



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

**Αξιολόγηση της κοστολόγησης διεσπαρμένης παραγωγής με τη
μέθοδο net metering**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Κωνσταντίνος Λυμπέρης

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2015



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

Αξιολόγηση της κοστολόγησης διεσπαρμένης παραγωγής με τη μέθοδο net metering

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Κωνσταντίνος Λυμπέρης

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή τον Ιούλιο του 2015

.....
Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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

.....
Πάυλος Γεωργιάκης
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2015

.....

Κωνσταντίνος Λυμπέρης

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

Copyright © Κωνσταντίνος Λυμπέρης, 2015

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα καθηγητή κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για τη δυνατότητα που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στην υποψήφια διδάκτορα Δέσποινα Κουκουλά για την πολύτιμη βοήθεια που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

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

Περίληψη

Η συγκεκριμένη εργασία διερευνά το μοντέλο του ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) και την εφαρμογή του στην Ελλάδα. Εξετάζει, εάν η επένδυση σε φωτοβολταϊκά συστήματα μπορεί να αποτελέσει μια οικονομικά συμφέρουσα επιλογή για τον αυτοπαραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας.

Αρχικά γίνεται μια εισαγωγή στη διεσπαρμένη παραγωγή, δηλαδή την εγκατάσταση μονάδων παραγωγής κοντά στους καταναλωτές. Εξετάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα τους, καθώς και η σύνδεση τους με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και οι επιπτώσεις που μπορεί να δημιουργήσουν σε αυτό. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, καθώς και οι στόχοι που έχουν τεθεί για το μέλλον. Περιγράφονται τα διάφορα χαρακτηριστικά των φωτοβολταϊκών συστημάτων και γίνεται αναφορά στη μείωση της τιμής τους, η οποία οδηγεί στην ισοτιμία του δικτύου. Επίσης, φαίνεται η εξέλιξη της αγοράς των φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα. Ακολουθούν τα κίνητρα για την ενίσχυση των ΑΠΕ και γίνεται ειδική αναφορά στο κίνητρο Feed-in-Tariff που έχει εφαρμοστεί μέχρι σήμερα στην Ελλάδα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά.

Η εργασία επικεντρώνεται στην έννοια του net metering και στα διάφορα χαρακτηριστικά του. Πραγματοποιείται η ανάλυση της λειτουργίας του και γίνεται αναφορά στα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα που μπορούν να προκύψουν από την εφαρμογή του. Ακολουθεί μια σύντομη επισκόπηση του συστήματος net metering που εφαρμόζεται σε διάφορες χώρες της Ευρώπης, όπως επίσης και των πιλοτικών εγκαταστάσεων σε χώρες της Μεσογείου. Εμπεριέχεται η νομοθεσία του net metering που θα εφαρμοσθεί στην Ελλάδα. Αναφέρονται τα χαρακτηριστικά και οι διάφοροι περιορισμοί της και ο τρόπος με τον οποίον πραγματοποιούνται οι χρεώσεις.

Τέλος, παρουσιάζονται οι βασικές μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων μέσω οικονομικών δεικτών αξιολόγησης. Αφού καθοριστούν οι διάφορες παράμετροι που απαιτούνται, πραγματοποιείται η αξιολόγηση της επένδυσης σε φωτοβολταϊκά σύμφωνα με την πολιτική του net metering. Η οικονομική αξιολόγηση αφορά παραγωγούς-καταναλωτές στην Ελλάδα με διαφορετικό προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και αναζητείται το μέγεθος του φωτοβολταϊκού στο οποίο θα επιτευχθεί η μέγιστη εξοικονόμηση.

Λέξεις κλειδιά: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), φωτοβολταϊκά, ισοτιμία του δικτύου, net metering, επένδυση, Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ), Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA), Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (ΕΠΑ).

Abstract

The following diploma thesis studies the model of net metering and its implementation in Greece. It examines whether the investment in photovoltaic systems may result in an economically worthwhile choice for an electricity prosumer.

Initially there is an introduction of the distributed generation, that is to say the installment of production plants close to the consumers. Both the advantages and the disadvantages are also studied as well as their connection with the electric grid and the consequences that may result from this. Next, the penetration of Renewable Energy Sources (RES) into the market of electricity in Greece as well as the goals that have been set for the future are presented. The different characteristics of the photovoltaic systems are described and there is a mention on the reduction of their price leading to the grid parity. The development in the market of the photovoltaics in Greece is also shown. The study then concentrates on the RES support schemes, with specific reference of the Feed-in-Tariff system that has been applied in Greece so far for the photovoltaic power generation.

This study focuses on the meaning of net metering and its different characteristics. The analysis of its operation takes place and there is mention of its advantages and its disadvantages that may take place during its implementation. We can observe a brief overview of the net metering system that is used in various European countries as well as the pilot activity in the Mediterranean. The legislation that Greece adopts for net metering is also included in this study. In addition to all above, the characteristics, the different limitations and the method of billing are also mentioned in this study.

Finally, the basic economic evaluation methods of investments through economic indicators are demonstrated. After defining the various parameters that are needed, the evaluation of the investment in photovoltaics, according to the net metering policy, happens. The economic evaluation concerns Greek prosumers of different electric power consumption profiles with the ideal for maximum savings photovoltaic size being looked for.

Key words: Renewable Energy Sources (RES), photovoltaics, grid parity, net metering, investment, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Discounted Payback Period (DPP).

Περιεχόμενα

Περιεχόμενα	10
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 Διεσπαρμένη παραγωγή.....	14
1.1 Ορισμός.....	14
1.2 Τεχνολογίες της διεσπαρμένης παραγωγής.....	14
1.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της διεσπαρμένης παραγωγής	16
1.4 Ένταξη διεσπαρμένων πηγών στα ηλεκτρικά δίκτυα.....	17
1.4.1 Βασικές λειτουργίες και δομή των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ)	17
1.4.2 Η μετάβαση από το σήμερα στο αύριο	18
1.5 Τεχνικά ζητήματα της σύνδεσης διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο.....	21
1.5.1 Γενικά.....	21
1.5.2 Ποιότητα τάσης του δικτύου.....	22
1.5.3 Μέσα ζεύξης/απόζευξης.....	22
1.5.4 Μέτρηση ενέργειας	23
1.5.5 Ασφάλεια	23
1.5.6 Ευστάθεια του δικτύου.....	23
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ και η κατάσταση στην Ελλάδα	26
2.1 Αγορά ηλεκτρισμού της Ελλάδας.....	26
2.1.1 Ιστορική αναδρομή της νομοθεσίας των ΑΠΕ	26
2.1.2 Εθνικό σχέδιο δράσης για τις ΑΠΕ και η εξέλιξη τους.....	27
2.2 Η ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκά συστήματα.....	30
2.2.1 Φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα.....	30
2.2.2 Ανταγωνιστικότητα της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας	32
2.3 Η κατάσταση της αγοράς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα	35
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 Κίνητρα για την ενίσχυση των ΑΠΕ	37
3.1 Εισαγωγή.....	37
3.2 Κατηγορίες συστημάτων στήριξης ΑΠΕ.....	38
3.3 Καθεστώς στήριξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα	40
3.3.1 Γενικά.....	40
3.3.2 Τιμολόγηση της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας.....	41
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 Το σύστημα net metering	46
4.1 Η έννοια του net metering.....	46

4.2 Εφαρμογή της πολιτικής του net metering παγκοσμίως	47
4.3 Πολιτικές και τεχνικές πτυχές του net metering.....	50
4.3.1 Εισαγωγή.....	50
4.3.2 Επιλέξιμες τεχνολογίες παραγωγής	50
4.3.3 Όριο ατομικής παραγόμενης ισχύος	50
4.3.4 Όριο συνολικής παραγόμενης ισχύος	51
4.3.5 Αποζημίωση και Ισοζύγιο.....	51
4.3.6 Αρχές Διασύνδεσης.....	54
4.3.7 Επιλέξιμες κατηγορίες πελατών.....	56
4.3.8 Επέκταση του net metering	57
4.4 Κατανόηση της λειτουργίας του net metering	59
4.4.1 Οι τρεις καταστάσεις ενός πελάτη-κάτοχου φωτοβολταϊκού	59
4.4.2 Σημασία και αξία του ηλεκτρικού δικτύου	60
4.4.3 Διερεύνηση του οφέλους και του κόστους του net metering	61
4.5 Οφέλη του net metering.....	63
4.6 Αρνητικά στοιχεία σχετικά με το net metering.....	64
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 Εφαρμογή του net metering στην Ευρώπη	66
5.1 Εισαγωγή.....	66
5.2 Δανία.....	67
5.2.1 Γενικά.....	67
5.2.2 Εξελίξεις του net metering.....	68
5.2.3 Ισχύον σύστημα net metering.....	70
5.3 Ολλανδία.....	72
5.3.1 Γενικά.....	72
5.3.2 Εξελίξεις του net metering.....	73
5.3.3 Ισχύον σύστημα net metering.....	74
5.4 Βέλγιο	75
5.4.1 Γενικά.....	75
5.4.2 Ισχύον σύστημα net metering.....	76
5.5 Κύπρος	77
5.5.1 Γενικά.....	77
5.5.2 Δικαιούχοι	78
5.5.3 Επιλέξιμες τεχνολογίες	78
5.5.4 Εφαρμογή του net metering	79

5.5.5	Αρμόδια αρχή	80
5.5.6	Παράδειγμα εφαρμογής του net metering στην Κύπρο	81
5.6	Ιταλία	81
5.6.1	Εξελίξεις του net metering	81
5.6.2	Ισχύον σύστημα net metering («Scambio Sul Posto»)	82
5.6.3	Τυπικό παράδειγμα εφαρμογής του net metering	85
5.7	Πιλοτικές εγκαταστάσεις σε χώρες της Μεσογείου.....	86
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 Εφαρμογή του net metering στην Ελλάδα		90
6.1	Εισαγωγή.....	90
6.2	Επιτρεπόμενο μέγεθος φωτοβολταϊκού συστήματος	91
6.3	Δικαιούχοι ενεργειακού συμψηφισμού	91
6.4	Βασικοί όροι και προϋποθέσεις.....	92
6.5	Βασική παράμετρος διαστασιολόγησης ενός ΦΒ.....	92
6.6	Διαδικασία σύνδεσης στο δίκτυο ΧΤ.....	93
6.7	Κόστος σύνδεσης ΦΒ συστήματος αυτοπαραγωγής με το δίκτυο ΧΤ	93
6.8	Διάρκεια της Σύμβασης Συμψηφισμού	94
6.9	Απαιτήσεις σύνδεσης ΦΒ με το δίκτυο και εγκατάσταση μετρητών.....	94
6.10	Καταμέτρηση, εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού και χρέωση	96
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης ενεργειακών συστημάτων		98
7.1	Εισαγωγή.....	98
7.2	Μεθοδολογία οικονομικής αξιολόγησης	98
7.2.1	Ορισμοί	98
7.2.2	Οικονομικά κριτήρια αξιολόγησης.....	101
7.3	Προσδιορισμός του ετήσιου καθαρού οφέλους (F_t).....	104
7.4	Χαρακτηριστικά της ΚΠΑ και του ΕΒΑ	106
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 Αξιολόγηση επένδυσης σε φωτοβολταϊκά με ενεργειακό συμψηφισμό		108
8.1	Εισαγωγή.....	108
8.2	Παράμετροι διαμόρφωσης του κόστους της επένδυσης.....	108
8.2.1	Προφίλ κατανάλωσης-παραγωγής.....	108
8.2.2	Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας	112
8.2.3	Οικονομικές παράμετροι	114
8.2.4	Διαμόρφωση των σεναρίων.....	115
8.3	Υπολογισμός της ΚΠΑ, του ΕΒΑ και της ΕΠΑ.....	116
8.3.1	Ωριαίος ενεργειακός συμψηφισμός.....	116

8.3.2 Ημερήσιος ενεργειακός συμψηφισμός	119
8.3.3 Τετραμηνιαίος ενεργειακός συμψηφισμός	122
8.3.4 Ετήσιος ενεργειακός συμψηφισμός	125
8.4 Παρατηρήσεις-Σχολιασμός αποτελεσμάτων	128
8.4.1 Παρατηρήσεις ως προς τη μεταβολή της φωτοβολταϊκής εγκατεστημένης ισχύος	130
8.4.2 Παρατηρήσεις ως προς τη μεταβολή της κατανάλωσης	131
8.4.3 Παρατηρήσεις ως προς την περίοδο συμψηφισμού της εισερχόμενης με την εξερχόμενη ενέργεια	132
8.5 Βιομηχανικός καταναλωτής.....	133
8.6 Ανάλυση ευαισθησίας	137
8.6.1 Επιτόκιο αναγωγής	137
8.6.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης.....	138
8.6.3 Κόστος εγκατάστασης.....	139
8.6.4 Παραγόμενη ενέργεια	140
8.6.5 Απόδοση.....	141
8.6.6 Πληθωρισμός	142
8.6.7 Κόστη δικτύου	143
8.6.8 Ανταγωνιστικές χρεώσεις.....	144
8.6.9 Τροποποίηση της ισχύουσας νομοθεσίας ενεργειακού συμψηφισμού	145
8.6.10 Ετεροχρονισμός της παραγωγής	147
8.7 Σύνοψη αποτελεσμάτων	148
Βιβλιογραφία.....	150

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Διεσπαρμένη παραγωγή

1.1 Ορισμός

Για τη διεσπαρμένη παραγωγή έχουν δοθεί αρκετοί παραπλήσιοι ορισμοί, ενώ στη διεθνή βιβλιογραφία συναντώνται οι όροι Dispersed Generation, Distributed Generation, Decentralized Generation και Embedded Generation. Από τους ορισμούς που έχουν δοθεί άλλοι επικεντρώνονται στο επίπεδο της τάσης διασύνδεσης και άλλοι στο μέγεθος των μονάδων που συνδέονται. Συνήθως, όταν αναφερόμαστε στη διεσπαρμένη παραγωγή εννοούμε ότι οι μονάδες παραγωγής ενέργειας έχουν εγκατασταθεί κοντά στο σημείο κατανάλωσης (φορτίο). Άλλοι ορίζουν ως διεσπαρμένη παραγωγή την πηγή παραγωγής ενέργειας που είναι απευθείας συνδεδεμένη στο δίκτυο διανομής ή στην πλευρά σύνδεσης των καταναλωτών (δηλαδή στη περιοχή του μετρητή της κατανάλωσης). Η διεσπαρμένη παραγωγή είναι η παραγωγή ενέργειας μικρής κλίμακας, με τιμές που κατά κανόνα κυμαίνονται από 1kW μέχρι 50-100MW και είναι μία σχετικά καινούρια τάση στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Την τελευταία δεκαετία το ενδιαφέρον για τη διεσπαρμένη παραγωγή έχει μεγαλώσει, πράγμα που οφείλεται κυρίως στην ανάπτυξη των τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής, στους περιορισμούς κατασκευής νέων γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στις αυξημένες απαιτήσεις των καταναλωτών για αξιόπιστη ενέργεια και στην απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας δίνει την ευκαιρία να συνδεθούν όλο και περισσότερες διεσπαρμένες γεννήτριες στα δίκτυα διανομής. Τις τελευταίες δύο δεκαετίες αρκετές εφαρμογές διεσπαρμένης παραγωγής συνδέθηκαν στο ελληνικό δίκτυο διανομής, κυρίως στο δίκτυο μέσης τάσης (15 ή 20kV) και στο δίκτυο χαμηλής τάσης (230/400V). Η πλειοψηφία αυτών των εγκαταστάσεων είναι αιολικά πάρκα ή ανεξάρτητες ανεμογεννήτριες και μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Υπάρχουν επίσης μερικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας από βιοκαύσιμα, καθώς επίσης και μικρές φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις στο δίκτυο χαμηλής τάσης.

1.2 Τεχνολογίες της διεσπαρμένης παραγωγής

Οι βασικές τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής είναι οι εξής:

Μονάδες με συμβατικά καύσιμα

- τουρμπίνες εσωτερικής καύσης,
- μικροτουρμπίνες,
- μηχανές εσωτερικής καύσης,
- μηχανές Stirling,
- κυψέλες καυσίμου,
- αποθήκευση ενέργειας/συστήματα UPS.

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ)

Το μεγαλύτερο ενδιαφέρον επικεντρώνεται γύρω από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Ανανεώσιμη ενέργεια είναι η ενέργεια που αντλείται από φυσικούς πόρους, οι οποίοι δεν εξαντλούνται ή αντικαθίστανται. Είναι η πρώτη μορφή ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος πριν στραφεί στη χρήση άνθρακα και υδρογονανθράκων.

Για πολλές χώρες οι ΑΠΕ αποτελούν μια εγχώρια πηγή ενέργειας με ευνοϊκές προοπτικές συνεισφοράς στο ενεργειακό τους ισοζύγιο, συμβάλλοντας στη μείωση της εξάρτησης από το ακριβό εισαγόμενο πετρέλαιο και στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού τους εφοδιασμού, χωρίς να ρυπαίνεται το περιβάλλον. Η αξιοποίηση των ΑΠΕ έγκειται μόνο στην ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδεκτών τεχνολογιών που θα δεσμεύουν το δυναμικό τους, έτσι ώστε να καλύπτουν ενεργειακές ανάγκες. Όμως, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι άμεσα συνδεδεμένη με τα φυσικά φαινόμενα και κατά συνέπεια εξαρτάται από την περιοδικότητα ή τη στοχαστικότητα αυτών των φαινομένων, οπότε μειώνεται η αξιοπιστία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι περισσότερες ανανεώσιμες πηγές αποτελούν γενικά και συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής αν και υπάρχουν και εξαιρέσεις, όπως είναι τα υδροηλεκτρικά έργα μεγάλης κλίμακας και τα παράκτια αιολικά πάρκα. Οι βασικότερες ΑΠΕ είναι οι:

- υδροηλεκτρικές πηγές (μικρές πηγές),
- βιομάζα (καύση δασικών και γεωργικών προϊόντων και άλλων καταλοίπων σε θερμοηλεκτρικούς σταθμούς),
- αέρας (ανεμογεννήτριες),
- ήλιος (φωτοβολταϊκά),
- γεωθερμικές πηγές (παραγωγή ενέργειας από τη θερμότητα που είναι αποθηκευμένη).

Επιπλέον, οι παραγωγοί και οι κατασκευαστές τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής αναζητούν τρόπους να συνδυάσουν τεχνολογίες για να βελτιώσουν τις επιδόσεις και την απόδοση του εξοπλισμού διεσπαρμένης παραγωγής. Υβριδικά συστήματα που μπορούν να εκμεταλλευτούν ταυτόχρονα την ηλιακή και την αιολική ενέργεια, διαθέτουν φωτοβολταϊκούς συλλέκτες και ανεμογεννήτρια ώστε να παράγουν ρεύμα χρησιμοποιώντας και τον ήλιο και τον άνεμο ταυτόχρονα. Το πλεονέκτημα των υβριδικών συστημάτων είναι ότι όταν υστερεί η μία πηγή ενέργειας, συνήθως πλεονεκτεί η άλλη.

Κάποια παραδείγματα υβριδικών συστημάτων είναι μηχανή Stirling συνδυασμένη με ένα ηλιακό πιάτο, κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου συνδυασμένη με μια τουρμπίνα αερίου ή μικροτουρμπίνα, ανεμογεννήτριες με μπαταρία αποθήκευσης και εφεδρικές γεννήτριες diesel και μηχανές συνδυασμένες με συσκευές αποθήκευσης ενέργειας.

1.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της διεσπαρμένης παραγωγής

Τα πλεονεκτήματα που προσφέρει η εγκατάσταση διεσπαρμένης παραγωγής σε διάφορους τομείς είναι τα ακόλουθα:

Οικονομικά:

- Σημαντική ποσότητα ενέργειας που παράγεται από τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής και εγχέεται στο δίκτυο μπορεί να αντισταθμίσει την αγορά ή/και τη παραγωγή ενέργειας από την επιχείρηση ηλεκτρισμού.
- Η παραγωγή της ενέργειας στην τοποθεσία στην οποία χρησιμοποιείται, ελαχιστοποιεί τις απώλειες μεταφοράς, όπως επίσης και το κόστος μεταφοράς, ένα σημαντικό μέρος (πάνω από 30%) του συνολικού κόστους του ηλεκτρισμού. Σε αυτή την περίπτωση οι αποστάσεις είναι μικρότερες, σε αντίθεση με την περίπτωση χρήσης από τον καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από επιχειρήσεις ηλεκτρισμού κατά την οποία η μεταφορά της γίνεται με μεγάλες γραμμές υψηλής τάσης.
- Με την ιδιοκατανάλωση οδηγεί σε μείωση του κόστους μειώνοντας τη ζήτηση αιχμής σε μια εγκατάσταση και συνεπώς μειώνει τις χρεώσεις ζήτησης.

Λειτουργικά:

- Υποστήριξη του δικτύου με επικουρικές υπηρεσίες, όπως είναι: i) παροχή άεργου ισχύος και υποστήριξη τάσης, ii) πρόληψη γενικής διακοπής του ρεύματος (blackout) ή πτώσης της τάσης (brownout).
- Η διεσπαρμένη παραγωγή βοηθά στην αποσυμφόρηση των ήδη υπαρχόντων δικτύων.
- Όσο αυξάνεται η ζήτηση για περισσότερη και καλύτερης ποιότητας ηλεκτρική ισχύ, η διεσπαρμένη παραγωγή παρέχει εναλλακτικές λύσεις για αξιόπιστη και οικονομική ισχύ σε νοικοκυριά και επιχειρήσεις. Προσφέρει σταθερότητα, διασφάλιση στα απρόοπτα και δυνατότητα «black start» (η δυνατότητα μιας μονάδας παραγωγής κατά τη διάρκεια αποκατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας να μεταβεί από απενεργοποιημένη κατάσταση σε κατάσταση λειτουργίας και να αρχίσει να παράγει ενέργεια χωρίς να υποβοηθηθεί από το ηλεκτρικό σύστημα).
- Μπορεί να μειώσει την υπερφόρτωση (από την υψηλή ζήτηση φορτίου) των γραμμών διανομής. Αποσυμφορούνται οι ηλεκτρικές γραμμές μεταφοράς και διανομής των μετασχηματιστών.

Στην κατεύθυνση της παραγωγής:

- Είναι πρακτικά πιο εύκολο να βρεθούν τοποθεσίες για διεσπαρμένη παραγωγή από ότι για ένα μεγάλο, κεντρικό εργοστάσιο παραγωγής ισχύος και μάλιστα οι μονάδες αυτές είναι πιο εύκολο και κυρίως πιο γρήγορο να συνδεθούν στο δίκτυο. Το ρίσκο του κεφαλαίου μειώνεται και αποφεύγονται οι περιττές δαπάνες.

- Ανταποκρίνεται γρηγορότερα σε νέες απαιτήσεις ισχύος.
- Ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά της διεσπαρμένης παραγωγής είναι ότι οι αυξομειώσεις στην εγκατεστημένη ισχύ μπορούν να γίνουν με μικρές προσαυξήσεις σε πλήρη συμφωνία με τη ζήτηση, σε αντίθεση με την κατασκευή μεγάλων, κεντρικών εργοστασίων ενέργειας κατασκευασμένων για την κάλυψη μελλοντικής κυρίως και όχι τρέχουσας ζήτησης.

Στην κατεύθυνση της αειφόρου ανάπτυξης:

- Προσφέρει καθαρότερη, πιο αθόρυβη λειτουργία και μειώνει τις εκπομπές ρύπων ελαττώνοντας την κατανάλωση ορυκτών καυσίμων.
- Μειώνονται οι επενδύσεις στην κατασκευή ή την ενίσχυση των δικτύων μεταφοράς και διανομής, αλλά και κεντρικών σταθμών παραγωγής και υποσταθμών.
- Επιτρέπει την πιο αποτελεσματική οικονομική διαχείριση ενέργειας και φορτίου.

Παράλληλα με τα πλεονεκτήματα, η διεσπαρμένη παραγωγή μπορεί να εμφανίσει και κάποια μειονεκτήματα:

- Μπορεί να υπάρξουν τεχνικές και λειτουργικές δαπάνες για την επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας που σχετίζονται με την προσθήκη διεσπαρμένης ενέργειας στο δίκτυο. Καθώς η διείσδυση στην αγορά της διεσπαρμένης παραγωγής αυξάνεται, οι επιχειρήσεις πρέπει να προετοιμάσουν το δίκτυο να αποδεχθεί αυτή τη μεταβλητή παραγωγή, ώστε να αποδίδει καλά με την αμφίδρομη ροή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ένα από τα βασικότερα ζητήματα είναι το υψηλό κόστος κεφαλαίου ανά kW εγκατεστημένης ισχύος, συγκριτικά με τα μεγάλα, κεντρικά εργοστάσια παραγωγής. Επίσης, υπάρχει η άποψη ότι το κόστος για την πρωταρχική παροχή καυσίμου στη διεσπαρμένη παραγωγή θα είναι αρκετά μεγαλύτερο από ότι για την κεντρική παραγωγή.
- Η αυξανόμενη συμμετοχή της διεσπαρμένης παραγωγής στην εγκατεστημένη παραγωγή θα επιφέρει μικρότερη επιλογή μεταξύ των βασικών καυσίμων. Αυτό θα μπορούσε να μειώσει τη διαφοροποίηση των πρωταρχικών αποθεμάτων ενέργειας.
- Όσον αφορά την αξιοπιστία του συστήματος υπάρχουν επιπτώσεις της διακοπτόμενης παραγωγής, όπως η νησιδοποίηση, οι πτώσεις τάσεις και άλλα θέματα, τα οποία θα αναλυθούν στην ενότητα 1.5.

1.4 Ένταξη διεσπαρμένων πηγών στα ηλεκτρικά δίκτυα

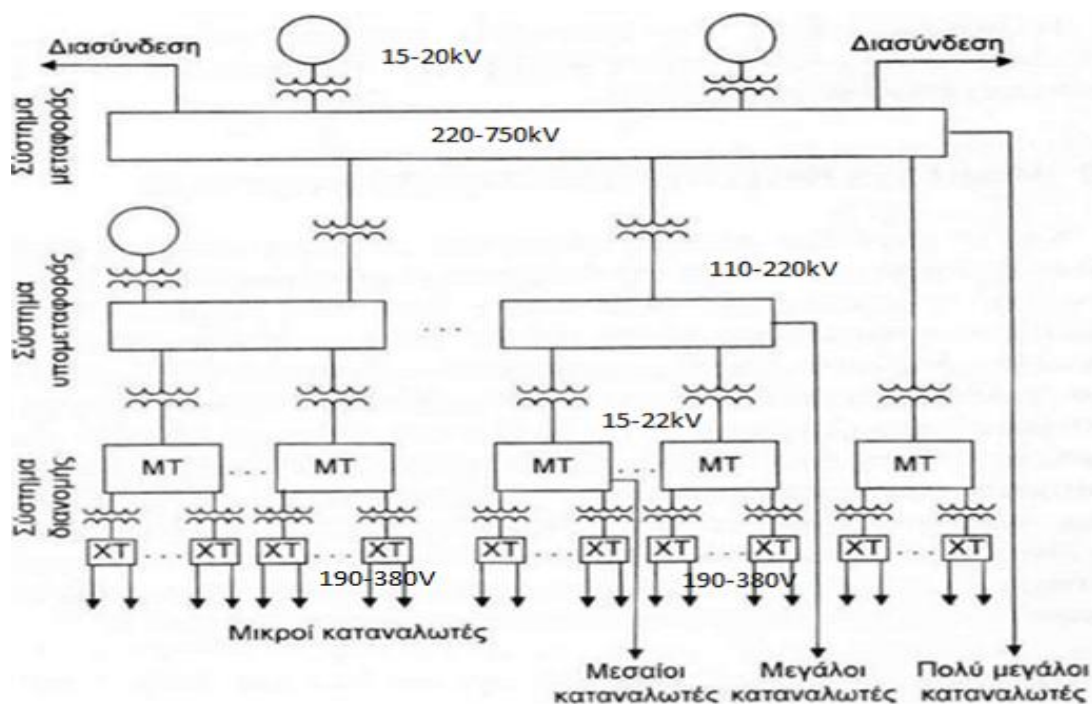
1.4.1 Βασικές λειτουργίες και δομή των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ)

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) είναι το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση και να ικανοποιεί τη διαρκώς μεταβαλλόμενη ζήτηση, με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις

ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης [1].

Η τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ενέργεια προϋποθέτει τρεις ξεχωριστές λειτουργίες του ΣΗΕ: την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή. Η ηλεκτρική ενέργεια, από το σημείο που θα παραχθεί μέχρι το σημείο που θα καταναλωθεί, βρίσκεται σε μια συνεχή ροή και επειδή δεν μπορεί εύκολα να αποθηκευτεί, πρέπει να παράγεται τη στιγμή ακριβώς που καταναλώνεται. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται σε μεγάλους κεντρικούς σταθμούς. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες ποσότητες από τα εργοστάσια παραγωγής προς τις περιοχές κατανάλωσης γίνεται με τις γραμμές υψηλής και υπερυψηλής τάσης, οι οποίες την μεταφέρουν σε κεντρικά σημεία του δικτύου, τους υποσταθμούς, από όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής μέσης τάσης που διανέμουν την ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές διαμέσου των υποσταθμών διανομής και των γραμμών χαμηλής τάσης (στην Ευρώπη 380/220V) [1].

Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζεται η δομή ενός τυπικού ηλεκτρικού δικτύου:



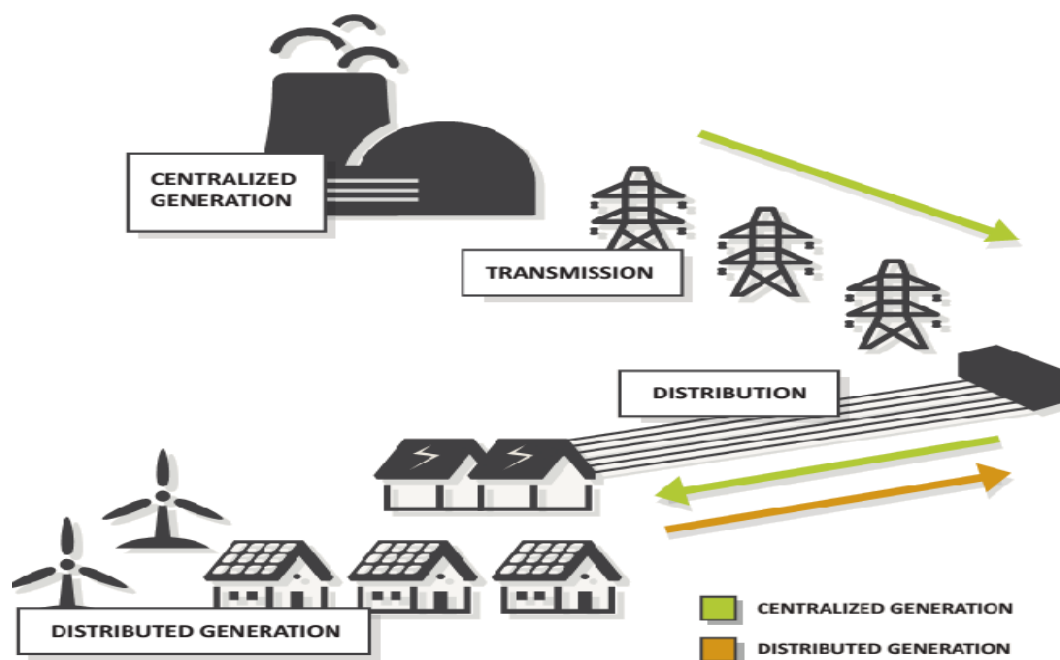
Σχήμα 1.1: Δομή ηλεκτρικού δικτύου.

1.4.2 Η μετάβαση από το σήμερα στο αύριο

Για πολλές δεκαετίες το ηλεκτρικό σύστημα όλων των χωρών βασιζόταν σε ένα κεντρικό σύστημα παραγωγής, όπου η παροχή ισχύος και ο έλεγχος του δικτύου γίνονται από μεγάλες, κεντρικές εγκαταστάσεις. Τα ηλεκτρικά δίκτυα σχεδιάστηκαν για να μεταφέρουν την ενέργεια με μονοκατευθυντική ροή, από τους συγκεντρωμένους σταθμούς παραγωγής στους πελάτες μέσω των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Η διανομή και η μεταφορά της ενέργειας γίνεται κατά κύριο λόγο μονοπωλιακά από δημόσιους φορείς, ενώ αντίθετα στον τομέα της παραγωγής είναι δυνατόν να υπάρχει μεγάλος ανταγωνισμός. Υπάρχει λίγο έως καθόλου συμμετοχή του καταναλωτή και απουσιάζει εντελώς η επικοινωνία του με την επιχείρηση ηλεκτρισμού.

Οι καταναλωτές όμως γίνονται ολοένα και πιο απαιτητικοί σε ότι αφορά την ποιότητα της ενέργειας και τη δυνατότητα να έχουν τοπική παραγωγή και να είναι ενεργειακά ανεξάρτητοι. Η διεσπαρμένη παραγωγή μπορεί να εξασφαλίσει την ηλεκτρική κάλυψη των φορτίων, την ανάγκη για ζεστό νερό και θέρμανση του πληθυσμού και των βιομηχανικών μονάδων. Η ενεργή συμμετοχή του πελάτη σε μία αγορά ενέργειας χωρίς μονοπώλια ή ολιγοπώλια, τον καθιστά πρωταγωνιστή της λειτουργίας του συστήματος. Έτσι, οι διεσπαρμένες πηγές αποτελούν μια λύση, η οποία όμως μπορεί να αλλάξει την κατεύθυνση της ροής της ισχύος στα δίκτυα διανομής (σχήμα 1.2), επηρεάζοντας ολόκληρη τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Η απρόσκοπτη ένταξη της διεσπαρμένης παραγωγής στο ηλεκτρικό δίκτυο προϋποθέτει αλλαγές σε αυτό, καθώς και στη διαχείριση της ενέργειας. Απαιτείται δηλαδή, η επίλυση τεχνικών προβλημάτων (ενότητα 1.5). Οι τεχνολογίες που θα χρησιμοποιηθούν σε κάθε περίπτωση θα πρέπει να είναι αξιόπιστες, φτηνές, προσβάσιμες σε όλους και φυσικά να μπορούν να εφαρμοστούν εύκολα. Αυτό επιπλέον συνεπάγεται και τη δημιουργία μιας σειράς προτύπων και πρωτοκόλλων κοινά αποδεκτών.



Σχήμα 1.2: Σύστημα ηλεκτρικού δικτύου με διεσπαρμένη παραγωγή ([23]).

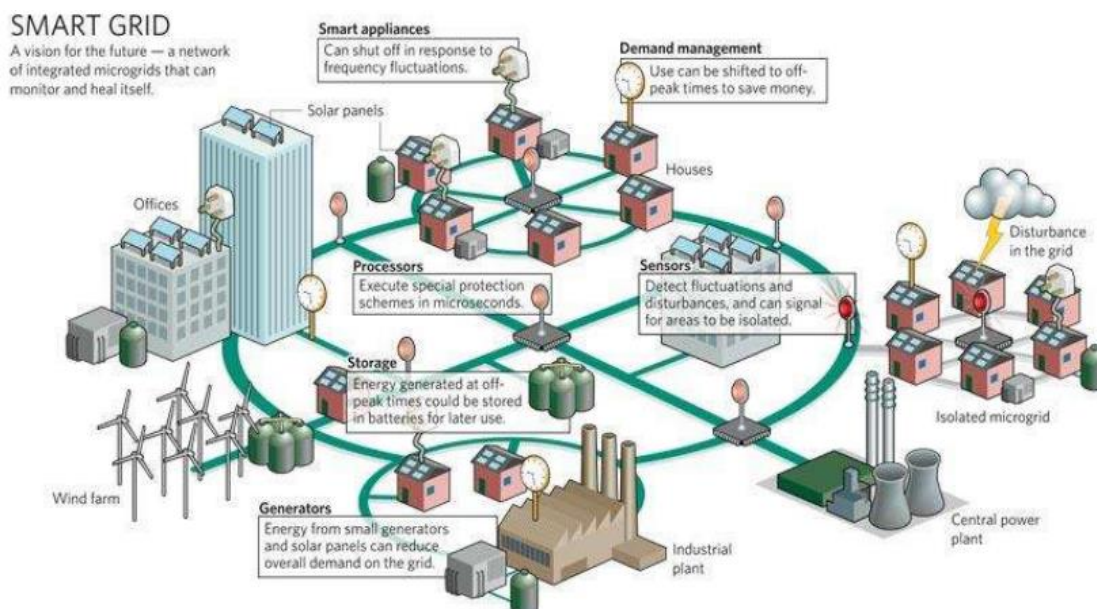
Η παρουσία των σύγχρονων αγορών ενέργειας δημιουργεί ένα εξαιρετικά σύνθετο περιβάλλον λειτουργίας για τα ηλεκτρικά δίκτυα όχι μόνο σε εθνικό επίπεδο, αλλά και ως προς τις διεθνείς διασυνδέσεις. Τα μελλοντικά δίκτυα διανομής θα έχουν ενεργητικό ρόλο και πρέπει να εξασφαλίζουν αμφίδρομη ροή ισχύος. Τα ευρωπαϊκά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούν πλέον σε ένα πλαίσιο μοντέλου αγοράς στο οποίο οι μονάδες παραγωγής διανέμονται σύμφωνα με τις απαιτήσεις της κάθε αγοράς και το κέντρο ελέγχου του δικτύου αναλαμβάνει ένα γενικό ρόλο εποπτείας. Μια μεγάλη ποσότητα ηλεκτρισμού που παράγεται από μεγάλους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής θα προέρχεται από διεσπαρμένη παραγωγή και ΑΠΕ. Παράλληλα είναι δυνατό να χρειαστεί η ύπαρξη εφεδρείας σε περίπτωση ελλιπούς παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Αυτό

προϋποθέτει πολλές αλλαγές στα υπάρχοντα δίκτυα διανομής και μεταφοράς, αφού οι πολλές διασυνδέσεις και η καλή επικοινωνία είναι απαραίτητες.

Οι απαιτήσεις πλέον από τα δίκτυα ενέργειας έχουν τα εξής χαρακτηριστικά [4]:

- Ευελιξία, δηλαδή να καλύπτουν τις ανάγκες των καταναλωτών και να ανταποκρίνονται στις αλλαγές και τις προκλήσεις του μέλλοντος.
- Να είναι προσβάσιμα, δηλαδή να εγγυώνται πρόσβαση όλων των χρηστών-παραγωγών σε όλα τα δίκτυα κυρίως σε ΑΠΕ και σε δίκτυα τοπικής παραγωγής με υψηλή απόδοση και χαμηλές ή μηδενικές εκπομπές άνθρακα.
- Αξιοπιστία, δηλαδή να διασφαλίζουν και να βελτιώνουν την ασφάλεια και την ποιότητα της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας συμβαδίζοντας με τις τεχνολογικές απαιτήσεις της εποχής.
- Να λειτουργούν επιτυγχάνοντας οικονομική και αποτελεσματική διαχείριση της ενέργειας και ο ανταγωνισμός να πραγματοποιείται επί ίσοις όροις μέσω νομοθετικών ρυθμίσεων.

Όλα τα παραπάνω στοχεύουν στη δημιουργία ενός έξυπνου δικτύου (smart grid) του μέλλοντος. Στόχος των έξυπνων δικτύων (σχήμα 1.3) είναι η αειφόρος ανάπτυξη με τη δημιουργία ενός αποδοτικού δικτύου διανομής δίνοντας έμφαση στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τη διεσπαρμένη παραγωγή. Ένα έξυπνο δίκτυο είναι ένα ηλεκτρικό δίκτυο που μπορεί να ενσωματώσει ευφυώς τη συμπεριφορά και τις δράσεις όλων των χρηστών (παραγωγών και καταναλωτών) με σκοπό να διασφαλιστεί αποτελεσματικά η σταθερότητα, η οικονομία και η ασφάλεια παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Περιλαμβάνει συνδυασμό λογισμικού και υλικού, επιτρέπει αποτελεσματικότερη ροή ισχύος και δίνει τη δυνατότητα στους καταναλωτές να ελέγχουν τη ζήτηση ενέργειας.



Σχήμα 1.3: Απεικόνιση έξυπνου δικτύου (Πηγή:[24]).

Τα έξυπνα ή ευφυή δίκτυα έχουν ως κύριους άξονες την [4]:

- Ευφυή συνύπαρξη της κεντρικής και διεσπαρμένης παραγωγής με αποτέλεσμα την μείωση της χρήσης άνθρακα και αποδοτικού χειρισμού της ζήτησης.
- Εμπορία ενέργειας και βελτιστοποίηση κόστους μέσω χρονομεταβλητών τιμολογίων και διαφόρων κινήτρων εξαρτώμενων από το μεταβαλλόμενο φορτίο.
- Ενεργό συμμετοχή του πελάτη με βάση την επικοινωνία σε δύο κατευθύνσεις και μεγάλη ροή πληροφορίας.

Η επίτευξη του έξυπνου δικτύου θα υποβοηθηθεί από τους έξυπνους μετρητές (smart meters) που έχουν σκοπό τη διαχείριση της κάλυψης της ζήτησης σε τοπικό επίπεδο. Οι έξυπνοι μετρητές έχουν τη δυνατότητα να μετρούν άμεσα την κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος μεταδίδοντας τις μετρήσεις στις βάσεις δεδομένων στο κέντρο διαχείρισης για σκοπούς παρακολούθησης (monitoring) και χρεώσεων και από εκεί καταλήγουν στον πελάτη ενημερώνοντας τον για την εκάστοτε κατανάλωση και το αντίστοιχο κόστος αυτής. Έτσι, επιτρέπεται η καλύτερη ρύθμιση της παραγωγής βασιζόμενη σε ημερήσια δεδομένα πραγματικού χρόνου. Ο διαχειριστής είναι σε θέση να γνωρίζει σε πραγματικό χρόνο την κατανάλωση ενέργειας κάθε υποστατικού, γεγονός που αποτελεί τεράστιο όφελος και εξοικονόμηση οικονομικών (εξοικονόμηση ενέργειας και χρημάτων -μικρότερες επενδύσεις σε δίκτυα διανομής) και ανθρώπινων πόρων.

1.5 Τεχνικά ζητήματα της σύνδεσης διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο

1.5.1 Γενικά

Τα δίκτυα διανομής έχουν σχεδιαστεί με βάση το διαφορετικό μέγεθος ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και τον ετεροχρονισμό στη μέγιστη ζήτηση κάθε καταναλωτή. Η ατομική μέγιστη ζήτηση όλων των πελατών σε ένα δίκτυο διανομής δεν μπορεί να αθροίζεται για να δίνει τη συνολική μέγιστη ζήτηση. Ως εκ τούτου εφαρμόζονται διάφορα μέτρα για τον προσδιορισμό του μεγέθους των μετασχηματιστών, των καλωδίων και εναέριων αγωγών που προμηθεύουν με ηλεκτρική ενέργεια τους πελάτες σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές. Με τη διεσπαρμένη παραγωγή η ζήτηση των καταναλώσεων καλύπτεται πλέον και από την τοπική παραγωγή που είναι συνδεδεμένη στο σύστημα διανομής, είτε στη μέση είτε στη χαμηλή τάση ανάλογα με το μέγεθος ισχύος. Όμως, απαιτείται η αναβάθμιση των ηλεκτρικών δικτύων με διατάξεις και εξοπλισμό ώστε να μπορεί να πραγματοποιείται έλεγχος σε αυτά. Το επίπεδο της τάσης διασύνδεσης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής συνεχώς μειώνεται και όλο και περισσότερες μονάδες εγκαθίστανται στο επίπεδο χαμηλής τάσης. Η ανάγκη για χαμηλότερο επίπεδο τάσης ενισχύεται από την ανάγκη για την αύξηση της αξιοπιστίας, ειδικά σε καταναλωτές χαμηλής τάσης με ευαίσθητες συσκευές ή διεργασίες.

Η λειτουργία ενός ηλεκτρικού δικτύου ελέγχεται από συσκευές προστασίας και ρύθμισης της τάσης με σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας αποδεκτής ποιότητας προς τον καταναλωτή, ελαχιστοποιώντας τον αριθμό των σφαλμάτων και προσφέροντας υψηλό επίπεδο ασφάλειας. Τα σημερινά δίκτυα διανομής σχεδιάζονται έτσι ώστε η απόδοση των

δικτύων μέσης τάσης (ΜΤ) και χαμηλής τάσης (ΧΤ) να επιδρά στην ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, ενώ σφάλματα στα δίκτυα υψηλής τάσης (ΥΤ) να μην επηρεάζουν τους καταναλωτές που είναι συνδεδεμένοι στη ΜΤ και ΧΤ. Η σύνδεση στο δίκτυο μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής πρέπει να υπακούει σε αυτές τις γενικές αρχές, έτσι ώστε να μην προκαλούνται ενοχλήσεις στους υπόλοιπους καταναλωτές και να υπάρχει συμβατότητα μεταξύ του δικτύου διανομής και των εγκαταστάσεων των παραγωγών. Απαιτείται όμως η μεταβολή των μεθόδων προστασίας του δικτύου, εφόσον στα περισσότερα δίκτυα διανομής προβλέπεται η μονόδρομη παροχή ισχύος.

Η βασικότερη προϋπόθεση για τη σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο είναι η επάρκεια των στοιχείων του δικτύου (υποσταθμού, μετασχηματιστών και γραμμών). Εάν οι υπάρχοντες γραμμές δεν επαρκούν ή εμφανίζονται διαταραχές στη τάση του δικτύου, τότε εξετάζονται κατά σειρά οι ακόλουθες λύσεις: ενίσχυση του υπάρχοντος δικτύου μέσης τάσης, απευθείας σύνδεση τους στους ζυγούς μέσης τάσης του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ μέσω αποκλειστικής γραμμής, προσθήκη νέου μετασχηματιστή ΥΤ/ΜΤ και κατασκευή ιδιαίτερου υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ (οπότε η σύνδεση πραγματοποιείται απευθείας στο δίκτυο ΥΤ) [7].

1.5.2 Ποιότητα τάσης του δικτύου

Για τις επιπτώσεις της διεσπαρμένης παραγωγής στην ποιότητα τάσης του δικτύου, η εξέταση πραγματοποιείται στο σημείο κοινής σύνδεσης (το πλησιέστερο προς τις εγκαταστάσεις του πελάτη-παραγωγού σημείο του δικτύου, στο οποίο συνδέεται ή μπορεί να συνδεθεί άλλος καταναλωτής ή παραγωγός), το οποίο δε βρίσκεται κατά ανάγκη στην έξοδο των εγκαταστάσεων, δηλαδή στο σημείο του δικτύου ΜΤ ή ΧΤ όπου συνδέονται οι εγκαταστάσεις του παραγωγού. Είναι συνεπώς δυνατό οι απαιτήσεις ποιότητας τάσης που τίθενται να μην ικανοποιούνται σε σημεία του δικτύου πλησιέστερα προς τις εγκαταστάσεις παραγωγής. Είναι πάντως σκόπιμο να τηρούνται τα όρια των κανονισμών ακόμη και στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο, προκειμένου να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία των εγκαταστάσεων του παραγωγού, με επίπτωση στο κόστος των έργων διασύνδεσης.

Επίσης, πρέπει να εξασφαλίζεται ότι οι προς σύνδεση εγκαταστάσεις δεν παρενοχλούν τη λειτουργία των συστημάτων Τηλεχειρισμού Ακουστικής Συχνότητας (ΤΑΣ) (ή άλλων ανάλογων συστημάτων) του δικτύου [7].

1.5.3 Μέσα ζεύξης/απόζευξης

Τα μέσα ζεύξης/απόζευξης και προστασίας της διασύνδεσης παραγωγού δικτύου έχουν ιδιαίτερη σημασία για την εξασφάλιση της συνεργασίας με τις διατάξεις προστασίας του δικτύου και την αποφυγή επικίνδυνων καταστάσεων. Οι ρυθμίσεις των προστασιών θα πρέπει να εξασφαλίζουν την άμεση απόζευξη των γεννητριών σε περίπτωση σφάλματος, ώστε να μην υφίσταται κίνδυνος απομονωμένης λειτουργίας των εγκαταστάσεων (ενδεχομένως με τμήμα του δικτύου). Για την προστασία των εγκαταστάσεων παραγωγής από υψηλές υπερεντάσεις και μηχανικές καταπονήσεις, όταν στο δίκτυο χρησιμοποιούνται διατάξεις αυτομάτου επανοπλισμού, η απόζευξη θα πρέπει να επιτυγχάνεται πριν τη λειτουργία επαναφοράς των διακοπών του δικτύου. Επίσης ζητείται η διασύνδεση να διαθέτει μέσο ορατής απόζευξης, με ικανότητα διακοπής ρεύματος φορτίου, προσιτό ανά πάσα στιγμή στο προσωπικό του διαχειριστή του δικτύου.

1.5.4 Μέτρηση ενέργειας

Η μέτρηση της αποδιδόμενης στο δίκτυο ενέργειας πραγματοποιείται γενικά στο σημείο κοινής σύνδεσης, όπου γίνεται και η εξέταση των επιπτώσεων από τη λειτουργία των εγκαταστάσεων. Η μέτρηση της καταναλισκόμενης ενέργειας από φορτία των εγκαταστάσεων του παραγωγού γίνεται στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο. Στην περίπτωση όπου η αποκλειστική γραμμή έχει πολύ μικρό μήκος, η θέση των δύο μετρητών μπορεί να είναι κοινή, στην έξοδο των εγκαταστάσεων του παραγωγού. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να χρησιμοποιούνται διαφορετικοί μετρητές για την αποδιδόμενη και απορροφούμενη ενέργεια, ακόμη και για συνδέσεις στο δίκτυο ΧΤ, παρότι για το τελευταίο υπάρχει και η περίπτωση χρήσης κοινού μετρητή (net metering). Η ενέργεια που αποδίδει ο παραγωγός στο δίκτυο και αυτή που απορροφά από το δίκτυο ως καταναλωτής μεταφέρονται μέσω της ίδιας παροχής [7].

1.5.5 Ασφάλεια

Εκτελώντας οποιαδήποτε δραστηριότητα κοντά σε ενεργό ηλεκτρικό εξοπλισμό μπορεί να είναι επικίνδυνο, εάν δεν χρησιμοποιείται ασφαλής εξοπλισμός και σχεδιασμός. Η διεσπαρμένη παραγωγή ως ένα ηλεκτρικό σύστημα μπορεί να γίνει επικίνδυνη για τους ανθρώπους και την ιδιοκτησία τους. Υπάρχουν ανησυχίες σχετικά με την περίπτωση όπου τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής συνεχίζουν να παρέχουν ενέργεια στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ακόμα και όταν διακοπεί κάποιο τμήμα του δικτύου. Το φαινόμενο αυτό είναι γνωστό ως νησιδοποίηση και προκύπτουν πιθανές ανησυχίες για την ασφάλεια, όταν ένα σύστημα δεν είναι σχεδιασμένο να ανιχνεύει την απώλεια ενέργειας και συνεχίζει να παρέχει ενέργεια σε ένα απομονωμένο τμήμα του δικτύου. Η νησιδοποίηση συχνά μπορεί να οδηγήσει σε χαμηλή ή υψηλή τάση, μεγάλες και συχνές μεταβατικές διακυμάνσεις της τάσης, καθώς και αύξηση των προβλημάτων ποιότητας της ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ζητήματα μπορούν να αντιμετωπιστούν με τη χρήση μεθόδων ανίχνευσης και εξοπλισμού με διατάξεις για να ανοίγει ο διακόπτης του πελάτη (αποσύνδεση της πηγής του), όταν το δίκτυο δεν είναι συνδεδεμένο. Η απαίτηση για ένα χειροκίνητο διακόπτη αποσύνδεσης, που θα είναι προσβάσιμος από την εταιρεία ηλεκτρισμού, πρέπει να παραλείπεται εάν ο εξοπλισμός της διεσπαρμένης παραγωγής έχει σχεδιαστεί να κλείνει ή να αποσυνδέεται αυτόματα, και να μην μπορεί να παρακαμφθεί με το χέρι από τον πελάτη. Με την ραγδαία αύξηση του αριθμού των συστημάτων διεσπαρμένης παραγωγής που συνδέονται στο δίκτυο, ο μη αυτόματος τρόπος για την αποσύνδεση όλων των συστημάτων δεν είναι πλέον εφικτός.

1.5.6 Ευστάθεια του δικτύου

Η ευστάθεια του ηλεκτρικού δικτύου ορίζεται ως η ικανότητα του να αντιμετωπίσει τις αλλαγές στις συνθήκες λειτουργίας (παρατεταμένη υπέρταση, σφάλματα, άνοιγμα και κλείσιμο μεγάλων φορτίων/γεννητριών, κεραυνοί, κλπ). Η αστάθεια του δικτύου οδηγεί σε πλήρη απώλεια της ηλεκτρικής ενέργειας σε τμήματα ή στο σύνολο του ηλεκτρικού δικτύου («blackout»).

Τα παρακάτω είναι σήμερα τα πιο σημαντικά προβλήματα ευστάθειας του δικτύου σε σχέση με τη διεσπαρμένη παραγωγή [24]:

A) Συνθήκες υπέρτασης του δικτύου:

Οι συνθήκες υπέρτασης είναι αποτέλεσμα της προσθήκης διεσπαρμένης παραγωγής στα παραδοσιακά ακτινικά δίκτυα. Τα επίπεδα τάσης ποικίλλουν μεταξύ των ηλεκτρικών δικτύων. Ο ηλεκτρικός εξοπλισμός του δικτύου (μετασχηματιστές, καλώδια, εναέριες γραμμές, κλπ) έχει επίσης σχεδιαστεί για να αντεπεξέλθει σε μια κλίμακα από επίπεδα τάσης, π.χ. $\pm 10\%$ της ονομαστικής τάσης, έτσι ώστε να αντιμετωπίσει τις διακυμάνσεις της τάσης και να ελαχιστοποιήσει το κόστος κατασκευής του εξοπλισμού. Πάνω και κάτω από τις συνθήκες τάσης (δηλαδή εκτός των επιτρεπόμενων ορίων) προκαλείται αστάθεια του δικτύου και ζημιώνεται ο ηλεκτρικός εξοπλισμός.

Με τη σύνδεση διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο είναι πιθανή η δημιουργία υπερτάσεων και υποτάσεων κατά τη σύνδεση και αποσύνδεση μονάδων αντίστοιχα. Για τη διατήρηση της τάσεως σε επιθυμητά όρια ρυθμίζεται κυρίως ο λόγος μέσης/χαμηλής τάσης του μετασχηματιστή του υποσταθμού. Σε πολλά δίκτυα χρησιμοποιούνται εξελιγμένες τεχνικές ελέγχου της τάσης μέσω ρύθμισης των λήψεων του αυτομετασχηματιστή σύμφωνα με την εκτίμηση της πτώσης τάσης από μετρήσεις του ρεύματος.

Τα ηλεκτρικά συστήματα προστασίας έχουν σχεδιαστεί να ανιχνεύουν τις συνθήκες παρατεταμένης υπέρτασης σε ηλεκτρικά δίκτυα και να αποσυνδέουν τμήματα του δικτύου για την προστασία του εξοπλισμού από σφάλματα. Η αστάθεια του δικτύου μπορεί να συμβεί όταν πολλά τμήματα του δικτύου διανομής αποσυνδεθούν μέσα σε ένα σύντομο χρονικό διάστημα, λόγω υπέρτασης. Ο κίνδυνος αυξάνεται όταν υπάρχει συγκέντρωση τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές (π.χ. πολλά ηλιακά φωτοβολταϊκά συστήματα θα παράγουν όλα στο μέγιστο κατά τη διάρκεια του μεσημεριού).

Για την ηλεκτρική ευστάθεια του δικτύου είναι σημαντικό να ελαχιστοποιηθούν οι διακυμάνσεις της τάσης μέσω μιας μεθόδου που ονομάζεται ρύθμιση της τάσης. Οι ακόλουθες μέθοδοι μπορούν να εφαρμοστούν για την εξάλειψη των συνθηκών υπέρτασης:

1) Ρύθμιση έργου ισχύος: Μια επιλογή για τη ρύθμιση του επιπέδου της τάσης που χρησιμοποιείται ευρέως στα ηλεκτρικά δίκτυα είναι να αντλείται άεργος ισχύς, ενώ παρέχεται ενεργός ισχύς, γνωστό και ως διόρθωση του συντελεστή ισχύος. Πρόκειται ουσιαστικά για μια επιλογή για τους φωτοβολταϊκούς αντιστροφείς και ιδανικά μια τέτοια μονάδα ελέγχου θα πρέπει να λειτουργεί αυτόματα.

Η δυνατότητα των αντιστροφέων φωτοβολταϊκών να παράγουν ισχύ με συντελεστή ισχύος διάφορο της μονάδας μπορεί να ρυθμίσει την τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης. Ο αντιστροφέας μπορεί να απορροφήσει άεργο ισχύ λειτουργώντας με επαγωγικό χαρακτήρα και συμβάλλοντας στη μείωση της ανύψωσης τάσης. Αντίστοιχα, με χωρητικό χαρακτήρα προσφέρει άεργο ισχύ στο δίκτυο σε περίπτωση βύθισης της τάσης.

2) Έλεγχος της εξερχόμενης στο δίκτυο ενέργειας-Περικοπή ενεργού ισχύος: Τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής μπορούν να είναι εφοδιασμένα με μέσα για τον εξ αποστάσεως έλεγχο της εξερχόμενης στο δίκτυο ενέργειας. Στην περίπτωση υπερφόρτισης (για χαμηλό φορτίο) του εξοπλισμού και των γραμμών διανομής, οι επιχειρήσεις

ηλεκτρισμού μπορούν να μειώσουν την πραγματική ενέργεια του συστήματος εξ αποστάσεως. Η μέθοδος αυτή θα μπορούσε να επιτρέψει μια υψηλότερη ισχύ από ότι θα μπορούσε να γίνει ανεκτή με βάση τους κανόνες για την αύξηση της τάσης.

B) Βραχυκυκλώματα στο σύστημα διανομής:

Η συνεισφορά στο ρεύμα βραχυκύκλωσης από τις διεσπαρμένες γεννήτριες θα μπορούσε να προκαλέσει την αποσύνδεση υγιών γραμμών στις οποίες συνδέονται διεσπαρμένες γεννήτριες λόγω της γρήγορης αντίδρασης των υπέργειων γραμμών μέσης τάσης σε σφάλματα του δικτύου. Σε μερικές περιπτώσεις όπου οι διεσπαρμένες γεννήτριες παραμένουν συνδεδεμένες σε μια ελαττωματική γραμμή, θα μπορούσαν να διατηρήσουν τη γραμμή διεγερμένη και να αποτρέψουν την απόσβεση σφαλμάτων με τη μορφή τόξου.

Στις αστικές περιοχές που χρησιμοποιούν υπόγεια καλωδιακά δίκτυα, τα ρεύματα από συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής είναι μικρά σε σύγκριση με το υψηλό ρεύμα βραχυκύκλωσης του δικτύου. Ως εκ τούτου, δεν αναμένεται καμία αρνητική επίδραση στην αποκατάσταση των σφαλμάτων. Ωστόσο, υπό την υψηλή διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής και εάν παρουσιαστούν βλάβες στο τέλος γραμμών με υψηλή αντίσταση, τα ρεύματα από τα φωτοβολταϊκά και άλλα συστήματα θα μπορούσαν να πλήξουν την ανίχνευση σφαλμάτων και την αποκατάσταση τους.

Για να αποφευχθεί η μειωμένη σταθερότητα του συστήματος παροχής ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της μαζικής αποσύνδεσης της ισχύος παραγωγής, μικρά σφάλματα με κατάρρευση τάσης δεν θα πρέπει να οδηγούν στην αποσύνδεση των συστημάτων διεσπαρμένης παραγωγής από το δίκτυο. Οι ρυθμίσεις προστασίας δε θα πρέπει να είναι ιδιαίτερα ευαίσθητες, έτσι ώστε να αποτρέπουν την αποσύνδεση μεγάλης ποσότητας διεσπαρμένης παραγωγής ταυτόχρονα κατά τη διάρκεια ηλεκτρικών διαταραχών του συστήματος, καθώς αυτό θα μπορούσε να οδηγήσει σε αστάθεια του συστήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ και η κατάσταση στην Ελλάδα

2.1 Αγορά ηλεκτρισμού της Ελλάδας

Στην Ελλάδα το 2006 με το Νόμο 3468 ορίζεται ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ είναι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με εκμετάλλευση μίας ή περισσότερων μορφών ΑΠΕ [18]. Βασικό ζητούμενο που αφορά τις ΑΠΕ είναι η αύξηση του ποσοστού διείσδυσής τους στην ηλεκτροπαραγωγή, κάτι που παρουσιάζει ορισμένες δυσκολίες και απαιτήσεις, όπως η ενδεχόμενη ανάγκη αναβάθμισης του δικτύου, ύπαρξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και υψηλά χρηματικά ποσά για τη δημιουργία μονάδων παραγωγής που εκμεταλλεύονται τις διάφορες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας.

2.1.1 Ιστορική αναδρομή της νομοθεσίας των ΑΠΕ

Η πρώτη προσπάθεια για εισαγωγή τεχνολογιών ΑΠΕ και δημιουργία αντίστοιχου θεσμικού πλαισίου στην Ελλάδα γίνεται το 1985 με το Νόμο 1559, «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», όταν δόθηκε η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από δήμους ή άλλους δημόσιους οργανισμούς εκτός της ΔΕΗ, με υποχρέωση την πώλησή της στη ΔΕΗ ή την ιδιοκατανάλωση της από τον παραγωγό. Η προσπάθεια αυτή δεν απέδωσε, πράγμα που οφείλεται κυρίως στο ότι η τιμή πώλησης της ενέργειας προς τη ΔΕΗ ήταν χαμηλή.

Το ελληνικό κράτος το 1994 με το Νόμο 2244, «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», κάνει το πρώτο βήμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τρίτους εκτός της ΔΕΗ, δίνοντας τη δυνατότητα και σε ανεξάρτητους παραγωγούς να διεισδύσουν στο χώρο της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, ορίζοντας ικανοποιητικές τιμές πώλησης και υποχρεώνοντας τη ΔΕΗ να αγοράζει τη παραγόμενη ενέργεια. Παράλληλα το κράτος προχώρησε στην επιδότηση του κόστους εγκατάστασης έργων ΑΠΕ, εφαρμόζοντας αποφάσεις της ΕΕ.

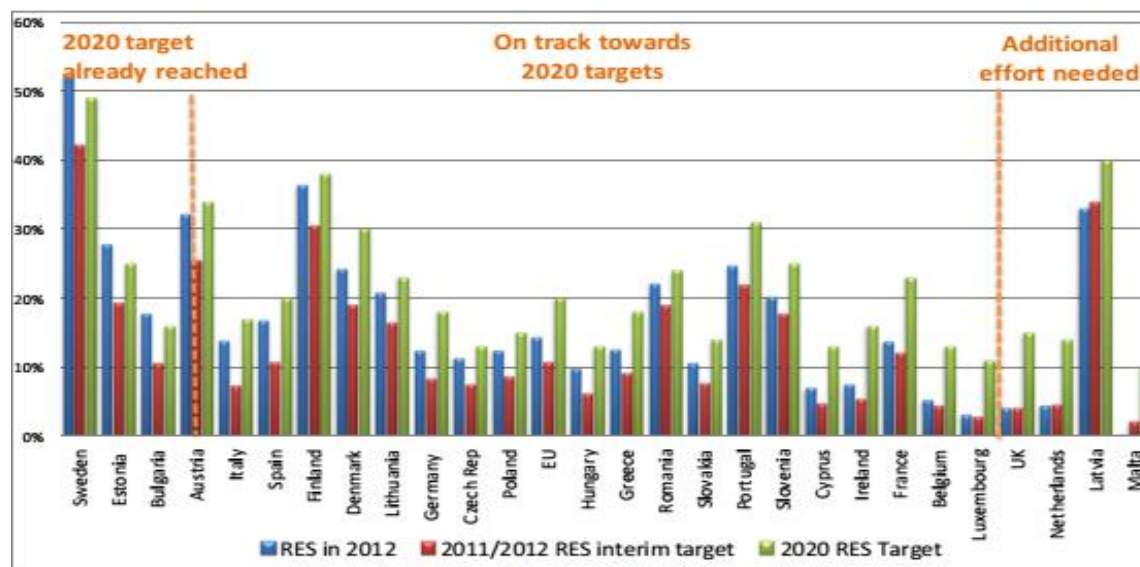
Το 1999 με το Νόμο 2773 εναρμονίζεται το θεσμικό πλαίσιο της Ελλάδας με του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και προχωρά με γρηγορότερα βήματα στην απελευθέρωση της αγοράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Με το νόμο αυτό δημιουργείται ένα ευνοϊκό καθεστώς για τους σταθμούς παραγωγής από ΑΠΕ, δίνοντας προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγόμενης από αυτούς ενέργειας έναντι των συμβατικών μονάδων. Επίσης, διαχωρίζεται το ανταγωνιστικό σκέλος της αγοράς (παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας) από το μονοπωλιακό σκέλος (μεταφορά και διανομή). Δημιουργούνται δύο νέα αρμόδια όργανα: η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), ενώ ως διαχειριστής του δικτύου διανομής παραμένει η ΔΕΗ. Επιπλέον, το 2006 με το Νόμο 3468 προωθείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ.

Τον Ιούνιο του 2009 με το Νόμο 3734 καταρτίζεται ειδικό πρόγραμμα ανάπτυξης φωτοβολταϊκών. Το πρόγραμμα δίνει τη δυνατότητα σε οικιακούς καταναλωτές και μικρές επιχειρήσεις να τοποθετήσουν μικρά φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος έως 10kWp πάνω σε κτήρια. Χορηγείται επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας με σκοπό τη συμμετοχή όσο το δυνατόν περισσότερων πολιτών. Ενώ, τον Ιούνιο του 2010 με το Νόμο 3851 απλουστεύεται και συντομεύεται η διαδικασία αδειοδότησης νέων έργων ΑΠΕ με τον παραλληλισμό ορισμένων χρονοβόρων επιμέρους βημάτων και τη κατάργηση άλλων.

Τον Αύγουστο του 2011 με το Νόμο 4001 πραγματοποιούνται μεγάλες αλλαγές στον τρόπο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με το σύστημα ανεξάρτητων διαχειριστών για το σύστημα μεταφοράς (ΑΔΜΗΕ) και για το δίκτυο διανομής (ΔΕΔΔΗΕ), καθώς και ανεξάρτητου Λειτουργού της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ). Με τις νέες ρυθμίσεις, η τιμή αγοράς της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ είναι ρυθμιζόμενη, δηλαδή δεν τίθεται σε βάση ανταγωνισμού με την προερχόμενη από συμβατικές πηγές.

2.1.2 Εθνικό σχέδιο δράσης για τις ΑΠΕ και η εξέλιξη τους

Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης στην Ελλάδα για τις ΑΠΕ εκπονήθηκε στο πλαίσιο εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής. Η ελληνική κυβέρνηση στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών τον Ιούνιο του 2010 με το Νόμο 3851 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, ο οποίος και εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές. Η επίτευξη του παραπάνω στόχου θα επιτευχθεί μόνο με τη συνδυαστική εφαρμογή θεσμικών, κανονιστικών, οικονομικών και τεχνολογικών μέτρων που έχουν ως βασικό στόχο την αξιοποίηση του οικονομικού δυναμικού ανάπτυξης μεγάλων έργων ΑΠΕ, την ολοκλήρωση αναγκαίων εργασιών επέκτασης και αναβάθμισης του ηλεκτρικού δικτύου και στη σταδιακή ανάπτυξη ενός διεσπαρμένου τρόπου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [20]. Στο σχήμα 2.1 παρατηρούμε τα ποσοστά διείσδυσης των ΑΠΕ στη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για διάφορες χώρες της Ευρώπης το έτος 2012, καθώς και τους στόχους που είχαν θέσει για το 2012 και το 2020.

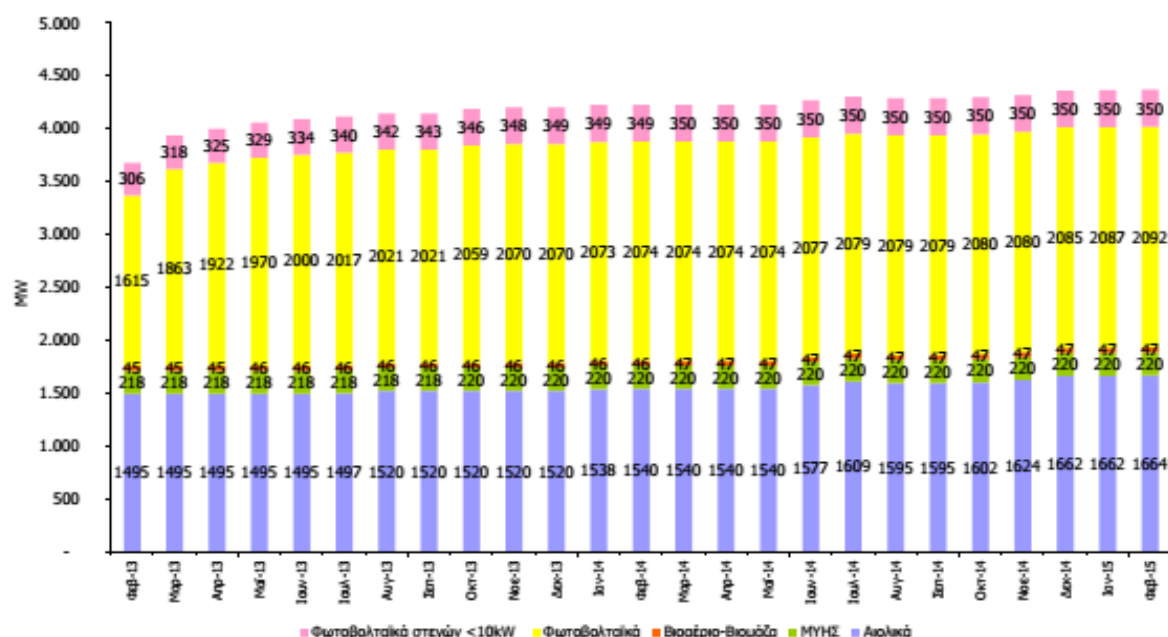


Σχήμα 2.1: Ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ([30]).

Η μελλοντική εικόνα του ενεργειακού συστήματος συνοψίζεται στα εξής [19]:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70% έως το 2050 σε σχέση με το 2005.
- Ποσοστό 85%-100% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών.
- Σταθεροποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω εξοικονόμησης ενέργειας.
- Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτρισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.
- Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
- Συνολική διεύδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 60%-70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050.
- Μεγάλη διεύδυση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.
- Ανάπτυξη μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων.

Τα έτη 2004-2013 οι ΑΠΕ στην Ελλάδα παρουσίασαν σημαντική αύξηση, με τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά συστήματα να επικεντρώνουν το ενδιαφέρον των καταναλωτών. Στο παρακάτω σχήμα παρατηρούμε την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα στην Ελλάδα από το Φεβρουάριο του 2013 έως το Φεβρουάριο του 2015:



Σχήμα 2.2: 2013-2015 Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW) μονάδων ΑΠΕ σε λειτουργία στο διασυνδεδεμένο σύστημα στην Ελλάδα ([14]).

Στον πίνακα 2.1 παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συνόλου των μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ για το έτος 2014. Μπορούμε να δούμε ότι το 2014 τα αιολικά συστήματα παράγουν περίπου το 38,03% και τα φωτοβολταϊκά το 39,47% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ. Στο σχήμα 2.3 απεικονίζεται το μερίδιο των τεχνολογιών ΑΠΕ στη συνολική πραγματική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2014.

Μήνας	Αιολικά		Φ/Β		Φ/Β Στέγες		ΜΗΥΣ		Βιοαέριο-Βιομάζα		ΣΗΘΥΑ & Κατανεμόμενες ΣΗΘΥΑ		Σύνολο	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Ιαν	1.827	321	2.212	190	373	35	220	67	47	18	228	103	4.907	734
Φεβ *	1.847	294	2.212	172	374	24	220	71	47	16	228	102	4.928	678
Μαρ	1.847	382	2.212	294	374	23	220	83	47	19	228	113	4.928	913
Απρ	1.847	283	2.212	307	374	32	220	84	47	18	228	107	4.928	831
Μάι	1.847	284	2.212	349	374	44	220	82	47	18	228	108	4.928	885
Ιουν *	1.884	280	2.213	330	374	44	220	54	47	16	229	100	4.967	824
Ιουλ	1.902	264	2.214	370	374	54	220	39	47	17	229	102	4.987	846
Αυγ	1.902	283	2.214	375	374	57	220	33	47	17	229	102	4.987	868
Σεπ	1.902	268	2.214	327	374	63	220	29	47	17	229	98	4.987	802
Οκτ *	1.910	397	2.215	287	374	50	220	36	47	17	229	110	4.996	897
Νοε	1.933	305	2.215	169	375	44	220	47	47	16	229	111	5.019	693
Δεκ	1.978	328	2.221	151	375	37	220	76	47	18	229	119	5.070	729
Σύνολο Έτους	1.978	3.689	2.221	3.322	375	507	220	701	47	207	229	1.275	5.070	9.701

Πίνακας 2.1: Εγκατεστημένη ισχύς (MW) και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ για το έτος 2014 ([14]).



Σχήμα 2.3: Μερίδιο τεχνολογιών ΑΠΕ στη συνολική πραγματική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2014 ([31]).

Σύμφωνα με το εθνικό σχέδιο δράσης, οι εθνικοί στόχοι για την ηλεκτροπαραγωγή θα ικανοποιηθούν με την ανάπτυξη περίπου 14950MW μονάδων ΑΠΕ όλων των τεχνολογιών (εκτός της γεωθερμικής ηλεκτροπαραγωγής) μέχρι το 2020. Όπως φαίνεται και από το πίνακα υπάρχουν αρκετές αποκλίσεις της πραγματικότητας από τους στόχους που τέθηκαν.

	Φεβρουάριος 2015	Στόχος 2014	Στόχος 2020
Υδροηλεκτρικά	3.238	3.700	4.650
Μικρά (0-15MW)	220	300	350
Μεγάλα (>15MW)	3.018	3.400	4.300
Φωτοβολταϊκά	2.228	1.500	2.200
Εγκαταστάσεις από επαγγελματίες αγρότες της περίπτωσης (β) της παρ.6 του αρθ.15 του ν.3851/2010	287	500	750
Λουπές Εγκαταστάσεις	1.941	1.000	1.450
Ηλιοθερμικά	-	120	250
Αιολικά (περιλαμβανομένων θαλασσίων)	1.980	4.000	7.500
Βιομάζα-Βιοαέριο	47	200	350

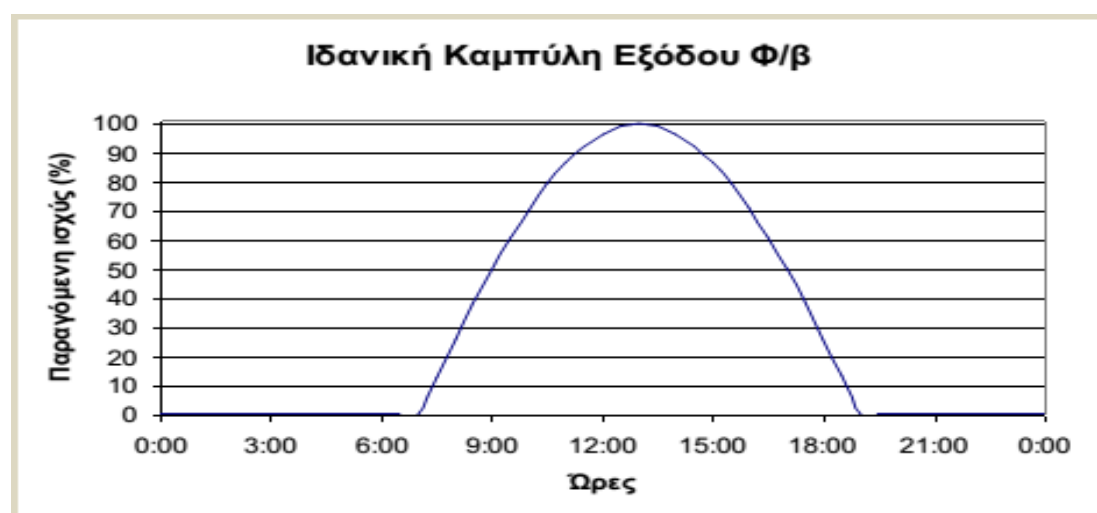
Πίνακας 2.2: Εθνικοί στόχοι για τις ΑΠΕ (MW) σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης ([14]). Σημ.: Η επιδιωκόμενη εγκατεστημένη ισχύς από φωτοβολταϊκά συστήματα δεν περιλαμβάνει τις εγκαταστάσεις που υλοποιούνται στο πλαίσιο της εφαρμογής του «Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις».

2.2 Η ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκά συστήματα

2.2.1 Φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα

Η αρχή λειτουργίας τους στηρίζεται στην μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια με τη βοήθεια ημιαγωγών που ενεργοποιούνται στο φάσμα του ηλιακού φωτός. Φ/β είναι ο τεχνικός όρος για την μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική με τη χρήση του φ/β στοιχείου (φωτοβολταϊκή κυψέλη). Συνδέοντας μεμονωμένες κυψέλες δημιουργούνται τα φωτοβολταϊκά πλαίσια που μπορούν να παράγουν ηλεκτρισμό, ενώ συνδέοντας τα πλαίσια μεταξύ τους δημιουργούνται φωτοβολταϊκές συστοιχίες. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται σε DC και μετατρέπεται σε AC με τη βοήθεια του αντιστροφέα (inverter).

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια ανάλογα με την εγκατάσταση μπορούν να είναι είτε ακίνητα, είτε κινούμενα ακολουθώντας την πορεία του ήλιου. Στην πρώτη περίπτωση η μέγιστη παραγωγή ανά κάθε στιγμή σε απουσία νέφωσης θα έχει στην ιδανική περίπτωση τη μορφή του σχήματος 2.4. Για τα κινούμενα συστήματα η έξοδος θα είναι πιο σταθερή υπό συνθήκες καθαρότητας της ατμόσφαιρας, καθώς η παραγωγή τους δεν εξαρτάται από τη θέση του ήλιου αφού αυτήν προσπαθούν να ανιχνεύσουν.



Σχήμα 2.4: Ιδανική καμπύλη εξόδου φ/β χωρίς νέφωση.

Οι εφαρμογές των φ/β είναι ποικίλες, για παράδειγμα χρησιμοποιούνται σε μορφή πάρκων ως σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα φ/β που ενσωματώνονται σε κτίρια (Building Integrated Photovoltaics-BIPV) χρησιμοποιούνται με αυξανόμενο ρυθμό σε οικιακά και βιομηχανικά κτίρια ως κύρια ή βοηθητική πηγή ηλεκτρικής ισχύος και αποτελούν ένα από τα πιο γρήγορα αναπτυσσόμενα τμήματα της βιομηχανίας φ/β.

Κατηγορίες Φ/Β συστημάτων

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία κατατάσσονται, ανάλογα με το υλικό κατασκευής τους, σε φ/β στοιχεία μονοκρυσταλλικού πυριτίου (mono-Si), πολυκρυσταλλικού πυριτίου (poly-Si), λεπτών υμενίων (ribbon) και άμορφου πυριτίου (a-Si). Μέχρι τώρα, σχεδόν το 90% των φ/β κυψελών έχουν κατασκευαστεί από κρυσταλλικό πυρίτιο. Αν και δεν είναι το ιδανικό υλικό για τις κυψέλες, είναι το δεύτερο σε αφθονία στοιχείο στο φλοιό της γης και είναι ευρέως

διαθέσιμο. Το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο (mono-Si) έχει απόδοση περίπου 17%, το πολυκρυσταλλικό πυρίτιο περίπου 14-16%. Η τελευταία τεχνολογική ανάπτυξη έχει οδηγήσει στις κυψέλες λεπτού υμενίου, ως μια άλλη επιλογή στο μέλλον. Αυτές οι κυψέλες μπορούν να παραχθούν σε χαμηλότερο κόστος, αφού είναι πολύ λεπτές. Το άμορφο πυρίτιο διατηρεί την απόδοση του σε υψηλότερες θερμοκρασίες λειτουργίας, γεγονός που του παρέχει συγκριτικό πλεονέκτημα έναντι όλων των υπόλοιπων Φ/Β στοιχείων, όμως η απόδοση του είναι μόλις 6% [8].

Παράμετροι που σχετίζονται με την απόδοση ενός Φ/Β συστήματος

Ως συντελεστής απόδοσης ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου ορίζεται ο λόγος της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος που παράγει το στοιχείο προς την ισχύ της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται στην επιφάνεια του. Η απόδοση των ηλιακών στοιχείων δεν είναι σταθερή, αλλά μεταβάλλεται σημαντικά με το φορτίο του κυκλώματος. Η προβλεπόμενη έξοδος μίας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης εξαρτάται από:

- Τη θέση του ήλιου ως προς τη θέση εγκατάστασης του φ/β πλαισίου (Τα φωτοβολταϊκά θα πρέπει να είναι στραμμένα προς το νότο).
- Τη διαύγεια της ατμόσφαιρας και την εμφάνιση νέφους.
- Την απόδοση μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική εξαιτίας του πλαισίου.
- Την κλίση της θέσης εγκατάστασης των φ/β ως προς το νότο. Η απόδοση τους μειώνεται εάν η επιφάνεια που βρίσκονται τα φ/β σκιάζεται κάποιες ώρες της ημέρας.
- Το συντελεστή ρύπανσης του φ/β στοιχείου ανάλογα με το περιβάλλον λειτουργίας. Η τιμή του δεν αλλάζει σημαντικά και αναμένεται να είναι σταθερή. Τακτική καθαριότητα των πλαισίων εξασφαλίζει μικρή μείωση της απόδοσής τους.
- Η παράμετρος θερμοκρασίας την οποία δίνουν οι κατασκευαστές για τη μείωση της αποδιδόμενης εξόδου, για κάθε βαθμό αύξησης της θερμοκρασίας μεγαλύτερο από τους 25°C. Αυτή η παράμετρος μπορεί να αλλάζει ανά περιόδους μέσα στην ημέρα ανάλογα με τα αναμενόμενα επίπεδα θερμοκρασίας.

Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα Φ/Β

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά δίνει τη δυνατότητα ανεξαρτησίας από κεντρικά ηλεκτρικά δίκτυα διανομής, χωρίς να προκαλείται ρύπανση του περιβάλλοντος ούτε άλλη ενόχληση. Το απαιτούμενο καύσιμο, η ηλιακή ενέργεια, παρέχεται χωρίς κόστος από τη φύση ανεξάντλητα. Άλλα πλεονεκτήματα είναι ότι η κατασκευή των ηλιακών στοιχείων από πρώτες ύλες που αφθονούν είναι σχετικά εύκολη, ενώ τεχνικά τα πλαίσια μπορούν εύκολα να εγκατασταθούν και να χρησιμοποιηθούν.

Η διάρκεια ζωής των φωτοβολταϊκών μπορεί συνήθως να φτάσει τα 25 με 30 έτη, με μικρή συντήρηση και χαρακτηρίζονται από τα υψηλότερα ποσοστά αξιοπιστίας από τις μονάδες ΑΠΕ. Επιπλέον, μπορούν να λειτουργούν με όση μικρή ισχύ ζητηθεί.

Ωστόσο, εμφανίζονται κάποια μειονεκτήματα όπως είναι το υψηλό κόστος επένδυσης (αν και τα τελευταία χρόνια έχει μειωθεί αρκετά) για την εγκατάσταση τους, καθώς και η εγκατάσταση ενός συστήματος backup (σε περίπτωση διακοπής ρεύματος δουλεύει αυτόνομα), που θα εξασφαλίζει την ασφάλεια τροφοδοσίας τους κάθε στιγμή. Για πολλές εφαρμογές απαιτείται η δαπανηρή αποθήκευση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της μεγάλης διακύμανσης της ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας.

Δε μπορούν να εγκατασταθούν οπουδήποτε αφού απαιτούνται μεγάλες σχετικά επιφάνειες, λόγω της μικρής πυκνότητας της ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας. Η επιφάνεια που τα στηρίζει πρέπει να είναι αρκετά ανθεκτική γιατί τα πάνελ δεν είναι ελαφριά, ειδικά εάν τοποθετούνται πάνω σε υπάρχοντα κεραμίδια. Τέλος, η ηλιακή ακτινοβολία είναι διαθέσιμη μόνο ένα μέρος της ημέρας και εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες.

Τρόποι σύνδεσης φωτοβολταϊκών

Υπάρχουν δύο τρόποι σύνδεσης των φωτοβολταϊκών, σε συνεργασία με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ή ανεξάρτητα από αυτό:

- Διασυνδεδεμένα συστήματα:

Ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρισμού με φωτοβολταϊκά μπορεί να συνδεθεί με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και η ενέργεια που παράγει να εγχέεται σε αυτό. Το κτίριο συνδέεται με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και συνήθως ο στόχος της τοποθέτησης φωτοβολταϊκού είναι η εξοικονόμηση ενέργειας και κατά συνέπεια χρημάτων. Χαρακτηριστική περίπτωση τέτοιων συστημάτων είναι τα φωτοβολταϊκά που συνδέονται σε οικιακά κτίρια, τα οποία αναπτύσσονται πολύ τελευταία. Για το πώς αντιμετωπίζεται η φωτοβολταϊκή παραγωγή θα αναφερθούμε στο επόμενο κεφάλαιο.

- Αυτόνομα συστήματα:

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορούν να λειτουργήσουν επίσης και ως αυτόνομες λύσεις χωρίς διασύνδεση με το δίκτυο, για να καλύπτουν το σύνολο των ενεργειακών αναγκών ενός κτιρίου ή μιας επαγγελματικής χρήσης. Η παραγόμενη ενέργεια χρησιμοποιείται απευθείας ή αποθηκεύεται προσωρινά σε μπαταρίες για την εξυπηρέτηση του καταναλωτή σε περιπτώσεις που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια. Ο ρυθμιστής φόρτισης ελέγχει την φόρτιση και εκφόρτιση των μπαταριών.

2.2.2 Ανταγωνιστικότητα της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας

Για την εκτίμηση του κόστους των φ/β στοιχείων χρησιμοποιείται συμβατικά ο όρος watt αιχμής (W_p), που είναι η ελάχιστη απαιτούμενη επιφάνεια του στοιχείου για τη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος 1W όταν δέχεται ηλιακή ακτινοβολία πυκνότητας ισχύος $1kW/m^2$. Το W_p εκφράζει συνδυασμένα το κόστος κατασκευής σε σχέση με την απόδοση του φ/β στοιχείου. Το μέγεθος του φ/β συστήματος εξαρτάται από το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται, συνήθως τα οικιακά συστήματα κυμαίνονται μεταξύ των 1,5 και 3kWp.

Με τη συνεχόμενη πρόοδο που παρατηρείται στο τομέα της φ/β μετατροπής, η απόδοση των φ/β στοιχείων παρουσιάζει μια σταθερή αύξηση και πλησιάζει προς τη μέγιστη θεωρητική τιμή, η οποία ανάλογα με το χρησιμοποιούμενο ημιαγωγό και τη μορφή της

ακτινοβολίας, υπολογίζεται στο 25%. Η μείωση του κόστους που προκύπτει από την αυξανόμενη ζήτηση και βελτίωση της τεχνολογίας αναμένεται να μειώνει συνεχώς τις τιμές πώλησης των φ/β τα επόμενα χρόνια, έτσι ώστε να μπορούν να γίνουν ανταγωνιστικά σε μεγάλη κλίμακα. Η γρήγορη πτώση των τιμών που βίωσαν τα φωτοβολταϊκά τα τελευταία χρόνια ανοίγει νέες δυνατότητες για την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων σε ορισμένες περιοχές με περιορισμένα ή χωρίς οικονομικά κίνητρα.

Κόστος εγκατάστασης Φ/Β συστήματος

Το κόστος των φωτοβολταϊκών συστημάτων ποικίλλει και εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων του μεγέθους και του τύπου του συστήματος, της τοποθεσίας εγκατάστασης του, του είδους του πελάτη, της σύνδεσης σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και των τεχνικών προδιαγραφών. Κατά μέσο όρο, οι χαμηλότερες τιμές στα εκτός δικτύου συστήματα είναι σημαντικά υψηλότερες από ότι οι χαμηλότερες τιμές για τα διασυνδεδεμένα. Αυτό αποδίδεται στο γεγονός ότι τα εκτός δικτύου συστήματα απαιτούν συσσωρευτές και συναφή εξοπλισμό [11].

Γενικά, στις αρχές του 2006 το μέσο κόστος ανά εγκατεστημένο watt για ένα σύστημα οικιακού μεγέθους ήταν περίπου 9-11€. Το χαμηλότερο δυνατό κόστος εγκατάστασης διασυνδεδεμένων συστημάτων το 2013 κυμαινόταν μεταξύ των διάφορων χωρών, όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα (1USD=0,82€). Οι τιμές του συστήματος συνέχισαν να πέφτουν το 2013 με τις υψηλότερες να πέφτουν γρηγορότερα από ότι οι χαμηλότερες.

COUNTRY	OFF-GRID (LOCAL CURRENCY AND USD PER W)				GRID-CONNECTED (LOCAL CURRENCY AND USD PER W)							
	<1 kW		>1 kW		RESIDENTIAL		COMMERCIAL		INDUSTRIAL		GROUND-MOUNTED	
	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W
AUSTRALIA	5 TO 10	4,8 TO 9,7	5 TO 15	4,8 TO 14,5	2,5 TO 3,5	2,4 TO 3,4	2 TO 4	1,9 TO 3,9	2 TO 4	1,9 TO 3,9	1,5-2,5	1,56 TO 2,59
AUSTRIA	5	6,7	5	6,7	1,93	2,7	< 1,55	< 2	N/A	-	N/A	-
BELGIUM	N/A	-	N/A	-	1,8	2,4	1,4	1,8	1,1	1,5	N/A	-
CANADA	N/A	-	N/A	-	3,44	2,9	3,27	3	3,27	3	2,88	2,62
CHINA ¹							1,2	1,6				
DENMARK	15 TO 30	2,7 TO 5,3	30 TO 55	5,3 TO 9,8	15 TO 25	1,8 TO 4,5	10 TO 25	1,7 TO 4,4	10 TO 15	1,7 TO 2,6	8 TO 10	1,4 TO 1,8
FRANCE	10 TO 15	13,3 TO 20	N/A	-	3,3 TO 3,7	4,4 TO 4,9	1,8 TO 3,3	2,4 TO 2,7	N/A	-	1,4 TO 1,6	1,80 TO 2,07
GERMANY	N/A	-	N/A	-	1,8 TO 2,03	2,3 TO 2,6	1,46-1,8	1,9 TO 2,3	N/A	-	N/A	-
ISRAEL	N/A	-	N/A	-	13	3,6	5,78 TO 7,94	1,6 TO 2,2	N/A	-	N/A	-
ITALY	3 TO 5	4 TO 6,7	N/A	-	2 TO 2,4	2,7 TO 3,2	1,2 TO 2	1,6 TO 2,7	N/A	-	1 TO 1,4	1,3 TO 1,8
JAPAN	N/A	-	N/A	-	413	3,9	369	3,44	342	3,2	275	2,6
KOREA ¹					2,3 TO 3,1	2,9 TO 3,9	1,8 TO 2,3	2,3 TO 2,9				
MALAYSIA	N/A	-	N/A	-	7,5	2,38	7,1	2,18	6,85	2,12	6,28	1,94
NETHERLANDS ¹					1,3 TO 1,4	1,68 TO 1,74	1,15 TO 1,20	1,47 TO 1,55				
NORWAY	N/A	-	N/A	-	21	3,28	18	2,81	15	2,34	12	1,88
SPAIN	5	6,5	4	5,18	2,4	3,11	1,7	2,2	1,4	1,81	1,2	1,56
SWEDEN	27	3,79	N/A	-	16	2,25	14	1,97	14	1,97	13	1,83
SWITZERLAND	8 TO 15	8,6 TO 16	6 TO 12	6,5 TO 13	3 TO 4,5	3,2 TO 4,9	2,1 TO 3,3	2,3 TO 3,6	2,1	2,3	N/A	-
THAILAND	N/A	-	162,8 ²	5	79	2	60	1,9	55	1,71	60 TO 100	1,9 TO 3,1
USA	N/A	-	N/A	-	4,59	4,59	3,57	3,57	N/A	-	1,96	1,96

Σχήμα 2.5: Τιμές φωτοβολταϊκών συστημάτων το 2013 ([11]).

Κόστος παραγωγής της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας

Προκειμένου να είναι ανταγωνιστικές στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, οι τεχνολογίες φωτοβολταϊκών χρειάζεται να παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια με κόστος ίσο ή χαμηλότερο από το κόστος των άλλων τεχνολογιών. Η ανταγωνιστικότητα των φωτοβολταϊκών μπορεί

να οριστεί απλά ως η στιγμή που, σε μια δεδομένη κατάσταση, τα φωτοβολταϊκά μπορούν να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια σε μια τιμή φθηνότερη από ότι άλλες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας που θα μπορούσαν να διανέμουν ηλεκτρική ενέργεια την ίδια στιγμή. Συνεπώς, η ανταγωνιστικότητα ενός φωτοβολταϊκού συστήματος συνδέεται με την τοποθεσία, την τεχνολογία, το κόστος του κεφαλαίου, και το κόστος του ίδιου του φωτοβολταϊκού συστήματος που εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη φύση της εγκατάστασης και το μέγεθός της. Ωστόσο, αυτό θα εξαρτηθεί επίσης και από το περιβάλλον στο οποίο το σύστημα θα λειτουργήσει.

Ισοτιμία του δικτύου (Grid Parity):

Το φθινό κκόστος της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας τη θέτει σε άμεσο ανταγωνισμό με τη λιανική πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας, που παρέχεται από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού μέσω του δικτύου. Προκειμένου η επένδυση για φωτοβολταϊκά να γίνει ανταγωνιστική σε σχέση με τις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, χωρίς την ανάγκη επιδοτήσεων από το κράτος, πρέπει να υπάρχει ισοτιμία του δικτύου. Ως ισοτιμία δικτύου ορίζεται η κατάσταση στην οποία το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (levelized cost of energy - LCOE) από τα φωτοβολταϊκά γίνεται ίσο ή μικρότερο από τη λιανική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το LCOE ορίζεται ως το θεωρητικό μέσο κόστος ανά κιλοβατώρα ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγε το σύστημα [96].

Η ισοτιμία του δικτύου αναφέρεται στη στιγμή που τα φωτοβολταϊκά παράγουν ηλεκτρική ενέργεια σε μια τιμή χαμηλότερη από τη «τιμή του δικτύου». Αυτό βασίζεται σε δύο παραδοχές σύμφωνα με τους prosumers (καταναλωτές-παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας) [11]:

- Ότι το 100% της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται μπορεί να καταναλωθεί σε τοπικό επίπεδο (είτε σε πραγματικό χρόνο ή μέσω κάποιου συστήματος αντιστάθμισης, όπως το σύστημα net metering).
- Ότι όλες οι συνιστώσες (προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, κόστη δικτύου, φόροι, τέλη) της λιανικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να αποζημιωθούν.

Ωστόσο, είναι δεδομένο ότι το επίπεδο της αυτοκατανάλωσης που μπορεί να επιτευχθεί με ένα σύστημα που παρέχει την ίδια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε ετήσια βάση όση είναι και η τοπική ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, κυμαίνεται μεταξύ του 30% (οικιακές εφαρμογές) και 100% (για ορισμένες βιομηχανικές εφαρμογές) ανάλογα με τη χώρα και την περιοχή. Εάν η τιμή προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αντισταθμιστεί, οι άλλες συνιστώσες απαιτούν την εξέταση των επιπτώσεων τους με φορολογικές απώλειες από τη μία πλευρά και έλλειψης χρηματοδότησης των δικτύων διανομής και μεταφοράς από την άλλη.

Άρα, η έννοια της ισοτιμίας του δικτύου δεν πρέπει να λαμβάνεται ως η στιγμή που ένα φωτοβολταϊκό είναι ανταγωνιστικό από μόνο του σε ένα δεδομένο περιβάλλον. Αντιθέτως, αυτό δείχνει πόσο περίπλοκη μπορεί να γίνει η έννοια της ανταγωνιστικότητας. Οι χώρες που προσεγγίζουν τον ανταγωνισμό αντιμετωπίζουν μια τέτοια πολυπλοκότητα. Για παράδειγμα, η Γερμανία, η Ιταλία, η Ολλανδία ή η Δανία έχουν λιανικές τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που είναι πάνω από το LCOE ενός φωτοβολταϊκού συστήματος. Όμως,

λαμβάνοντας υπόψη την αυτοκατανάλωση και τους περιορισμούς του δικτύου, δεν έχουν φθάσει τον ανταγωνισμό ακόμα [11].

Τέλος, η φωτοβολταϊκή ενέργεια παραμένει μια επένδυση και το σχετικά υψηλό επίπεδο βεβαιότητας κατά τη διάρκεια μιας μακράς χρονικής περιόδου δεν πρέπει να αποκρύπτει πιθανές αποτυχίες. Η αντιστάθμιση τέτοιων κινδύνων έχει ένα κόστος από άποψη ασφάλειας και η αναμενόμενη απόδοση της επένδυσης θα πρέπει να οριστεί σε ένα επίπεδο που περιλαμβάνει τόσο το χαμηλό κίνδυνο για το σχέδιο (και ως εκ τούτου χαμηλή αναμενόμενη απόδοση), όσο και την αντιστάθμιση του κόστους.

2.3 Η κατάσταση της αγοράς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα

Κατά τη διάρκεια των τελευταίων 15 ετών η αγορά των φωτοβολταϊκών έχει βιώσει μια απότομη ανάπτυξη, που οφείλεται κυρίως σε ένα συνδυασμό γενναϊόδωρων πολιτικών που υιοθετήθηκαν σε πολλές χώρες και περισσότερο στην εισαγωγή των Feed-in-Tariffs (FiTs), καθώς και στη σημαντική μείωση του κόστους της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Με περίπου 140GW (στο τέλος του 2013) εγκατεστημένα σε όλο τον κόσμο, τα φωτοβολταϊκά θα μπορούσαν να παράγουν περίπου 165TWh ηλεκτρικής ενέργειας σε ετήσια βάση [11]. Στην Ευρώπη τα φωτοβολταϊκά καλύπτουν το 3% της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας και το 6% της αιχμής της ζήτησης [10].

Το 2006 ξεκίνησε η ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα και από το 2010 μέχρι και το 2013 υπήρξε ταχεία ανάπτυξη, με αποτέλεσμα να είναι τρία συνεχή χρόνια (2011-2013) στη πρώτη δεκάδα διεθνώς (σχήμα 2.6) σε ότι αφορά στη νέα ετήσια εγκατεστημένη ισχύ. Αυτό οφειλόταν κυρίως στις καλές τιμές αποζημίωσης της παραγόμενης από τα φωτοβολταϊκά ηλεκτρικής ενέργειας, στο υψηλό ηλιακό ενεργειακό δυναμικό και στη ταυτόχρονη μείωση του επενδυτικού κόστους. Σε μόλις 14 μήνες (Ιανουάριος 2012-Μάρτιος 2013) η εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών τριπλασιάστηκε, φθάνοντας σχεδόν τα 2,4GWp από τα 624MWp [31,82].

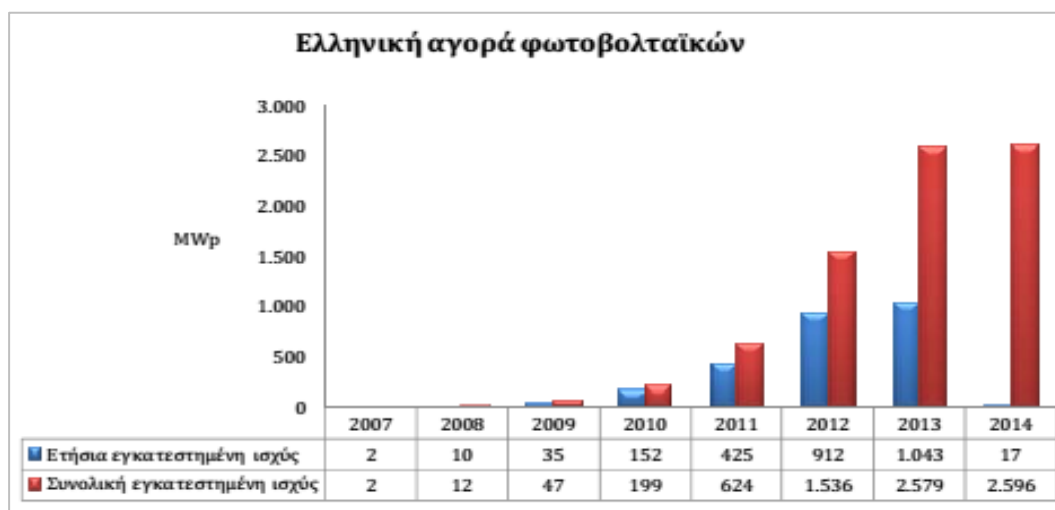
RANKING	2011	2012	2013
1	ITALY	GERMANY	CHINA
2	GERMANY	ITALY	JAPAN
3	CHINA	CHINA	USA
4	USA	USA	GERMANY
5	FRANCE	JAPAN	ITALY
6	JAPAN	FRANCE	UK
7	BELGIUM	AUSTRALIA	INDIA
8	UK	INDIA	ROMANIA
9	AUSTRALIA	UK	GREECE
10	GREECE	GREECE	AUSTRALIA

Σχήμα 2.6: Οι 10 πρώτες αγορές εγκατάστασης νέων φ/β παγκοσμίως ([11]).

Το αποτέλεσμα ήταν υψηλότερες αποδόσεις για τους καταναλωτές-παραγωγούς, αλλά και μία εκτίναξη των ποσών που καλείται να πληρώσει ο Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ, δηλαδή όλοι οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας [31]. Η ανάπτυξη αυτή υπερέβη κάθε δυνατή

πρόβλεψη, δημιουργώντας μια σειρά από δυσάρεστες στρεβλώσεις για όλους τους εμπλεκόμενους. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι δεν υπήρχε σωστός σχεδιασμός, η υποδομή του δικτύου σε πολλές περιοχές ήταν ανεπαρκής και ο μηχανισμός χρηματοδότησης για το σύστημα FiT (κεφάλαιο 3) δεν ήταν σωστά σχεδιασμένος. Όλα αυτά οδήγησαν σε ένα τεράστιο έλλειμμα στη λειτουργία της αγοράς και σε μια έμμεση μείωση του FiT αρχικά (με τη μορφή της επιπλέον φορολόγησης) και στη συνέχεια σε μία επίσημη μείωση ακόμη και στις υφιστάμενες συμβάσεις [82].

Έτσι, το 2014 ήταν μια πολύ κακή χρονιά για την αγορά φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα όπως φαίνεται και στο σχήμα 2.7. Εγκαταστάθηκαν ελάχιστα συστήματα, το μέγεθος της αγοράς ήταν μόλις 1,5% της αντίστοιχης του 2013. Παρόλα αυτά και λόγω της πρότερης εντυπωσιακής ανάπτυξης, το 2014 τα φωτοβολταϊκά κάλυψαν το 7% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια (με περίπου 3553GWh να προέρχονται από το ηπειρωτικό δίκτυο και 276GWh από τα μη διασυνδεδεμένα νησιά), περισσότερο από κάθε άλλη τεχνολογία ΑΠΕ, φέρνοντας την Ελλάδα στη δεύτερη θέση διεθνώς σε ότι αφορά στη συμβολή των φωτοβολταϊκών στη συνολική κατανάλωση ενέργειας. Από τα 2596MW φωτοβολταϊκών που έχουν εγκατασταθεί μέχρι το τέλος του 2014, τα 2435MW είναι διασυνδεδεμένα [14,31].



Σχήμα 2.7: Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς στην Ελλάδα ([31]).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Κίνητρα για την ενίσχυση των ΑΠΕ

3.1 Εισαγωγή

Η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους ιδιοκτήτες κατοικιών και επιχειρήσεων περιλαμβάνει εκτός από τις τρεις συνιστώσες: την παραγωγή, τη μεταφορά, τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, και μια τέταρτη η οποία περιλαμβάνει διάφορα κοινωνικά προγράμματα (για παράδειγμα προγράμματα για την υποστήριξη πελατών με χαμηλό εισόδημα ή προώθηση άλλων στόχων πολιτικής, όπως η αποδοτικότητα) [23]. Τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής έχουν συνήθως εγκατασταθεί και λειτουργούν από φορείς διαφορετικούς από την παραδοσιακή κεντρική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, συχνά ανήκουν σε οικιακούς καταναλωτές, μικρές επιχειρήσεις και αγρότες.

Για τη κατανόηση των οικονομικών της διεσπαρμένης παραγωγής και των διάφορων πολιτικών τιμολόγησης που εφαρμόζονται, είναι χρήσιμο να κατανοήσουμε ότι αρκετές νέες τεχνολογίες επωφελούνται από το πεδίο εφαρμογής της οικονομίας-και όχι από το μέγεθος της [23]. Η διεσπαρμένη παραγωγή απαιτεί επενδύσεις στο κοινό ηλεκτρικό δίκτυο για να γίνει αποτελεσματική, έτσι ώστε πελάτες με εγκαταστάσεις ΑΠΕ να είναι σε θέση να αντλούν ηλεκτρική ενέργεια από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού όταν οι ΑΠΕ δεν παρέχουν επαρκή ενέργεια για τις ανάγκες τους και να πωλούν το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στην επιχείρηση όταν παράγουν περισσότερη από ότι άμεσα απαιτείται. Αυτό όπως ήδη έχουμε αναφέρει αλλάζει τη λειτουργία του δικτύου διανομής και περιστασιακά το δίκτυο μεταφοράς δημιουργώντας μια αμφίδρομη ροή ισχύος, σε αντίθεση με την ιστορική διαμόρφωση των δικτύων διανομής για μονόδρομη ροή, από τις γεννήτριες στους χρήστες.

Με μεγάλο μέρος των εγκαταστάσεων ΑΠΕ να είναι διεσπαρμένες, ένα μέρος του μέλλοντος των ΑΠΕ θα προέλθει από την ανάπτυξη τους με σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε τοπικό επίπεδο. Για αυτό αρκετές χώρες έχουν υιοθετήσει συστήματα που επιτρέπουν την τοπική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και προγράμματα που επιτρέπουν την ιδιοκατανάλωση της ή/και την έγχυση μέρους ή ολόκληρης της παραγωγής τους στο δίκτυο. Κάποια προγράμματα αντισταθμίζουν πραγματικές ροές ενέργειας, ενώ άλλα αποζημιώνουν οικονομικές ροές. Τα παραδοσιακά συστήματα ιδιοκατανάλωσης υποθέτουν ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ θα πρέπει να καταναλώνεται αμέσως ή εντός ενός χρονικού διαστήματος των 15 λεπτών, προκειμένου να γίνει η αντιστάθμιση [11].

Οι μηχανισμοί στήριξης έχουν στόχο την αποκατάσταση ενός επιχειρηματικού περιβάλλοντος εντός του οποίου οι ΑΠΕ μπορούν να ανταγωνιστούν ισότιμα τις τεχνολογίες συμβατικών καυσίμων. Η ανάγκη αυτής της αποκατάστασης προέρχεται από την ανεπαρκή ενσωμάτωση του εξωτερικού κοινωνικού κόστους στις τιμές ενέργειας και από την ύπαρξη σημαντικών δημόσιων επιδοτήσεων που συνέβαλαν στην ανάπτυξη της συμβατικής και πυρηνικής ηλεκτροπαραγωγής και την πτώση του κόστους των εν λόγω τεχνολογιών.

Με την έννοια μηχανισμοί στήριξης εννοούμε τα συστήματα καθορισμού και καταβολής αποζημίωσης της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας. Τα συστήματα αυτά μπορούν να συνδυαστούν και με άλλες πολιτικές ή μέτρα προώθησης των ΑΠΕ, όπως: (i) προτεραιότητα κατά τη σύνδεση στα δίκτυα και την κατανομή του φορτίου, (ii) επιδότηση κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης, (iii) φορολογικά και οικονομικά κίνητρα: εγγυήσεις δανείων, χαμηλότοκα δάνεια, επιχορηγήσεις επενδύσεων, φοροαπαλλαγές.

3.2 Κατηγορίες συστημάτων στήριξης ΑΠΕ

Παγκοσμίως έχουν εφαρμοστεί δύο κατηγορίες μηχανισμών στήριξης:

A) Οι μηχανισμοί ρύθμισης της τιμής αποζημίωσης για ιδιωτικές ΑΠΕ:

- το μοντέλο εγγυημένων σταθερών τιμών (Feed-in-Tariff system, FiT)
- το μοντέλο εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-in-Premium, FiP)
- το μοντέλο του ενεργειακού συμψηφισμού (net metering)

i) Συστήματα εγγυημένων σταθερών τιμών (FiTs)

Ο μηχανισμός FiT συνίσταται σε σταθερή και εγγυημένη αποζημίωση, που παρέχεται ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας. Η αποζημίωση είναι συνήθως πάνω από τη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, και καθώς το ποσοστό αυτών που υιοθετούν αυτό το σύστημα αυξάνεται, το FiT μειώνεται στη τιμή της λιανικής και πέφτει και χαμηλότερα από αυτή. Η αποζημίωση αρχικά ορίζεται ως ο μέσος όρος ή «levelised (σταθμισμένο)» κόστος παραγωγής για μια συγκεκριμένη τεχνολογία, συμπεριλαμβανομένου ενός επαρκούς κέρδους. Αυτό εφαρμόζεται συνήθως για μεσαίου μεγέθους σταθμούς παραγωγής (από εκατοντάδες kW έως δεκάδες MW) [24]. Σύμφωνα με το σύστημα FiT όλη η παραγόμενη ενέργεια εγχέεται στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, παρέχεται μια εγγυημένη τιμή για τον πράσινο παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας και οι διαχειριστές του δικτύου έχουν την υποχρέωση να αγοράσουν όλη την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Οι εγγυημένες σταθερές τιμές πώλησης μπορούν να διαφοροποιούνται ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το μέγεθος του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής, την περιοχή και το είδος της εφαρμογής. Η τιμή είναι τυπικά εγγυημένη για μεγάλο χρονικό διάστημα (20-25 έτη), προκειμένου να ενθαρρυνθούν οι επενδύσεις σε νέες ΑΠΕ [106].

Τα συστήματα FiTs είναι γνωστά για την επιτυχία τους στην ανάπτυξη μεγάλων ποσοτήτων αιολικής ενέργειας, βιομάζας και ηλιακής ενέργειας, κυρίως στη Γερμανία. Το μεγαλύτερο πλεονέκτημα τους είναι η μακροπρόθεσμη ασφάλεια της οικονομικής υποστήριξης, η οποία μειώνει σημαντικά τους επενδυτικούς κινδύνους. Ο βασικότερος μηχανισμός στήριξης ΑΠΕ ιστορικά στην Ευρώπη είναι το σύστημα εγγυημένης αποζημίωσης.

ii) Συστήματα εγγυημένων διαφορικών τιμών (FiPs)

Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών προσφέρει στην ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ μια πριμοδότηση (premium) πάνω από την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς ηλεκτρισμού. Το στοιχείο αυτό διαφοροποιεί τον μηχανισμό FiP από τον αντίστοιχο των σταθερών εγγυημένων τιμών (FiT), αφού στο πλαίσιο του τελευταίου η αποζημίωση των ΑΠΕ είναι ανεξάρτητη από την τιμή της αγοράς. Αντίθετα στην περίπτωση του

μηχανισμού FiP, η συνολική αποζημίωση που λαμβάνουν οι ΑΠΕ εξαρτάται από την τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού, είτε η πριμοδότηση (premium) είναι σταθερή είτε εξαρτάται από την τιμή της αγοράς. Θεωρητικά, η αποζημίωση που λαμβάνουν οι ΑΠΕ στο πλαίσιο του μηχανισμού FiP εξυπηρετεί δύο στόχους [106]:

1. αντιπροσωπεύει τα περιβαλλοντικά και/ή κοινωνικά οφέλη της παραγωγής από ΑΠΕ
2. προσεγγίζει αποτελεσματικότερα το κόστος παραγωγής από ΑΠΕ που το συνδέει με τη δυναμική της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς.

Το ύψος της πριμοδότησης (premium) μπορεί να διαφοροποιηθεί για να διαμορφωθεί ένα συνολικό επίπεδο πληρωμών με βάση το κόστος για κάθε τύπο τεχνολογίας, καυσίμου και ανάλογα με το μέγεθος του έργου. Χαρακτηριστικό παράδειγμα χώρας στην οποία εφαρμόζεται το σύστημα FiP είναι η Ισπανία.

iii) Ενεργειακός συμψηφισμός (net metering)

Το σύστημα αυτό είναι ένα σύστημα αυτοπαραγωγής και ιδιοκατανάλωσης, σε αντίθεση με τα δύο προηγούμενα στα οποία όλη η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ εγχέεται στο δίκτυο. Με αυτό το σύστημα οι πελάτες-παραγωγοί μπορούν να χρησιμοποιήσουν τη παραγωγή των ΑΠΕ για την κάλυψη των δικών τους αναγκών (την ώρα της παραγωγής) και ο συμψηφισμός της καταναλισκόμενης με τη παραγόμενη από τις ΑΠΕ ενέργειας γίνεται κατά κανόνα στη λιανική τιμή, επιτρέποντας στους παραγωγούς να χρησιμοποιούν την ηλεκτρική ενέργεια σε διαφορετικό χρόνο από αυτόν που παράγεται. Η περίσσεια παραγωγή (περιοδικά) αντιμετωπίζεται ξεχωριστά και η τιμή αποζημίωσης κυμαίνεται από μηδενική, στη χονδρική και τη λιανική [24]. Αυτό το σύστημα χρησιμοποιείται συνήθως για μικρά μεγέθη παραγωγής (χαμηλότερα kW). Σε αντίθεση με το σύστημα FiT που έχει επενδυτικό χαρακτήρα, η αυτοπαραγωγή με net metering έχει χαρακτήρα εξοικονόμησης. Το συγκεκριμένο σύστημα θα αναλυθεί στο επόμενο κεφάλαιο.

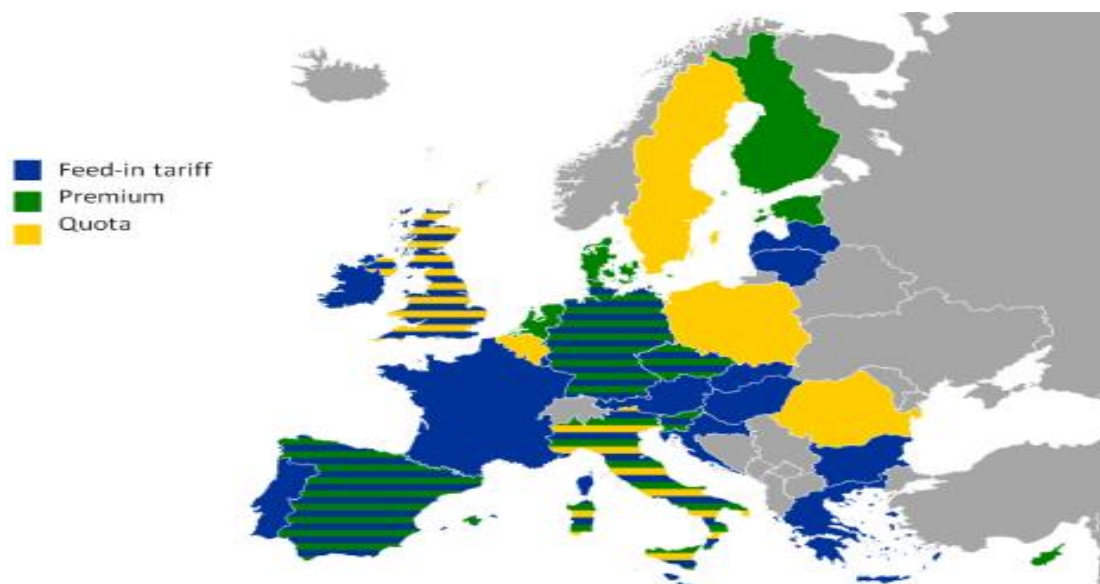
Β) Οι μηχανισμοί ρύθμισης της ποσότητας ισχύος (**quota systems**) ή συστήματα υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota obligation).

Στο πλαίσιο ενός μηχανισμού quota, η πολιτεία θέτει υποχρέωση σε καταναλωτές, προμηθευτές ή παραγωγούς, ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνουν ή διαθέτουν αντίστοιχα, να προέρχεται από ΑΠΕ. Η συμμόρφωση με αυτή την υποχρέωση διευκολύνεται συνήθως μέσω ενός συστήματος Εμπορεύσιμων Πράσινων Πιστοποιητικών (ΕΠΠ). Έτσι οι παραγωγοί ΑΠΕ πωλούν την ενέργεια τους στην αγορά με βάση τη τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) και επιπλέον πωλούν ένα πράσινο πιστοποιητικό, που αποδεικνύει την ανανεώσιμη πηγή της διατιθέμενης ενέργειας. Οι προμηθευτές αποδεικνύουν τη συμμόρφωση τους με την υποχρεωτική ποσόστωση αγοράζοντας αυτά τα πράσινα πιστοποιητικά, αλλιώς υπόκεινται σε κυρώσεις.

Τα περισσότερα εν ισχύ συστήματα υποχρεωτικής ποσόστωσης έχουν έναν οριζόντιο χαρακτήρα σε ότι αφορά τις διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ. Αυτή η προσέγγιση ενέχει τον κίνδυνο επιλεκτικής χρήσης της πιο ώριμης επενδυτικά τεχνολογίας και περιθωριοποίησης των υπόλοιπων αναδυόμενων τεχνολογιών, η οποία εν μέρει αντισταθμίζεται από την

επιλογή του μοντέλου με διαφοροποιημένη υποχρεωτική ποσόστωση ανά τεχνολογία (banded quota). Στην περίπτωση αυτή, κάθε τεχνολογία λαμβάνει διαφορετικό αριθμό ΕΠΠ για το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα, έτσι ώστε η ενίσχυση που τελικά λαμβάνει να αντανakλά το βαθμό επενδυτικής ωριμότητας της τεχνολογίας αυτής [106].

Στο σχήμα 3.1 φαίνονται τα κυριότερα συστήματα στήριξης ΑΠΕ, που εφαρμόζονται σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες.



Σχήμα 3.1: Συστήματα στήριξης ΑΠΕ στην Ευρώπη ([32]).

3.3 Καθεστώς στήριξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα

3.3.1 Γενικά

Τα σημαντικότερα μέτρα που εφαρμόστηκαν στην Ελλάδα μέχρι σήμερα για την ανάπτυξη των ΑΠΕ είναι:

- Η Ελλάδα εφαρμόζει από το 1994 ένα σύστημα FiT της παραγόμενης ενέργειας σε προκαθορισμένη τιμή που ορίζεται ως ποσοστό της εκάστοτε τιμής του Γενικού τιμολογίου Μέσης Τάσης. Υπάρχει διαφοροποίηση των τιμών για το διασυνδεδεμένο σύστημα και τα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Η διαφορά κόστους καλύπτεται μέσω ειδικού τέλους που καταβάλουν οι καταναλωτές και υπολογίζεται για το σύστημα, βάσει της απόκλισης από την Οριακή Τιμή Συστήματος, ενώ για τα νησιά βάσει του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής (κυρίως κόστος καυσίμου που σε ορισμένα νησιά η διαφορά είναι αμελητέα έως και αρνητική).
- Επιχορηγήσεις για έργα ΑΠΕ συμπεριλαμβανομένων ειδικών επιχορηγήσεων για τα δίκτυα σύνδεσης.
- Εκτός από την προτεραιότητα ένταξης των σταθμών ΑΠΕ στο σύστημα και στο δίκτυο, σημαντικό κίνητρο ανάπτυξης είναι και η απαλλαγή τους από την υποχρέωση πληρωμής τελών χρήσης τους.

Ειδικά για τα φωτοβολταϊκά υπάρχουν δύο τρόποι για την έξυπνη, οικολογική και οικονομική εκμετάλλευση του ήλιου από καταναλωτές-παραγωγούς:

1. Το σύστημα Feed-in-Tariff (σχήμα 3.2) με το οποίο τοποθετείται ένα διασυνδεδεμένο με το δίκτυο της ΔΕΗ (συνήθως στο δίκτυο διανομής χαμηλής τάσης ή μεγαλύτερες μονάδες στη μέση τάση) φωτοβολταϊκό σύστημα. Στην περίπτωση αυτή, ο πελάτης της ΔΕΗ συνεχίζει να καταναλώνει ρεύμα από τη ΔΕΗ, και ταυτόχρονα να πουλάει όλο το ηλεκτρικό ρεύμα που παράγεται από το φωτοβολταϊκό σύστημα στη ΔΕΗ έναντι μιας ορισμένης από το νόμο τιμής. Πέρα από το μετρητή κατανάλωσης που μετράει την ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνει ο πελάτης (εισερχόμενη από το δίκτυο της ΔΕΗ), τοποθετείται ένας νέος μετρητής από τη ΔΕΗ για τη μέτρηση της ηλεκτρικής ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο (εξερχόμενη στο δίκτυο της ΔΕΗ). Εδώ έχουμε «λογιστικό» συμψηφισμό της ενέργειας, οι ενδείξεις των δύο μετρητών μετατρέπονται σε χρήματα και αφαιρούνται μεταξύ τους, η διαφορά πιστώνεται στον καταναλωτή.
2. Από το 2015 ο καταναλωτής μπορεί να γίνει αυτοπαραγωγός και ιδιοκαταναλωτής με το net metering και να καταναλώνει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει από τα φωτοβολταϊκά, ενώ ταυτόχρονα θα είναι συνδεδεμένος με το δημόσιο δίκτυο (ΔΕΗ). Στην περίπτωση αυτή έχουμε τον «ενεργειακό» συμψηφισμό εισερχόμενης και εξερχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Συνοπτικά με χρήση δύο μετρητών αφαιρείται η ενέργεια που παράγεται από τα φ/β από εκείνη που καταναλώνει ο χρήστης από τη ΔΕΗ.



Σχήμα 3.2: Σύστημα Feed-in-Tariff ([31]).

3.3.2 Τιμολόγηση της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας

Η τιμολόγηση των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ έχει γίνει με σκοπό να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και να δημιουργείται επαρκές κίνητρο για τους επενδυτές. Ο ενδιαφερόμενος για να εντάξει το σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο δίκτυο συνάπτει σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με το διαχειριστή του συστήματος. Ο τύπος, το περιεχόμενο και η διαδικασία κατάρτισης των συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ), μετά από εισήγηση του αρμόδιου διαχειριστή και γνώμη της ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας). Την τελευταία δεκαετία η πλειοψηφία των φωτοβολταϊκών σταθμών στην Ελλάδα είναι διασυνδεδεμένοι με FIT, γεγονός που οφείλεται στις πολύ ενθαρρυντικές επιδοτήσεις που έχουν δοθεί από το κράτος και την ΕΕ.

Στις 6-6-2006 ψηφίστηκε ο Νόμος 3468, σύμφωνα με τον οποίο κάθε kWh που παράγεται από τον ήλιο και τροφοδοτείται στο δίκτυο της ΔΕΗ, θα ενισχύεται με την τιμή που φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με εγκατεστημένη ισχύ $\leq 100\text{kWp}$, οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνητο ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής, ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου	450 €/MWh	500 €/MWh
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με εγκατεστημένη ισχύ $> 100\text{kWp}$	400 €/MWh	450 €/MWh

Πίνακας 3.1: Τιμολόγηση ηλεκτρικής ηλιακής ενέργειας σύμφωνα με το Ν. 3468/2006 ([13]).

Η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ισχύει για 10 έτη και μπορεί να παρατείνεται για 10 επιπλέον έτη, μονομερώς, με έγγραφη δήλωση του παραγωγού η οποία υποβάλλεται 3 τουλάχιστον μήνες πριν από τη λήξη της αρχικής σύμβασης. Η τιμή αναπροσαρμόζεται κάθε έτος με βάση τις αυξήσεις των τιμολογίων της ΔΕΗ ή το 80% του πληθωρισμού, πράγμα που οδηγεί στο συμπέρασμα ότι πέρα από την απόσβεση του φωτοβολταϊκού συστήματος εμφανίζεται και κέρδος για τον παραγωγό. Με αυτή τη νομοθεσία διευκολύνεται επίσης η διαδικασία αδειοδότησης για τα φωτοβολταϊκά συστήματα, αφού για συστήματα μέχρι και 150kW δεν απαιτούνται πλέον άδειες παραγωγής, εγκατάστασης και λειτουργίας.

Το 2010 με το Νόμο 3851 εισήχθηκαν καινούριες ρυθμίσεις για τα φωτοβολταϊκά αναπροσαρμόζοντας τις τιμές μεσοπρόθεσμα και συνδέοντάς τες απευθείας με τη μέση Οριακή Τιμή του Συστήματος (μΟΤΣ) μακροπρόθεσμα. Η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ ισχύει για 20 έτη και μπορεί να παρατείνεται μετά από έγγραφη συμφωνία των μερών, εφόσον ισχύει η σχετική άδεια παραγωγής. Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς γίνεται με βάση τα στοιχεία του ακόλουθου πίνακα:

Έτος / Μήνας	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
	A	B	Γ
	>100 kW	≤100 kW	>100 kW
2009 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00
2009 Αύγουστος	400,00	450,00	450,00
2010 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00
2010 Αύγουστος	392,04	441,05	441,05
2011 Φεβρουάριος	372,83	419,43	419,43
2011 Αύγουστος	351,01	394,89	394,89
2012 Φεβρουάριος	333,81	375,54	375,54
2012 Αύγουστος	314,27	353,55	353,55
2013 Φεβρουάριος	298,87	336,23	336,23
2013 Αύγουστος	281,38	316,55	316,55
2014 Φεβρουάριος	268,94	302,56	302,56
2014 Αύγουστος	260,97	293,59	293,59
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3 χμΟΤΣ _{ν-1}	1,4 χμΟΤΣ _{ν-1}	1,4 χμΟΤΣ _{ν-1}

Πίνακας 3.2: Τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκά, σύμφωνα με το Ν.3851/2010([13]). Σημείωση: Σε όλους τους πίνακες η ημερομηνία αναφέρεται στην ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του φωτοβολταϊκού.

Στον παραπάνω πίνακα δεν περιλαμβάνεται το ειδικό πρόγραμμα σε στέγες και κτιριακές εγκαταστάσεις (ψηφίστηκε τον Ιούλιο του 2009) για φωτοβολταϊκά έως 10kWp για τον οικιακό τομέα και τις μικρές επιχειρήσεις, με την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται να εγχέεται στο δίκτυο χαμηλής τάσης και να αποζημιώνεται στην τιμή των 550€/MWh για τις συμβάσεις που συνάπτονται το 2010 και 2011. Η σύμβαση που υπογράφεται μεταξύ της ΔΕΗ και του κατόχου του φ/β έχει διάρκεια ισχύος 25 έτη, με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του φ/β.

Οι τιμές μπορούν να μεταβάλλονται, αφού λαμβάνονται υπόψη η διείσδυση των φωτοβολταϊκών σταθμών στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας, ο βαθμός επίτευξης των εθνικών στόχων διείσδυσης των φωτοβολταϊκών και οι επιπτώσεις για τον καταναλωτή από τη σχετική επιβάρυνση λόγω των ΑΠΕ. Όπως φαίνεται και από τους διάφορους πίνακες, οι εγγυημένες τιμές πώλησης της παραγόμενης ενέργειας παρουσιάζουν σταθερά μία πτωτική τάση, η οποία σε αρκετές περιπτώσεις είναι πολύ μεγάλη.

Με μεταγενέστερες υπουργικές αποφάσεις η τιμολόγηση της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας μεταβλήθηκε στα επόμενα έτη, μετά το Νόμο 3851/2010. Τον Αύγουστο του 2012 με την υπουργική απόφαση ΦΕΚ Β'2317 η τιμή της παραγόμενης από το φωτοβολταϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο ορίζεται σύμφωνα με τους πίνακες:

Μήνας / Έτος	Τιμή (€/MWh)
Αύγουστος 2012	250,00
Φεβρουάριος 2013	238,75
Αύγουστος 2013	228,01
Φεβρουάριος 2014	217,75
Αύγουστος 2014	207,95
Φεβρουάριος 2015	198,59
Αύγουστος 2015	189,65
Φεβρουάριος 2016	181,12
Αύγουστος 2016	172,97
Φεβρουάριος 2017	165,18
Αύγουστος 2017	157,75
Φεβρουάριος 2018	150,65
Αύγουστος 2018	143,87

Πίνακας 3.3: Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκά συστήματα σε στέγες και κτιριακές εγκαταστάσεις, σύμφωνα με την απόφαση ΦΕΚ Β'2317 ([13]).

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο (ανεξαρτητήτως ισχύος)
	> 100kW	≤ 100kW	
Αύγουστος 2012	180,00	225,00	225,00
Φεβρουάριος 2013	171,90	214,88	214,88
Αύγουστος 2013	164,16	205,21	206,21
Φεβρουάριος 2014	156,78	195,97	195,97
Αύγουστος 2014	149,72	187,15	187,15
Για κάθε ν έτος από το 2015 και μετά	$1,3 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$

Πίνακας 3.4: Τιμολόγηση (€/MWh) ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκά συστήματα (εκτός στεγών και κτιριακών εγκαταστάσεων), σύμφωνα με την απόφαση ΦΕΚ Β'2317 ([13]).

Το Μάιο του 2013 σύμφωνα με την υπουργική απόφαση ΦΕΚ Β'1103, οι τιμές μειώθηκαν ξανά. Τον Απρίλιο του 2014 ψηφίστηκε ο Νόμος 4254 (ΦΕΚ 85/Α/7-4-2014) που δημιουργεί σημαντικές αλλαγές στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς και γίνεται επανακαθορισμός των τιμών. Προβλέπεται ότι για φωτοβολταϊκά έως 100kW που ανήκουν σε κατ' επάγγελμα αγρότες, οι τιμές αποζημίωσης μειώνονται οριζόντια για όλους κατά 12%, ανεξάρτητα του πότε συνδέθηκαν στο δίκτυο. Σε περίπτωση που είχαν τύχει ενίσχυσης, τότε ισχύουν οι τιμές για τα φωτοβολταϊκά έως 100kW που προβλέπονται και για τους άλλους επενδυτές. Οι μειώσεις στα οικιακά φωτοβολταϊκά στέγης ήταν λιγότερο από 20% αντί για 26% που προέβλεπε το νομοσχέδιο του ΥΠΕΚΑ και στα επαγγελματικά φωτοβολταϊκά 32%-33%.

Μια επίσης σημαντική αλλαγή είναι η παράταση των συμβάσεων πώλησης ενέργειας στο δίκτυο για όλα τα φωτοβολταϊκά για 7 έτη (από 20 σε 27 έτη). Η αγορά της παραγόμενης ενέργειας για το διάστημα αυτό θα γίνεται έναντι 90€/MWh. Τέλος, υπήρξε μικρότερη μείωση στις τιμές αποζημίωσης του μη διασυνδεδεμένου συστήματος σε σχέση με ότι προβλεπόταν. Οι οριστικές τιμές αποζημίωσης των φωτοβολταϊκών σταθμών, ανά κατηγορία, διαμορφώνονται ως εξής:

		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ										ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ			
Περίοδος Διασύνδεσης	Φ/Β Στεγών (<=10kW)	ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ										ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ			
		P≤100kW		100kW<P ≤500kW		500kW<P ≤1MW		1MW<P ≤5MW		P>5MW		P≤100Kw		100kW<P	
		ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ
Πριν το 2009	-	-	445	-	390	-	385	-	385	-	385	-	480	-	440
Α Τριμ. 2009	-	-	440	-	375	-	365	-	365	-	355	-	480	-	380
Β Τριμ. 2009	-	-	435	-	370	-	345	-	345	-	325	-	460	-	370
Γ Τριμ. 2009	-	-	430	-	365	-	325	-	325	-	315	-	430	415	360
Δ Τριμ. 2009	-	-	425	-	350	-	315	-	300	400	300	-	410	415	350
Α Τριμ. 2010	-	-	400	-	335	-	315	-	290	390	280	-	385	415	330
Β Τριμ. 2010	-	-	380	-	315	-	315	400	285	390	270	500	370	410	310
Γ Τριμ. 2010	-	-	365	-	295	400	295	380	260	375	255	490	355	405	275
Δ Τριμ. 2010	-	-	345	395	280	395	280	355	245	360	240	470	335	400	275
Α Τριμ. 2011	-	-	335	390	270	375	260	340	235	335	225	455	330	360	245
Β Τριμ. 2011	-	-	320	375	260	365	250	330	225	320	220	440	315	360	245
Γ Τριμ. 2011	470	430	305	360	250	360	245	310	215	300	205	415	295	335	230
Δ Τριμ. 2011	470	405	285	330	230	325	225	290	200	280	190	390	280	305	210
Α Τριμ. 2012	415	375	265	305	215	295	205	260	180	260	180	365	265	280	195
Β Τριμ. 2012	385	360	240	280	195	265	185	235	165	230	155	330	240	270	190
Γ Τριμ. 2012	340	360	225	265	185	250	175	215	150	210	145	305	220	260	180
Δ Τριμ. 2012	295	340	215	255	180	240	165	205	145	195	135	290	215	240	170
Α Τριμ. 2013	295	285	205	240	170	240	145	195	140	190	130	280	205	220	155
Β Τριμ. 2013	270	270	195	185	160	185	145	185	140	180	130	270	195	185	150
Γ Τριμ. 2013	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Δ Τριμ. 2013	175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Πίνακας 3.5: Τιμολόγηση (€/MWh) ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, σύμφωνα με το Ν.4254/2014 ([13]).

Για τα φωτοβολταϊκά που συνδέθηκαν εντός του δευτέρου εξαμήνου του 2013 εφαρμόζονται οι εξής τιμές:

		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ													
		ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ										ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ			
Περίοδος Διασύνδεσης	P≤100kW		100kW<P≤500Kw		500kW<P≤1MW		1MW<P≤5MW		P>5MW		P≤100Kw		100kW<P		
	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	XE	ME	
Γ Τριμ. 2013	300	215	205	175	205	160	205	155	205	150	285	205	205	165	
Δ Τριμ. 2013	290	210	200	170	200	155	200	150	200	145	280	200	200	160	

Πίνακας 3.6: Τιμολόγηση (€/MWh) ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, σύμφωνα με το Ν.4254/2014 ([13]).

Σημείωση: Οι κατηγορίες (ME) και (XE) του ανωτέρω πίνακα έχουν ως ακολούθως: «Με ενίσχυση» (ME): Για την υλοποίηση της επένδυσης γίνεται χρήση δημόσιας ενίσχυσης, και συγκεκριμένα χρήση άμεσης ενίσχυσης (επιχορήγηση) ή ισοδύναμης ενίσχυσης με άλλα μέσα σε ποσοστό μεγαλύτερο από 20% επί του κόστους της επένδυσης, όπως αυτό έχει διαμορφωθεί έως την ημερομηνία έναρξης της δοκιμαστικής λειτουργίας του σταθμού ή ενεργοποίησης της σύνδεσής του, κατά περίπτωση, και αποτυπώνεται στο λογιστικό σύστημα και τις λογιστικές καταστάσεις του παραγωγού. «Χωρίς ενίσχυση» (XE): Η υλοποίηση της επένδυσης πραγματοποιήθηκε χωρίς τη χρήση δημόσιας ενίσχυσης.

Παρά τη συνεχή μείωση της τιμής FiT τα φωτοβολταϊκά συνέχισαν να αναπτύσσονται στην Ελλάδα μέχρι και το 2013, όπως έχουμε ήδη αναφέρει. Όμως το 2014 η κατάσταση παρέμεινε σταθερή, πράγμα που οφείλεται σε μεγάλο βαθμό ότι η καθορισμένη τιμή για τα φωτοβολταϊκά συστήματα είχε πέσει αρκετά με αποτέλεσμα να φτάνει το φθινόπωρο του 2014 τα 90€/MWh για τα μεγάλα συστήματα. Οπότε, οι πελάτες έγιναν δύσπιστοι και δεν εμπιστεύονται πλέον το σύστημα FiT. Το γεγονός ότι οι νέες εγγυημένες τιμές πώλησης της παραγόμενης από φωτοβολταϊκά ενέργειας είναι πλέον χαμηλότερες από τη λιανική τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας ειδικώς στη χαμηλή τάση, δημιουργεί (υπό συνθήκες) την προσδοκία πως το net metering από καταναλωτές που εγκαθιστούν φωτοβολταϊκά μπορεί να αναζωπυρώσει την αγορά φωτοβολταϊκών και να επικεντρώσει το ενδιαφέρον των καταναλωτών. Από τον Νοέμβριο του 2013 αποτελεί νόμο του ελληνικού κράτους η δυνατότητα ιδιοκατανάλωσης ενέργειας παραγόμενης από φωτοβολταϊκά και συμψηφισμού της παραγωγής με την καταναλισκόμενη ενέργεια από το δημόσιο δίκτυο, ωστόσο η Υπουργική Απόφαση η οποία ορίζει τις λεπτομέρειες του προγράμματος υπογράφηκε τον Ιανουάριο του 2015.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Το σύστημα net metering

4.1 Η έννοια του net metering

Το net metering είναι μια πολιτική υποστήριξης τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Είναι σχεδιασμένο έτσι ώστε να προτρέψει τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας να εγκαταστήσουν και να διασυνδέσουν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελώντας ένα εργαλείο αυτοπαραγωγής και ιδιοκατανάλωσης.

Αυτή η πολιτική επιτρέπει στους πελάτες της να ικανοποιούν άμεσα τις ανάγκες τους για ηλεκτρική ενέργεια με την παραγωγή των ΑΠΕ (τη στιγμή που παράγουν), και να συμψηφίζουν μέρος ή το σύνολο της ενέργειας που λαμβάνουν από το δίκτυο (εισερχόμενη) με αυτήν που παράγεται από τα ΑΠΕ και εγχέεται στο δίκτυο (εξερχόμενη) εφόσον δεν καταναλώνεται άμεσα. Οπότε, τους δίνεται η δυνατότητα να χρησιμοποιούν το δίκτυο για έμμεση αποθήκευση της πράσινης ενέργειας. Στον ενεργειακό συμψηφισμό η παραγόμενη ενέργεια δεν είναι απαραίτητο να ταυτοχρονίζεται με την καταναλισκόμενη. Ο όρος «net» προκύπτει από το γεγονός ότι η χρέωση/πίστωση του καταναλωτή αφορά τη διαφορά μεταξύ καταναλισκόμενης και παραγόμενης ενέργειας (ουσιαστικά εισερχόμενη μείον εξερχόμενη ενέργεια) σε μία ορισμένη χρονική περίοδο (κύκλος συμψηφισμού). Η περίοδος αυτή είναι συνήθως ο εκάστοτε κύκλος καταμέτρησης και τιμολόγησης της καταναλισκόμενης ενέργειας.

Το net metering δεν πληρώνει άμεσα για την περίσσεια παραγωγή που αποστέλλεται στο δίκτυο, αλλά είναι μια φυσική αποζημίωση της ανανεώσιμης παραγωγής σε σχέση με την κατανάλωση κατά τη διάρκεια μιας καθορισμένης χρονικής περιόδου (έτος/μήνας/ημέρα/ώρα). Οι πελάτες-παραγωγοί συνήθως κερδίζουν πιστώσεις για την περίσσεια παραγόμενη ενέργεια που εγχέουν στο δίκτυο, οι οποίες μπορούν να εφαρμοστούν για να αντισταθμίσουν τους λογαριασμούς του ηλεκτρικού ρεύματος. Οι πιστώσεις αυτές μπορούν να εφαρμοστούν μόνο στο ενεργειακό τμήμα των λογαριασμών των πελατών. Ο συμψηφισμός πραγματοποιείται συνήθως για το σύνολο των συνιστωσών της λιανικής τιμής («πλήρης συμψηφισμός») ηλεκτρικής ενέργειας και αυτό που κάνει ευεργετικό το net metering είναι ότι το οικονομικό όφελος αυξάνεται, καθώς αυξάνεται και το κόστος του ηλεκτρικού ρεύματος (λιανική τιμή).

Ο ενεργειακός συμψηφισμός συνήθως λειτουργεί με τη χρήση ενός αμφίδρομου μετρητή (σχήμα 4.1), δηλαδή ενός μετρητή που είναι σε θέση να γυρίζει και να καταγράφει τη ροή της ενέργειας και προς τις δύο κατευθύνσεις. Ο μετρητής στρέφεται προς τα εμπρός, όταν ένας πελάτης αντλεί ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο (δηλαδή στιγμιαίως καταναλώνει περισσότερη ενέργεια από ότι παράγεται) και γυρίζει προς τα πίσω όταν η ενέργεια σταλεί στο δίκτυο (δηλαδή στιγμιαίως καταναλώνεται λιγότερη ενέργεια από ό, τι παράγεται) [27]. Ένας άλλος τρόπος είναι το κάθε κανάλι να μετρείται ξεχωριστά και το ένα να αφαιρείται από το άλλο. Και στις δύο περιπτώσεις στο τέλος μιας περιόδου χρέωσης, ο πελάτης χρεώνεται μόνο για τη συμψηφιζόμενη (εισερχόμενη μείον εξερχόμενη) ηλεκτρική ενέργεια

που χρησιμοποιείται. Δεδομένου ότι οι περισσότεροι μετρητές που χρησιμοποιούνται είναι αμφίδρομοι, δεν απαιτούνται συνήθως σημαντικά έξοδα από την πλευρά του καταναλωτή αφού δεν απαιτείται πρακτικά η εγκατάσταση και δεύτερου μετρητή [31].



Σχήμα 4.1: Σύστημα net metering ([31]).

Σε σχέση με τις οικιακές τιμές, οι εμπορικές (μεγάλες επιχειρήσεις/βιομηχανίες) τιμές περιλαμβάνουν γενικά χαμηλότερες χρεώσεις για την ενέργεια καθώς οι επιβαρύνσεις της ζήτησης σχετίζονται με την αιχμή του φορτίου του πελάτη. Επειδή τα συστήματα net metering τείνουν να μειώσουν την καθαρή κατανάλωση της ενέργειας σε μεγαλύτερο ποσοστό από ότι μειώνουν την αιχμή της ζήτησης, οι οικιακοί πελάτες βιώνουν μεγαλύτερη εξοικονόμηση στους λογαριασμούς τους από τους εμπορικούς πελάτες [37]. Επιπλέον, η εξοικονόμηση στο λογαριασμό υπό το net metering είναι σημαντικά μεγαλύτερη για τους πελάτες υψηλής κατανάλωσης από ότι για τους πελάτες χαμηλής κατανάλωσης. Όταν αυξάνεται η παραγωγή της ανανεώσιμης πηγής, ο πελάτης αντιμετωπίζει μια προοδευτικά χαμηλότερη οριακή τιμή για την καθαρή κατανάλωση του, και ως εκ τούτου λαμβάνει σταδιακά χαμηλότερη οριακή εξοικονόμηση στο λογαριασμό του. Ο πελάτης-παραγωγός πρέπει να επιλέξει το κατάλληλο μέγεθος φωτοβολταϊκού που θα εγκαταστήσει, λαμβάνοντας υπόψη την κατανάλωση του. Γενικά για το μεγαλύτερο πλήθος των πολιτικών net metering, η ποσότητα της κατανάλωσης με της παραγωγής πρέπει να είναι αρκετά κοντά.

4.2 Εφαρμογή της πολιτικής του net metering παγκοσμίως

Η έννοια του net metering ξεκίνησε το 1983 στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής όπου οι καταναλωτές συνέδεσαν μικρής κλίμακας ανεμογεννήτριες και ηλιακά φωτοβολταϊκά στο δίκτυο, επιθυμώντας να χρησιμοποιήσουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε διαφορετική ώρα ή ημέρα από όταν αυτή παράχθηκε. Από τότε το σύστημα net metering έχει υιοθετηθεί από διάφορες χώρες, οι οποίες παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα, με σκοπό την ενθάρρυνση της διεσπαρμένης παραγωγής.

Ειδικά στην Ευρώπη μέχρι το 2013, μόνο τέσσερις χώρες (Βέλγιο, Δανία, Ιταλία, Ολλανδία) χρησιμοποιούσαν το σύστημα net metering σε μια πολύ απλή μορφή, όπου οποιαδήποτε ποσότητα της ενέργειας παράγεται από επιλέξιμη τεχνολογία ΑΠΕ αντισταθμίζεται με την

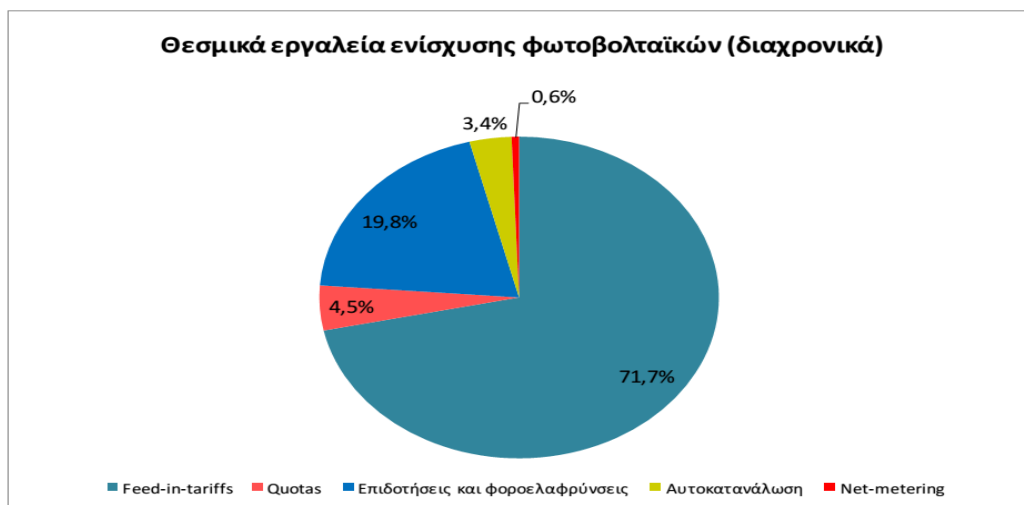
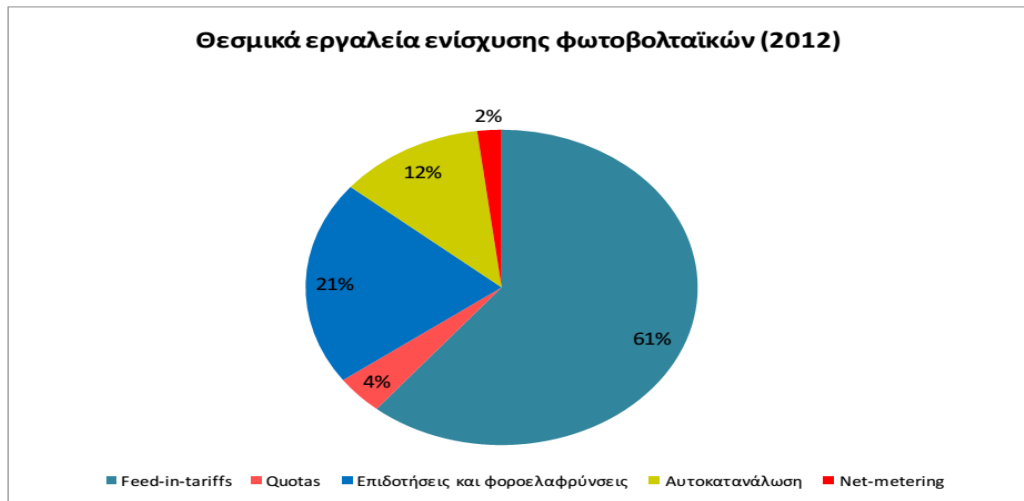
ενέργεια που καταναλώνεται από τον παραγωγό ΑΠΕ, και οδηγεί είτε σε μικρότερο συνολικό λογαριασμό της ηλεκτρικής ενέργειας είτε σε μια εξαίρεση από τους ενεργειακούς φόρους πληρωμής. Στη συνέχεια προστέθηκε και η Κύπρος. Η πολιτική αυτή επέτρεψε στην ευρωπαϊκή αγορά ΑΠΕ και κυρίως φωτοβολταϊκών να αναπτυχθεί γρήγορα.

High income	Upper middle income	Lower middle income
Barbados	Brazil	Cape Verde
Belgium	Chile	Egypt
Canada	Costa Rica	Guatemala
Cyprus	Dominican Republic	India
Denmark	Grenada	Lesotho
Italy	Jamaica	Micronesia
Japan	Jordan	Pakistan
Malta	Lebanon	Philippines
Netherlands	Mexico	Sri Lanka
New Zealand	Morocco	Syria
Portugal	Panama	Tunisia
Singapore	South Africa	
South Korea	St. Lucia	
Spain	Uruguay	
United States of America	Thailand	

Σχήμα 4.2: Χώρες στις οποίες εφαρμόζεται το net metering ([40]).

Πέρα από τις χώρες που παρουσιάζονται παραπάνω, η Λετονία και η Ουκρανία θέσπισαν ένα σύστημα net metering που τέθηκε σε ισχύ την 1η Ιανουαρίου του 2014, ενώ στη Κεντρική Αμερική η Ονδούρα ενέκρινε το net metering για συστήματα μικρότερα από 250kW. Σε πολιτειακό επίπεδο υπήρξε μια σειρά από εξελίξεις το 2013 και στις αρχές του 2014, με διάφορες πολιτείες της Ινδίας να ξεκινούν προγράμματα net metering για φωτοβολταϊκά σε στέγες. Στις Ηνωμένες Πολιτείες το net metering παρέμεινε σε 43 πολιτείες και την Ουάσιγκτον. Το Port Elizabeth έγινε η πρώτη κοινότητα στη Νότια Αφρική που υιοθέτησε το σύστημα αυτό για τα τοπικά ανανεώσιμα συστήματα μικρής κλίμακας.

Ωστόσο, η πλειοψηφία των χωρών έχει επιλέξει έως τώρα τη χρήση άλλων θεσμικών εργαλείων και κυρίως τα συστήματα Feed-in-Tariffs, όπως φαίνεται και στα παρακάτω διαγράμματα. Το 2012, το net metering αφορούσε μόνο το 2% των φωτοβολταϊκών που εγκαταστάθηκαν διεθνώς και μόλις το 0,6% των συνολικών συστημάτων που έχουν εγκατασταθεί διαχρονικά. Το 2013 η κατάσταση αυτή δεν άλλαξε πολύ και τα συστήματα net metering έμειναν λίγο πιο κάτω από το 3%. Η μικρή συμβολή του οφείλεται στο γεγονός ότι στις περισσότερες χώρες η λιανική τιμή του ρεύματος είναι συνήθως χαμηλότερη από το κόστος παραγωγής της ηλιακής κιλοβατώρας και άρα δεν υπάρχει κίνητρο για τον καταναλωτή. Το net metering αναπτύχθηκε λοιπόν εκεί όπου είτε υπάρχει κάποια επιδότηση για την εγκατάσταση ανανεώσιμων συστημάτων (περίπτωση ΗΠΑ), είτε η λιανική τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος είναι αρκετά υψηλή (περίπτωση Δανίας και Ολλανδίας).



Σχήμα 4.3: Θεσμικά εργαλεία ενίσχυσης φωτοβολταϊκών ([31]).

Η μέση ευρωπαϊκή λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για τους οικιακούς καταναλωτές στο πρώτο εξάμηνο του 2014 ήταν 0,2178€/kWh και ήταν υψηλότερη από ότι η παραγόμενη από φωτοβολταϊκά ηλεκτρική ενέργεια. Για παράδειγμα η Δανία, η Κύπρος και η Γερμανία είχαν υψηλότερες τιμές από τη μέση με 0,3042€/kWh, 0,2291€/kWh και 0,2981€/kWh αντίστοιχα [30]. Πρέπει να αναφερθεί ότι το LCOE στην Κύπρο είναι περισσότερο από 20% χαμηλότερα σε σχέση με τις άλλες χώρες, λόγω της υψηλότερης ηλιακής ακτινοβολίας (στην Κύπρο έχει επιτευχθεί η ισοτιμία του δικτύου, αφού το κόστος της παραγόμενης ηλιακής κιλοβατώρας ήταν περίπου στα 0,14€/kWh το 2014, αρκετά μικρότερο από τη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας [93]).

Στην εποχή μας που το κόστος της παραγόμενης ηλιακής κιλοβατώρας έχει μειωθεί σημαντικά και οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας έχουν αυξηθεί σε σχέση με το πρόσφατο παρελθόν, το net metering αρχίζει να γίνεται πλέον ελκυστικό και για άλλες χώρες όπως για παράδειγμα η Ελλάδα.

4.3 Πολιτικές και τεχνικές πτυχές του net metering

4.3.1 Εισαγωγή

Το net metering είναι ουσιαστικά ένας μηχανισμός χρέωσης και το γεγονός ότι τα συστήματα συνδέονται σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας προϋποθέτει ότι ακολουθούν τα πρότυπα διασύνδεσης. Υπάρχουν δύο πτυχές για την ένταξη του net metering, οι πολιτικές και τεχνικές εκτιμήσεις. Αυτά τα θέματα πρέπει να αντιμετωπιστούν αποτελεσματικά προκειμένου ένας πελάτης να συνειδητοποιήσει την πλήρη αξία της επένδυσής του και την ενσωμάτωση του με ασφάλεια στο δίκτυο διανομής.

Υπάρχουν διαφορετικοί μηχανισμοί net metering, ανάλογα με τις ενεργειακές, οικονομικές και πολιτικές συνθήκες που επικρατούν σε κάθε χώρα (ή πολιτεία στην περίπτωση των ΗΠΑ). Κάθε κράτος περιλαμβάνει τις προτιμώμενες τεχνολογίες, το μέγεθος τους, τη συνολική ποσότητα που επιτρέπεται, τα όρια ισχύος, τον τύπο του πελάτη, καθώς και άλλες λεπτομέρειες. Αυτές οι συνιστώσες ωστόσο, πρέπει να ευθυγραμμιστούν και να οργανωθούν ορθολογικά. Η σωστή πολιτική θα εξασφαλίσει ότι θα οριστούν δίκαιες και ισότιμες τιμές, που θα ενθαρρύνουν οικονομικά-αποδοτικά τη διεσπαρμένη παραγωγή, ενώ παράλληλα θα διασφαλίζεται ότι όλοι οι πελάτες που επωφελούνται από τη διανομή του δικτύου θα βοηθηθούν στην αποπληρωμή των σχετικών εξόδων.

4.3.2 Επιλέξιμες τεχνολογίες παραγωγής

Αρχικά στην ανάπτυξη των συστημάτων net metering υπήρχαν περιορισμοί που τίθενται στις επιλέξιμες τεχνολογίες που θα μπορούσαν να διασυνδεθούν στο δίκτυο υπό το σύστημα net metering. Αυτό άλλαξε και οι τρέχουσες πρακτικές net metering υπαγορεύουν ότι η ανανεώσιμη παραγωγή ενέργειας από οποιοδήποτε από τους ακόλουθους τύπους θα μπορούσε να είναι επιλέξιμη (με την προϋπόθεση ότι συμμορφώνεται σε όλες τις απαιτήσεις, ειδικά τεχνικά): βιομάζα, βιοαέριο, ηλιακή, γεωθερμική, αιολική, των ωκεανών, υδροηλεκτρική, ή υδρογόνο. Η φωτοβολταϊκή τεχνολογία έχει αναδειχθεί ως η πιο δημοφιλής τεχνολογία για net metering λόγω της αφθονίας των πόρων, της αξιοπιστίας, της ευκολίας της εγκατάστασης, καθώς και της μείωσης του κόστους των φωτοβολταϊκών συστημάτων.

4.3.3 Όριο ατομικής παραγόμενης ισχύος

Η ατομική παραγόμενη ισχύς για εγκαταστάσεις net metering επηρεάζεται τόσο από τις πολιτικές που εφαρμόζονται, όσο και από τεχνικές παραμέτρους. Τεχνικές ανησυχίες προκύπτουν όταν οι παράμετροι ποιότητας ισχύος κινούνται έξω από αποδεκτά όρια και αρχίζουν να επηρεάζουν την ευστάθεια των δικτύων διανομής. Οι πολιτικές ανησυχίες οφείλονται στην απώλεια εσόδων για τις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας, όταν η διεσπαρμένη παραγωγή επιτρέπεται στα δίκτυα διανομής. Αυτό μπορεί να επηρεάσει αρνητικά την κερδοφορία των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας, σε τέτοιο βαθμό ώστε να απαιτούνται πολύ υψηλότερα τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας για τους υπόλοιπους πελάτες (μη χρήστες του net metering).

Η κύρια τεχνική παράμετρος που χρησιμοποιείται για να περιορίσει το μέγεθος των εφαρμοστέων συστημάτων είναι η υπηρεσία εισόδου ισχύος. Η υπηρεσία εισόδου ισχύος

ορίζεται από τον κύριο διακόπτη του πελάτη που καθορίζει πόση ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να ρέει σε έναν πελάτη και στο δίκτυο. Ο εξοπλισμός διασύνδεσης δεν θα πρέπει να χρησιμοποιείται για τη μετάδοση ροής ηλεκτρικής ενέργειας μεγαλύτερης από αυτήν που επιτρέπει ο κύριος διακόπτης, στην αντίθετη περίπτωση αυτό μπορεί να οδηγήσει σε υπερφόρτιση του εξοπλισμού διασύνδεσης [24].

Ένας άλλος λόγος για την επιβολή ενός ανώτατου ορίου στην παραγόμενη ισχύ είναι ότι το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας δεν έχει δημιουργηθεί έτσι ώστε να δέχεται αυτήν την επιπλέον ισχύ. Οπότε, για να αποφευχθεί η υπερφόρτιση των μετασχηματιστών και συνθήκες υπέρτασης, όταν όλες οι διεσπαρμένες πηγές που έχουν συνδεθεί παράγουν το μέγιστο των δυνατοτήτων τους (π.χ. φωτοβολταϊκές γεννήτριες το μεσημέρι), σε ορισμένες επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας ισχύουν περαιτέρω περιορισμοί στο ατομικό όριο ισχύος.

Υπάρχει μια αυξανόμενη τάση, κυρίως στις ΗΠΑ, να υπάρχει ένα μη καθορισμένο μέγεθος εγκατάστασης. Αυτό οφείλεται στο ότι όρια σχετικά με το μέγεθος των επιλέξιμων συστημάτων μπορεί να παραπλανήσουν τους πελάτες σχετικά με την κατάλληλη διάσταση του συστήματος τους και να αποθαρρύνουν τη συμμετοχή κάποιων στο net metering. Το φορτίο και η ζήτηση του πελάτη θα πρέπει να καθορίζουν τις παραμέτρους σχεδιασμού του συστήματος. Μεγαλύτερα όρια προωθούν την ευρεία ανάπτυξη των συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και μπορεί να ενθαρρύνουν τη συμμετοχή μεγάλων επενδυτών στα προγράμματα net metering. Αυτό βασίζεται στην παραδοχή ότι στην πράξη οι διεσπαρμένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν διαπερνούν τα δίκτυα διανομής επαρκώς για να τους προκαλέσουν προβλήματα ευστάθειας.

4.3.4 Όριο συνολικής παραγόμενης ισχύος

Όπως και στους ατομικούς περιορισμούς στην παραγόμενη ισχύ, ο κύριος συλλογισμός πίσω από την ύπαρξη ενός συνολικού ανώτατου ορίου βασίζεται στην αβεβαιότητα αν το net metering θα συμβάλλει σε υψηλότερες τιμές για τους πελάτες (μη χρήστες του net metering) της επιχείρησης (λόγω της απώλειας εσόδων για την επιχείρηση) και τις ανησυχίες γύρω από την ευστάθεια του δικτύου. Συνήθως τα συνολικά όρια εκφράζονται ως ποσοστό της αιχμής της ζήτησης των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας με βάση το άθροισμα της ονομαστικής παραγωγικής ισχύος των συστημάτων παραγωγής. Και σε αυτήν την περίπτωση υπάρχει η άποψη για το μη περιορισμό στη συνολική ισχύ παραγωγής των συστημάτων net metering. Πιστεύεται ότι τα συνολικά ανώτατα όρια περιορίζουν τις ιδιωτικές επενδύσεις στην παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και άσκοπα περιορίζουν τα οφέλη για τον πελάτη. Επιπλέον, τα συνολικά όρια αγνοούν το γεγονός ότι πολλά μεγάλα συστήματα εξάγουν ενέργεια δυσανάλογα, περιορίζοντας έτσι τον αριθμό των μικρών συστημάτων που είναι επιλέξιμα.

4.3.5 Αποζημίωση και Ισοζύγιο

Η αποζημίωση των πηγών ενέργειας του πελάτη για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν και εγχέεται στο δίκτυο, είναι απαραίτητη για την εξασφάλιση της ακεραιότητας του προγράμματος net metering. Ο πελάτης αποζημιώνεται κατά κανόνα στη λιανική τιμή της επιχείρησης ηλεκτρισμού για την περίσσεια ενέργεια (από την ανανεώσιμη παραγωγή που

δεν καταναλώνει άμεσα) που αποστέλλεται στο δίκτυο μέσω πιστώσεων και του συμψηφισμού της με την ενέργεια που λαμβάνει από το δίκτυο.

Για το καθαρό πλεόνασμα της παραγωγής που εμφανίζεται όταν τα συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παράγουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια κατά τη διάρκεια μιας περιόδου συμψηφισμού από αυτή που μπορεί να καταναλωθεί επί τόπου, έχουν τεθεί σε εφαρμογή διάφοροι μηχανισμοί, προκειμένου να εξασφαλιστεί το ισοζύγιο και η αποζημίωση των καταναλωτών, αλλά οι δύο πιο κοινές προσεγγίσεις είναι η κυκλική και η συνεχής μετακύλιση [24]. Σε όλες τις περιπτώσεις ο πελάτης μπορεί να χρεωθεί επιπλέον για τη χρήση του δικτύου μεταφοράς και διανομής για τις υπηρεσίες έμμεσης αποθήκευσης που προσφέρει ο διαχειριστής του δικτύου και για άλλες υπηρεσίες του δικτύου.

Κυκλική προσέγγιση

Τα κυκλικά net metering σχετίζονται με τη διαδικασία κατά την οποία οι πελάτες-παραγωγοί αποζημιώνονται από την επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας για την πλεονάζουσα παραγωγή μετά από ένα ορισμένο χρονικό διάστημα (συνήθως μηνιαίο, ετήσιο, ωριαίο ή άλλη καθορισμένη χρονική περίοδο, με το σύστημα net metering σε ετήσια βάση να έχει επικρατήσει). Σε μια καθορισμένη χρονική περίοδο (κύκλος συμψηφισμού), στην περίπτωση που η παραγόμενη από ΑΠΕ ηλεκτρική ενέργεια είναι χαμηλότερη από την ενέργεια που καταναλώνεται, ο πελάτης-παραγωγός στην ιδανική περίπτωση που χαρακτηρίζεται ως «πλήρης συμψηφισμός» χρεώνεται μόνο για την καθαρή ενέργεια που καταναλώνει (κατανάλωση μείον παραγωγή) στη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίθετα εάν προκύψει πλεόνασμα, ο αυτοπαραγωγός δεν χρεώνεται (για την ενέργεια) και αποζημιώνεται για τις περίσσειες κιλοβατώρες (παραγωγή μείον κατανάλωση) που προέκυψαν στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού, συνήθως στη χονδρική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας αντί για τη λιανική. Ωστόσο, ορισμένες χώρες και κάποιες πολιτείες των ΗΠΑ δεν παρέχουν καμία αποζημίωση για το καθαρό πλεόνασμα παραγωγής και αυτό χάνεται στο τέλος κάθε κύκλου συμψηφισμού.

Αυτή η προσέγγιση έχει επικριθεί, αφού αναγκάζει τους πελάτες να ορίσουν το μέγεθος των εγκαταστάσεών τους σε πολύ λιγότερο από την ετήσια κατανάλωση τους. Το κυκλικό ισοζύγιο έχει επίσης επικριθεί, δεδομένου ότι θέτει αυξημένα επίπεδα διοικητικής επιβάρυνσης, κόστους και πολυπλοκότητας τόσο στο ισοζύγιο, όσο και στο οικονομικό κόστος των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα οι ετήσιες πληρωμές θα μπορούσαν να ενθαρρύνουν την εγκατάσταση μεγάλων συστημάτων σε μια προσπάθεια των πελατών να κερδίσουν χρήματα από την επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, περιορίζοντας τη μεταφορά ενέργειας σε ένα μόνο μήνα μπορεί να είναι πιο δαπανηρό από τη συνεχή μετακύλιση, αφού στην πραγματικότητα οι διοικητικές δαπάνες που μια επιχείρηση ηλεκτρισμού μπορεί να υποστεί μέσα από τη διαδικασία πληρωμών για τις μικρές ποσότητες της μηνιαίας παραγωγής μπορεί να είναι μεγαλύτερες από οποιαδήποτε αντιληπτή απώλεια των εσόδων που συνδέονται με τις μεταφερόμενες πιστώσεις.

Συνεχής μετακύλιση

Μια επιλογή που υιοθετείται όλο και περισσότερο στα προγράμματα net metering σε παγκόσμιο επίπεδο είναι η καθαρή πλεονάζουσα παραγωγή να μεταφέρεται επ' αόριστον. Αυτό το σύστημα αποζημίωσης προωθείται για δύο βασικούς λόγους, πρώτον δεν υπάρχει κίνητρο για τους πελάτες να έχουν μεγάλοι μεγέθους εγκαταστάσεις και δεύτερον συνήθως υπάρχει μηδενισμός του πλεονάσματος που παραμένει στο τέλος του έτους, πράγμα που επιτρέπει στις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας να αποφεύγουν την καταβολή φυσικής αμοιβής για την παραγόμενη κιλοβατώρα. Με αυτόν τον τρόπο, τυχόν πλεόνασμα που μπορεί να προκύψει στο τέλος της περιόδου συμψηφισμού μπορεί να μεταφερθεί στην επόμενη περίοδο συμψηφισμού.

Η συνεχής μετακύλιση της πλεονάζουσας παραγωγής έχει επίσης προωθηθεί, λόγω της δυνατότητας της να επιτρέπεται σε διαφορετικές εποχικές επιδράσεις των ανανεώσιμων τεχνολογιών. Για παράδειγμα μια ηλιακή εγκατάσταση θα παράγει περισσότερο ηλεκτρισμό κατά τη διάρκεια της ημέρας τους καλοκαιρινούς μήνες και έτσι εάν ένας πελάτης-παραγωγός καταναλώνει λιγότερη ηλεκτρική ενέργεια από ότι παράγει θα μπορεί να μεταφέρει την περίσσεια παραγωγή στους υπόλοιπους μήνες. Το πρόβλημα τίθεται στο πότε είναι η ημερομηνία έναρξης και λήξης της ετήσιας περιόδου που, αν ρυθμίζεται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες για τα φωτοβολταϊκά τότε αυτό θα μπορούσε να μειώσει την ελκυστικότητα των μικρών έργων αιολικής ενέργειας που παράγουν περισσότερο σε άλλες εποχές του χρόνου, και αντίστροφα αν η ετήσια περίοδος ορίζεται το χειμώνα.

Για να είναι επιτυχές, ένα πρόγραμμα net metering πρέπει να διευκολύνει τη μεταφορά των πιστώσεων, ώστε ο πελάτης-παραγωγός να λαμβάνει πίστωση για την περίσσεια ενέργεια που παράγεται κατά τη διάρκεια των εποχών που η παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών είναι υψηλότερη και να εφαρμοστεί στην κατανάλωσή τους όταν η παραγωγή είναι χαμηλότερη, επιτρέποντας στους πελάτες την επίτευξη μηδενικής καθαρής κατανάλωσης ενέργειας από το δίκτυο. Η συνεχής μετακύλιση παρέχει την καλύτερη προσέγγιση για τις διάφορες τεχνολογίες συστημάτων και τοποθεσίες και οι πελάτες-παραγωγοί έχουν συνειδητοποιήσει ότι με αυτόν τον τρόπο έχουν μεγάλο όφελος από το net metering.

Στον πίνακα 4.1 μπορούμε να παρατηρήσουμε το βαθμό ικανοποίησης του πελάτη και της επιχείρησης ηλεκτρισμού σχετικά με την εφαρμογή του net metering στην Αμερική:

	Κυκλικό χωρίς αποζημίωση	Κυκλικό με αποζημίωση	Συνεχής μεταφορά
Ικανοποίηση του πελάτη	Χαμηλή	Υψηλή	Μέτρια
Κόστος υλοποίησης	Μέτριο	Υψηλό	Χαμηλό
Διοικητικές επιβαρύνσεις	Μέτριες	Υψηλές	Χαμηλές
Ικανοποίηση της επιχείρησης, όσον αφορά τα έσοδα	Υψηλή	Χαμηλή προς Μέτρια	Μέτρια προς Χαμηλή

Πίνακας 4.1: Σύγκριση των γενικών μεθόδων αποζημίωσης και ισοζυγίου του net metering ([24]).

Κατά κανόνα στην Ευρώπη εφαρμόζεται το κυκλικό net metering με την εξής μορφή, θεωρώντας ότι έχουμε «πλήρη συμψηφισμό» της εξερχόμενης στο δίκτυο με της εισερχόμενης από το δίκτυο ενέργειας:

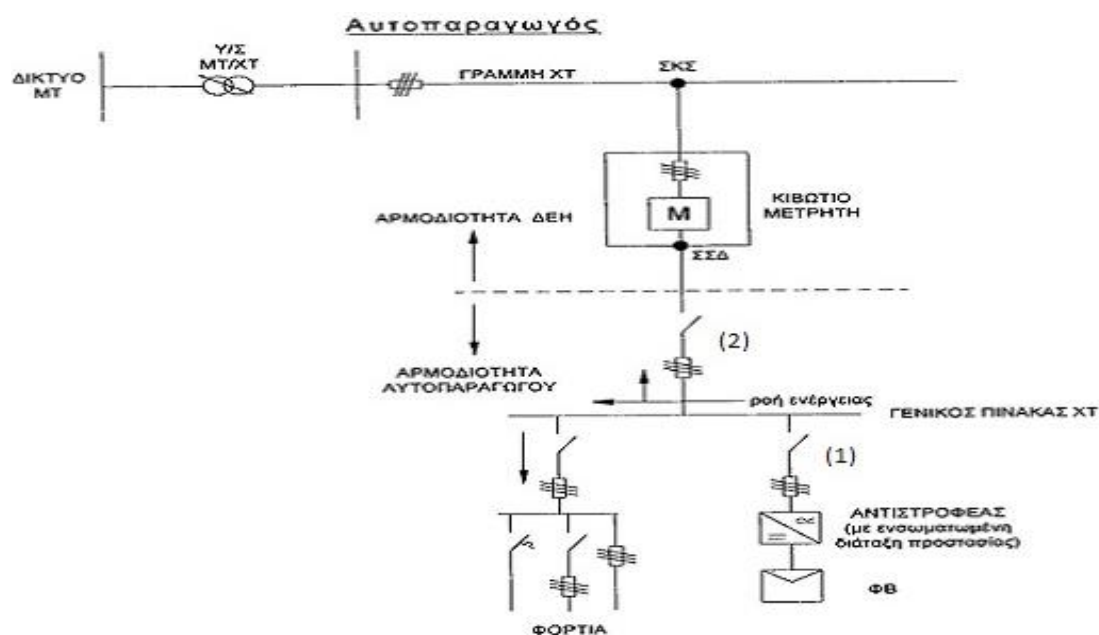
- Ένα μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από την ΑΠΕ καταναλώνεται άμεσα από τον πελάτη-παραγωγό, ενώ η υπόλοιπη παραγωγή που περισσεύει εγχέεται στο δίκτυο (εξερχόμενη ενέργεια). Ο καταναλωτής για να καλύψει τις ανάγκες του θα χρειαστεί να λάβει ηλεκτρική ενέργεια και από το δίκτυο (εισερχόμενη ενέργεια). Οι ποσότητες αυτές υπολογίζονται ανά περίοδο χρέωσης.
- Εάν η εισερχόμενη από το δίκτυο ενέργεια είναι μεγαλύτερη από την εξερχόμενη, τότε ο πελάτης-παραγωγός πληρώνει στον εκάστοτε κύκλο χρέωσης τη διαφορά τους στη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (εισερχόμενη μείον εξερχόμενη).
- Εάν η εξερχόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μεγαλύτερη από την εισερχόμενη, τότε ο πελάτης δεν χρεώνεται (για την ενέργεια) και η πλεονάζουσα παραγωγή (εξερχόμενη μείον εισερχόμενη) μεταφέρεται ως ανανεώσιμες πιστώσεις ενέργειας (REC: Renewable Energy Credits) και πιστώνεται (προστίθεται στην εξερχόμενη ενέργεια της επόμενης περιόδου χρέωσης) στο λογαριασμό του πελάτη στον επόμενο κύκλο χρέωσης.
- Στο τέλος του έτους γίνεται ο ετήσιος συμψηφισμός, οπότε κατά την ετήσια εκκαθάριση τυχόν πλεόνασμα ενέργειας συμψηφίζεται με τη χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Εάν ωστόσο παραμείνει καθόλου πλεόνασμα, τότε ο πελάτης ανάλογα με την πολιτική του προγράμματος μπορεί [27]:
 - (α) να πληρώνεται για το σύνολο των REC που συλλέχθηκαν στη χονδρική ή στη λιανική τιμή, ή,
 - (β) οι συνολικές REC που συλλέχθηκαν μπορούν να μεταφερθούν και να χρησιμοποιηθούν ως αποζημίωση για πιθανό αρνητικό υπόλοιπο τα επόμενα χρόνια, ή,
 - (γ) οι συνολικές REC που συλλέγονται χορηγούνται δωρεάν πίσω στην επιχείρηση ηλεκτρισμού.

4.3.6 Αρχές Διασύνδεσης

Η διασύνδεση της διεσπαρμένης παραγωγής είναι ένα σημαντικό ρυθμιστικό ζήτημα λόγω των ανησυχιών για την ασφάλεια και την αξιοπιστία που έχουν σχέση με τη σύνδεση της στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Τα πρότυπα διασύνδεσης καθορίζουν τις νομικές, τεχνικές και διαδικαστικές απαιτήσεις που οι πελάτες, οι εγκαταστάσεις και οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να ακολουθήσουν όταν επιθυμούν να συνδέσουν μία διεσπαρμένη πηγή σε ένα δίκτυο. Η ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου προτύπου είναι απαραίτητη για την ενθάρρυνση της ανάπτυξης της διεσπαρμένης παραγωγής, αφού αναποτελεσματικά πρότυπα διασύνδεσης μπορεί τόσο να αυξήσουν το κόστος για τους πελάτες-παραγωγούς, όσο και να προκαλέσουν καθυστερήσεις που οφείλονται σε πολύπλοκες διαδικασίες σύνδεσης και διοίκησης.

Ενώ το net metering και η διασύνδεση είναι διαφορετικές συνιστώσες, θα πρέπει να σχεδιαστούν για να λειτουργούν σε συνδυασμό το ένα με το άλλο και να διευκολύνουν την ανάπτυξη των συστημάτων διεσπαρμένης παραγωγής. Η επιχείρηση ηλεκτρισμού πρέπει να έχει το δικαίωμα να διεξάγει ανεξάρτητους ελέγχους, με βάση τα πρότυπα διασύνδεσης ή κανόνες, υπάρχοντας η πιθανότητα να εμφανιστούν οι επιπτώσεις της σύνδεσης διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο που αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 1.

Στο σχήμα 4.4 παρουσιάζεται μια τυπική διάταξη σύνδεσης αυτοπαραγωγού με net metering και φωτοβολταϊκό στο δίκτυο ΧΤ. Βασική απαίτηση για λόγους ασφαλείας είναι η ύπαρξη μέσων διακοπής (με ικανότητα διακοπής ρεύματος φορτίου) και ορατής απόζευξης, προσιτών στο προσωπικό του διανομέα ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να εξασφαλίζεται η απομόνωση του παραγωγού από το δίκτυο όταν αυτό απαιτείται. Η απαίτηση ορατής απόζευξης ικανοποιείται από το κιβώτιο σύνδεσης και τις ασφάλειες παροχής. Το μέσο διακοπής είναι ο αυτόματος διακόπτης διασύνδεσης (ΑΔΔ), ο οποίος μπορεί να τοποθετηθεί εναλλακτικά σε δύο θέσεις (1 και 2 του σχήματος 4.4) ανάλογα με την επιθυμία του παραγωγού. Εάν επιλεγεί η θέση 2, τότε υπάρχει απομόνωση της συνολικής εγκατάστασης (εγκατάσταση παραγωγής και φορτία). Ο παραγωγός πρέπει να παρέχει πρόσβαση στον ΑΔΔ στο προσωπικό της επιχείρησης διανομής ηλεκτρισμού [7].



Σχήμα 4.4: Αυτοπαραγωγός με net metering και φωτοβολταϊκό σύστημα, συνδεδεμένος στο δίκτυο ΧΤ ([47]).

Διακόπτης ζεύξης (ΑΔΔ): Αποτελεί τον κεντρικό διακόπτη του παραγωγού μέσω του οποίου συνδέεται στο δίκτυο και διαθέτει τουλάχιστον ικανότητα διακοπής ρεύματος φορτίου. Οι λειτουργίες του ΑΔΔ μπορούν να πραγματοποιηθούν από το διακόπτη και το σύστημα προστασίας των εγκαταστάσεων παραγωγής (AC πλευρά), όταν δεν προβλέπεται η απομονωμένη λειτουργία των εγκαταστάσεων [7]. Η διάταξη ζεύξης σε γενικές γραμμές περιέχει τις προστασίες που αναφέρουμε παρακάτω για την AC πλευρά του αντιστροφέα.

Βασικά στοιχεία προστασίας μιας φ/β εγκατάστασης: Η έξοδος από τις φ/β συστοιχίες διοχετεύεται μέσω ασφαλειών ρεύματος προς το ζυγό DC. Εναλλακτικά, αντί ασφαλειών μπορεί να γίνει χρήση μικροαυτόματων ή αυτόματων διακοπών ισχύος. Αυτοί οι διακόπτες έχουν τη δυνατότητα να απομονώσουν το κύκλωμα σε περίπτωση σφάλματος (υπερφόρτιση και βραχυκύκλωμα). Στο κύκλωμα συνεχούς τάσης του φ/β οι διακόπτες αυτοί προστατεύουν κάθε συστοιχία φ/β πλαισίων από ρεύματα ανάστροφης φοράς, καθώς επίσης και από την έγχυση εναλλασσόμενου ρεύματος στο DC κύκλωμα σε πιθανή βλάβη του αντιστροφέα. Κάθε συστοιχία πρέπει να προστατεύεται ξεχωριστά ώστε να εξασφαλίζεται ο περιορισμός του σφάλματος μόνο εκεί που υπάρχει πρόβλημα, επιτρέποντας κανονική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την υπόλοιπη εγκατάσταση.

Στο ζυγό DC υπάρχει προστασία έναντι υπερτάσεων προς τη γη με τη χρήση απαγωγών υπερτάσεων (π.χ. βαρίστορ), οι οποίοι τις περιορίζουν προστατεύοντας τον εξοπλισμό και αποτρέποντας περαιτέρω ζημιές στην εγκατάσταση. Ουσιαστικά λειτουργούν ως ασφάλειες τάσεως, μόλις η τάση υπερβεί μια προκαθορισμένη τιμή η αντίσταση του βαρίστορ μειώνεται με αποτέλεσμα την αύξηση του ρεύματος που το διαρρέει και την ελάττωση της τάσης. Στη συνέχεια η ηλεκτρική ισχύς οδηγείται μέσω ενός διακόπτη DC, που χρησιμοποιείται για τη ζεύξη ή απόζευξη ενός κυκλώματος υπό φορτίο, προς τον αντιστροφέα. Αυτός ο διακόπτης φορτίου είναι ο γενικός διακόπτης ελέγχου ασφαλούς απομόνωσης του DC κυκλώματος.

Ανάλογα με τον τύπο του αντιστροφέα, οι προστασίες ενδέχεται να είναι είτε ενσωματωμένες είτε εξωτερικές και διακριτές. Στην AC πλευρά περιλαμβάνεται αυτόματος διακόπτης ισχύος, απαγωγέας υπερτάσεων, διακόπτης φορτίου και διακόπτης διαρροής. Ο τελευταίος προστατεύει τον εξοπλισμό μιας ηλεκτρικής εγκατάστασης από ηλεκτροπληξία ή πυρκαγιά και χρησιμοποιείται ως γενικός διακόπτης ελέγχου ασφαλούς απομόνωσης του AC κυκλώματος. Επιθυμητή είναι συνήθως και η γαλβανική απομόνωση του δικτύου και του αντιστροφέα, προκειμένου να αποκλειστεί η έγχυση ρεύματος DC προς το δίκτυο. Η προστασία των φ/β γεννητριών σε περίπτωση εμφάνισης διαταραχών στο δίκτυο, καθώς και η απομόνωση της σε περίπτωση πλήρους διακοπής του θα πρέπει να επιτυγχάνεται μέσω του αυτόματου διακόπτη τους (στην AC πλευρά) ώστε να αποτραπούν επικίνδυνες καταστάσεις για τον εξοπλισμό και τους υπόλοιπους χρήστες του δικτύου [8].

Τέλος, ο αντιστροφέας πρέπει να περιέχει κατάλληλες διατάξεις για την επιτήρηση του δικτύου, οι οποίες θα ελέγχουν συνεχώς το κύκλωμα AC τάσης και θα ανιχνεύουν σφάλματα υπέρτασης, υπότασης, υπερσυχνότητας και υποσυχνότητας. Εάν δηλαδή η τάση ή/και η συχνότητα είναι εκτός των προβλεπόμενων ορίων είτε παρουσιαστεί το φαινόμενο της νησιδοποίησης, τότε αποκόπτεται το φ/β από το δίκτυο. Η ζεύξη των εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο είναι δυνατή όταν η τάση και η συχνότητα του δικτύου είναι κοντά στις ονομαστικές τους τιμές και είναι εντός ορίων. Σε περίπτωση αποσύνδεσης της εγκατάστασης, συνιστάται να προβλέπεται καθυστέρηση της τάξης των λεπτών της ώρας μεταξύ της επανόδου της τάσης και της επανάζευξης της εγκατάστασης παραγωγής, για λόγους προστασίας της τελευταίας αλλά και αποφυγής παρενόχλησης άλλων συνδεδεμένων.

4.3.7 Επιλέξιμες κατηγορίες πελατών

Οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να ομαδοποιηθούν στις ακόλουθες γενικές κατηγορίες:

- οικιακοί,
- εμπορικοί, και
- βιομηχανικοί.

Σε ορισμένες χώρες και κάποιες πολιτείες των ΗΠΑ, το σύστημα net metering περιορίζεται σε οικιακούς ή οικιακούς και εμπορικούς πελάτες, αλλά στα περισσότερα συστήματα net metering επιτρέπονται όλες οι κατηγορίες πελατών. Ο αποκλεισμός μερικών κατηγοριών πελατών πιθανόν να πραγματοποιείται για να προστατεύει τα έσοδα των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας. Το μειονέκτημα αυτού είναι ότι η εγκατάσταση μεγάλων σταθμών

ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα πρέπει να περιοριστεί και κατά συνέπεια, η αύξηση της παραγωγής ενέργειας από διεσπαρμένες πηγές θα είναι μικρότερη.

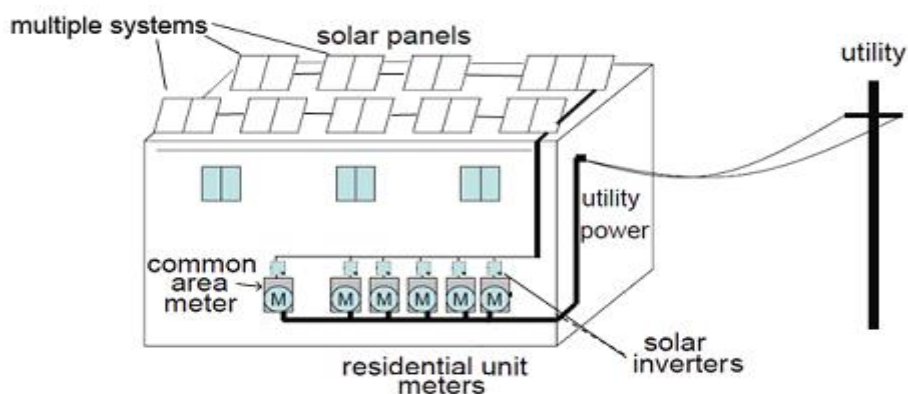
4.3.8 Επέκταση του net metering

Στις ΗΠΑ εφαρμόζονται δύο εναλλακτικές μέθοδοι του net metering: το net metering της κοινότητας (community) και το εικονικό (virtual) net metering [90].

Το net metering της κοινότητας (ονομάζεται και «neighborhood net metering») επιτρέπει σε πολλούς πελάτες της επιχείρησης ηλεκτρισμού που μένουν στην ίδια ή σε γειτονική ιδιοκτησία να μοιράζονται από κοινού τα οφέλη ενός φωτοβολταϊκού. Αυτό επιτρέπει στους κατοίκους μιας πολυκατοικίας να μοιραστούν από κοινού τις πιστώσεις του net metering που παράγονται. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να καταναλωθεί εν μέρει επί τόπου, ή όλη μπορεί να εγχυθεί πίσω στο δίκτυο μέσω του net metering.

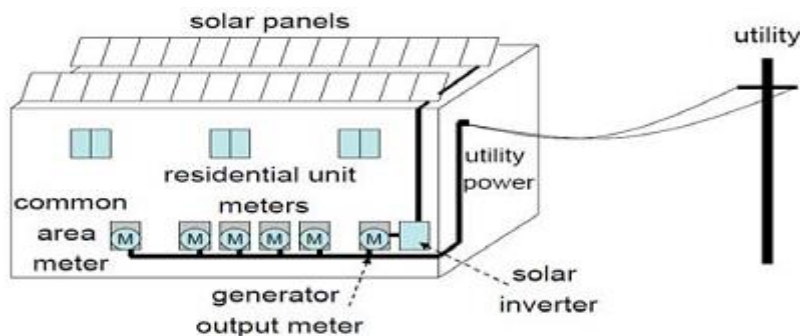
Το εικονικό net metering είναι μια ξεχωριστή ρύθμιση. Επιτρέπει στους πελάτες να λάβουν πίστωση στους λογαριασμούς τους για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε μια διεσπαρμένη εγκατάσταση που δεν συνδέεται φυσικά με την ιδιοκτησία ή το μετρητή τους. Τυπικά, η εγκατάσταση απαιτείται να βρίσκεται μέσα στην ίδια γειτονιά ή σε μια ορισμένη απόσταση. Στο εικονικό net metering, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτείται όλη πίσω στο κύριο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, αντί να καταναλωθεί επί τόπου εν μέρει ή εξ ολοκλήρου, έτσι κάποιιοι το θεωρούν ως «μηχανισμό πίστωσης λογαριασμού», παρά net metering. Οι πελάτες του virtual net metering που μοιράζονται μια πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν χρειάζεται να ανήκουν στην ίδια κατηγορία χρέωσης. Οι πιστώσεις διατίθενται στους συμμετέχοντες σε ένα προκαθορισμένο ποσοστό.

Στα περισσότερα κτίρια κάθε ένοικος έχει ξεχωριστό μετρητή. Η ξεχωριστή μέτρηση σημαίνει ότι κάθε ενοικιαστής πληρώνει για το ακριβές ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώθηκε. Η ξεχωριστή μέτρηση κάθε ενοίκου είναι ευεργετική από την άποψη της ενεργειακής απόδοσης. Σύμφωνα με τους ισχύοντες κανόνες net metering, ένα φωτοβολταϊκό σύστημα θα πρέπει να εγκατασταθεί πίσω από κάθε μετρητή (σχήμα 4.5). Έχοντας ξεχωριστό φωτοβολταϊκό σύστημα και αντιστροφέα πίσω από κάθε μετρητή το συνολικό κόστος επένδυσης του έργου μπορεί να αποτελέσει εμπόδιο.



Σχήμα 4.5: Κτίριο με πολλούς ενοίκους και φωτοβολταϊκά συστήματα υπό το net metering ([42]).

Σε αντίθεση με το πρότυπο net metering, το virtual net metering επιτρέπει σε έναν κάτοχο μιας ιδιοκτησίας (π.χ. μιας πολυκατοικίας) να εγκαταστήσει ένα φωτοβολταϊκό σε ένα χώρο και να μοιραστούν οι πιστώσεις «εικονικά» μεταξύ των ενοικιαστών (σχήμα 4.6). Δηλαδή οι πιστώσεις του net metering καθορίζονται για το ενιαίο φωτοβολταϊκό και διανέμονται στο λογαριασμό του κάθε ενοικιαστή σε μια προκαθορισμένη κατανομή.



Σχήμα 4.6: Κτίριο με πολλούς ενοίκους και ένα φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το virtual net metering ([42]).

Το community και το virtual net metering είναι σημαντικά, επειδή δημιουργούν τη δυνατότητα να ξεπεραστούν ορισμένα εμπόδια για τα οποία πολλές επιχειρήσεις και οικιακοί καταναλωτές δεν διαθέτουν διεσπαρμένη παραγωγή και δεν συμμετέχουν στο net metering. Καταρχάς, το community net metering βοηθά στην κάλυψη των υψηλών αρχικών δαπανών κεφαλαίου σχετικά με την εγκατάσταση του διεσπαρμένου συστήματος παραγωγής με τον επιμερισμό του κόστους μεταξύ των πολυάριθμων πελατών. Επιπλέον, η τιμή εγκατάστασης μεγαλύτερων συστημάτων είναι μικρότερη ανά Watt, που σημαίνει ότι ομάδες πελατών μπορούν να επωφεληθούν από την οικονομία κλίμακας και να πάρουν τη διεσπαρμένη παραγωγή πιο οικονομικά.

Δεύτερον, το virtual net metering ξεπερνά το πρόβλημα ιδιοκτησίας, επιτρέποντας στο πελάτη να λάβει πίστωση για την παραγωγή μιας εγκατάστασης σε μία άσχετη ιδιοκτησία. Αυτό ξεπερνά εμπόδια, όπως ιδιοκτήτες που δεν επιτρέπουν την εγκατάσταση μιας διεσπαρμένης πηγής στην ιδιοκτησία τους, ή αβεβαιότητα για πόσο καιρό ο ενοικιαστής θα παραμείνει σε μια τοποθεσία. Ο ενοικιαστής μπορεί να επενδύσει στη διεσπαρμένη παραγωγή, γνωρίζοντας ότι για όσο διάστημα θα παραμείνει εντός των γεωγραφικά επιτρεπόμενων ορίων του virtual net metering, οι πιστώσεις από την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θα πρέπει να εφαρμόζονται στο λογαριασμό του.

Τρίτον, το community και το virtual net metering επιτρέπουν σε πελάτες με μη κατάλληλη ιδιοκτησία για διεσπαρμένη παραγωγή να συμμετέχουν στο net metering. Για τα φωτοβολταϊκά συστήματα υπάρχουν αρκετοί λόγοι που μια στέγη μπορεί να μην είναι κατάλληλη. Η στέγη θα πρέπει να είναι με νότιο προσανατολισμό προκειμένου να παράγει περισσότερη ενέργεια, να μην υπάρχουν εμπόδια και να μην σκιάζεται. Ακόμη, η οροφή θα πρέπει να είναι μεγάλη: η μέση οικιακή οροφή έχει χωρητικότητα περίπου πέντε κιλοβάτ φωτοβολταϊκού συστήματος. Για κτίρια με πολλούς ενοικιαστές ο χώρος στη στέγη είναι ένας σημαντικός περιορισμός.

Επιπλέον, το community και το virtual net metering κάνουν το net metering πιο δίκαιο. Με τη μείωση του κόστους κεφαλαίου της διεσπαρμένης παραγωγής και επιτρέποντας στους

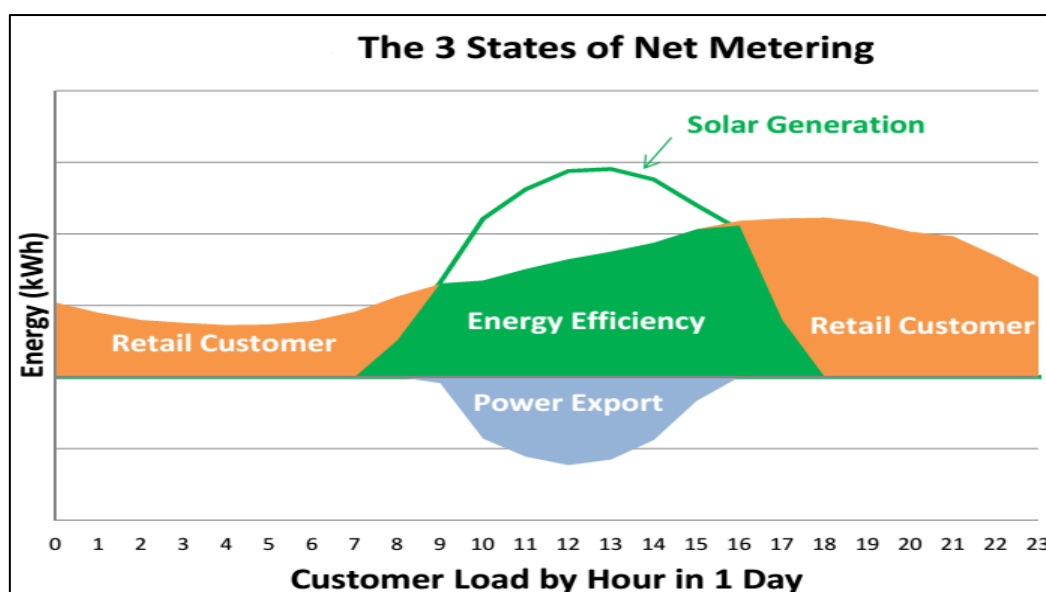
κατοίκους κτιρίων με πολλαπλούς ενοικιαστές να συμμετάσχουν, το community και το virtual net metering καθιστούν δυνατή τη διεσπαρμένη παραγωγή και το net metering διαθέσιμο σε οικογένειες χαμηλού και μεσαίου εισοδήματος. Εφόσον το σύστημα net metering είναι διαθέσιμο σε ένα πολύ ευρύτερο μερίδιο της κοινωνίας, το community και το virtual net metering εξαλείφουν το επιχείρημα ότι το σύστημα net metering άδικα επιβαρύνει τους πελάτες που δεν συμμετέχουν ή σε πολλές περιπτώσεις δεν μπορούσαν να συμμετάσχουν.

Ακόμη, υπάρχει και το αθροιστικό (aggregate) net metering σύμφωνα με το οποίο ένας πελάτης της επιχείρησης ηλεκτρικής ενέργειας κατέχει πολλά κτίρια που βρίσκονται σε κοντινή απόσταση το ένα με το άλλο και ένα ανανεώσιμο σύστημα στο χώρο του. Για παράδειγμα ένας δήμος με πολλά κτίρια σε μια ιδιοκτησία και ένα φωτοβολταϊκό θα ήθελε να αθροίσει το ηλεκτρικό φορτίο αυτών των κτιρίων και να αντισταθμίσει το συνολικό φορτίο με τις πιστώσεις παραγωγής από το φωτοβολταϊκό [42].

4.4 Κατανόηση της λειτουργίας του net metering

4.4.1 Οι τρεις καταστάσεις ενός πελάτη-κάτοχου φωτοβολταϊκού

Για την κατανόηση του net metering, είναι σημαντικό να καταλάβουμε πώς ακριβώς λειτουργεί ένα σύστημα διεσπαρμένης παραγωγής που ανήκει στο πελάτη. Οπότε λαμβάνουμε την περίπτωση ενός οικιακού καταναλωτή που έχει εγκαταστήσει ένα φωτοβολταϊκό. Κατά τη διάρκεια της ημέρας ένα φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το net metering θα λειτουργεί σε μία από τις τρεις διαφορετικές καταστάσεις, που παρατηρούμε στο σχήμα στο οποίο απεικονίζεται ένα ωριαίο πρότυπο παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ενός οικιακού καταναλωτή. Η πορτοκαλί περιοχή αντιπροσωπεύει την ενέργεια που καταναλώνεται από το πελάτη, ενώ η πράσινη καμπύλη δείχνει την ενέργεια που παράγεται από τους ηλιακούς συλλέκτες.



Σχήμα 4.7: Τυπική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για ένα μικρό καταναλωτή με φωτοβολταϊκούς συλλέκτες ([26]).

Οι τρεις διαφορετικές καταστάσεις είναι:

- Το «στάδιο του πελάτη λιανικής»: Ο ήλιος είναι κάτω και δεν υπάρχει παραγωγή από το φωτοβολταϊκό. Όλη η ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται, ρέει στο σπίτι από το δίκτυο. Ο πελάτης είναι ένας κανονικός πελάτης της επιχείρησης ηλεκτρισμού.
- Το «στάδιο της ενεργειακής αποδοτικότητας»: Ο ήλιος είναι ψηλά και υπάρχει κάποια παραγωγή από το φωτοβολταϊκό, αλλά όχι αρκετή για να εξυπηρετήσει το σύνολο του στιγμιαίου φορτίου του ιδιοκτήτη του σπιτιού. Εδώ ο πελάτης εξυπηρετείται τόσο με την ενέργεια από το φωτοβολταϊκό σύστημα, όσο και με την ενέργεια που ρέει από το δίκτυο. Σε αυτή την κατάσταση, η ηλιακή διεσπαρμένη παραγωγή χρησιμεύει ως μέσο για τη μείωση του φορτίου του πελάτη στο δίκτυο, ακριβώς όπως για παράδειγμα και ένα πιο αποτελεσματικό κλιματιστικό, ψυγείο ή άλλο μέτρο ενεργειακής αποδοτικότητας. Καθόλου ποσότητα ηλιακής παραγωγής δε ρέει προς το δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρισμού.
- Το «στάδιο της εξαγωγής ενέργειας»: Ο ήλιος είναι ψηλά και η φωτοβολταϊκή παραγωγή υπερβαίνει τη στιγμιαία κατανάλωση του πελάτη. Σε αυτή την κατάσταση, η ηλιακή ενέργεια ρέει μέσα στο σπίτι για να εξυπηρετήσει ολόκληρο το φορτίο του καταναλωτή, με την περίσσεια ενέργεια να ρέει πίσω στο δίκτυο. Η ενέργεια αυτή θα εξυπηρετήσει γειτονικά φορτία με 100% ανανεώσιμη ενέργεια, εκτοπίζοντας την ενέργεια που η επιχείρηση διαφορετικά θα έπρεπε να παράγει σε μια μακρινή μονάδα παραγωγής ενέργειας και να τη διανέμει στην εν λόγω περιοχή μέσω του συστήματος μεταφοράς και διανομής. Είναι σημαντικό να καταλάβουμε ότι η παραγωγή του πελάτη επηρεάζει το δίκτυο μόνο σε αυτήν την κατάσταση.

Σύμφωνα με το σύστημα net metering όταν διοχετεύεται ενέργεια στο δίκτυο, η επιχείρηση παρέχει στον πελάτη πιστώσεις λογαριασμού που μπορούν να συμψηφιστούν με τις εισαγωγές του από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, ο πελάτης αποζημιώνεται για τις εξαγωγές της ενέργειας με τη μορφή πιστώσεων, συνήθως στην πλήρη λιανική τιμή. Η επιχείρηση πουλάει την εξαγόμενη ενέργεια σε γειτονικά φορτία, αποφεύγοντας έτσι το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και διανέμεται από άλλη πηγή.

4.4.2 Σημασία και αξία του ηλεκτρικού δικτύου

Οι πελάτες διεσπαρμένης παραγωγής αποκομίζουν πολύτιμα οφέλη μένοντας συνδεδεμένοι στο δίκτυο. Αν και υπάρχουν διάφορες απόψεις ότι οι πελάτες αυτοί είναι «ελεύθεροι από το δίκτυο», αυτό δεν ισχύει ακόμα και για εκείνους που παράγουν την ίδια ποσότητα ενέργειας με αυτήν που καταναλώνουν σε οποιαδήποτε δεδομένη ημέρα ή άλλο χρονικό διάστημα, αφού παραγωγή και κατανάλωση δεν ταιριάζουν σε στιγμιαία βάση.

Το κόστος της επιχείρησης ηλεκτρικής ενέργειας για την παροχή υπηρεσιών δικτύου αποτελείται από τουλάχιστον τέσσερις συνιστώσες [23]:

- ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης σε διαστήματα μικρότερα του δευτερολέπτου έτσι ώστε να διατηρείται σε σταθερή συχνότητα,

- μεταπώληση της ενέργειας κατά τις ώρες της καθαρής παραγωγής και διανομή ενέργειας κατά τις ώρες της καθαρής κατανάλωσης,
- παροχή της ενέργειας που χρειάζεται για την εξυπηρέτηση του συνολικού φορτίου του πελάτη, όταν η επιτόπια παραγωγή είναι εκτός λειτουργίας λόγω συντήρησης του εξοπλισμού, απροσδόκητων, φυσικών παραλείψεων, ή συνθηκών παρατεταμένης συννεφιάς (δηλαδή εφεδρική υπηρεσία),
- παροχή υπηρεσιών ελέγχου τάσης και συχνότητας και διατήρηση υψηλής ποιότητας εναλλασσόμενου ρεύματος.

Ακόμη και εάν η συνολική παραγωγή ενέργειας του πελάτη σε ένα κύκλο χρέωσης συμψηφιστεί με την κατανάλωσή του, σε αυτό το διάστημα ο πελάτης εξακολουθεί να χρησιμοποιεί τις παραπάνω υπηρεσίες του δικτύου σε αυτή τη περίοδο.

Ωστόσο, υπάρχει η άποψη ότι τα κόστη που ο πελάτης-κάτοχος διεσπαρμένης παραγωγής δεν πληρώνει για τη διανομή και μεταφορά μεταφέρονται σε άλλους πελάτες λιανικής (μη χρήστες του net metering). Αυτή η μετατόπιση του κόστους μπορεί να είναι ουσιαστική, όμως είναι άδικη και αδικαιολόγητη. Αυτός είναι ένας λόγος που οι περισσότεροι κάτοχοι διεσπαρμένης παραγωγής παραμένουν οικειοθελώς συνδεδεμένοι με το δίκτυο και χρησιμοποιούν τις υπηρεσίες του δικτύου. Οι υπηρεσίες εξισορρόπησης και ασφάλειας που παρέχει το δίκτυο απαιτούνται και έχουν ουσιαστική αξία.

Η τιμή που η επιχείρηση πληρώνει στους πελάτες του net metering για την ηλεκτρική ενέργεια βρίσκεται στο επίκεντρο του θέματος. Αν και υπάρχουν διαφοροποιήσεις, οι πελάτες γενικά αποζημιώνονται για το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο στην πλήρη λιανική τιμή με τη μορφή πιστώσεων. Έτσι, οι επιχειρήσεις πληρώνουν πολύ περισσότερο για την ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από πελάτες που χρησιμοποιούν το net metering σε σχέση με αυτή από σταθμούς παραγωγής. Οι ρυθμιστικές αρχές συχνά μεταβιβάζουν τα πρόσθετα κόστη στους πελάτες-μη κατόχους διεσπαρμένης παραγωγής, προκειμένου να διατηρηθεί η αξιοπιστία της υπηρεσίας.

4.4.3 Διερεύνηση του οφέλους και του κόστους του net metering

A. Εξαγωγές στο δίκτυο

Αν ο πελάτης δεν εξήγαγε ενέργεια στο δίκτυο και το 100% της παραγωγής φωτοβολταϊκών είχε καταναλωθεί επί τόπου, δεν θα υπήρχε ανάγκη για net metering. Στην περίπτωση αυτή ο πελάτης απλώς θα χρησιμοποιήσει επιτόπου την παραγωγή του για να μειώσει το φορτίο του. Ο τακτικός λογαριασμός του πελάτη θα είναι χαμηλότερος, και η εξοικονόμηση πιθανώς να αποπληρώσει το σύστημα διεσπαρμένης παραγωγής με την πάροδο του χρόνου. Επιπλέον, μόνο όταν ο πελάτης εξάγει ηλιακή ενέργεια στο δίκτυο υπάρχουν πιθανές επιπτώσεις στην ασφάλεια ή τη λειτουργία του δικτύου. Για αυτούς τους λόγους δεν απαιτείται net metering στο «στάδιο της ενεργειακής αποδοτικότητας». Το σύστημα net metering έχει επιπτώσεις μόνο στην αποζημίωση την οποία λαμβάνει ο πελάτης-παραγωγός για την εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προς το δίκτυο.

Οι εξαγωγές του net metering επηρεάζουν τις δαπάνες των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με δύο τρόπους. Καταρχήν, οι εξαγωγές του πελάτη

μειώνουν τις λιανικές τιμές των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας διότι ο ηλιακός πελάτης τρέχει τον αμφίδρομο μετρητή προς τα πίσω κατά την εξαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή η πτώση των λιανικών πωλήσεων μειώνει το ανανεώσιμο πρότυπο χαρτοφυλάκιο της επιχείρησης και το ποσό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που πρέπει να αγοράσει για την κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας. Δεύτερον, οι εξαγωγές που εξυπηρετούν κοντινά φορτία είναι 100% ανανεώσιμη ενέργεια και εκτοπίζουν την ενέργεια που παράγεται από την επιχείρηση, η οποία αποτελείται από μικρότερο ποσοστό ανανεώσιμης ενέργειας, και ως εκ τούτου αυξάνεται το μερίδιο αγοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο της επιχείρησης. Και οι δύο αυτοί παράγοντες αποτελούν οφέλη για τους καταναλωτές που δεν έχουν net metering και είναι πελάτες της επιχείρησης.

Ο αντίκτυπος των εξαγωγών είναι είτε καθαρό κόστος είτε όφελος για τους άλλους πελάτες-μη κατόχους διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτό εξαρτάται από το σχεδιασμό της τιμής του πελάτη net metering και στην αποφυγή του οικονομικού κόστους για την επιχείρηση. Ωστόσο, οι ανησυχίες των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας σχετικά με τις επιπτώσεις του net metering σε καταναλωτές που δεν το χρησιμοποιούν είναι αβάσιμες. Το οικιακό net metering, κατά μέσο όρο, δε δημιουργεί μετατόπιση του κόστους στους μη συμμετέχοντες σε αυτό οικιακούς καταναλωτές και είναι οικονομικά αποδοτικό. Τα οφέλη του net metering μπορούν να αυξηθούν περαιτέρω μέσω αλλαγών στο σχεδιασμό της τιμής που θα ευθυγραμμίσουν τις λιανικές τιμές με τα κόστη υπηρεσιών της επιχείρησης ηλεκτρισμού.

B. Οφέλη και κόστη του net metering για τους καταναλωτές-μη χρήστες του net metering

Στο «στάδιο της εξαγωγής ενέργειας», το net metering παρουσιάζει τόσο κόστη, όσο και οφέλη για τους πελάτες της επιχείρησης ηλεκτρισμού που δεν έχουν εγκαταστήσει φωτοβολταϊκά. Οπότε:

- **Η εξοικονόμηση των λογαριασμών των πελατών-χρηστών net metering είναι ένα κόστος για τους καταναλωτές-μη χρήστες του net metering.** Οι πελάτες-παραγωγοί λαμβάνουν οφέλη με τη μορφή εξοικονόμησης στους λογαριασμούς τους. Κάθε ευρώ εξοικονόμησης στο λογαριασμό τους είναι μια άμεση μείωση στα έσοδα της επιχείρησης ηλεκτρισμού. Δεδομένου ότι οι τιμές προσαρμόζονται με την πάροδο του χρόνου έτσι ώστε οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας να ικανοποιούν τις απαιτήσεις τους σχετικά με τα έσοδα τους, η μείωση αυτή των εσόδων θα απεικονιστεί άμεσα στους καταναλωτές που δεν είναι χρήστες του net metering. Οπότε, εάν η μείωση του λογαριασμού του πελάτη net metering είναι μεγαλύτερη από την εξοικονόμηση πόρων για την επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας, το net metering θα δημιουργήσει μια μετατόπιση του κόστους από τους πελάτες net metering σε άλλους πελάτες, αφού οι επιχειρήσεις ηλεκτρισμού θα προσαρμόσουν τις τιμές τους για να αντισταθμίσουν το έλλειμμα.
- **Η αύξηση του κόστους λειτουργίας είναι ένα κόστος για τους καταναλωτές-μη χρήστες του net metering.** Κάθε πρόσθετη λειτουργική δαπάνη, τυχόν οριακό κόστος για τη μέτρηση και τον υπολογισμό του λογαριασμού που προκύπτει από το net metering πρέπει να καλύπτεται από την επιχείρηση ηλεκτρισμού, και ως εκ τούτου από τους καταναλωτές.

- Τα αποφευγόμενα κόστη για την επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα όφελος για τους καταναλωτές-μη χρήστες του net metering. Η ενέργεια που παρέχεται από τους παραγωγούς net metering αντισταθμίζει την αγορά ή την παραγωγή ενέργειας και ισχύος και τη μεταφορά της στο σύστημα διανομής, καθώς και άλλα κόστη που αποφεύγονται.

4.5 Οφέλη του net metering

Το net metering αποτελεί ένα οικονομικό κίνητρο για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Αποτελεί μια απλή ενεργειακή πολιτική προώθησης της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, χωρίς να απαιτούνται επιδοτήσεις/επιχορηγήσεις. Υπάρχουν οφέλη που προκύπτουν για την επιχείρηση ηλεκτρισμού, τον πελάτη, και την κοινότητα. Κατά κανόνα ισχύουν τα πλεονεκτήματα της διεσπαρμένης παραγωγής που αναφέραμε και στο πρώτο κεφάλαιο.

Για την επιχείρηση ηλεκτρισμού, μια καλοσχεδιασμένη πολιτική net metering παρέχει έναν απλό, χαμηλού κόστους, και εύκολο να χορηγηθεί τρόπο έτσι ώστε να ασχοληθεί με τα ανανεώσιμα συστήματα των πελατών. Οι επιχειρήσεις ηλεκτρισμού προμηθεύονται ηλεκτρική ενέργεια και ισχύ από μικρές διεσπαρμένες εγκαταστάσεις ανανεώσιμων κυρίως πηγών ενέργειας. Αυτή την ηλεκτρική ενέργεια δεν χρειάζεται να την παράγουν οι ίδιες ή να την αγοράσουν στην αγορά. Για τα φωτοβολταϊκά, η παραγωγή αυτή συμβαίνει κάθε μέρα του χρόνου με μια πολύ υψηλή συσχέτιση με την αιχμή των φορτίων της επιχείρησης.

Τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής συχνά επηρεάζουν τα επίπεδα ισχύος στα συστήματα μεταφοράς και διανομής, είτε μειώνοντας τις απαιτήσεις ισχύος σε περιόδους που η διεσπαρμένη ενέργεια καταναλώνεται επί τόπου, είτε με την αύξηση της ισχύος στις γραμμές όταν το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας εξάγεται στο δίκτυο. Καθώς η διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής αυξάνεται, μπορεί να υπάρχουν γραμμές διανομής που η επιχείρηση θα μπορούσε να αναβάλλει ή να εξαλείψει τις επενδύσεις κεφαλαίου στο σύστημα διανομής, αφού η διεσπαρμένη παραγωγή συμπίπτει με την αιχμή της ζήτησης στο εν λόγω σύστημα. Μια διαφορετική επίδραση που μπορεί να προκύψει είναι ότι τα μειωμένα φορτία στη γραμμή μειώνουν τη φθορά του δικτύου, με αποτέλεσμα την αναβολή της αντικατάστασης του. Η μειωμένη κατανάλωση ενέργειας από το δίκτυο της επιχείρησης και η τοποθέτηση του διεσπαρμένου συστήματος στο σημείο κατανάλωσης μειώνουν τις ενεργειακές απαιτήσεις του δικτύου, οπότε στους τοπικούς αγωγούς διανομής και τις γραμμές μεταφοράς παρατηρείται μείωση των απωλειών γραμμής.

Τα ανανεώσιμα συστήματα μπορούν επίσης να ενισχύσουν το δίκτυο διανομής, ιδιαίτερα στις αγροτικές περιοχές. Αυτό συμβαίνει διότι η τάση τείνει να μειώνεται στο τέλος μεγάλων γραμμών διανομής όταν τα φορτία είναι υψηλά, και αν πέσει κάτω από ένα όριο οι διακόπτες θα ανοίξουν και θα συμβεί μια προσωρινή διακοπή ρεύματος. Συνεπώς, τα διασυνδεδεμένα ανανεώσιμα συστήματα που συνδέονται με το δίκτυο διανομής ενισχύουν την τάση και βελτιώνουν τη συνολική εξυπηρέτηση.

Οι πελάτες επωφελούνται από το net metering επειδή αποκτούν μια μακροπρόθεσμη εγγύηση χαμηλών λογαριασμών και μπορούν να προσαρμόσουν το φορτίο τους σε σχέση με τη παραγωγή τους. Παρέχεται στον καταναλωτή η δυνατότητα να παράγει μόνος του φθηνή ηλεκτρική ενέργεια, και ταυτόχρονα προστατεύεται από τις συνεχόμενες αυξήσεις

των χρεώσεων αρκεί να καταβάλλει ένα χρηματικό ποσό για την προμήθεια και την εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών ή οποιασδήποτε άλλης ΑΠΕ.

Οι κοινότητες επωφελούνται από την επένδυση στην τοπική παραγωγή, αφού αυτή η επένδυση δεν αυξάνει μόνο τις τοπικές αξίες των ακινήτων, αλλά αυξάνει επίσης τις τοπικές επιχειρηματικές ευκαιρίες.

Επιπλέον, το net metering συνδέεται και με τα ακόλουθα πλεονεκτήματα:

- Εξοικονόμηση σε ακριβή και ρυπογόνα συμβατική ενέργεια.
- Προώθηση των επενδύσεων μικρής κλίμακας, επιπλέον αξία και ανάπτυξη της αγοράς.
- Καμία υποχρέωση άμεσης καταβολής από τον φορέα διαχείρισης του δικτύου. Δεν υπάρχει χρηματική δοσοληψία με τη πολιτεία, αφού η παραγόμενη ενέργεια δεν πωλείται έναντι χρηματικού ανταλλάγματος. Συνεπώς δεν υπάρχουν έσοδα που μπορεί να φορολογηθούν, ούτε κάποια τιμή πώλησης η οποία μπορεί να μειωθεί.
- Εξοικονόμηση στο κόστος της διαχείρισης παροχής ενέργειας.
- Ενίσχυση της ασφάλειας και της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού δικτύου.
- Αύξηση της ενεργειακής ανεξαρτησίας.

4.6 Αρνητικά στοιχεία σχετικά με το net metering

Υπάρχουν επίσης κάποιες παρανοήσεις σχετικά με το net metering, όπως το ότι μειώνει τα έσοδα των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού. Το επιχειρήμα αυτό είναι παρόμοιο με εκείνο εναντίον της ενεργειακής απόδοσης όπου οι πελάτες μειώνουν την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας βλάπτοντας τα έσοδα των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού. Αυτό θα ίσχυε αν όλα τα νοικοκυριά αγόραζαν ένα φωτοβολταϊκό σύστημα και το έβαζαν στην οροφή τους. Παρόλα αυτά, κάθε πολιτική net metering πρέπει να λαμβάνει τακτική επανεξέταση για την παρακολούθηση της προόδου της τεχνολογίας και της ανάπτυξης της αγοράς.

Μια άλλη παρανόηση είναι ότι το net metering αντιπροσωπεύει μια επιβάρυνση για τις μικρές επιχειρήσεις. Στην πραγματικότητα ισχύει το αντίθετο, επειδή το net metering είναι πολύ απλό στη διαχείριση και δεν απαιτεί ειδικό εξοπλισμό. Το μόνο που απαιτείται είναι η επιχείρηση να προσθέσει μια γραμμή στο καθολικό δίκτυο για κάθε πελάτη του net metering, έτσι ώστε να μεταφέρει τις πιστώσεις μέχρι το τέλος του έτους.

Οι ανησυχίες των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας για το net metering είναι οι εξής:

- Οι πολιτικές του net metering υποχρεώνουν τις εταιρείες ηλεκτρικής ενέργειας να πληρώνουν (μέσω πιστώσεων) στους καταναλωτές τη λιανική τιμή για χονδρική πώληση της ενέργειας. Η λιανική τιμή της επιχείρησης δεν περιλαμβάνει μόνο το οριακό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά επίσης και δαπάνες των επιχειρήσεων για τη μεταφορά, διανομή, παραγωγή ισχύος, καθώς και άλλες υπηρεσίες που δεν παρέχονται από το πελάτη-παραγωγό.

- Οι εταιρείες ηλεκτρικής ενέργειας υποχρεώνονται να πληρώνουν υψηλό κόστος για ενέργεια χαμηλής αξίας. Η ενέργεια από αιολικά και φωτοβολταϊκά συστήματα είναι διακοπτόμενη, δεν μπορεί να προγραμματιστεί ή να αποσταλεί με αξιοπιστία για να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις του συστήματος του δικτύου της επιχείρησης.
- Επιτρέπει στους πελάτες net metering να υπο-πληρώνουν το πάγιο κόστος. Μια επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να έχει επαρκείς εγκαταστάσεις για να ανταποκριθεί στην απαίτηση της αιχμής του καταναλωτή και να ανακτά το κόστος αυτών των εγκαταστάσεων μέσω της χρέωσης των kWh. Όταν ο αμφίδρομος μετρητής κυλά προς τα πίσω, αυτό υποβαθμίζει τη συνολική ενέργεια που χρησιμοποιείται από τον καταναλωτή, και υποβαθμίζει έτσι και τις επιπτώσεις στους καταναλωτές σχετικά με το πάγιο κόστος του συστήματος. Αυτό επίσης υποβαθμίζει το συνολικό μερίδιο των άλλων σταθερών επιβαρύνσεων των πελατών που βαρύνουν όλους τους καταναλωτές, όπως οι φόροι, το κόστος μεταφοράς, και χρεώσεις δημόσιων παροχών.
- Οι καταναλωτές μπορούν να πάρουν ενέργεια από το δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής, όταν κοστίζει στις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας περισσότερο για να την παρέχουν, και στη συνέχεια γυρνούν οι αμφίδρομοι μετρητές τους προς τα πίσω από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε ώρες μη αιχμής, όταν η επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας έχει μικρή ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια.

Τα μειονεκτήματα του net metering που αφορούν την επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας:

- Πιστώσεις στους λογαριασμούς των καταναλωτών.
- Δαπάνες για τη διαχείριση του προγράμματος: Μπορεί να περιλαμβάνει το κόστος για το προσωπικό της επιχείρησης, την επεξεργασία των κινήτρων, τη διεξαγωγή μηχανικών αξιολογήσεων για τις διασυνδέσεις, την επιθεώρηση των συστημάτων των πελατών, και άλλες δαπάνες που σχετίζονται με το πρόγραμμα, όπως επίσης και το κόστος για τους λογαριασμούς net metering.
- Επιπτώσεις διασταυρούμενων επιδοτήσεων.
- Τιμολόγια που δεν ανταποκρίνονται στα πάγια έξοδα. Η απώλεια εσόδων για τις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούσε να τις ωθήσει σε αύξηση των τιμών τους.

Ενώ, για τους πελάτες-παραγωγούς υπάρχουν τα εξής μειονεκτήματα:

- Η αποζημίωση θεωρείται πολύ χαμηλή για τα φωτοβολταϊκά (και άλλες ΑΠΕ), χωρίς περαιτέρω κίνητρα.
- Είναι κερδοφόρο για τους παραγωγούς μόνο εάν η κατανάλωση τους δεν είναι σημαντικά χαμηλότερη από την παραγωγή (για την περίπτωση που το πλεόνασμα που προκύπτει στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού δεν αποζημιώνεται).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

Εφαρμογή του net metering στην Ευρώπη

5.1 Εισαγωγή

Τα ερωτήματα που προκύπτουν από την πλευρά των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού σχετικά με ένα σύστημα net metering είναι το κάθε πότε θα εφαρμόζεται ο συμψηφισμός, αν θα μεταφέρεται η πλεονάζουσα ενέργεια, η τιμή αποζημίωσης του πλεονάσματος, η υιοθέτηση πλήρους ή μερικού συμψηφισμού, και πιθανές πρόσθετες επιβαρύνσεις που τίθενται από τις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας για παράδειγμα σχετικά με τις υπηρεσίες του δικτύου. Ενώ από την πλευρά των πελατών-παραγωγών, το ενδιαφέρον επικεντρώνεται στο βέλτιστο μέγεθος της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης για ένα συγκεκριμένο σύστημα net metering ανάλογα με το εύρος της κατανάλωσης, έτσι ώστε μια τέτοια επένδυση να γίνει ελκυστική.

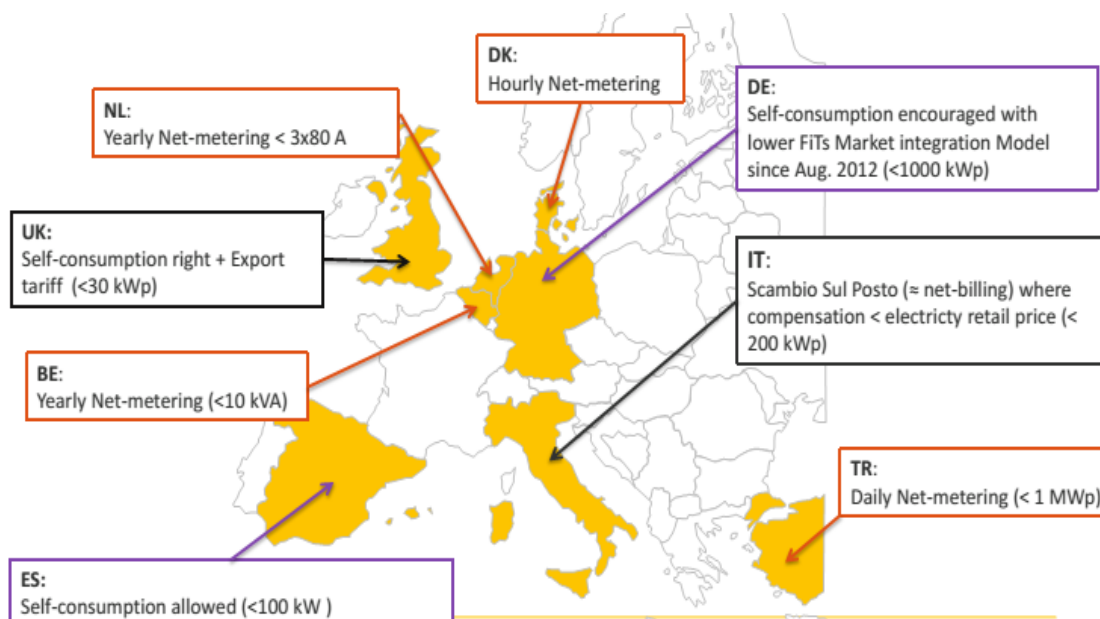
Μια πολιτική net metering είναι βιώσιμη μόνο εάν προσαρμοστεί στα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της αγοράς ενέργειας της κάθε χώρας. Προς το παρόν, στην Ευρώπη απουσιάζει μια γενική πολιτική. Στις περισσότερες χώρες της Ευρώπης το net metering εφαρμόζεται σε ετήσια βάση, όπως για παράδειγμα στο Βέλγιο, την Ολλανδία, την Ιταλία, τη Κύπρο, την Ουκρανία και τη Λετονία με μέγιστο όριο εγκατάστασης τα 11kW ($\leq 3 \cdot 16A$). Ωστόσο, υπάρχουν ορισμένες εξαιρέσεις, όπως είναι η Δανία στην οποία εφαρμόζεται ωριαίος συμψηφισμός και η Τουρκία στην οποία εφαρμόζεται ημερήσιος συμψηφισμός. Κατά κανόνα υπάρχει πλήρης συμψηφισμός, δηλαδή όλες οι χρεώσεις της ηλεκτρικής ενέργειας συμπεριλαμβανομένων των διάφορων φόρων και του ΦΠΑ εφαρμόζονται στη συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Σε όλες τις παραπάνω χώρες υπάρχει μια φυσική αποζημίωση της ανανεώσιμης παραγωγής σε σχέση με την κατανάλωση του πελάτη (δηλαδή γίνεται αφαίρεση των kWh της κατανάλωσης με τις kWh της παραγωγής) κατά τη διάρκεια μιας καθορισμένης περιόδου, εκτός από την Ιταλία στην οποία υπάρχει οικονομική αποζημίωση, πράγμα το οποίο θα κατανοήσουμε στη ενότητα 5.6.

Στο κεφάλαιο αυτό θα αναλύσουμε τα χαρακτηριστικά παραδείγματα πέντε χωρών στις οποίες έχει εφαρμοστεί το net metering, καθώς και την επίδραση που έχει αυτό στην ανάπτυξη της αγοράς των φωτοβολταϊκών. Επιπλέον, θα αναφερθούμε και στο πιλοτικό πρόγραμμα εφαρμογής του net metering σε χώρες της Μεσογείου.

Οι διαφορές μεταξύ των διαφορετικών συστημάτων net metering εντοπίζονται κυρίως στα εξής στοιχεία:

- Περίοδος συμψηφισμού (κύκλος) και περίοδος χρέωσης.
- Αποζημίωση για την περίσσεια ενέργεια στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού.
- Περίοδοι μετακύλισης της ενέργειας.
- Περιορισμοί στα μεγέθη των επιτρεπόμενων για net metering συστημάτων.
- Πλήρης ή μερικός συμψηφισμός.
- Κόστη δικτύου (επιπρόσθετο κόστος για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο).

Στο παρακάτω σχήμα φαίνονται τα συστήματα net metering που εφαρμόζονται σε χώρες της Ευρώπης:



Σχήμα 5.1: Συστήματα net metering στην Ευρώπη ([48]).

5.2 Δανία

5.2.1 Γενικά

Η Δανία είναι μία από τις λίγες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης που δεν υποστηρίζει τις ΑΠΕ μέσω του Feed-in-Tariff, αλλά μέσω του net metering που αποτελεί την κύρια επένδυση στο τομέα των φωτοβολταϊκών συστημάτων για τα νοικοκυριά, τα εμπορικά κτίρια και τα κτίρια γραφείων. Λόγω της μείωσης του κόστους της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας και των αυξανόμενων λιανικών τιμών για την ηλεκτρική ενέργεια-κυρίως λόγω της αύξησης των φόρων- το σύστημα net metering γινόταν όλο και πιο ελκυστικό, οδηγώντας στην εκρηκτική ανάπτυξη της αγοράς. Καθώς η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας στη Δανία έχει ένα στοιχείο φόρου άνω του 50% της τελικής τιμής, το net metering έγινε μια ελκυστική επιλογή για τα νοικοκυριά αφού οι καταναλωτές απαλλάσσονται από το φόρο αυτό. Οι ιδιωτικές και εμπορικές εγκαταστάσεις απαλλάσσονται από την καταβολή των φόρων PSO (Public Service Obligation:Υποχρέωση Παροχής Δημόσιας Υπηρεσίας) και τη συμπληρωματική τιμή για περιβαλλοντικούς λόγους, για όλη την ενέργεια που παράγεται και καταναλώνεται για τις δικές τους ανάγκες.

Η συντριπτική πλειοψηφία του 90% των φωτοβολταϊκών συστημάτων στη Δανία είναι διασυνδεδεμένα, πράγμα που οφείλεται στο net metering και της επακόλουθης υιοθέτησης του από έναν αυξανόμενο αριθμό από νοικοκυριά και επιχειρήσεις. Ένας από τους λόγους που οι αυτόνομες εφαρμογές δεν επεκτάθηκαν και επικράτησαν οι διασυνδεδεμένες είναι το γεγονός ότι το εθνικό ηλεκτρικό δίκτυο καλύπτει σχεδόν το σύνολο των περιοχών.

5.2.2 Εξελίξεις του net metering

Το net metering για ιδιόκτητα συστήματα φωτοβολταϊκών ιδρύθηκε στα μέσα του 1998 και εφαρμόστηκε για ένα πιλοτικό διάστημα τεσσάρων χρόνων. Το 2002 επεκτάθηκε για άλλα τέσσερα χρόνια μέχρι το τέλος του 2006 και απέδειξε ότι είναι ένας φθηνός, εύκολος σε διαχείριση και αποτελεσματικός τρόπος για τη τόνωση της ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών στη Δανία. Παρόλα αυτά, το σχετικά σύντομο διάστημα της ρύθμισης απέτρεψε να επιτευχθεί η πλήρης δυνατότητα του και κατά τις πολιτικές διαπραγματεύσεις το φθινόπωρο του 2005, το net metering για ιδιόκτητες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις έγινε μόνιμο [74]. Ο ενεργειακός συμψηφισμός πραγματοποιούταν σε ετήσια βάση για μικρής κλίμακας φωτοβολταϊκά επιστρέφοντας την περίσσεια παραγωγή στο δίκτυο στη λιανική τιμή και τυχόν πλεόνασμα που προέκυπτε στο τέλος του έτους δεν αποζημιωνόταν.

Τον Ιούνιο του 2010 το δανικό κοινοβούλιο ψήφισε τη νομοθεσία για net metering, σύμφωνα με την οποία ο μετρητής τρέχει προς τα πίσω και η ανανεώσιμη παραγωγή έχει την αξία των τιμών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συμπεριλαμβανομένων των φόρων και του ΦΠΑ, δηλαδή της λιανικής τιμής. Ο συμψηφισμός της ενέργειας εφαρμοζόταν με δύο τρόπους, χωρίς κανένα περιορισμό για την εγγεόμενη στο δίκτυο ενέργεια:

1. Ετησίως για μη εμπορικές εγκαταστάσεις μέχρι 6kVA.
2. Ωριαίως για εμπορικές εγκαταστάσεις με ισχύ μεγαλύτερη από 6kVA.

Το μέτρο αυτό μπορούσε να εφαρμοστεί σε εγκαταστάσεις αιολικής και ηλιακής ενέργειας, καθώς και σε εγκαταστάσεις βιομάζας. Οι ιδιοκτήτες φωτοβολταϊκών συστημάτων δεν χρεώνονταν επιπλέον για τη χρήση του δικτύου και στις περισσότερες περιπτώσεις δεν χρεώνονταν ούτε για το σύστημα μέτρησης που απαιτείται. Η επιπλέον ενέργεια που παρεχόταν στο δίκτυο και υπολογιζόταν στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού αποζημιωνόταν με μικρή εγγυημένη τιμή πώλησης, περίπου στα 0,08€/kWh για μια περίοδο των 10 χρόνων.

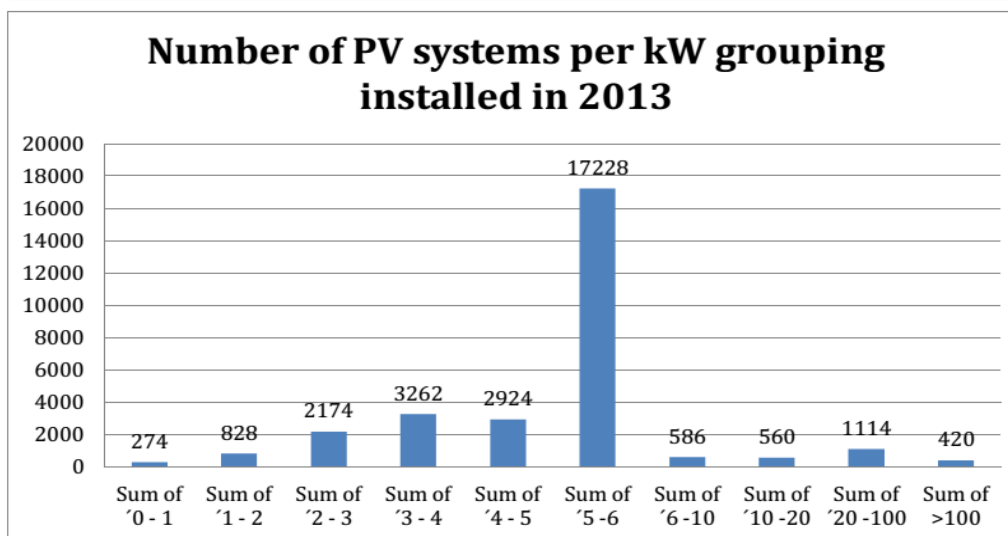
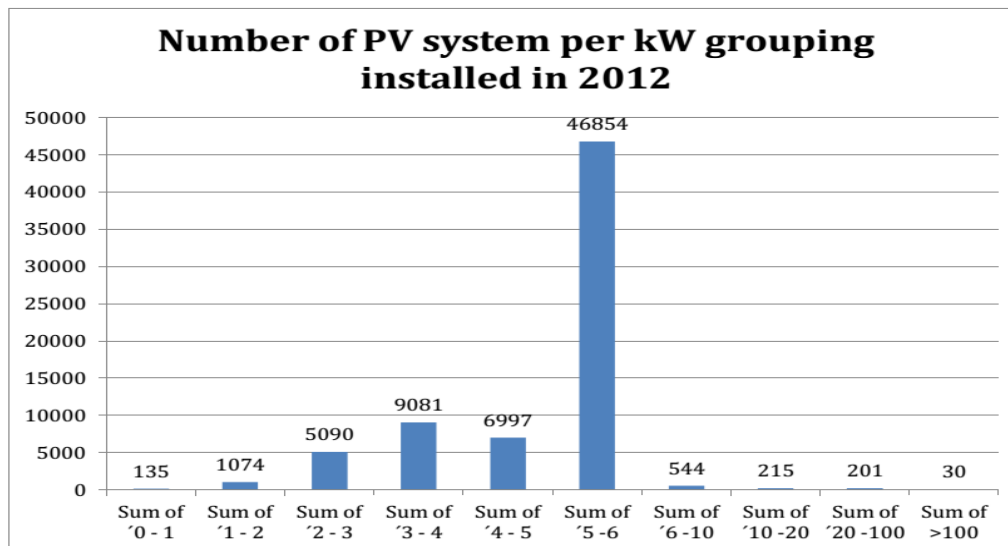
Το net metering κατά τη διάρκεια του 2012 σε επίπεδο περίπου των 0,30€/kWh (λιανική τιμή) σε συνδυασμό με την πτώση των τιμών των φωτοβολταϊκών συστημάτων, οδήγησε σε τεράστια αύξηση του αριθμού των φωτοβολταϊκών. Αυτός ο γρήγορος ρυθμός ανάπτυξης κρίθηκε απαράδεκτος από την κυβέρνηση το φθινόπωρο του 2012, θεωρήθηκε ότι θα μειωνόντουσαν τα κρατικά έσοδα αφού το μεγαλύτερο τμήμα της λιανικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από φόρους. Το Νοέμβριο του 2012 το σύστημα net metering αναθεωρήθηκε, έτσι ένας πελάτης-παραγωγός μπορεί να πραγματοποιήσει net metering σε ωριαία βάση, ενώ η ετήσια καταργήθηκε [73]. Το Μάρτιο του 2013 αποφασίστηκε, ως συμπλήρωμα του παραπάνω διατάγματος, ότι οι ιδιοκτήτες φωτοβολταϊκών θα έχουν πρόσβαση σε ένα σύστημα FiT των 0,174€/kWh για μια περίοδο των 10 χρόνων εάν είχαν συνδεθεί στο δίκτυο το 2013 ή ένα σύστημα FiT των 0,157€/kWh εάν τα έργα ολοκληρώθηκαν το 2014. Μετά από τα 10 χρόνια η τιμή πώλησης του πλεονάσματος θα μειωθεί στην τιμή της αγοράς (περίπου 0,054€/kWh). Τα φωτοβολταϊκά συστήματα εκτός αυτού του νόμου, που είχαν συνδεθεί παλαιότερα στο δίκτυο, θα εφαρμόζουν ωριαίο net metering με τιμή πώλησης στα 0,081€/kWh για τα πρώτα 10 χρόνια και στη συνέχεια στη τιμή της αγοράς κατά τα υπόλοιπα έτη.

Μέχρι τον Ιούνιο του 2013 οι νέοι κανονισμοί ήταν τελικά σε θέση να εφαρμοστούν, βάζοντας ως ανώτατο όριο τα 20MW ανά έτος για τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις net metering. Το νέο σύστημα net metering το δικαιούνταν όλοι, συμπεριλαμβανομένου και του εμπορικού τομέα, ωστόσο τα μεγάλης κλίμακας συστήματα αμείβονται μόνο με 0,081€/kWh. Το τρέχον σύστημα net metering περιλάμβανε επιπλέον φωτοβολταϊκά σε δημοτικά κτήρια με ορισμένους περιορισμούς ως προς την ιδιοκτησία, το μέγεθος και την εφαρμογή, οι οποίοι θεωρούνται σοβαρά εμπόδια.

Η μείωση του αριθμού των φωτοβολταϊκών συστημάτων από το 2012 στο 2013 κυρίως όσον αφορά τις οικιακές στέγες, είναι αποτέλεσμα της αλλαγής του ετήσιου σε ωριαίο net metering. Μέχρι τον Απρίλιο του 2014, το νέο καθεστώς της Δανίας για τη στήριξη της φωτοβολταϊκής ενέργειας δεν είχε ακόμα κοινοποιηθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και η συνακόλουθη αβεβαιότητα έχει θέσει έναν αποσβεστήρα για την αγορά.

Με το ωριαίο net metering ουσιαστικά εξαλείφθηκε κάθε πιστωτικό υπόλοιπο που θα μπορούσε να προκύψει. Αυτή η αλλαγή έγινε για να επιβραδύνει την επέκταση του. Το συνολικό αποτέλεσμα δείχνει το πανικό των καταναλωτών προκαλώντας μια αυξανόμενη εστίαση σε φωτοβολταϊκά συστήματα με υψηλό βαθμό αυτοκατανάλωσης, τόσο για τον οικιακό όσο και τον εμπορικό τομέα. Η αυξανόμενη έμφαση στην αυτοκατανάλωση και κατά συνέπεια η απώλεια εσόδων για την κυβέρνηση και το διαχειριστή του δικτύου έχουν οδηγήσει σε σκέψεις για τη φορολογία της ιδιοκατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας και για μια χρέωση για τη πρόσβαση στο δίκτυο των ιδιοκτητών των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η δανική αγορά φωτοβολταϊκών σήμερα ενεργεί πολύ αργά, εξαιτίας της αμφισβήτησης στο νέο καθεστώς παροχής κινήτρων.

Μέχρι το τέλος του 2011 είχαν εγκατασταθεί στη Δανία μόνο 13MW φωτοβολταϊκών. Το σύστημα net metering οδήγησε σε ταχεία επέκταση της αγοράς το 2012, που συνεχίστηκε μερικώς το 2013. Το 2012, την περίοδο της δανικής φωτοβολταϊκής έκρηξης στην οποία επιτεύχθηκε η ισοτιμία του δικτύου, τέθηκαν σε λειτουργία 406,661MW. Τα ανάλογα στοιχεία για το 2013 είναι 155,439MW. Η Δανία είχε φτάσει σε μια αθροιστική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ των 576MW στις 10 Δεκεμβρίου του 2013. Από αυτά τα 502MW αναφέρονται σε συστήματα φωτοβολταϊκών σε στέγες μέχρι 6kW σύμφωνα με το σύστημα net metering του 2012. Τα υπόλοιπα 74MW αναφέρονται σε συστήματα σε στέγες έως 6kW και σε φωτοβολταϊκά μέχρι 400kW που εγκαταστάθηκαν μετά το Δεκέμβριο του 2012, αφού είχε αποφασιστεί η αλλαγή του ετήσιου net metering σε ωριαίο.



Σχήμα 5.2: Αριθμός φωτοβολταϊκών συστημάτων που εγκαταστάθηκαν στη Δανία το 2012 και το 2013 ανά μέγεθος εγκατάστασης ([74]).

5.2.3 Ισχύον σύστημα net metering

Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν το σύνολο ή μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται για τις δικές τους ανάγκες απαλλάσσονται πλήρως ή εν μέρει από την καταβολή της PSO για αυτή την ηλεκτρική ενέργεια [71].

Κάθε καταναλωτής είναι υποχρεωμένος να καταβάλλει την επιπλέον χρέωση PSO, που εξαρτάται από το ατομικό επίπεδο κατανάλωσης του. Η επιπλέον χρέωση για την υποστήριξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί μέρος του τιμολογίου PSO. Οι προσαυξήσεις καθορίζονται από την Energinet.dk (εθνικός δανικός διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς για την ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο) τέσσερις φορές το χρόνο. Η προσαύξηση από την οποία ένας ιδιοκτήτης σταθμού απαλλάσσεται εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας του.

Οι παρακάτω μονάδες εξαιρούνται από το σύνολο της τιμολόγησης PSO:

- ηλιακές εγκαταστάσεις ενέργειας έως 50kW

- εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας μέχρι 25kW
- άλλες τεχνολογίες μέχρι 11kW

Οι ακόλουθες μονάδες απαλλάσσονται από την επιπλέον χρέωση για την υποστήριξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας:

- ηλιακές εγκαταστάσεις ενέργειας > 50kW
- εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας > 25kW
- άλλες τεχνολογίες > 11kW

Οι πελάτες-παραγωγοί εξαιρούνται από την καταβολή τιμολογίων, τελών, φόρων και του φόρου προστιθέμενης αξίας, που ενσωματώνονται στη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, για την ποσότητα της ενέργειας που εξάγεται στο δίκτυο. Ωστόσο, οι συμμετέχοντες στο net metering εξακολουθούν να πληρώνουν τους φόρους και τα τέλη όταν αγοράζουν ενέργεια από το δίκτυο. Το net metering για τη Δανία είναι ένα οικονομικό κίνητρο ίσο με το ποσό του φόρου, που είναι περίπου ίσο με 0,174€/kWh (περίπου όσοι είναι και οι φόροι που εφαρμόζονται στην ηλεκτρική ενέργεια), ενώ η ενέργεια αγοράζεται στα 0,3042€/kWh (λιανική τιμή το 2014). Το δανικό net metering δεν έχει πιστώσεις που παραμένουν μετά το τέλος κάθε κύκλου χρέωσης, και όλη η περίσσεια παραγωγή πιστώνεται πλήρως σε κάθε λογαριασμό. Επίσης, πρέπει να αναφερθεί ότι δεν υπάρχει επιπλέον χρέωση για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο.

Μέθοδος υπολογισμού της αποζημίωσης του net metering: Τα δεδομένα της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής από ΑΠΕ επεξεργάζονται σύμφωνα με τις ακόλουθες εξισώσεις [75]:

$$E_{SC}^{hourly} = \min(E_{prod}^{hourly}; E_{cons}^{hourly})$$

$$E_{sell}^{hourly} = E_{prod}^{hourly} - E_{SC}^{hourly}$$

$$E_{buy}^{hourly} = \max(E_{cons}^{hourly} - E_{prod}^{hourly}; 0),$$

όπου E_{SC} είναι το ποσό της ενέργειας που καταναλώνεται εντός μίας ώρας από την παραγωγή, E_{prod} είναι η ωριαία παραγωγή ενέργειας από το ανανεώσιμο σύστημα, E_{cons} είναι η συνολική ωριαία κατανάλωση ενέργειας στο νοικοκυριό, E_{sell} είναι το πλεόνασμα ενέργειας που πωλείται στην επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας και E_{buy} είναι η ενέργεια που αγοράζεται από την επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας για να καλύψει το υπολειπόμενο της ζήτησης.

Στην περίπτωση που $E_{cons}^{hourly} > E_{prod}^{hourly}$ ο παραγωγός-πελάτης θα πρέπει να πληρώσει στη λιανική τιμή τη διαφορά τους E_{buy}^{hourly} (δηλαδή ενεργειακοί φόροι και ΦΠΑ ισχύουν μόνο για τη καθαρή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας). Αντιθέτως, ο πελάτης δεν πληρώνει τίποτα για την ενέργεια και η επιχείρηση ηλεκτρισμού αγοράζει το πλεόνασμα που θα προκύψει στα 0,174€/kWh για τα πρώτα 10 χρόνια και στη συνέχεια η τιμή αυτή μειώνεται στη τιμή της αγοράς (περίπου 0,054€/kWh). Το πλεόνασμα δηλαδή δεν μεταφέρεται στην επόμενη ώρα.

Επιλέξιμες τεχνολογίες: Όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ εκτός της γεωθερμικής ενέργειας είναι επιλέξιμες για net metering χωρίς κανένα περιορισμό στα kW (μέχρι 6kW για τα οικιακά συστήματα και περισσότερα από 6kW για εμπορικές εγκαταστάσεις). Τα συστήματα πρέπει να συνδέονται στο δίκτυο, που έχει εγκατασταθεί στον τόπο της κατανάλωσης και ανήκει εξ ολοκλήρου στον καταναλωτή. Επιπλέον, οι σταθμοί θα πρέπει να αναφέρονται στο βασικό μητρώο δεδομένων (Stamdataregistret) [71].

Αποδέκτες: Τα πρόσωπα που δικαιούνται ολική ή μερική απαλλαγή από το τιμολόγιο PSO είναι οι ιδιοκτήτες των επιλέξιμων μονάδων, που αναφέραμε προηγουμένως. Οι ενοικιαστές που δεν είναι οι ιδιοκτήτες των επιλέξιμων μονάδων, μπορεί να δικαιούνται ολική ή μερική απαλλαγή από την τιμολόγηση PSO για την δικιά τους κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται μόνο από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, εάν:

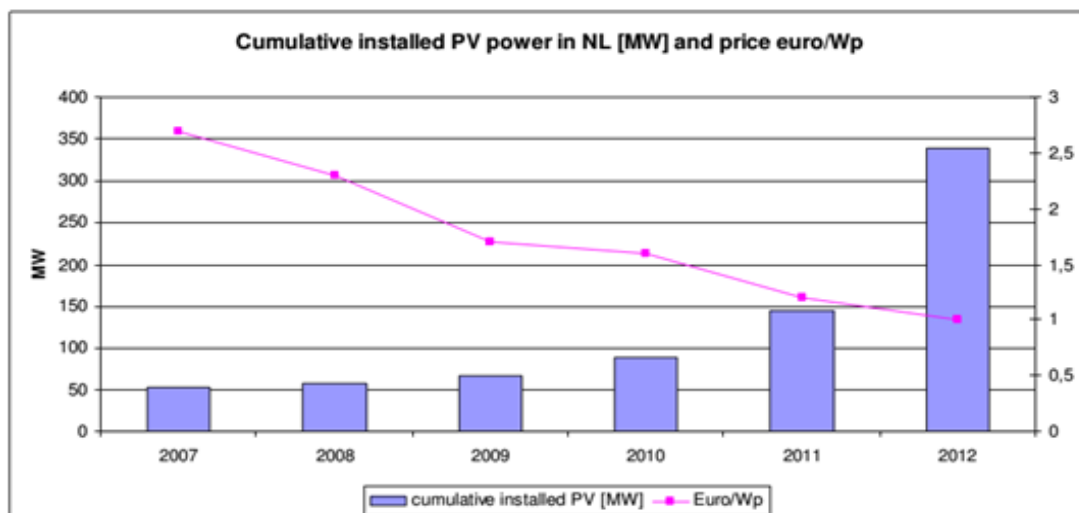
- η εγκατάσταση ανήκει 100% στον ιδιοκτήτη του ακινήτου,
- ο κάτοχος της ιδιοκτησίας έχει διαθέσιμη την εγκατάσταση σε ενοικιαστή που χρησιμοποιεί net metering και
- ο ενοικιαστής πληρώνει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας απευθείας στην εταιρεία του δικτύου σε ωριαία βάση.

Αρμόδια αρχή: Η αρμόδια αρχή, η Energinet.dk καθορίζει κατά πόσον πληρούνται οι προϋποθέσεις, ενώ οι δαπάνες του συστήματος net metering καλύπτονται από τον προϋπολογισμό που διαχειρίζεται η ίδια. Οι διαχειριστές των εγκαταστάσεων πρέπει να υποβάλουν αίτηση για net metering για τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις στην Energinet.dk πριν από την πρώτη ημέρα του μήνα, με προειδοποίηση τουλάχιστον ενός μηνός. Η αίτηση για νέες εγκαταστάσεις πρέπει να υποβληθεί μαζί με την αίτηση για σύνδεση στο δίκτυο [60].

5.3 Ολλανδία

5.3.1 Γενικά

Από το 2011 το κύριο κίνητρο για τα φωτοβολταϊκά και τις άλλες ΑΠΕ στην Ολλανδία είναι το σύστημα net metering για μικρά οικιακά συστήματα μέχρι 15kW και ετήσιο όριο εγχεόμενης ενέργειας στο δίκτυο που μπορεί να συμψηφιστεί, οι 5000kWh. Αυτό προκάλεσε μια σημαντική ανάπτυξη της αγοράς το 2012 κατά το οποίο εγκαταστάθηκαν 195MW, ωθώντας την συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ στα 340MW. Αυτή είναι μια αύξηση σχεδόν του 134% στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος σε σύγκριση με το 2011. Αυτό οφείλεται στις χαμηλές τιμές των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε συνδυασμό με τους κανονισμούς του net metering που οδήγησαν στην επίτευξη της ισοτιμίας του δικτύου Το 2013 εγκαταστάθηκαν 357MW, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στο τέλος του έτους έφτασε τα 697MW και πλησίασε τα 739MW στα τέλη του Αυγούστου του 2014. Στο σχήμα 5.3 φαίνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς και η μείωση της τιμής των φωτοβολταϊκών συστημάτων τα έτη 2007-2012.



Σχήμα 5.3: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς και τιμή των φωτοβολταϊκών συστημάτων στην Ολλανδία τα έτη 2007-2012 ([77]).

5.3.2 Εξελίξεις του net metering

Από το 2004 έχει επιτραπεί το ετήσιο net metering της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ολλανδία. Για συνδέσεις με το δίκτυο των 3*80A και λιγότερο, οι χρήστες που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια με τη χρήση ΑΠΕ μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο και να στείλουν ηλεκτρική ενέργεια πίσω στο δίκτυο σε περιόδους που η παραγωγή υπερβαίνει την κατανάλωση τους. Στο παρελθόν αυτή η ενέργεια περιορίστηκε στις 3000kWh ετησίως, ενώ κάποιος που υπερέβαινε αυτό το όριο δεν επιτρεπόταν να κάνει αίτηση για net metering στο εν λόγω ημερολογιακό έτος [77].

Το Φεβρουάριο του 2011 ο νόμος τροποποιήθηκε για να επιτραπεί ένα όριο έγχυσης των 5000kWh που θα μπορούσαν να συμψηφιστούν με την ηλεκτρική ενέργεια που λήφθηκε από το δίκτυο, ενώ οι κυρώσεις για αυτούς που υπερέβαιναν το όριο αυτό καταργήθηκαν. Έτσι, οι καταναλωτές μπορούσαν να επωφεληθούν από την πλήρη δυνατότητα των μεγαλύτερων φωτοβολταϊκών συστημάτων χωρίς την απειλή οικονομικής κύρωσης [77]. Σύμφωνα με τη νομοθεσία του 2011 το net metering ορίζεται ως εξής: Εθνική νομοθεσία για τις ιδιωτικές συνδέσεις στο δίκτυο έως 5000kWh/έτος. Εάν τροφοδοτείται περισσότερη από το παραπάνω όριο ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο, η επιχείρηση ηλεκτρισμού δεν είναι υποχρεωμένη να το εξισορροπήσει και να οδηγήσει σε υψηλότερο εισόδημα ανά kWh. Το net metering είναι ένα έμμεσο κίνητρο, καθώς η kWh που παράχθηκε και εγχύθηκε στο δίκτυο μπορεί να εξισορροπηθεί με την ηλεκτρική ενέργεια που λήφθηκε από το δίκτυο και να προστεθεί στο αποτέλεσμα η κανονική φορολόγηση της ενέργειας και ο φόρος προστιθέμενης αξίας. Στην πράξη, ο ιδιοκτήτης του συστήματος λαμβάνει λιανική τιμή για την ηλεκτρική ενέργεια που τροφοδοτείται στο δίκτυο και χονδρική τιμή (0,05-0,07€/kWh) για τυχόν πλεόνασμα που προκύπτει κατά τον ετήσιο συμψηφισμό. Ο συγκεκριμένος νόμος για το σύστημα net metering περιοριζόταν στις 5000kWh ετησίως και πέρα αυτού επιστρέφονται μόνο 0,05-0,07€/kWh.

Το 2013 ο νόμος αναθεωρήθηκε και η Ολλανδία από την 1η Ιουλίου κατήργησε το όριο των εγχεόμενων στο δίκτυο 5000kWh που μπορούσαν να συμψηφιστούν με την εισερχόμενη από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια. Μια kWh κόστιζε το 2013 περίπου 0,192€ στην Ολλανδία

για έναν οικιακό καταναλωτή, ενώ η ίδια η ηλεκτρική ενέργεια κόστιζε περίπου 0,132€ χωρίς το ΦΠΑ και τα υπόλοιπα είναι φόροι. Επειδή μεγάλο μέρος της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι φορολογία, το κράτος ανησυχεί όταν βλέπει το net metering να αναπτύσσεται τόσο γρήγορα, παρά το γεγονός ότι μέχρι στιγμής η μικροπαραγωγή μέσω ηλιακής ηλεκτρικής ενέργειας αντιπροσωπεύει μόνο το 0,2% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.

5.3.3 Ισχύον σύστημα net metering

Στην Ολλανδία το net metering ισχύει για τους καταναλωτές που είναι ταυτόχρονα και παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας και είναι συνδεδεμένοι με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μέσω μιας σύνδεσης μικρής κλίμακας μικρότερης ή ίσης των 3*80A (τριφασικό), χωρίς κανένα περιορισμό στις kWh που εγχέονται στο δίκτυο. Οι πελάτες θα πρέπει να υποβάλουν αίτηση για μια προσφορά από τον υπεύθυνο χειριστή του δικτύου για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο και υποχρεούνται να καταβάλλουν ένα τέλος χρήσης του δικτύου για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας. Υπεύθυνος για τη λειτουργία του net metering είναι οι εταιρείες ενέργειας και το κράτος (μέσω ενεργειακών φόρων).

Ο ολλανδικός ενεργειακός συμψηφισμός λειτουργεί σε ετήσια βάση, που σημαίνει ότι οι ιδιοκτήτες των σπιτιών με ηλιακούς συλλέκτες μπορούν να ανταλλάξουν τυχόν πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας που θα προκύψει το καλοκαίρι με την κατανάλωση το χειμώνα.

Ο ενεργειακός συμψηφισμός πραγματοποιείται κάθε μήνα (περίοδο χρέωσης). Οι ενεργειακοί φόροι (και το ΦΠΑ) ισχύουν μόνο για την καθαρή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας των συστημάτων τους, η οποία ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της ηλεκτρικής ενέργειας που λαμβάνεται από το δίκτυο και αυτής που τροφοδοτείται στο δίκτυο. Σε περίπτωση που η παραπάνω διαφορά είναι θετική ο πελάτης-παραγωγός καλείται να την πληρώσει στη λιανική τιμή. Εάν η διαφορά είναι αρνητική οι πελάτες-παραγωγοί δεν πληρώνουν τίποτα για την ενέργεια και το πλεόνασμα που προκύπτει μεταφέρεται και πιστώνεται (προστίθεται στην εξερχόμενη ενέργεια) στον επόμενο μήνα. Στο τέλος του έτους γίνεται η εκκαθάριση, τυχόν πλεόνασμα ενέργειας συμψηφίζεται με τη χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Εάν και μετά τον ετήσιο συμψηφισμό υπάρξει κάποιο πλεόνασμα, οι πελάτες-παραγωγοί λαμβάνουν για αυτό μια αποζημίωση σε ένα τιμολόγιο Feed-in-Tariff των 0,05-0,07€/kWh (κοντά στη χονδρική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας). Τα πλεονάσματα δεν μπορούν να μεταφερθούν στο επόμενο έτος. Το τέλος χρήσης του δικτύου πρέπει να καταβάλλεται, είτε η συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια προκύψει θετική είτε αρνητική.

Επιλέξιμες τεχνολογίες: Το net metering ισχύει για όλες τις τεχνολογίες που συνδέονται με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μέσω μιας σύνδεσης μικρής κλίμακας ($\leq 3 * 80A$, περίπου μέχρι 15kW). Σε γενικές γραμμές όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ είναι επιλέξιμες, ωστόσο στην πράξη το net metering ισχύει κυρίως για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις [71].

Παραδείγματα εφαρμογής του net metering: Ακολουθούν κάποια παραδείγματα, όπου φαίνεται η εφαρμογή του net metering σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία [63]:

- Παράδειγμα 1 (εισερχόμενη ενέργεια > εξερχόμενη ενέργεια):

- Ετήσια εισερχόμενη από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια:6500kWh
- Ετήσια εξερχόμενη στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια:6000kWh
- Ετήσια συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (εισερχόμενη-εξερχόμενη): 500kWh

Οι 6500kWh της εισερχόμενης ενέργειας συμψηφίζονται με τις 6000kWh της εξερχόμενης ενέργειας και ο πελάτης-παραγωγός πληρώνει τη λιανική τιμή για τις 500kWh.

- Παράδειγμα 2 (εισερχόμενη ενέργεια \leq εξερχόμενη ενέργεια):
 - Ετήσια εισερχόμενη από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια:6000kWh
 - Ετήσια εξερχόμενη στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια:8000kWh
 - Ετήσια συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (εισερχόμενη-εξερχόμενη): -2000kWh

Οι 8000kWh της εξερχόμενης ενέργειας συμψηφίζονται με τις 6000kWh της εισερχόμενης ενέργειας και ο πελάτης-παραγωγός δεν πληρώνει τίποτα για την ενέργεια. Το πλεόνασμα των 2000kWh που προκύπτει στο τέλος του έτους πληρώνεται στο πελάτη περίπου στη χονδρική τιμή της ενέργειας (0,05-0,07€/kWh), χωρίς να μεταφέρεται στο επόμενο έτος.

5.4 Βέλγιο

5.4.1 Γενικά

Το Βέλγιο είναι μια πολύπλοκη υπόθεση με διαφορετικά συστήματα κινήτρων σε κάθε μία από τις τρεις περιοχές που συνθέτουν τη χώρα, με ένα συνδυασμό net metering, πράσινων πιστοποιητικών και πίστωσης φόρου(tax credit). Τα κίνητρα είναι επίσης διαφορετικά για τα οικιακά και για τα μεγάλης κλίμακας συστήματα. Οργανωμένη ως ομοσπονδία των περιφερειών (Βρυξέλλες, Φλάνδρα και Βαλλονία), η χώρα δημιούργησε κανονισμούς που μερικές φορές είναι περιφερειακοί κι άλλες εθνικοί, ωστόσο υπάρχει μια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που καλύπτει το σύνολο της χώρας.

Εκτός από τα πράσινα πιστοποιητικά, ένα σύστημα net metering είναι το άλλο μεγάλο σύστημα υποστήριξης στο Βέλγιο. Στη Φλάνδρα το σύστημα αυτό εφαρμόστηκε από το 2006, ενώ στις Βρυξέλλες και τη Βαλλονία από το 2007. Η ιδιοκατανάλωση της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας επιτρέπεται στο Βέλγιο για όλα τα συστήματα. Η ηλεκτρική ενέργεια που δεν αυτοκαταναλώνεται και εγχέεται στο δίκτυο ωφελείται από ένα σύστημα net metering σε ετήσια βάση. Αυτό δεν έχει αλλάξει από το 2007.

Από την 31η Ιουλίου του 1998, 2 επιπλέον - Βέλγικα Φράγκα(0,05 ευρώ) δόθηκαν για κάθε kWh που παράγεται από ανεμογεννήτριες και μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Το net metering επιτράπηκε για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις <3kWp. Δεν υπήρχε μονοπώλιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά χρειάστηκε μια άδεια για τη χρήση του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Για την τόνωση της ανεξάρτητης παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τα επιπλέον φράγκα πληρώθηκαν από την εταιρεία ηλεκτρικής ενέργειας που αγόραζε την ηλεκτρική ενέργεια του ανεξάρτητου παραγωγού.

Κατά τη διάρκεια του 2012, οι διαχειριστές του συστήματος διανομής αντιλήφθηκαν ότι το net metering δημιουργεί απώλεια εσόδων σχετικά με τη συντήρηση του δικτύου. Οι

διαχειριστές του συστήματος διανομής από τη Φλάνδρα σχεδίαζαν για το 2013 να εισάγουν ένα σταθερό τιμολόγιο για όλους τους ιδιοκτήτες φωτοβολταϊκών, το οποίο θα κυμαινόταν από 55-83€ ανά εγκατεστημένα kVA. Το κύριο επιχείρημα που χρησιμοποιήθηκε από τους διαχειριστές του δικτύου διανομής δεν ήταν η απώλεια εσόδων, αλλά ένα θέμα ισότητας μεταξύ όλων των χρηστών του δικτύου (ιδιοκτήτες φωτοβολταϊκών χρησιμοποιούν το δίκτυο, αλλά δεν πληρώνουν γι' αυτό) [78]. Έτσι, στις αρχές του 2013 η Φλάνδρα καθιέρωσε ένα ετήσιο καθαρό τέλος έγχυσης για όλους τους ιδιοκτήτες φωτοβολταϊκών διάρκειας 20 ετών. Το τιμολόγιο ήταν σταθερό και βασιζόταν στην ισχύ, χωρίς να λαμβάνει υπόψη το ποσοστό της έγχυσης και ποικίλει ανάλογα με το διαχειριστή του συστήματος διανομής. Στο τέλος του 2013 αυτό το ειδικό τέλος δικτύου ακυρώθηκε, λόγω παρέμβασης της φωτοβολταϊκής ομοσπονδίας (PV Vlaanderen). Σε γενικές γραμμές, το κόστος των συστημάτων στήριξης έχει αρχίσει να προκαλεί κάποια αυξανόμενη δυσαρέσκεια του πληθυσμού και οι περισσότεροι πολιτικοί φορείς εξακολουθούν να πιέζουν για τη μείωση των εσόδων, που οδήγησε σε μια μείωση στις εγκαταστάσεις το 2013 και το 2014.

5.4.2 Ισχύον σύστημα net metering

Οι μικροί prosumers ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ δικαιούνται να επωφεληθούν από ένα μηχανισμό αποζημίωσης για τη διαφορά μεταξύ της ποσότητας της ηλεκτρικής ενέργειας που λαμβάνεται από το δίκτυο και του ποσού της ηλεκτρικής ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο. Ο παραγωγός ωφελείται από το μηχανισμό αντιστάθμισης για την περίοδο μεταξύ των δύο αναγνώσεων των ενδείξεων του μετρητή, δηλαδή ανά δίμηνο (περίοδος χρέωσης). Ισχύει η αποζημίωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που τροφοδοτείται στο δίκτυο διανομής, υπό την προϋπόθεση ότι δεν υπερβαίνει το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που λαμβάνεται από το δίκτυο, για το χρονικό διάστημα μεταξύ των δύο ενδείξεων του μετρητή. Δηλαδή, εάν μια εγκατάσταση εγχέει περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο από ότι έχει ληφθεί από αυτό κατά τη διάρκεια ενός διμήνου, η διαφορά τους δεν επιστρέφεται οικονομικά ωστόσο ο πελάτης-παραγωγός δεν πληρώνει τίποτα για την ενέργεια. Δεν υπάρχει άμεση οικονομική αποζημίωση για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά το οικονομικό ισοδύναμο των εγχεόμενων kWh αφαιρείται από το συνολικό λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος. Το τυχόν πλεόνασμα που θα προκύψει στο δίμηνο προστίθεται στην εξερχόμενη ενέργεια του επόμενου διμήνου. Εάν η εισερχόμενη υπερβαίνει την εξερχόμενη ενέργεια, τότε ο παραγωγός-καταναλωτής χρεώνεται στη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (το 2014 ήταν περίπου 0,2097€/kWh) τη διαφορά. Στο τέλος του έτους πραγματοποιείται ο ετήσιος συμψηφισμός, οπότε γίνεται αντιλογισμός για τυχόν χρεωστές ενέργειες προηγούμενων περιόδων. Τυχόν πλεόνασμα που θα παραμείνει στο τέλος του έτους δεν μπορεί να μεταφερθεί στο επόμενο έτος, και δεν υπάρχει καμιά αποζημίωση για το πελάτη-παραγωγό. Ο μηχανισμός αποζημίωσης εξακολουθεί να ισχύει μόνο κατά τη τεχνική διάρκεια ζωής της εγκατάστασης. Επιπλέον, δεν υπάρχει κανένα τέλος για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, κανένας περιορισμός για αυτήν την ενέργεια και οι ενεργειακοί φόροι (και ΦΠΑ) ισχύουν μόνο για την καθαρή κατανάλωση.

Βρυξέλλες: Οι ΑΠΕ με ισχύ έως και 5kW είναι επιλέξιμες για net metering. Προκειμένου να επωφεληθεί κανείς από το net metering, η εγκατάσταση πρέπει να είναι εφοδιασμένη με δύο διαφορετικούς μετρητές: έναν αμφίδρομο μετρητή εγκαταστημένο από τη Sibelga και

ένα «πράσινο μετρητή» πιστοποιημένο από τη Brugel (ρυθμιστική αρχή ενέργειας), που μετράει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την ΑΠΕ. Πριν από την εγκατάσταση μιας ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ο χειριστής της εγκατάστασης πρέπει να επικοινωνήσει με το διαχειριστή του δικτύου διανομής, τη Sibelga. Η Sibelga είναι η αρμόδια αρχή για θέματα που αφορούν τις τεχνικές προδιαγραφές, όπως οι ηλεκτρικοί μετρητές. Τα κόστη των μετρητών επιβαρύνουν το διαχειριστή της εγκατάστασης [53].

Φλάνδρα: Εγκαταστάσεις με μέγιστη ισχύ 10kW είναι επιλέξιμες για το σύστημα net metering, ενώ εγκαταστάσεις με ισχύ μεγαλύτερη από 10kW πρέπει να κάνουν αίτηση για ένα ξεχωριστό σημείο πρόσβασης ή μετρητή στο διαχειριστή του δικτύου. Σύμφωνα με τη φλαμανδική ρυθμιστική αρχή (VREG) όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ είναι επιλέξιμες. Η αρμόδια αρχή είναι ο διαχειριστής του δικτύου διανομής και οφείλει να ενσωματώσει τους μετρητές στα δικά της έξοδα [55].

Βαλλονία: Οι prosumers που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια μέσω μιας μονάδας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με ισχύ $\leq 10\text{kVA}$ και συνδέονται με το δίκτυο διανομής είναι επιλέξιμοι για net metering, εφόσον η εγκατάστασή τους έχει πιστοποιηθεί και καταχωρηθεί ως μια μονάδα πράσινης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την επιτροπή ενέργειας της Βαλλονίας CWAPE. Όλες οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι επιλέξιμες. Ο prosumer ενημερώνει εγγράφως την αρμόδια αρχή δηλαδή το διαχειριστή του δικτύου διανομής του, για την επιθυμία του να επωφεληθεί από το net metering [54].

5.5 Κύπρος

5.5.1 Γενικά

Καθώς η τιμή των φωτοβολταϊκών μειωνόταν και η λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας αυξανόταν (από τις ακριβότερες χώρες της Ευρώπης) το net metering για οικιακά φωτοβολταϊκά συστήματα παρουσιάστηκε ως μια μεγάλη ευκαιρία εξοικονόμησης ενέργειας. Το κυπριακό κοινοβούλιο τον Οκτώβριο του 2012 απεφάνθη ότι το net metering αποτελεί ένα μηχανισμό ζωτικής σημασίας για την εξάλειψη της ενεργειακής φτώχειας και την αναθέρμανση της οικονομικής δραστηριότητας στην επαρχία.

Στην Κύπρο το net metering διερευνήθηκε πρόσφατα και αρχικά εισήχθη σε πιλοτική φάση για οικιακές εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών σε διαφορετικές γεωγραφικές θέσεις. Κατά τη διάρκεια της δοκιμαστικής περιόδου καθορίζονται τα ανώτατα όρια ισχύος, τόσο για τη συνολική ισχύ των επιλέξιμων φωτοβολταϊκών που θα εγκατασταθούν όσο και για την εγκατεστημένη ισχύ ανά εγκατάσταση. Η αξιολόγηση του συστήματος net metering στο τέλος της δοκιμαστικής περιόδου θα εξετάσει προσεκτικά τις επιπτώσεις στα τέλη χρήσης του δικτύου, στο μακροπρόθεσμο αποθεματικό, στις επικουρικές υπηρεσίες, καθώς και στη δυνατότητα για επιπλέον εγκαταστάσεις δικτύου, διασφαλίζοντας την αξιοπιστία και την ασφάλεια του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Το μέτρο του net metering στοχεύει στη σταδιακή εγκατάσταση 45000 οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων δυναμικότητας μέχρι 3kW τα έτη 2014-2016. Η συνολική εξοικονόμηση ενέργειας που υπολογίζεται να προκύψει την περίοδο 2014-2020 από την πλήρη εφαρμογή του μέτρου ανέρχεται στα 104490 ΤΙΠ (1 ΤΙΠ=11627,9 kWh), όπως φαίνεται στους παρακάτω πίνακες:

ΠΙΝΑΚΕΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΣΧΕΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΕ ΟΙΚΙΑΚΟΥΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΘΟΔΟ NET-METERING

A/A	Περιγραφή Μέτρου	Αριθμός Συστημάτων	Εξοικονόμηση ενέργειας ανά Εγκαταστημένη KW (KWh)	Εξοικονόμηση ενέργειας KW/ ΤΙΠ	Δυναμικότητα Συστημάτων (KW)	Εξοικονόμηση ενέργειας / Σύστημα (KWh)	Εξοικονόμηση ενέργειας/σύστημα (ΤΙΠ)	Διάρκεια ζωής των συστημάτων σε χρόνια
1	Net-Metering για φωτοβολταϊκά σε οικιακούς καταναλωτές.	45000	1500 ²⁰	0.129	3	4500	0.387	23 ²¹

Υπολογισμός Εξοικονόμησης Ενέργειας για την περίοδο 2014-2020												1 ^η Ενδιάμεση Περίοδος 2014-2016 Σωρευτική Εξοικονόμηση Ενέργειας (ΤΙΠ)	2 ^η Ενδιάμεση Περίοδος 2017-2020 Σωρευτική Εξοικονόμηση Ενέργειας (ΤΙΠ)
A/A	Έτος Εγκατάσ.	Αριθμός Συστημ.	Εξοικον. ενέργειας ΤΙΠ/σύστημα	2014 Εξοικον. ΤΙΠ	2015 Εξοικον. ΤΙΠ	2016 Εξοικον. ΤΙΠ	2017 Εξοικον. ΤΙΠ	2018 Εξοικον. ΤΙΠ	2019 Εξοικον. ΤΙΠ	2020 Εξοικον. ΤΙΠ	Σύνολο Περιόδου ΤΙΠ		
1	2014	15000	0.387	5,805	5,805	5,805	5,805	5,805	5,805	5,805	40,635		
2	2015	15000	0.387	0	5,805	5,805	5,805	5,805	5,805	5,805	34,830		
3	2016	15000	0.387	0	0	5,805	5,805	5,805	5,805	5,805	29,025		
ΣΥΝΟΛΟ				5,805	11,610	17,415	17,415	17,415	17,415	17,415	104,490	2016:34,830 2020:104,490	2020: -

Πίνακας 5.1: Εξοικονόμηση ενέργειας υπό το σύστημα net metering για οικιακούς καταναλωτές ([83]).

Για τις ευάλωτες και ευπαθείς ομάδες οικιακών καταναλωτών το μέτρο στοχεύει στην εγκατάσταση 2000 οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων δυναμικότητας μέχρι 3kW τα έτη 2014 και 2015. Οι δικαιούχοι λαμβάνουν επιχορήγηση για την αγορά και την εγκατάσταση των συστημάτων αυτών, της τάξης του 50% του συνολικού κόστους επένδυσης. Η επιδότηση ανέρχεται στα 900€ ανά kW (μέγιστο 2700€ ανά εγκατάσταση). Η συνολική εξοικονόμηση ενέργειας που υπολογίζεται να προκύψει την περίοδο 2014-2020 από την πλήρη εφαρμογή του μέτρου ανέρχεται στα 4838 ΤΙΠ (1 ΤΙΠ=11627,9 kWh) [83].

Το net metering που ισχύει για τα νοικοκυριά, τα τοπικά κτίρια διοίκησης και τις εμπορικές βιομηχανικές μονάδες εισήχθη για πρώτη φορά στην Κύπρο το 2013. Μετά την επιτυχή πρώτη χρονιά εφαρμογής αποφασίστηκε και η συνέχιση του το 2014. Ωστόσο, παρά την ευρεία υποστήριξη των ΑΠΕ το περιορισμένο δίκτυο της χώρας και το πώς μπορεί να απορροφήσει την ηλεκτρική ενέργεια εξακολουθούν να αποτελούν πρόβλημα για τη μελλοντική επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η ΡΑΕΚ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου) δήλωσε ότι οι εγκαταστάσεις net metering είχαν φτάσει τον Ιούνιο του 2014 σε περίπου 10MW, ενώ η χώρα διαθέτει φωτοβολταϊκά συνολικής ισχύος των 33MW [49].

5.5.2 Δικαιούχοι

Το net metering αφορά αποκλειστικά επενδύσεις από φυσικά πρόσωπα ή τοπικές αρχές για την εγκατάσταση μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων συνδεδεμένων με το δίκτυο. Τα συστήματα μπορούν να εγκαθίστανται :

1. Στην οροφή νόμιμων κατοικιών που χρησιμοποιούνται για ιδιοκατοίκηση (μόνιμη κατοικία) ή στο έδαφος εντός του ιδίου τεμαχίου που βρίσκεται η νόμιμη κατοικία, ή
2. Στην οροφή κτιρίων που ανήκουν σε τοπικές αρχές ή στο έδαφος εντός του ιδίου τεμαχίου, που βρίσκεται το κτίριο.

5.5.3 Επιλέξιμες τεχνολογίες

Οι φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις είναι επιλέξιμες. Η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς του κάθε φωτοβολταϊκού συστήματος είναι 3kW ανά δικαιούχο και ανά κατοικία. Υπό την προϋπόθεση ότι τα φωτοβολταϊκά πάνελ έχουν νότιο προσανατολισμό, αναμένεται ότι ένα σύστημα 3kW θα παράγει περίπου 4800kWh ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως.

Κατά το έτος 2014 μπορούσαν να εγκατασταθούν με τη μέθοδο του συμψηφισμού, φωτοβολταϊκά συστήματα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 15MW, σε σχέση με το 2013 που το όριο ήταν τα 6MW. Έτσι, το υπουργικό συμβούλιο αποφάσισε να προωθήσει την εγκατάσταση 5000 φωτοβολταϊκών συστημάτων στις στέγες των νοικοκυριών μέσω του net metering και επιπλέον 5MW για τις κυπριακές επιχειρήσεις και 5MW για φωτοβολταϊκά πάρκα. Συγκεκριμένα ο στόχος των 15MW αφορά [85]:

- Συστήματα κατοικιών ευάλωτων και ευπαθών καταναλωτών (με χορηγία), με συνολική διαθέσιμη ισχύ των 1,2MW.
- Συστήματα για κατοικιών μη ευάλωτων καταναλωτών (χωρίς χορηγία), με συνολική διαθέσιμη ισχύ των 13,5MW.
- Συστήματα για κτίρια που αποτελούν έδρα αρχών τοπικής αυτοδιοίκησης (χωρίς χορηγία), με συνολική διαθέσιμη ισχύ των 0,3MW.

5.5.4 Εφαρμογή του net metering

Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την φωτοβολταϊκή εγκατάσταση δεν πρέπει να υπερβαίνει το 110% της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από το νοικοκυριό/κτίριο δημόσιας διοίκησης [85]. Ο συμψηφισμός της εισαγόμενης από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το φωτοβολταϊκό σύστημα που εγχέεται στο δίκτυο πραγματοποιείται μια φορά κάθε δύο μήνες (δηλαδή σε κάθε περίοδο χρέωσης) για κάθε ημερολογιακό έτος από την ΑΗΚ (Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου) ή από οποιοδήποτε άλλο προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας με τον οποίο έχει συνάψει συμβόλαιο ο καταναλωτής.

Οποιοδήποτε πλεόνασμα προκύψει (εξερχόμενη μείον εισερχόμενη) θα μεταφέρεται στους επόμενους δύο μήνες, προστίθεται στην ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο αυτής της περιόδου και ο ιδιοκτήτης καταβάλλει στον πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας μόνο ένα επιπλέον τέλος για τη χρήση του δικτύου, ενώ τα ελλείμματα τιμολογούνται κανονικά στη λιανική τιμή ανά δίμηνο. Δεν υπάρχει κανένας περιορισμός στην εγχέομενη στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια. Ο τελικός απολογισμός (μέτρηση του Απριλίου-Μαΐου) του ημερολογιακού έτους θα είναι η τελική διευθέτηση. Κατά την πραγματοποίηση του ετήσιου συμψηφισμού τυχόν πλεόνασμα συμψηφίζεται με τη χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας που παραμένει στο τέλος του έτους δεν μπορεί να μεταφερθεί στο επόμενο ημερολογιακό έτος και επίσης δεν αποζημιώνεται.

Στη συνέχεια αναλύεται το πώς υπολογίζεται το επιπλέον τέλος χρήσης του δικτύου, το οποίο πρέπει να πληρώνεται ανά δίμηνο, ανεξάρτητα της ύπαρξης ή μη πλεονάσματος:

Επί της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το φωτοβολταϊκό σύστημα επιβάλλονται από τον προμηθευτή οι εκάστοτε ισχύουσες χρεώσεις που παρουσιάζονται στον πίνακα 5.2. Ο παραγωγός-καταναλωτής καταβάλλει ετήσιο τέλος στον προμηθευτή του ίσο με 37,02€ (ποσό που αντιστοιχεί στην εκτιμώμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια 1610kWh/kWp) ανά εγκατεστημένο kWp του φωτοβολταϊκού του συστήματος. Επιπλέον, επιβάλλεται χρέωση Υπηρεσιών Δημόσιας Ωφέλειας (ΥΔΩ) με βάση το συντελεστή τέλους 0,00136€/kWh και χρέωση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με βάση το συντελεστή τέλους 0,005€/kWh. Οι συνολικές ετήσιες χρεώσεις (47,26€ ανά kWp) καταβάλλονται από τον παραγωγό-καταναλωτή σε έξι ισόποσες δόσεις και περιλαμβάνονται στο διμηνιαίο τιμολόγιο κατανάλωσης του προμηθευτή. Οπότε, ο πελάτης-παραγωγός οφείλει να πληρώνει, για ένα φωτοβολταϊκό των 3kWp, 27,36€ (με ΦΠΑ) ανά περίοδο χρέωσης (δίμηνο) [86].

Ακολουθεί ο πίνακας με την ανάλυση των χρεώσεων:

ΧΡΕΩΣΗ Ή ΠΙΣΤΩΣΗ	ΧΩΡΙΣ ΦΠΑ (€/kWp)	ΜΕ ΦΠΑ (19%) (€/kWp)
Δαπάνες λειτουργίας του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς	1,48	1,76
Επικουρικές Υπηρεσίες	3,50	4,17
Ετεροχρονισμός μεταξύ Παραγωγής Φωτοβολταϊκού Συστήματος και της Ζήτησης της Οικίας	13,81	16,43
Τήρηση Μακροχρόνιας Εφεδρείας	1,53	1,82
Δίκτυο Μεταφοράς	3,98	4,74
Δίκτυο Διανομής Μέσης Τάσης	12,31	14,65
Δίκτυο Διανομής Χαμηλής Τάσης	20,41	24,29
Μείωση στις θερμικές Απώλειες στα Δίκτυα	-20,00	-23,80
ΣΥΝΟΛΟ (ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ)	37,02	44,06
Υπηρεσίες Δημόσιας Ωφέλειας	2,19	2,61
Πράσινος Φόρος	8,05	8,05
ΣΥΝΟΛΟ	47,26	54,72

Πίνακας 5.2: Ανάλυση των χρεώσεων που συνιστούν το τέλος χρήσης του δικτύου για net metering ετησίως ([93]).

Το κόστος της εγκατάστασης του συστήματος, συμπεριλαμβανομένου και του κόστους αγοράς και της τοποθέτησης του μετρητή, αναλαμβάνεται εξ' ολοκλήρου από τους δικαιούχους. Εξάιρεση αποτελούν δικαιούχοι που λαμβάνουν χορηγία πάνω στο κόστος εγκατάστασης του συστήματος.

Συνοψίζοντας τα παραπάνω ο αμφίδρομος μετρητής που εγκαθίσταται μετράει την εισερχόμενη και την εξερχόμενη ενέργεια και υπολογίζεται ανά δίμηνο η συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (εισερχόμενη-εξερχόμενη). Εάν η συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι θετική, τότε ο πελάτης-παραγωγός πληρώνει το καθαρό ποσό στη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας και το τέλος χρήσης του δικτύου. Σε αντίθετη περίπτωση, ο πελάτης-παραγωγός δεν πληρώνει τίποτα για την ενέργεια (παρά μόνο το τέλος χρήσης του δικτύου) και το πλεόνασμα που προκύπτει μεταφέρεται ως πίστωση REC στο επόμενο δίμηνο. Οι φόροι και το ΦΠΑ χρεώνονται στην καθαρή ηλεκτρική ενέργεια (όταν είναι θετική) και στο επιπλέον τέλος χρήσης του δικτύου.

5.5.5 Αρμόδια αρχή

Η ΡΑΕΚ είναι υπεύθυνη για την επιθεώρηση και την έγκριση όλων των αιτήσεων. Η ΑΗΚ, υπό την ιδιότητα του διαχειριστή του συστήματος διανομής, αναλαμβάνει να εγκαταστήσει το σύστημα του συμψηφισμού. Ο μετρητής αυτός θα αντικαταστήσει τον υφιστάμενο μετρητή (μετρητή εισερχόμενης ενέργειας), που καταγράφει την ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται κανονικά από την ΑΗΚ. Ο νέος μετρητής θα εγκατασταθεί στην θέση του υφιστάμενου μετρητή που θα αφαιρεθεί ή σε νέα θέση που θα εγκριθεί από το διαχειριστή του συστήματος διανομής. Ο νέος μετρητής συμψηφισμού θα είναι μετρητής αμφίδρομης μέτρησης με δυνατότητα δύο ενδείξεων, μία ένδειξη για την εισαγόμενη ενέργεια από το δίκτυο προς την οικία ή το κτίριο τοπικής αρχής και μία ένδειξη για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από το φωτοβολταϊκό σύστημα που εγχέεται στο δίκτυο. Η διαφορά μεταξύ των δύο ενδείξεων αντιστοιχεί με τη μέτρηση του συμψηφισμού.

5.5.6 Παράδειγμα εφαρμογής του net metering στην Κύπρο

Ακολουθεί ένα απλό παράδειγμα για να κατανοήσουμε πως λειτουργεί ο μηχανισμός του net metering στην Κύπρο. Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η μέση κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μιας κυπριακής οικογένειας σε διμηνιαία βάση [101].

Διμήνια	Κατανάλωση Οικίας kWh	Φωτοβολταϊκό Σύστημα 3kWp					Λογαριασμός	Λογαριασμός
		Παραγωγή kWh	Απόθεμα kWh	Μεταφερόμενες kWh	Εξοικονόμηση kWh	Τέλη Δικτύου €	ΑΗΚ πριν τα Φ/Β€	ΑΗΚ μετά τα Φ/Β€
Γεν-Φεβ	960	612	0	0	612	28	240	115
Μαρ-Απρ	700	864	0	164	700	28	175	28
Μαι-Ιουν	780	968	164	352	780	28	195	28
Ιουλ-Αυγ	1200	949	352	101	1200	28	300	28
Σεπ-Οκτ	760	829	101	170	760	28	190	28
Νοε-Δεκ	755	565	170	0	735	28	189	33
Μέσος Όρος:	859	798	131	131	798	28	215	43
Σύνολο:	5155	4787	787	787	4787	168	1289	260
Συνολική ετήσια εξοικονόμηση λόγω Φ/Β: €1289 - €260 = €1029								

Πίνακας 5.3: Προφίλ κατανάλωσης και παραγωγής μιας οικογένειας ([101]).

Το δίμηνο Ιανουαρίου–Φεβρουαρίου η οικία κατανάλωσε 960kWh, οι οποίες αντιστοιχούν σε λογαριασμό της ΑΗΚ περίπου 240€ (με τιμή λιανικής 0,25€/kWh). Την ίδια περίοδο το φωτοβολταϊκό των 3kWp παρήγαγε περίπου 612kWh. Συνεπώς, ο ιδιοκτήτης οφείλει να πληρώσει μόνο τις 348kWh (960kWh–612kWh), οι οποίες αντιστοιχούν σε 87€ συν τα τέλη δικτύου που ανέρχονται σε 28€ το δίμηνο. Δηλαδή, ο ιδιοκτήτης οφείλει να πληρώσει 115€ αντί για 240€ και θα έχει κέρδος 125€ για το δίμηνο Ιανουαρίου-Φεβρουαρίου.

Εάν η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μεγαλύτερη από την καταναλωμένη, οι κλινοβατώρες μεταφέρονται στους επόμενους δύο μήνες ως απόθεμα και εκκαθαρίζονται στο τέλος του ημερολογιακού έτους. Συνολικά η οικία καταναλώνει περίπου 5155kWh ετησίως και το φ/β σύστημα παράγει περίπου 4787kWh ετησίως. Δηλαδή ο ιδιοκτήτης θα πληρώσει συνολικά μόνο 260€ αντί για 1289€ και θα έχει κέρδος 1029€.

Συνολικά η όλη εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος 3kWp στοιχίζει περίπου 4500€–5500€ με το ΦΠΑ. Επιπλέον, με την έγκριση της αίτησης ο ιδιοκτήτης είναι υποχρεωμένος να καταβάλει στην ΑΗΚ το ποσό των 250€+ΦΠΑ (αντικατοπτρίζει το κόστος διαχείρισης της αίτησης, το κόστος του μετρητή, του ελέγχου και της σύνδεσης της εγκατάστασης). Το φωτοβολταϊκό σύστημα εξοικονομεί περίπου 1029€ τον χρόνο για την διάρκεια ζωής των φωτοβολταϊκών πλαισίων που είναι 20–25 χρόνια. Συνεπώς, η απόσβεση του φωτοβολταϊκού συστήματος γίνεται περίπου στα 6 χρόνια (5750€/1029€) και στα 20 χρόνια η συνολική εξοικονόμηση ανέρχεται στις 16000€–18000€.

5.6 Ιταλία

5.6.1 Εξελίξεις του net metering

Η Ιταλία έχει επιλέξει κυρίως το σύστημα FiT για την ανάπτυξη της φωτοβολταϊκής αγοράς. Το «Scambio Sul Posto» είναι ένα εναλλακτικό σύστημα υποστήριξης που ευνοεί την ιδιοκατανάλωση μέσω μιας οικονομικής αποζημίωσης της φωτοβολταϊκής παραγωγής και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Με το «Scambio Sul Posto» χρησιμοποιείται ένα σύστημα FiT για το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που δεν καταναλώνεται τοπικά και διοχετεύεται στο δίκτυο, μέσω του οποίου αποδίδονται διαφορετικές τιμές στην

καταναλισκόμενη και παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Ο μηχανισμός αυτός παρέχει στους ιδιοκτήτες των συστημάτων ΑΠΕ «πιστώσεις» (όταν η περίσσεια ενέργεια που παράγουν τροφοδοτείται στο δίκτυο), ώστε να τις χρησιμοποιήσουν στους λογαριασμούς ενέργειας.

Η Ιταλία είναι η πρώτη χώρα που έφτασε την ισοτιμία του δικτύου για φωτοβολταϊκά μεγάλης κλίμακας το 2013. Από την άποψη της εξέλιξης της αγοράς η Ιταλία κατείχε το παγκόσμιο ρεκόρ, αφού το 2011 παραχωρήθηκε σε 9,3GW φωτοβολταϊκών επισήμως η πρόσβαση στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό το υψηλό επίπεδο επιτεύχθηκε κυρίως λόγω της πτώσης της τιμής των φωτοβολταϊκών συστημάτων, που συνοδευόταν από την εφαρμογή του «Scambio Sul Posto».

Μέχρι το 2008 το ιταλικό σύστημα net metering βασιζόταν σε φυσική αποζημίωση (όπως τα συστήματα net metering των υπόλοιπων χωρών που περιγράψαμε), ενώ από το 2009 μετατράπηκε στο «Scambio Sul Posto (SSP)» δηλαδή σε οικονομική αποζημίωση (net billing) [58]. Με αυτό το σύστημα δεν υπάρχει καμία άμεση αμοιβή για το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο, αλλά πραγματοποιείται ανταλλαγή της αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας που λαμβάνεται από το δίκτυο και αυτής που εγχέεται σε αυτό.

Το Δεκέμβριο του 2013 τροποποιήθηκε το net metering και το νέο σύστημα που τέθηκε σε ισχύ την 1η Ιανουαρίου του 2013 περιορίζεται σε ανανεώσιμα συστήματα που δεν είναι μεγαλύτερα από 200kW. Σύμφωνα με την Αρχή Ενέργειας και Αερίου (AEEG), αν υπάρχει μια φωτοβολταϊκή εγκατάσταση με ισχύ μεγαλύτερη από 20kW και ήδη λαμβάνει κάποια κίνητρα, τότε δεν θα λαμβάνει πλέον τη συνολική έκπτωση του κόστους των υπηρεσιών για την ηλεκτρική ενέργεια που ανταλλάσσεται σύμφωνα με τη σύμβαση του net metering [56]. Αυτό είχε ως συνέπεια να περιοριστεί το οικονομικό όφελος στους λογαριασμούς ηλεκτρικού ρεύματος των καταναλωτών, έτσι μειώθηκε σε υψηλό ποσοστό η κερδοφορία των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Επίσης, επεκτάθηκε ο μηχανισμός που επιτρέπει τη μείωση κατά 50% του κόστους της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης και μπορούσε να συνδυαστεί με το net metering, σύμφωνα με τον οποίο το κόστος του φωτοβολταϊκού ανακτάται μέσω φορολογικών ελαφρύνσεων για 10 χρόνια στον IRPEF (φόρος εισοδήματος) και έχει ανώτατο όριο τα 96000€ ανά μονάδα [59]. Μετά τις 31 Δεκεμβρίου του 2014 θα μειωθεί σταδιακά στο 36%.

5.6.2 Ισχύον σύστημα net metering («Scambio Sul Posto»)

Η αρχή του SSP δεν στηρίζεται σε άμεσες πληρωμές αλλά στο συμψηφισμό της ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο και αυτής που λαμβάνεται από αυτό, χωρίς να υπάρχει κάποιος περιορισμός στην ποσότητα της εγχεόμενης στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Το Scambio Sul Posto διαφέρει από το παραδοσιακό net metering, καθώς ο χειριστής της εγκατάστασης πληρώνει κανονικά στη λιανική τιμή (το 2014 ήταν 0,2446€/kWh) τον προμηθευτή (διανομέα) για όλη την ηλεκτρική ενέργεια που λαμβάνεται από το δίκτυο μηνιαίως, ενώ η GSE (διαχειριστής των υπηρεσιών ενέργειας) παρεμβαίνει εκ των υστέρων για την επιστροφή μέρους των λογαριασμών που καταβάλλονται στην επιχείρηση ηλεκτρισμού, δίνοντας πιστώσεις για την ηλεκτρική ενέργεια που τροφοδοτείται στο δίκτυο σε κάποιες συγκεκριμένες περιόδους του έτους.

Όταν η εγκατάσταση παράγει ενέργεια, εν μέρει αυτή αυτοκαταναλώνεται άμεσα και ένα μέρος της τροφοδοτείται στο δίκτυο. Εάν η εγκατάσταση δεν παράγει ενέργεια ο πελάτης-παραγωγός λαμβάνει από το δίκτυο την ενέργεια που χρειάζεται και αυτό περιλαμβάνεται

στο λογαριασμό. Το net metering αποζημιώνει την ενέργεια που προέρχεται από το δίκτυο και το λογαριασμό, σύμφωνα με την ενέργεια που διοχετεύεται στο δίκτυο.

Αρμόδια αρχή: Η GSE είναι η αρμόδια αρχή, έχει το ρόλο της διαχείρισης του net metering και της καταβολής της σχετικής αποζημίωσης, που καλύπτει μέρος των εξόδων που επιβαρύνουν τον πελάτη για τη λήψη ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο. Ανά εξάμηνο επιχορηγεί το διαχειριστή της ανανεώσιμης εγκατάστασης με τη συνεισφορά (επιδότηση) του SSP και επιστρέφοντας έξοδα σχετικά με τη χρήση του δικτύου, όσον αφορά την εγχεόμενη στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια. Επιπλέον, είναι υπεύθυνη για τη παροχή σε τακτική βάση του επιπέδου του κόστους των υπηρεσιών.

Ο ρόλος της GSE είναι [58]:

- να λαμβάνει πληροφορίες από τους διανομείς και το διαχειριστή του δικτύου για την ενέργεια που τροφοδοτείται και αποσύρεται όσον αφορά τις kWh,
- να υπολογίζει το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (COE: Cost Of Electricity) που καταβάλλεται στον διανομέα μείον τις δαπάνες που σχετίζονται με τις υπηρεσίες του δικτύου,
- να υπολογίζει την αξία της ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο (VOE: Value Of Electricity fed in) με ωριαίες τιμές.

Κύκλος συμψηφισμού: Ο οικονομικός συμψηφισμός των μετρήσεων της ενέργειας που λαμβάνεται από το δίκτυο και αυτής που εγχέεται σε αυτό γίνεται στο τέλος κάθε έτους. Εάν η αξία (VOE) της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται ετησίως στο δίκτυο είναι μεγαλύτερη από το κόστος της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας (COE) που λαμβάνεται ετησίως από αυτό, τότε η GSE αναγνωρίζει μία οικονομική πίστωση ίση με τη διαφορά τους που μπορεί να [58]:

- χρησιμοποιηθεί για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε απεριόριστο χρονικό διάστημα, δηλαδή να μεταφέρεται στα επόμενα έτη, ή
- πληρώνεται ετησίως στον πελάτη-παραγωγό, χρήστη του SSP.

Τέλος χρήσης του δικτύου: Οι διαχειριστές των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας υποχρεούνται να καταβάλλουν ένα ετήσιο τέλος ανά σημείο σύνδεσης για την κάλυψη των διοικητικών εξόδων εκμετάλλευσης του ηλεκτρικού δικτύου: 15€ για εγκαταστάσεις με ισχύ κάτω των 3kW, 30€ για μονάδες με ισχύ μεταξύ 3 και 20kW και 45€ για εγκαταστάσεις με ισχύ άνω των 20kW [71].

Τύπος υπολογισμού της αποζημίωσης του net metering:

Η επιδότηση για την ανταλλαγμένη ενέργεια (C_s) εγγυάται την οικονομική αποζημίωση της ενέργειας που λήφθηκε και πληρώθηκε στον πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας, σε σχέση με την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο και αυτής που λαμβάνεται από αυτό. Η συνεισφορά αυτή θα εκφράζεται σε ευρώ, και καταβάλλεται από τη GSE ανά εξάμηνο με ετήσιες προσαρμογές. Η μορφή της αμοιβής αυτής δεν είναι μόνο «πώληση» της ενέργειας, αλλά είναι «πώληση» και των περισσότερων από των καταβληθέντων υπηρεσιών του δικτύου, ενώ οι φόροι δεν επιστρέφονται.

Ο τύπος για τον υπολογισμό της επιδότησης για την ανταλλαγμένη ενέργεια, για συστήματα κάτω των 20kW, είναι ο εξής [59]:

$$C_s = \min [COE; VOE] + C_{Usf} * E_s ,$$

όπου:

- **C_s**: η συνεισφορά του net metering για την αντιστάθμιση της ενέργειας που ανταλλάσσεται.
- **COE**: το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή η αξία της ηλεκτρικής ενέργειας που λαμβάνεται από το δίκτυο και πληρώνεται από τον καταναλωτή στον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας. Υπολογίζεται από τον πολλαπλασιασμό των kWh που λαμβάνονται από το δίκτυο και της ενιαίας εθνικής τιμής.
- **VOE**: η οικονομική αξία της ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο. Υπολογίζεται από τον πολλαπλασιασμό των kWh που εγχέονται στο δίκτυο με τις ωριαίες τιμές (τιμή αγοράς της ενέργειας της προηγούμενης ημέρας). Κάθε μέρα σε πραγματικό χρόνο, οι τιμές για την αγορά και την πώληση ενέργειας κυμαίνονται ανάλογα με τη δυναμική της αγοράς.
- **CU_{sf}**: μια αξία που εκφράζεται σε λεπτά του ευρώ ανά kWh και υπολογίζεται από τη GSE. Πιο αναλυτικά, η τιμή περιλαμβάνει τις τιμές μεταφοράς, διανομής, και κάποιες επιβαρύνσεις που συνήθως επιβάλλονται στο λογαριασμό, σε ισχύ εντός του τρέχοντος μηνός.
- **Es**: τεχνικά είναι ισοδύναμο με το ελάχιστο μεταξύ των kWh που εγχύθηκαν στο δίκτυο και αυτών που λήφθηκαν από αυτό, συνολικά κατά τη διάρκεια του έτους.

Επιπλέον, εάν στο τέλος του έτους η αξία της συνολικής έγχυσης ενέργειας στο δίκτυο (VOE) είναι μεγαλύτερη από ότι η συνολική αξία της ενέργειας που λαμβάνεται από αυτό (COE), τότε υπάρχει πλεόνασμα της ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο και είναι ίσο με τη διαφορά (VOE-COE). Το αντάλλαγμα για το πλεόνασμα είναι επιπλέον από το C_s. Αν λοιπόν υπάρχουν πλεονάσματα, ο πελάτης-παραγωγός μπορεί να ζητήσει στο τέλος του έτους τη ρευστοποίηση τους σε ευρώ. Αυτό το πλεόνασμα kWh θα αποζημιώνεται στην τιμή αγοράς της ενέργειας και υπόκειται σε φόρους, επειδή είναι ισοδύναμο με μια «πώληση ενέργειας». Αλλά εναλλακτικά μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως «πίστωση» στο επόμενο έτος για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (χωρίς φορολογία) .

Επιλέξιμες τεχνολογίες: Όλοι οι σταθμοί από 20kW έως 200kW είναι επιλέξιμοι, ανεξάρτητα από την τεχνολογία που χρησιμοποιείται. Επιπλέον, τα συστήματα ΑΠΕ που παράγουν μέχρι και 20kW είναι επιλέξιμα, εάν τους ανατέθηκε το net metering πριν από τις 31 Δεκεμβρίου 2007. Από την 1η Ιανουαρίου 2009, το Scambio Sul Posto ισχύει και για ΣΗΘ σταθμούς με ισχύ έως 200kW. Οι υβριδικοί σταθμοί είναι επίσης επιλέξιμοι, σε περίπτωση που η μη ανανεώσιμη παραγωγή τους είναι κάτω από 5%. Για την εφαρμογή του Scambio Sul Posto, η ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να εγχέεται και να λαμβάνεται από το δίκτυο στο ίδιο σημείο σύνδεσης. Επίσης, επιτρέπεται σε δήμους με λιγότερους από 20000 κατοίκους να χρησιμοποιούν το net metering, χωρίς να είναι υποχρεωμένοι να χρησιμοποιούν το ίδιο σημείο σύνδεσης έγχυσης και λήψης της ηλεκτρικής ενέργειας [71].

Το ιταλικό κοινοβούλιο τον Αύγουστο του 2014 αποφάσισε την επέκταση του νόμου του net metering, έτσι ώστε να καλύπτει μεγαλύτερο αριθμό φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων και να ενισχύσει το εμπορικό τομέα των φωτοβολταϊκών στις στέγες. Το ανώτατο όριο για συστήματα net metering έχει αυξηθεί από τα 200kW στα 500kW ανά εγκατάσταση και θα ισχύει για τα συστήματα που τέθηκαν σε ισχύ από την 1η Ιανουαρίου του 2015.

5.6.3 Τυπικό παράδειγμα εφαρμογής του net metering

Για τους σκοπούς του παραδείγματος θεωρούμε ότι έχουμε μια οικία με ένα εγκατεστημένο φωτοβολταϊκό σύστημα 10kW, με το εξής ετήσιο προφίλ παραγωγής/κατανάλωσης [59]:

- ενέργεια που παράγεται από το φωτοβολταϊκό:12000kWh
- κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας:7000kWh
- ενέργεια που αυτοκαταναλώνεται άμεσα:4000kWh
- ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο:8000kWh (12000kWh-4000kWh)
- ενέργεια που λαμβάνεται από το δίκτυο:3000kWh (7000kWh-4000kWh)

Υπολογισμός της συνεισφοράς (C_s) του SSP:

Υποθέτουμε ότι η ενιαία εθνική τιμή της ενέργειας είναι περίπου 0,08€/kWh (καθαρή τιμή, δεν περιλαμβάνει φόρους, ΦΠΑ, εισφορές και τις υπηρεσίες του δικτύου), η τιμή αγοράς ενέργειας της προηγούμενης ημέρας είναι 0,07€/kWh και ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για τις υπηρεσίες του δικτύου είναι 0,06€/kWh (υπηρεσίες μεταφοράς, διανομής και κάποιες άλλες επιβαρύνσεις, χωρίς ΦΠΑ, φόρους, εισφορές).

Οπότε, υπολογίζεται:

$$C_s = \min[3000 * 0,08; 8000 * 0,07] + 0,06 * 3000 = \min[240; 560] + 180 = 240 + 180 = 420\text{€}$$

Άρα, η συνεισφορά θα είναι περίπου 420€ ετησίως και υπενθυμίζεται ότι η συνεισφορά δεν πληρώνει φόρους που καταβλήθηκαν στο λογαριασμό, που είναι περίπου το 34% του λογαριασμού. Η συνεισφορά δεν φορολογείται αφού δεν θεωρείται ως «πρόσθετο εισόδημα» και δεν πληρώνει ούτε φόρους (φόρος εισοδήματος I_{pref}), ούτε ΦΠΑ.

Υπολογισμός του πλεονάσματος:

Σε αυτό το παράδειγμα η οικονομική αξία των εγχύσεων στο δίκτυο (VOE) είναι μεγαλύτερη από την οικονομική αξία των αποσύρσεων από το δίκτυο (COE), αφού:

$$VOE = 8000kWh * 0,07 \frac{\text{€}}{kWh} = 560\text{€} \text{ και } COE = 3000kWh * 0,08 \frac{\text{€}}{kWh} = 240\text{€}.$$

Για αυτό το λόγο ο κάτοχος της φωτοβολταϊκής μονάδας θα ωφεληθεί, όχι μόνο από τη συνεισφορά της ανταλλαγμένης ενέργειας, αλλά και για το πλεόνασμα αυτό. Αντιθέτως, αν δεν υπήρχε πλεόνασμα ο πελάτης-παραγωγός δεν πληρώνει τίποτα, αφού τα έχει ήδη πληρώσει στους λογαριασμούς κατά τη διάρκεια του έτους.

Η οικονομική αξία αυτού του πλεονάσματος είναι η διαφορά μεταξύ του VOE και του COE, άρα:

$$VOE - COE = 320\text{€}.$$

Εάν ο κάτοχος της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης θέλει διακανονισμό σε μετρητά, τότε αυτό το ποσό θα υπόκειται σε φορολογία (όπως ο φόρος I_{pref} «άλλου εισοδήματος», δεν απαιτείται ΦΠΑ για τις μικρές εγκαταστάσεις). Διαφορετικά αυτά τα 320€ θα τοποθετηθούν επί πιστώσει στη συνεισφορά (C_s) του επόμενου έτους (χωρίς φορολογία και ΦΠΑ).

Συμπέρασμα: Τελικά, ο κάτοχος του φωτοβολταϊκού των 10kW που χρησιμοποιεί το net metering με ένα ποσοστό αυτοκατανάλωσης του 33%, εξοικονομεί περίπου 978,4€

(0,2446€/kWh*4000kWh) το χρόνο (λόγω ιδιοκατανάλωσης) και λαμβάνει ένα εισόδημα (αποζημίωση) περίπου των 740€ (240€+320€, χωρίς φορολογία) ετησίως για τη συνεισφορά του net metering και το πλεόνασμα που εγχέεται στο δίκτυο. Άρα, το πραγματικό κέρδος για το χρήστη είναι περίπου 1740€ ανά έτος. Χωρίς το φωτοβολταϊκό ο πελάτης θα πλήρωνε ετησίως στο λογαριασμό για την ηλεκτρική ενέργεια 1712,2€ (0,2446 €/kWh*7000kWh), ενώ με το φωτοβολταϊκό πληρώνει 733,8€ (0,2446€/kWh*3000kWh).

5.7 Πιλοτικές εγκαταστάσεις σε χώρες της Μεσογείου

Το έργο «Promotion of PV energy through net metering optimization» συγχρηματοδοτείται από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης μέσω του προγράμματος διακρατικής συνεργασίας MED. Η κοινοπραξία αποτελείται από επτά οργανώσεις: ερευνητικούς οργανισμούς, μη κυβερνητικές οργανώσεις, ακαδημαϊκά ιδρύματα, αρχές ενέργειας από έξι χώρες: Κύπρος, Ισπανία, Ελλάδα, Σλοβενία, Πορτογαλία και Γαλλία. Ο στόχος του έργου είναι να οδηγήσει την ενεργειακή πολιτική στην περιοχή της Μεσογείου που θα δρα για την προστασία του περιβάλλοντος και ταυτόχρονα την προώθηση της αιφόρου ανάπτυξης της περιοχής. Αυτό θα επιτευχθεί με την προώθηση της χρήση της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης. Το έργο ξεκίνησε την 1η Μαρτίου του 2013 και αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός 28 μηνών.

Στη Σλοβενία, την Πορτογαλία και την Κύπρο εγκαταστάθηκαν πιλοτικές εγκαταστάσεις. Συγκεκριμένες περιοχές επιλέχθηκαν προσεκτικά από ένα αντιπροσωπευτικό δείγμα καταναλωτών έτσι ώστε να συμμετέχουν στις πιλοτικές δραστηριότητες του έργου PV NET, που περιλαμβάνει διάφορους ελέγχους για την εφαρμογή του net metering. Τα επιλεγμένα νοικοκυριά θα παρέχουν δεδομένα , μέσω ενός κατάλληλου έξυπνου μετρητή που θα έχει εγκατασταθεί στο χώρο. Στόχος του προγράμματος είναι η παρακολούθηση των πραγματικών δεδομένων κατανάλωσης και παραγωγής στις διάφορες περιοχές και η ανάλυση τους έτσι ώστε να χρησιμοποιηθούν για τον έλεγχο, την επιβεβαίωση και τη βελτιστοποίηση της λύσης του συμψηφισμού. Οδηγώντας έτσι στην ανάπτυξη ενός μοντέλου τιμολόγησης για το net metering και στη βελτιστοποίηση του, που θα βασίζεται στις τοπικές συνθήκες κάθε χώρας και στις πολιτικές συστάσεις για την οικονομικά αποδοτική διεύθυνση της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας στην περιοχή της Μεσογείου και τη βέλτιστη σχέση κόστους-οφέλους. Επιπλέον, μέσω του προγράμματος αυτού επιδιώκεται η διάδοση του net metering και η ευαισθητοποίηση και η εκπαίδευση των καταναλωτών.

Το σχέδιο εργασιών του προγράμματος είναι:(i)προσεκτική επιλογή των πιλοτικών τοποθεσιών και των μετεωρολογικών σταθμών, (ii)αγορά του απαραίτητου εξοπλισμού (iii)εγκατάσταση μετεωρολογικών αισθητήρων και έξυπνων μετρητών (iv)εγκατάσταση του κεντρικού υπολογιστή και του λογισμικού των βάσεων δεδομένων (v)δεδομένα (κατανάλωση, παραγωγή, καθαρή ενέργεια, και περιβαλλοντικά δεδομένα) που αποκτήθηκαν από τις επιλεγμένες πιλοτικές τοποθεσίες και αποθήκευση αυτών (vi) ανάλυση των δεδομένων και επικύρωση/βελτιστοποίηση της λύσης του net metering [72].

Στη **Σλοβενία** το πρόγραμμα πραγματοποιήθηκε σε συνεργασία με το πανεπιστήμιο του Μάρμπορ, την Electro Celge d.o.o. (διαχειριστής του συστήματος διανομής), την Electro Maribor d.o.o. (διαχειριστής του συστήματος διανομής) και την εταιρεία Enertec d.o.o. Οι περιοχές, που επιλέχθηκαν ήταν οι εξής:

ΠΕΡΙΟΧΕΣ	ΕΙΔΟΣ ΚΤΗΡΙΩΝ	ΤΥΠΟΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ-ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ	ΟΡΙΟ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	ΑΙΧΜΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	ΕΙΔΟΣ ΠΕΡΙΟΧΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ	ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ
Maribor	οικιακό και αγροτικό	3Φ-35kW	3*50 A	50,0 kW	Αστική	67 MWh	53 MWh
Moravske Toplice	οικιακό (αγροικία)	3Φ-17kW	3*25 A	20,3 kW	αγροτική	4 MWh	21 MWh
Maribor	οικιακό/εμπορικό	3Φ-14kW	3*20 A	8,5 kW	Αστική	6 MWh	9 MWh
Dobova	οικιακό και αγροτικό	3Φ-24kW	3*20 A	14,0 kW	αγροτική	36 MWh	17 MWh
Pristava pri Mestinju	Οικιακό	3Φ-24kW	3*35 A	44,0 kW	αγροτική	3 MWh	40 MWh
Rogaska Slatina	οικιακό και αγροτικό	3Φ-35kW	3*50 A	34,0 kW	αγροτική	39 MWh	40 MWh

Πίνακας 5.4: Επιλεγμένες περιοχές της Σλοβενίας για πιλοτική εφαρμογή του net metering ([95]).

Στη **Πορτογαλία** οι πιλοτικές εγκαταστάσεις εφαρμόστηκαν στην Αλγκάρβε, σε συνεργασία του προγράμματος με την αρχή ενέργειας της Αλγκάρβε (AREAL), την ηλεκτρική αρχή της Πορτογαλίας (EDP) για το θέμα της ενέργειας και μια ιδιωτική εταιρεία (ISA) για το θέμα του περιβάλλοντος. Η πιλοτική δραστηριότητα εφαρμόστηκε σε έξι διαφορετικές θέσεις, πέντε οικιακές και ένα δημοτικό κτήριο, τρεις σε αστικές περιοχές και τρεις σε αγροτικές, τέσσερις σε παράκτιες και δύο σε ορεινές περιοχές.

Η Πορτογαλία είχε φτάσει το 2013 σε συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ των 210MW και έχει ως στόχο για το 2020 τα 670MW. Το τιμολόγιο Feed-in-Tariff (FiT) δεν μπορούσε να προωθήσει περαιτέρω τα φωτοβολταϊκά συστήματα της χώρας και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου είναι υψηλότερη από της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Οπότε, η Πορτογαλία είχε κίνητρα για την εφαρμογή ενός νέου συστήματος τιμολόγησης και να συνδυάσει τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με την ενεργειακή αποδοτικότητα.

Η **Κύπρος** έχει το υψηλότερο ηλιακό δυναμικό στην Ευρώπη και λόγω της μεγάλης διαφοράς του κόστους για την παραγωγή ηλεκτρισμού από φωτοβολταϊκό και δίκτυο (φωτοβολταϊκό: 0,14€/kWh, ενώ δίκτυο: >0,20€/kWh) παρουσιάζεται ως ο ιδανικός χώρος για την ανάπτυξη του net metering. Στην Κύπρο υπήρξε συνεργασία μεταξύ του προγράμματος και του πανεπιστημίου της Κύπρου, της Αρχής Ηλεκτρισμού της Κύπρου (ΑΗΚ) και της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας της Κύπρου (ΡΑΕΚ). Επιλέχθηκαν επτά περιοχές, στις οποίες εγκαταστάθηκαν δύο έξυπνοι μετρητές (ένας για την εισαγόμενη-εξαγόμενη ενέργεια και ένας για την παραγωγή της φωτοβολταϊκής ενέργειας).

Η συλλογή των δεδομένων πραγματοποιήθηκε με τον ακόλουθο τρόπο:



Σχήμα 5.4: Συλλογή δεδομένων από τις πιλοτικές εγκαταστάσεις net metering της Κύπρου ([89]).

Την Παρασκευή 8 Φεβρουαρίου 2013 εγκαταστάθηκε ο πρώτος έξυπνος μετρητής (PCR421 Series SINGLE PHASE SMART ELECTRICITY METER), που επιτρέπει το συμψηφισμό της κατανάλωσης με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά, σε κατοικία χαμηλού ετήσιου εισοδήματος στη Λάρνακα. Η πιλοτική αυτή εφαρμογή υλοποιήθηκε στα πλαίσια του έργου ELIH-MED, «Energy Efficiency in Low income Housing in the Mediterranean». Το έργο ELIH-MED στο σύνολο του, στοχεύει στον εντοπισμό και την υλοποίηση πρακτικών, τεχνικών λύσεων και καινοτόμων μηχανισμών χρηματοδότησης για την ανάπτυξη επεμβάσεων με στόχο την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης σε νοικοκυριά με χαμηλό ετήσιο εισόδημα. Στην Κύπρο προγραμματίστηκε να πραγματοποιηθούν επεμβάσεις αύξησης της ενεργειακής απόδοσης σε 25 νοικοκυριά με χαμηλό ετήσιο εισόδημα (Αύγουστος 2013) και να εγκατασταθούν στο σύνολο τους 25 έξυπνοι μετρητές από την ΑΗΚ. Σε 10 από τις 25 κατοικίες έχουν επίσης εγκατασταθεί φωτοβολταϊκά συστήματα δυναμικότητας μέχρι 3kW [87].

Τα πρώτα αποτελέσματα της πιλοτικής εφαρμογής του net metering, σε δύο κατοικίες χαμηλού οικογενειακού εισοδήματος στην Κύπρο, ήταν πολύ ενθαρρυντικά. Συγκεκριμένα, είχαν εγκατασταθεί σε μια κατοικία στη Λάρνακα (εξαμελή οικογένεια) και μία στο Παραλίμνι (πενταμελή οικογένεια) φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος 3kW και έξυπνος μετρητής από την ΑΗΚ. Αναλυτικότερα [87]:

- στην κατοικία στο Παραλίμνι (πενταμελής οικογένεια) η συμψηφισμένη κατανάλωση για την περίοδο Απρίλιος-Μάιος 2013 ήταν 4kWh, ενώ η αντίστοιχη κατανάλωση της περσινής περιόδου ήταν 840kWh. Το ποσό του υπό αναφορά λογαριασμού ήταν μόλις 3,55€.
- στην κατοικία στη Λάρνακα (εξαμελής οικογένεια) η συμψηφισμένη κατανάλωση για την περίοδο Μάρτιος-Απρίλιος 2013 ήταν 36kWh ενώ η αντίστοιχη κατανάλωση της περσινής περιόδου ήταν 1836kWh. Το ποσό του υπό αναφορά λογαριασμού ήταν μόλις 11,64€.

Τα ενθαρρυντικά αυτά αποτελέσματα στήριζαν τους στόχους της εφαρμογής του συστήματος net metering, που είναι η μείωση του κόστους ηλεκτρισμού για τα νοικοκυριά, η εξοικονόμηση καυσίμων, η μείωση των ρύπων, καθώς και η δημιουργία νέων θέσεων

εργασίας. Η εφαρμογή του net metering και η ένταξη σταδιακά μεγαλύτερου αριθμού καταναλωτών θα συμβάλει στην αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με όλα τα θετικά συνεπακόλουθα για την οικονομία και το περιβάλλον.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

Εφαρμογή του net metering στην Ελλάδα

6.1 Εισαγωγή

Το net metering εισήχθη στην Ελλάδα για πρώτη φορά με το Νόμο 4203 (ΦΕΚ 235Α/1-11-2013) το Νοέμβριο του 2013. Σύμφωνα με το σύστημα αυτό, οι αυτοπαραγωγοί μπορούσαν να εγκαταστήσουν φωτοβολταϊκά συστήματα και μικρές ανεμογεννήτριες στις εγκαταστάσεις τους και το ποσό της ενέργειας που παράγεται να συμψηφίζεται έναντι της ενέργειας που καταναλώνεται από το δίκτυο, αλλά πιθανή περίσσεια ενέργειας σε κάθε περίοδο χρέωσης δεν αποζημιώνεται ούτε μεταφέρεται στην επόμενη περίοδο χρέωσης. Οι ρυθμίσεις αυτές τροποποιήθηκαν με το Νόμο 4254/2014 (ΦΕΚ 85Α/7-4-2014). Η ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) έθεσε σε δημόσια διαβούλευση μια συγκεκριμένη πρόταση από το ΔΕΔΔΗΕ (Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ενέργειας), που θα θεωρείται ως η κύρια πολιτική, μέχρι το τέλος του Αύγουστου του 2014. Τελικά, η αρχική νομοθεσία τροποποιήθηκε όσον αφορά το τυχόν πλεόνασμα ενέργειας. Με τον καινούριο νόμο εάν υπάρξει πλεόνασμα ενέργειας σε μια περίοδο χρέωσης ο πελάτης-παραγωγός δεν αποζημιώνεται για αυτό, όμως η περίσσεια ενέργεια μεταφέρεται στην επόμενη περίοδο χρέωσης. Ωστόσο, ο νόμος αυτός παρέμεινε ουσιαστικά ανενεργός (από τον Οκτώβριο του 2014), καθώς απαιτούνταν υπουργικές αποφάσεις σχετικά με τις ακριβείς διατάξεις για το net metering, που δεν είχαν ακόμη εκδοθεί.

Στις 30-12-2014 υπογράφηκε μια νέα υπουργική απόφαση (ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.24461 ΦΕΚ Β' 3583), οπότε από τον Ιανουάριο του 2015 το net metering είναι πλέον εφαρμόσιμο στην Ελλάδα και από 8-5-2015 ξεκίνησε η διαδικασία κατάθεσης αιτήσεων στο ΔΕΔΔΗΕ για καταναλωτές χαμηλής τάσης. Η θέσπιση αυτού του νόμου πραγματοποιήθηκε έτσι ώστε να επικεντρώσει ξανά το ενδιαφέρον των καταναλωτών στα φωτοβολταϊκά και να αναπτερωθεί η αγορά μετά τη στάσιμη κατάσταση του 2014. Έτσι, καταρτίζεται ειδικό πρόγραμμα εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων από αυτοπαραγωγούς για την κάλυψη ιδίων αναγκών τους, με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ο οποίος διενεργείται σε ετήσια βάση. Τυχόν πλεόνασμα ενέργειας στο τέλος του έτους δεν αποζημιώνεται, ούτε μεταφέρεται στο επόμενο έτος.

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

Στο κεφάλαιο αυτό θα αναλυθούν τα διάφορα χαρακτηριστικά του ελληνικού ενεργειακού συμψηφισμού, οι περιορισμοί που επιβάλλονται, ο τρόπος με τον οποίο γίνονται οι διάφορες χρεώσεις, και γενικά η νομοθεσία που θα εφαρμοστεί.

6.2 Επιτρεπόμενο μέγεθος φωτοβολταϊκού συστήματος

Ο ενεργειακός συμψηφισμός εφαρμόζεται σε όλη την Ελλάδα ως εξής:

Στο **Διασυνδεδεμένο Σύστημα** (ηπειρωτική χώρα και διασυνδεδεμένα με αυτήν νησιά):

α) Η ισχύς κάθε φ/β συστήματος μπορεί να ανέρχεται μέχρι τα 20kWp ή μέχρι το 50% της συμφωνημένης ισχύος της εγκατάστασης κατανάλωσης (σε kVA), εφόσον το τελευταίο μέγεθος υπερβαίνει τα 20kW. Σε κάθε περίπτωση το γενικό όριο σύνδεσης ισχύος παραγωγής στο δίκτυο χαμηλής τάσης είναι τα 100kWp. Ενώ, η μέγιστη αποδεκτή ισχύς μονοφασικών συστημάτων παραγωγής ανέρχεται σε 5kWp, επομένως σε εγκαταστάσεις κατανάλωσης με μονοφασική σύνδεση η ισχύς του φ/β συστήματος περιορίζεται σε 5kWp.

β) Ειδικά για νομικά πρόσωπα, δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου, που επιδιώκουν κοινωφελείς ή άλλου δημόσιου συμφέροντος σκοπούς, η ισχύς κάθε φωτοβολταϊκού συστήματος μπορεί να ανέρχεται έως και το 100% της συμφωνημένης ισχύος κατανάλωσης. Και σε αυτήν την περίπτωση το γενικό όριο σύνδεσης ισχύος παραγωγής στο δίκτυο χαμηλής τάσης περιορίζεται στα 100kWp.

γ) Σε κάθε περίπτωση η μέγιστη ισχύς ενός φ/β συστήματος που θα εγκατασταθεί δεν μπορεί να υπερβαίνει το όριο των 500kWp. Ειδικώς στην Πελοπόννησο και στο τμήμα της Εύβοιας νοτιώς του Αλιβερίου, καθώς και στα νησιά Άνδρο και Τήνο, η μέγιστη ισχύς φ/β συστήματος περιορίζεται στα 20kWp.

Στα **Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά**:

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

β) Ειδικά για νομικά πρόσωπα, δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου, που επιδιώκουν κοινωφελείς ή άλλου δημοσίου συμφέροντος σκοπούς, η ισχύς κάθε φωτοβολταϊκού συστήματος μπορεί να ανέρχεται έως και το 100% της συμφωνημένης ισχύος κατανάλωσης.

γ) Σε κάθε περίπτωση η μέγιστη ισχύς ενός φ/β συστήματος που θα εγκατασταθεί στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά δε μπορεί να υπερβαίνει το όριο των 50kWp για την Κρήτη και των 20kWp για τα λοιπά Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

6.3 Δικαιούχοι ενεργειακού συμψηφισμού

Φυσικά πρόσωπα, νομικά πρόσωπα δημοσίου και ιδιωτικού δικαίου, τα οποία είτε έχουν στην κυριότητά τους το χώρο στον οποίο θα εγκατασταθεί το φ/β σύστημα, είτε έχουν την νόμιμη χρήση αυτού και έχουν διασφαλίσει την έγγραφη συναίνεση του ιδιοκτήτη του χώρου, μπορούν να εγκαταστήσουν φωτοβολταϊκά.

Για την περίπτωση φ/β συστήματος σε κοινόχρηστο ή κοινόκτητο χώρο κτιρίου, επιτρέπεται η εγκατάσταση ενός ή περισσότερων φ/β συστημάτων, εκ των οποίων το καθένα θα αντιστοιχισθεί σε ένα μόνο μετρητή κατανάλωσης. Δικαίωμα εγκατάστασης στην

περίπτωση αυτή έχουν οι κύριοι των οριζόντιων ιδιοκτησιών ή οι έχοντες τη νόμιμη χρήση αυτών μετά από παραχώρηση της χρήσης του κοινόχρηστου ή κοινόκτητου χώρου ή μέρους αυτού από τους υπόλοιπους συνιδιοκτήτες. Για σύνδεση στην παροχή των κοινοχρήστων, οι κύριοι των οριζόντιων ιδιοκτησιών εκπροσωπούνται από το διαχειριστή. Αναγκαία προϋπόθεση είναι να υπάρχει η σύμφωνη γνώμη όλων των συνιδιοκτητών του κτιρίου.

Το πρόγραμμα αφορά σε σταθερά φωτοβολταϊκά συστήματα τα οποία εγκαθίστανται στον ίδιο ή όμορο χώρο με τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης τις οποίες τροφοδοτούν και οι οποίες συνδέονται στο δίκτυο. Τα φωτοβολταϊκά μπορεί να εγκαθίστανται επί κτιρίων ή επί εδάφους, ή άλλων κατασκευών, περιλαμβανομένων και αυτών του πρωτογενούς τομέα.

6.4 Βασικοί όροι και προϋποθέσεις

Οι βασικοί όροι και προϋποθέσεις για την εγκατάσταση φ/β 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 φ/β σύστημα αντιστοιχίζεται αποκλειστικά με ένα μετρητή κατανάλωσης, δηλαδή με τον μετρητή της εγκατάστασης κατανάλωσης την οποία τροφοδοτεί. Δεν υπάρχει περιορισμός στον αριθμό συστημάτων που μπορούν να εγκατασταθούν από το ίδιο πρόσωπο, αρκεί τα φ/β να αντιστοιχούν σε διαφορετικές εγκαταστάσεις κατανάλωσης, δηλαδή σε διαφορετικούς αριθμούς παροχής και μετρητές κατανάλωσης.
- Το φ/β σύστημα εγκαθίσταται στον ίδιο ή όμορο χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης προς την οποία αντιστοιχεί (δεν είναι επιτρεπτός ο συμψηφισμός με καταναλώσεις του ίδιου προσώπου σε άλλες θέσεις εγκατάστασης).
- 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).

6.5 Βασική παράμετρος διαστασιολόγησης ενός ΦΒ

Προκειμένου η επένδυση να είναι οικονομικά βιώσιμη για τον αυτοπαραγωγό, οφείλεται να λαμβάνεται υπόψη η ετήσια κατανάλωση της εγκατάστασης στην οποία θα συνδεθεί το φ/β. Δεδομένου ότι ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε ετήσια βάση και τυχόν πλεόνασμα ενέργειας μετά τον ετήσιο συμψηφισμό δεν αποζημιώνεται, η ετήσια παραγόμενη από το φ/β σύστημα ενέργεια δεν θα πρέπει να υπερβαίνει την συνολική ετήσια κατανάλωση. Η παραγωγή των φ/β συστημάτων λαμβάνει τιμές στο διάστημα 1200-1600kWh/kWp/έτος. Επομένως, η ισχύς του συστήματος θα πρέπει να επιλέγεται με γνώμονα τις ετήσιες ενεργειακές ανάγκες του καταναλωτή-παραγωγού.

6.6 Διαδικασία σύνδεσης στο δίκτυο ΧΤ

Καταρχάς, ο ενδιαφερόμενος υποβάλλει αίτηση σύνδεσης στην τοπική μονάδα δικτύου (Περιοχή) με την προϋπόθεση ότι έχει ήδη ενεργό παροχή χαμηλής τάσης στο όνομα του, είναι νόμιμος χρήστης τόσο του ακινήτου της εγκατάστασης κατανάλωσης όσο και του χώρου εγκατάστασης του φ/β και έχει επιλέξει τον εξοπλισμό. Ο ΔΕΔΔΗΕ αφού εξετάσει το αίτημα του, θα του απαντήσει σε ένα μήνα διατυπώνοντας εγγράφως την Προσφορά Σύνδεσης προς τον ενδιαφερόμενο, που περιλαμβάνει την περιγραφή και τη δαπάνη των έργων σύνδεσης και ισχύει για 3 μήνες από την ημερομηνία έκδοσής της. Για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η Προσφορά Σύνδεσης θα χορηγείται εφόσον υπάρχει διαθέσιμο περιθώριο φωτοβολταϊκής ισχύος στο συγκεκριμένο ηλεκτρικό σύστημα.

Στη συνέχεια ο ενδιαφερόμενος θα υποβάλλει αίτηση κατάρτισης της Σύμβασης Σύνδεσης στην Περιοχή, όπου θα αποδέχεται την Προσφορά Σύνδεσης και θα επισυνάπτει τα νομιμοποιητικά έγγραφα. Για να υπογραφεί η Σύμβαση, ο ενδιαφερόμενος πρέπει να προσκομίσει αποδεικτικό πληρωμής του συμβατικού κόστους. Αυτή η διαδικασία πραγματοποιείται εντός 15 ημερών από την ημερομηνία παραλαβής του αιτήματος. Ο ΔΕΔΔΗΕ κατασκευάζει τα έργα σύνδεσης σε ένα μήνα από την υπογραφή της Σύμβασης Σύνδεσης, εφόσον δεν απαιτούνται νέα έργα δικτύου εκτός της εγκατάστασης μετρητών.

Ακολουθεί η υποβολή αίτησης κατάρτισης της Σύμβασης Συμψηφισμού προς τον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας που εκπροσωπεί το μετρητή κατανάλωσης με τον οποίο θα γίνεται ο ενεργειακός συμψηφισμός. Η Σύμβαση Συμψηφισμού υπογράφεται μέσα σε 15 ημέρες από την παραλαβή του αιτήματος και η έναρξη ισχύος της είναι η ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του φ/β συστήματος.

Τέλος, η εγκατάσταση πρέπει να είναι έτοιμη και να έχουν ολοκληρωθεί τα έργα σύνδεσης για να υποβάλλει αίτηση ενεργοποίησης της σύνδεσης στην Περιοχή. Ο ΔΕΔΔΗΕ ειδοποιεί τον ενδιαφερόμενο για το πότε θα ελεγχθεί η εγκατάσταση του. Αφού πραγματοποιηθεί επιτυχώς ο έλεγχος, θα ενεργοποιηθεί η σύνδεση του φ/β συστήματος με την προϋπόθεση ότι ο ενδιαφερόμενος υπέβαλλε αίτηση με την οποία δηλώνει ότι η εγκατάσταση του είναι έτοιμη και έχουν ολοκληρωθεί οι εργασίες που απαιτούνται από πλευράς ΔΕΔΔΗΕ (αντικατάσταση υφιστάμενου μετρητή, κατασκευή τυχόν έργου σύνδεσης και διεξαγωγή των απαιτούμενων ελέγχων της εγκατάστασης παραγωγής για την ασφαλή σύνδεση στο δίκτυο).

6.7 Κόστος σύνδεσης ΦΒ συστήματος αυτοπαραγωγής με το δίκτυο ΧΤ

Για φ/β συστήματα μέχρι 55kWp, η σύνδεση κοστίζει στον παραγωγό 300€ εάν δεν αντικατασταθεί ο υπάρχων μετρητής κατανάλωσης, αλλιώς η σύνδεση θα κοστίζει 370€ για μονοφασικές παροχές ή 390€ για τριφασικές. Για ισχύ φ/β συστήματος άνω των 55kWp και μέχρι 100kWp, η σύνδεση θα κοστίζει 450€. Στα κόστη αυτά περιλαμβάνεται και το κόστος ελέγχου του μετρητή παραγωγής και των μετασχηματιστών έντασης όπου απαιτούνται. Τα κόστη ισχύουν υπό την προϋπόθεση ότι δεν απαιτούνται έργα δικτύου για τη σύνδεση.

6.8 Διάρκεια της Σύμβασης Συμψηφισμού

Η Σύμβαση Συμψηφισμού που υπογράφει ο προμηθευτής με τον αυτοπαραγωγό ισχύει για 25 έτη, με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του φ/β συστήματος. Σε περίπτωση αλλαγής προμηθευτή μετά την ενεργοποίηση του φ/β, η Σύμβαση Συμψηφισμού με τον προηγούμενο προμηθευτή λήγει αυτοδικαίως και συνάπτεται νέα Σύμβαση Συμψηφισμού μεταξύ αυτοπαραγωγού και νέου προμηθευτή για το υπόλοιπο διάστημα εκ των 25 ετών. Επίσης νέα σύμβαση για το υπολειπόμενο χρονικό διάστημα συνάπτεται και σε περίπτωση μεταβολής του συμβεβλημένου χρήστη της εγκατάστασης κατανάλωσης.

Η μετάβαση λειτουργούντων συστημάτων που εγκαταστάθηκαν στο πλαίσιο του Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων επί κτιριακών εγκαταστάσεων (ΦΕΚ Β'1079/2009) στο καθεστώς αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό επιτρέπεται για το υπόλοιπο χρονικό διάστημα έναντι της 25ετίας. Για την μετάβαση απαιτείται η υποβολή σχετικού αιτήματος, η σύναψη νέας Σύμβασης Σύνδεσης και η σύναψη νέας Σύμβασης Συμψηφισμού με τον προμηθευτή. Οι δαπάνες μετάβασης βαρύνουν τον ενδιαφερόμενο. Δεν επιτρέπεται η συνύπαρξη στον ίδιο χώρο συστημάτων του Ειδικού Προγράμματος στεγών και συστημάτων αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό, με αναφορά στον ίδιο μετρητή κατανάλωσης.

6.9 Απαιτήσεις σύνδεσης ΦΒ με το δίκτυο και εγκατάσταση μετρητών

Η σύνδεση των φ/β συστημάτων αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό πραγματοποιείται με χρήση της υφιστάμενης παροχής μέσω της οποίας συνδέεται η εγκατάσταση κατανάλωσης. Εάν η εγκατάσταση φ/β συνδυάζεται με αυξημένη ισχύ καταναλώσεων που υπερβαίνει την ικανότητα της υφιστάμενης παροχής, πριν υποβληθεί αίτημα για ενεργειακό συμψηφισμό απαιτείται η επαύξηση της παροχής. Σε υφιστάμενες μονοφασικές παροχές ΧΤ, η ισχύς του φ/β συστήματος δεν μπορεί να υπερβαίνει τα 5kW. Για μεγαλύτερη ισχύ φ/β συστήματος απαιτείται προηγούμενη επαύξηση της παροχής με μετατροπή της σε τριφασική.

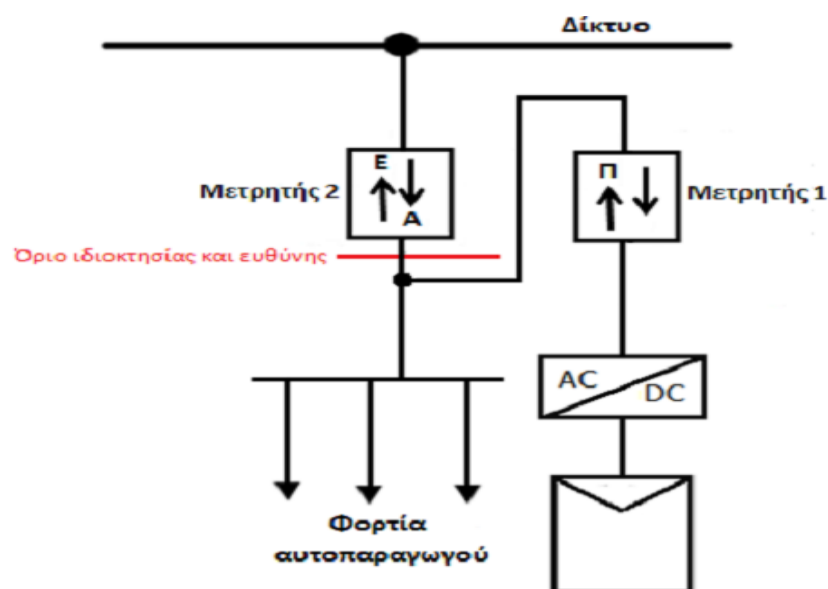
Οι προεπιλεγμένες τιμές ρυθμίσεων των προστασιών ορίων τάσεως και συχνότητας στην έξοδο του αντιστροφέα θα πρέπει να είναι για την τάση από +15% έως -20% επί της ονομαστικής (230V) και για τη συχνότητα $\pm 0,5\text{Hz}$ της ονομαστικής (50Hz) για την ηπειρωτική χώρα και τα διασυνδεδεμένα νησιά, ενώ -2,5Hz έως και +1,5Hz για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Σε περίπτωση υπέρβασης των παραπάνω ορίων, ο αντιστροφέας θα τίθεται εκτός (αυτόματη απόζευξη) με τις εξής χρονικές ρυθμίσεις: θέση εκτός του αντιστροφέα σε 0,5sec και επανάζευξη του αντιστροφέα μετά από 3min. Η Ολική Αρμονική Παραμόρφωση (THD) του ρεύματος των αντιστροφέων δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το 5% και εάν οι αντιστροφείς δεν διαθέτουν μετασχηματιστή απομόνωσης, η έγχυση συνεχούς ρεύματος θα περιορίζεται στο 0,5% του ονομαστικού. Επίσης, είναι υποχρεωτική η προστασία έναντι του φαινομένου της νησιδοποίησης, η μέθοδος που θα ακολουθείται θα είναι σύμφωνη με το πρότυπο VDE 0126 ή με άλλη ισοδύναμη διεθνώς αναγνωρισμένη

ενεργητική ή παθητική μέθοδο προστασίας. Ο αποδεκτός χρόνος λειτουργίας της προστασίας έναντι νησιδοποίησης είναι τα 5sec.

Για την εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού απαιτείται η καταγραφή τόσο της εισερχόμενης από το δίκτυο ενέργειας όσο και της εξερχόμενης στο δίκτυο ενέργειας. Ο ήδη υπάρχων μετρητής της εγκατάστασης κατανάλωσης αντικαθίσταται με νέο μετρητή διπλής κατεύθυνσης-καταγραφής, εφόσον δεν είχε ήδη τη δυνατότητα αυτή. Ακόμη χρειάζεται ο αυτοπαραγωγός να εγκαταστήσει και δεύτερο μετρητή για τη μέτρηση της παραγόμενης από το φ/β ενέργειας.

Το φ/β σύστημα δε συνδέεται στο γενικό πίνακα ΧΤ της εγκατάστασης αλλά σε σημείο στα ανάντη αυτού, ώστε η τροφοδότηση του γενικού πίνακα κατανάλωσης να γίνεται κατά την ίδια φορά από το δίκτυο και από το φ/β σύστημα.

Στο παρακάτω σχήμα φαίνονται οι δύο μετρητές που εγκαθίστανται. Ο μετρητής 2 εγκαθίσταται στη θέση του υφιστάμενου μετρητή της εγκατάστασης κατανάλωσης από το ΔΕΔΔΗΕ και ανήκει στα πάγια του δικτύου. Τα όρια διαχωρισμού ιδιοκτησίας κι ευθύνης μεταξύ δικτύου και εγκατάστασης αυτοπαραγωγού είναι οι ακροδέκτες προς την πλευρά του αυτοπαραγωγού του μετρητή 2 (ή των μετασχηματιστών εντάσεως στις περιπτώσεις παροχών μέσω μετασχηματιστών εντάσεως). Ο μετρητής 1 εγκαθίσταται από τον αυτοπαραγωγό με δικά του έξοδα και χρειάζεται να πιστοποιηθεί από το ΔΕΔΔΗΕ προ της τοποθέτησής του. Κατά την ενεργοποίηση της σύνδεσης ο ΔΕΔΔΗΕ ελέγχει και ρυθμίζει και τους δύο μετρητές και τους σφραγίζει. Ο μετρητής 1 αποτελεί μέρος της εσωτερικής εγκατάστασης και πάγιο του αυτοπαραγωγού. Ο αυτοπαραγωγός μεριμνά και για την τοποθέτηση διάταξης ασφαλούς απομόνωσης σε θέση μετά το μετρητή παραγωγής και προ του σημείου σύνδεσης του φ/β συστήματος με την εγκατάσταση κατανάλωσης.



Σχήμα 6.1: Σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα ([16]).

6.10 Καταμέτρηση, εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού και χρέωση

Η καταμέτρηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας του φ/β συστήματος, καθώς και της εισερχόμενης και εξερχόμενης από και προς το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται ταυτόχρονα από το ΔΕΔΔΗΕ, κατά τον υφιστάμενο κύκλο καταμέτρησης που διέπει την εγκατάσταση κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού.

Ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται από τον προμηθευτή που εκπροσωπεί την εγκατάσταση κατανάλωσης, με βάση τα πραγματικά δεδομένα καταμέτρησης που παρέχει ο διαχειριστής του δικτύου. Επομένως ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό που εκδίδει ο προμηθευτής, με τελική εκκαθάριση στον τελευταίο εκκαθαριστικό λογαριασμό του ετήσιου κύκλου. Ο προμηθευτής είναι υπεύθυνος για τον υπολογισμό των χρεώσεων της ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό κατανάλωσης ως ακολούθως:

A) Οι ανταγωνιστικές χρεώσεις επιβάλλονται επί της ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από την διαφορά της εγχυθείσας (E) στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας (εξερχόμενη ενέργεια) από την απορροφηθείσα (A) από το δίκτυο ενέργεια (εισερχόμενη ενέργεια). Εάν η διαφορά είναι μηδενική ή αρνητική, δεν προκύπτει χρεωστέα ενέργεια και η εν λόγω διαφορά πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό, ως πρόσθετη εξερχόμενη ενέργεια.

B) Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπολογίζονται ως ακολούθως:

- Η χρέωση για το ΕΤΜΕΑΡ (Ειδικό Τέλος Μείωσης Αερίων Εκπομπών) υπολογίζεται βάσει της απορροφώμενης ενέργειας (A), επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση.
- Το μεταβλητό σκέλος της Χρέωσης Χρήσης Συστήματος και της Χρέωσης Χρήσης Δικτύου (χρέωση ενέργειας), καθώς και λοιπών ρυθμιζόμενων χρεώσεων υπολογίζεται βάσει της απορροφώμενης ενέργειας (A), επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση.
- Η χρέωση για ΥΚΩ (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας) υπολογίζεται βάσει της καταναλισκόμενης ενέργειας ($K=A+Π-E$), επί την αντίστοιχη μοναδιαία χρέωση.

Οι χρεώσεις υπολογίζονται και χρεώνονται κανονικά ανά κύκλο καταμέτρησης με συνακόλουθη υποχρέωση εμπρόθεσμης εξόφλησης του λογαριασμού από τον αυτοπαραγωγό με ενεργειακό συμψηφισμό. Σε περίπτωση κλιμακούμενης χρέωσης των χρεώσεων που προβλέπονται στο τιμολόγιο του αντισυμβαλλόμενου αυτοπαραγωγού, η διενέργεια του ενεργειακού συμψηφισμού πραγματοποιείται έτσι ώστε να οδηγήσει στην ελάχιστη δυνατή συνολική χρέωση για τον αυτοπαραγωγό. Ο συμψηφισμός περιλαμβάνει μόνο χρεώσεις ενέργειας, οπότε πάγια τέλη και χρεώσεις υπολογισμένες με βάση τη συμφωνημένη εγκατεστημένη ισχύ οφείλουν να καταβάλλονται ανεξαρτήτως του αποτελέσματος του συμψηφισμού.

Κατά την ετήσια εκκαθάριση τυχόν πλεόνασμα ενέργειας συμψηφίζεται με την χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Τυχόν παραμένον μετά τον ετήσιο αντιλογισμό πλεόνασμα δεν πιστώνεται στον επόμενο λογαριασμό και ο αυτοπαραγωγός δεν αποζημιώνεται με οποιοδήποτε τρόπο για την ποσότητα αυτή.

Ακολουθεί ένα παράδειγμα για την κατανόηση των παραπάνω:

Τετράμηνο	Ποσότητες ενέργειας (kWh)							
	Παραγόμενη (Π)	Κατανάλωση (Κ=Α+Π-Ε)	Ιδιοκατανάλωση (Ι)	Απορροφώμενη (Α=Κ-Ι)	Εγχεόμενη (Ε=Π-Ι)	Συμψηφιζόμενη (Ν=Α-Ε)	Χρεωστέα	Πίστωση
Α'	1500	2100	600	1500	900	600	600	0
Β'	2300	1400	700	700	1600	-900	0	900
Γ'	1300	1500	500	1000	800	-700	0	700
Έτος	5100	5000	1800	3200	3300	-100	0	0

Πίνακας 6.1: Υπολογισμός χρεώσεων net metering ([16]).

Το πλεόνασμα των 100kWh που παραμένει στο τέλος του έτους μετά τον ετήσιο συμψηφισμό (αφού η συνολική ετήσια παραγωγή του φ/β ήταν 5100kWh και η συνολική πραγματική κατανάλωση 5000kWh), δεν μεταφέρεται περαιτέρω και δεν αποζημιώνεται (χάνεται για τον αυτοπαραγωγό).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης ενεργειακών συστημάτων

7.1 Εισαγωγή

Η τεχνολογική εξέλιξη στο χώρο των ενεργειακών συστημάτων, σε συνδυασμό με τις θεσμικές αλλαγές σε ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο, καθώς και με τη δεδομένη διάρθρωση του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας, δημιουργεί το περιβάλλον δραστηριοποίησης επιχειρηματικών πρωτοβουλιών στον τομέα της παραγωγής ενέργειας. Η αξιολόγηση των δυνατοτήτων αυτών πρέπει να γίνεται τόσο από την άποψη του υποψήφιου ιδιώτη επενδυτή όσο και από την άποψη της εθνικής οικονομίας, αφού αυτή καθορίζει και το συνολικό περιβάλλον. Η καλή ενεργειακή απόδοση, που μπορεί να έχει ένα σύστημα παραγωγής ή/και εξοικονόμησης ενέργειας, είναι μία μόνο παράμετρος στην ανάλυση σκοπιμότητας της επένδυσης. Απαιτείται η γνώση και η εφαρμογή μεθόδων της ανάλυσης και αξιολόγησης επενδύσεων, όπως και η γνώση του θεσμικού πλαισίου και η αντίληψη των παραμέτρων που συνθέτουν αυτό που ονομάζεται «επιχειρηματικό περιβάλλον» [99].

7.2 Μεθοδολογία οικονομικής αξιολόγησης

Η οικονομική σκοπιμότητα των επενδύσεων σε ενεργειακά συστήματα εξετάζεται με σύγκριση του βαθμού μακροπρόθεσμης, οικονομικής απόδοσης των διάφορων εναλλακτικών επενδύσεων για την παραγωγή ηλεκτρικών φορτίων για ίδια κατανάλωση και εμπορική διάθεση. Οι επενδύσεις σε ενεργειακά συστήματα είναι επομένως οικονομικά σκόπιμες, εάν η μείωση των λειτουργικών δαπανών για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μπορεί να αποσβέσει το αρχικό κεφάλαιο σε εύλογο χρονικό διάστημα ή αν τα έσοδα από τη διάθεση της παραγόμενης ενέργειας οδηγούν σε κέρδη ικανά να ικανοποιήσουν τους επιχειρηματικούς στόχους του επενδυτή. Κάθε επενδυτικό σχέδιο προτού πραγματοποιηθεί πρέπει να εξετασθεί ως προς τη βιωσιμότητά του. Η χρηματοοικονομική ανάλυση στοχεύει στην αποδοχή ή την απόρριψη του.

7.2.1 Ορισμοί

Η οικονομική αξιολόγηση στηρίζεται σε ορισμένους δείκτες ή κριτήρια. Εναλλακτικά συστήματα κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών του χρήστη μπορούν να συγκριθούν μεταξύ τους από πλευράς οικονομικής αξίας, εάν προσδιορισθούν οι κατάλληλοι δείκτες. Για να αποφευχθούν παραπλανητικά αποτελέσματα και λανθασμένα συμπεράσματα, ο κάθε δείκτης πρέπει να υπολογίζεται με αναγωγή μελλοντικών αξιών και όρων σε παρούσες αξίες, ώστε οι σχετικές συγκρίσεις να έχουν κοινή βάση.

Κόστος ευκαιρίας:

Κόστος ευκαιρίας είναι το όφελος που θα είχε ο επενδυτής από την εναλλακτική επένδυση των κεφαλαίων του σε μία δραστηριότητα αντίστοιχου ρίσκου. Αναφέρεται στη δέσμευση ενός πόρου σε μία συγκεκριμένη χρήση, η οποία έχει ως αποτέλεσμα την

«εγκατάλειψη» άλλων εναλλακτικών επιλογών. Συχνά, το κόστος ευκαιρίας αναφέρεται στην αξία που παράγεται από έναν πόρο στην καλύτερη δυνατή εναλλακτική επιλογή. Στην περίπτωση του χρήματος, το κόστος ευκαιρίας αναφέρεται συνήθως στην απώλεια μιας επενδυτικής ευκαιρίας, και κατά συνέπεια και του αντίστοιχου οφέλους, εξαιτίας της δέσμευσης των χρημάτων σε μια συγκεκριμένη επένδυση για ένα χρονικό διάστημα [100].

Οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης (N):

Ως οικονομικός κύκλος ζωής μιας επένδυσης θεωρείται η χρονική περίοδος κατά τη διάρκεια της οποίας ανακτάται το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο καθώς και η επιθυμητή απόδοση αυτού. Ο οικονομικός κύκλος ζωής πρέπει να είναι ίσος ή μικρότερος της πραγματικής ζωής του βασικού εξοπλισμού της επένδυσης.

Πληθωρισμός (f):

Πληθωρισμός είναι η αύξηση του κόστους των αγαθών και υπηρεσιών ανά μονάδα χρόνου. Ο πληθωρισμός των επιμέρους συνιστωσών κόστους μιας επένδυσης μπορεί να διαφέρει από συνιστώσα σε συνιστώσα και από έτος σε έτος. Για λόγους ευκολίας, συνηθίζεται ο πληθωρισμός να αναφέρεται σε ένα έτος και σε συγκεκριμένη ομάδα δαπανών [99]. Ο δείκτης του πληθωρισμού μπορεί να εκτιμηθεί στην πράξη, καταγράφοντας τις τιμές ενός συγκεκριμένου συνόλου καταναλωτικών αγαθών και υπηρεσιών (δείκτης τιμών καταναλωτή, δ), με τη βοήθεια του ακόλουθου τύπου:

$$f = \frac{\delta_1}{\delta_0} - 1 \quad (7.1)$$

όπου δ_0 και δ_1 η αξία των αγαθών πριν από ένα έτος και σήμερα.

Αποσβέσεις:

Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μίας επένδυσης (π.χ. μηχανολογικός εξοπλισμός) λόγω αναμενόμενων φθορών ή/και λόγω τεχνολογικής απαξίωσης. Οι αποσβέσεις επιτρέπουν την κατανομή του αρχικού κόστους αγοράς των στοιχείων αυτών σε όλο το χρόνο ζωής τους με την αντίστοιχη επιβάρυνση του λειτουργικού κόστους. Η επιβάρυνση αυτή δεν αποτελεί πραγματική ταμειακή εκροή (αυτή πραγματοποιήθηκε το χρόνο της αγοράς). Θεωρητικά επιτρέπει τη σταδιακή ανάκτηση του κόστους αγοράς και την αντικατάσταση του στοιχείου μετά το τέλος της ζωής του.

Τόκος και επιτόκιο (d):

Επιτόκιο είναι ο τόκος ανά μονάδα χρόνου και κεφαλαίου. Συνήθως εκφράζεται επί τοις εκατό ανά έτος. Υπάρχουν δύο όψεις του επιτοκίου: το επιτόκιο δανεισμού, που ο δανειζόμενος καταβάλλει για χρήματα που δανείσθηκε και επομένως αποτελεί δαπάνη, και το επιτόκιο αγοράς (market interest rate) που κερδίζει κάποιος όταν δανείζει ή επενδύει χρήματα. Το επιτόκιο αγοράς μπορεί να είναι επίσης ο επιθυμητός ή αναμενόμενος βαθμός απόδοσης μιας επένδυσης [99].

Επιτόκιο αναγωγής: Το επιτόκιο d ονομάζεται και επιτόκιο αναγωγής και χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της μελλοντικής αξίας ενός σημερινού ποσού ή της σημερινής (ή παρούσας) αξίας ενός μελλοντικού ποσού.

Επιτόκιο ανατοκισμού: Στην περίπτωση αναγωγής ενός ποσού σε μελλοντική αξία το επιτόκιο αναγωγής καλείται συχνά και επιτόκιο ανατοκισμού.

Επιτόκιο προεξόφλησης: Στην περίπτωση υπολογισμού της παρούσας αξίας ενός ποσού το επιτόκιο αναγωγής αναφέρεται σαν επιτόκιο προεξόφλησης. Το επιτόκιο προεξόφλησης είναι μια καθαρά επενδυτική παράμετρος που αντανακλά την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση μιας επένδυσης. Συγκεκριμένα, το επιτόκιο προεξόφλησης ενσωματώνει το επιθυμητό επενδυτικό επιτόκιο μιας ασφαλούς επένδυσης (κόστος ευκαιρίας) προσαυξημένο με έναν αποδεκτό συντελεστή ασφαλείας (κόστος ρίσκου). Η αβεβαιότητα που υπάρχει στην πρόβλεψη των μελλοντικών συνθηκών σε σχέση με το βαθμό τεχνολογικής ωριμότητας κάθε τεχνολογίας αλλά και σε σχέση με άλλες παραμέτρους (π.χ. την είσπραξη οφειλών από τρίτους, τη διαμόρφωση του κόστους πρώτων υλών, το ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον, κ.ά.), σχετίζεται άμεσα με το ρίσκο της κάθε επένδυσης. Το επιτόκιο προεξόφλησης εξαρτάται από το κόστος κεφαλαίου, το οποίο είναι συνάρτηση του σχήματος της χρηματοδότησης και του κινδύνου που ενέχει η συγκεκριμένη επένδυση.

Παρούσα αξία (P):

Η μέθοδος της παρούσας αξίας μετατρέπει το σύνολο των χρηματοροών που αναμένεται να εμφανιστούν σε ένα χρονικό ορίζοντα σε μια μοναδική παρούσα αξία σε σταθερό χρόνο μηδέν. Αυτό το ποσό αναφέρεται ως παρούσα αξία, παρούσα τιμή, ή καθαρή παρούσα αξία. Ο αναλυτής της επένδυσης θα πρέπει να χρησιμοποιήσει ως προεξοφλητικό επιτόκιο αυτό που θεωρείται ευρύτερα αποδεκτό για τη δεδομένη οικονομική κατάσταση και τη συγκεκριμένη κατηγορία επένδυσης.

Με αυτήν την προσέγγιση εάν σήμερα επενδυθεί ποσό P , το άθροισμα κεφαλαίου και τόκων (γενικότερα, απόδοσης κεφαλαίου) μετά από N περιόδους θα είναι:

$$F = P * \prod_{t=1}^N (1 + d_t) \quad (7.2)$$

όπου d_t είναι το επιτόκιο αγοράς κατά το έτος t . Αντίστροφα, για να αποκτηθεί ποσό F μετά από N περιόδους, πρέπει σήμερα να επενδυθεί ποσό:

$$P = \frac{F}{\prod_{t=1}^N (1 + d_t)} \quad (7.3)$$

Το P λέγεται παρούσα αξία του μελλοντικού ποσού F . Εάν το επιτόκιο θεωρηθεί σταθερό, τότε:

$$P = \frac{F}{(1+d)^N} \quad (7.4)$$

Συντελεστής παρούσας αξίας (Present Worth Factor, PWF):

Εάν μια πληρωμή επαναλαμβάνεται κάθε χρονική περίοδο επί Ν περιόδους και δεν μεταβάλλεται παρά μόνον εξαιτίας πληθωρισμού, τότε η παρούσα αξία των Ν ποσών υπολογίζεται με τη σχέση:

$$P = \sum_{t=1}^N P_t = A * PWF(N, f, d) \quad (7.5)$$

όπου A = το ποσό της πρώτης πληρωμής

PWF = ο συντελεστής παρούσας αξίας

f = ο δείκτης πληθωρισμού μιας χρονικής περιόδου (ετήσιος)

d = το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία.

Εάν μπορεί να θεωρηθεί ότι η πληρωμή επαναλαμβάνεται στο τέλος της κάθε περιόδου, τότε ο συντελεστής παρούσας αξίας υπολογίζεται με τη σχέση:

$$PWF(N, f, d) = \sum_{t=1}^N \frac{(1+f)^{t-1}}{(1+d)^t} = \begin{cases} \frac{1}{d-f} * \left[1 - \left(\frac{1+f}{1+d} \right)^N \right], & f \neq d \\ \frac{N}{1+f}, & f = d \end{cases} \quad (7.6)$$

7.2.2 Οικονομικά κριτήρια αξιολόγησης

Διάφοροι οικονομικοί δείκτες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την αξιολόγηση επενδύσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας: καθαρή παρούσα αξία, απόδοση κεφαλαίου, λόγος οφέλους κόστους, έντοκη περίοδος αποπληρωμής κ.λπ.

Οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενες μέθοδοι, η μέθοδος της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV) και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) είναι γνωστές ως μέθοδοι ταμειακών ροών προεξόφλησης, επειδή συνυπολογίζουν την αξία των χρημάτων με την πάροδο του χρόνου στην αξιολόγηση του έργου κεφαλαιακής επένδυσης. Οι δύο αυτές μέθοδοι βασίζονται σε μια σειρά μελλοντικών πληρωμών (αρνητική ταμειακή ροή), εισοδήματος (θετική ταμειακή ροή), απωλειών (αρνητική ταμειακή ροή) ή «μηδενικού κέρδους» (μηδενική ταμειακή ροή). Οι χρηματοοικονομικές μέθοδοι που εξετάζονται βασίζονται στην αρχή του ότι για να είναι δυνατή η οικονομική πρόοδος θα πρέπει να υπάρχει μια γενικά εφαρμόσιμη χρονική αξία του χρήματος, ακόμα και σε περιβάλλοντα χωρίς ρίσκο.

Σε αυτήν την εργασία μελετώνται εκτενέστερα οι δείκτες της Καθαρής Παρούσας Αξίας, του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης και της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής που θα χρησιμοποιηθούν στο επόμενο κεφάλαιο για την αξιολόγηση της επένδυσης στο net metering.

Καθαρή παρούσα αξία επένδυσης (Net Present Value, NPV):

Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) είναι το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Όλα τα ποσά εκφράζονται σε παρούσα

αξία, ανηγμένα συνήθως στην αρχή του πρώτου έτους λειτουργίας του συστήματος. Η καθαρή παρούσα αξία προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$NPV = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+d)^t} + \frac{YA_N}{(1+d)^N} \quad (7.7)$$

όπου K_0 = η αρχική επένδυση,

F_t = το καθαρό όφελος του έτους t ,

d = το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία (η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση του κεφαλαίου που επενδύεται),

N = ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης σε έτη ,

YA_N = η αξία εκποίησης (απομένουσα αξία) της επένδυσης στο τέλος του οικονομικού κύκλου ζωής N .

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

- Εάν $NPV > 0$: Η επένδυση είναι βιώσιμη κάτω από δεδομένες συνθήκες, οπότε επιλέγεται το επενδυτικό σχέδιο.
- Εάν $NPV < 0$: Έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.
- Εάν $NPV = 0$: Υπάρχει αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου (οριακή κατάσταση). Η επένδυση είναι βιώσιμη με ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με d .

Αφού λάβουμε υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος και εφαρμόσουμε τις τεχνικές της κεφαλαιοποίησης και προεξόφλησης, μπορούμε να υπολογίσουμε την παρούσα αξία μελλοντικών χρηματικών ροών που προκύπτουν από μια επένδυση. Με την NPV γίνεται σύγκριση μεταξύ των εσόδων και των εξόδων χρόνο με το χρόνο. Τα μελλοντικά έσοδα και έξοδα «υποτιμούνται» με βάση το κόστος κεφαλαίου που επικρατεί στην αγορά, για να υπολογιστεί η παρούσα αξία τους. Αν η παρούσα αξία των εσόδων είναι μεγαλύτερη από την παρούσα αξία των εξόδων, τότε η NPV θα είναι θετική.

Συγκεκριμένα, τα βήματα της μεθόδου είναι τα ακόλουθα:

- Όλα τα ποσά (εκροές και εισροές) ανάγονται στη χρονική στιγμή (παρούσα χρονική στιγμή), με βάση το κόστος κεφαλαίου.
- Τα ανηγμένα αυτά ποσά αθροίζονται αλγεβρικά. Το άθροισμα που προκύπτει είναι η NPV της επένδυσης.
- Αν η αξία αυτή είναι μεγαλύτερη από το όριο που έχει τεθεί από τους επενδυτές, αποφασίζεται η υλοποίηση της επένδυσης, διαφορετικά αυτή απορρίπτεται.

Ο υπολογισμός της ΚΠΑ μπορεί να γίνει με τη μέθοδο των σταθερών τιμών ή με τη μέθοδο των τρεχουσών τιμών. Στην πρώτη περίπτωση για τον υπολογισμό του F_t των διάφορων ετών, χρησιμοποιούνται οι τιμές του πρώτου έτους αξιολόγησης και γίνεται η θεώρηση ότι τόσο οι εκροές όσο και οι εισροές δεν μεταβάλλονται με τον πληθωρισμό κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Σε αυτή την περίπτωση, τόσο για το επιτόκιο αναγωγής όσο και για το επιτόκιο δανεισμού δεν πρέπει να χρησιμοποιούνται οι ονομαστικές τιμές, αλλά οι αποπληθωρισμένες, δηλαδή το πραγματικό επιτόκιο αναγωγής και το πραγματικό επιτόκιο δανεισμού. Η σχέση μεταξύ ονομαστικών και πραγματικών επιτοκίων υπό την επίδραση του πληθωρισμού είναι:

$$k_r = \frac{k_n - f}{1 + f} \quad (7.8)$$

όπου k_r = το πραγματικό επιτόκιο

k_n = το ονομαστικό επιτόκιο

f = ο ρυθμός πληθωρισμού

Αντίθετα, όταν ο υπολογισμός του F_t πραγματοποιείται με τη μέθοδο των τρεχουσών τιμών, τα οικονομικά μεγέθη εκφράζονται σε αξίες του έτους στο οποίο πραγματοποιούνται, χρησιμοποιώντας για τα επιμέρους μεγέθη τους σχετικούς δείκτες πληθωρισμού. Σε αυτή την περίπτωση θα πρέπει να δηλώνεται σαφώς ο δείκτης πληθωρισμού που έχει χρησιμοποιηθεί και όταν χρησιμοποιούνται F_t εκφραζόμενα σε τρέχουσες τιμές θα πρέπει και τα επιτόκια της αξιολόγησης (αναγωγής και δανεισμού) να εκφράζονται σε τρέχουσες τιμές, δηλαδή να χρησιμοποιούνται τα ονομαστικά επιτόκια.

Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR):

Με τον όρο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA) ορίζεται η τιμή του επιτοκίου αναγωγής, που κάνει την NPV της επένδυσης μηδενική και προσδιορίζεται, λύνοντας ως προς d , ως λύση της εξίσωσης:

$$NPV_{(d=IRR)} = 0 \quad (7.9)$$

Ο IRR εκφράζει την απόδοση κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της. Εξισώνει την παρούσα αξία της αναμενόμενης καθαρής εισροής κεφαλαίων με την παρούσα αξία της αντίστοιχης εκροής.

Για την πιο ασφαλή αξιολόγηση μίας επένδυσης, είναι απαραίτητος και ο υπολογισμός του IRR. Για κάθε επένδυση υπάρχει ένας και μόνο IRR και ανάλογα με την προκύπτουσα τιμή του και την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων του επενδυτή (d) αξιολογείται η επένδυση, ως εξής:

- Εάν $IRR > d$: Η επένδυση είναι βιώσιμη κάτω από δεδομένες συνθήκες, οπότε επιλέγεται το επενδυτικό σχέδιο.
- Εάν $IRR < d$: Έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.

- Εάν $IRR=d$: Υπάρχει αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου (οριακή κατάσταση). Η επένδυση είναι βιώσιμη με ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με d .

Η μέθοδος αυτή αρχικά φαίνεται να είναι ισοδύναμη με αυτήν της ΚΠΑ. Όμως, αντί να θεωρείται δεδομένο το κόστος του κεφαλαίου (d) και να επιχειρείται η αναγωγή σε παρούσα αξία, αναζητείται εκείνο το κόστος κεφαλαίου που θα καθιστούσε μηδενική την παρούσα αξία της επένδυσης. Λαμβάνεται υπόψη η χρονική αξία του χρήματος και στηρίζεται στην έννοια της προεξόφλησης των καθαρών εισροών και εκροών της επένδυσης.

Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (Discounted Payback Period, DPP):

Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (ΕΠΑ) είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης, καθώς και των τόκων που θα μπορούσαν να ληφθούν από μια εναλλακτική τοποθέτηση του αρχικού κεφαλαίου. Είναι δηλαδή η περίοδος επανάκτησης του κόστους της επένδυσης (K_0) από το καθαρό όφελος κάθε έτους (F_t) και προσδιορίζεται, επιλύοντας ως προς N , ως η λύση της εξίσωσης:

$$NPV_{(N=DPP)} = 0 \quad (7.10)$$

Με το δείκτη αυτό υπολογίζουμε τον αριθμό των ετών που απαιτούνται για να αποσβεστεί η επένδυση. Μια επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη, εάν η τιμή του DPP ικανοποιεί τις προσδοκίες του επενδυτή ως προς το χρόνο αποπληρωμής και φυσικά είναι μικρότερη από την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης.

Εάν η υπολειμματική αξία (YA_N) είναι μηδενική και επιπλέον θεωρηθεί ότι το ετήσιο καθαρό όφελος (F_t) παραμένει σταθερό, τότε η εξίσωση 7.10 παίρνει τη μορφή:

$$DPP = \frac{-\ln(1 - \frac{d \cdot K_0}{F})}{\ln(1+d)} \quad (7.11)$$

7.3 Προσδιορισμός του ετήσιου καθαρού οφέλους (F_t)

Η αξιολόγηση επενδύσεων χρησιμοποιεί την έννοια του καθαρού οφέλους (F_t) ή των Καθαρών Ταμειακών Ροών (ΚΤΡ). Η καθαρή ταμειακή ροή αναφέρεται σε μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας, συνήθως ετήσια. Η καθαρή ταμειακή ροή ορίζεται από τη διαφορά δύο μεγεθών: της ταμειακής εισροής (σύνολο εσόδων μίας περιόδου) και της ταμειακής εκροής (σύνολο εξόδων μίας περιόδου). Η διαφορά αυτή μπορεί να είναι θετική ή αρνητική. Στην περίπτωση αξιολόγησης ως προς τα ίδια κεφάλαια όπως στην περίπτωση μας, ο επενδυτής λαμβάνει ως επιτόκιο αναγωγής για τον υπολογισμό της ΚΠΑ την ελάχιστη απόδοση που κρίνει ικανοποιητική για τα ίδια κεφάλαιά του.

Το ετήσιο καθαρό όφελος είναι η διαφορά μεταξύ:

- των εσόδων από την πώληση των προϊόντων (ταμειακές εισροές) και στην περίπτωση του net metering του οφέλους λόγω ιδιοκατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και του συμψηφισμού της ενέργειας και

- των εξόδων, δηλαδή των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής, τη διάθεση των προϊόντων και της πληρωμής του φόρου εισοδήματος (ταμειακές εκροές).

Τα οικονομικά μεγέθη με βάση τα οποία περιγράφονται οι ταμειακές ροές κάθε έτους είναι:

E: τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και το όφελος από την ιδιοκατανάλωση και τον ενεργειακό συμψηφισμό για το net metering,

ΛΔ: οι πληρωμές για τους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, δηλαδή οι λειτουργικές δαπάνες της επένδυσης που περιλαμβάνουν τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M-Operation and Maintenance), τα ασφαλιστικά κόστη, τα μισθολογικά κόστη,

A: οι αποσβέσεις για την επένδυση

ΦΣ: ο φορολογικός συντελεστής για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος,

ΔΔ: η ετήσια δανειακή δόση ή αλλιώς τοκοχρεολύσιο, σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων,

X: τα χρεολύσια που καταβάλλονται ετησίως, σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων,

T: οι τόκοι που καταβάλλονται ετησίως, σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων, και

Φ: η φορολογία εισοδήματος.

Στη περίπτωση ύπαρξης ιδίων και δανειακών κεφαλαίων η διάρκεια αποπληρωμής του δανείου ενδέχεται να μη συμπίπτει με τη διάρκεια ζωής της επένδυσης οπότε γίνονται, με τις κατάλληλες τροποποιήσεις, οι υπολογισμοί των καθαρών ταμειακών ροών. Ο υπολογισμός των τόκων και των χρεολυσίων διαφοροποιείται ανάλογα με την εφαρμοζόμενη μέθοδο εξόφλησης του δανείου. Σε κάθε περίπτωση, η δόση του δανείου του έτους t ισούται με το άθροισμα των τόκων και των χρεολυσίων:

$$\Delta\Delta_t = T_t + X_t \quad (7.12)$$

Θεωρώντας εξόφληση με σταθερά τοκοχρεολύσια, στο τέλος κάθε έτους καταβάλλεται σταθερή δανειακή δόση και από έτος σε έτος ο τόκος μειώνεται ενώ το χρεολύσιο αυξάνεται. Τα χρεολύσια κάθε έτους υπολογίζονται ως εξής:

$$X_t = \frac{k_d}{(1+k_d)^{N_d} - 1} * K_d * (1 + k_d)^{t-1} \quad (7.13)$$

όπου k_d : το επιτόκιο του δανείου

N_d : η περίοδος εξόφλησης του δανείου σε έτη

K_d : το δανειακό κεφάλαιο

Τα τοκοχρεολύσια κάθε έτους ($\Delta\Delta_t$) είναι ίσα μεταξύ τους και υπολογίζονται από την εξίσωση:

$$\Delta\Delta_t = \left(k_d + \frac{k_d}{(1+k_d)^{Nd} - 1}\right) * K_d \quad (7.14)$$

Οι τόκοι κάθε έτους (T_t) μπορούν να υπολογιστούν με απλή αφαίρεση:

$$T_t = \Delta\Delta_t - X_t \quad (7.15)$$

Ο υπολογισμός των φόρων που πληρώνονται γίνεται αφού από τα ακαθάριστα έσοδα αφαιρεθούν οι λειτουργικές δαπάνες, οι αποσβέσεις και οι τόκοι των δανείων. Οπότε:

$$\Phi_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t - T_t) * \Phi\Sigma \quad (7.16)$$

Τελικώς, το ετήσιο καθαρό όφελος υπολογίζεται από τη σχέση:

$$F_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t - T_t) * (1 - \Phi\Sigma) + A_t - X_t \quad (7.17)$$

7.4 Χαρακτηριστικά της ΚΠΑ και του ΕΒΑ

Ανεξαρτήτως του χρησιμοποιούμενου κριτηρίου, όταν πραγματοποιείται σύγκριση μεταξύ δύο ή περισσότερων εναλλακτικών επενδυτικών σχεδίων προκρίνεται το σχέδιο που εμφανίζει την καλύτερη απόδοση, δηλαδή την υψηλότερη ΚΠΑ ή τον υψηλότερο ΕΒΑ. Οι δύο μέθοδοι χρησιμοποιούνται ευρύτατα και μάλιστα σε συνδυασμό, καθώς κάθε μία από τις δύο μεθόδους εμφανίζει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα, τα οποία αναφέρονται στη συνέχεια.

Η ΚΠΑ έχει ιδιαίτερη σημασία στην αξιολόγηση των επενδύσεων γιατί αντιπροσωπεύει και εκφράζει όλες τις ροές του σχεδίου επένδυσης στην τωρινή τους αξία, δηλαδή τη χρονική στιγμή που ο επενδυτής λαμβάνει την απόφαση. Η ληφθείσα απόφαση δεν επηρεάζεται από το επενδύσιμο ποσό ή τη χρονική διάρκεια της επένδυσης. Για την ΚΠΑ ισχύουν τα ακόλουθα [100]:

1. Μετράει το απόθεμα του πλούτου, που είναι συμβατό με την οικονομική θεωρία, π.χ. μεγιστοποίηση της χρησιμότητας. Όμως, δεν προσδιορίζει κατά πόσο χρησιμοποιείται αποτελεσματικά το κεφαλαίο.
2. Το μέγεθος της ΚΠΑ είναι εξαρτώμενο από το επιτόκιο προεξόφλησης και από το μέγεθος της αρχικής επένδυσης. Η ΚΠΑ αυξάνει για σχέδια μεγαλύτερου μεγέθους.
3. Απαιτεί πρόβλεψη τιμών για τα έξοδα και τις πωλήσεις.
4. Απαιτεί την επιλογή ενός εξωτερικού επιτοκίου προεξόφλησης και δεδομένου ότι η επιλογή είναι δύσκολη χαρακτηρίζεται ως αδυναμία της μεθόδου.
5. Θεωρεί ότι τα ετήσια μερίσματα επανεπενδύονται με το κόστος κεφαλαίου.
6. Αναφέρεται συχνά ότι η ΚΠΑ έχει μόνο μια τιμή σε αντίθεση με τον ΕΒΑ που εμφανίζει το πρόβλημα των πολλαπλών ριζών.
7. Η ΚΠΑ κατατάσσει ορθά αμοιβαίως αποκλειόμενα σχέδια υπό συνθήκες περιορισμένου κεφαλαίου.

Ο ΕΒΑ συνίσταται στις περιπτώσεις που η επιλογή ή απόρριψη επενδυτικών σχεδίων βασίζονται στο κόστος του κεφαλαίου και παρουσιάζει τα εξής χαρακτηριστικά:

1. Μετράει το βαθμό συσσώρευσης πλούτου ή το ρυθμό μεταβολής του πλούτου. Αναδεικνύει την αποτελεσματικότητα της χρήσης του κεφαλαίου, αλλά όχι το συνολικό αποτέλεσμα του σχεδίου.
2. Ο EBA είναι ανεξάρτητος του μεγέθους της αρχικής επένδυσης. Για να μεγαλώσει ο EBA πρέπει η επένδυση να αποφέρει μεγαλύτερα κέρδη.
3. Απαιτεί πρόβλεψη τιμών για τα έξοδα και τις πωλήσεις.
4. Αναφέρεται ότι ο EBA δεν απαιτεί παρά μόνο γνώση του ελάχιστου αποδεκτού βαθμού απόδοσης για σύγκριση.
5. Θεωρεί ότι τα ετήσια μερίσματα επανεπενδύονται με το επιτόκιο ίσο με τον EBA.
6. Το σημαντικότερο μειονέκτημα του κριτηρίου EBA είναι ότι σε ορισμένες περιπτώσεις παρέχει πολλαπλές ρίζες, δηλαδή περισσότερα του ενός εσωτερικά επιτόκια απόδοσης που να εξισώνουν τις παρούσες αξίες εισροών και εκροών. Αυτό δυσχεραίνει την ανάλυση. Η παραπάνω περίπτωση μπορεί να συμβεί όταν σε μια σειρά καθαρών εισροών μεσολαβήσουν ένα ή δύο έτη καθαρών εκροών ή όταν οι καθαρές εκροές εναλλάσσονται με τις καθαρές εισροές από χρόνο σε χρόνο.
7. Ο EBA κατατάσσει ορθά αμοιβαίως αποκλειόμενα σχέδια υπό συνθήκες περιορισμένου κεφαλαίου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

Αξιολόγηση επένδυσης σε φωτοβολταϊκά με ενεργειακό συμψηφισμό

8.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό θα γίνει η αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά συστήματα από αυτοπαραγωγούς που χρησιμοποιούν τον ενεργειακό συμψηφισμό (net metering).

Επιλέγονται προς ανάλυση διάφορες μέθοδοι συμψηφισμού που έχουν εφαρμοστεί παγκοσμίως, τις οποίες προσαρμόζουμε με βάση την ελληνική νομοθεσία του net metering. Οπότε στο πρώτο μέρος αφού καθορίσουμε τις απαραίτητες παραμέτρους, αναζητούμε τον κατάλληλο συνδυασμό κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών για τα διάφορα είδη συμψηφισμού, έτσι ώστε η επένδυση να είναι η αποδοτικότερη για τον καταναλωτή-αυτοπαραγωγό. Για την αξιολόγηση της επένδυσης υπολογίζουμε την καθαρή παρούσα αξία (ΚΠΑ), τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (ΕΒΑ), καθώς και την έντοκη περίοδο αποπληρωμής (ΕΠΑ).

Στο δεύτερο μέρος του κεφαλαίου η μελέτη επικεντρώνεται στον ετήσιο συμψηφισμό της ενέργειας, όπως πρόκειται να εφαρμοστεί στην Ελλάδα. Συγκεκριμένα πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας για τη ΚΠΑ και τον ΕΒΑ της δεδομένης επένδυσης των αυτοπαραγωγών σε φωτοβολταϊκά. Εξετάζεται η επίδραση επιλεγμένων οικονομικών ή άλλων παραμέτρων στις τιμές των προαναφερθέντων δεικτών. Μεταβάλλοντας διάφορες παραμέτρους παρατηρούμε τη συμπεριφορά της επένδυσης.

8.2 Παράμετροι διαμόρφωσης του κόστους της επένδυσης

Το κόστος κάθε μονάδας φωτοβολταϊκής ηλεκτροπαραγωγής αποτελείται από τις χαρακτηριστικές παραμέτρους που την περιγράφουν. Αυτές οι παράμετροι κυμαίνονται με βάση τεχνικά, οικονομικά και νομοθετικά χαρακτηριστικά.

8.2.1 Προφίλ κατανάλωσης-παραγωγής

Για την εξέταση της αποφασισθείσας πολιτικής του net metering καθώς και άλλων παραλλαγών, λαμβάνουμε τις περιπτώσεις δύο οικιακών καταναλωτών χαμηλής τάσης οι οποίοι καταναλώνουν διαφορετική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας. Ο πρώτος καταναλωτής εμφανίζει μια ετήσια κατανάλωση των 6563,197kWh, ενώ η ετήσια κατανάλωση του δεύτερου καταναλωτή είναι μεγαλύτερη, της τάξης των 10863,56kWh. Το πρώτο προφίλ λήφθηκε από τη βάση δεδομένων της εταιρείας Southern California Edison (<https://www.sce.com/>), ενώ το δεύτερο από την εταιρεία American Electric Power Ohio (<https://www.aepohio.com/>).

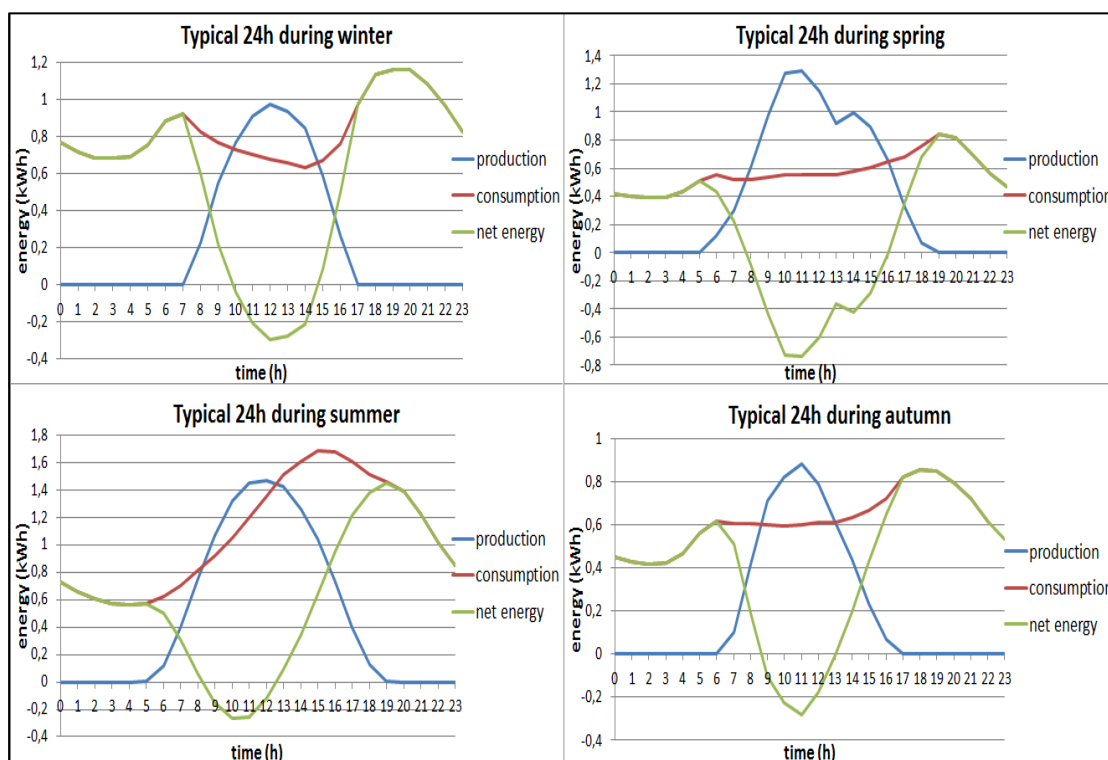
Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούμε τη διαδικτυακή εφαρμογή NREL's PVWatts Calculator (<http://pvwatts.nrel.gov/>), η οποία εκτιμάει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά συστήματα, βασισμένη στις καιρικές

συνθήκες και την ηλιακή ακτινοβολία της επιλεγμένης περιοχής και στην είσοδο απλών παραμέτρων. Οπότε επιλέγοντας τη τοποθεσία, την εγκατεστημένη ισχύ και τον τύπο του φωτοβολταϊκού συστήματος, παρέχεται το προφίλ παραγωγής του φωτοβολταϊκού ανά ώρα, μήνα και έτος. Στον πίνακα 8.1 παρουσιάζονται τα στοιχεία που χρησιμοποιήσαμε για τον υπολογισμό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά, πέρα από την εγκατεστημένη ισχύ την οποία μεταβάλλουμε για τους διάφορους υπολογισμούς.

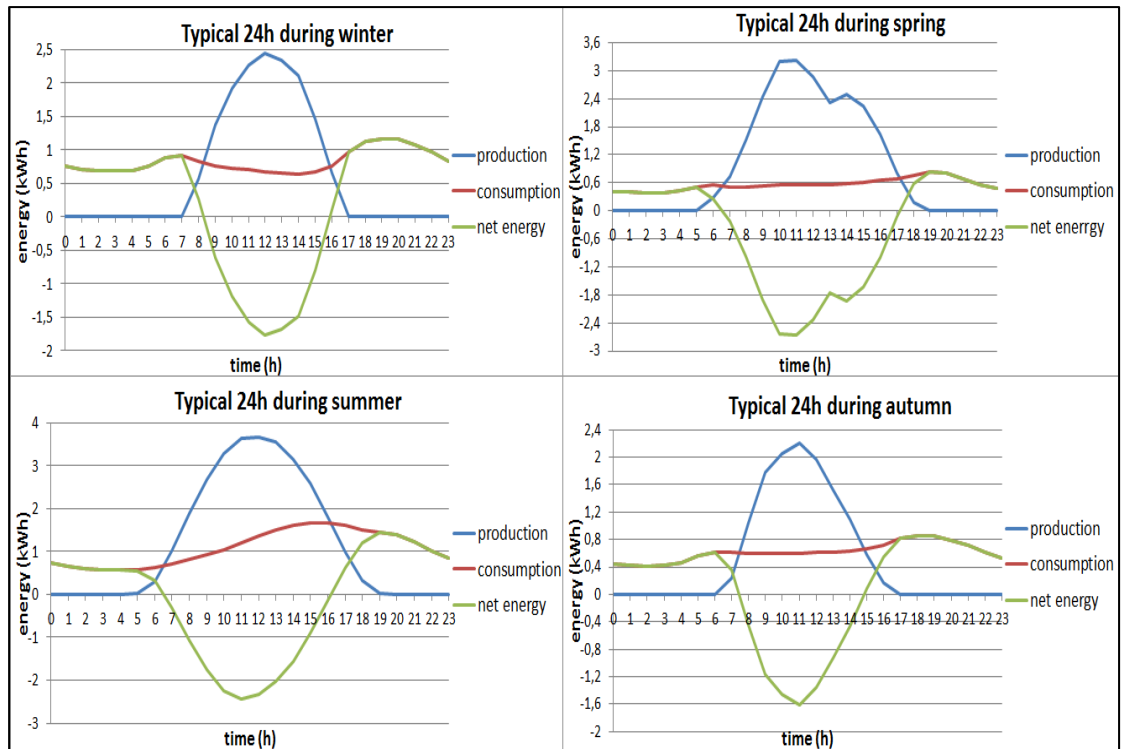
τοποθεσία	Αθήνα
ετήσια παραγωγή ενέργειας	1416,7918kWh/kWp
τύπος φωτοβολταϊκού πλαισίου	κρυσταλλικό πυρίτιο
απώλειες του συστήματος	14%
γωνία εγκατάστασης (κλίση)	20°
αζιμούθιο	180° (Νότος)
απόδοση του αντιστροφέα	96%

Πίνακας 8.1: Παράμετροι υπολογισμού της παραγωγής φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας.

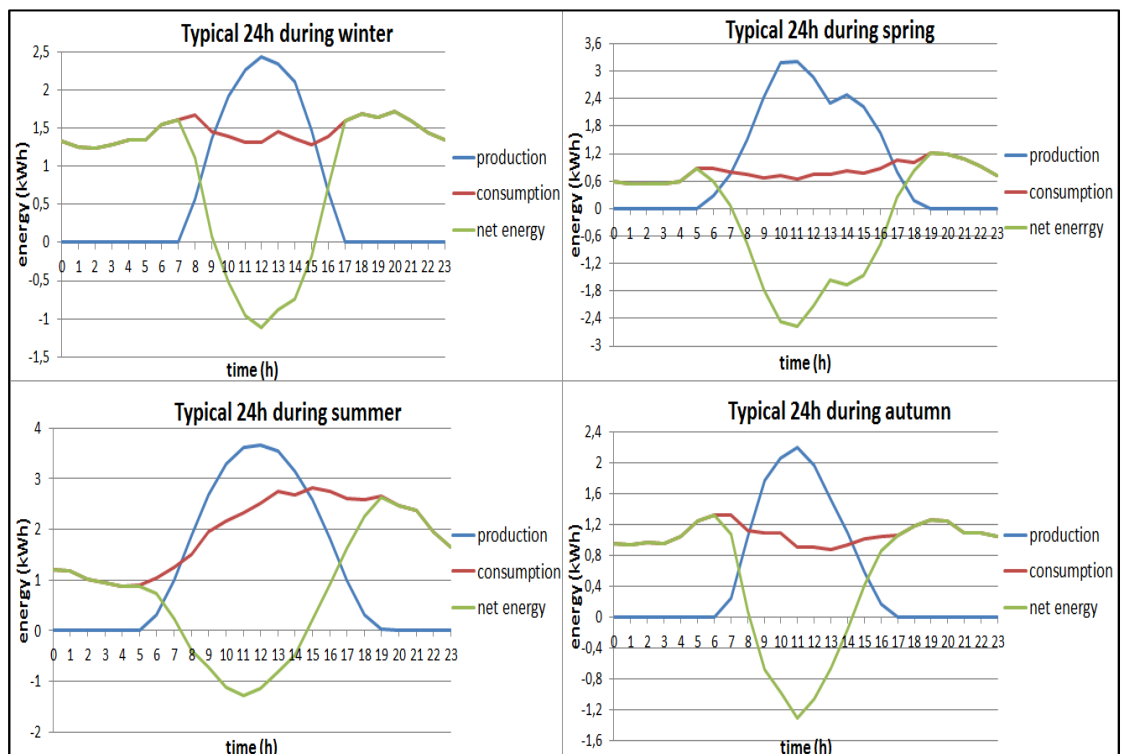
Για τις ανάγκες της εργασίας θεωρούμε σταθερή την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, όπως και τη παραγωγή για όλα τα έτη για τα οποία θα γίνουν οι υπολογισμοί. Στη συνέχεια παρατίθενται τα προφίλ παραγωγής και κατανάλωσης σε συνδυαστικά γραφήματα για διάφορες περιπτώσεις που χρησιμοποιήθηκαν. Επίσης, μπορούμε να δούμε τις ώρες κατά τη διάρκεια μιας ημέρας στις οποίες υπάρχει πλεόνασμα της παραγωγής το οποίο εγχέεται στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, όπως επίσης και τις στιγμές που απαιτείται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.



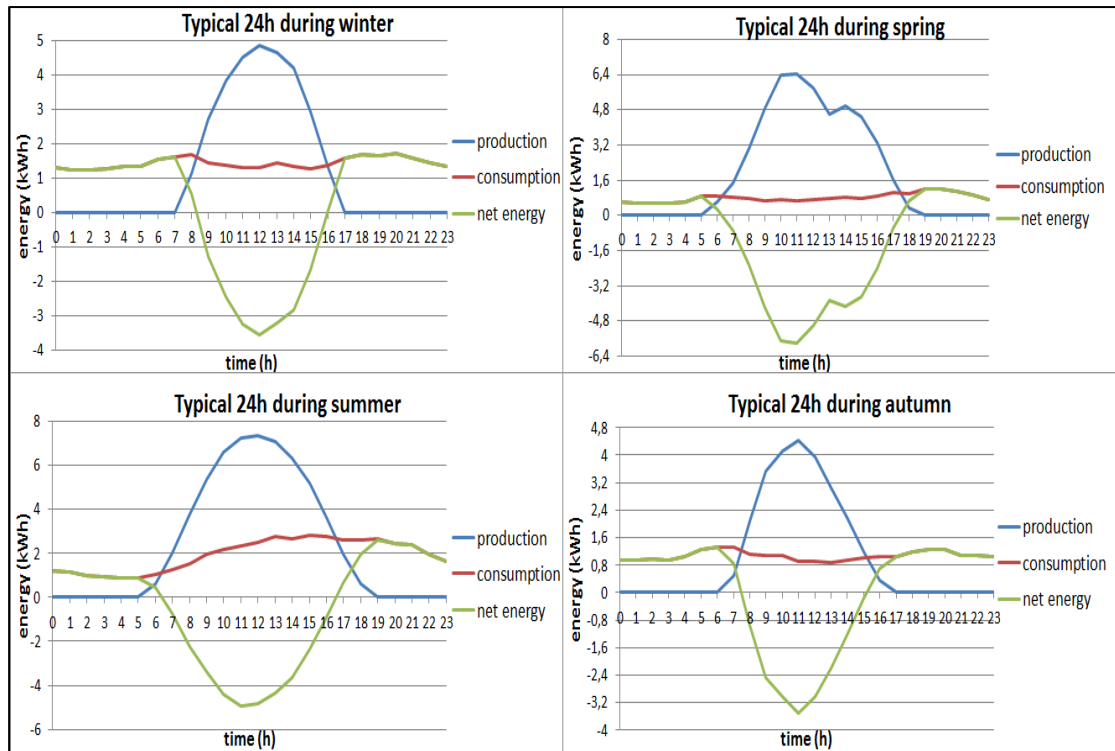
Διάγραμμα 8.1: Τυπική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακό καταναλωτή με φωτοβολταϊκό σύστημα 2kWp και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, κατά τη διάρκεια μιας ημέρας.



Διάγραμμα 8.2: Τυπική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακό καταναλωτή με φωτοβολταϊκό σύστημα 5kWp και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, κατά τη διάρκεια μιας ημέρας.



Διάγραμμα 8.3: Τυπική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακό καταναλωτή με φωτοβολταϊκό σύστημα 5kWp και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh, κατά τη διάρκεια μιας ημέρας.



Διάγραμμα 8.4: Τυπική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακό καταναλωτή με φωτοβολταϊκό σύστημα 10kWp και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh, κατά τη διάρκεια μιας ημέρας.

Επίσης, απαιτείται ο προσδιορισμός του ετήσιου ποσοστού ιδιοκατανάλωσης. Ο συγκεκριμένος δείκτης αναφέρεται στην ενέργεια από την παραγωγή του φωτοβολταϊκού η οποία καταναλώνεται άμεσα από τον καταναλωτή. Το ποσοστό αυτό εξαρτάται από το συνολικό μέγεθος της κατανάλωσης και το μέγεθος του φωτοβολταϊκού συστήματος που θα εγκαταστήσει ο αυτοπαραγωγός. Επειδή με τα δεδομένα που έχουμε δεν μπορεί να πραγματοποιηθεί ακριβής υπολογισμός, μια καλή προσέγγιση είναι να θεωρήσουμε ότι η ιδιοκατανάλωση υπολογίζεται ανά ώρα, οπότε:

$$E_{\text{αυτ.}}^{\omega\text{ριαίο}} = \min(E_{\text{παρ.}}^{\omega\text{ριαίο}}; E_{\text{κατ.}}^{\omega\text{ριαίο}})$$

$$\text{ποσοστό ιδιοκατανάλωσης} = 100\% * \frac{\sum_{\omega\text{ρα}=1}^{8760} E_{\text{αυτ.}}^{\omega\text{ριαίο}}}{\sum_{\omega\text{ρα}=1}^{8760} E_{\text{παρ.}}^{\omega\text{ριαίο}}}$$

όπου $E_{\text{παρ.}}^{\omega\text{ριαίο}}$: η ωριαία παραγωγή του φωτοβολταϊκού,

$E_{\text{κατ.}}^{\omega\text{ριαίο}}$: η ωριαία κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και

$E_{\text{αυτ.}}^{\omega\text{ριαίο}}$: η ποσότητα της παραγωγής η οποία καταναλώνεται εντός μιας ώρας.

Στον επόμενο πίνακα παρατηρούμε τα αποτελέσματα τα οποία θεωρούμε σταθερά κατά τη διάρκεια του έτους. Στο προφίλ μεγαλύτερης κατανάλωσης, ιδιοκαταναλώνεται μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής του φωτοβολταϊκού. Καθώς αυξάνεται το μέγεθος του φωτοβολταϊκού, μειώνεται το ποσοστό ιδιοκατανάλωσης.

Μέγεθος ΦΒ (kWp)	Ποσοστό ιδιοκατανάλωσης (%)	
	6563,197kWh	10863,56kWh
1	98,59	99,97
2	79,88	92,76
3	59,85	79,03
4	48,05	66,59
5	40,08	57,02
6	34,32	49,75
7	30,01	44,09
8	26,64	39,59
9	23,94	35,92
10	21,75	32,86

Πίνακας 8.2: Ποσοστό ιδιοκατανάλωσης της παραγωγής ανάλογα με την κατανάλωση και την παραγωγή του αυτοπαραγωγού.

8.2.2 Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας

Και οι δύο περιπτώσεις καταναλωτών χρεώνονται σύμφωνα με το τιμολόγιο «Γ1» της ΔΕΗ, όπως φαίνεται στους πίνακες 8.3. Το οικιακό τιμολόγιο χωρίς χρονοχρέωση «Γ1» είναι ένα τετραμηνιαίο τιμολόγιο, εφαρμόζεται μια ενιαία τιμή χρέωσης σε €/kWh για την κατανάλωση ενέργειας που πραγματοποιείται καθ' όλη τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου, το ύψος της οποίας διαφοροποιείται ανάλογα με το συνολικό ύψος της τετραμηνιαίας κατανάλωσης. Επίσης, υπάρχουν και οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις, οι οποίες αφορούν τη χρήση των δικτύων μεταφοράς και διανομής, καθώς και λοιπές χρεώσεις και τη χρέωση για τις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας.

Τιμολόγιο Γ1: Χωρίς Χρονοχρέωση

Χρεώσεις Προμήθειας (με ισχύ από την 25.7.2014)

Κατανάλωση Ημέρας:

Κλιμάκια (στο σύνολο της κατανάλωσης)	Χρέωση Ενέργειας (€ / kWh)	Χρέωση Παγίου Μονοφασικής παροχής (€ / τετράμηνο)	Χρέωση Παγίου Τριφασικής παροχής (€ / τετράμηνο)
0 – 2000 kWh	0,09460	1,52	4,80
> 2000 kWh	0,10252	1,52	4,80

Ελάχιστη Χρέωση μονοφασικού (€/τετράμηνο) : 5,30

Ελάχιστη Χρέωση τριφασικού (€/τετράμηνο) : 8,58

Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Ημέρας (με ισχύ από την 1.6.2014)

Κλιμάκια σε kWh	ΔΙΚΤΥΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ		ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ (€/kWh)	ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ		ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΚΟΙΝΗΣ ΩΦΕΛΕΙΑΣ (€/kWh)
	Χρέωση Ισχύος (€/kVA* ΣΙ / έτος)	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)		Χρέωση Ισχύος (Μοναδιαία Πάγια Χρέωση) (€/kVA* ΣΙ/ έτος)	Χρέωση Ενέργειας (Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση) (€/kWh)	
0 - 1600	0,16	0,00563	0,00046	0,56	0,0214	0,00699
1601-2000						0,01570
2001-3000						0,03987
>3000						0,04488

Χρεωστέα Ισχύς: Η συμφωνημένη ισχύς (ΣΙ) της παροχής

Σημείωση:

Περίοδος τιμολογίου: 120 ημέρες.

Εάν η καταμέτρηση αφορά διαφορετική περίοδο, τότε για την Πάγια Χρέωση και για τα κλιμάκια κατανάλωσης του οικιακού τιμολογίου γίνεται αναλογική χρέωση χρησιμοποιώντας το συντελεστή, $A = \text{ημέρες περιόδου κατανάλωσης} / 120 \text{ ημέρες}$.

Πίνακας 8.3: Οικιακό τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ ([17]).

Στο παραπάνω τιμολόγιο δεν περιλαμβάνονται τα τέλη και οι φόροι. Οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας εισπράττουν μαζί με τους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας και τα εξής τέλη και φόρους: το ειδικό τέλος μείωσης των εκπομπών αερίων ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), τον ειδικό φόρο κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΦΚ), το ειδικό τέλος (5%) και τον ΦΠΑ.

ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	0,0263
ΕΦΚ (€/kWh)	0,0022
Ειδικό τέλος (5%)	0,50%
ΦΠΑ	13%

Πίνακας 8.4: Τέλη και φόροι για το οικιακό τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ. Σημείωση: Το ειδικό τέλος δεν εφαρμόζεται στο ΕΤΜΕΑΡ.

Χρεώσεις παγίων και ισχύος δεν λαμβάνονται υπόψη, αφού παραμένουν σταθερά και για την περίπτωση καταναλωτή χωρίς φωτοβολταϊκά και για την περίπτωση καταναλωτή-αυτοπαραγωγού με φωτοβολταϊκό σύστημα και net metering. Ο ενεργειακός συμψηφισμός πραγματοποιείται, όπως έχουμε αναφέρει και στη θεωρία, μόνο για τις ενεργειακές χρεώσεις. Οπότε, σύμφωνα με τους παραπάνω πίνακες υπολογίζουμε τη συνολική τιμή της χρέωσης ενέργειας (€/kWh) ανά τετράμηνο ως εξής:

- Περίπτωση χωρίς φωτοβολταϊκά και net metering:

Η χρέωση επιβάλλεται επί της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο της ΔΕΗ όπως φαίνεται στο παρακάτω πίνακα, ανάλογα με το μέγεθος της τετραμηνιαίας κατανάλωσης.

4μηνιαία κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)	Χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας (€/kWh)
0-1600	0,17881
1601-2000	0,18870
2001-3000	0,22514
>3000	0,23083

Πίνακας 8.5: Χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας (€/kWh) ανά τετράμηνο.

- Περίπτωση αυτοπαραγωγού με net metering:

Όπως έχει ήδη ειπωθεί στο κεφάλαιο 7:

1. Οι ανταγωνιστικές χρεώσεις για τη προμήθεια ενέργειας επιβάλλονται στη συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια, δηλαδή στη διαφορά απορροφηθείσας (Α) μείον εγχυθείσας (Ε) ενέργειας.
2. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις, εκτός των ΥΚΩ επιβάλλονται επί της απορροφώμενης ενέργειας (Α) από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.
3. Το ΕΤΜΕΑΡ επιβάλλεται επί της απορροφώμενης από το δίκτυο ενέργειας (Α).
4. Οι ΥΚΩ και ο ειδικός φόρος κατανάλωσης επιβάλλονται επί της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ($K=A+Π-E$, όπου Π η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το φωτοβολταϊκό).

Οπότε, στο πίνακα 8.6 μπορούμε να δούμε τη χρέωση που υφίσταται ένας καταναλωτής-αυτοπαραγωγός με ενεργειακό συμψηφισμό.

	Χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας ανά τετράμηνο
Συμψηφιζόμενη ενέργεια (N=A-E)	0-2000kWh: 0,10743 €/kWh >2000kWh: 0,11643 €/kWh
Απορροφηθείσα ενέργεια (A)	(ρυθμιζόμενες)+(ETMEAP)=0,03122+0,02972 (€/kWh)
Κατανάλωση (K=A+Π-E)	(ΥΚΩ):0-1600kWh:0,00794 €/kWh 1601-2000kWh: 0,01783 €/kWh 2001-3000kWh: 0,04528 €/kWh >3000kWh: 0,05097 €/kWh (ΕΦΚ): 0,0025 €/kWh

Πίνακας 8.6: Χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας (€/kWh) ανά τετράμηνο, για καταναλωτή-αυτοπαραγωγό με net metering.

8.2.3 Οικονομικές παράμετροι

Για την υλοποίηση του πρώτου μέρους του κεφαλαίου αυτού θα κάνουμε τις εξής υποθέσεις:

Κόστος φωτοβολταϊκών συστημάτων: Ορίζεται στο 1,5€/Wp ([103]), αν και στη πράξη δεν είναι σταθερό καθ' όλο το εύρος της εγκατεστημένης ισχύος. Ωστόσο, υποτίθεται σταθερό για καλύτερη κατανόηση και σύγκριση μεταξύ των μεθόδων συμψηφισμού για όλα τα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος.

Περίοδος μελέτης της επένδυσης: Η αξιολόγηση της επένδυσης ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκά γίνεται για χρονικό διάστημα ίσο με τη διάρκεια της σύμβασης συμψηφισμού ενέργειας που υπογράφεται μεταξύ του προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας και του πελάτη-αυτοπαραγωγού. Αυτός είναι ο χρόνος ζωής της επένδυσης. Οπότε, η διάρκεια ζωής των επενδύσεων είναι ίση με 25 χρόνια. Στο τέλος της περιόδου αυτής η υπολειμματική αξία της επένδυσης θεωρείται μηδενική.

Κόστος λειτουργίας και συντήρησης: Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης (O&M: Operation and Maintenance) ορίζονται ως εκατοστιαίο ποσοστό επί του κόστους της αρχικής επένδυσης. Άρα, θεωρώντας ότι περιλαμβάνουν και τα κόστη ασφάλισης, τα ορίζουμε στο 1,5% ([102]) του κόστους του φωτοβολταϊκού ετησίως.

Πληθωρισμός: Θεωρούμε ότι το κόστος λειτουργίας και συντήρησης και οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνονται σύμφωνα με το πληθωρισμό κατά 2% (στόχος της Ευρωπαϊκής Κεντρικής Τράπεζας:[105]) ανά έτος.

Επιπλέον, το **επιτόκιο αναγωγής** σε παρούσα αξία ορίζεται στο 4%.

Όσον αφορά τη διάρκεια ζωής του αντιστροφέα, η EPIA (European Photovoltaic Industry Association:[22]) θεωρούσε ως εγγυημένη διάρκεια ζωής του τα 15 χρόνια για το 2010 και θεωρεί τα 20-25 χρόνια για το 2020. Εμείς θα θεωρήσουμε ότι η αντικατάσταση του αντιστροφέα γίνεται στα 20 χρόνια. Το **κόστος αλλαγής του αντιστροφέα** εκτιμάται στα 0,25€/Wn, όπου η αντιστοιχία της ονομαστικής ισχύς με την ισχύ αιχμής είναι περίπου 3kWh/3,3kWp ([104]).

Στο πίνακα 8.7 συνοψίζονται τα παραπάνω:

Κόστος εγκατάστασης του ΦΒ	1,5€/Wp (με ΦΠΑ)
Οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης	25 έτη
Κόστη λειτουργίας και συντήρησης	1,5% του κόστους του ΦΒ
Πληθωρισμός	2%
Επιτόκιο αναγωγής	4%
Κόστος αντιστροφέα	0,25€/Wn

Πίνακας 8.7: Οικονομικές παράμετροι.

Άλλη σημαντική παράμετρος είναι η **τιμή αποζημίωσης της περίσσειας παραγόμενης ενέργειας**: Αποτελεί την εγγυημένη τιμή σύμφωνα με την οποία αποζημιώνεται ο αυτοπαραγωγός στο τέλος κάθε κύκλου συμψηφισμού.

8.2.4 Διαμόρφωση των σεναρίων

Η δημιουργία των σεναρίων που θα χρησιμοποιήσουμε εξαρτάται από τη περίοδο συμψηφισμού της παραγόμενης από το φωτοβολταϊκό ηλεκτρικής ενέργειας με τη κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και με τον αν η περίσσεια ενέργειας θα αποζημιώνεται. Τα αποτελέσματα θα καταδεικνύουν την οικονομικότερη επιλογή για το καταναλωτή-αυτοπαραγωγό ανάλογα με τις ενεργειακές του ανάγκες, καθώς και την ιδανικότερη τιμή πώλησης της περίσσειας ενέργειας τόσο για τον καταναλωτή-αυτοπαραγωγό, όσο και για τον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οπότε, εμείς θα ελέγξουμε τα εξής είδη ενεργειακού συμψηφισμού:

α) ωριαίος, β) ημερήσιος, γ) μηνιαίος, δ) διμηνιαίος, ε) τετραμηνιαίος, ζ) ετήσιος.

Έχοντας διαθέσιμες τις τιμές της παραγωγής και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και αφού έχουμε υπολογίσει το ποσοστό ιδιοκατανάλωσης, βρίσκουμε τα εξής ανάλογα με την περίοδο (κύκλο) συμψηφισμού:

1. *ιδιοκατανάλωση (I) = ποσοστό ιδιοκατανάλωσης * παραγωγή(Π)*
2. *απορροφώμενη (A) από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια = κατανάλωση (K) – ιδιοκατανάλωση (I)*
3. *εγχυθείσα (E) στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια = παραγωγή (Π) – ιδιοκατανάλωση (I)*
4. *συμψηφιζόμενη (N) ηλεκτρική ενέργεια = (A) – (E)*

Εάν η συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι θετική (χρεωστέα ενέργεια) τότε ο πελάτης καλείται να τη πληρώσει, ενώ σε αντίθετη περίπτωση δεν υπόκειται σε καμιά πληρωμή για αυτή την ενέργεια. Οι διάφορες χρεώσεις υπολογίζονται όπως έχουμε αναφέρει στην υποενότητα 8.2.2. Τυχόν πλεόνασμα ενέργειας που προκύπτει στο τέλος της περιόδου συμψηφισμού (εάν $N < 0$) δεν μπορεί να μεταφερθεί, ενώ εξετάζουμε τις εξής περιπτώσεις αποζημίωσης του:

- Σενάριο 1: μηδενική τιμή αποζημίωσης
Στην περίπτωση αυτή δεν προβλέπεται αποζημίωση για την περίσσεια παραγόμενη ενέργεια.
- Σενάριο 2: τιμή αποζημίωσης 0,0946€/kWh
Στην περίπτωση αυτή εξετάζεται η πώληση της επιπλέον ενέργειας στη ΔΕΗ σε τιμή χονδρικής.
- Σενάριο 3: τιμή αποζημίωσης 0,17881€/kWh

Στην περίπτωση αυτή η επιπλέον ηλεκτρική ενέργεια πωλείται στη ΔΕΗ στη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

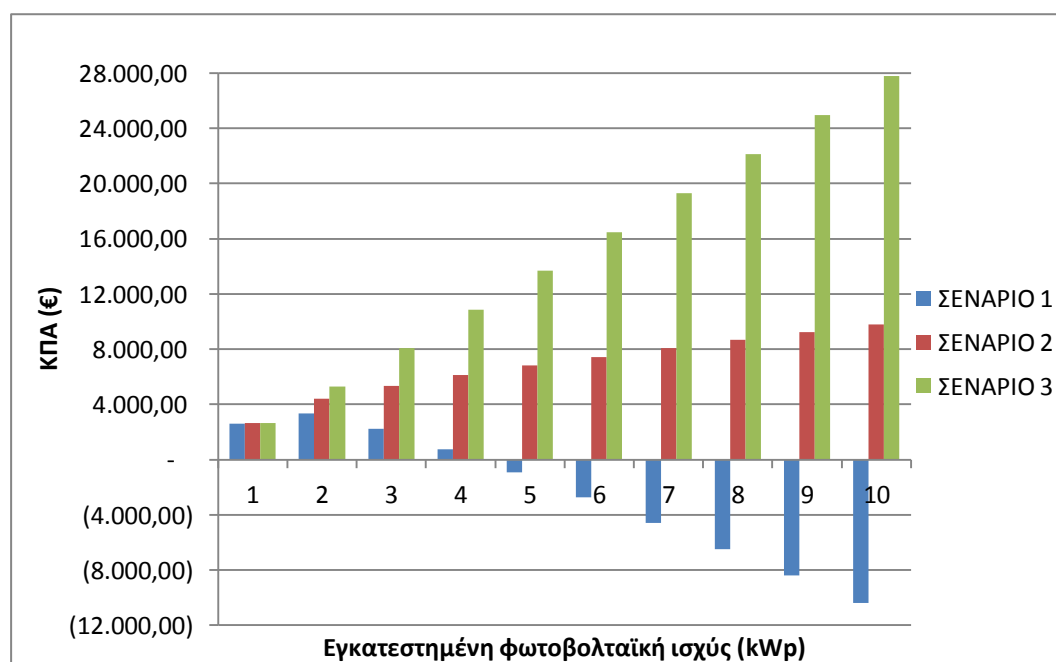
8.3 Υπολογισμός της ΚΠΑ, του ΕΒΑ και της ΕΠΑ

Για τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (ΕΒΑ) και της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής (ΕΠΑ) χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις (7.7), (7.9) και (7.10) αντίστοιχα, που περιγράψαμε στη θεωρία. Το ετήσιο καθαρό όφελος καθορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της συνολικής χρέωσης στην οποία υπόκειται ο πελάτης για την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αποκλειστικά από το δίκτυο της ΔΕΗ και του χρηματικού ποσού που θα πλήρωνε ο πελάτης εάν γινόταν αυτοπαραγωγός και χρησιμοποιούσε το net metering. Στο αποτέλεσμα αυτό αφαιρούμε τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης που ορίσαμε παραπάνω, ενώ στα σενάρια 2 και 3 όπου το πλεόνασμα της ενέργειας του παραγωγού αποζημιώνεται, το κέρδος που υπολογίζεται προστίθεται.

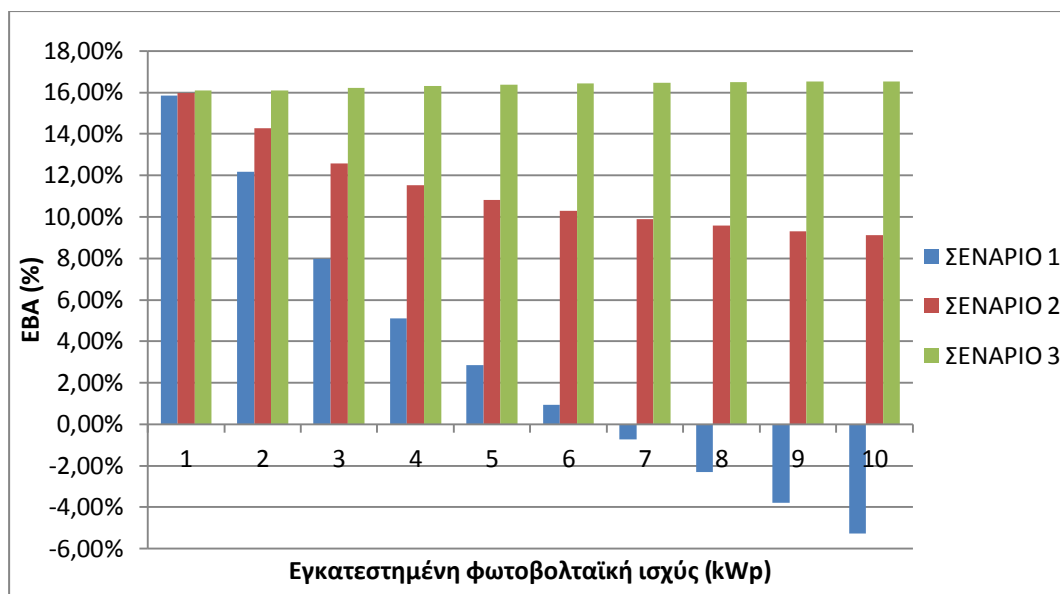
Στη συνέχεια της ενότητας αυτής για καθέναν από τους τρόπους συμψηφισμού που περιγράψαμε παραπάνω, παρουσιάζονται διαγράμματα με τη διακύμανση της ΚΠΑ και του ΕΒΑ της επένδυσης και πίνακες με την αντίστοιχη ΕΠΑ της επένδυσης σε φωτοβολταϊκά για διάφορες εγκατεστημένες ισχύεις (1-10kWp). Επιπλέον, παρατίθενται η χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια και το πλεόνασμα της ενέργειας (στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού) που εμφανίζονται συνολικά μέσα στο έτος.

8.3.1 Ωριαίος ενεργειακός συμψηφισμός

Προφίλ κατανάλωσης των 6563,197kWh:



Διάγραμμα 8.5: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.



Διάγραμμα 8.6: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

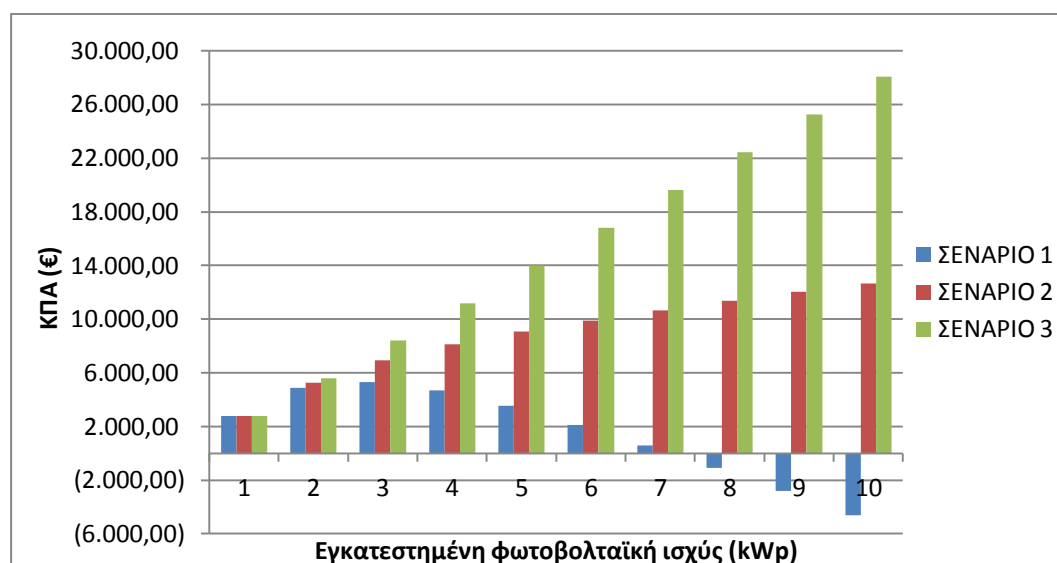
Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,61	7,54	7,48
2	9,95	8,48	7,49
3	14,55	9,64	7,42
4	21,72	10,49	7,38
5	29,32	11,14	7,35
6	39,43	11,67	7,32
7	56,60	12,10	7,31
8		12,45	7,29
9		12,75	7,28
10		13,01	7,27

Πίνακας 8.8: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

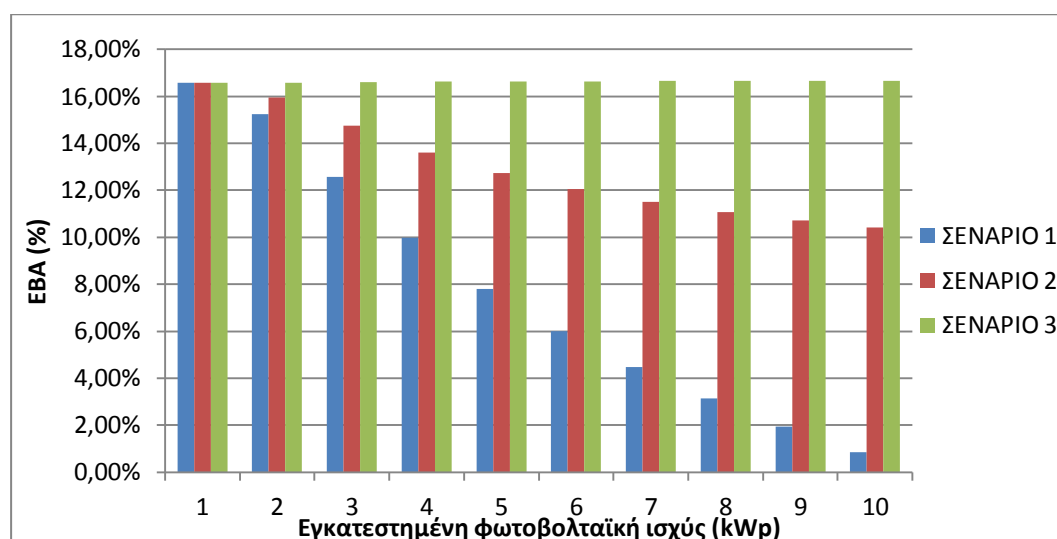
εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	5166,325	19,91948
2	4299,711	570,0977
3	4019,214	1706,392
4	3839,912	2943,882
5	3723,809	4244,571
6	3645,555	5583,109
7	3586,98	6941,326
8	3543,594	8314,732
9	3510,361	9698,291
10	3482,217	11086,94

Πίνακας 8.9: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάσματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

Προφίλ κατανάλωσης των 10863,56kWh:



Διάγραμμα 8.7: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.



Διάγραμμα 8.8: Διακύμανση του ΕΒΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,26	7,26	7,26
2	7,93	7,56	7,25
3	9,65	8,20	7,24
4	12,00	8,89	7,23
5	14,79	9,52	7,23
6	17,97	10,05	7,23
7	23,48	10,51	7,22
8	28,10	10,90	7,22
9	33,52	11,25	7,22
10	40,03	11,55	7,22

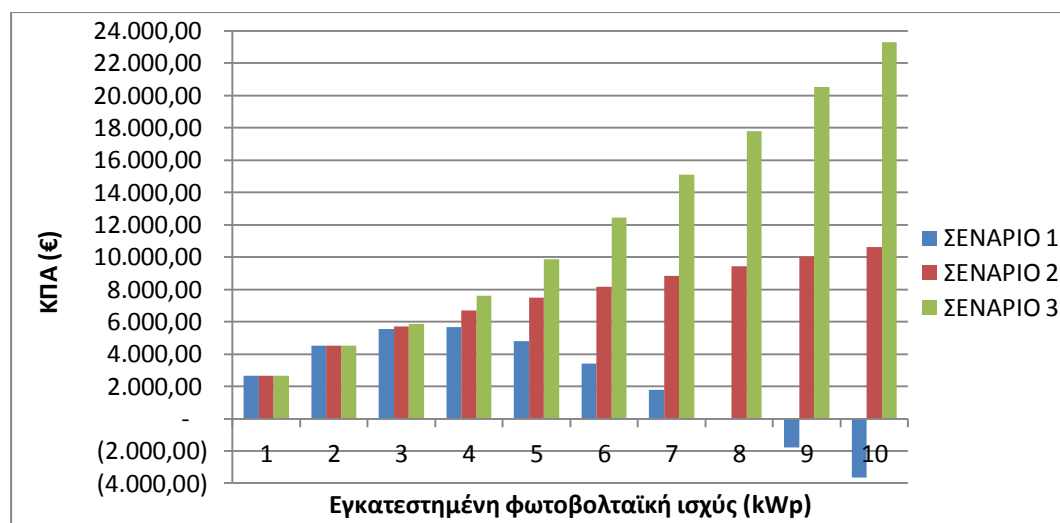
Πίνακας 8.10: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	9447,1474	0,379
2	8235,1169	205,141
3	7504,3992	891,215
4	7089,9536	1893,561
5	6824,0464	3044,446
6	6634,3568	4271,548
7	6490,7736	5544,757
8	6376,0879	6846,863
9	6283,3851	8170,952
10	6208,5867	9512,946

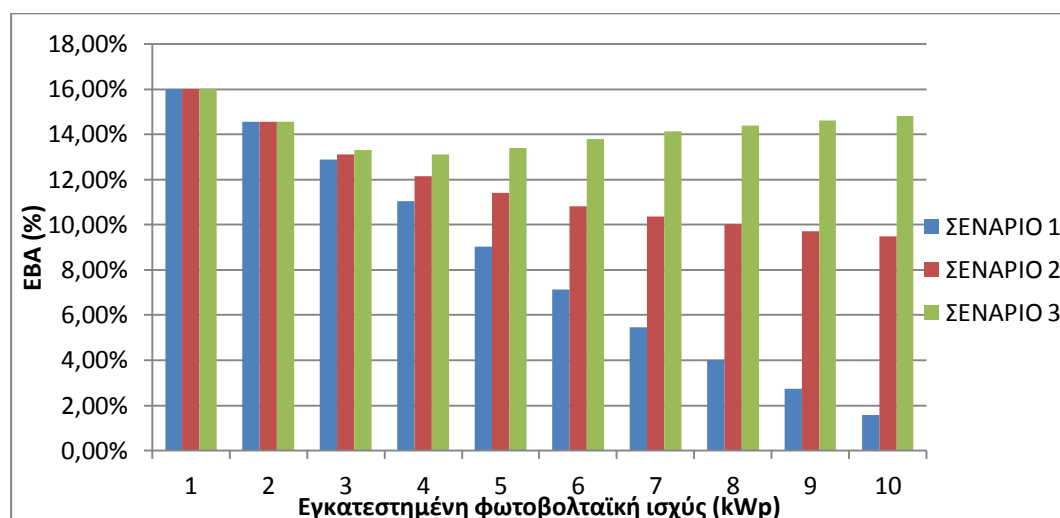
Πίνακας 8.11: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάσματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το ωριαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

8.3.2 Ημερήσιος ενεργειακός συμψηφισμός

Προφίλ κατανάλωσης των 6563,197kWh:



Διάγραμμα 8.9: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.



Διάγραμμα 8.10: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

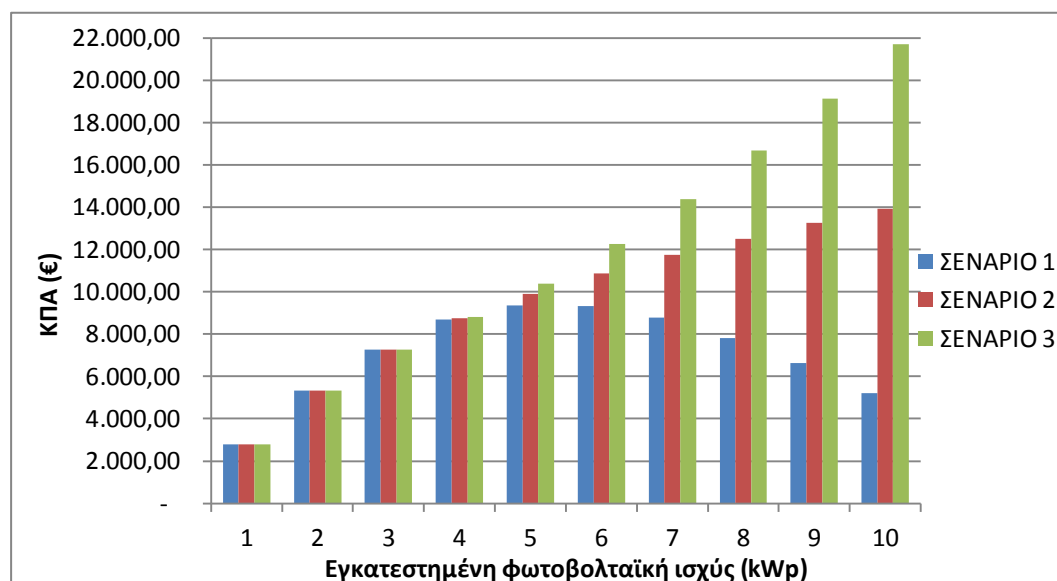
Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,53	7,53	7,53
2	8,31	8,31	8,31
3	9,41	9,24	9,10
4	10,93	9,97	9,25
5	13,11	10,60	9,05
6	15,90	11,13	8,79
7	20,79	11,59	8,58
8	24,93	11,96	8,41
9	29,76	12,29	8,28
10	36,02	12,57	8,17

Πίνακας 8.12: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

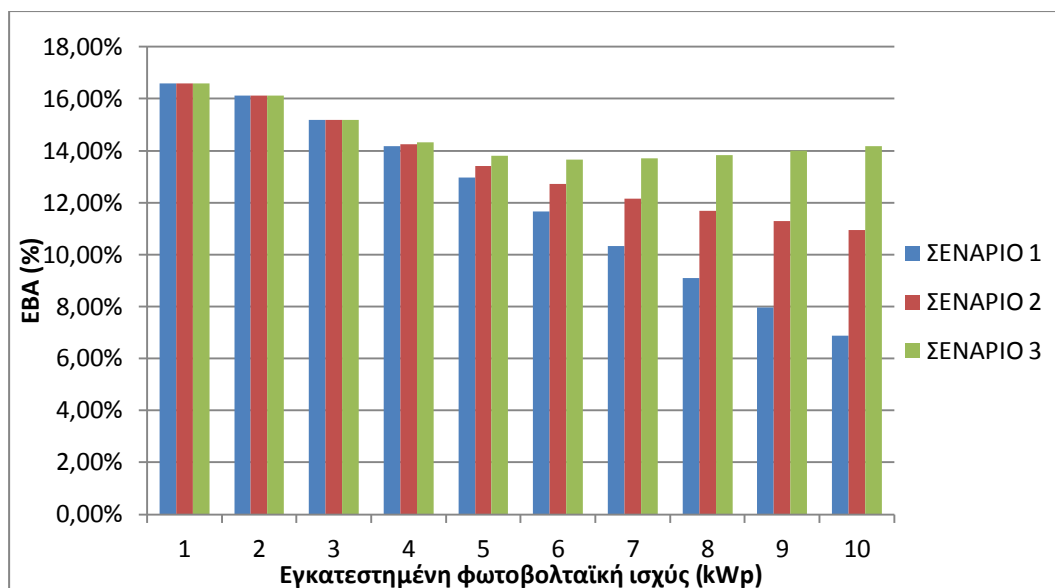
εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	5146,4056	0
2	3729,6185	0
3	2406,3650	93,546
4	1467,5696	571,540
5	951,3673	1472,128
6	687,6740	2625,222
7	521,5579	3875,905
8	399,9436	5171,080
9	308,0921	6496,018
10	239,1300	7843,845

Πίνακας 8.13: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάσματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

Προφίλ κατανάλωσης των 10863,56kWh:



Διάγραμμα 8.11: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.



Διάγραμμα 8.12: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,26	7,26	7,26
2	7,48	7,48	7,48
3	7,96	7,96	7,96
4	8,54	8,50	8,46
5	9,34	9,03	8,78
6	10,38	9,53	8,87
7	11,62	9,96	8,84
8	13,02	10,35	8,76
9	14,58	10,70	8,65
10	16,31	11,01	8,55

Πίνακας 8.14: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

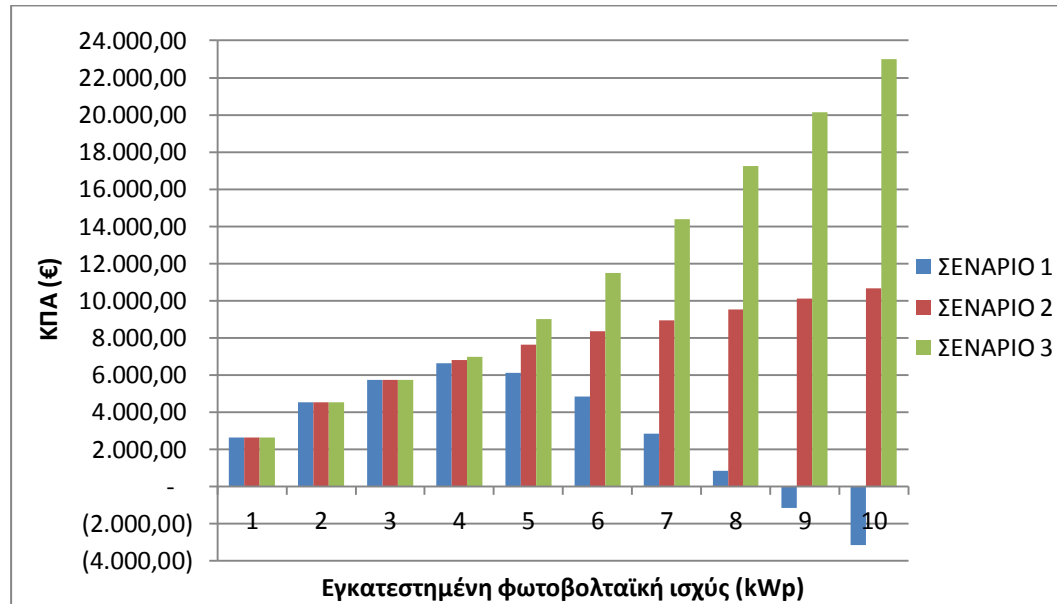
εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	9446,7686	0
2	8029,9815	0
3	6613,1824	0
4	5233,2168	36,824
5	4076,9096	297,307
6	3210,3381	847,524
7	2573,8057	1627,790
8	2108,3294	2579,103
9	1753,3963	3640,959
10	1487,6755	4792,028

Πίνακας 8.15: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάσματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το ημερήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

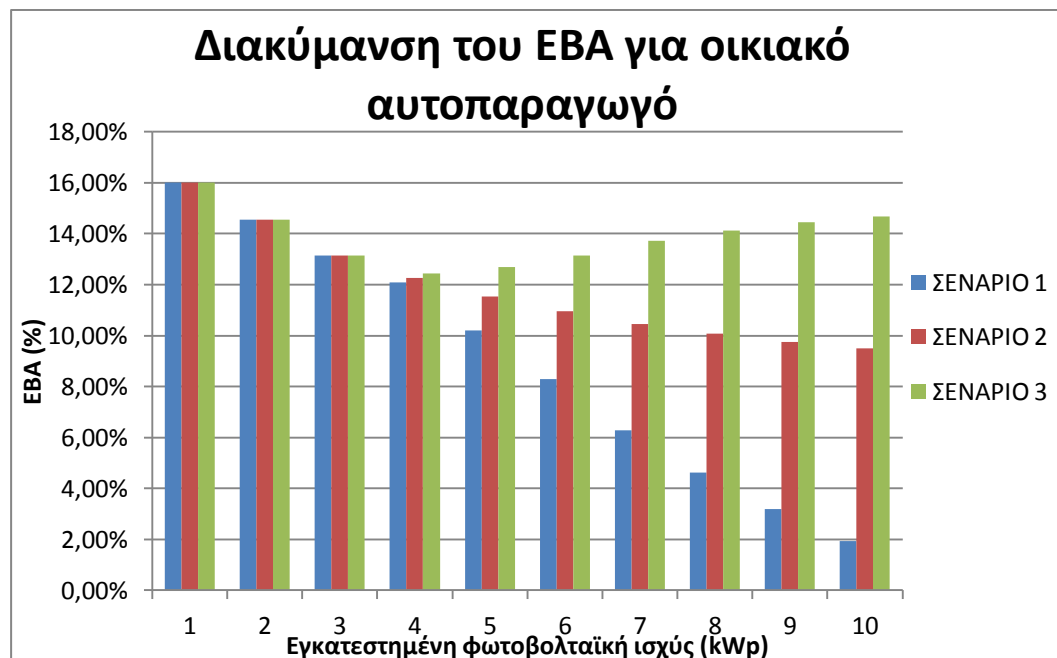
8.3.3 Τετραμηνιαίος ενεργειακός συμψηφισμός

Πρέπει να αναφερθεί ότι δοκιμάστηκαν και τα σενάρια διμηνιαίου και μηνιαίου συμψηφισμού, με τα αποτελέσματα που προκύπτουν να έχουν πολύ μικρές διαφορές σε σχέση με τον τετραμηνιαίο συμψηφισμό.

Προφίλ κατανάλωσης των 6563,197kWh:



Διάγραμμα 8.13: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.



Διάγραμμα 8.14: Διακύμανση του ΕΒΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

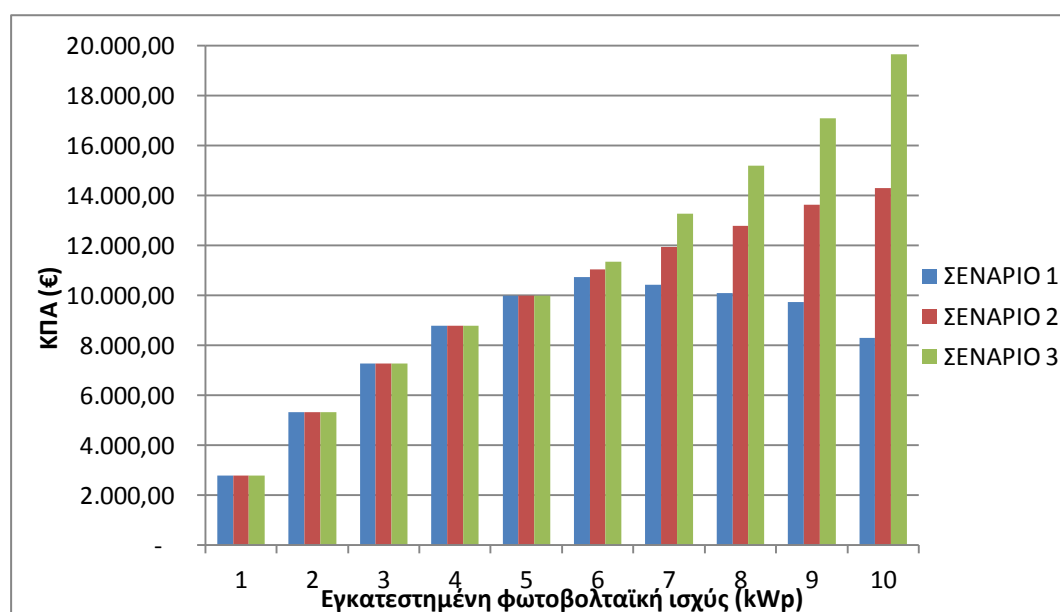
Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,53	7,53	7,53
2	8,31	8,31	8,31
3	9,22	9,22	9,22
4	10,02	9,87	9,74
5	11,77	10,48	9,55
6	14,10	11,02	9,22
7	17,41	11,50	8,84
8	23,03	11,90	8,58
9	27,87	12,24	8,39
10	33,59	12,53	8,24

Πίνακας 8.16: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

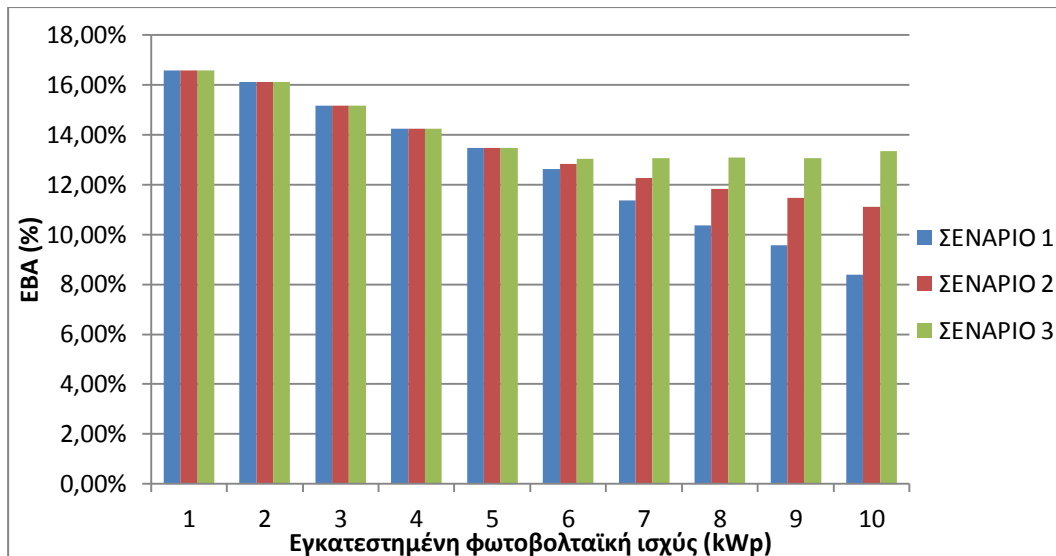
εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	5146,4056	0
2	3729,6139	0
3	2312,8231	0
4	994,9904	98,959
5	326,5955	847,355
6	0	1937,551
7	0	3354,343
8	0	4771,134
9	0	6187,928
10	0	7604,717

Πίνακας 8.17: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάσματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

Προφίλ κατανάλωσης των 10863,56kWh:



Διάγραμμα 8.15: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.



Διάγραμμα 8.16: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,26	7,26	7,26
2	7,48	7,48	7,48
3	7,96	7,96	7,96
4	8,49	8,49	8,49
5	8,99	8,99	8,99
6	9,61	9,44	9,30
7	10,63	9,87	9,28
8	11,58	10,23	9,27
9	12,46	10,54	9,28
10	13,94	10,86	9,08

Πίνακας 8.19: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

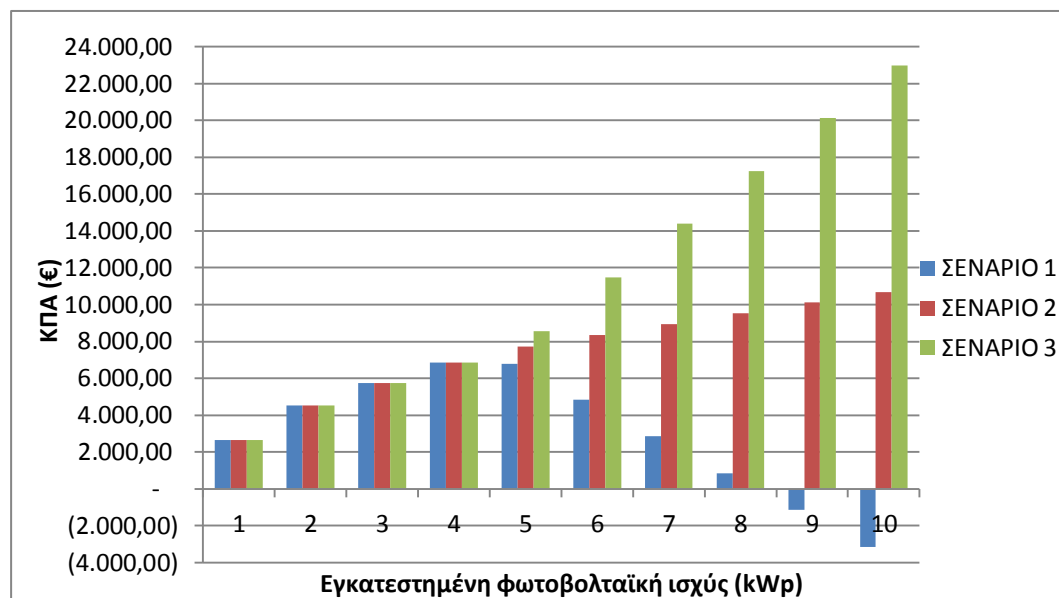
εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	9446,7686	0
2	8029,9769	0
3	6613,1861	0
4	5196,394	0
5	3779,6031	0
6	2540,9161	178,104
7	1776,0914	830,071
8	1011,265	1482,036
9	246,4378	2134,003
10	0	3304,354

Πίνακας 8.20: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάσματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το τετραμηνιαίο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

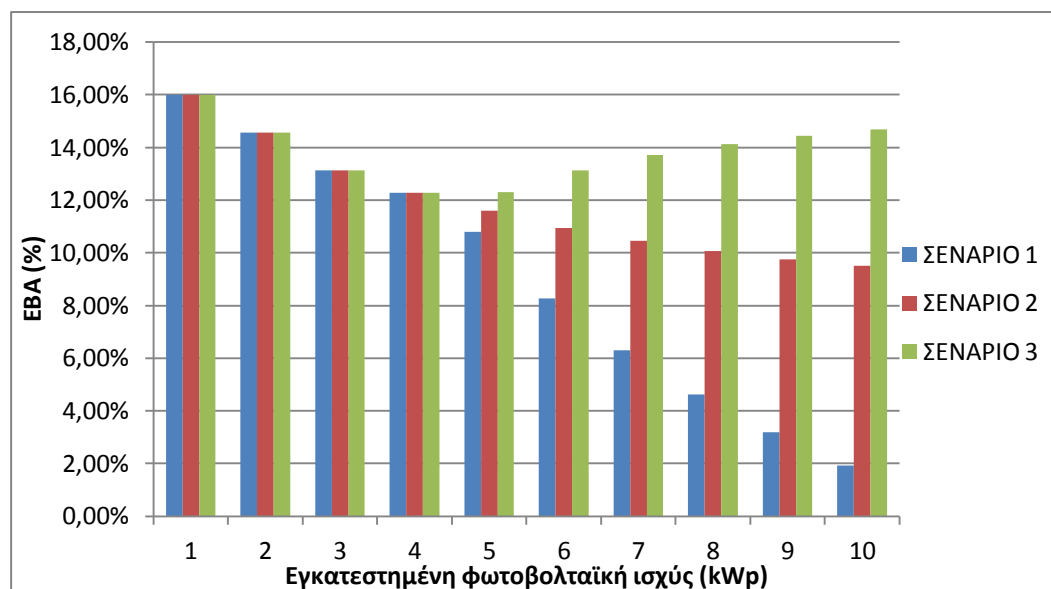
8.3.4 Ετήσιος ενεργειακός συμψηφισμός

Το σενάριο 1 αυτής της περίπτωσης όπου το πλεόνασμα που παραμένει στο τέλος του έτους δεν αποζημιώνεται, αποτελεί τον τρόπο με τον οποίο έχει αποφασιστεί να εφαρμοστεί το net metering στην Ελλάδα.

Προφίλ κατανάλωσης των 6563,197kWh:



Διάγραμμα 8.17: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.



Διάγραμμα 8.18: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

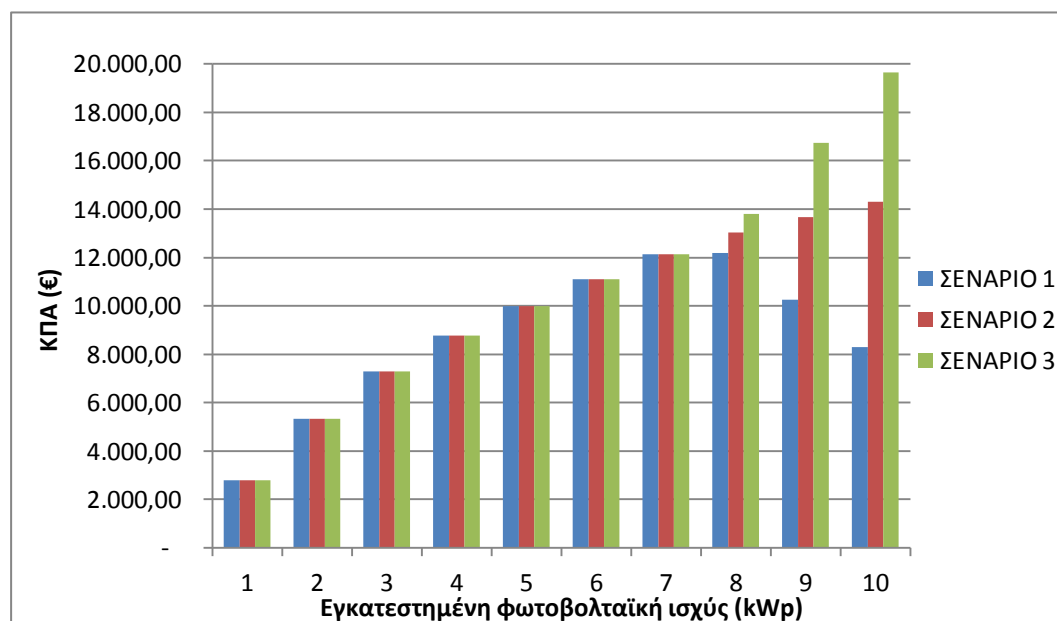
Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,53	7,53	7,53
2	8,31	8,31	8,31
3	9,22	9,22	9,22
4	9,85	9,85	9,85
5	11,17	10,42	9,84
6	14,10	11,02	9,22
7	17,41	11,50	8,84
8	23,03	11,90	8,58
9	27,87	12,24	8,39
10	33,59	12,53	8,24

Πίνακας 8.21: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

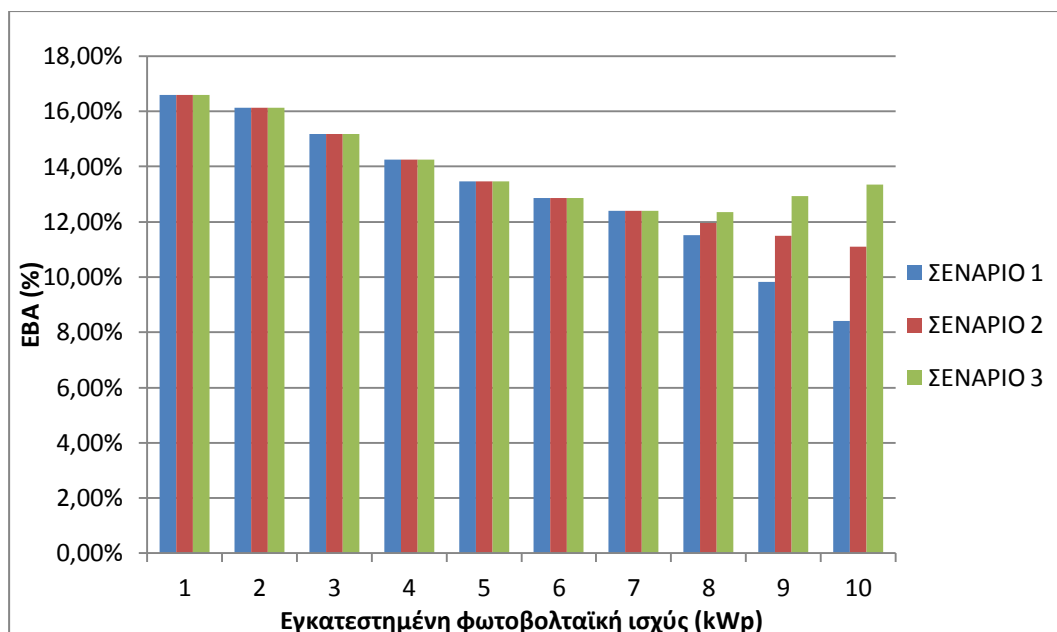
εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	5146,4056	0
2	3729,6139	0
3	2312,8231	0
4	896,0310	0
5	0	520,760
6	0	1937,551
7	0	3354,343
8	0	4771,134
9	0	6187,928
10	0	7604,717

Πίνακας 8.22: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh.

Προφίλ κατανάλωσης των 10863,56kWh:



Διάγραμμα 8.19: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.



Διάγραμμα 8.20: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (έτη)		
	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
1	7,26	7,26	7,26
2	7,48	7,48	7,48
3	7,96	7,96	7,96
4	8,49	8,49	8,49
5	8,99	8,99	8,99
6	9,42	9,42	9,42
7	9,77	9,77	9,77
8	10,51	10,12	9,80
9	12,17	10,52	9,39
10	13,94	10,86	9,08

Πίνακας 8.23: ΕΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)
1	9446,7686	0
2	8029,9769	0
3	6613,1861	0
4	5196,3940	0
5	3779,6031	0
6	2362,8125	0
7	946,0204	0
8	0	470,771
9	0	1887,565
10	0	3304,354

Πίνακας 8.24: Ποσότητες (kWh) χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και πλεονάσματος κατά τη διάρκεια ενός έτους για οικιακό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα, υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh.

8.4 Παρατηρήσεις-Σχολιασμός αποτελεσμάτων

Καταρχάς παρατίθεται ο πίνακας 8.25 στον οποίο παρουσιάζονται, ανά εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ και πρότυπο προφίλ κατανάλωσης, η συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από το φωτοβολταϊκό, η εισερχόμενη από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται για να καλυφτούν οι ανάγκες της κατανάλωσης του πελάτη-παραγωγού που δεν ικανοποιήθηκαν άμεσα από την παραγωγή του φωτοβολταϊκού και η εξερχόμενη ηλεκτρική ενέργεια η οποία περισσεύει από την παραγωγή εφόσον δεν καταναλώνεται άμεσα και εγχέεται στο δίκτυο. Οι ποσότητες του πίνακα αναφέρονται συνολικά για τη διάρκεια ενός έτους και είναι ίσες ανεξάρτητα του κύκλου συμπηφισμού της ενέργειας.

εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	ετήσια ποσότητα ενέργειας (kWh)				
	παραγωγή	προφίλ κατανάλωσης 6563,197kWh		προφίλ κατανάλωσης 10863,56kWh	
		εισερχόμενη	εξερχόμενη	εισερχόμενη	Εξερχόμενη
1	1416,792	5166,325	19,91947	9447,148	0,379268
2	2833,584	4299,711	570,0976	8235,118	205,1406
3	4250,376	4019,215	1706,392	7504,401	891,2145
4	5667,168	3839,913	2943,882	7089,955	1893,561
5	7083,959	3723,81	4244,57	6824,048	3044,445
6	8500,751	3645,556	5583,107	6634,359	4271,546
7	9917,543	3586,981	6941,323	6490,775	5544,755
8	11334,335	3543,595	8314,729	6376,09	6846,861
9	12751,127	3510,362	9698,29	6283,386	8170,951
10	14167,919	3482,218	11086,93	6208,588	9512,942

Πίνακας 8.25: Ποσότητες (kWh) παραγόμενης, εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας που παρουσιάζονται κατά τη διάρκεια ενός έτους, ανά εγκατεστημένη ισχύ και δεδομένη κατανάλωση.

Όπως παρατηρούμε και από τον παραπάνω πίνακα, με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος του φωτοβολταϊκού συστήματος η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτό προφανώς και αυξάνεται. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η απορροφώμενη ενέργεια που εισέρχεται από το δίκτυο της ΔΕΗ (εισερχόμενη) για να καλύψει τις υπόλοιπες ανάγκες του καταναλωτή που δεν εξυπηρετούνται από την αυτοπαραγωγή του να μειώνεται καθώς τα kW αυξάνονται, ενώ η περίσσεια παραγόμενη ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο (εξερχόμενη) αυξάνεται. Η συμπηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια για την οποία χρεώνεται ο πελάτης-αυτοπαραγωγός μειώνεται με την αύξηση της φωτοβολταϊκής ισχύος που έχει εγκατασταθεί, ενώ αντιθέτως το πλεόνασμα που παραμένει στο τέλος της περιόδου συμπηφισμού αυξάνεται. Τα τελευταία μπορούμε να τα παρατηρήσουμε από τους πίνακες της προηγούμενης ενότητας για κάθε είδος συμπηφισμού.

Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζεται η συνολική χρέωση, για την προμήθεια ενέργειας καθώς και τις χρεώσεις του δικτύου, στην οποία υπόκειται ένας καταναλωτής που δεν χρησιμοποιεί φωτοβολταϊκό και net metering και του ποσού που καλείται να πληρώσει για την ενέργεια με τη χρήση του ενεργειακού συμπηφισμού. Οι τιμές των πινάκων αφορούν τη συνολική χρέωση κατά τη διάρκεια του πρώτου έτους, πάγια και χρεώσεις ισχύος δεν περιλαμβάνονται. Στα επόμενα χρόνια οι τιμές του πίνακα είναι αυξημένες, λόγω πληθωρισμού.

εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	ετήσια χρέωση (€) για τις kWh				
	χωρίς net metering	Συμψηφισμός			
		ωριαίος	ημερήσιος	τετραμηνιαίος	ετήσιος
1	1.216,0716	974,6957	972,5558	972,5558	972,5558
2	1.216,0716	828,7839	767,5392	767,5384	767,5384
3	1.216,0716	781,5566	608,2882	598,2391	598,2391
4	1.216,0716	751,3676	496,5069	445,7377	435,1065
5	1.216,0716	731,8193	433,9760	366,8567	331,7706
6	1.216,0716	718,6437	400,8787	327,0018	327,0018
7	1.216,0716	708,7813	379,4631	323,4322	323,4322
8	1.216,0716	701,4765	363,7542	320,7883	320,7883
9	1.216,0716	695,8811	351,8614	318,7630	318,7630
10	1.216,0716	691,1425	342,7377	317,0480	317,0480

Πίνακας 8.26: Συνολική χρέωση (€) ενέργειας κατά τη διάρκεια του πρώτου έτους για τις περιπτώσεις χωρίς και με net metering για οικιακό καταναλωτή με ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, ανάλογα με το μέγεθος του φωτοβολταϊκού που έχει εγκατασταθεί.

εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (kWp)	ετήσια χρέωση (€) για τις kWh				
	χωρίς net metering	Συμψηφισμός			
		ωριαίος	ημερήσιος	τετραμηνιαίος	ετήσιος
1	2.190,3136	1.939,1331	1.939,0890	1.939,0890	1.939,0890
2	2.190,3136	1.724,1552	1.700,2716	1.700,2708	1.700,2708
3	2.190,3136	1.594,5478	1.492,7832	1.492,7838	1.492,7838
4	2.190,3136	1.521,0376	1.312,9633	1.308,9206	1.308,9206
5	2.190,3136	1.474,5613	1.171,3324	1.139,3928	1.139,3928
6	2.190,3136	1.441,4954	1.066,6771	994,7610	975,6273
7	2.190,3136	1.416,4541	989,5442	903,8459	814,6714
8	2.190,3136	1.396,4584	932,5492	814,6916	764,7966
9	2.190,3136	1.380,2940	888,7695	726,8769	716,7833
10	2.190,3136	1.367,2600	855,6649	695,8439	695,8439

Πίνακας 8.27: Συνολική χρέωση (€) ενέργειας κατά τη διάρκεια του πρώτου έτους για τις περιπτώσεις χωρίς και με net metering για οικιακό καταναλωτή με ετήσια κατανάλωση 10863,56kWh, ανάλογα με το μέγεθος του φωτοβολταϊκού που έχει εγκατασταθεί.

Από τους πίνακες 8.26 και 8.27 διαπιστώνουμε αυτό που είχαμε αναφέρει και στη θεωρία, ότι δηλαδή η εξοικονόμηση στο λογαριασμό ανά κιλοβατώρα που παράγεται από τη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση πέφτει με την αύξηση του μεγέθους του ανανεώσιμου συστήματος. Με αυτό εννοούμε ότι καθώς αυξάνεται η παραγωγή της ανανεώσιμης πηγής, ο πελάτης αντιμετωπίζει μια προοδευτικά χαμηλότερη οριακή τιμή για την καθαρή κατανάλωση του, και ως εκ τούτου λαμβάνει σταδιακά χαμηλότερη οριακή εξοικονόμηση στο λογαριασμό του. Οπότε, στις περιπτώσεις που το πλεόνασμα της ενέργειας δεν αποζημιώνεται είτε αποζημιώνεται σε πολύ χαμηλή τιμή πρέπει να υπάρξει ιδιαίτερη προσοχή από μέρους του αυτοπαραγωγού έτσι ώστε να εγκαταστήσει το κατάλληλο για αυτόν μέγεθος φωτοβολταϊκού, βασιζόμενος στο φορτίο του.

Στις περιπτώσεις που εμφανίζεται μηδενικό πλεόνασμα για δεδομένη κατανάλωση δεν υπάρχει καμία διαφορά μεταξύ των διάφορων ειδών συμψηφισμού που έχουμε θεωρήσει, ούτε μεταξύ των 3 διαφορετικών σεναρίων αποζημίωσης του.

8.4.1 Παρατηρήσεις ως προς τη μεταβολή της φωτοβολταϊκής εγκατεστημένης ισχύος

Σενάριο 1: Στην περίπτωση αυτή, όπου η περίσσεια ενέργεια που παραμένει στο τέλος της περιόδου συμψηφισμού δεν αποζημιώνεται, θέλουμε η χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια να είναι όσο το δυνατόν μικρότερη, όπως και η εισερχόμενη από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια. Όμως, η προσοχή μας θα πρέπει να εστιαστεί και στο πλεόνασμα το οποίο δημιουργείται και δεν πρόκειται να αποζημιωθεί. Η επένδυση σε ένα φωτοβολταϊκό μεγαλύτερου μεγέθους (μεγαλύτερο πλεόνασμα) δεν πρόκειται να αποδειχθεί ωφέλιμη για τον πελάτη-παραγωγό, αφού δεν υπάρχει κανένα κέρδος για τον αυτοπαραγωγό για τη ποσότητα της περίσσειας ενέργειας που παραμένει στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού. Όταν ο αυτοπαραγωγός επιλέξει την εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού μεγαλύτερης ισχύος ο ΕΒΑ μειώνεται, ενώ η ΕΠΑ αυξάνεται.

ωριαίος συμψηφισμός: Στην κατανάλωση των 6563,197kWh το βέλτιστο μέγεθος εγκατάστασης είναι τα 2kWp. Στη συνέχεια με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος το όφελος μειώνεται και από τα 5kWp κι άνω εμφανίζεται ζημιά για το πελάτη-παραγωγό. Αντίστοιχα, ο ΕΒΑ σε αυτά τα μεγέθη πέφτει κάτω από το 4% (επιτόκιο αναγωγής) ενώ η ΕΠΑ ξεπερνά τα 25 έτη της σύμβασης. Αυτό το σενάριο δεν είναι καθόλου οικονομικά αποδοτικό για τον πελάτη-αυτοπαραγωγό και δεν έχει καμία αξία για πάνω από τα 3kWp.

Ενώ, στη μεγαλύτερη κατανάλωση το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκού είναι τα 3kWp. Ο ΕΒΑ μειώνεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος και από τα 8kWp κι άνω πέφτει κάτω από το 4%, ενώ η ΕΠΑ αυξάνεται και στα αντίστοιχα μεγέθη ξεπερνά τα 25 έτη.

ημερήσιος συμψηφισμός: Στην κατανάλωση των 6563,197kWh το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι τα 4kWp. Στη συνέχεια με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μειώνεται η ΚΠΑ και από τα 9kWp κι άνω εμφανίζεται ζημιά για το πελάτη-παραγωγό. Αντίστοιχα, ο ΕΒΑ σε αυτά τα μεγέθη πέφτει κάτω από το 4% ενώ η ΕΠΑ ξεπερνά τα 25 έτη της σύμβασης. Στη μεγαλύτερη κατανάλωση το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκού είναι τα 5kWp.

τετραμηνιαίος συμψηφισμός: Στην κατανάλωση των 6563,197kWh το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι τα 4kWp. Στη συνέχεια με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μειώνεται η ΚΠΑ και από τα 9kWp κι άνω εμφανίζεται ζημιά για το πελάτη-παραγωγό. Αντίστοιχα, ο ΕΒΑ σε αυτά τα μεγέθη πέφτει κάτω από το 4% ενώ η ΕΠΑ ξεπερνά τα 25 έτη της σύμβασης. Στη μεγαλύτερη κατανάλωση το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκού είναι τα 6kWp.

ετήσιος συμψηφισμός: Στην κατανάλωση των 6563,197kWh το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι τα 4kWp. Στη συνέχεια με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μειώνεται η ΚΠΑ και από τα 9kWp κι άνω εμφανίζεται ζημιά για το πελάτη-παραγωγό. Αντίστοιχα, ο ΕΒΑ σε αυτά τα μεγέθη πέφτει κάτω από το 4% ενώ η ΕΠΑ ξεπερνά τα 25 έτη της σύμβασης. Στη μεγαλύτερη κατανάλωση το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκού είναι τα 8kWp.

Σενάριο 2: Στο δεύτερο σενάριο όπου η περίσσεια παραγωγή αποζημιώνεται σε τιμή χονδρικής, καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς το όφελος είναι μεγαλύτερο, με τον ΕΒΑ να μειώνεται και την ΕΠΑ να αυξάνεται αντίστοιχα με αρκετά μικρότερο ρυθμό από το σενάριο 1.

Εφόσον αποζημιώνεται το πλεόνασμα, η περίπτωση αυτή είναι σαφώς πιο επικερδής από το σενάριο 1. Οπότε, από το μέγεθος του φωτοβολταϊκού που ξεκινά να εμφανίζεται πλεόνασμα και άνω οι ΚΠΑ και οι ΕΒΑ είναι μεγαλύτεροι, ενώ υπάρχει γρηγορότερη απόσβεση (μικρότερη ΕΠΑ). Επιπλέον, όσο αυξάνεται η φωτοβολταϊκή ισχύς που έχει εγκατασταθεί τόσο αυξάνονται οι διαφορές από το πρώτο σενάριο.

Σε αυτήν την περίπτωση καθώς μειώνονται η συμψηφιζόμενη χρεωστέα ενέργεια και η εισερχόμενη από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια και αυξάνεται το πλεόνασμα, η επένδυση για τον πελάτη-παραγωγό γίνεται ακόμα πιο ελκυστική.

Σενάριο 3: Σε αυτό το σενάριο οι δείκτες που έχουν υπολογιστεί είναι καλύτεροι σε σύγκριση με των άλλων σεναρίων από τη στιγμή που παρουσιάζεται περίσσεια ενέργεια, γιατί παρέχεται η λιανική τιμή στον καταναλωτή για αυτήν την ενέργεια. Η εγκατάσταση φωτοβολταϊκού συστήματος μεγαλύτερου μεγέθους οδηγεί σε μεγαλύτερες διαφορές από τα άλλα δύο σενάρια. Προφανώς η επιλογή αυτή είναι η πιο επωφελής για τον πελάτη-παραγωγό, ωστόσο εφαρμόζεται σε μικρό αριθμό χωρών παγκοσμίως. Η μεταβολή του ΕΒΑ και της ΕΠΑ είναι αρκετά μικρή καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς.

Στον ωριαίο συμψηφισμό ο ΕΒΑ και η ΕΠΑ παραμένουν στα ίδια επίπεδα για όλο το εύρος της ισχύος, σε αντίθεση με τα άλλα είδη συμψηφισμού στα οποία υπάρχει μια σχετικά μικρή μεταβολή συγκρίνοντας και με τα σενάρια 1 και 2.

8.4.2 Παρατηρήσεις ως προς τη μεταβολή της κατανάλωσης

Με την αύξηση της κατανάλωσης οι ποσότητες της εισερχόμενης και χρεωστέας συμψηφιζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερες, ενώ το πλεόνασμα στο τέλος της περιόδου συμψηφισμού μικρότερο. Το γενικό συμπέρασμα είναι ότι η εξοικονόμηση στο λογαριασμό της ενέργειας είναι σημαντικά μεγαλύτερη για τους πελάτες υψηλής κατανάλωσης, πράγμα που μπορούμε να παρατηρήσουμε συγκρίνοντας τους πίνακες 8.26 και 8.27 της προηγούμενης υποενότητας. Για τα σενάρια 1 και 2 ισχύει ότι όσο μικρότερο είναι το φορτίο του καταναλωτή-παραγωγού τόσο μικραίνει και το κέρδος που υπάρχει από την εγκατάσταση φωτοβολταϊκού για οποιοδήποτε τρόπο συμψηφισμού.

Σενάριο 1: Όταν καταναλώνεται μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας παρατηρείται αυξημένο όφελος, αφού το πλεόνασμα είναι μικρότερο και χάνεται χωρίς να αποζημιωθεί. Έτσι, η επένδυση σε μεγαλύτερο μέγεθος φωτοβολταϊκού δε ζημιώνεται όσο στη μικρότερη κατανάλωση. Εν συγκρίσει με το προφίλ μικρότερης κατανάλωσης, στη μεγαλύτερη έχουμε γρηγορότερη απόσβεση της επένδυσης μας, ενώ οι ΕΒΑ είναι βελτιωμένοι.

Σε μεγαλύτερη κατανάλωση ο αυτοπαραγωγός πρέπει να επενδύσει σε φωτοβολταϊκό μεγαλύτερης ισχύος, ανάλογα με τις ανάγκες του, έτσι ώστε να πετύχει το οικονομικά αποδοτικότερο αποτέλεσμα γι' αυτόν. Σε μεγαλύτερα μεγέθη φ/β οι διαφορές μεταξύ των δύο καταναλώσεων είναι ακόμα μεγαλύτερες.

Σενάριο 2: Στο σενάριο αυτό για αυξημένη κατανάλωση παρουσιάζονται μεγαλύτερες τιμές ΚΠΑ και ΕΒΑ και μειωμένες τιμές ΕΠΑ. Αν και στη μικρότερη κατανάλωση το πλεόνασμα είναι μεγαλύτερο, το όφελος είναι μικρότερο. Αυτό συμβαίνει γιατί η τιμή αποζημίωσης της περίσσειας ενέργειας είναι σχετικά μικρή, κι ενώ βελτιώνει το αποτέλεσμα δεν το καθορίζει αφού η χρεωστέα συμψηφιζόμενη ενέργεια και η εισερχόμενη ενέργεια παίζουν σημαντικότερο ρόλο στην διαμόρφωση του. Σε μεγαλύτερα μεγέθη φ/β οι διαφορές μεταξύ των δύο καταναλώσεων είναι ακόμα μεγαλύτερες, όχι όμως όσο ήταν και στο σενάριο 1.

Σενάριο 3: Σε αυτή την περίπτωση όπου η περίσσεια ενέργεια πωλείται στη ΔΕΗ στη λιανική τιμή εμφανίζονται καλύτερα αποτελέσματα στη χαμηλή κατανάλωση. Στη μικρότερη κατανάλωση όπου η ποσότητα του πλεονάσματος είναι μεγαλύτερη αυξάνεται το όφελος, διότι η τιμή αποζημίωσης της περίσσειας ενέργειας είναι υψηλή και επηρεάζει περισσότερο το τελικό αποτέλεσμα από τη χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια και την εισερχόμενη από το δίκτυο ενέργεια. Αυτό ισχύει για τις τιμές φωτοβολταϊκής ισχύος που παρατηρείται ικανή ποσότητα πλεονάσματος στη μικρή κατανάλωση. Σε αυτά τα μεγέθη οι αντίστοιχοι ΕΒΑ είναι βελτιωμένοι και υπάρχει γρηγορότερη απόσβεση της επένδυσης. Εξάιρεση αποτελεί ο ωριαίος συμψηφισμός που στο σενάριο αυτό οι διαφορές μεταξύ υψηλής και χαμηλής κατανάλωσης είναι αμελητέες.

Για το σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού που έχει αποφασιστεί να εφαρμοστεί στην Ελλάδα τα γραφήματα δείχνουν ότι για τη χαμηλή κατανάλωση των κατοικιών δεν είναι ιδιαίτερα ελκυστική η επένδυση σε φωτοβολταϊκά συστήματα, ενώ για τις υψηλότερες καταναλώσεις η κατάσταση είναι κάπως καλύτερη.

8.4.3 Παρατηρήσεις ως προς την περίοδο συμψηφισμού της εισερχόμενης με την εξερχόμενη ενέργεια

Δεν υπάρχει διαφοροποίηση μεταξύ δύο τρόπων συμψηφισμού για τα μεγέθη φωτοβολταϊκού στα οποία η χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια και η περίσσεια ενέργεια του ενός είναι ίσες με τις αντίστοιχες του δεύτερου.

Σενάριο 1: Στο είδος συμψηφισμού όπου η χρεωστέα συμψηφισμένη ενέργεια και το πλεόνασμα είναι μικρότερα, το κέρδος είναι μεγαλύτερο για τον αυτοπαραγωγό. Όπως αναμενόταν στο είδος αυτό, οι ΕΒΑ είναι βελτιωμένοι και η περίοδος απόσβεσης ελαττωμένη.

Σενάριο 2: Αντίστοιχα και στο σενάριο 2, καλύτερος τρόπος συμψηφισμού είναι αυτός που εμφανίζει τη μικρότερη χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια και τη μικρότερη περίσσεια ενέργεια. Δηλαδή παρότι στο σενάριο αυτό, το πλεόνασμα αποζημιώνεται, η τιμή αποζημίωσης του δεν είναι ικανή να καθορίσει το αποτέλεσμα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την ύπαρξη αυξημένων ΕΒΑ και μειωμένων ΕΠΑ για αυτό τον τρόπο συμψηφισμού. Γενικώς, στο σενάριο αυτό δεν υπάρχουν μεγάλες διαφοροποιήσεις μεταξύ των τρόπων συμψηφισμού της ενέργειας.

ΣΕΝΑΡΙΟ 3: Στο σενάριο αυτό το πλεόνασμα της ενέργειας αγοράζεται από τη ΔΕΗ στην πλήρη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, άρα επηρεάζει περισσότερο το όφελος που

θα έχει ο αυτοπαραγωγός. Επομένως, παρατηρείται μεγαλύτερο όφελος όταν το πλεόνασμα και η χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μεγαλύτερα.

Όπως μπορούμε να παρατηρήσουμε από τα διάφορα γραφήματα και τους πίνακες των υποενοτήτων 8.3.1-8.3.4, όσον αφορά το σενάριο 1 ο ωριαίος συμψηφισμός είναι μακράν το πιο ασύμφορο είδος συμψηφισμού για τον καταναλωτή εμφανίζοντας χαμηλότερα ΚΠΑ, ΕΒΑ και αυξημένη ΕΠΑ σε σχέση με τα άλλα είδη συμψηφισμού. Για τα δεδομένα της Ελλάδας και τον τρόπο χρέωσης που έχει αποφασιστεί, ο ετήσιος συμψηφισμός αποτελεί το καλύτερο δυνατό τρόπο συμψηφισμού της ενέργειας, ακολουθούμενος με ελάχιστη διαφορά από τον τετραμηνιαίο. Έπειτα είναι ο ημερήσιος συμψηφισμός, ο οποίος εμφανίζει μεγάλες διαφορές από τους προαναφερθέντες. Τέλος, όπως αναφέραμε και παραπάνω είναι ο ωριαίος συμψηφισμός που έχει πολύ μεγάλες διαφορές από όλα τα υπόλοιπα είδη συμψηφισμού. Γενικά οι διαφορές μεταξύ των τρόπων συμψηφισμού γίνονται πιο αισθητές στην υψηλή κατανάλωση. Στον πίνακα που ακολουθεί μπορεί να δούμε, ανάλογα με τη περίοδο συμψηφισμού, το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκού που θα μπορούμε να εγκαταστήσει ο καταναλωτής-παραγωγός, καθώς και τους οικονομικούς δείκτες που αντιστοιχούν στο μέγεθος αυτό.

κύκλος συμψηφισμού	προφίλ κατανάλωσης 6563,197kWh				προφίλ κατανάλωσης 10863,56kWh			
	μέγεθος φωτοβολταϊκού (kWp)	ΚΠΑ (€)	ΕΒΑ (%)	ΕΠΑ (έτη)	μέγεθος φωτοβολταϊκού (kWp)	ΚΠΑ (€)	ΕΒΑ (%)	ΕΠΑ (έτη)
ώρα	2	3.357,11	12,17	9,95	3	5.320,92	12,56	9,65
ημέρα	4	5.656,43	11,04	10,93	5	9.368,89	12,97	9,34
τετράμηνο	4	6.632,67	12,08	10,02	6	10.719,16	12,62	9,61
έτος	4	6.837,10	12,29	9,85	8	12.180,71	11,51	10,51

Πίνακας 8.28: Βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκής εγκατάστασης για δεδομένη κατανάλωση και μη αποζημίωση του πλεονάσματος, ανάλογα με τη περίοδο συμψηφισμού εισερχόμενης-εξερχόμενης ενέργειας.

Αντίστοιχα και στο σενάριο 2, η καλύτερη επιλογή είναι η περίοδος συμψηφισμού να είναι ετήσια με το τετράμηνο να είναι η αμέσως επόμενη επιλογή. Έπεται ο ημερήσιος συμψηφισμός με μικρές διαφοροποιήσεις από τα προηγούμενα και τέλος ο ωριαίος.

Για το σενάριο 3 όπου το πλεόνασμα αποζημιώνεται στη λιανική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, ο ωριαίος συμψηφισμός της εισερχόμενης με την εξερχόμενη ενέργεια αποτελεί τη καλύτερη δυνατή επιλογή. Στη συνέχεια μπορούν να χρησιμοποιηθούν ο ημερήσιος συμψηφισμός, ακολουθούμενος από τον τετραμηνιαίο και τέλος τον ετήσιο κύκλο.

8.5 Βιομηχανικός καταναλωτής

Σε αυτή την ενότητα θεωρούμε ότι έχουμε ένα βιομηχανικό καταναλωτή, ο οποίος επιθυμεί να γίνει αυτοπαραγωγός με τη χρήση φωτοβολταϊκού συστήματος υπό τον ενεργειακό συμψηφισμό. Εξετάζουμε το σενάριο του ετήσιου κύκλου συμψηφισμού χωρίς αποζημίωση του πλεονάσματος που παραμένει στο τέλος του έτους, το οποίο και αποτελεί την ισχύουσα νομοθεσία της Ελλάδας.

Ο συγκεκριμένος καταναλωτής είναι συνδεδεμένος στο δίκτυο χαμηλής τάσης και ανήκει στο τιμολόγιο «Γ22» της ΔΕΗ, τις χρεώσεις του οποίου μπορούμε να δούμε στους πίνακες

8.29 και 8.30. Το προφίλ κατανάλωσης λήφθηκε από την επιχείρηση ηλεκτρισμού Southern California Edison (<https://www.sce.com/>). Η συμφωνημένη εγκατεστημένη ισχύς του είναι 250kVA και η ετήσια κατανάλωση του είναι 130,236MWh, ενώ η χρέωση πραγματοποιείται ανά μήνα. Τα υπόλοιπα δεδομένα είναι ίδια με αυτά που χρησιμοποιήσαμε και στους παραπάνω υπολογισμούς. Πρέπει να σημειωθεί ότι το μέγιστο όριο εγκατεστημένης φ/β ισχύος είναι τα 100kWp, σύμφωνα με τη νομοθεσία.

Επαγγελματικό Γ22

Κτίρια γραφείων, μεγάλα καταστήματα, μεσαίες βιοτεχνίες, φούρνοι, κλπ

Χρεώσεις Προμήθειας (με ισχύ από την 25.7.2014)

Ζώνη	Χρέωση Ισχύος (€/kW/μήνα)	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)
Όλο το έτος	2,20	0,08259

Πάγια Χρέωση (€/μήνα) : 0,53

Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Ημέρας (με ισχύ από την 1.6.2014)

ΔΙΚΤΥΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ		ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ (€/kWh)	ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ		ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΚΟΙΝΗΣ ΩΦΕΛΕΙΑΣ (€/kWh)
Χρέωση Ισχύος (€/kVA* ΣΙ / έτος)	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)		Χρέωση Ισχύος (Μοναδιαία Πάγια Χρέωση) (€/kVA* ΣΙ / έτος)	Χρέωση Ενέργειας (Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση) (€/kWh)	
0,52	0,00454	0,00046	1,50 (για παροχή έως και 25kVA)	0,0190	0,01824
0,52	0,00454	0,00046	3,27 (για παροχή >25kVA, χωρίς μέτρηση αέργου ισχύος)	0,0190	0,01824
0,52	0,00454	0,00046	3,85 (για παροχή >25kVA, με μέτρηση αέργου ισχύος)	0,0167	0,01824

Χρεωστέα Ισχύς : Η συμφωνημένη ισχύς (ΣΙ) της παροχής

Η χρέωση ενέργειας του Δικτύου Διανομής προσαυξάνεται σε συνάρτηση με το **συνφ**

Σημείωση:

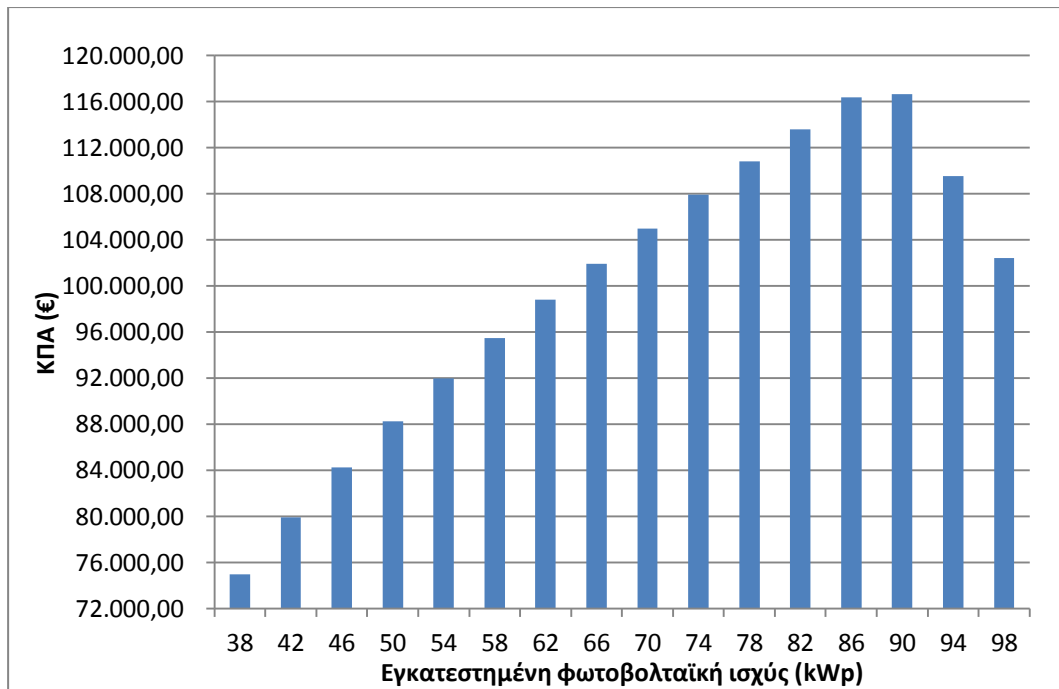
- Το Γ22B εξομοιώνεται με το Γ22
- Περίοδος τιμολογίου: 30 ημέρες.
Εάν η καταμέτρηση αφορά διαφορετική περίοδο, τότε για τη Χρέωση Ισχύος και την Πάγια Χρέωση γίνεται αναλογική χρέωση χρησιμοποιώντας το συντελεστή, $A = \text{ημέρες περιόδου κατανάλωσης} / 30$ ημέρες.

Πίνακας 8.29: Εμπορικό τιμολόγιο Γ22 της ΔΕΗ ([17]).

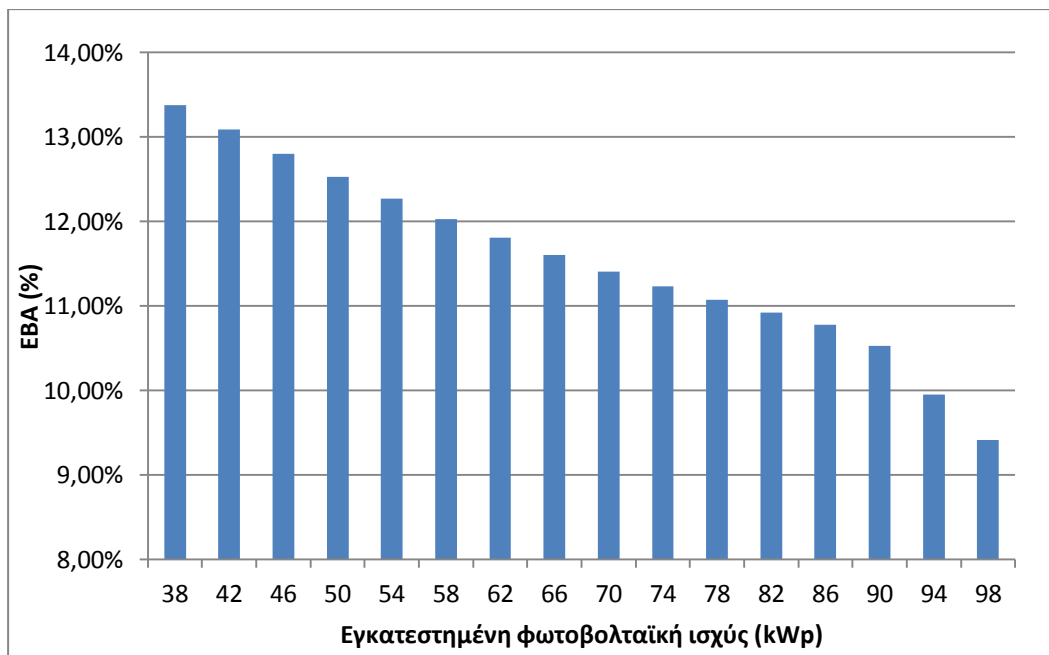
ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	0,03089
ΕΦΚ (€/kWh)	0,005
Ειδικό τέλος (5‰)	0,50%
ΦΠΑ	13%

Πίνακας 8.30: Τέλη και φόροι για το εμπορικό τιμολόγιο Γ22 της ΔΕΗ. Σημείωση: Το ειδικό τέλος δεν εφαρμόζεται στο ΕΤΜΕΑΡ.

Στα παρακάτω σχήματα μπορούμε να δούμε τη διακύμανση της ΚΠΑ και του ΕΒΑ για ένα μεγάλο εύρος εγκατεστημένης ισχύος, προκειμένου να βρεθεί η βέλτιστη σχέση κατανάλωσης-παραγωγής.

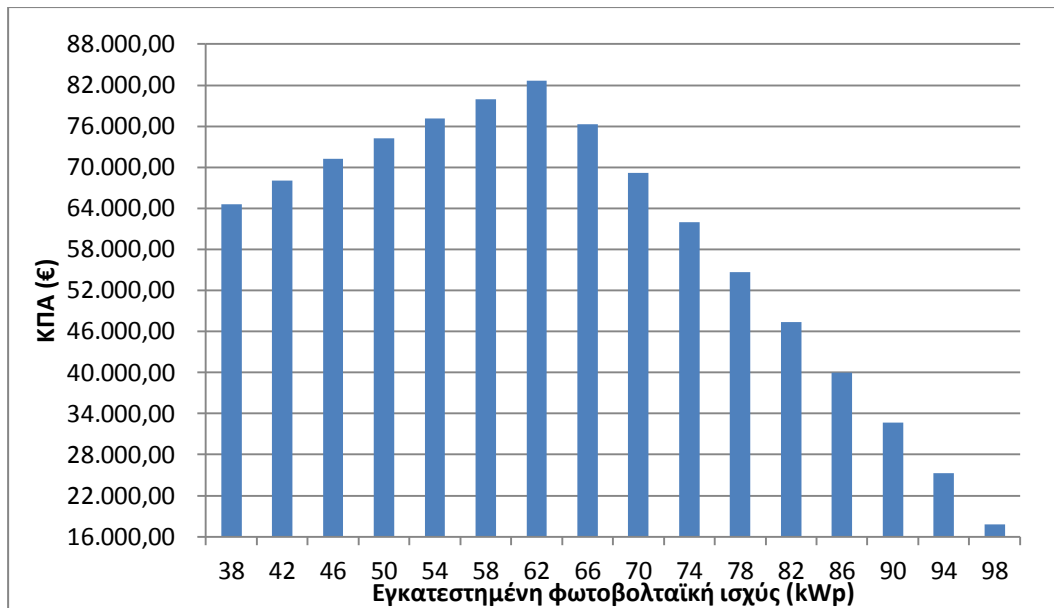


Διάγραμμα 8.21: Διακύμανση της ΚΠΑ για βιομηχανικό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 130,236MWh.

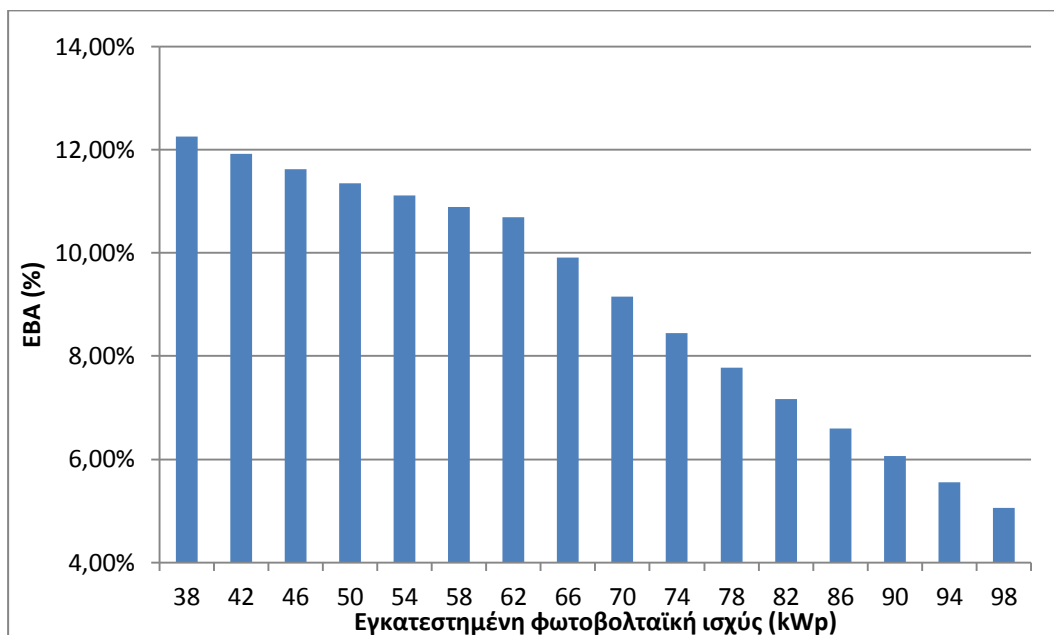


Διάγραμμα 8.22: Διακύμανση του EBA για βιομηχανικό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 130,236MWh.

Ενώ, θεωρώντας μια μειωμένη κατανάλωση κατά 30% παίρνουμε τα εξής αποτελέσματα:



Διάγραμμα 8.23: Διακύμανση της ΚΠΑ για βιομηχανικό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 91,165MWh.



Διάγραμμα 8.24: Διακύμανση του EBA για βιομηχανικό αυτοπαραγωγό με φωτοβολταϊκό σύστημα υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 91,165MWh.

Στη μικρότερη κατανάλωση το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκού είναι μικρότερο, όπως και αναμενόταν. Γενικά, από τα παραπάνω διαγράμματα αλλά και από αυτά της υποενότητας 8.3.4 για τον ετήσιο συμψηφισμό, συμπεραίνουμε ότι το βέλτιστο μέγεθος φωτοβολταϊκού, για την περίπτωση που δεν αποζημιώνεται το πλεόνασμα στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού, παράγει πολύ κοντά στην ποσότητα που καταναλώνεται και στην πλειονότητα των περιπτώσεων λίγο χαμηλότερα από αυτήν.

Για το βιομηχανικό καταναλωτή παρατηρούμε ότι η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στα πλαίσια του net metering είναι μια καλή επένδυση, αφού παρουσιάζει μεγάλη

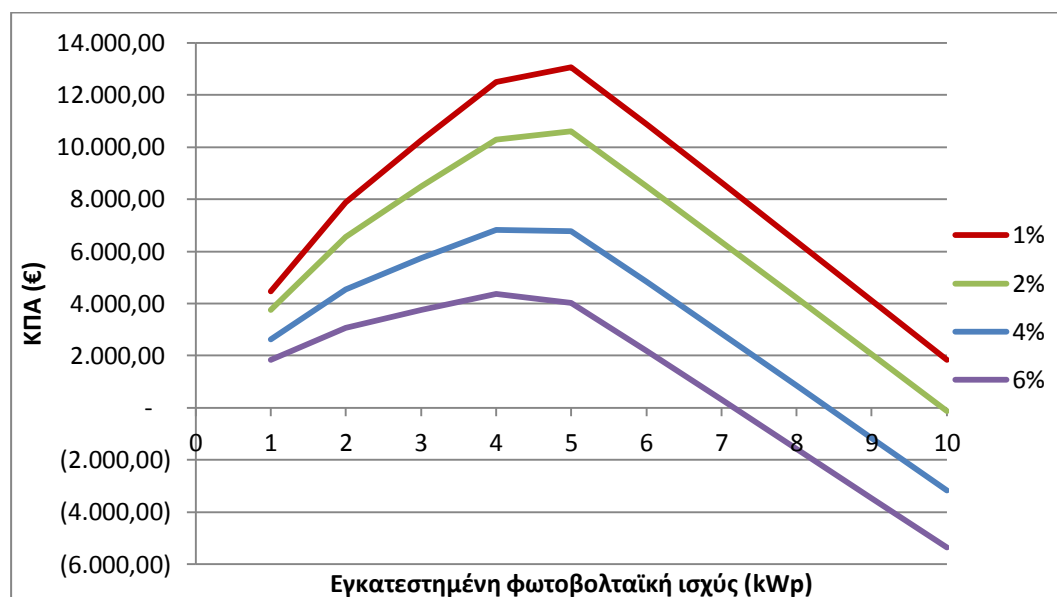
εξοικονόμηση στο λογαριασμό του. Το μοναδικό μειονέκτημα είναι το κόστος που απαιτείται για ένα φωτοβολταϊκό τέτοιου μεγάλου μεγέθους.

8.6 Ανάλυση ευαισθησίας

Σε αυτή την ενότητα αναφερόμαστε στο σύστημα ετήσιου ενεργειακού συμψηφισμού χωρίς αποζημίωση για το πλεόνασμα που προκύπτει στο τέλος του έτους, που θα χρησιμοποιηθεί στην Ελλάδα από τους αυτοπαραγωγούς. Επιλέγοντας τη μεταβολή διάφορων μεταβλητών, παρατηρούμε το ρόλο και την επίδραση τους στους δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης. Έτσι, μπορούμε να προσδιορίσουμε κατά πόσο η επένδυση είναι «ευαίσθητη» σε μεταβολές των αρχικών υποθέσεων ως προς αυτές τις παραμέτρους, έτσι ώστε η ισχύουσα νομοθεσία να παραμένει συμφέρουσα και οικονομικά βιώσιμη για τον πελάτη-παραγωγό. Η ανάλυση θα γίνει για το οικιακό προφίλ ετήσιας κατανάλωσης 6563,197kWh.

8.6.1 Επιτόκιο αναγωγής

Κρατώντας σταθερές όλες τις παραμέτρους υπολογισμού της ΚΠΑ και μεταβάλλοντας μόνο την τιμή του επιτοκίου αναγωγής εξετάζουμε την επίδραση του στην τελική τιμή της ΚΠΑ. Ο ΕΒΑ παραμένει ο ίδιος.

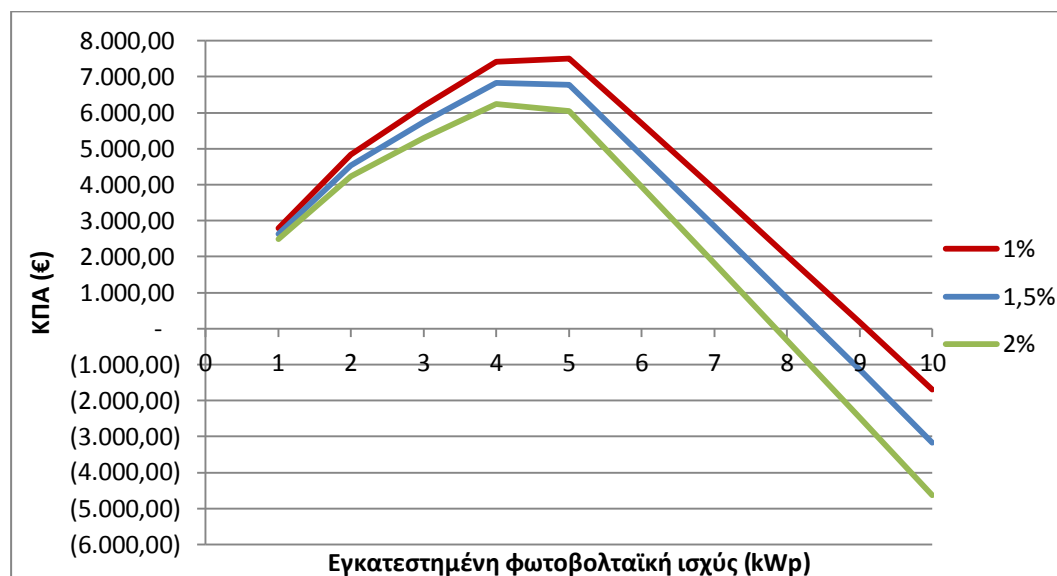


Διάγραμμα 8.25: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μεταβάλλεται το επιτόκιο αναγωγής.

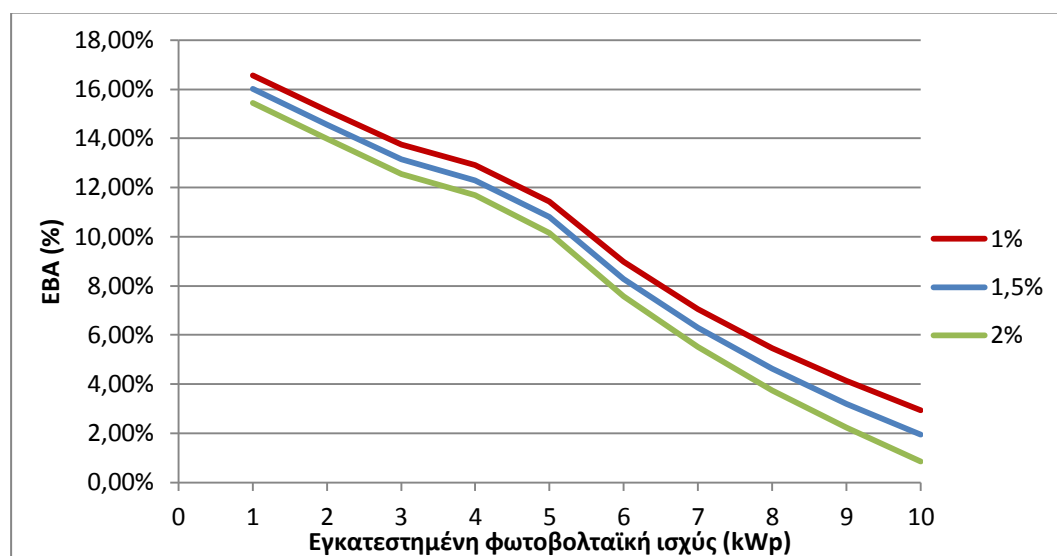
Από το διάγραμμα μπορούμε να παρατηρήσουμε ότι η αύξηση του επιτοκίου αναγωγής προκαλεί μείωση στην ΚΠΑ. Στη σχέση που δίνει τη τιμή της ΚΠΑ το όφελος διαιρείται με τον όρο $(1+d)^t$ για την αναγωγή του σε παρούσα αξία. Οπότε, είναι αναμενόμενο να μειώνεται η ΚΠΑ ενώ αυξάνεται το επιτόκιο. Όσο πιο μεγάλο είναι το επιτόκιο αναγωγής, τόσο πιο μικρό είναι το μέγεθος του φωτοβολταϊκού στο οποίο επέρχεται ζημιά για τον αυτοπαραγωγό. Όπως φαίνεται και από το παραπάνω διάγραμμα για επιτόκιο 1% και 2%, το μέγεθος του φωτοβολταϊκού στο οποίο επιτυγχάνεται το μέγιστο όφελος για τον πελάτη-παραγωγό αυξάνεται από τα 4kWp στα 5kWp.

8.6.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Για μεταβολή του κόστους λειτουργίας και συντήρησης έχουμε τα ακόλουθα αποτελέσματα.



Διάγραμμα 8.26: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μεταβάλλεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

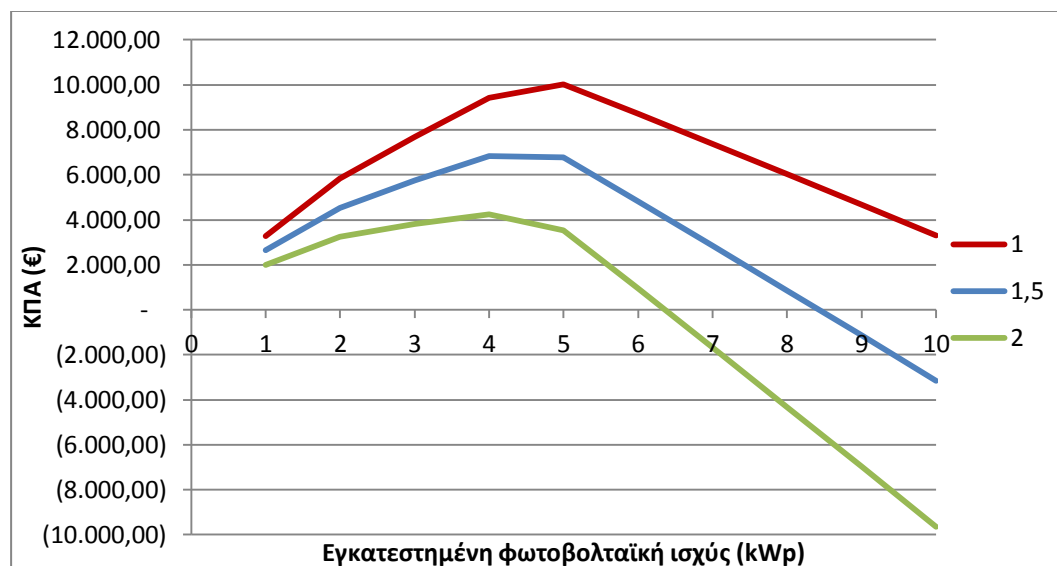


Διάγραμμα 8.27: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μεταβάλλεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

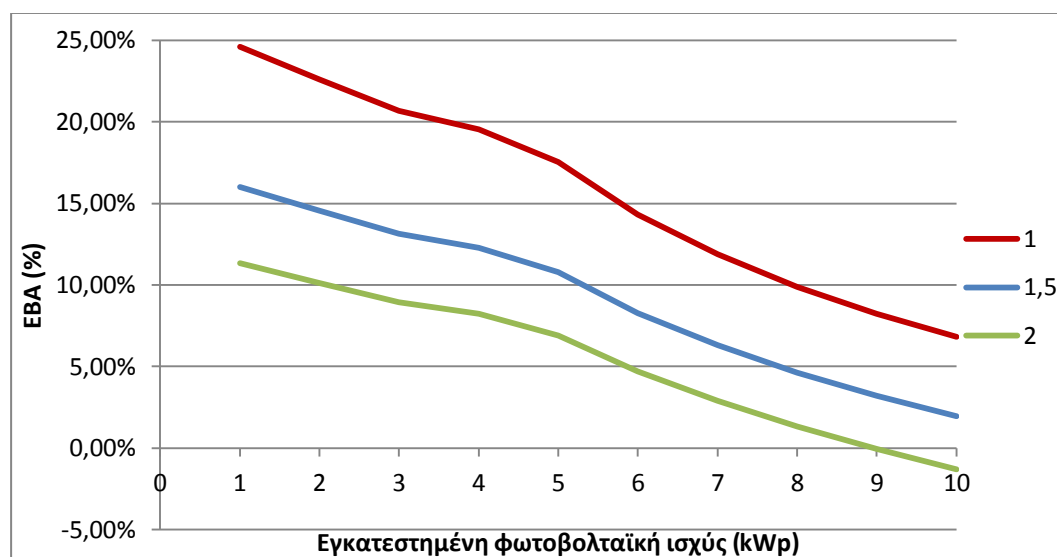
Από τα διαγράμματα μπορούμε να δούμε ότι μια αύξηση στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, ως ποσοστό επί του συνολικού κόστους της εγκατάστασης, προκαλεί μείωση στις τιμές της ΚΠΑ και του EBA. Το όφελος ανά έτος για τον παραγωγό εξαρτάται και από το κόστος αυτό, οπότε καθώς αυτό αυξάνεται, η ΚΠΑ και ο EBA μειώνονται. Όταν η τιμή του κόστους λειτουργίας και συντήρησης είναι μεγαλύτερη, η ΚΠΑ γίνεται αρνητική σε μικρότερο μέγεθος φωτοβολταϊκού ενώ ο EBA πέφτει κάτω από το επιτόκιο αναγωγής, πράγμα που σημαίνει ότι η επένδυση δεν είναι βιώσιμη. Για κόστος λειτουργίας στο 1%, το βέλτιστο μέγεθος του φωτοβολταϊκού είναι τα 5kWp αντί τα 4kWp.

8.6.3 Κόστος εγκατάστασης

Στην πραγματική αγορά φωτοβολταϊκής ενέργειας το κόστος επένδυσης σε ένα σύστημα δεν είναι σταθερό για όλο το εύρος της εγκατεστημένης ισχύος, στην εργασία αυτή το θεωρήσαμε σταθερό για καλύτερη σύγκριση των αποτελεσμάτων. Μεταβάλλοντας το κόστος εγκατάστασης (€/Wp) του φωτοβολταϊκού συστήματος, η ΚΠΑ και ο ΕΒΑ αλλάζουν όπως φαίνεται στα εξής διαγράμματα:



Διάγραμμα 8.28: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μεταβάλλεται το κόστος εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού συστήματος.



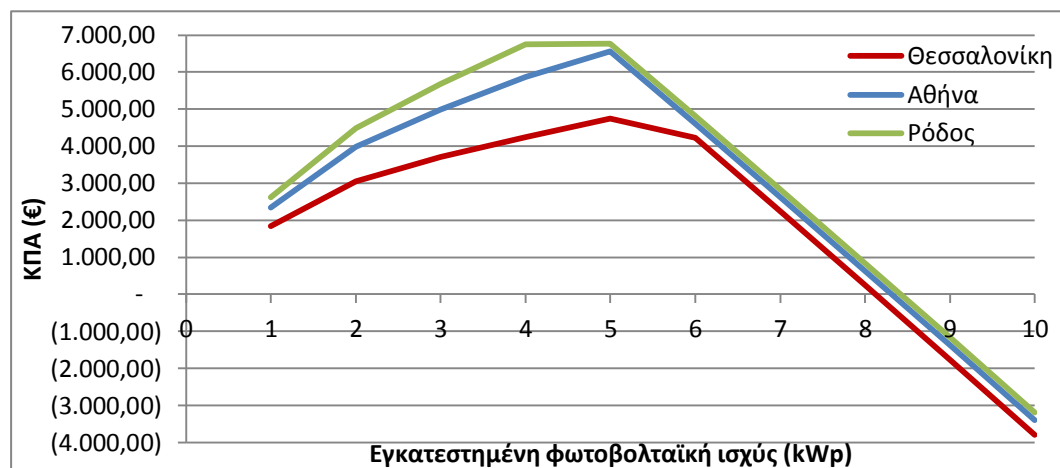
Διάγραμμα 8.29: Διακύμανση του ΕΒΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μεταβάλλεται το κόστος εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού συστήματος.

Η αύξηση στο αρχικό κόστος εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού συστήματος προκαλεί αρκετά μεγάλη μείωση στην ΚΠΑ και στον ΕΒΑ, όπως περιμέναμε με βάση τις εξισώσεις υπολογισμού τους. Όσο πιο μεγάλο είναι το κόστος επένδυσης, τόσο πιο γρήγορα μειώνεται η ΚΠΑ και επέρχεται ζημιά για τον αυτοπαραγωγό. Για κόστος εγκατάστασης

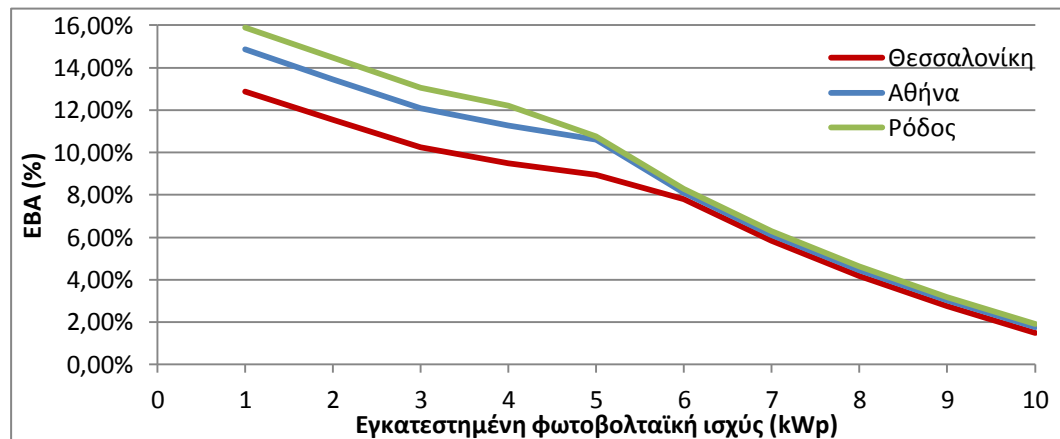
1€/Wp, το μέγεθος του φωτοβολταϊκού στο οποίο επιτυγχάνεται το μέγιστο όφελος για τον πελάτη-παραγωγό αυξάνεται από τα 4kWp στα 5kWp. Όταν η τιμή του κόστους επένδυσης είναι μεγαλύτερη, η ΚΠΑ γίνεται αρνητική σε μικρότερο μέγεθος φωτοβολταϊκού ενώ ο ΕΒΑ πέφτει κάτω από το επιτόκιο αναγωγής, πράγμα που σημαίνει ότι η επένδυση δεν είναι οικονομικά αποδοτική.

8.6.4 Παραγόμενη ενέργεια

Η παραγόμενη από τα φωτοβολταϊκά ενέργεια δεν είναι πάντα σταθερή για μια συγκεκριμένη περιοχή, αλλά εξαρτάται άμεσα από τις καιρικές συνθήκες και κυρίως από την ηλιοφάνεια. Για αυτό τον λόγο αυτό θα θεωρήσουμε μια μέση παραγόμενη ενέργεια για τους υπολογισμούς μας. Αλλά ακόμα και η μέση παραγόμενη ενέργεια δεν είναι ίδια για διαφορετικές περιοχές, καθώς εξαρτάται άμεσα από το γεωγραφικό μήκος. Στην Ελλάδα υπάρχουν μεγάλες διακυμάνσεις της ηλιακής ακτινοβολίας, οπότε εδώ εξετάζουμε το σύστημα net metering που θα εφαρμοστεί σε τρεις διαφορετικές περιοχές. Οπότε, με τη διαδικτυακή εφαρμογή PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>) και χρησιμοποιώντας τα ίδια στοιχεία που έχουμε αναφέρει στην υποενότητα 8.2, υπολογίζουμε για την Αθήνα μία μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια στις 1330kWh/kWp, για τη Θεσσαλονίκη στις 1170kWh/kWp και για τη Ρόδο στις 1410kWh/kWp.



Διάγραμμα 8.30: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh για διαφορετικές περιοχές της Ελλάδας.

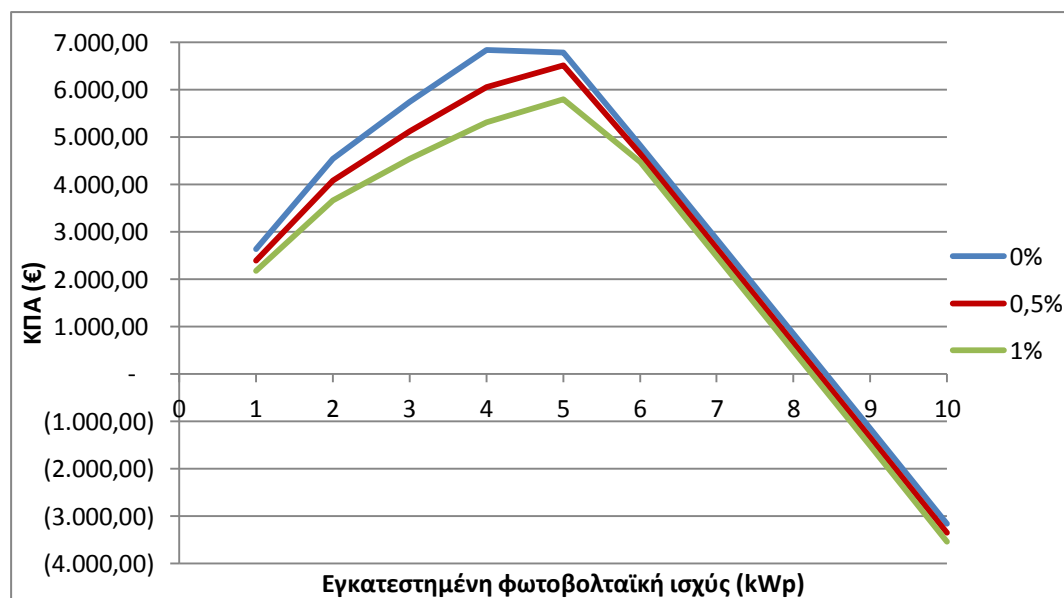


Διάγραμμα 8.31: Διακύμανση του ΕΒΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh για διαφορετικές περιοχές της Ελλάδας.

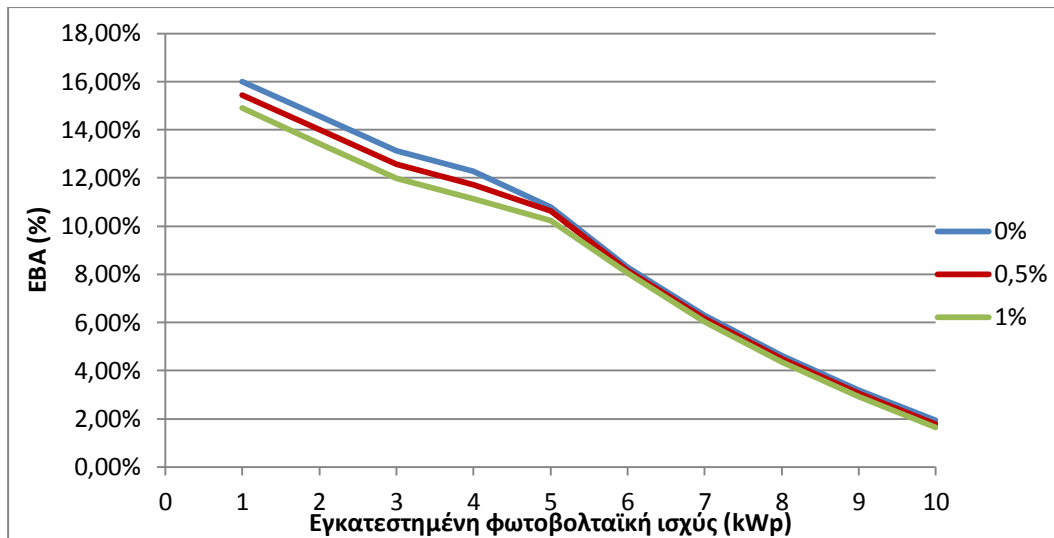
Σε αυτή την περίπτωση θεωρήσαμε ότι το επίπεδο ιδιοκατανάλωσης παραμένει σταθερό και για τις τρεις περιπτώσεις, αν και όπως ήδη έχουμε πει αυτό εξαρτάται από την παραγωγή και την κατανάλωση. Με την επιθεώρηση των παραπάνω σχημάτων καθίσταται σαφές ότι υπάρχουν διαφορές στους δείκτες απόδοσης των επενδύσεων των αυτοπαραγωγών σε φωτοβολταϊκά υπό το net metering, λόγω της διαφοράς της ηλιακής ακτινοβολίας. Όπως περιμέναμε, για μεγαλύτερο μέγεθος παραγωγής εμφανίζονται καλύτερα αποτελέσματα. Ωστόσο, για τα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος που είναι άνω των kW στα οποία επιτυγχάνεται το μέγιστο όφελος, οι διαφορές γίνονται αρκετά μικρές. Τα παραπάνω οφείλονται στο ότι με την αύξηση της παραγωγής, η εισερχόμενη από τη ΔΕΗ ηλεκτρική ενέργεια μειώνεται οπότε και η χρέωση για αυτήν, ενώ η εγχυθείσα στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια αυξάνεται. Έτσι, και η συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια για την οποία χρεώνεται ο πελάτης είναι ελαττωμένη. Όπως βλέπουμε και από τα διαγράμματα όταν ξεκινά να πέφτει η ΚΠΑ οι διαφορές γίνονται μικρότερες, αφού στην αυξημένη παραγωγή δημιουργείται μεγαλύτερο πλεόνασμα το οποίο παραμένει χωρίς να αποζημιωθεί και έτσι η επένδυση σε μεγαλύτερου μεγέθους φωτοβολταϊκή εγκατάσταση ζημιώνεται με πιο γρήγορο ρυθμό.

8.6.5 Απόδοση

Η απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων μειώνεται με τη πάροδο του χρόνου και εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, όπως η ρύπανση και η θερμοκρασία. Εμείς θα θεωρήσουμε μία ετήσια μείωση απόδοσης του 0,5% και μία του 1% (διατηρώντας το ποσοστό ιδιοκατανάλωσης στα ίδια επίπεδα), οπότε λαμβάνουμε τα εξής αποτελέσματα.



Διάγραμμα 8.32: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μειώνεται η απόδοση του φωτοβολταϊκού συστήματος.

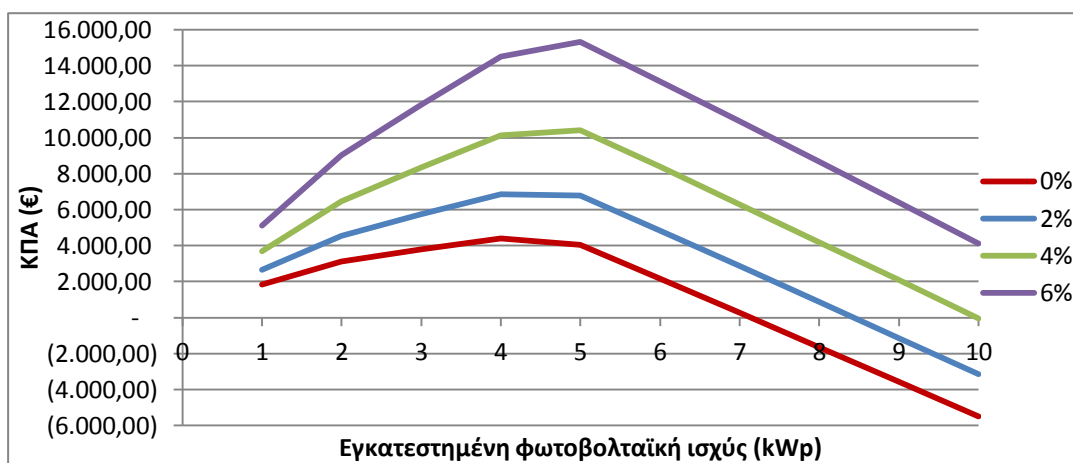


Διάγραμμα 8.33: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μειώνεται η απόδοση του φωτοβολταϊκού συστήματος.

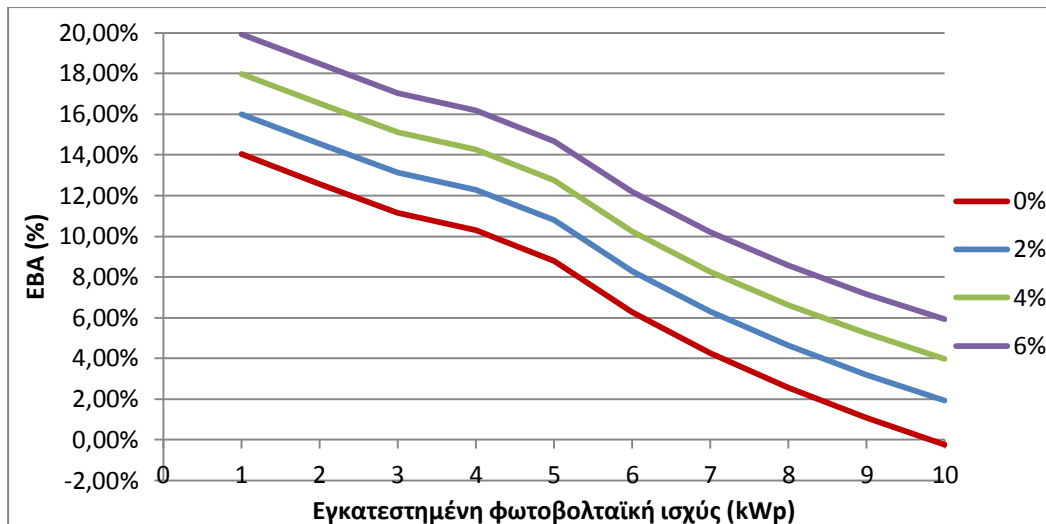
Με τη μείωση της απόδοσης, μειώνεται κάθε έτος η παραγόμενη από τα φωτοβολταϊκά ηλεκτρική ενέργεια. Άρα μειώνεται και το όφελος για τον πελάτη-παραγωγό, αφού με τη μείωση της παραγόμενης ενέργειας αυξάνεται η εισερχόμενη από το δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια (και η χρέωση για αυτήν) και μειώνεται η εξερχόμενη ενέργεια. Επιπλέον αυξάνεται η χρεωστέα συμψηφιζόμενη ενέργεια. Όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα για μεγέθη μεγαλύτερα από εκείνα που εμφανίζεται το μέγιστο δυνατόν όφελος, υπάρχουν μικρότερες διαφορές μεταξύ των 3 περιπτώσεων. Αυτό οφείλεται στο ότι στη μικρότερη μείωση της απόδοσης εμφανίζεται μεγαλύτερη ποσότητα πλεονάσματος που παραμένει στο τέλος του έτους, χωρίς να αποζημιωθεί. Έτσι, σε αυτά τα μεγέθη η επένδυση επηρεάζεται περισσότερο από την εγκατάσταση μεγαλύτερων φωτοβολταϊκών ισχύων και οδηγείται πιο γρήγορα σε ζημιά και EBA κάτω από το επιτόκιο αναγωγής.

8.6.6 Πληθωρισμός

Θεωρώντας ότι τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνονται από τον πληθωρισμό στο τέλος κάθε έτους και κρατώντας όλα τα άλλα στοιχεία σταθερά, η ΚΠΑ και ο EBA διαμορφώνονται ως εξής:



Διάγραμμα 8.34: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μεταβάλλεται ο πληθωρισμός.

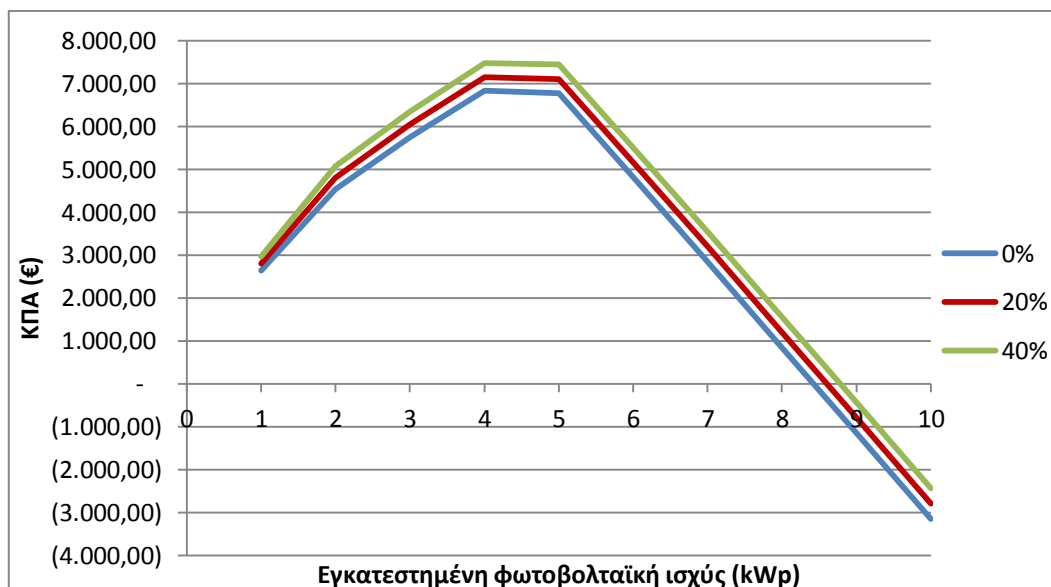


Διάγραμμα 8.35: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς μεταβάλλεται ο πληθωρισμός.

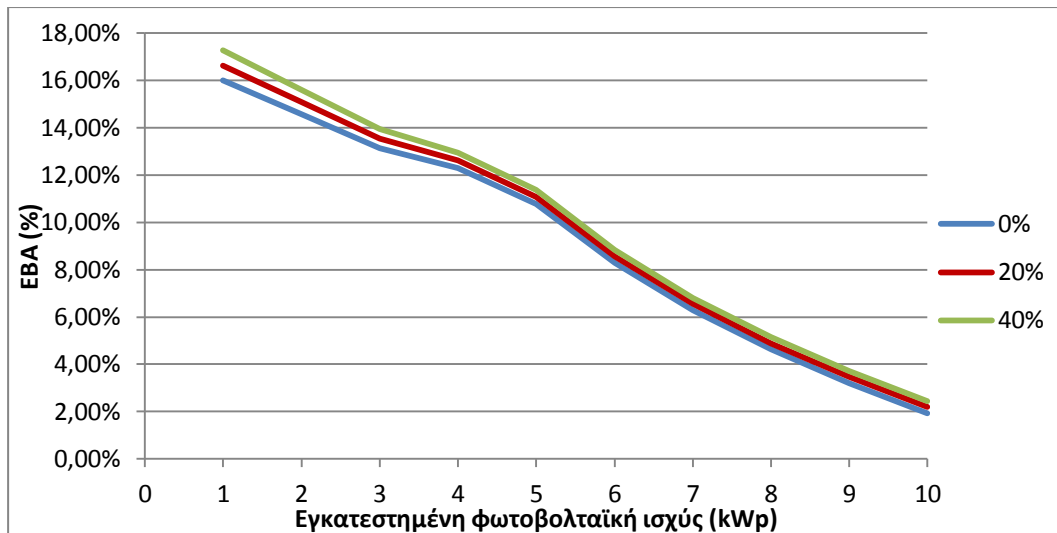
Η μεταβολή του πληθωρισμού επηρεάζει αρκετά τις τιμές της ΚΠΑ και του EBA. Αύξηση του πληθωρισμού οδηγεί σε αύξηση της ΚΠΑ και του EBA, οπότε η επένδυση είναι αποδοτικότερη οικονομικά. Ζημιά και τιμές του EBA κάτω από το επιτόκιο αναγωγής εμφανίζονται σε μεγαλύτερα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος. Το αποτέλεσμα αυτό επαληθεύει και τη θεωρία ότι μεγαλύτερες τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας κάνουν το net metering ακόμα πιο αποδοτικό για τον αυτοπαραγωγό. Για τιμές πληθωρισμού μεγαλύτερες ή ίσες του επιτοκίου αναγωγής, παρατηρούμε από το παραπάνω διάγραμμα ότι το βέλτιστο μέγεθος του φωτοβολταϊκού αυξάνεται.

8.6.7 Κόστη δικτύου

Εδώ θα δούμε τις επιδράσεις της αύξησης της τιμής στα κόστη του δικτύου μεταφοράς και διανομής, άρα υποθέτουμε μια αύξηση του 20% και μια του 40%.



Διάγραμμα 8.36: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς αυξάνεται το κόστος του δικτύου.

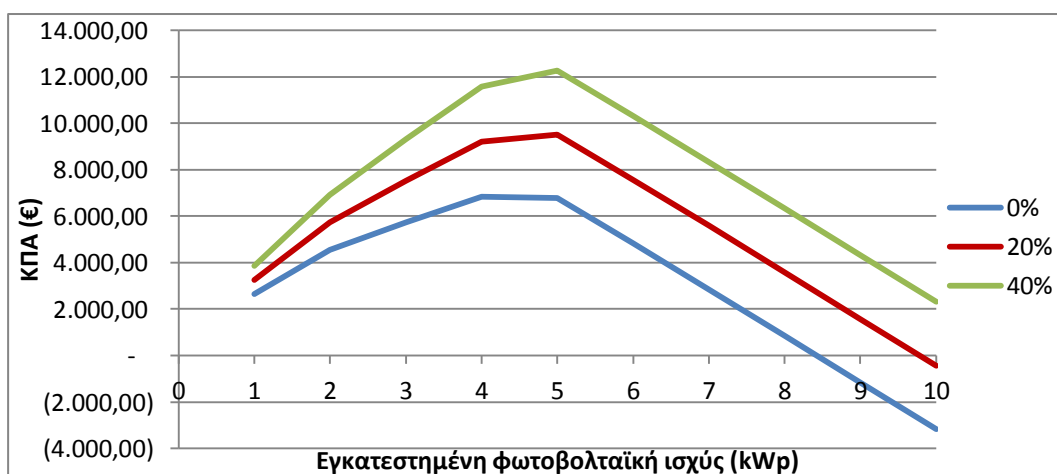


Διάγραμμα 8.37: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς αυξάνεται το κόστος του δικτύου.

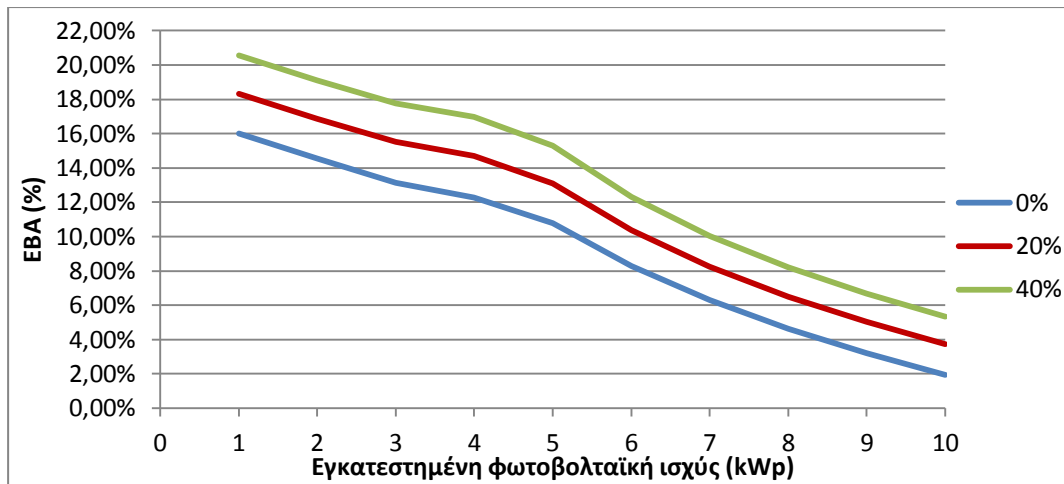
Στα παραπάνω διαγράμματα παρατηρούμε ότι η αύξηση του κόστους του δικτύου αφήνει ανεπηρέαστα τα τελικά αποτελέσματα. Βέβαια με την αύξηση του κόστους αυτού υπάρχει μια αύξηση στους δύο δείκτες, ωστόσο είναι αρκετά μικρή. Η χρέωση για το δίκτυο μεταφοράς και διανομής επιβάλλεται επί της απορροφώμενης από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Αν και η ενέργεια αυτή είναι μεγαλύτερη από τη χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια, η χρέωση για τη δεύτερη είναι αρκετά μεγαλύτερη οπότε επιδρά σε μεγαλύτερο βαθμό στη διαμόρφωση του αποτελέσματος, όπως θα δούμε και παρακάτω. Ανάλογα αποτελέσματα με τα παραπάνω έχουμε και για τη μεταβολή της χρέωσης ΕΤΜΕΑΡ. Πρέπει να σημειωθεί ότι οποιαδήποτε αλλαγή σε χρεώσεις που επιβάλλονται επί της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας (όπως για παράδειγμα οι χρεώσεις ΥΚΩ) αφήνουν ανεπηρέαστους όλους τους οικονομικούς δείκτες.

8.6.8 Ανταγωνιστικές χρεώσεις

Μεταβάλλοντας το ανταγωνιστικό σκέλος της τιμής τη ηλεκτρικής ενέργειας, η ΚΠΑ και ο EBA διαμορφώνονται όπως φαίνονται στα παρακάτω διαγράμματα.



Διάγραμμα 8.38: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς αυξάνεται το ανταγωνιστικό σκέλος της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 8.39: Διακύμανση του EBA για οικιακό αυτοπαραγωγό υπό το ετήσιο σύστημα net metering και ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh, καθώς αυξάνεται το ανταγωνιστικό σκέλος της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας.

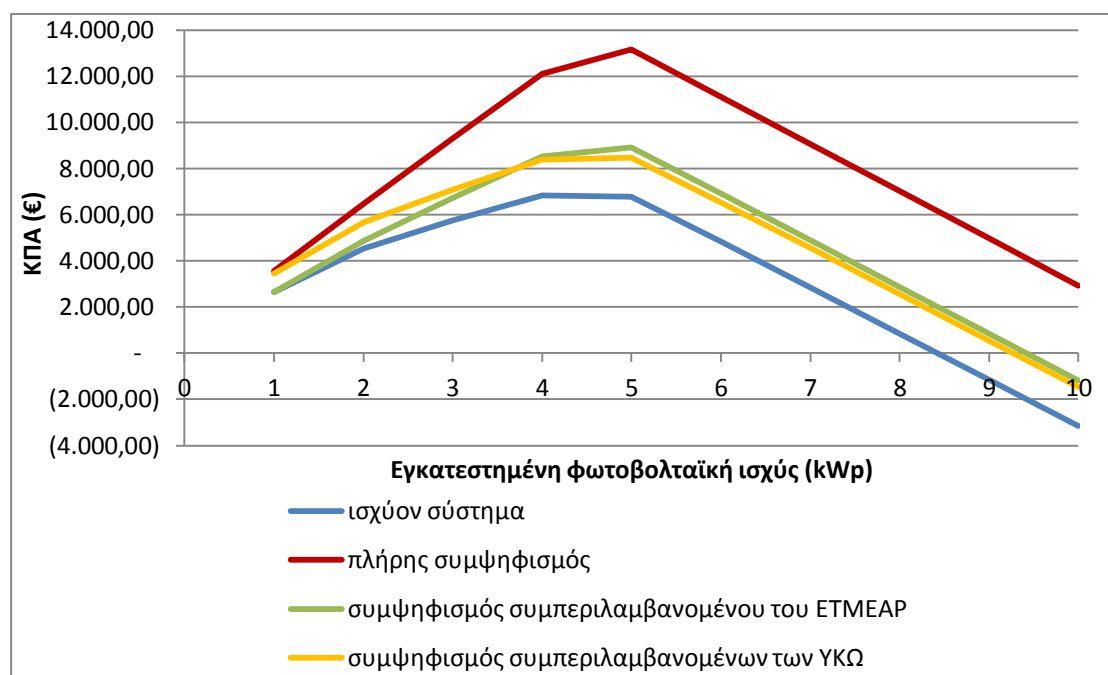
Σε αυτή τη περίπτωση βλέπουμε ότι οι ανταγωνιστικές χρεώσεις για τη προμήθεια ενέργειας επηρεάζουν περισσότερο την επένδυση των αυτοπαραγωγών σε σχέση με τα κόστη του δικτύου ή τη χρέωση ETMEAP. Αύξηση της τιμής αυτής προκαλεί αρκετά μεγάλη αύξηση της ΚΠΑ και του EBA, ενώ τα αρνητικά αποτελέσματα καθυστερούν να εμφανιστούν. Η χρέωση του ανταγωνιστικού σκέλους του τιμολογίου της ΔΕΗ, η οποία επιβάλλεται επί της συμψηφισμένης χρεωστέας ενέργειας, είναι αρκετά μεγαλύτερη από τη χρέωση για το δίκτυο μεταφοράς και διανομής, για αυτό εδώ παρατηρούμε τα παραπάνω.

8.6.9 Τροποποίηση της ισχύουσας νομοθεσίας ενεργειακού συμψηφισμού

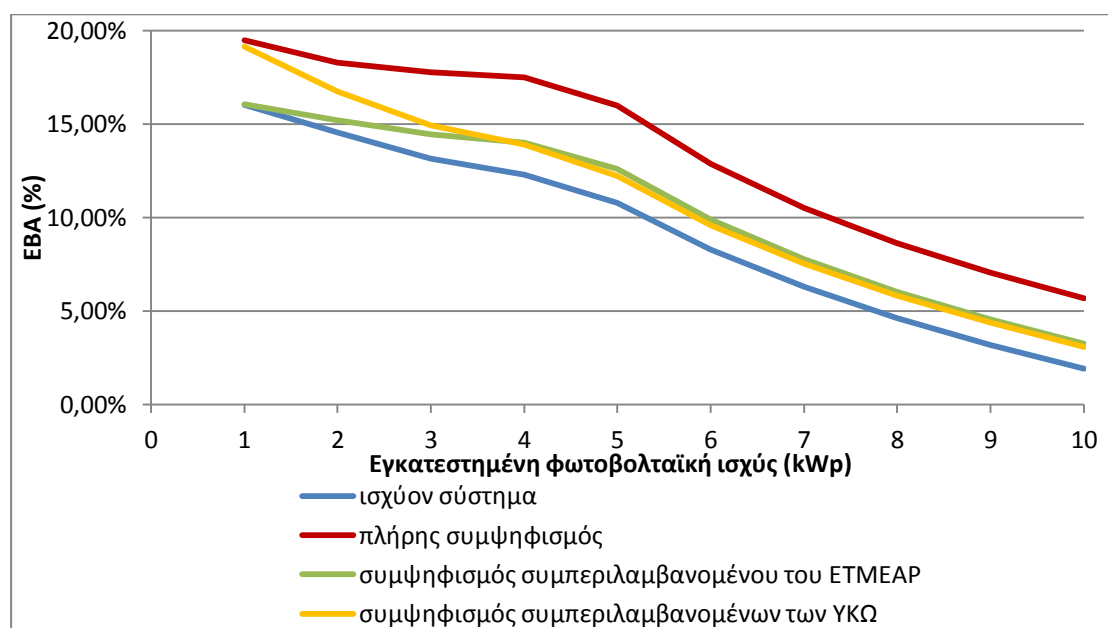
Σε αυτό το κομμάτι θα εξετάσουμε κάποιες παραλλαγές της ισχύουσας νομοθεσίας της Ελλάδας για net metering, όσον αφορά τις συνιστώσες της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας που θα συμπεριλαμβάνονται στο συμψηφισμό, και θα αξιολογήσουμε την επίδραση τους στο λογαριασμό του καταναλωτή-παραγωγού. Οπότε, θα θεωρήσουμε τα εξής σενάρια:

- **Πλήρης συμψηφισμός:** Είναι μια πολιτική με την οποία όλες οι συνιστώσες της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας επιβάλλονται επί της συμψηφισμένης ενέργειας. Εάν ο συμψηφισμός είναι αρνητικός δεν υπάρχει καμία χρέωση για την ενέργεια και ο αυτοπαραγωγός καλείται να πληρώσει μόνο τα σταθερά τέλη και τις χρεώσεις ισχύος για το σύστημα μεταφοράς και διανομής που αφορούν τη συμφωνημένη ισχύ παροχής.
- **Μερικός συμψηφισμός συμπεριλαμβανομένου του ETMEAP:** Σε αυτή την περίπτωση υποθέτουμε ότι η χρέωση ETMEAP επιβάλλεται επί της συμψηφιζόμενης ενέργειας, αντί της εισερχόμενης από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Όλες οι υπόλοιπες χρεώσεις πραγματοποιούνται όπως έχουμε περιγράψει στην υποενότητα 8.2.2.
- **Μερικός συμψηφισμός συμπεριλαμβανομένων των ΥΚΩ:** Θεωρούμε ότι στον συμψηφισμό περιλαμβάνονται και οι χρεώσεις ΥΚΩ, οι οποίες σύμφωνα με την υπάρχουσα νομοθεσία υπολογίζονται για τη συνολική κατανάλωση ενέργειας. Για τις υπόλοιπες ισχύει ότι έχουμε περιγράψει στην υποενότητα 8.2.2.

Στα διαγράμματα που ακολουθούν διερευνούνται οι μεταβολές στην ΚΠΑ και τον ΕΒΑ.



Διάγραμμα 8.40: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh σύμφωνα με διαφορετικά συστήματα net metering, συναρτήσεως της εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος.



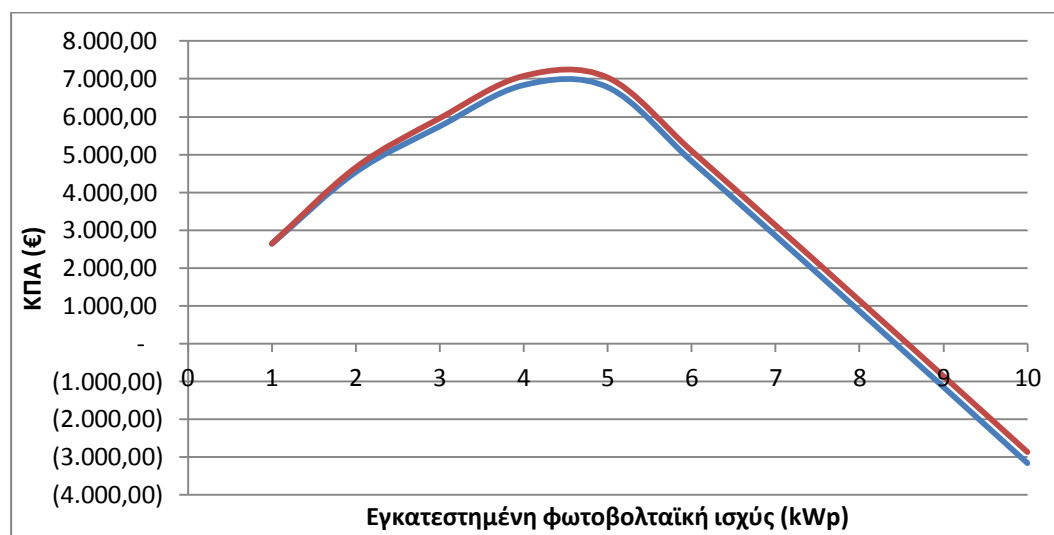
Διάγραμμα 8.41: Διακύμανση του ΕΒΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh σύμφωνα με διαφορετικά συστήματα net metering, συναρτήσεως της εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος.

Όπως παρατηρούμε, εάν ο συμψηφισμός της ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται για περισσότερες συνιστώσες της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, το όφελος θα είναι μεγαλύτερο για τον αυτοπαραγωγό. Αυτό οφείλεται στο ότι η συμψηφιζόμενη χρεωστέα ενέργεια είναι μικρότερη και από την καταναλισκόμενη και από την απορροφώμενη από το δίκτυο ενέργεια. Έτσι, εάν το σύστημα net metering συμπεριλάμβανε και τη χρέωση ΕΤΜΕΑΡ ή/και τις χρεώσεις για τις ΥΚΩ στο συμψηφισμό της ηλεκτρικής ενέργειας, θα

αυξανόταν σημαντικά η ελκυστικότητα των επενδύσεων και της οικονομικής τους απόδοσης.

8.6.10 Ετεροχρονισμός της παραγωγής

Θεωρούμε ότι η παραγωγή ξεκινά 2 ώρες αργότερα (κόκκινη καμπύλη) σε σχέση με το προφίλ που έχουμε χρησιμοποιήσει, οπότε τα αποτελέσματα έχουν ως εξής:



Διάγραμμα 8.42: Διακύμανση της ΚΠΑ για οικιακό αυτοπαραγωγό με ετήσια κατανάλωση 6563,197kWh συναρτήσει της εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος, για ετεροχρονισμό της παραγωγής.

Εάν η παραγωγή ξεκινά 2 ώρες αργότερα σε σχέση με πριν τότε έχουμε αυξημένο συντελεστή ιδιοκατανάλωσης, αφού η παραγωγή συμπίπτει με την αιχμή της κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού. Ωστόσο όπως βλέπουμε και από το παραπάνω διάγραμμα, οι διαφορές είναι πάρα πολύ μικρές, σχεδόν αμελητέες. Με αυξημένο συντελεστή ιδιοκατανάλωσης η εισερχόμενη από το δίκτυο ενέργεια μειώνεται όπως και η εγγεόμενη στο δίκτυο, ενώ η χρεωστέα συμψηφιζόμενη ηλεκτρική ενέργεια και το πλεόνασμα που παραμένει στο τέλος του έτους παραμένουν σταθερά. Αφού η ενέργεια που λαμβάνεται από το δίκτυο μειώνεται, μειώνεται και η χρέωση για αυτήν, έτσι το αποτέλεσμα είναι ελάχιστα αυξημένο.

Πέρα από τις παραπάνω περιπτώσεις, μελετήθηκαν η αλλαγή του κόστους αντικατάστασης του αντιστροφέα και η αύξηση του ποσοστού αυτοκατανάλωσης, τα οποία όμως αφήνουν σχεδόν ανεπηρέαστα τα τελικά αποτελέσματα.

8.7 Σύνοψη αποτελεσμάτων

Στην εργασία αυτή διερευνήθηκε η επίδραση του μεγέθους του φωτοβολταϊκού συστήματος στην εξοικονόμηση ενέργειας από έναν καταναλωτή-αυτοπαραγωγό που χρησιμοποιεί τον ενεργειακό συμψηφισμό, με το αποτέλεσμα να παρατηρείται στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος. Μελετήθηκαν διαφορετικά είδη συμψηφισμού και τιμές αποζημίωσης στο τέλος του κύκλου συμψηφισμού. Με δεδομένο τον τρόπο χρέωσης των αυτοπαραγωγών της Ελλάδας, συμπεραίνουμε ότι το ετήσιο net metering, το οποίο και θα εφαρμοστεί, είναι το αποδοτικότερο σενάριο για αυτούς.

Ωστόσο, η πολιτική αυτή απευθύνεται κυρίως σε καταναλωτές με αρκετά υψηλή κατανάλωση. Όσο μεγαλύτερη είναι η κατανάλωση τόσο μεγαλύτερη είναι και η εξοικονόμηση. Για τους καταναλωτές μικρού φορτίου ο συμψηφισμός δεν είναι ιδιαίτερα επικερδής, αφού εξαρτάται από διάφορους παράγοντες όπως είδαμε παραπάνω. Για παράδειγμα οι διακυμάνσεις της ηλιακής ακτινοβολίας μεταξύ των διάφορων περιοχών της Ελλάδας θα μπορούσαν να μειώσουν την ελκυστικότητα της επένδυσης και να αποτρέψουν την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων. Μια τιμή αποζημίωσης του πλεονάσματος που παραμένει στο τέλος του έτους ή ένα είδος συμψηφισμού που θα περιλαμβάνει περισσότερες συνιστώσες της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, θα επέτρεπαν μια μεγαλύτερη ανάπτυξη και θα επικέντρωναν το ενδιαφέρον των καταναλωτών.

Τέλος, εφαρμόζοντας την ισχύουσα νομοθεσία το σύστημα δεν επιφέρει μεγαλύτερο κέρδος με την εγκατάσταση μεγαλύτερου μεγέθους φωτοβολταϊκού, όπως συνέβαινε στο σύστημα FiT. Για αυτό το λόγο απαιτείται ο καταναλωτής να επιλέξει το κατάλληλο μέγεθος ισχύος που θα συνδέσει στο δίκτυο ΧΤ έτσι ώστε να ανταποκρίνεται στις ενεργειακές του ανάγκες.

Βιβλιογραφία

[1]Κ.Βουρνάς, Γ.Κονταξής, «Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας», Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα 2010.

[2]T.Ackermann, G.Andersson, and L.Soder, «Distributed generation: a definition», Electric Power Systems Research, vol.57, pp.195-204, 2001.

[3]G.Pepermans, J.Driesen, D.Haeseldonckx, R.Belmans, and W.D'haeseleer, «Distributed generation: Definition, Benefits and Issues», Energy Policy, Elsevier, vol.33, no.6, pp.787-798, Apr.2005.

[4]«Εισαγωγή στη Διεσπαρμένη Παραγωγή», ΗΜΥ 445/681, Πανεπιστήμιο Κύπρου.

[5]Α.Γ.Τσικαλάκης, «Συμβολή στον προγραμματισμό λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένης και ανανεώσιμης παραγωγής και συσκευών αποθήκευσης», Διδακτορική Διατριβή, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, ΕΜΠ, Αθήνα 2008.

[6]H.Lee Willis, Walter G.Scott, «Distributed Power Generation, Planning and Evaluation», Marcel Dekker Edn.2000.

[7]Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου, «Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής», Σημειώσεις Α.Π.Ε., Ε.Μ.Π., Αθήνα, Σεπτέμβριος 2003.

[8]Κωνσταντίνος Θ. Δέρβος, «ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ από τη Θεωρία στην Πράξη», Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα 2013.

[9]Κ.Καγκαράκης, «Φωτοβολταϊκή τεχνολογία», Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα 1992.

[10]Gaëtan Masson, Sinead Orlandi, Manoël Rekinger, «GLOBAL MARKET OUTLOOK For Photovoltaics 2014-2018», EPIA, Editor: Tom Rowe, June 2014.

[11]Gaëtan Masson, «TRENDS 2014 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013», IEA PVPS, 12/10/2014.

[12]«Renewables 2014 Global Status Report», <http://www.ren21.net/>.

[13]Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ): <http://www.rae.gr/>.

[14]Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ): <http://www.lagie.gr/>.

[15]Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ): <http://www.admie.gr/>.

[16]Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ): <http://www.deddie.gr/>.

- [17] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ): <https://www.dei.gr/>.
- [18] Υπουργείο Παραγωγικής Ανασυγκρότησης, Περιβάλλοντος & Ενέργειας (ΥΠΕΚΑ): <http://www.ypeka.gr/>.
- [19] ΥΠΕΚΑ, «Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός, Οδικός χάρτης για το 2050», Μάρτιος 2012.
- [20] ΥΠΕΚΑ, «Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Ιούλιος 2010.
- [21] ΥΠΕΚΑ, «Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης», Απρίλιος 2012.
- [22] European Photovoltaic Industry Association (EPIA): <http://www.epia.org/home/>.
- [23] Tom Tanton, «REFORMING NET METERING: PROVIDING A BRIGHT AND EQUITABLE FUTURE», American Legislative Exchange Council, March 2014.
- [24] Patric Curran and Gerrit W. Clarke, «Review of Net Metering Practices», Electricity Control Board of Namibia, P003734, V1, 18 December 2012.
- [25] Patric Curran and Gerrit W. Clarke, «Net Metering-Report», Electricity Control Board of Namibia, V2, 31 March 2013.
- [26] R. Thomas Beach, Patric G. Mc Guire, «Evaluation the Benefits and Costs of Net Energy Metering in California», Crossborder Energy for the North American Energy Industry, January 2013.
- [27] Andreas Poullikkas, George Kourtis, Ioannis Hadjipaschalis, «A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources », International Journal of Energy and Environment, Volume 4, Issue 6, 2013 pp.975-1002.
- [28] Arne Klein, Erik Merkel, Benjamin Pfluger, Anne Held, Mario Ragwitz (Fraunhofer |S|), Gustar Resch, Sebastian Busch (EEEG), «Evaluation of different feed-in tariff design options- Best practice paper for the International Feed-In Cooperation», 3rd edition, update by December 2010.
- [29] Andreas Poullikkas, «A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems », 25 April 2013, <http://www.elsevier.com/locate/seta>.
- [30] European Commission: <http://ec.europa.eu/eurostat>.
- [31] <http://helapco.gr/>.
- [32] Electricity for Europe: <http://www.eurelectric.org/>.
- [33] http://www.syndesmosilios.gr/Global Trend of Net Metring_garras.pdf.
- [34] Έργο PERCH: «Παραγωγή Ηλεκτρισμού με μικρά συστήματα ΑΠΕ & ΣΗΘ για κατοικίες και μικρές επιχειρήσεις», <http://www.home-electricity.org>.

[35]Arnulf Jäger-Waldau, «PV Status Report 2013», European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit Via Enrico Fermi 2749, TP 450 I-21027, Ispra (VA), Italy, September 2013.

[36]Naïm Darghouth, Galen Barbose, Ryan Wiser, «The Impact of Rate Design and Net Metering on the Bill Savings from Distributed PV for Residential Customers in California», Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, April 2010.

[37]California Public Utilities Commission Energy Division, «California Net Energy Metering (NEM) Draft Cost-Effectiveness Evaluation, NEM Study Introduction», Gabe Petlin, Katie Wu, September 26, 2013.

[38]Sneller Price, Katie Pickrell, Jenya Kahn-Lang, Zachary Ming, Michele Chait, «Nevada Net Energy Metering Impacts Evaluation», State of Nevada Public Utilities Commission, July 2014.

[39]Prof. Dr. Ingo Stadler, Dr. Ramchandra Bhandari, Debierne Madeiro, «Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies», Cologne University of Applied Sciences, October 2010.

[40]«Renewable Energy Capacity Development», Final Workshop, Nairobi, 28 February 2014.

[41]Georg Hille et al., Michael Franz(ed.), «Grid Connection of Solar PV, Technical and Economical Assessment of Net-Metering in Kenya», Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, December 2011.

[42]California Public Utilities Commission: <http://www.cpuc.ca.gov/>.

[43]Response to Louisiana Public Service Commission's RFP 14-07 Docket X-33192: «Examination of the Comprehensive Costs and Benefits of Net Metering in Louisiana», Energy and Environmental Economics, Inc. 101 Montgomery Street, Suite 1600, San Francisco, CA 94104, April 28, 2014.

[44]Toby D. Couture, Founder and Director E3 Analytics, «Renewable Energy Policy Pioneers», October 14 2014.

[45]Solar Electric Power Association, «Ratemaking, Solar Value and Solar Net Energy Metering-A Primer», 19TH street, NW, SUITE 800, Washington, DC 20036-2405, solarelectricpower.org, Version 1.0, July 2013.

[46]Rocky Mountain Institute, «Net Energy Metering, Zero Net Energy and The Distributed Energy Resource Future, Adapting electric utility business models for the 21st century», March 2012.

[47]Παρασκούδης Π. Πασχάλης, «Σύνδεση Φωτοβολταϊκών σταθμών στο δίκτυο ΧΤ», ΔΕΗ, 2007 Europa Technologies.

[48]Marie Latour, Senior National Policy Advisor, «NET-METERING AND SELF-CONSUMPTION SCHEMES IN EUROPE», IEA-PVPS-EPIA WS, 30 September 2013.

[49]Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΠΑΕΚ): <http://www.cera.org.cy/>.

[50]Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου (ΙΕΚ): <http://www.cie.org.cy/>.

[51]Υπουργείο Ενέργειας, Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού (ΥΕΕΒΤ): <http://www.mcit.gov.cy/>.

[52]Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ): <https://www.eac.com.cy/>.

[53]Le régulateur bruxellois pour l'énergie: <http://www.brugel.be/>.

[54]Commission wallonne pour l'Énergie: <http://www.cwape.be/>.

[55]Flemish regulator of the electricity and gas market: <http://vreg.be/>.

[56]Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico: <http://www.autorita.energia.it/it/index.htm>.

[57]<http://www.enel.com/>.

[58]Gestore Servizi Energetici: <http://www.gse.it/>.

[59]<http://www.fotovoltaiconorditalia.it/>.

[60]<http://energinet.dk/>.

[61]Danish Energy Agency: <http://www.ens.dk/>.

[62]Netherlands Enterprise Agency: <http://www.rvo.nl/>.

[63]<http://www.eigenhuis.nl/downloads/inhoud/salderen-voorbeelden.pdf>.

[64]<https://www.consuwijzer.nl>.

[65]<http://www.nuon.nl/zonnepanelen/salderen.jsp>.

[66]<http://www.energiewereld.nl/energiegids/terugleveren-en-salderen>.

[67]<http://www.consumentenbond.nl>.

[68]<http://www.eon.nl/>.

[69]European Renewable Energy Council (EREC): <http://www.erec.org/>.

[70]National Renewable Energy Laboratory (NREL): <http://www.nrel.gov/>.

[71]Legal Sources on Renewable Energy: <http://www.res-legal.eu/>.

[72]<http://www.pvnetmetering.eu/>.

[73]Peter Ahm, «National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2012», PA Energy Ltd., IEA-PVPS, 02/06/2013.

[74]Peter Ahm, «National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2013», PA Energy Ltd., IEA-PVPS, 27/08/2014.

[75]S.B. Kjær, C.H. Benz, A. Gonlazez, «Impact of New Danish Hourly Based Net Metering on the Acceptable Solar PV System Cost», 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pages 4547-4551.

[76]«National Survey Report of PV Power Applications in the Netherlands 2009», Prepared by KEMA Nederland BV, J-OB &TU/e, NL Agency & the Ministry of Economy, IEA-PVPS, 01/12/2010.

[77]NL Agency, Ministry of Economic Affairs, «National Survey Report of PV Power Applications in the Netherlands 2012», IEA PVPS Task 1, 05/08/2013.

[78]Gregory Neubourg, «National Survey Report of PV Power Applications in Belgium 2012», APERE, IEA-PVPS, 21/11/2013.

[79]Gregory Neubourg, «National Survey Report of PV Power Applications in Belgium 2013», APERE, IEA-PVPS, 22/09/2014.

[80]«National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2013», Salvatore Castello (ENEA), Francesca Tilli (GSE), Salvatore Guastella (RSE), IEA-PVPS, 27/08/2014.

[81]Γιώργος Παρτασίδης, «Ο Ρόλος της Κυβέρνησης στην προώθηση και εφαρμογή της πολιτικής για net metering», Smart PV, Υπηρεσία Ενέργειας, Υπουργείο Ενέργειας, Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού, 11/06/2014.

[82]G.C. Christoforidis, I.P. Panapakidis, T.A. Papadopoulos, A.I. Chrysochos, G.K. Papagiannis, I. Koumparou, G.E. Georghiou, «Assesing Policies for Photovoltaic Net-Metering in Greece», Proceedings of the 9th MedPower 2014, Athens, Greece, November 3-7, 2014.

[83]http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/article7_cy_cyprus_annex-a.pdf.

[84]SmartPV, Smart net metering for promotion and cost-efficient grid integration of PV technology in Cyprus: www.smartpvproject.eu.

[85]«ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΟΛΟΥΣ», Σχέδιο Προώθησης των εγκαταστάσεων φωτοβολταϊκών συστημάτων, Κυπριακή Δημοκρατία, www.mcit.gov.cy, Μάιος 2014.

[86]«Φωτοβολταϊκά συστήματα και σύστημα συμψηφισμού μετρήσεων (Net metering) στην Κύπρο», Ενεργειακό Γραφείο Κυπρίων Πολιτών, www.cea.org.cy.

[87]«Πρώτα αποτελέσματα της πιλοτικής εφαρμογής συστήματος “Net Metering” σε δύο κατοικίες στα πλαίσια του συγχρηματοδοτούμενου έργου ELIH-MED “Energy Efficiency in Low Income Households in the Mediterranean”, Ενεργειακό Γραφείο Κυπρίων Πολιτών, www.cea.org.cy.

[88]Κωνσταντίνος Ηλιόπουλος-Αντιπρόεδρος ΠΑΕΚ, «Ο ρόλος της ΠΑΕΚ στη διαμόρφωση πολιτικής για συμψηφισμό μετρήσεων (Net Metering)», Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου, 11 Ιουνίου, 2014.

[89]PV-NET, Προώθηση της ΦΒ ενέργειας μέσω της βελτιστοποίησης του συμψηφισμού ενέργειας, «Πιλοτική εφαρμογή βελτιστοποίησης συστημάτων συμψηφισμού με ΦΒ», Δρ. Μαρία Χατζηπαναγή, Έκθεση SAVENERGY 2013-Εργαστήριο για Net Metering, Πανεπιστήμιο Κύπρου, 21/9/2013.

[90]Shannon Huecker, «Community and Virtual Net Metering: Overcoming Barriers to Distributed Generation», November 2013.

[91]PV-NET, Promotion of PV energy through net metering optimization, «Uptake of Solar PV energy through net metering», Dr. George E. Georghiou, PV Technology Laboratory, FOSS Research Centre for Sustainable Energy, University of Cyprus, Brussels, EUSEW, 25 June 2014.

[92]«2030 FRAMEWORKforCLIMATE&ENERGY#EU2030», Paula Abreu Marques, Head of Unit Renewable Energy and CCS Policy, DG ENER, European Commission.

[93]PV-NET, Promotion of PV energy through net metering optimization, «First results of PV net metering implementation in Cyprus», Ioannis Koumparou, PV Technology Laboratory, FOSS Research Centre for Sustainable Energy, University of Cyprus, Brussels, EUSEW, 25 June 2014.

[94]PV-NET, Promotion of PV energy through net metering optimization, «Implementation of PV-NET metering in Portugal», Walter Martins, Brussels, 25 June 2014.

[95]PV-NET, Promotion of PV energy through net metering optimization, «Technical solutions and technology capabilities of PV net metering implementation in Slovenia», Assist. Prof. Peter Mrak, Ph.D, University of Maribor, Brussels, 25 June 2014.

[96]Georgios C. Christoforidis, Assistant Professor, «Levelized Cost of Energy (LCOE) from Photovoltaics in Greece and the Mediterranean», MED PROGRAMME Electrical Engineering Department, TEI of Western Macedonia.

[97]PV-NET, «Building on net metering experiences, the PV-NET optimization tool», MED PROGRAMME, Grigoris Papagiannis, Associate Professor, Power Systems Laboratory, School of Electrical & Computer Engineering, Aristotle University of Thessaloniki.

[98]Στ. Παπαθανασίου, Επ. Καθ. ΕΜΠ, «Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ», Αθήνα, Ιανουάριος 2012.

[99]«Οικονομική αξιολόγηση ενεργειακών συστημάτων για επιχειρηματική δραστηριότητα», <http://aix.meng.auth.gr/lhtee/education/IAxBE4.pdf>.

[100]Δ. Καλιαμπάκος, Αναπληρωτής Καθηγητής ΕΜΠ, Δ. Δαμίγος, Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ, «Σημειώσεις Μαθήματος Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων, Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων», Αθήνα 2008.

[101]<http://www.csfsolartrust.com/>.

[102]H. Ossenbrink, T. Huld, A. Jäger Waldau, N. Taylor, «JRC Scientific and Policy Reports: Photovoltaic Electricity Cost Maps», European Commission, 2013.

[103]T. Huld, A. Jäger Waldau, H. Ossenbrink, S. Szabo, E. Dunlop, N. Taylor, «JRC Scientific and Policy Reports: Cost Maps for Unsubsidised Photovoltaic Electricity», European Commission, 2014.

[104]José Ignacio Briano, María Jesús Báez, Rocío Moya Morales, «PV GRID PARITY MONITOR Residential Sector 3rd issue», Creara, February 2015.

[105]European Central Bank: <https://www.ecb.europa.eu/home/html/index.en.html>.

[106]«Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης», Απρίλιος 2012,
<http://www.ecosun.gr/clientfiles/file/news/EktheAnamMhhSthrAPE.pdf>.