,21	8.550,30	8.550,30
(Ι) Ιδιοκατανάλωση Ετήσιας Ηλιακής Ενέργειας (kWh)	2.565,09	5.985,21	2.565,09	-	-
(Α) Απορροφώμενη Ετήσια Ηλεκτρική Ενέργεια (kWh)	5.234,91	1.814,79	5.234,91	7.800,00	7.800,00
Χρόνος Επανάκτησης Αρχικού Κεφαλαίου Επένδυσης (έτη)	5,1	7,4	11,0	5,4	13,7
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης Επένδυσης (%)	18,8%	11,6%	5,8%	18,1%	5,3%



Ιδιαίτερη υψηλή είναι και η αντίστοιχη ποσοστιαία μείωση για το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού η οποία ανέρχεται σε 72,65% με την ετήσια απόδοση επένδυσης 1.339,63€ και το αντίστοιχο αθροιστικό κόστος για την ίδια χρονική περίοδο τα 20.341,66€ (**Εικόνα 6.11 & Εικόνα 6.12**).

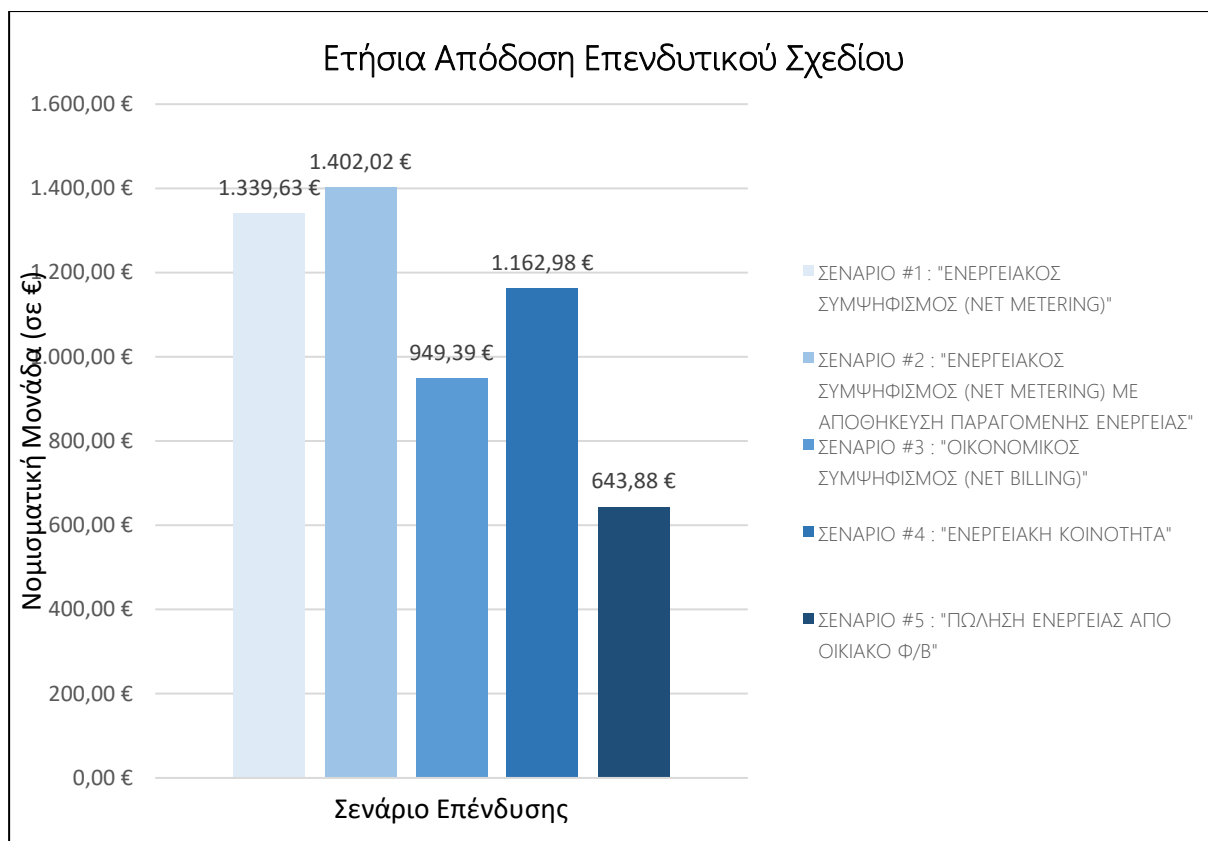
Χαρακτηριστικές είναι και οι γραφικές παραστάσεις ροής ενέργειας για τα σενάρια 1, 2 και 4 οι οποίες εμφανίζονται στην **Εικόνα 6.13** και επιβεβαιώνουν απόλυτα την παραπάνω διαπίστωση. Αυτές αφορούν την διαγραμματική απεικόνιση σε χρονική περίοδο ενός έτους των παραμέτρων:

- Επιμερισμένης Ετήσιας Απορροφώμενης από το Δίκτυο Ενέργειας (kWh/μήνα)
- Παραγόμενης Ενέργειας Φωτοβολταϊκού Συστήματος (kWh/μήνα)
- Εγγερόμενης προς το Δίκτυο Ενέργειας (kWh/μήνα)

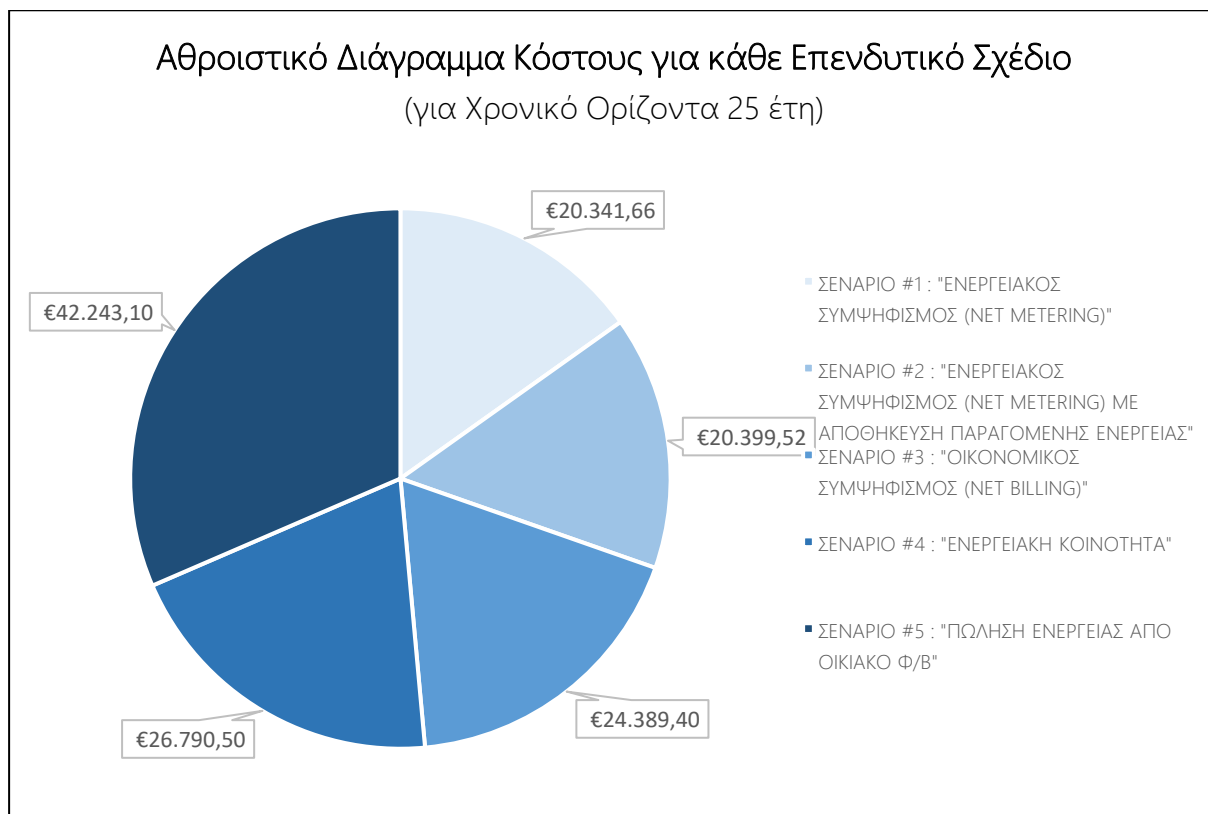
Σημειώνεται ότι για το σενάριο 4 και συγκεκριμένα της ενεργειακής κοινότητας, παρατηρείται ότι η εγγερόμενη προς το δίκτυο ενέργειας, ταυτοχρονίζεται με την παραγόμενη, γεγονός απολύτως αναμενόμενο καθώς το φ/β σύστημα ουδεμία σχέση έχει με την ηλεκτρολογική εγκατάσταση του καταναλωτή με τον ενεργειακό συμψηφισμό να πραγματοποιείται εικονικά. Με την ένταξη μιας οικιακής παροχής στον εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό από Ενεργειακή Κοινότητα, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις δε μεταβάλλονται. Το όφελος του καταναλωτή προκύπτει από τη μειωμένη χρέωση στο ανταγωνιστικό σκέλος του λογαριασμού.

Όσον αφορά τον χρόνο επανάκτησης κεφαλαίου, αυτός εμφανίζεται μικρότερος για το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού με μόλις 5,1 έτη ενώ σχετικά κοντά ακολουθεί με 5,4 το σενάριο της ενεργειακής κοινότητας με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης να ανέρχεται σε 18,8% και 18,1% αντίστοιχα. Τα παραπάνω επιβεβαιώνονται από τις καμπύλες της καθαρής παρούσας αξίας (NPV) και του δείκτη αποδοτικότητας (PI). Ενδεικτικά παρουσιάζονται στις επόμενες σελίδες της διπλωματικής τα αποτελέσματα αυτών για διαφορετικές τιμές επιτοκίου  $r\%$  για το σενάριο του ενεργειακού συμψηφισμού (**Εικόνα 6.14 & Εικόνα 6.15**).

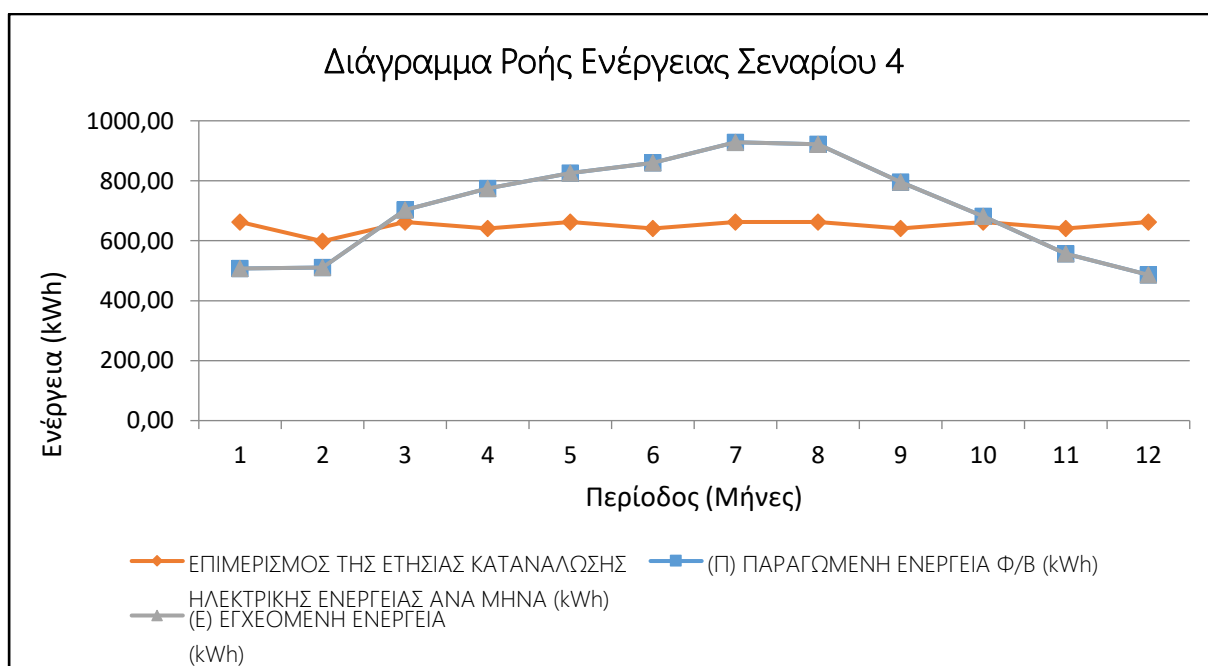
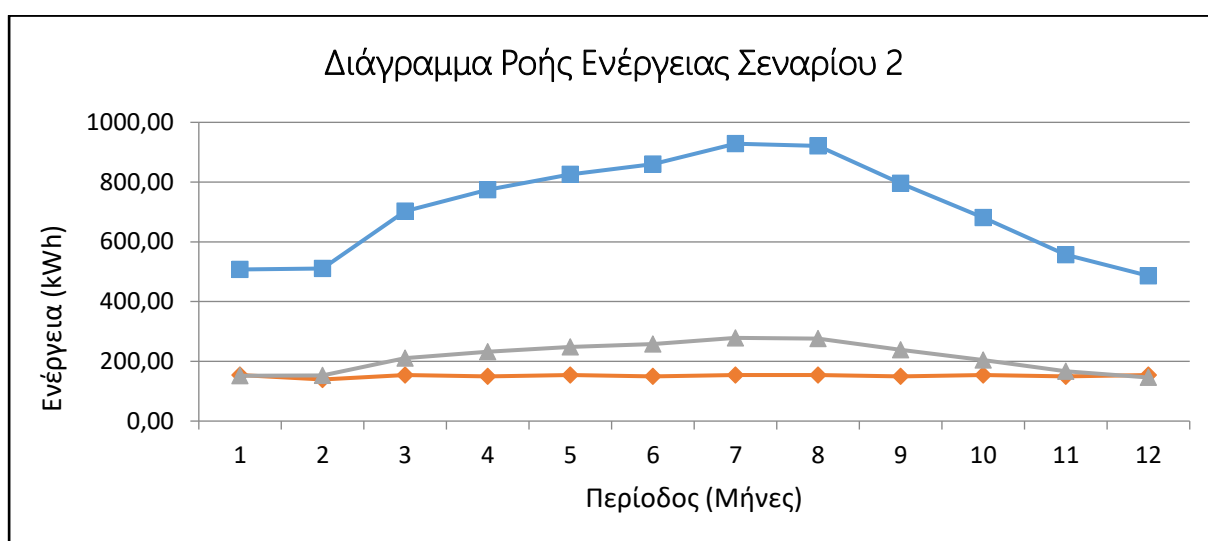
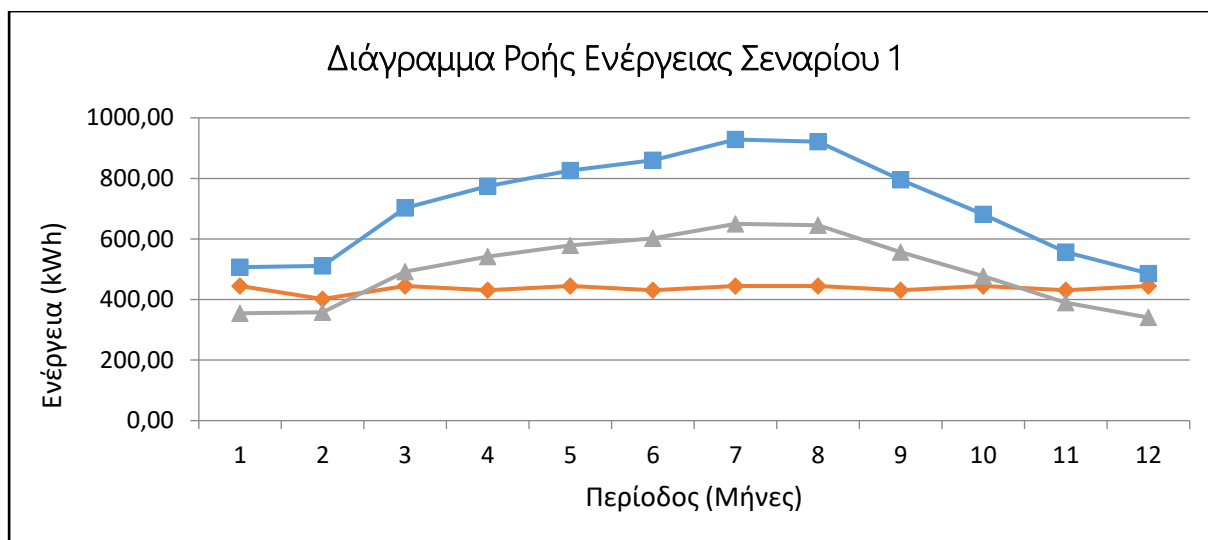
Σημαντικά συμπεράσματα τέλος προκύπτουν και από την διαγραμματική απεικόνιση της ανάλυσης του νεκρού σημείου (BEP) κατά την διάρκεια του πρώτου έτους της επένδυσης για το σενάριο πώλησης της παραγόμενης ενέργειας (**Εικόνα 6.16**). Από αυτήν προκύπτει ότι το νεκρό σημείο της επένδυσης εμφανίζεται για παραγόμενη ποσότητα ενέργειας περίπου 5.100 kWh με την αντίστοιχη συνολική ετήσια παραγόμενη ποσότητα να ανέρχεται στις 8.550,30 kWh. Συμπέρασμα αυτού είναι ότι η επένδυση σε ετήσια βάση είναι μεν επικερδής αλλά η ετήσια απόδοση παραμένει μικρή και η μικρότερη (643,88€/έτος) σε σχέση με τις υπόλοιπες.



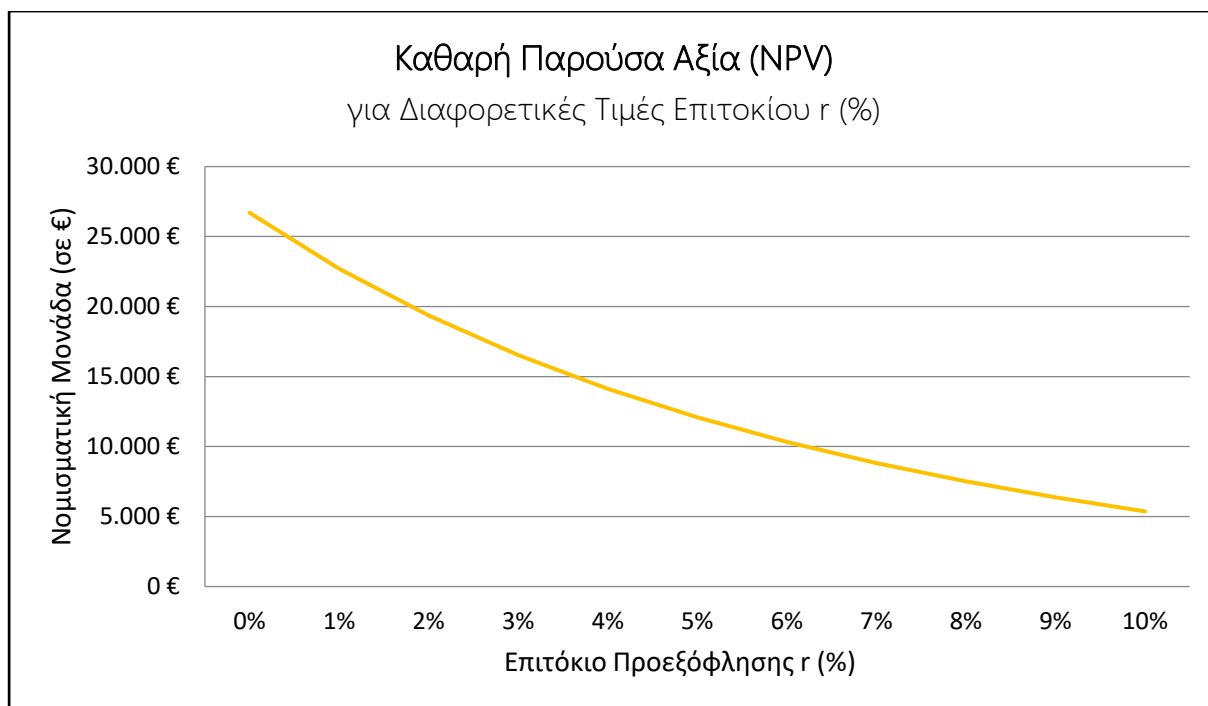
**Εικόνα 6.11:** Ετήσια Απόδοση Επενδυτικού Σχεδίου



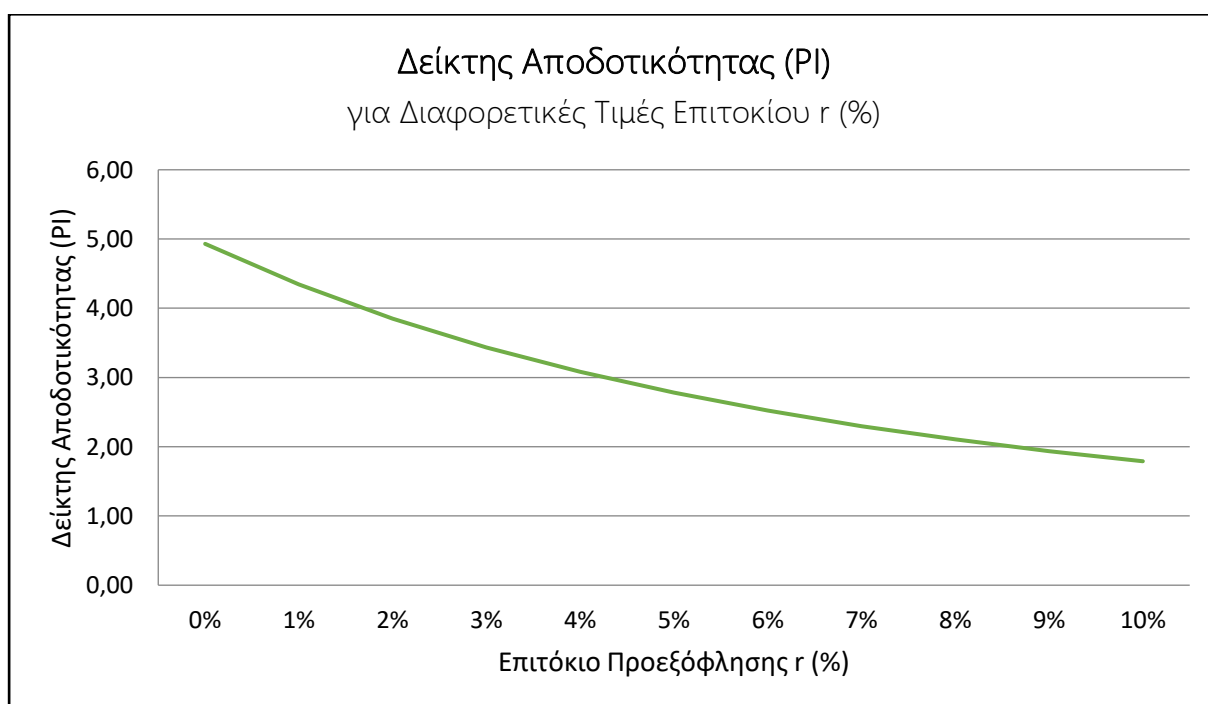
**Εικόνα 6.12:** Αθροιστικό Διάγραμμα Κόστους Επενδυτικού Σχεδίου



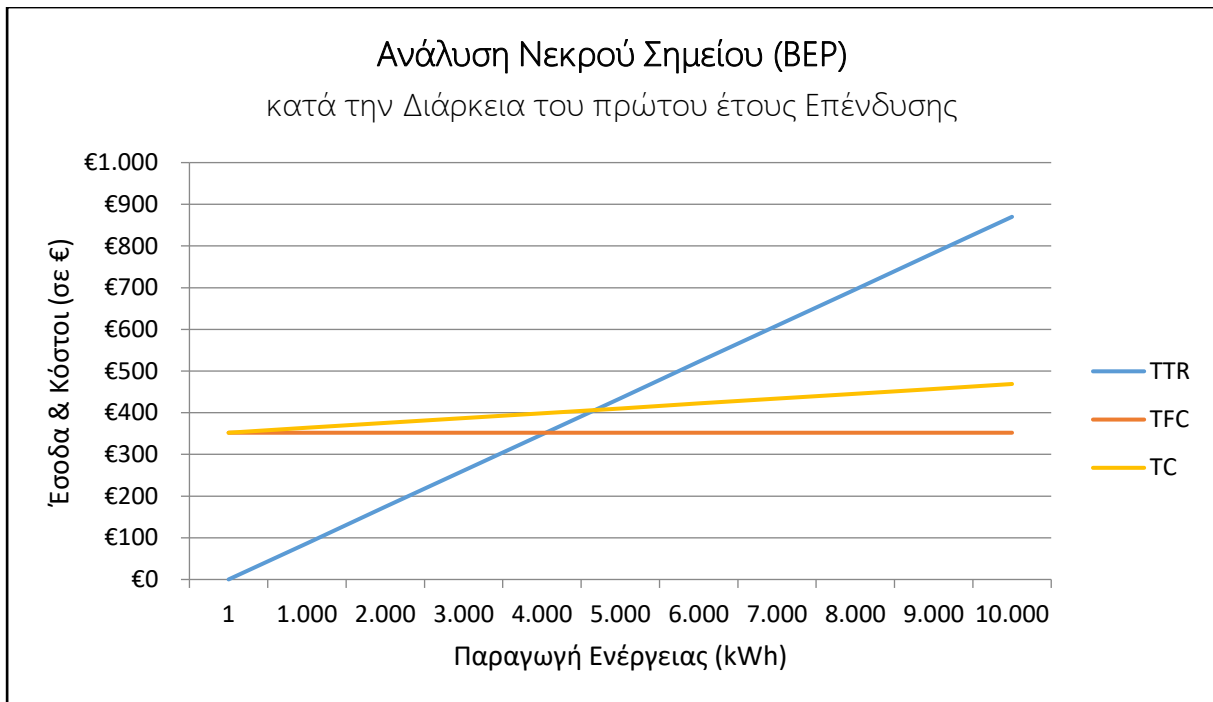
Εικόνα 6.13: Διαγράμματα Ροής Ενέργειας Επενδυτικού Σχεδίου 1,2 & 4



**Εικόνα 6.14:** Διαγραμματική Απεικόνιση Καθαρής Παρούσας Αξίας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου  $r\%$  για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού



**Εικόνα 6.15:** Διαγραμματική Απεικόνιση Δείκτη Αποδοτικότητας για Διαφορετικές Τιμές του Επιτοκίου  $r\%$  για το Σενάριο του Ενεργειακού Συμψηφισμού



**Εικόνα 6.16:** Διαγραμματική Απεικόνιση Ανάλυσης Νεκρού Σημείου (BEP) του Πρώτου Έτους για το Σενάριο της Πώλησης της Παραγόμενης Ενέργειας

## Κεφάλαιο 7: Συμπεράσματα

### 7.1.Γενικά

Σε ένα περιβάλλον το οποίο διαρκώς μεταβάλλεται και εξελίσσεται η ενεργειακή αυτονομία και αυτάρκεια φαντάζει πλέον αυτοσκοπός. Αναμφισβήτητα η επένδυση σε ένα σχέδιο δράσης προς αυτή την κατεύθυνση γίνεται ολοένα και πιο επιτακτική. Η παρούσα διπλωματική εργασία επιχειρεί να διαλευκάνει το τοπίο όσον αφορά τις πιθανές λύσεις παραγωγής ενέργειας που προσφέρει το ισχύον θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα στον οικιακό τομέα με τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα αυτής να παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον.

Σε μια εποχή που η στροφή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι επιτακτική ανάγκη, ώστε να υπάρξει ένα ενεργειακά βιώσιμο περιβάλλον και να επιτευχθεί μείωση στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, δημιουργείται το ερώτημα ποσό εφικτή είναι μια τέτοια αλλαγή. Τα στατιστικά νούμερα δείχνουν την μεγάλη ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας χρόνο με τον χρόνο, σε παγκόσμιο και ευρωπαϊκό επίπεδο. Γεγονός αποτελεί ότι οι τιμές των Φ/Β συνεχώς μειώνονται, ακολουθώντας αντίθετη πορεία σε σχέση με το κόστος ενέργειας (kWh) το οποίο δείχνει να εμφανίζει αυξητική τάση καθιστώντας την εγκατάσταση φωτοβολταϊκού συστήματος ολοένα και πιο ελκυστική. Στην Ελλάδα, η έλευση της νέας τεχνολογίας και η απότομη πτώση του κόστους των φωτοβολταϊκών συστημάτων έχουν καταστήσει το σύστημα φωτοβολταϊκά με ταρίφα, feed-in-tariff (FiT) ξεπερασμένο.

Αντίθετα η εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού (Net Metering) δείχνει ιδιαίτερα συμφέρουσα για τις οικιακές καταναλώσεις, με τους χρόνους απόσβεσης του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης να είναι σχετικά μικροί. Φυσικά ο χρόνος αυτός εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την απόδοση του φωτοβολταϊκού συστήματος με την απόσβεση της Φ/Β εγκατάστασης να μεταβάλλεται ανάλογα με την ηλιοφάνεια της περιοχής αλλά και το προφίλ ζήτησης του εκάστοτε καταναλωτή.

Βασικό πλεονέκτημά του Net Metering είναι η άμεση και θεαματική μείωση του κόστους κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας αφού εκτός του ανταγωνιστικού σκέλους (χρεώσεις προμήθειας) ο καταναλωτής απολαμβάνει και την κατακόρυφη μείωση στις τιμές των ρυθμιζόμενων χρεώσεων αφού η κατανάλωση ενέργειας από το δίκτυο μειώνεται αισθητά. Αποτέλεσμα αυτού είναι η διαπίστωση ότι ο καταναλωτής δεν δείχνει πλέον ευάλωτος στις διακυμάνσεις της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος αφού ο συμψηφισμός είναι ενεργειακός και όχι λογιστικός οδηγώντας στο συμπέρασμα ότι όσο μεγαλύτερη είναι η κατανάλωση τόσο μεγαλύτερη θα είναι τελικά και η ωφέλειά του.

Γενικότερα η λύση των ενεργειακών κοινοτήτων εμφανίζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον και δείχνει να είναι αρκετά συμφέρουσα και ελκυστική επενδυτική επιλογή, παρά το γεγονός ότι δεν επιδοτείται. Αυτό συμβαίνει κυρίως λόγω του ότι με τις ενεργειακές κοινότητες επιτυγχάνονται οικονομίες κλίμακας μειώνοντας σημαντικά τα επενδυτικά και λειτουργικά κόστη. Επιπλέον πολύ σημαντικό είναι και το κομμάτι της επιδότησης με το ύψος αυτής να είναι ικανό να καθορίσει ποια λύση είναι πιο συμφέρουσα για ένα νοικοκυριό.

## Βιβλιογραφία

- [1] ΦΕΚ 9/Α'/2018.01.23 «Ενεργειακές Κοινότητες και άλλες διατάξεις»
- [2] ΦΕΚ 759/Β'/2019.03.05 «Εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 14Α του ν. 3468/2006, όπως ισχύει, και από Ενεργειακές Κοινότητες με εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν. 4513/2018»
- [3] ΦΕΚ 3971/Β'/2021.08.30 Τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.02.2019 υπουργικής απόφασης «Εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 14Α του ν. 3468/2006, όπως ισχύει, και από Ενεργειακές Κοινότητες με εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν. 4513/2018» (Β' 759).
- [4] ΦΕΚ 6287/Β'/2021.12.29 2η τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.02.2019 (Β' 759) υπουργικής απόφασης «Εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 14Α του ν. 3468/2006, όπως ισχύει, και από Ενεργειακές Κοινότητες με εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν. 4513/2018».
- [5] ΦΕΚ 78/Α'/2023.03.28 «Εκσυγχρονισμός της νομοθεσίας για τη χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω της ενσωμάτωσης των Οδηγιών ΕΕ 2018/2001 και 2019/944»
- [6] Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)  
<https://deddie.gr/el/>
- [7] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)  
<https://www.rae.gr/>
- [8] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ)  
<https://www.dei.gr/el/>
- [9] Πάροχος Ηλεκτρικής Ενέργειας ELPEDISON  
<https://www.elpedison.gr/>
- [10] Πάροχος Ηλεκτρικής Ενέργειας Protergia  
<https://www.protergia.gr/>
- [11] Πάροχος Ηλεκτρικής Ενέργειας NRG  
<https://www.nrg.gr/>
- [12] JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP)
- [13] SolarPower Europe  
<https://www.solarpowereurope.org/>
- [14] Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών  
<https://helapco.gr/>



[15] Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (Απρίλιος 2022) *«Αυτοπαραγωγή με Ενεργειακό Συμψηφισμό και Εικονικό Ενεργειακό Συμψηφισμό για Ιδιώτες, Επιχειρήσεις και Ενεργειακές Κοινότητες με ή Χωρίς Αποθήκευση»*

[16] Πανελλήνιο Ηλεκτρικό Ρεύμα  
<https://www.pir.gr/>

[17] Ηλεκτρονική Εφαρμογή Πληροφόρησης «Συγκρίνω Ρεύμα»  
<https://sigrinorevma.gr/>

[18] Δουλάμης Ραφαήλ (Σεπτέμβριος 2021). *«Τεχνοοικονομική Μελέτη Ενεργειακού Συμψηφισμού και Ενεργειακού Συμψηφισμού με Αποθήκευση σε Οικιακά Φ/Β Συστήματα»*. Αθήνα, Διπλωματική Εργασία

[19] ΤΕΕ Τμήμα Κεντρικής Μακεδονίας - Δαμιανίδης Μ., Δρ. Κατσαρός Γ., Τόλης Μ. και Στεργιόπουλος Φ. (Απρίλιος 2011) *«Οδηγός Μελέτης και Υλοποίησης Φωτοβολταϊκών Έργων»*

## Παράρτημα Ι

«ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΑΠΟΔΟΣΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΝΑ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ  
ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΟΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ PVGIS»

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

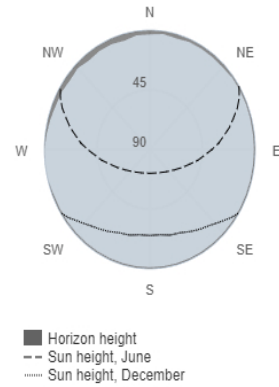
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.121,25.401  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

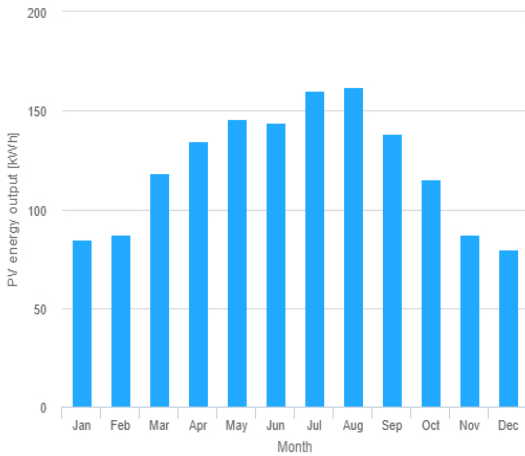
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1457.06 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1894.16 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 53.99 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.68 %  
 Spectral effects: 0.81 %  
 Temperature and low irradiance: -8.83 %  
 Total loss: -23.08 %

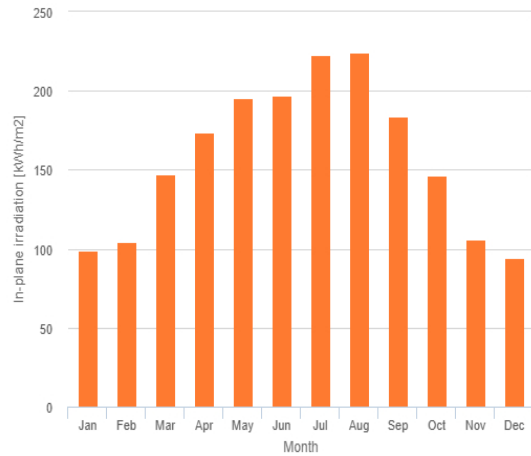
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	84.6	99.0	16.1
February	87.3	104.4	11.1
March	118.3	146.8	12.7
April	134.8	174.1	11.5
May	146.1	195.4	8.2
June	144.0	197.1	8.2
July	160.1	222.7	6.9
August	162.1	224.3	3.8
September	138.1	184.1	8.4
October	115.0	146.2	14.4
November	87.0	105.8	13.3
December	79.8	94.4	18.3

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

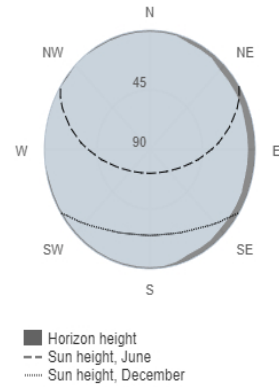
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.655,22.947  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

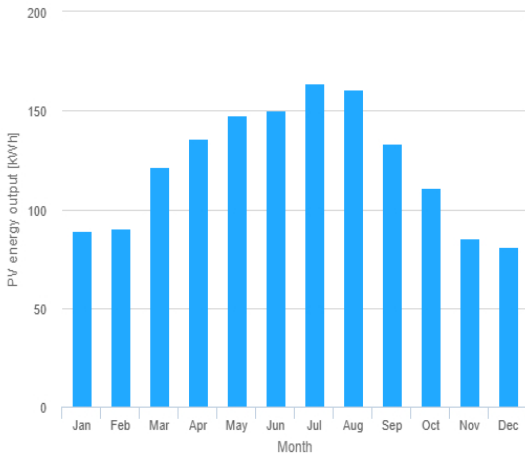
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1469.74 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1902.41 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 40.30 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.61 %  
 Spectral effects: 0.76 %  
 Temperature and low irradiance: -8.46 %  
 Total loss: -22.74 %

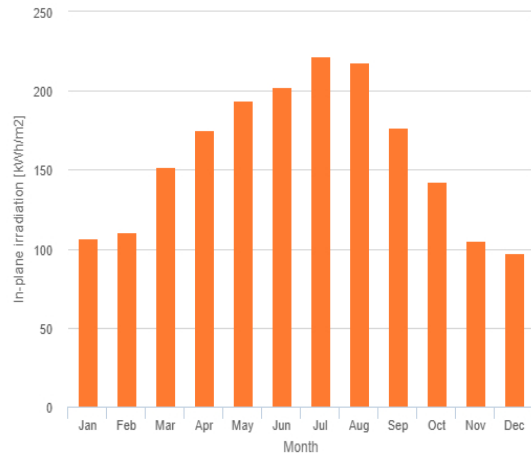
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>
January	89.0	106.6	14.1
February	90.3	110.4	14.6
March	121.3	152.1	14.2
April	136.0	174.9	13.5
May	147.7	194.3	6.2
June	150.4	202.4	6.9
July	163.6	221.9	5.4
August	160.8	217.9	6.5
September	133.5	176.6	8.9
October	111.0	142.4	17.2
November	85.4	105.4	14.7
December	80.8	97.5	15.7

E<sub>m</sub>: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)<sub>m</sub>: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD<sub>m</sub>: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

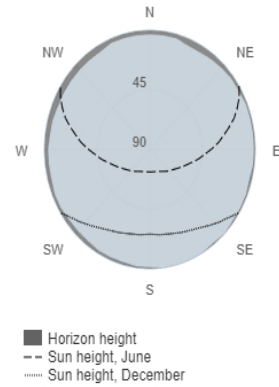
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.300,21.789  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

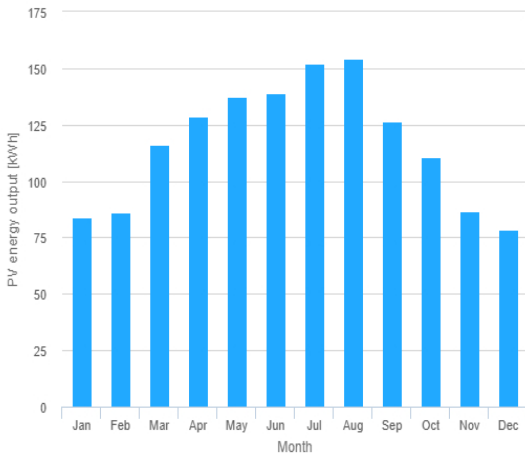
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1400.16 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1813.92 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 47.20 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.79 %  
 Spectral effects: 0.75 %  
 Temperature and low irradiance: -8.35 %  
 Total loss: -22.81 %

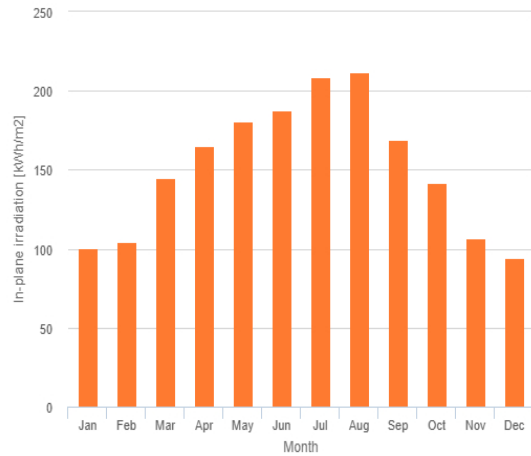
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	84.0	100.1	22.0
February	86.3	104.5	18.3
March	115.9	144.5	14.5
April	128.7	165.5	13.4
May	137.6	181.0	7.4
June	139.1	187.4	8.5
July	152.1	208.6	7.5
August	154.0	211.5	7.7
September	126.7	168.7	11.3
October	110.5	141.8	17.4
November	86.9	106.5	13.6
December	78.4	93.8	17.5

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

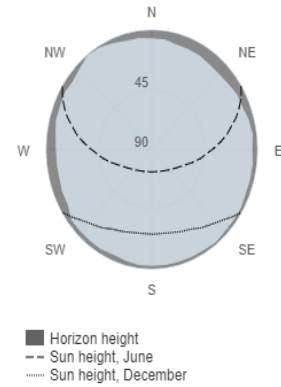
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 39.664,20.850  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

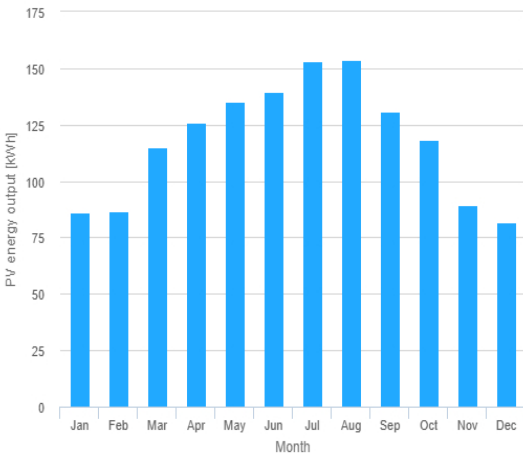
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1415.44 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1825.94 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 61.73 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.69 %  
 Spectral effects: 0.93 %  
 Temperature and low irradiance: -8.22 %  
 Total loss: -22.48 %

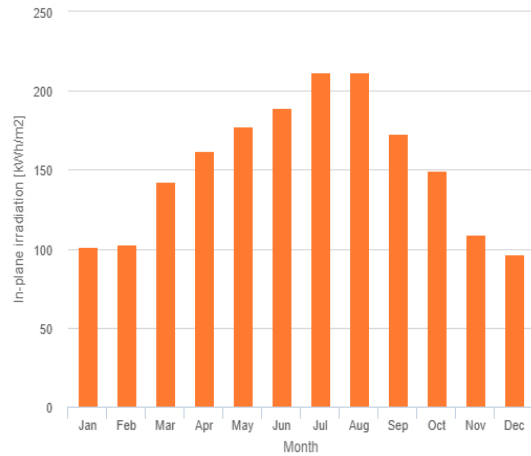
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	86.3	101.3	18.4
February	86.6	103.1	18.3
March	115.0	142.2	19.2
April	125.8	161.8	13.3
May	135.0	177.5	10.2
June	139.6	188.9	9.0
July	153.4	211.7	6.5
August	153.6	211.8	6.6
September	130.8	172.6	8.0
October	118.1	149.7	14.4
November	89.4	108.8	16.4
December	81.8	96.7	18.5

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

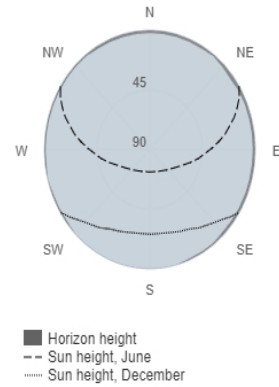
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 39.637,22.416  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

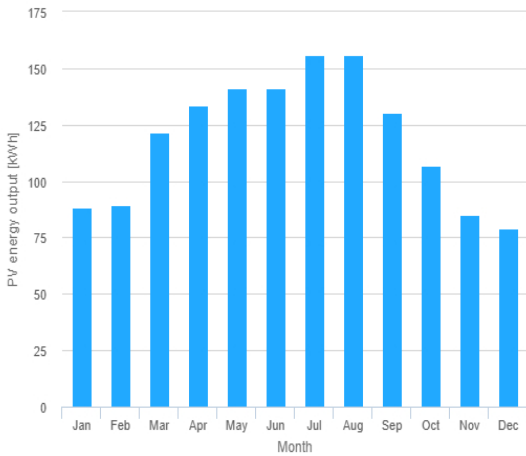
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1428.77 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1910.95 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 42.23 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.68 %  
 Spectral effects: 0.72 %  
 Temperature and low irradiance: -11.31 %  
 Total loss: -25.23 %

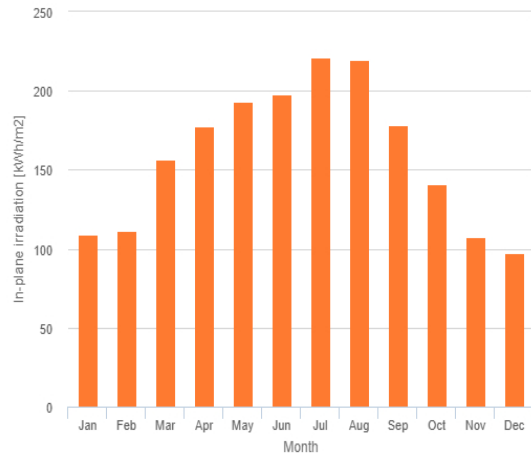
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	88.5	108.7	18.1
February	89.4	111.7	14.3
March	121.6	156.3	13.3
April	133.7	177.4	11.8
May	141.2	193.1	5.6
June	141.2	198.0	6.9
July	155.9	221.1	4.3
August	156.1	220.0	5.4
September	130.1	178.3	9.0
October	106.7	141.1	15.7
November	85.2	107.7	13.2
December	79.1	97.5	14.3

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

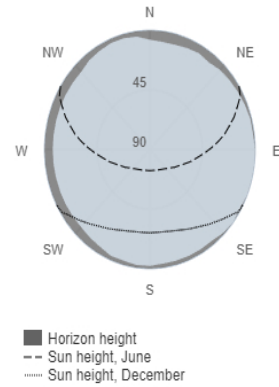
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 38.899,22.435  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

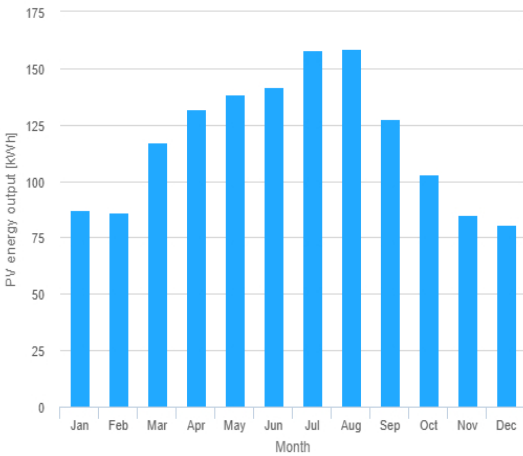
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1415.99 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1869.24 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 40.58 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.71 %  
 Spectral effects: 0.72 %  
 Temperature and low irradiance: -10.11 %  
 Total loss: -24.25 %

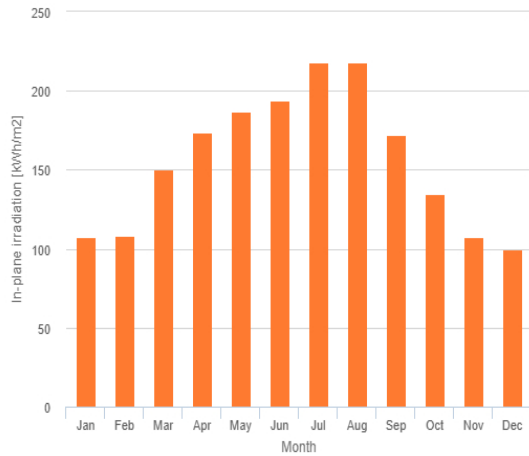
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	87.0	107.2	17.9
February	86.4	108.1	14.7
March	117.2	150.0	11.7
April	132.1	173.6	12.1
May	138.6	186.7	6.8
June	141.7	194.2	7.5
July	158.3	218.0	6.3
August	158.8	218.0	6.0
September	127.5	171.8	10.4
October	102.8	134.7	15.6
November	85.1	107.5	13.2
December	80.5	99.6	12.4

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].



# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

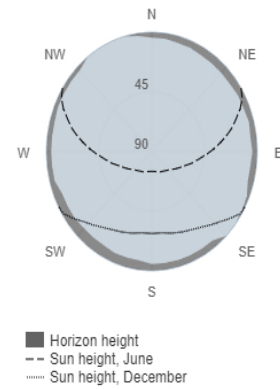
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 38.171,20.488  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

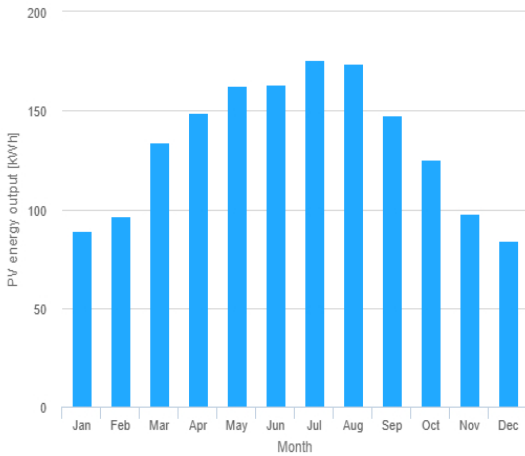
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1600.09 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 2021.66 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 40.67 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.68 %  
 Spectral effects: 0.69 %  
 Temperature and low irradiance: -6.08 %  
 Total loss: -20.85 %

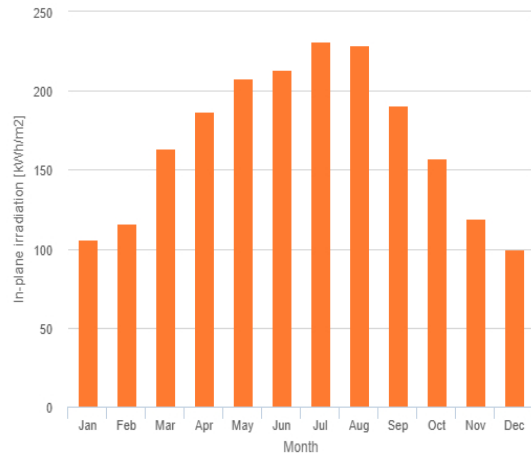
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	89.3	105.9	14.6
February	96.9	116.0	12.7
March	133.8	163.7	12.5
April	149.2	187.2	11.2
May	162.7	208.0	10.3
June	163.5	213.5	5.6
July	175.8	231.3	3.0
August	173.8	228.8	4.9
September	147.7	190.9	7.5
October	125.3	157.1	10.2
November	98.1	119.4	12.4
December	84.1	99.9	14.4

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

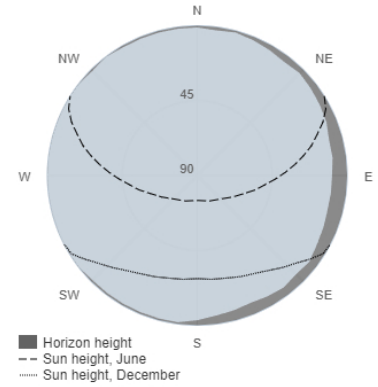
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 38.224,21.746  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

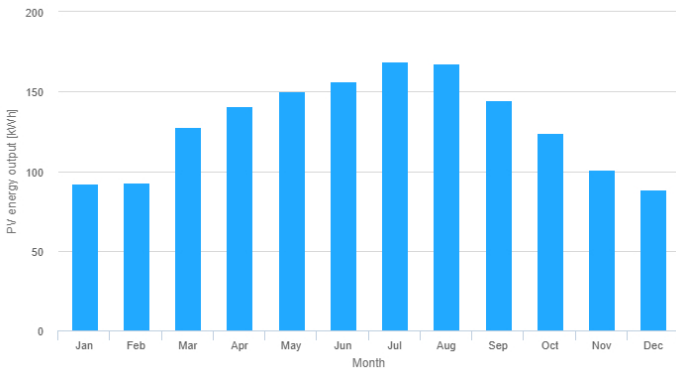
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1554.52 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 2007.87 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 52.74 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.62 %  
 Spectral effects: 0.65 %  
 Temperature and low irradiance: -8.15 %  
 Total loss: -22.58 %

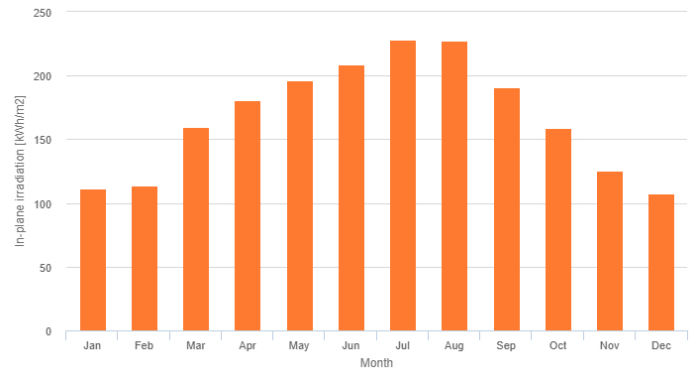
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	92.2	111.5	14.5
February	92.9	113.3	15.4
March	127.8	159.4	15.7
April	140.7	180.6	13.3
May	150.2	196.0	9.9
June	156.4	208.5	6.3
July	168.8	228.6	3.5
August	167.5	227.2	4.8
September	144.6	190.5	7.9
October	123.9	158.9	12.0
November	101.2	125.7	14.7
December	88.4	107.7	15.5

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

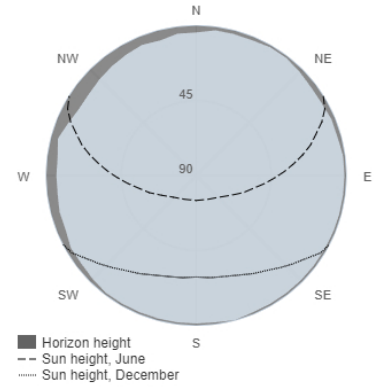
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.510,22.365  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

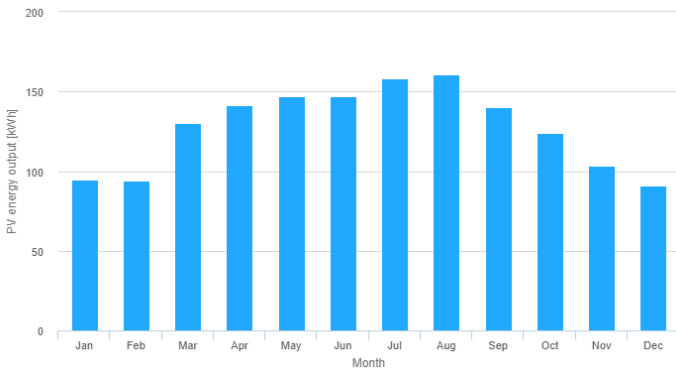
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1532.46 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1952 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 33.80 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.76 %  
 Spectral effects: 0.81 %  
 Temperature and low irradiance: -6.88 %  
 Total loss: -21.49 %

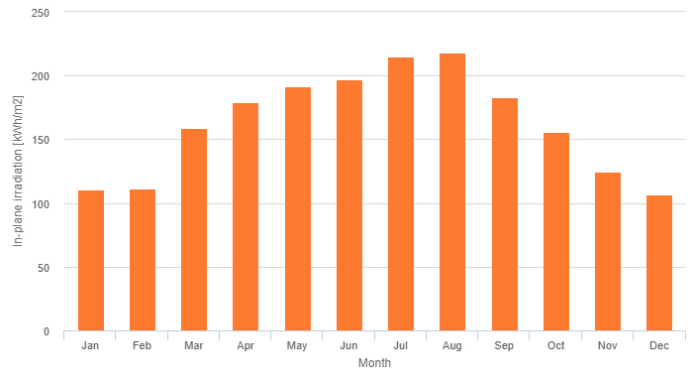
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	94.8	110.7	16.6
February	94.3	111.6	17.1
March	130.2	158.7	14.1
April	141.6	179.4	14.3
May	147.1	191.6	6.4
June	147.1	197.3	8.5
July	158.2	214.8	9.6
August	160.8	217.8	8.3
September	139.9	183.3	9.5
October	124.1	155.8	12.5
November	103.5	124.5	10.8
December	90.8	106.5	13.2

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

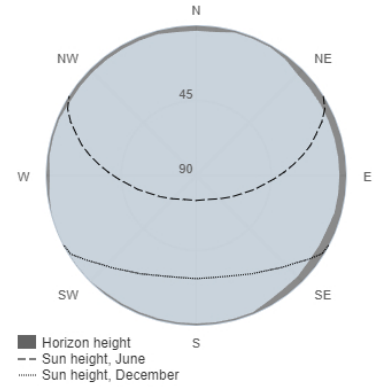
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.996,23.723  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

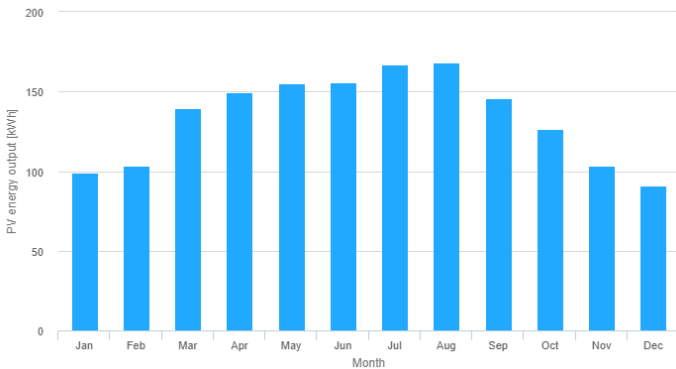
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1603.87 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 2080.26 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 32.70 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.63 %  
 Spectral effects: 0.48 %  
 Temperature and low irradiance: -8.37 %  
 Total loss: -22.9 %

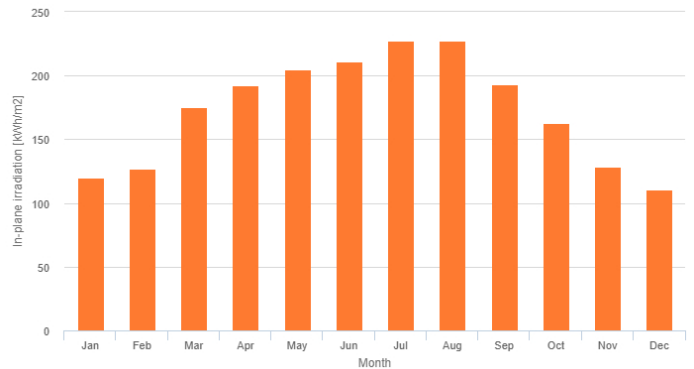
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	98.9	119.7	11.5
February	103.3	127.1	13.3
March	139.7	175.3	9.9
April	149.4	192.4	11.0
May	155.1	204.6	7.8
June	156.0	210.8	7.2
July	166.9	227.3	4.8
August	168.0	227.7	4.0
September	145.8	193.4	8.2
October	126.5	162.9	12.8
November	103.4	128.4	10.2
December	90.8	110.6	10.9

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

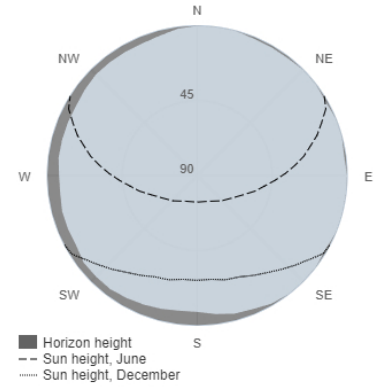
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 39.102,26.553  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

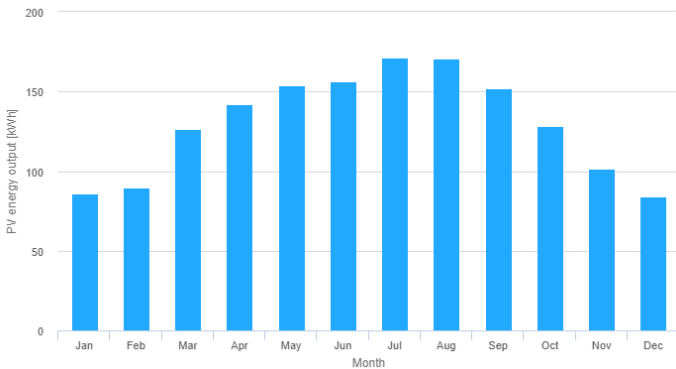
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1562.93 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 2020.24 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 48.10 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.59 %  
 Spectral effects: 0.45 %  
 Temperature and low irradiance: -8.06 %  
 Total loss: -22.64 %

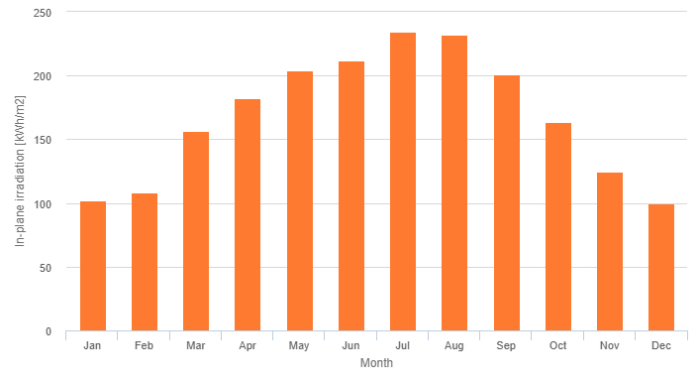
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>
January	85.9	101.9	15.3
February	89.8	108.3	13.5
March	126.4	156.7	13.9
April	142.3	182.3	12.1
May	154.0	203.8	7.3
June	156.3	212.2	6.6
July	171.5	234.4	3.2
August	170.7	232.0	2.8
September	151.9	201.1	6.8
October	128.5	163.7	11.3
November	101.8	124.3	13.7
December	83.8	99.5	17.6

E<sub>m</sub>: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)<sub>m</sub>: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD<sub>m</sub>: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

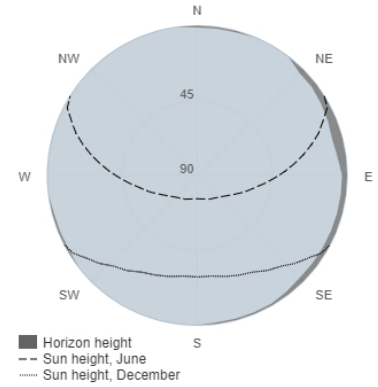
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.103,25.377  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

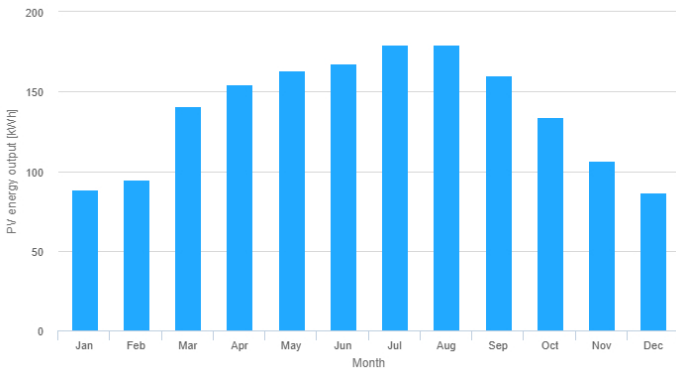
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1654.08 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 2066.58 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 32.16 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.64 %  
 Spectral effects: 0.52 %  
 Temperature and low irradiance: -4.9 %  
 Total loss: -19.96 %

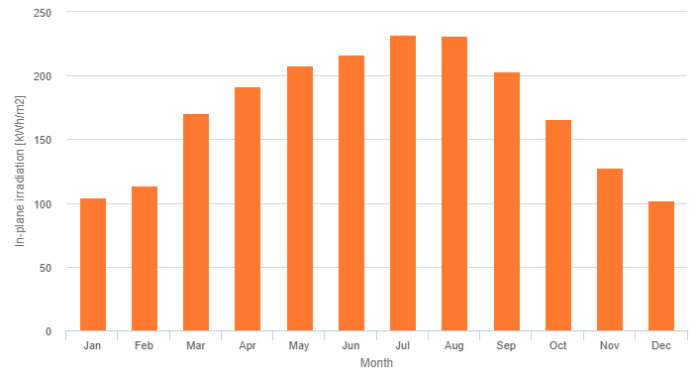
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	88.2	104.3	11.2
February	95.0	113.4	12.8
March	140.8	170.6	12.0
April	154.4	191.8	11.7
May	163.2	207.6	7.0
June	167.3	216.8	5.3
July	179.3	232.0	3.1
August	179.3	231.0	3.1
September	160.4	203.3	7.4
October	133.8	165.8	10.0
November	106.3	127.7	10.6
December	86.3	102.3	10.1

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

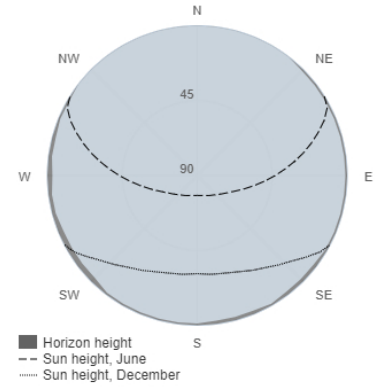
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 35.338,25.134  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

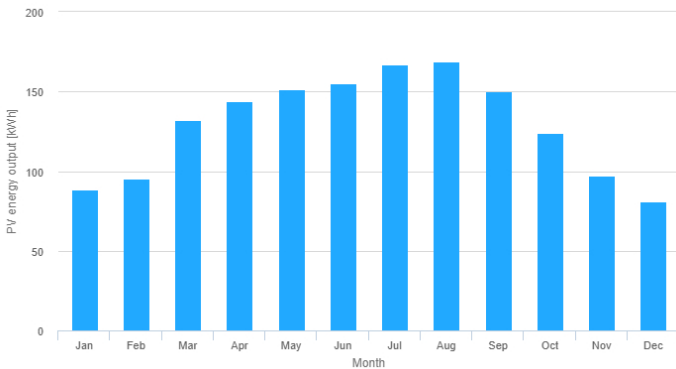
## Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1554.81 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 2052.55 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 33.59 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.67 %  
 Spectral effects: 0.45 %  
 Temperature and low irradiance: -9.91 %  
 Total loss: -24.25 %

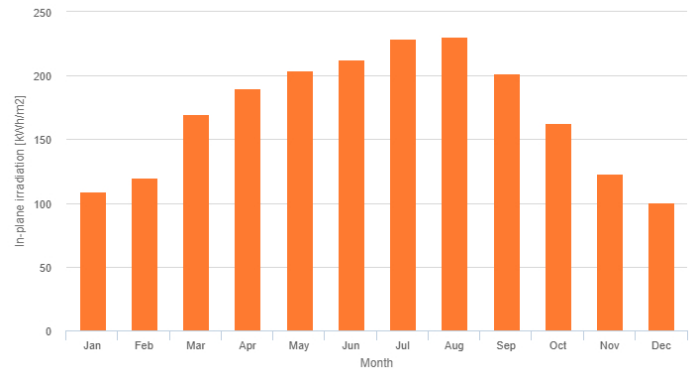
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	88.3	109.3	12.8
February	95.5	119.8	12.1
March	132.3	169.8	10.8
April	144.2	189.7	9.9
May	151.3	203.8	6.8
June	155.1	212.6	4.5
July	166.9	229.1	3.2
August	168.6	230.5	3.1
September	150.3	201.3	6.1
October	124.0	162.5	11.1
November	97.4	123.4	15.1
December	81.0	100.7	8.4

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].