ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων

Τομέας Θερμότητας της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«Ανάπτυξη μεθοδολογίας κοστολόγησης κύκλου ζωής σε ενεργειακά συστήματα: Εφαρμογή σε υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκών-μπαταρίας εγκατεστημένο σε πρόσοψη κτηρίου με παράλληλη θερμομόνωση»

«Development of a Life Cycle Costing methodological approach on energy systems: The case of a hybrid PV-battery system installed in building's facade combined with insulation placement»

Του Φοιτητή

Σπύρου Γκούση

Επιβλέπων

Καρέλλας Σωτήριος, Καθηγητής

Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούλιος 2020

Πρόλογος-ευχαριστίες

Πρωτίστως θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Καθηγητή της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών του Ε.Μ.Π. κ. Καρέλλα Σωτήριο για τη δυνατότητα που μου παρείχε να ασχοληθώ με την παρούσα διπλωματική εργασία καθώς και για την γενικότερη εμπιστοσύνη που έδειξε στο πρόσωπο μου. Η αφοσίωση στο αντικείμενο του αποτέλεσε και αποτελεί για εμένα πηγή έμπνευσης και κίνητρο να συνεχίσω να προσπαθώ για το καλύτερο.

Ιδιαίτερη αναφορά οφείλω επίσης να κάνω στην συνεισφορά του κ. Δημήτριου-Σωτήριου Κουρκούμπ, Επιστημονικού Συνεργάτη του Ε.Κ.Ε.Τ.Α./Ι.Δ.Ε.Π. και υποψήφιου διδάκτορα του Ε.Μ.Π., σχετικά με την καθοδήγηση και τις πολύτιμες συμβουλές που μου παρείχε καθ’όλη τη διάρκεια διεξαγωγής της μελέτης.

Τέλος πολύτιμη ήταν η βοήθεια της Βασιλικής Τζελέπη σε τεχνικά κυρίως θέματα. Την ευχαριστώ θερμά για την ανιδιοτελή υποστήριξη της σε οτιδήποτε και αν χρειάστηκα.

Σπύρος Γκούσης,

Αθήνα, Ιούλιος 2020

Περιεχόμενα

Κατάλογος ακρωνυμίων

ΑΚΚΖ: Ανάλυση κόστους κύκλου ζωής

ΑΚΖ: Ανάλυση κύκλου ζωής

ΑΚΟ: Ανάλυση κόστους οφέλους

ΑΚΑ: Ανάλυση κόστους αποτελέσματος

ΑΣΑ: Αστικά στερεά απόβλητα

ΚΚΖ: Κόστος κύκλου ζωής

Λ&Σ: Λειτουργία και συντήρηση

ΣΠΕ: Σύστημα παραγωγής ενέργειας

ΧΥΤ: Χώροι υγειονομικής ταφής

FiT: Feed in Tariff

q.u.: Μονάδες ποσότητας

q.e.: Μονάδες εκπομπής

t.u.: Μονάδες χρόνου

Εισαγωγή

Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής παρουσιάζει την συμμετοχή των διαφορετικών ειδών κόστους, που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός συστήματος, στο συνολικό κόστος κύκλου ζωής του (ΚΚΖ). Με αυτό τον τρόπο είναι εύκολο να προσδιοριστούν οι παράγοντες με μεγάλη συμμετοχή στο ΚΚΖ και να ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα για τη μείωση του.

Οι κανονισμοί (ISO-15686-5:2008) και (ISO-15686-5:2017), που αναφέρονται στην ανάλυση κόστους κύκλου ζωής (ΑΚΚΖ), αφορούν κυρίως κτήρια και έχουν σκοπό, μεταξύ άλλων, να καθορίσουν μία κοινή μεθοδολογία για την ΑΚΚΖ, ώστε να γίνει κοινή πρακτική στις κατασκευές, να διευκολύνει την λήψη αποφάσεων σε διάφορα στάδια της κατασκευής και γενικότερα να διευρύνει την εφαρμογή της μεθόδου ΑΚΚΖ, πρωτίστως στη κατασκευή κτηρίων, θέτοντας έναν σαφή ορισμό του ΚΚΖ και μία γενική μεθοδόλογία υπολογισμού του βελτιώνοντας την αξιοπιστία της ανάλυσης.

Η έλλειψη ανάλογων δράσεων για συστήματα παραγωγής ενέργειας (ΣΠΕ) αποτελεί το κίνητρο για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας η οποία στοχεύει στην ανάπτυξη μεθοδολογίας για την ανάλυση κόστου κύκλου ζωής συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Στην μεθοδολογία που αναπτύσσεται προσδιορίζονται οι κυριότερες κατηγορίες κόστους που προκύπτουν κατά τη διάρκεια ζωής ενός ΣΠΕ και προτείνονται εξισώσεις για τον υπολογισμό τους. Εξετάζεται επίσης η ενσωμάτωση της ΑΚΚΖ στην ανάλυση κόστους οφέλους (ΑΚΟ) συστημάτων παραγωγής ενέργειας προσδοκώντας στην μείωση του συνολικού τους κόστους και στην δίκαιη κατανομή κόστους και οφέλους μεταξύ των ενδιαφερομένων της επένδυσης.

Η υπάρχουσα βιβλιογραφία για την κοστολόγηση κύκλου ζωής είναι περιορισμένη για συστήματα παραγωγής ενέργειας. Παρά την πληθώρα τεχνοοικονομικών μελέτων σε ΣΠΕ δεν υπάρχει κοινώς αποδεκτή μεθοδολογία για τον προσδιορισμό και τον υπολογισμό των κατηγοριών κόστους που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη. Συνήθης πρακτική είναι τα μελλοντικά κόστη να υπολογίζονται ως ποσοστό του αρχικού κόστους ή να εκτιμώνται από παρόμοιες εγκαταστάσεις, εισάγωντας αβεβαιότητα στα αποτελέσματα. Επίσης συνηθίζεται σημαντικές κατηγορίες κόστους που είναι δύσκολο να εκτιμηθούν να μη συμπεριλαμβάνονται στη μελέτη.

Το κύριο χαρακτηριστικό της ΑΚΚΖ είναι ότι προσδιορίζει τα κόστη που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός προϊόντος/συστήματος, ενώ εκτός από τον οικονομικό χαρακτήρα της μεθόδου μπορεί να πάρει περιβαλλοντικές και κοινωνικές προεκτάσεις όταν συμπεριλαμβάνονται τα εξωτερικά κόστη. Όπως αναφέρεται από (Estevan and Schaefer, 2017) η μέθοδος ΑΚΚΖ εφαρμόστηκε για πρώτη φορά στα μέσα του 1960, από το υπουργείο άμυνας των Ηνωμένων Πολιτείων της Αμερικής, για την απόκτηση συστημάτων οπλισμού όταν παρατηρήθηκε πως το κόστος λειτουργίας, συντήρησης και υποστηριξής τους αποτελούσε περίπου το 75% του συνολικού κόστους ζωής. Το πλεονέκτημα της ΑΚΚΖ είναι ότι αναλύονται οι διαφορετικές συνιστώσες του κόστους κύκλου ζωής και δίνεται η δυνατότητα να υπάρξουν μεγάλα οφέλη επεμβαίνοντας στους σημαντικούς παράγοντες κόστους. Επίσης συχνά η ΑΚΚΖ οδηγεί σε ένα φιλικότερο προς το περιβάλλον τελικό προϊόν το οποίο είναι συνολικά χαμηλότερου κόστους καθώς δύναται να υπάρξει εξοικονόμηση στην ενέργεια, το νερό και το καύσιμο που χρησιμοποιείται (ec.europa.eu) . Η ΑΚΚΖ μπορεί να γίνει σε οποιαδήποτε φάση του κύκλου ζωής του συστήματος που μελετάται. Προκειμένου όμως να είναι δυνατή η μεγαλύτερη μείωση στο τελικό κόστος προτείνεται να γίνεται όσο το δυνατόν νωρίτερα.

Στα επόμενα κεφάλαια θα παρουσιαστούν,

Κεφάλαιο 1. Στο κεφάλαιο αυτό ορίζεται η μέθοδος ΑΚΚΖ και παρουσιάζονται γενικά στοιχεία για αυτή. Επίσης αναλύονται μέθοδοι και μοντέλα εκτίμησης κόστους που χρησιμοποιούνται στην ΑΚΚΖ. Επιπρόσθετα διεξάγεται βιβλιογραφική έρευνα για την ΑΚΚΖ σε ΣΠΕ και παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προκύπτουν.

Κεφάλαιο 2. Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η μεθοδολογία που αναπτύσσεται για την ΑΚΚΖ σε ΣΠΕ. Προσδιορίζονται οι κύριες κατηγορίες κόστους και οι υποκατηγορίες τους και προτείνονται σχέσεις υπολογισμού τους.

Κεφάλαιο 3. Στο κεφάλαιο αυτό αναπτύσσεται η ανάλυση κόστους οφέλους (ΑΚΟ) σε ΣΠΕ. Παρουσιάζονται τα οφέλη που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός ΣΠΕ και προτείνονται σχέσεις για τον υπολογισμό τους. Επίσης αναφέρονται οι κυριότεροι δείκτες αποδοτικότητας για την τεχνοοικονομική ανάλυση ενός ΣΠΕ. Επιπρόσθετα γίνεται αναφορά στην έννοια των ενδιαφερομένων μίας επένδυσης και παρουσιάζεται η μέθοδολογία ανάλυσης ρίσκου.

Κεφάλαιο 4. Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται συνοπτικά το υπολογιστικό εργαλείο για την ΑΚΚΖ που αναπύχθηκε στα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

Κεφάλαιο 5. Στο κεφάλαιο αυτό εκτελείται ΑΚΚΖ δύο μονάδων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά πάνελ. Εξετάζονται τρία σενάρια επένδυσης σε διαφορετικές περιοχές και με διαφορετικές δυναμικότητες, ενώ για κάθε ένα σενάριο γίνεται διερεύνηση σε μεγαλύτερη δυναμικότητα. Η ΑΚΚΖ πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας το υπολογιστικό εργαλείο που περιγράφεται στο κεφάλαιο 4 για διάφορους χρονικούς ορίζοντες επένδυσης.

Κεφάλαιο 6. Στο κεφάλαιο αυτό εκπονείται ανάλυση κόστους οφέλους, χρησιμοποιώντας το υπολογιστικό εργαλείο που περιγράφεται στο κεφάλαιο 4, στις μονάδες που εξετάζονται στο κεφάλαιο 5 και αναμένεται να είναι πιο αποδοτικές. Αρχικά υπολογίζονται τα οφέλη που αναμένεται να προκύψουν κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωης των μονάδων και στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες αποδοτικότητας για διάφορους χρονικούς ορίζοντες.

Κεφάλαιο 7. Στο κεφάλαιο αυτό εκτελείται ανάλυση ρίσκου για τις μονάδες που κρίνονται αποδοτικές στο κεφάλαιο 6. Αρχικά εκτελείται ανάλυση ευαισθησίας και στη συνέχεια πιθανοτική ανάλυση ρίσκου χρησιμοποιώντας τη μέθοδο Monte Carlo, προκειμένου να προσδιοριστεί το επίπεδο ρίσκου η μονάδα να μην είναι αποδοτική.

Κεφάλαιο 8. Στο κεφάλαιο αυτό, το οποίο είναι ο επίλογος της μελέτης, παρουσιάζονται τα εξαγόμενα συμπεράσματα έπειτα από την ολοκλήρωση της μελέτης καθώς και ορισμένες προτάσεις για μελλοντική εργασία.

Abstract

This study provides a comprehensive methodology for life cycle costing assessment (LCCA) of energy production systems (EPS). This methodology aims on identifying the different types of costs that come up during the life cycle of an EPS and proposing methods for their calculation. For the sake of achieving the techno-economic assessment Cost Benefit Analysis (CBA) principles are followed. The presented methodology is implemented in three demo sites, comparing the Life Cycle Cost (LCC) of a hybrid PV-battery unit installed in building's façade combined with insulation placement, namely an adaptable dynamic building envelop (ADBE), with a conventional rooftop PV-battery unit of the same capacity. In each demo site the two units are compared firstly in low capacity, and secondly in higher capacities using the appropriate scale-up algorithms. The analysis is conducted for multiple time horizons introducing a dynamic character to the study. Specifically the analysis is being conducted for 2 to 30 years of operation concerning a 5-year step. The economic performance of the ADBE units is examined using cost benefit analysis and discounted cash flow analysis. With respect to the multiple stakeholders, the multiple benefits arising from this kind of units are identified and a cost benefit analysis from each stakeholder's perspective is conducted. In order to handle the arising uncertainty issues sensitivity analysis and Monte Carlo analysis are performed. Results prove that façade PV-battery units are characterized by higher upfront costs than the conventional units but for higher capacities and for long enough time horizons their LCC becomes lower due to the low O&M costs. Furthermore, results prove that although at low capacities ADBE units are not financially viable; in higher capacities they can provide sufficient benefit for each stakeholder, while the risk level remains relatively low.

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή στην κοστολόγηση κύκλου ζωής

1.1 Γενικά στοιχεία

1.1.1 Ορισμός ΚΚΖ

Το κόστος κύκλου ζωής είναι το σύνολικό κόστος που προκύπτει από την ιδιοκτησία ενός προϊόντος/συστήματος και περιλαμβάνει κάθε κόστος που προκύπτει κατά τη διάρκεια της ζωής του. Τέτοια κόστη είναι το κόστος έρευνας και ανάπτυξης, το κόστος απόκτησης, το κόστος συντήρησης και άλλα άμεσα, έμμεσα, περιοδίκα ή μη κόστη. Συχνά η αξία των κοστών που προκύπτουν κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος υπερβαίνει το αρχικό κόστος απόκτησης (Faar, 2011). Δεν υπάρχει κάποιο κοινά αποδεκτό μοντέλο που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του ΚΚΖ ενός προϊόντος/συστήματος, αυτό οφείλεται στις διαφορετικές προσεγγίσεις κάθε αναλυτή/επενδυτή, στην φύση του προβλήματος, στα διαφορετικά συστήματα συλλόγης δεδομένων κόστους κ.α.

Σύμφωνα με τις οδηγίες (2014/24/EU) και (2014/25/EU) η κοστολόγηση κύκλου ζωής καλύπτει, στον βαθμό που αρμόζει, ένα μέρος ή το σύνολο των ακόλουθων ειδών κόστους, κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής ενός προϊόντος, μιας υπηρεσίας ή ενός έργου.

1. Κόστη που επιβαρύνουν την αναθετούσα αρχή ή άλλους χρήστες όπως:
   i. Κόστη απόκτησης
   ii. Κόστη λειτουργίας π.χ. κατανάλωση καυσίμων και άλλων πόρων
   iii. Κόστη συντήρησης
   iv. Κόστη τέλους ζωής π.χ. συλλογή και ανακύκλωση των υλικών
2. Κόστη που προκαλούνται από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις του προς ανάλυση συστήματος, εάν μπορεί να προσδιοριστεί η χρηματική τους αξία. Τέτοια κόστη είναι π.χ. το κόστος εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου και άλλων περιβαλλοντικών ρυπαντών.

Τα κόστη της κατηγορίας 2 ανήκουν στην κατηγορία του εξωτερικού κόστους, δηλαδή του κόστους που επιβαρύνει άλλες ομάδες ατόμων και όχι τον ιδιοκτήτη της εγκατάστασης.

Συχνά ο όρος ΚΚΖ χρησιμοποιείται για να περιγράψει τα κόστη της κατηγορίας 1 ενώ όταν συμπεριλαμβάνονται και τα κόστη της κατηγορίας 2 χρησιμοποιείται ο όρος ΟΚΖ (ολικό κόστος ζωής). Στην πάρουσα διπλωματική ο όρος ΚΚΖ θα χρησιμοποιείται έναντι του ΟΚΖ.

1.1.2 Εφαρμογές

Η ΑΚΚΖ συναντάται σε μελέτες κατασκευής κτηρίων, αντικατάστασης εξοπλισμού κ.α.. Τα τελευταία χρόνια με την ανάπτυξη μεθοδολογιών για τον υπολογισμό του εξωτερικού κόστους βρίσκει εφαρμογή, συνδυαζόμενη με την ανάλυση κύκλου ζωής (ΑΚΖ), σε συστήματα παραγωγής ενέργειας και διαχείρισης αποβλήτων προσδιορίζοντας το σύνολο των οικονομικών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων τους.

Σε πιο οικονομική παρά περιβαλλοντική βάση οι κυριότερες εφαρμογές της ανάλυσης ΚΚΖ είναι σύμφωνα με (Dhillon, 2010),

- Επιλογή περισσότερο συμφέρουσας προσφοράς.
- Σχεδιασμός και χρηματοδότηση σε επενδύσεις μεγάλης διάρκειας.
- Έλεγχος και αξιολόγηση τρέχοντων έργων.
- Σύγκριση μεταξύ επενδύσεων.
- Αξιολόγηση αντικατάστασης εξοπλισμού.
- Σύγκριση λογιστικών σχεδίων.

Η ΑΚΚΖ παρουσιάζει την συμμετοχή των διαφορετικών ειδών κόστους που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός συστήματος στο συνολικό ΚΚΖ. Με αυτό τον τρόπο είναι εύκολο να προσδιοριστούν οι παράγοντες με μεγάλη συμμετοχή στο ΚΚΖ και να ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα για τη μείωση του. Πιο συγκεκριμένα αναπτύσσονται από (RICS, 2016) μία σειρά από πλεονεκτήματα της μεθόδου ΑΚΚΖ,

- Προσδιορίζονται οι ανάγκες της επένδυσης και παρουσιάζονται στα μέλη του έργου.
- Αξιολογούνται τα κόστη σε όλο τον κύκλο ζωής εναλλάκτικών επιλογών.
- Το συνολικό κόστος κύκλου ζωής βελτιστοποιείται.
- Περιλαμβάνει ανάλυση ρίσκου και κόστους απώλειας παραγωγής λόγω αστοχίων και συντήρησης.
- Επιτρέπει προσδιορισμό προϋπολογισμού για τη λειτουργία, τη συντήρηση και την επισκευή.
- Ενθαρύνει την συζήτηση και τη λήψη αποφάσεων για τη χρησιμοποιήση πιο ανθεκτικών υλικών.
- Είναι η καλύτερη πρακτική προκειμένου να επιλεγεί η καλύτερη εναλλάκτική επιλογή επένδυσης.
- Παρέχει δεδομένα κόστους για μελλοντικές μελέτες.

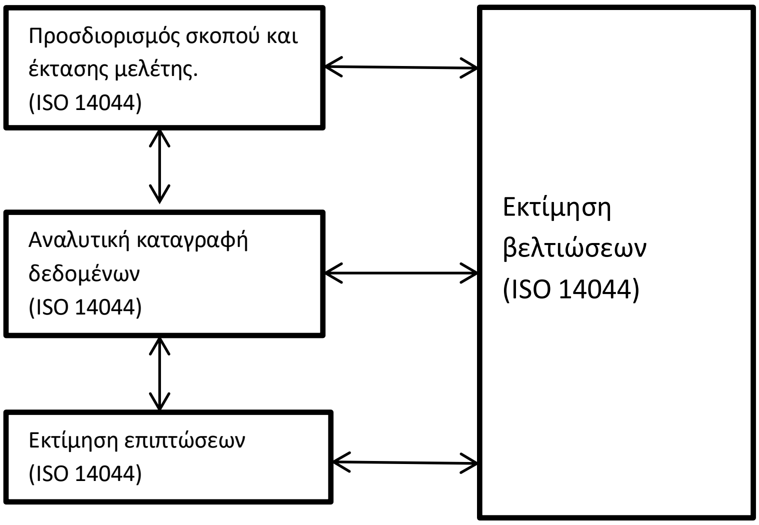
Η ΑΚΚΖ δεν αποτελεί νέα μέθοδο, στην βιβλιογραφία η ιδέα της ανάλυσης του ΚΚΖ επενδύσεων αναφέρεται από το 1930, ενώ αναπτύχθηκε ιδιαίτερα για συστήματα οπλισμού την περιόδο του Β παγκόσμιου πολέμου. Το ενδιαφέρον πλεόν επικεντρώνεται σε δύο άξονες,

1. Την ανάπτυξη μεθόδων χρηματικής αποτίμησης του εξωτερικού κόστους και ενσωμάτωσης του στο εσωτερικό κόστος.
2. Τον κατά το δυνατόν πιο ακριβή και εύκολο προσδιορισμό κάθε συνιστώσας του κόστους και της συμμετοχής αυτής στο ολικό ΚΚΖ, με σεβασμό στην χρονική στιγμή που αυτή συμβαίνει.

1.1.3 Τύποι ΑΚΚΖ

Αναφέρθηκε παραπάνω ότι η ΑΚΚΖ χρησιμοποιείται συμπληρωματικά με την ΑΚΖ. Το γεγονός αυτό δίνει τη δυνατότητα να χαρακτηριστεί η μέθοδος ΑΚΚΖ με τα ίδια βήματα με τη μέθοδο ΑΚΖ (εικόνα 1.1) ((Hunkeler et al., 2010), (Di Maria, Eyckmans and Van Acker, 2018), (Rigamonti et al., 2019)) δηλαδή,

1. Προσδιορισμός σκοπού και έκτασης μελέτης
2. Συλλογή δεδομένων
3. Εκτίμηση επιπτώσεων
4. Εκτίμηση βελτιώσεων



Εικόνα 1.1: Βήματα ανάλυσης κύκλου ζωής και ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής (Κακαράς, Καρέλλας 2014)

1. Προσδιορισμός σκοπού και έκτασης μελέτης

Ο σκοπός της μελέτης πρέπει να καθορίζεται από την αρχή. Σημαντικό είναι επίσης να καθορίζονται τα όρια και η λειτουργική μονάδα. Η φιλοσοφία της μελέτης ΑΚΚΖ, όπως και της μελέτης ΑΚΖ, είναι η σύγκριση εναλλάκτικών επιλογών επένδυσης. Στην μελέτη ΑΚΚΖ σκοπός είναι να προσδιοριστούν οι παράγοντες του κόστους των εναλλακτικών επιλογών.

2. Συλλογή δεδομένων

Τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στη μελέτη πρέπει να είναι όσο το δυνατόν πιο αντιπροσωπευτικά, δηλαδή πρέπει να είναι χρονικά και γεωγραφικά προσαρμοσμένα στην περιοχή μελέτης. Εάν δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα μπορούν να χρησιμοποιηθούν μεθόδοι εκτίμησης του κόστους.

3. Εκτίμηση επιπτώσεων

Σε αυτή τη φάση αναγνωρίζονται οι πιο σημαντικές συνιστώσες του κόστους και γίνεται σύγκριση μεταξύ των εναλλάκτικών επιλογών.

4. Εκτίμηση βελτιώσεων

Μετά τον προσδιορισμό των σημαντικών παραγόντων του κόστους των εναλλακτικών μπορούν να γίνουν στοχευμένες δράσεις ώστε να μειωθεί το ΚΚΖ.

Αναλόγα με τα όρια της ανάλυσης η ΑΚΚΖ μπορέι να ταξινομηθεί σε 3 κατηγορίες ((Edwards, Burn et al., 2018), (Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015), (Hunkeler et al., 2010)).

i. Χρηματοοικονομική ανάλυση ΚΚΖ

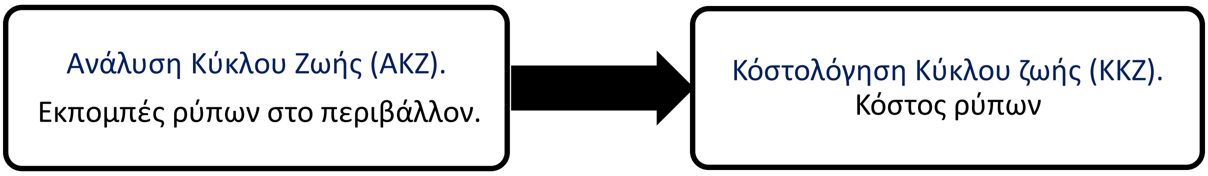
Πρόκειται για την παραδοσιακή μελέτη ΚΚΖ όπου δεν συμπεριλαμβάνονται τα εξωτερικά κόστη (κοινωνικά ή περιβαλλοντικά). Παρουσιάζει τα πλεονεκτήματα έναντι άλλων μεθόδων αξιολόγησης που αναφέρθηκαν πιο πάνω και εφαρμόζεται συνήθως από ιδιώτες για ιδία χρήση.

ii. Περιβαλλοντική ανάλυση ΚΚΖ

Στην περιβαλλοντική ΑΚΚΖ τα όρια της ανάλυσης επέκτείνονται ώστε να είναι συμβατά με αυτά της ανάλυσης κύκλου ζωής. Πρόκειται για οικονομική ανάλυση που γίνεται παράλληλα με περιβαλλοντική ανάλυση και έχει διευρυμένα όρια συμβατά με την περιβαλλοντική ανάλυση.

iii. Κοινωνική ανάλυση ΚΚΖ

Η κοινωνική ανάλυση ΚΚΖ περιλαμβάνει το εξωτερικό κόστος που προκαλείται από την επένδυση εφαρμόζοντας τεχνικές χρηματικής αποτίμησης των περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων της. Μπορεί να χαρακτηριστεί κοινωνικο-οικονομική μέθοδος και όπως και η περιβαλλοντική ανάλυση ΚΚΖ είναι αλληλένδετη με την ΑΚΖ (εικόνα 1.2).

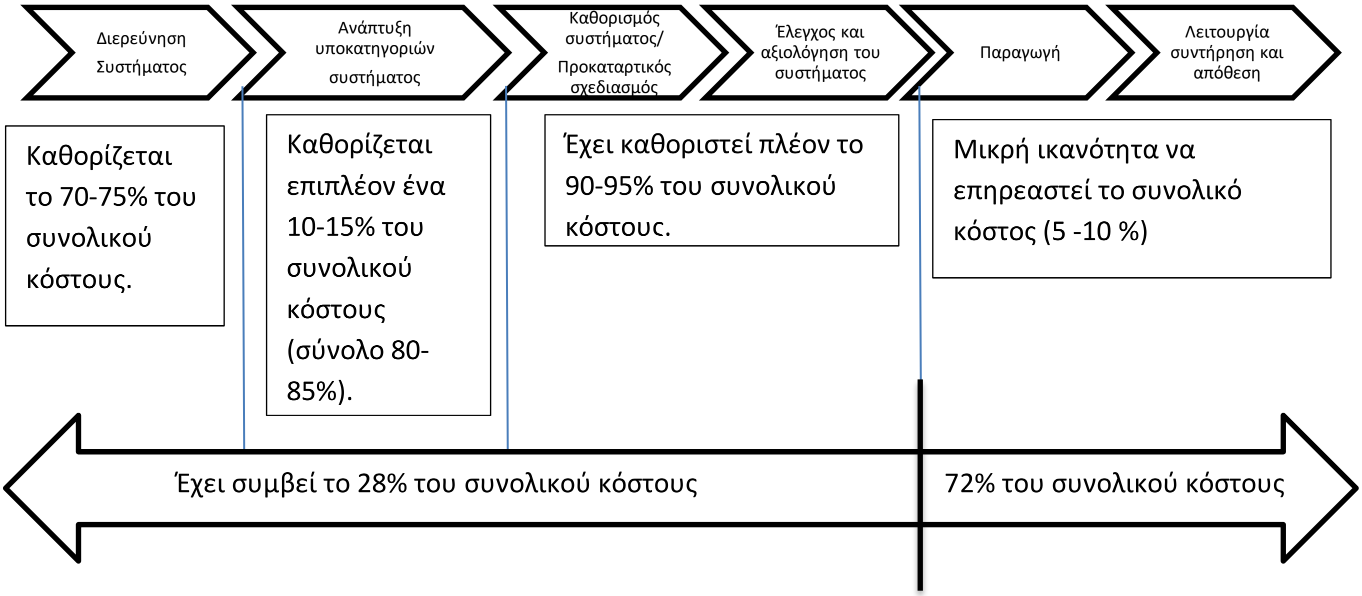


Εικόνα 1.2: Σύνδεση ανάλυσης κύκλου ζωής με κοστολόγηση κύκλου ζωής (Σταματίου 2015)

Η διαφορά της χρηματοοικονομικής ΑΚΚΖ με τις άλλες δύο (περιβαλλοντική και κοινωνική) είναι ότι δεν λαμβάνει υπόψην τα εξωτερικά κόστη, πρόκειται δηλαδή για συμβατική ανάλυση ΚΚΖ. Η διαφορά της περιβαλλοντικής με την κοινωνική ΑΚΚΖ είναι ότι η τελευταία αποδίδει χρηματική αξία στις περιβαλλοντικές και τις κοινωνικές επιπτώσεις (θετικές ή αρνητικές) και παρέχει δείκτες αποκλειστικά σε οικονομικούς όρους, ενώ η περιβαλλοντική ΑΚΚΖ παρέχει δύο ειδών δείκτες, οικονομικούς και περιβαλλοντικούς π.χ. κόστος σε € και εκπομπές CO_2 σε γραμμάρια ανά κιλοβατόρα (g/KWh).

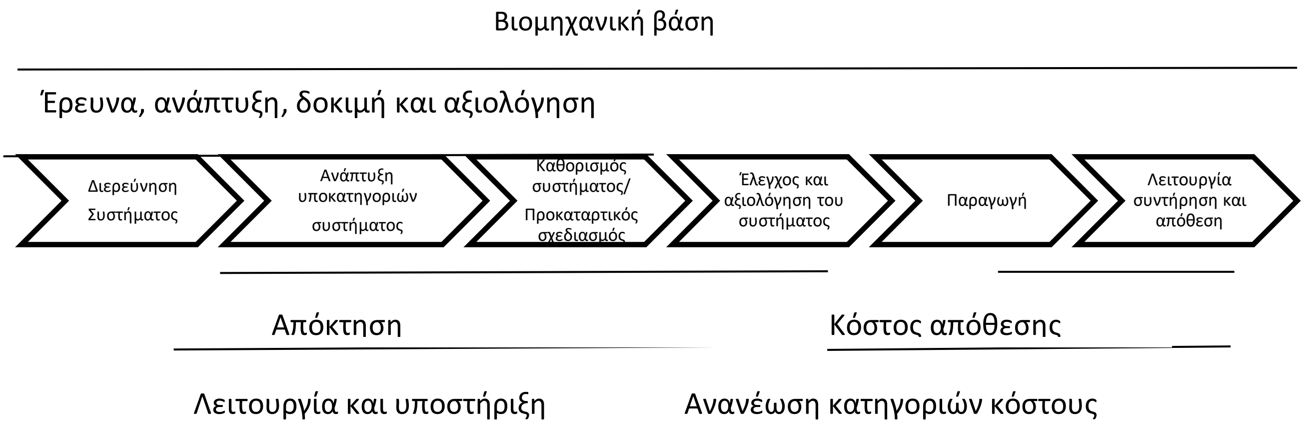
1.1.4 Κατηγορίες κόστους και χρονική στιγμή ανάλυσης

Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής μπορεί να γίνει οποιαδήποτε στιγμή της επένδυσης. Προκειμένου να είναι εύκολη η επέμβαση στις κατηγορίες υψηλού κόστους προτείνεται να γίνεται στη φάση της προεπένδυσης ώστε να υπάρχει η δυνατότητα επανασχεδιασμού προς μείωση του κόστους κύκλου ζωής. Χαρακτηριστική είναι η εικόνα 1.3 όπου φαίνεται ότι πριν αρχίσει η παραγωγή το μεγαλύτερο μέρος του συνολικού κόστους (90-95%) έχει καθοριστεί.



Εικόνα 1.3: Φάσεις κόστους κύκλου ζωής και καθορισμός κόστους (Farr, 2011)

Σύμφωνα με (Faar, 2011) απλά μοντέλα ΚΚΖ στα οποία τα κόστη κατηγοριοποιούνται ως τωρίνα και μελλοντικά έχουν δυσκολίες, καθώς μπορεί να είναι δύσκολο να καθοριστεί το κόστος επένδυσης. Το βασικό μοντέλο που προτείνεται από (Σταματιου 2015) παρουσιάζεται στην εικόνα 1.4. Στον πίνακα 1.1 παρουσιάζονται συνοπτικά οι κατηγορίες κόστους που λαμβάνονται υπόψη στη μεθοδολογία που αναπτύσσεται, πιο αναλυτική περιγραφή τους και εξισώσεις για τον υπολογισμό τους δίνονται κεφάλαιο 2.



Εικόνα 1.4: Κατηγορίες κόστους (Σταματίου 2015)

Πίνακας 1.1: Κατηγορίες κόστους

	Κατηγορίες Κόστους που περιλαμβάνονται στο μοντέλο	**Συνοπτική περιγραφή**	**Ενδεικτικά παραδείγματα**
Κόστη πριν τη λειτουργία	Κόστος έρευνας και ανάπτυξης	Αναφέρεται στα κόστη που προκύπτουν από δραστηριότητες που πραγματοποιούνται πριν την έναρξη των κατασκευαστικών εργασιών	Άδειες, μελέτες, έρευνες
	Κόστος απόκτησης	Αναφέρεται στα κόστη που προκύπτουν από την απόκτηση εγκατάστασεων, μηχανημάτων και άλλων αγαθών του συστήματος που πρόκειται να λειτουργήσει.	Υλικά, εξοπλισμός, κατασκευαστικές εργασίες
Κόστη κατά τη λειτουργία	Κόστος λειτουργίας	Αναφέρεται στα κόστη που προκύπτουν από τις δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα κατά τη λειτουργία της εγκατάστασης αλλά δεν περιλαμβάνουν κόστη συντήρησης και επισκευών	Ενεργειακές ανάγκες, προσωπικό
	Κόστος συντήρησης	Ανάφερεται στα κόστη που προκύπτουν από την συντήρηση, την επισκευή και την αντικατασταση των κτηρίων και του εξοπλισμού.	Συντήρηση μηχανολογικού εξοπλισμού
Κόστη περιβαλλοντικά και κοινωνικά που δεν επιβαρύνουν τον ιδιοκτήτη	Εξωτερικό κόστος	Αναφέρεται στα κόστη που προκύπτουν από την επένδυση αλλά δεν επιβαρύνουν τον επενδυτή.	Κόστος που προκύπτει από την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου
Κόστη μετά το τέλος της λειτουργίας	Κόστος τέλους ζωής	Αναφέρεται στα κόστη που προκύπτουν από δραστηριότητες που πραγματοποιούνται μετά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης	Κόστος απόθεσης υπολειμμάτων

1.2 Εκτίμηση κόστους

Προκειμένου τα αποτελέσματα της ΑΚΚΖ να είναι αντιπροσωπευτικά πρέπει να υπάρχουν αξιόπιστα δεδομένα. Όταν αυτά δεν είναι διαθέσιμα τότε θα πρέπει να εκτιμηθούν. Έχουν αναπτυχθεί διάφορες μεθόδοι και μοντέλα για την εκτίμηση κόστους, παρακάτω παρουσιάζονται τα κυριότερα από αυτά.

1.2.1 Μέθοδοι εκτίμησης κόστους

Οι μέθοδοι για την εκτίμηση κόστους χωρίζονται σε 3 κατηγορίες (NASA, 2008).

1. Παραμετρικές μεθόδοι

Στην κατηγορία αυτή αξιοποιούνται ιστορικά δεδομένα και μαθηματικές εκφράσεις ώστε να προκύψει η σχέση που υπολογίζει το προς εκτίμηση κόστος. Το προς εκτίμηση κόστος δηλαδή, είναι η εξαρτημένη μεταβλητή και με μαθηματικές τεχνικές όπως τεχνικές παλινδρόμησης, μέθοδος ελαχίστων τετραγώνων κ.α. κατασκευάζεται εξίσωση με παραμέτρους τις ανεξάρτητες μεταβλητές που θέτονται. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται συνήθως όταν είναι γνωστές λίγες παραμέτροι που επηρεάζουν το κόστος.

2. Αναλογικές μεθόδοι

Σε αυτές τις μεθόδους τα μελλοντικά κόστη ενός έργου εκτιμώνται από δεδομένα κόστους παρομοίων έργων λαμβάνοντας υπόψη παράγοντες όπως ο πληθωρισμός και τεχνικές διαφορές (μέγεθος , δυναμικότητα , γεωγραφικές διαφορές κτλπ).

3. Μέθοδος Build up/ Bottom up

Στη μέθοδο αυτή χρησιμοποιούνται εκτιμήσεις του κόστους καθενός στοιχείου ή αγαθού που συντελεί στο συνολικό κόστος. Περιλαμβάνει τον υπολογισμό του κόστους κάθε στοιχείου κάνοντας εκτιμήσεις σε επίπεδο λεπτομέριας και υπολογίζωντας ποσότητες για κάθε αγαθό ώστε να εκτιμηθεί το ολικό κόστος. Πρόκειται για την μέθοδο με τη μεγαλύτερη ακρίβεια όμως είναι δύσκολο να εφαρμοστεί από την αρχή της επένδυσης. Ιδανικά λαμβάνονται εκτιμήσεις σε επίπεδο λεπτομέριας και στη συνέχεια προσαρμόζονται.

1.2.2 Μοντέλα εκτίμησης κόστους

1. **0.6 power factor model**

Πρόκειται για ευρέως χρησιμοποιούμενο μοντέλο το όποιο χρησιμοποιείται για γρήγορες εκτιμήσεις κόστους μεταξύ παρόμοιων εγκατάστασεων, μηχανημάτων κ.α. διαφορετικών δυναμικοτήτων (Dhillon 2010). Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιήθηκε πρώτη φορά από τον Williams το 1947 για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης εξοπλισμού ενώ το 1950 χρησιμοποιήθηκε από τον Chilton για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης ολόκληρης εγκατάστασης (Remer and Chai 1993).

Η εξίσωση που διέπει αυτό το μοντέλο είναι η εξής,

$$Cost2 = Cost1 * \left(\frac{Capacity\ 2}{Capacity\ 1}\right)^{R} \quad (1)$$

Όπου Cost1, Capacity1 είναι το κόστος σε (€) και η δυναμικότητα σε (KW) του δεδομένου αγαθού αντίστοιχα, ενώ Cost2 και Capacity2 είναι τα ίδια μεγέθη του προς εκτίμηση αγαθού.

Η σχέση (1) προτείνει ότι η σχέση κόστους-δυναμικότητας είναι γραμμική σε λογαριθμικό διάγραμμα με κλίση R.

Ο παράγοντας R ονομάζεται συντελεστής κλίμακας και μοντελοποιεί την οικονομία κλίμακας των αγαθών. Η μέθοδος αυτή ονομάζεται και μέθοδος κλίμακας καθώς επιτρέπει εκτιμήσεις κόστους σε διαφορετικές δυναμικότητες με δεδομένο το κόστος μίας συγκεκριμένης τιμής δυναμικότητας. Η δυσκολία βρισκεται στην σωστή εκτίμηση της τιμής του R, όπου παίρνει τιμές σε ένα μεγάλο εύρος ανάλογα με το αγαθό που εξετάζεται. Το μοντελο συνηθίζεται να χρησιμοποιείται για την εκτίμηση του συνολικού κόστους απόκτησης ή για το κόστος απόκτησης εξοπλισμού, ενώ πιο σπάνια χρησιμοποιείται για άλλες εφαρμογές όπως εργατοώρες κ.α. Οι περισσότερες έρευνες που χρησιμοποιούν ή αναφέρουν αυτό το μοντέλο αφορούν θερμοηλεκτρικές ή εγκαταστάσεις χημικών διεργασιών. Εφαρμόζεται όμως συχνά και σε άλλες εγκαταστάσεις και είδη εξοπλισμού.

Έρευνες κόστους διάφορων ειδών εξοπλισμού

Ο (Dhillon, 2010) προτείνει τιμή R=0.6 ως γενικά εφαρμοζόμενη, ενώ για εναλλάκτες θερμότητας και αντλίες προτείνει τιμή 0.6, για λέβητες 0.8 και για δοχεία 0.7. Παράλληλα οι (Peters and Timmerhouse, 1991) ανάφερουν ότι η τιμή 0.6 για το R είναι υπεραπλοποίηση και πρέπει να χρησιμοποιείται μόνο ελλείψει δεδομένων, καθώς για διαφορετικά είδη εξοπλισμού η τιμή του R μπορεί να είναι μικρότερη του 0.2 ή και μεγαλύτερη του 1. Προτείνουν επίσης η μέθοδος αυτή να μην χρησιμοποιείται για δυναμικότητες που διαφέρουν πάνω από μία τάξη μεγέθους, ενώ δίνουν τιμές του R για διαφορετικά είδη, χημικού κυρίως, εξοπλισμού. Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιείται από (Peters and Timmerhouse, 1991) όπως και από (Dhillon, 2010) για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους απόκτησης εγκατάστασης αλλά και για το κόστος απόκτησης εξοπλισμού. Η σχέση αυτή προτείνεται επίσης από (Dieter and Schmidt, 2008) όπου χρησιμοποιείται για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης εξοπλισμού και προτείνονται συντελεστές 0.4 εώς 0.8 με πιο συχνή τιμή το 0.6 ενώ δίνονται τιμές για συγκεκριμένα είδη εξοπλισμού.

Έρευνες εγκαταστάσεων βιομάζας

Οι (Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2008) χρησιμοποιούν συντελεστή R=0.75 για να εκτιμήσουν το κόστος απόκτησης εγκατάστασης βιομάζας σε διαφορετικές δυναμικότητες. Αναφέρουν ότι η τιμή 0.75 προέκυψε έπειτα από συζητήσεις με κατασκευαστές λεβήτων βιομάζας και εταιρείες κατασκευής εγκαταστάσεων βιομάζας – παράλληλα με βιβλιογραφική έρευνα – και τη χαρακτηρίζουν ως σχετικά υψηλή. Στη μελέτη (Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2005) αναφέρονται τιμές R:0.7-0.8 για εγκαταστάσεις βιομάζας ενός λέβητα. Οι ίδιες τιμές προτείνονται από τους συγγραφείς για εγκατάστασεις καύσης άνθρακα ενός λέβητα, ενώ χρησιμοποιείται τιμή 0.75 για την εκτίμηση του κόστους αποκτησης εγκατάστασης βιομάζας εξετάζοντας εύρος δυναμικοτήτων 20-450 MW. Επίσης χρησιμοποιείται R=0.49 και R=0.5 για το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο και το κόστος λειτουργίας της γραμμής αντίστοιχα. Οι ίδιοι συντελέστές χρησιμοποιούνται και από τους (Kumar, Cameron and Flynn, 2003) οι οποίοι εκτελούν ανάλυση ευαισθησίας για το κόστος σε σχέση με τον συντελεστή R. Μείωνοντας τον παράγοντα R από 0.75 σε 0.6 παρατηρείται μείωση εώς και 12.8% στο συνολικό κόστος, ενώ αυξάνοντας τον από 0.75 σε 0.9 παρατηρείται αύξηση εώς και 17.7%. Συντελέστες για διάφορα είδη εξοπλισμού σε εγκατάσταση βιομάζας προτείνονται από (Rodrigues, Faaij and Walter, 2003) οι οποίοι για τον υπολογίσμο του κόστους απόκτησης εξοπλισμού χρησιμοποιούν τη μέθοδο κλίμακας για κάθε είδος του εξόπλισμού ξεχωριστά χρησιμοποιώντας διαφορετικους συντελεστές R.

Έρευνες εγκαταστάσεων διαχείρισης αποβλήτων

Ο (Othman, n.d.) προτείνει τιμές R 0.5 εώς 0.9 με πιο συχνά χρησιμοποιούμενη 0.6 για εγκαταστάσεις διαχείρισης υγρών αποβλήτων, ενώ δίνει διάφορες τιμές για τον εξοπλισμό τέτοιων εγκαταστάσεων. Παράλληλα οι (Consonni, Giugliano and Grosso, 2005) εξετάζουν εγκατάστασεις ενεργειακής αξιοποίησης αστικών στερεών αποβλήτων (ΑΣΑ) και χρησιμοποιούν παράγοντα R=0.75, για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης της εγκατάστασης, ενώ αναφέρουν ότι η συνηθισμένη τιμή για θερμοηλεκτρικό εξοπλισμό είναι R=0.6667. Επίσης χρησιμοποιούν τιμή R=0.375 για τον αριθμό τον εργαζομένων σε συνάρτηση με τη δυναμικότητα.

Έρευνες εγκαταστάσεων φωτοβολταϊκών συστημάτων

Οι (Khalilpour and Vassallo, 2016) χρησιμοποιούν τη μέθοδο κλίμακας για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης εγκατάστασης φωτοβολταϊκών πάνελ συνδυασμένων με μπαταρία. Ο συντελεστής που χρησιμοποιείται είναι R=0.76.

Γενικές έρευνες

Ο (Jenkinks, 1997) εξετάζει το μοντέλο κλίμακας και καταλήγει ότι ο παράγοντας R δεν είναι σταθερός αλλά αποτελεί συνάρτηση της δυναμικότητας της εγκατάστασης. Επίσης τροποποιεί την εξίσωση υπολογίζοντας το ανηγμένο κόστος (€/KW) με την εξίσωση,

$$Cost2 = Cost1 * \left(\frac{Capacity\ 2}{Capacity\ 1}\right)^{R-1}$$

Όπου Cost1, Capacity1 είναι το κόστος σε (€/KW) και η δυναμικότητα σε (KW) του δεδομένου αγαθού αντίστοιχα, ενώ Cost2 και Capacity2 είναι τα ίδια μεγέθη του προς εκτίμηση αγαθού.

Η παρατήρηση του (Jenkinks, 1997) ενισχύει την πρόταση των (Peters and Timmerhouse, 1991) να μη χρησιμοποιείται η ίδια εξίσωση για μεγάλες διαφορές δυναμικότητας.

Οι (Remer and Chai 1993) εκτελούν εκτενή βιβλιογραφική έρευνα πάνω στις τιμές του R για πολλά είδη εξοπλισμού (μηχανολογικού και μη) και προτείνουν η εφαρμογή του μοντέλου αυτού να γίνεται σε κάθε κομμάτι του εξοπλισμού ξεχωριστά και όχι συνολικά στο σύνολο του κόστους απόκτησης. Δίνουν επίσης μέσες τίμες για κάθε οικογένεια εξοπλισμού ενώ προτείνουν τιμές για άλλες κατηγορίες του κόστους όπως υπηρεσίες, εργατοώρες, αντιδραστήρια κ.α.

Παρατηρήσεις

Η τίμη του R που θα χρησιμοποιηθεί είναι μείζονος σημασίας. Οι (Remer and Chai 1993) αναφέρουν ότι σε περίπτωση που χρησιμοποιηθεί R=0.6 (σύνηθης τιμή) αντί για 0.9 (πραγματική τιμή στο συγκεκριμένο παράδειγμα) σε μία εφαρμογή με λόγο δυναμικοτήτων 5 τότε το κόστος που υπολογίζεται έχει απόκλιση 38% από το πραγματικό. Επίσης προτείνουν για εξοπλισμό να χρησιμοποιείται η τιμή 0.68 και όχι η 0.6 όταν δεν υπάρχουν άλλα δεδομένα και για χημικές διεργασίες η τιμή 0.7.

Εξετάζοντας την βιβλιογραφία που υπάρχει για το συγκεκριμένο μοντέλο παρατηρείται ότι συχνά χρησιμοποιείται με διαφορετικό τρόπο. Για παράδειγμα χρησιμοποιώντας το μοντέλο για την εκτίμηση του συνολικού κόστους απόκτησης εγκάταστασης χρησιμοποιείται ο ίδιος συντελεστής κλίμακας για όλα τα κόστη που αποτελούν το κόστος απόκτησης. Δηλαδή χρησιμοποιείται ο ίδιος συντελεστής για κάθε είδος εξοπλισμού, για το κόστος εργασίας, για το κόστος απόκτησης γης κ.α. Όπως αναφέρεται η τιμή του συντελεστή κλίμακας διαφέρει σημαντικά για διαφορετικά είδη εξοπλισμού. Επίσης παρατηρείται ότι μικρές αποκλίσεις της τιμής του R μπορεί να έχουν μεγάλη επιρροή στο αποτέλεσμα. Επομένως προτείνεται το μοντέλο αυτό να χρησιμοποιείται για κάθε κατηγορία κόστους χωριστά με την προτεινόμενη τιμή για αυτή την κατηγορία. Επίσης προτείνεται να αποφεύγεται η χρήση της για μεγάλες διαφορές δυναμικότητας. Στον πίνακα 1.2 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα παραπάνω.

Πίνακας 1.2: Συντελεστές κλίμακας R

Πηγή	Είδος	Συντελεστής κλίμακας
(Dhillon, 2010)	Κόστος απόκτησης εγκατάστασης	0.6
	Εναλλάκτες θερμότητας	0.6
	Αντλίες	0.6
	Λέβητες	0.8
	Δοχεία	0.7
(Peters and Timmerhouse, 1991)	Γενική τιμή	0.6
	Δίνονται τιμές R για πολλά διαφορετικά είδη εξοπλισμού με τις τιμές να κυμαίνονται R<0.2 με R>1.1	
(Othman, n.d.)	Κόστος απόκτησης εγκαταστάσης διαχείρισης υγρών αποβλήτων	Εύρος τιμών 0.5 -0.9, γενική τιμή 0.6
(Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2008)	Κόστος απόκτησης εγκατάστασης βιομάζας	0.75
(Kumar, Flynn and Shokhansanj, 2005)	Κόστος σύνδεσης με δίκτυο	0.49
	Κόστος λειτουργίας γραμμής σύνδεσης με δίκτυο	0.5
(Dieter and Schmidt,	Γενική τιμή για κόστος εξοπλισμού	0.6 με εύρος τιμών 0.4-0.8

2008)	Δίνονται τιμές για διάφορα είδη εξολπισμού	
(Consoni, Guigliano and Grosso, 2005)	Κόστος απόκτησης εγκατάστασης ενεργειακής αξιοποίησης ΑΣΑ	0.75
	Σύστημα εξοπλισμού θερμοηλεκτρικών εγκαταστάσεων	2/3
	Αριθμός εργαζομένων	0.375
(Rodrigues, Faaij and Walter, 2003)	Δίνονται τιμές για διάφορα είδη εξοπλισμού	
(Remer and Chai 1993)	Δίνονται τιμές για διάφορα είδη εξοπλισμού, κ.α	
	Γενικός εξοπλισμός	0.68
	Εξοπλισμός συναλλαγής θερμότητας	0.68
	Εξοπλισμός κίνησης ρευστών	0.63
	Δοχεία, πύργοι	0.63
	Εξοπλισμός συστήματος αντιρρύπανσης	0.83
	Καταλύτες και αντιδραστήρια	1
	Εργατοώρες	0.25
	Υπηρεσίες	0.38
	Εφαρμογές	0.65
(Khalipour and Vassalo, 2016)	Κόστος απόκτησης φωτοβολταϊκών με μπαταρία	0.76

2. Μοντέλο του Lang

Το μοντέλο αυτό προτάθηκε από τον Lang και χρησιμοποιείται για να λαμβάνονται γρήγορες εκτιμήσεις της τάξης μεγέθους του κόστους από ιστορικά στοιχεία (Dhillon, 2010). Με το μοντέλο αυτό, χρησιμοποιώντας κατάλληλους συντελεστές, εκτιμάται το συνολικό κόστος της εγκατάστασης από το κόστος εξοπλισμού της. Η εξίσωση του μοντέλου είναι,

$$TPV = (n) * (DEC)$$

Όπου

TPC: Συνολικό κόστος απόκτησης εγκατάστασης,

n: Συντελεστής Lang,

DEC: Κόστος αγοράς και μεταφοράς εξοπλισμού.

Οι συντελεστές του Lang όπως δινονται από (Dhillon, 2010) παρουσιάζονται στον πίνακα 1.3.

Πίνακας 1.3: Συντελεστές Lang (Dhillon, 2010)

Τύπος εγκατάστασης	Lang Factor
Εγκατάσταση διαχείρισης στερεών	3.10
Εγκατάσταση διαχείρισης στερεών και ρευστών	3.63
Εγκατάσταση διαχείρισης ρευστών	4.74

Οι συντελεστές του Lang ανανεώνονται συνεχώς ώστε να υπάρχει μεγαλύτερη ακρίβεια. Οι (Peters and Timmerhouse, 1991) αναφέρουν αρκετά διαφορετικούς συντελεστές από αυτούς του (Dhillon, 2010). Επίσης αναφέρεται ότι μεγαλύτερη ακρίβεια μπορεί να επιτευχθεί εάν χρησιμοποιηθούν διαφορετικοί συντελέστες για κάθε υποσύστημα της εγκατάστασης. Έρευνα στην βελτιστοποιήση της σχέσης του Lang έχει γίνει από (Amigun and von Blottnitz, 2009) όπου προτείνονται νέοι συντελέστες.

3. Μοντέλο του Hand

Το μοντέλο του Hand κινείται στο ίδιο πλαίσιο με το μοντέλο του Lang. Χρησιμοποιούνται συντελεστές ώστε να εκτιμηθεί το συνολικό κόστος απόκτησης και εγκατάστασης κάθε είδους εξοπλισμού από το κόστος αγοράς του. Η εξίσωση του μοντέλου του Hand είναι,

$$IC = (m) * (DEC)$$

Όπου
IC: Συνολικό κόστος ενός είδους εξοπλισμού,
m: Συντελεστής του Hand,
DEC: Κόστος αγοράς και μεταφοράς είδους εξοπλισμού

Οι συντελεστές του Hand όπως δίνονται από (Dhillon, 2010) παρουσιάζονται στον πίνακα 1.4.

Πίνακας 1.4: Συντελεστές Hand (Dhillon, 2010)

Είδος εξοπλισμου	Hand factor
Λέβητας	2
Συμπιεστής	2.5
Άλλος εξοπλισμός	2.5
Εναλλάκτης θερμότητας	3.5
Αντλία	4
Δοχείο πίεσης	4
Πύργος ψύξης	4

Ο συντελεστής Hand μοντελοποιεί όλα τα κόστη που συμβαίνουν κατά την εγκατάσταση του εξοπλισμού, όπως επιπλεόν εργασίες και κατασκευές που πρέπει να γίνουν ώστε να εγκατασταθεί ο εξοπλισμός.

Η διαφορά του μοντέλου 0.6 power factor model, με τα μοντέλα του Hand και του Lang είναι ότι το πρώτο δεν περιλαμβάνει το κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού, ενώ τα δύο επόμενα εκτιμούν το κόστος αυτό μέσω συντελέστων. Το κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού όπως αναφέρεται από (Peters and Timmerhouse, 1991) αποτελείται από το κόστος εργασίας και το κόστος κατασκευής υποστηρικτικών δομών προκειμένου να εγκατασταθεί ο εξοπλισμός. Σύχνα το κόστος αυτό υπολογίζεται ως ποσοστό του κόστους αγοράς του εξοπλισμού, προσέγγιση που μοιάζει με τα μοντέλα των Lang και Hand. Το ποσοστό του κόστους απόκτησης που αντιστοιχεί στο κόστος εγκατάστασης κυμάινεται μεταξύ 25-55% αλλά μπορεί να πάρει και τιμές αρκετά έξω από αυτό το εύρος ((Remer and Chai 1993), (Peters and Timmerhouse, 1991)). Είναι πιο ακριβές να χρησιμοποιείται διαφορετικό ποσοστό για κάθε είδος εξοπλισμού. Στον πίνακα 1.5

παρουσιάζονται εκτιμήσεις του ποσοστού του κόστους εγκατάστασης για διαφορετικά είδη εξοπλισμού.

Πίνακας 1.5: Ποσοστά κόστους εγκατάστασης για διάφορα είδη εξοπλισμού

Κόστος εγκατάστασης εξοπλισμού ως ποσοστό του κόστους αγοράς			
Είδος εξοπλισμού	(Peters and Timmerhouse, 1991)	Πηγή (Westney, 1997)	(Osgood, 2001)
Φυγοκεντρικός διαχωριστής	20-60%	50%	30-40%(διακοπτόμενος), 10-25% (συνεχής)
Συμπιεστής	30-60%	20%	
Ξηραντήρας	25-60%	60%	100%(συνεχής) 150-200%(κενού περιστροφικός) 50-100%(περιστροφικός)
Ατμοποιητής	25-90%	120%	
Φίλτρα	65-80%	60%	25-45%
Εναλλάκτης θερμότητας	30-60%	85%	
Αντλία	25-60%	40%	
Πύργος ψύξης	60-90%	100%	25-50%
Ψύκτης αέρος		70%	
Φυσητήρας		10%	
Κυκλώνας		50%	
Συλλέκτης σκόνης		90%	220-450%(υγρός) 10-200%(ξηρός)
Έπιπλα		20%	
Μονάδα ψύξης		40%	
Ιμάντας (βιδωτός)		40%	
Ιμάντας			20-25%
Στρόβιλος			10-30%
Εναλλάκτης ιόντων			30-275%
Ηλεκτροκίνητος κινητήρας			60%
Ηλεκτρολογικά	10-15%		
Σωλήνές	67%		

1.2.3 Αβεβαιότητες στα δεδομένα κόστους

Αβεβαιότητες στα δεδομένα κόστους μπορεί να εισαχθούν από διάφορες παραμέτρους. Παραδείγματα τέτοιων παραμέτρων δίνονται από (Hunkeler et al., 2010),

- Τα διαφορετικά λογιστικά συστήματα που χρησιμοποιούνται από διαφορετικές χώρες καθώς και το διαφορετικό τους νόμισμα.
- Η χρονολογική διαφορά μεταξύ των δεδομένων και του έτους που γίνεται η ανάλυση.
- Οι διαφορετικοί όροι που μπορεί να χρησιμοποιούν διαφορετικές εταιρείες/έρευνες για το ίδιο ή διαφορετικό κόστος.

Επομένως πριν την χρήση των μοντέλων, που αναφέρονται πιο πάνω, για την εκτίμηση του κόστους θα πρέπει τα δεδομένα να επεξεργαστούν ώστε να είναι όσο το δυνατόν πιο αντιπροσωπευτικά. Στη περίπτωση όπου τα δεδομένα δίνονται σε κάποιο έυρος, π.χ. κόστος απόκτησης εξοπλισμού 10000 ± 10%, το σφάλμα που εισάγεται πρέπει να λαμβάνεται υπόψην καθώς τα μοντέλα που προτείνονται πιθάνον να αυξήσουν την τιμή του σφάλματος που εισάγεται. Σε κάθε περίπτωση προτείνεται μετά την ΑΚΚΖ να εκτελείται ανάλυση ρίσκου με τη μέθοδο που περιγράφεται στο κεφάλαιο 3 λαμβάνοντας υπόψην το επίπεδο των σφαλμάτων που εισάγονται και οτί αυτό μεταβάλλεται από τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση του κόστους.

1.3 Βιβλιογραφική διερεύνηση

Όπως αναφέρεται από (Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015) δεν είναι μεγάλος ο αριθμός ερευνών που συνδυάζουν ΑΚΚΖ-ΑΚΖ, ενώ ακόμα μικρότερος είναι ο αριθμός αυτών που προχωρούν σε κοινωνική ΑΚΚΖ δίνοντας χρηματική αξία στις κοινωνικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Η συγκεκριμένη έρευνα (Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015) εξετάζει διαφορετικές μεθόδους διαχείρισης απορριμμάτων ενώ το ίδιο συμπέρασμα, αναφέρεται από τους (Edwards, Burn et al., 2018) οι οποίοι εξετάζουν τεχνικές διαχείρισης υπολείμμάτων φαγητού. ‘Ελλειψη σε μελέτες ΑΚΚΖ περιβαλλοντικού ή κοινωνικού χαρακτήρα εντοπίζεται και σε άλλες τεχνολογίες. Παρακάτω γίνεται παρουσίαση της εώς τώρα βιβλιογραφίας στην ΑΚΚΖ και σε τεχνοοικονομικές μελέτες σε ΣΠΕ κάνοντας προσπάθεια να προσδιοριστούν όλα τα κόστη μονάδων παραγωγής ενέργειας και οριοθετώντας έτσι μία ολοκληρωμένη μεθοδολογία.

ΑΚΚΖ σε εγκαταστάσεις βιομάζας

Οι (Grado et al., 1988) εκτελούν οικονομική και ενεργειακή ανάλυση για το όργωμα χωραφιού το οποίο πρόκειται να χρησιμοποιηθεί για την τροφοδοσία εγκατάστασης ενεργειακής αξιοποιήσης βιομάζας. Αρχικά μοντελοποιούν με παραμετρικές εξισώσεις τις καταναλώσεις ενέργειας και καυσιμού που χρειάζονται για τον εξοπλισμό και στη συνέχεια προχωρούν στην οικονομική και ενεργειακή ανάλυση της μονάδας. Στην οικονομική ανάλυση λαμβάνουν υπόψη την ασφάλιση και την αποθήκευση του εξοπλισμού. Επίσης λαμβάνουν υπόψη το κόστος εργασίας, καυσίμων, συντήρησης και επισκευών, με τα δύο τελευταία να εκτιμώνται ως ποσοστό του αρχικού κόστους απόκτησης του προς συντήρηση συστήματος. Στην ενεργειακή ανάλυση που ακολουθεί η ενέργεια που λαμβάνεται υπόψη είναι η ενέργεια που βρίσκεται στα υλικά του εξοπλισμού, η ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για την κατασκευή του εξοπλισμού και η ενέργεια που χρειάζεται για τα εξαρτήματα που χρησιμοποιούνται στις επισκευές. Επίσης λαμβάνεται υπόψη η ενέργεια για τη λειτουργία του εξοπλισμού και η ενέργεια των καυσίμων.

Στις έρευνες (Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2008, Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2005, Kumar, Cameron and Flynn, 2003) υπολογίζεται το κόστος παραγωγής ενέργειας από βιομάζα στον Κανάδα και μέσω ανάλυσης ευαισθησίας προσδιορίζεται η πιο οικονομικά συμφέρουσα δυναμικότητα της εγκατάστασης. Στις έρευνες αυτές ακολουθείται Build up μέθοδος για την εκτίμηση του κόστους και λαμβάνονται πολλές συνιστώσες του κόστους υπόψη όπως το κόστος συλλογής της βιομάζας, αποθήκευσης, μεταφοράς, φόρτωσης και εκφορτωσής της, το κόστος κατασκευής δρόμων, το κόστος αντικατάστασης θρεπτικών ουσίων στο χωράφι, το κόστος απόκτησης της εγκατάστασης (εξοπλισμός κλπ.) το κόστος εργασίας, το κόστος χειρισμού και απόθεσης της τέφρας μετά την καύση της βιομάζας, το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο, το κόστος συντήρησης, το κόστος αποκατάστασης του χωραφιού στο τέλος της επένδυσης κ.α. Στην έρευνα (Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2005) υπολογίζονται οι εκπομπές CO_2 από την εγκατάσταση. Παρόμοια προσέγγιση υιοθετείται από τους (Visser, Thopil and Brent, 2019) όπου υπολογίζουν το κόστος παραγωγής ένεργειας από μονάδα βιομάζας. Λαμβάνουν υπόψη κόστη σε όλο το κύκλο ζωής της επένδυσης όπως κόστος ανάπτυξης, σύνδεσης με το δίκτυο, απόκτησης, λειτουργίας, μεταφοράς βιομάζας, απόκτησης βιομάζας , συντήρησης, τέλους ζωής κ.α., ενώ δεν εκτελούν ΑΚΖ.

ΑΚΚΖ σε εγκαταστάσεις διαχείρισης αποβλήτων

Οι (Dijkgraaf and Vollebergh, 2003) συγκρίνουν, ως προς το κόστος, την δημιουργία εγκατάστασης καύσης ΑΣΑ με την επέκταση ήδη υπάρχοντος ΧΥΤ. Περιλαμβάνουν το εξωτερικό κόστος από την εκπομπή διάφορων ρύπων και το αποφευχέν κόστος παραγωγής ενέργειας. Καταλήγουν στο συμπέρασμα ότι παρότι η κάυση ΑΣΑ έχει χαμηλότερο εξωτερικό κόστος, το αυξημένο κόστος επένδυσης και λειτουργίας της σε σχέση με αυτό της ταφής την καθιστά οικονομικά μη συμφέρουσα. Ανάλογη έρευνα γίνεται από τους (Woon and Lo, 2016) οι οποίοι λαμβάνουν υπόψη κατηγορίες εξωτερικού κόστους όπως το κόστος ευκαιρίας της γης, δηλαδή το χαμένο όφελος από άλλο τρόπο αξιοποιήσης της γης, το κόστος πτώσης της αξίας των ακινήτων που βρίσκονται κοντά στις εγκαταστάσεις -λόγω θορύβου, οπτικής όχλησης, σκόνης κλπ.- και το κόστος εκπομπής ρύπων, τιμές για το όποιο λαμβάνουν από διάφορες βάσεις δεδομένων και προηγούμενες έρευνες. Καταλήγουν ότι εάν δεν ληφθούν υπόψη τα εξωτερικά κόστη η συμφέρουσα επιλογή είναι η επέκταση της εγκατάστασης ασφαλούς απόθεσης, ενώ λαμβάνοντας υπόψη τα εξωτερικά κόστη η συμφέρουσα επιλογή είναι η κάυση. Στο ίδιο πλαίσιο με τους (Woon and Lo, 2016) οι (Lam et al., 2018) συγκρίνουν μεθόδους διαχείρισης υπολείμμάτων φαγητού σχετικά με το περιβαλλοντικό τους αποτύπωμα εκτελώντας ΑΚΖ, στη συνέχεια αποδίδουν χρηματική αξία στα αποτελέσματα της ΑΚΖ και εκτελούν κοινωνική ΑΚΚΖ περιλαμβάνοντας το κόστος εκπομπής αέριων ρύπων, το κόστος ευκαιρίας της γης και το κόστος πτώσης των ακινήτων παράλληλα με το κόστος επένδυσης και το κόστος λειτουργίας της εγκατάστασης. Παράλληλα οι (Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015) αναπτύσσουν εξίσωσεις-μοντέλα για τους τρεις τύπους ΑΚΚΖ και στη συνέχεια τα εφαρμόζουν συγκρίνωντας διαφορετικούς τρόπους διαχείρισης ΑΣΑ. Οι (Rigamonti et al., 2019) εκτελούν περιβαλλοντική ΑΚΚΖ σε διαφορετικές μεθόδους διαχείρισης ΑΣΑ, επεκτείνουν τα όρια της οικονομικής ανάλυσης στα όρια της ΑΚΖ χωρίς να προχωρούν στην εισαγωγή του εξωτερικού κόστους στο ΚΚΖ. Ολοκληρωμένα συστήματα διαχείρισης ΑΣΑ εξετάζουν επίσης οι (Massarutto, Carli and Graffi, 2011) λαμβάνοντας υπόψη το κόστος απόκτησης το κόστος λειτουργίας και το εξωτερικό κόστος εκπομπής ρύπων. Οι (Edwards, Burn et al., 2018) συγκρίνουν τέσσερα διαφορετικά σενάρια διαχείρισης υπολειμμάτων φαγητού συμπεριλαμβάνοντας στην ανάλυση το κόστος εκπομπής αέριων και υγρών ρύπων. Παράλληλα οι (Awad, Gar Alalm and El-Etriby, 2019) ερευνούν διαφορετικές τεχνολογίες για τη βελτίωση συστημάτων διαχείρισης υγρών αποβλήτων. Υπολογίζουν το κόστος απόκτησης της εγκατάστασης ως το κόστος απόκτησης των υλικών και το κόστος άλλων δραστηριοτήτων για την κατασκευή των υποδομών, ενώ στα κόστη λειτουργίας περιλαμβάνουν το κόστος των αναλώσιμων υλικών, το κόστος ενέργειας και το κόστος συντήρησης.

ΑΚΚΖ σε εγκαταστάσεις ανακύκλωσης αποβλήτων οικοδομών

Οι (Coelho and de Brito, 2013) μελετούν το κόστος εγκατάστασης ανακύκλωσης αποβλήτων οικοδομών. Λαμβάνουν υπόψη το κόστος αγοράς του εξοπλισμού και το κόστος συντήρησης και αντικατάστασης του. Στο κόστος λειτουργίας λαμβάνούν υπόψη το κόστος εργασίας και το κόστος ενέργειας που απαιτείται (καύσιμα, νερό). Επίσης συμπεριλαμβάνουν το κόστος διαχείρισης των αποβλήτων της ανακύκλωσης δηλαδή το κόστος μεταφοράς και απόθεσης τους σε ΧΥΤ. Άλλα κόστη όπως ασφάλιση, κόστος έρευνας και ανάπτυξης κ.α. λαμβάνονται ως ποσοστό του κόστους απόκτησης, ενώ δεν συμπεριλαμβάνονται εξωτερικά κόστη και κόστη τέλους ζωής. Με την ανακύκλωση αποβλήτων κατασκευαστικών εργασίων ασχολούνται και οι (Di Maria, Eyckmans and Van Acker, 2018) οι οποίοι διεξάγουν λεπτομερή ανάλυση λαμβάνοντας υπόψη διάφορα κόστη, όπως κόστος αποκτησης εξοπλισμού, κόστος κατασκευής υποδόμων, κόστος απόκτησης γης, κόστος έρευνας και ανάπτυξης, κόστος αδείων, κόστος ενέργειας κατά τη λειτουργίας, κόστος εργασίας, κόστος μεταφορών, κόστος ασφάλισης, κόστος μαρκετινγκ, κόστος συντήρησης κ.α. Επίσης προχωρούν σε ΑΚΖ συγκρίνοντας τέσσερις διαφορετικούς τρόπους διαχείρισης αποβλήτων κατασκευαστικών εργασίων χωρίς όμως να δίνουν χρηματική αξία στους ρύπους ώστε να συμπεριλάβουν στην ΑΚΚΖ τα εξωτερικά κόστη. Οι (Li et al., 2019) μελέτουν το ΚΚΖ για την ανακύκλωση υλικών από δρόμους. Κατηγοριοποιούν τα κόστη που συμβαίνουν στη διάρκεια του κύκλου ζωής σε τρεις κατηγορίες εισάγωντας την έννοια του εξωτερικού κόστους ως κοινωνικό κόστος με διάφορες συνιστώσες όπως την ρύπανση του περιβάλλοντος και ατυχήματα στον δρόμο.

ΑΚΚΖ σε εγκαταστάσεις ανανεωσίμων πηγών ενέργειας

Ο (Fang, 2019) εκτελεί ΑΚΚΖ σε ΣΠΕ από αιολικά συνδυασμένο με μονάδα υδρογόνου. Περιλαμβάνει τις αποφευχείσες εκπομπές CO_2 στα κέρδη της εγκατάστασης μοντελοποιώντας τες με το κόστος δικαιώματων εκπομπής του CO_2. Δεν περιλαμβάνει το εξωτερικό κόστος άλλων ρύπων και το κόστος τέλους ζωής. Έρευνα στα αιολικά συστήματα έχει γίνει από τους (Laura and Vicente, 2014) όπου προσδιορίζουν τις σημαντικές παραμέτρους του κόστους που προκύπτουν από την αρχή της επένδυσης ενός off-shore αιολικού πάρκού εώς το τέλος ζωής του. Χωρίζουν τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης σε 6 φάσεις (πίνακας 1.6)

Πίνακας 1.6: Φάσεις διάρκειας ζωής εγκατάστασης (Laura and Vicente, 2014)

Φάση	Κόστη
Φάση ορισμού	Μελέτη αγοράς, νομικές άδείες, τεχνοοικονομικές μελέτες
Φάση σχεδίασης	Λεπτομερής σχεδίαση πάρκου
Φάση κατασκευής	Κατασκευή Α/Γ και άλλων υποδομών
Φάση εγκατάστασης	Εγκατάσταση Α/Γ και άλλων συστημάτων, μεταφορά
Φάση εκμετάλευσης	Ασφάλιση, συντήρηση, λειτουργία
Φάση τέλους ζωής	Απεγκατάσταση συστημάτων, ανακύκλωση, μεταφορά, απόθεση

Ο (Yilmaz, 2020) ερευνά το ΚΚΖ εγκατάστασης εκμετάλευσης γεωθερμικής ενέργειας σε συνδυασμό με εγκατάσταση υδρογόνου. Στην ανάλυση υπολογιζει τους δείκτες αποδοτικότητας (NPV, SPP κ.α) χωρίς να συμπεριλαμβάνει τα εξωτερικά κόστη. Παράλληλα κόστολόγηση κύκλου ζωής για παραγωγή από διάφορες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας γίνεται από τους (Rentizelas and Georgakellos, 2014) οι οποίοι ερευνούν το μέσο κόστος παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές με και χωρίς το εξωτερικό κόστος και υπολογίζουν την αναμενόμενη διείδυση της κάθε τεχνολογίας στο ενεργειακό μίγμα της Ελλάδας με και χωρίς θεώρηση του εξωτερικού κόστους.

Οι (Marszal et al., 2012) μελέτουν το κόστος σε όλο τον κύκλο ζωής κτηρίων με μηδενική κατανάλωση ενέργειας συγκρίνωντας διαφορετικές τεχνολογίες που μπορούν να εφαρμοστούν για τον σκοπό αυτό, χωρίς να συμπεριλαμβάνουν τα εξωτερικά οφέλη που υπάρχουν από τέτοιου είδους επενδύσεις.

Άλλες έρευνες ΑΚΚΖ

Οι (Albuquerque et al., 2019) συγκρίνουν το ΚΚΖ μεταξύ συσκευασίας αλουμινίου και λευκοσίδηρου. Λαμβάνουν υπόψην το κόστος μεταφοράς των υλικών και επεξεργασίας τους ενώ υπολογίζουν και το εξωτερικό κόστος εκπομπής CO_2. Οι (Naves et al., 2019) εκτελούν εκτενή βιβλιογραφική διερέυνηση στο θέμα της βιωσιμότητας και των αναλύσεων ΑΚΚΖ-ΑΚΖ και αναγνωρίζουν την αξία της ΑΚΚΖ ως βασικό πυλώνα βιωσιμότητας. Για τον υπολογισμό του οικονομικού ΚΚΖ προτείνουν να λαμβάνονται υπόψη το κόστος απόκτησης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος αντικαταστάσεων, το κόστος καυσίμων και η υπολειμματική αξία.

Παρατηρήσεις

Από τη παραπάνω βιβλιογραφική διερεύνηση συμπεραίνεται ότι οι περισσότερες μελέτες λαμβάνουν υπόψη το κόστος απόκτησης, το κόστος λειτουργίας και το κόστος συντήρησης. Σε πολλές περιπτώσεις λαμβάνεται υπόψη το κόστος έρευνας και ανάπτυξης, ενώ το κόστος τέλους ζωής συναντάται σε λίγες έρευνες είτε ως υπολειμματική αξία είτε ως κόστος έργων αποκατάστασης της γης. Παρατηρείται επίσης ότι το εξωτερικό κόστος υπολογίζεται πιο συχνά σε πρόσφατες έρευνες γεγονός που δείχνει το αυξανόμενο ενδιαφέρον για την κοινωνική ΑΚΚΖ.

Όπως φαίνεται στον πίνακα 1.7 το κόστος τέλους ζωής αποτελεί μία κατηγορία η οποία δεν συνηθίζεται να λαμβάνεται υπόψη σε τεχνοοικονομικές μελέτες. Παρολαυτά η συμμετοχή αυτής της κατηγορίας στο ΚΚΖ μπορεί να είναι σημαντική καθώς η απεγκατάσταση των μηχανημάτων και η διαχείριση των υπολειμμάτων είναι δραστηριότητες υψηλού κόστους. Η περαιτέρω διερεύνηση αυτής της κατηγορίας κόστους είναι μείζονος σημασίας καθώς το κόστος τέλους ζωής μπορεί να μειωθεί σημαντικά με τον κατάλληλο σχεδιασμό. Επίσης κατά τη φάση της αποσυναρμολόγησης της εγκατάστασης προκύπτουν διάφορες κατηγορίες οφέλους όπως όφελος από την επαναχρησιμοποιήση/πώληση των λειτουργικών μηχανημάτων και των καλής ποιότητας υλικών. Το γεγονός αυτό πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατα το σχεδιασμό της εγκατάστασης καθώς με τη χρήση επαναχρησιμοποιούμενων υλικών και εξαρτημάτων το κόστος κύκλου ζωής της εγκατάστασης δύναται να μειωθεί.

Αξίζει να σημειωθεί ότι ενώ μπορεί να υπολογίζεται η ίδια κατηγορία κόστους σε διαφορετικές έρευνες συνήθως δεν λαμβάνονται υπόψην οι ίδιες συνιστώσες του κόστους αυτού. Για παράδειγμα στο κόστος επένδυσης είναι πιθάνον να περιλαμβάνεται μόνο το κόστος απόκτησης του εξοπλισμού, ενώ σε άλλη έρευνα μπορεί να εννοείται το κόστος απόκτησης του εξοπλισμού.

Στον πίνακα 1.7 παρουσιάζονται συνοπτικά οι κατηγορίες που λαμβάνοναι υπόψη σε κάθε έρευνα ανεξάρτητα των υποκατηγοριών που συνυπολογίζονται.

Πίνακας 1.7: Βιβλιογραφική διερεύνηση ΑΚΚΖ

Κατηγορίες κόστους ➡ / Έρευνες ⬇	Έρευνας και ανάπτυξης	Απόκτησης	Λειτουργίας	Συντήρησης	Εξωτερικά	Τέλους ζωής
(Grado et al., 1988)		x	x	x		
(Albuquerque et al., 2019)		x	x	x	x	x
(19,20,21)]		x	x	x	x	x
(Dijkgraaf and Vollebergh, 2003)			x	x	x	
(Coelho and de Brito, 2013)	x	x	x	x		
(Di Maria, Eyckmans and Van Acker, 2018)	x	x	x	x		
(Awad, Gar Alalm and El-Etriby, 2019)		x	x	x	x	
(Laura and Vicente, 2014)	x	x	x	x		x
(Woon and Lo, 2016)	x	x	x	x	x	
(Lam et al., 2018)		x	x	x	x	
(Edwards, Burn et al., 2018)		x	x	x	x	
(Yilmaz, 2020)	x	x	x	x		
(Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015)		x	x	x	x	
(Fang, 2019)		x	x	x	x	
(Marszal et al., 2012)		x	x	x		x
(Massarutto, Carli and Graffi, 2011)		x	x	x	x	
(Roffeis et al., 2018)		x	x	x	x	
(Rentizelas and Georgakellos, 2014)		x	x	x	x	
(Rigamonti et al., 2019)		x	x	x	x	x
(Visser, Thopil and Brent, 2019)	x	x	x	x		x

Κεφάλαιο 2
Ανάπτυξη μεθοδολογίας κοστολόγησης κύκλου ζωής σε ΣΠΕ

2.1 Εισαγωγή

Η μέθοδος ΑΚΚΖ δεν είναι ιδιαίτερα ανεπτυγμένη για συστήματα παραγωγής ενέργειας, η ανάπτυξη της μεθόδου έχει επικεντρωθεί κυρίως στην κατασκευή κτηρίων όπου αυτή πρωτοεφαρμόστηκε. Επομένως δεν υπάρχουν ξεκάθαρες κατευθυντήριες γραμμές και πρότυπα για τη ΑΚΚΖ.

Οι οδηγίες της Ε.Ε. (2014/24/EU) και (2014/25/EU) αναφέρουν ότι η κοστολόγηση κύκλου ζωής καλύπτει, στον βαθμό που αρμόζει, ένα μέρος ή το σύνολο των ακόλουθων ειδών κόστους κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής ενός προϊόντος, μιας υπηρεσίας ή ενός έργου.

1. Κόστη που επιβαρύνουν την αναθετούσα αρχή ή άλλους χρήστες όπως:
   i. Κόστη απόκτησης
   ii. Κόστη λειτουργίας π.χ. κατανάλωση καυσίμων και άλλων πόρων
   iii. Κόστη συντήρησης
   iv. Κόστη τέλους ζωής π.χ. συλλογή και ανακύκλωση των υλικών
2. Κόστη που προκαλούνται από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις του προς ανάλυση συστήματος, εάν μπορεί να προσδιοριστεί η χρηματική τους αξία. Τέτοια κόστη είναι π.χ. το κόστος εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου και άλλων περιβαλλοντικών ρυπαντών.

Οι κανονισμοί (ISO-15686-5:2008) και (ISO-15686-5:2017), που αναφέρονται στην ΑΚΚΖ, αφορούν κυρίως κτήρια και έχουν σκοπό, μεταξύ άλλων, να καθορίσουν μία κοινή μεθοδολογία για την ΑΚΚΖ, ώστε να γίνει κοινή πρακτική στις κατασκευές, να διευκολύνει την λήψη αποφάσεων σε διάφορα στάδια της κατασκευής και γενικότερα να διευρύνει την εφαρμογή της μεθόδου ΑΚΚΖ, πρωτίστως στη κατασκευή κτηρίων, θέτοντας έναν σαφή ορισμό του ΚΚΖ και μία γενική μεθοδόλογία υπολογισμού του βελτιώνοντας την αξιοπιστία της ανάλυσης.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι κύριες κατηγορίες κόστους που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός ΣΠΕ και οι υποκατηγορίες τους. Προτείνονται τρόποι υπολογισμού της κάθε υποκατηγορίας κατασκευάζοντας εξισώσεις ή θεωρώντας κοίνες πρακτικές από τη βιβλιογραφία. Με αυτό τον τρόπο γίνεται προσπάθεια κάλυψης του κενού που υπάρχει αναφορικά με τη μέθοδο ΑΚΚΖ για συστήματα παραγωγής ενέργειας.

2.2 Κόστος έρευνας και ανάπτυξης (Ε&Α)

Στη κατηγορία αυτή περιλαμβάνονται τα κοστή που προκύπτουν από δραστηριότητες που πραγματοποιούνται πριν την έναρξη των κατασκευαστικών εργασιών. Το κόστος αυτής της κατηγορίας είναι δύσκολο να εκτιμηθεί καθώς το προϊόν δεν έχει ακόμα παραχθεί (Farr, 2011) και συνηθίζεται να λαμβάνεται ως ποσοστό του συνολικού κόστους απόκτησης της εγκατάστασης ή του κόστους απόκτησης εξοπλισμού. Τα όρια αυτής της κατηγορίας είναι ασαφή, εντοπίζονται μελέτες που περιλαμβάνουν σε αυτή υποκατηγορίες κόστους, όπως το κόστος απόκτησης γης κ.α. οι οποίες στην παρούσα μεθοδολογία περιλαμβάνονται στο κόστος απόκτησης.

Οι (Laura and Vicente, 2014) μελετώντας αιολικά πάρκα, χωρίζουν το συγκεκριμένο κόστος σε δύο κατηγορίες. Το *κόστος προπαρασκευαστικών διαδικασιών* της επένδυσης, το οποίο αποτελείται από το κόστος έρευνας αγοράς, τα νομικά τέλη και το σχεδιασμό της επένδυσης και το *κόστος σχεδίασης* το οποίο αναφέρεται στο κόστος που προκύπτει από τον ακριβή σχεδιασμό της εγκατάστασης.

Στον πίνακα 2.1 παρουσιάζονται οι υποκατηγορίες του κόστους έρευνας και ανάπτυξης, ενώ στον πίνακα 2.2 παρατίθενται εκτιμήσεις του κόστους αυτού από την βιβλιογραφία.

Πίνακας 2.1: Κόστος έρευνας και ανάπτυξης

Πρώτο επίπεδο κατηγοριοποίησης	Δεύτερο επίπεδο κατηγοριοποίησης
Έρευνα	Μέλετη site Τεχνοικονομική μελέτη Περιβαλλοντικές και κοινωνικές μελέτες Έρευνα αγοράς Αξιολόγηση έργου Εκπαίδευση εργαζομένων Τεχνικές μελέτες
Νομική υποστήριξη	Περιβαλλόντικές άδειες Άδειες από τους τοπικούς φορείς Συμβολαιογραφικές πράξεις Ασφαλιστικές υποχρεώσεις
Μελέτη σκοπιμότητας	Πρωταρχικές μελέτες για το σχεδιασμό και το επιχειρησιακό πλάνο

Πίνακας 2.2: Εκτιμήσεις του κόστους έρευνας και ανάπτυξης

Έρευνα	Εκτίμηση	Τύπος εγκατάστασης
(Coelho and de Brito, 2013)	5% του συνολικού κόστους απόκτησης (εξοπλισμός και εγκατάστάσεις)	Εγκατάσταση ανακύκλωσης αποβλήτων κατασκευαστικών εργασιών
(Di Maria, Eyckmans and Van Acker, 2018)	Λαμβάνονται συγκεκριμένες τιμές για το κόστος σχεδίασης και για το κόστος αδειών που μαζί είναι περίπου 10% του συνολικού κόστους απόκτησης (εξοπλισμός και εγκατάστάσεις)	Εγκατάσταση ανακύκλωσης αποβλήτων κατασκευαστικών εργασιών
(TSS Consultans, 2009)	6.5% του συνολικού κόστους απόκτησης (εξοπλισμός και εγκατάστάσεις)	Εγκατάσταση ενεργειακής αξιοποιήσης βιομάζας
(Woon and Lo, 2016)	Συμπεριλαμβάνεται στο κόστος απόκτησης	ΧΥΤ, Ενεργειακή αξιοποίηση ΑΣΑ
(Edwards, Burn et al.,	Συμπεριλαμβάνεται στο κόστος απόκτησης	Διαχείριση υπολειμμάτων

2018)		φαγητού
(Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015)	5.5% του κόστους απόκτησης του εξοπλισμού	Ενεργειακή αξιοποίηση ΑΣΑ
(Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup 2015)	Λαμβάνεται συγκεκριμένη τιμή. (Ποσοστό της τάξεως 5-10% του συνολικού κόστους απόκτησης και στις 3 περιπτώσεις.)	ΧΥΤ, Μονάδα ανερόβιας χώνευσης ΑΣΑ, μόναδα προεπεξεργασίας ΑΣΑ
(Tsilemou and Panagiotakopoulos, 2006)	Δίνονται διάφορες τιμές ποσοστών για διαφορετικές μονάδες επεξεργασίας απορριμμάτων της τάξης του 5-10%	Ενεργειακή αξιοποίηση ΑΣΑ, Μονάδα κομποστοποιήσης
(Visser, Thopil and Brent, 2019)	1% του κόστους απόκτησης	Μονάδα ενεργειακής αξιοποίησης βιομάζας

Από τον πίνακα 2.2 συμπεραίνεται ότι λαμβάνοντας το κόστος έρευνας και ανάπτυξης ως ποσοστό του κόστους απόκτησης εισάγεται αβεβαιότητα καθώς οι τιμές του ποσοστού αυτού κυμαίνονται από 1% εώς 10% με συνηθέστερες τιμές 5%-10%. Σημειώνεται ότι κάποιες από τις έρευνες που παρατίθενται στον πίνακα 2.2 δεν περιλαμβάνουν όλες τις κατηγορίες που αναφέρονται στον πίνακα 2.1 ή περιλαμβάνουν κάποιες άλλες. Επίσης σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι το ποσόστο που λαμβάνεται σε κάθε έρευνα εξαρτάται από τον τύπο της εγκατάστασης που εξετάζεται. Το κόστος έρευνας και ανάπτυξης δύναται να υπολογιστεί άμεσα από το κόστος προσωπικού για τις μελέτες και τις νομικές πράξεις και το κόστος που προκύπτει από παράβολα που πρόκειται να κατατεθούν. Τέτοια δεδομένα συνήθως δεν είναι διαθέσιμα πριν την έναρξη της επένδυσης.

Σε κάθε περίπτωση το κόστος αυτής της φάσης έχει μικρή συμμετοχή στο ΚΚΖ καθώς συμβαίνει μόνο μία φορά και αναμένεται να είναι κάποιο μικρό ποσοστό του κόστους απόκτησης. Η παρατήρηση αυτή ενισχύεται από το γεγονός ότι πολλές έρευνες παραλείπουν το κόστος έρευνας και ανάπτυξης ή το συμπεριλαμβάνουν στο κόστος απόκτησης.

2.3 Κόστος απόκτησης

Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνονται τα κόστη που προκύπτουν από την απόκτηση εγκατάστασεων, μηχανημάτων και άλλων αγαθών του συστήματος.

2.3.1 Κόστος έργων πολιτικού μηχανικού

Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει κόστη που προκύπτουν από την κατασκευή των εγκαταστάσεων του συστήματος. Τέτοιες εγκαταστάσεις σε ένα ΣΠΕ είναι η κύρια εγκατάσταση, αποθήκες, υποσταθμοί, δίκτυα άδρευσης/ύδρευσης, υπόγειες εγκατάστασεις, άλλες βοηθητικές εγκαταστασείς, δρόμοι κ.α. Με τον όρο κύρια εγκατάσταση εννοείται η εγκατάσταση όπου λαμβάνει χώρα η παραγωγή της ενέργειας. Τα διαφορετικά κόστη που αποτελούν αυτήν την κατηγορία είναι:

- **Κόστος απόκτησης υλικών**

Σε αυτή τη κατηγορία περιλαμβάνεται το κόστος απόκτησης των υλικών που απαιτούνται για την κατασκευή των εγκαταστάσεων του ΣΠΕ. Η εξίσωση υπολογισμού αυτού του κόστους είναι,

$$C_m = \sum_i \sum_j (B * P) \quad \text{(A.1)}$$

Όπου,
i: Οι διαφορέτικές εγκατάστασεις που κατασκευάζονται,
j: Τα διαφορετικά υλικά που χρησιμοποιούνται για την κατασκευή,
P: Η τιμή αγοράς του υλικού σε (€/q.u.) με,
q.u.: Μονάδα ποσότητας (μπορεί να αναφέρεται σε tn, kg, m^3...)
B: Οι μονάδες ποσότητας του υλικού που αγοράζονται (q.u.) με,

$$B = B1 * (1 + F)$$

Όπου
B1: Οι πραγματικές μονάδες ποσότητας του υλικού που χρειάζονται (q.u.),
F: Συντελέστης προσαύξησης της ποσότητας που αγοράζεται.

- **Κόστος μηχανημάτων/εργαλείων για κατασκευαστικές εργασίες**

Σε αυτή τη κατηγορία περιλαμβάνεται το κόστος που προκύπτει από τα μηχανήματα που χρησιμοποιούνται για την κατασκευή των εγκαταστάσεων του ΣΠΕ. Η εξίσωση υπολογισμού αυτού του κόστους είναι,

$$C_t = \sum_i \sum_j \left((IV - SV) * \frac{OH}{TOH} \right) \quad \text{(A.2)}$$

Όπου
i: Οι εγκατάστασεις,
j: Τα μηχανήματα/εργαλεία που χρησιμοποιούνται,
IV: Η αρχική αξία του μηχανήματος/εργαλείου (€),
SV: Η υπολειμματική αξία του μηχανήματος/εργαλείου (€),
OH: Οι ώρες λειτουργίας του μηχανήματος/εργαλείου (h),
TOH: Η διάρκεια ζωής του μηχανήματος/εργαλείου σε ώρες λειτουργίας (h).

Η εξίσωση (A.2) υπολογίζει το κόστος χρήσης του μηχανήματος για ώρες λειτουργίας OH. Χρησιμοποιείται από τους (Cong, Zhao and Sutherland, 2017) για εργαλεία, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη υπολείμματική αξία. Ο αριθμός των μηχανημάτων/εργαλείων λαμβάνεται υπόψη στον όρο OH, δηλαδή εάν λειτουργούν δύο ίδιου τύπου μηχανήματα για 3 ώρες το καθένα ο όρος OH για το μηχάνημα αυτό στην εξίσωση είναι ίσος με 2*3=6 ώρες.

- **Κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων**

Σε αυτή τη κατηγορία περιλαμβάνεται το κόστος των καυσίμων και της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται από τα χρησιμοποιούμενα μηχανήματα. Η εξίσωση υπολογισμού αυτού του κόστους είναι,

$$C_f = \sum_i \sum_j \left(\frac{P*OH*FP}{(LHV*\rho*\frac{\eta m}{3600})}\right) + \sum_i \sum_k \left(\frac{P*OH*EP}{\eta_{el}}\right) \text{ (A.3)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις,
j: Τα μηχανήματα που λειτουργούν με καύσιμο,
k: Τα μηχανήματα που λειτουργούν με ηλεκτρική ενέργεια,
P:Η ονομαστική ισχύς του μηχανήματος (KW),
OH: Οι ώρες λειτουργίας του μηχανήματος (h),
FP: Η τιμή του καυσίμου του μηχανήματος (€/m^3),
EP: Η τιμή του ρεύματος (€/KWh),
LHV: Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη του καυσίμου του μηχανήματος (KJ/Kg),
ρ: Η πυκνότητα του καυσίμου του μηχανήματος (kg/m^3),
η_m: Ο μηχανικός βαθμός απόδοσης του κινητήρα του μηχανήματος,
η_{el}: Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του μηχανήματος.

- **Κόστος προσωπικού**

Σε αυτή τη κατηγορία περιλαμβάνεται το κόστος μισθοδοσίας του προσωπικού που απασχολείται στις κατασκευάστικές εργασίες. Η εξίσωση υπολογισμού αυτού του κόστους είναι

$$C_L = \sum_i \sum_j (TWH * LR * (1 + BR) * N) \text{ (A.4)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις,
j: Τα είδη εργασίας,
TWH: Οι ώρες εργασίας κάθε εργαζομένου για το είδος εργασίας (h),
LR: Το ωρομίσθιο των εργαζομένων για το είδος εργασίας (€/h),
N: Ο αριθμός των εργαζομενων για το είδος εργασίας,
BR: Συντελεστής προνομίων των εργαζομένων (μοντελοποιεί υπερωρίες, ασφάλιση κτλπ.).

2.3.2 Κόστος απόκτησης εξοπλισμού

Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει το κόστος αγοράς του εξοπλισμού. Ο εξοπλισμός χωρίζεται σε διαφορετικά είδη. Τα κυριότερα είδη εξοπλισμού σε ένα ΣΠΕ είναι:

1. Μηχανολογικός
2. Ηλεκτρολογικός
3. Αντιρρύπανσης
4. Άλλο (μεταφορών, έπιπλα κ.α)

Το κόστος αυτής της κατηγορίας δίνεται από την εξίσωση

$$C_{eq} = \sum_k \sum_i \sum_j (N * P) \quad \text{(A.5)}$$

Όπου,
k: Οι εγκαταστάσεις που εξοπλίζονται,
i: Τα είδη εξοπλισμού,
j: Τα αγαθά που ανήκουν στο είδος εξοπλισμού i,
N:Ο αριθμός των αγαθών που αγοράζονται,
P: Η τιμή του αγαθού (€).

Με τον όρο αγαθό εννοείται οτιδήποτε αποκτάται για τον εξοπλισμό των εγκαταστάσεων (μηχανήματα, υπολογιστές, εξαρτήματα κ.α.)

2.3.3 Κόστος εγκατάστασης εξοπλισμού

Το κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού αναφέρεται στις διαδικασίες που λαμβάνουν χώρα ώστε ο αποκτηθείς εξοπλισμός να εγκατασταθεί και να είναι έτοιμος να λειτουργήσει. Πρόκειται για κόστος δύσκολο να εκτιμηθεί και περιλαμβάνει κόστος προσωπικού, υλικών και εργαλείων που χρειάζονται για την ανέγερση βοηθητικών υποδομών προκειμένου να είναι δυνατή η ασφαλής λειτουργία του εξοπλισμού. Συνήθως το κόστος αυτό προσδιορίζεται ως ποσοστό του κόστους απόκτησης του εξοπλισμού με την τιμή του ποσοστού να εξαρτάται από το είδος του εξοπλισμού και να παίρνει τιμές σε ένα μεγάλο εύρος. Οι (Peters and Timmerhouse, 1991) αναφέρουν ότι το κόστος εγκατάστασης για μηχανολογικό εξοπλισμό εκτιμάται σε 25-55 % του συνολικού κόστους αγοράς του εξοπλισμού, ενώ οι (Remer and Chai 1993) αναφέρουν ότι μπορεί να φτάσει και 90%. Πίνακας με παραδείγματα τέτοιων ποσοστών παρατίθεται στην ενότητα 1.2 (Πίνακας 1.5). Το κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού είναι κόστος που μπορεί να συμπεριληφθεί στις άλλες κατηγορίες όπως κόστος υλικών, κόστος εργασίας, κόστος μηχανημάτων κ.α. Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν τα παραπάνω δεδομένα προτείνεται να χρησιμοποιούνται τα ποσοστά του πίνακα 1.5.

2.3.4 Κόστος σύνδεσης με το δίκτυο

Το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο εξαρτάται από την απόσταση της εγκατάστασης με τον κοντινότερο υποσταθμό. Σε περίπτωση που ο υποσταθμός κατασκευάζεται, το κόστος κατασκευής του έγκειται στα έργα πολιτικού μηχανικού. Σε αυτή τη κατηγορία επομένως περιλαμβάνεται το κόστος αγοράς του καλωδίου και το κόστος σύνδεσης. Η εξίσωση υπολογισμού του κόστους για αυτή την κατηγορία είναι,

$$C_t = \sum_i D * (CC + LC) \text{ (A.6)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις,
D: Η απόσταση της εγκατάστασης από τον κοντινότερο υποσταθμό (km),
CC:Το κόστος καλωδίου ανά χιλιόμετρο (€/km),
LC: Το κόστος εργασίας ανά χιλιόμετρο (€/km) με LC = LR/WR όπου
WR:Ο ρυθμός εργασίας (km/h) ,
LR: Ο μισθός των εργαζομένων συμπεριλαμβάνοντας τις υπερωρίες (€/h).

Το κόστος αυτής της κατηγορίας μπορεί να ενσωματωθεί στο κόστος προσωπικού των έργων του πολιτικού μηχανικού και στο κόστος αγοράς υλικών, όμως επειδή πρόκειται για εξειδικευμένο κόστος θεωρείται ως ξεχωριστή κατηγορία.

2.3.5 Κόστος απόκτησης και προετοιμασίας γης

Η κατηγορία αυτή χωρίζεται σε δύο υποκατηγορίες, το κόστος απόκτησης της γης και το κόστος προετοιμασίας της γης. Ανάλογα με το είδος του ΣΠΕ που μελετάται η γη που πρέπει να αποκτηθεί διαφέρει, για παράδειγμα για μονάδα ενεργειακής αξιοποιήσης βιομάζας πιθανόν να πρέπει να αποκτηθεί ή να ενοικιαστεί αγροτική έκταση για συλλογή βιομάζας. Η γη που αποκτάται πρέπει να προετοιμαστεί κατάλληλα ώστε να μπορεί να αξιοποιηθεί. Η προετοιμασία μπορεί να είναι απλή όπως ο καθαρισμός και η περίφραξη του οικοπέδου προς οικοδόμηση ή πιο σύνθετη όπως η προετοιμασία ορυχείου εξόρυξης λιγνίτη.

Το κόστος απόκτησης γης δίνεται από την εξίσωση,

$$C_L = (1 + t) * \sum_i (E * P) \text{ (A.7)}$$

Όπου,
i: Οι εκτάσεις γης που πρέπει να αποκτηθούν,
E: Το εμβαδόν γης που αποκτάται (m^2),
P: Η τιμή γης που αποκτάται (€/m^2),
t: Ο φόρος απόκτησης γης.

Τα κόστη που προκύπτουν κατά την προετοιμασία της γης είναι:

i. Κόστος υλικών για προετοιμασία γης,
ii. Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων,
iii. Κόστος ενέργειας,
iv. Κόστος εργασίας.

Τα οποία υπολογίζονται όπως τα αντίστοιχα κόστη της ενότητας 2.3.1 από τις εξισώσεις (A.1), (A.2), (A.3) και (A.4) αντίστοιχα.

2.3.6 Κόστος ενοικίασης αγαθών

Στο κόστος ενοικίασης αγαθών περιλαμβάνονται κόστη που προκύπτουν λόγω ενοικίασης κάποιου μηχανήματος/εργαλειου ή οποιουδήποτε αγαθού κατά τη φάση της κατασκευής του ΣΠΕ. Η εξίσωση υπολογισμού του κόστους αυτής της κατηγορίας είναι,

$$C_R = \sum_j \sum_i (R * TU * N) \quad \text{(A.8)}$$

Όπου,
j: Οι εγκατάστασεις,
i: Τα αγαθά που ενοικιάζονται,
R: Το νοίκι ανά μονάδα χρόνου (t.u.) για το αγαθό (€/t.u.),
TU: Οι συνολικές μονάδες χρόνου που ενοικιάζεται το αγαθό (t.u.),
N: Ο αριθμός των αγαθών που ενοικιάζονται.

2.3.7 Κόστος διαχείρισης αποβλήτων

Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνεται το κόστος που προκύπτει από την διαχείριση των αποβλήτων των κατασκευαστικών εργασιών. Θεωρείται πως τα απόβλητα καταλήγουν ανακύκλωνονται και καταλήγουν σε χώρους υγειονομικής ταφής. Η εξίσωση υπολογισμού του κόστους αυτής της κατηγορίας είναι,

$$C_d = \sum_j (LGF * \sum_i (M - M * F) + RGF * \sum_i (M * F)) \quad \text{(A.9)}$$

Όπου,
j: Οι εγκατάστασεις,
i: Τα διαφορετικά υλικά στα απόβλητα (αλουμίνιο, τσιμέντο κλπ.),
LGF : Τέλος είσόδου ταφής σε (€/tn),
RGF: Κόστος εισόδου στην εγκατάσταση ανακύκλωσης (€/tn),
Mi: Η ποσότητα προς απόθεση του υλικού (tn),
Fi: Το κλάσμα του υλικού που ανακυκλώνεται.

2.3.8 Κόστος μεταφορών

Οι μεταφορές που λαμβάνουν χώρα σε αυτή τη φάση της επένδυσης είναι:

1. Προμήθεια υλικών
2. Προμήθεια εξοπλισμού
3. Μεταφορά υπολειμμάτων σε ΧΥΤ ή εγκατάσταση ανακύκλωσης

Ο τρόπος υπόλογισμού του κόστους μεταφορών αναλύεται στο παράρτημα Α μαζί με τις υπόλοιπες μεταφορές λαμβάνονται υπόψη κατά τη διάρκεια ζωής μίας επένδυσης.

2.3.9 Κόστος εκτάκτων αναγκών

Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνονται έκτατα κόστη που συμβαίνουν κατά τη διάρκεια της κατασκευής. Συνήθως λαμβάνονται με ποσοστό του συνολικού κόστους απόκτησης το οποίο κυμαίνεται από 5 εως 15%.

2.3.10 Πίνακας κόστους απόκτησης

Στον πίνακα 2.3 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι υποκατηγορίες του κόστους απόκτησης.

Πίνακας 2.3: Κατηγορίες κόστους απόκτησης

Πρώτο επίπεδο κατηγοριοποίησης	Δεύτερο επίπεδο κατηγοριοποίησης	Εξίσωση	Ενδεικτικά παραδείγματα
Κόστος έργων πολιτικού μηχανικού	Κόστος υλικών Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων Κόστος ενέργειας μηχανημάτων Κόστος εργασίας	(Α.1) (Α.2) (Α.3) (Α.4)	Τσιμέντο, Γυαλί Μπολντόζες Πετρέλαιο Οικοδόμοι
Κόστος απόκτησης εξοπλισμού	Κόστος απόκτησης μηχανολογικού εξοπλισμού Κόστος απόκτησης ηλεκτρολογικού εξοπλισμού Κόστος απόκτησης αντιρρυπαντικού εξοπλισμού Κόστος απόκτησης άλλου εξοπλισμού	(Α.5)	Γεννήτριες, PV πάνελ Καλώδια, αντιστροφείς Φίλτρα, κυκλώνες Φορτηγά, έπιπλα
Κόστος εγκατάστασης εξοπλισμού	Κόστος εγκατάστασης μηχανολογικού εξοπλισμού Κόστος εγκατάστασης ηλεκτρολογικού εξοπλισμού Κόστος εγκατάστασης αντιρρυπαντικού εξοπλισμού Κόστος εγκατάστασης άλλου εξοπλισμού	Ποσοστό επί του κόστους απόκτησης του εξοπλισμού	
Κόστος σύνδεσης με το δίκτυο	Κόστος αγοράς καλωδίου Κόστος εργασιών σύνδεσης	(Α.6)	
Κόστος απόκτησης και προετοιμασίας γης	Κόστος απόκτησης γης Κόστος εργασίων προετοιμασίας γης Κόστος μηχανημάτων προετοιμασίας γης Κόστος ενέργειας μηχανημάτων προετοιμασίας γης Κόστος υλικών προετοιμασίας γης	(Α.7) (Α.4) (Α.2) (Α.3) (Α.1)	Χωράφια Έργατες Τρακτέρ Βενζίνη Χώμα
Κόστος ενοικίασης αγαθών	Ενοικίαση μηχανημάτων	(Α.8)	
Κόστος διαχείρισης αποβλήτων	Κόστος απόθεσης αποβλήτων σε ΧΥΤ Κόστος τέλος εισόδου εγκατάστασης ανακύκλωσης	(Α.9)	
Κόστος μεταφορών	Προμήθεια υλικών Προμήθεια εξοπλισμού Μεταφορά υπολειμμάτων στον ΧΥΤ Μεταφορά ανακυκλωσίμων στην εγκατάσταση ανακύκλωσης	Παράρτημα Α	
Κόστος έκτακτων αναγκων	Έκτακτες ανάγκες	Ποσοστό του αθροίσματος των παραπάνω	

2.4 Κόστος λειτουργίας

Τα κόστη λειτουργίας είναι κόστη που προκύπτουν από τις δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα κατά τη λειτουργία της εγκατάστασης και δεν περιλαμβάνουν κόστη συντήρησης και επισκευών. Το κόστος λειτουργίας μπορεί να ταξινομηθεί στο σταθερό κόστος λειτουργίας και στο μεταβλητό κόστος λειτουργίας. Το σταθερό κόστος λειτουργίας είναι κόστος ανεξάρτητο του μεγέθους της παραγωγής του προϊόντος και αναμένεται να προκύψει ετησίως ακόμα και αν το σύστημα δεν λειτουργεί. Σε αυτό περιλαμβάνεται το πάγιο κόστος για την ασφάλιση και την ενοικίαση του εξοπλισμού, οι αμοιβές του προσωπικού κλπ. Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας εξαρτάται από τη λειτουργία του συστήματος και το μέγεθος της παραγωγής. Σε αυτό συμπεριλαμβάνονται έκτατα κόστη για αντιδραστήρια, ιδιοκαταναλώσεις, μεταφορά και απόθεση υπολειμμάτων κ.α. (Σταματιου, 2015). Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι πιο σημαντικές κατηγόριες του κόστους λειτουργίας.

2.4.1 Κόστος καυσίμου για παραγώγη ενέργειας

Το κόστος αυτό αναφέρεται στην αγορά του καυσίμου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ενέργειας και δίνεται με την εξίσωση,

$$C_f = \sum_i \sum_j (M * P) \quad \text{(B.0)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις στις οποίες γίνεται παραγωγή ενέργειας,
j: Τα είδη καυσίμου που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ενέργειας στην εγκατάσταση,
M: Η ποσότητα του καυσίμου που χρειάζεται στην εγκατάσταση ετησίως (q.u./yr),
P: Η τιμή ανά μονάδα ποσότητας του καυσίμου (€/q.u.)

2.4.2 Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας

Το κόστος αυτό αναφέρεται στις ετήσιες απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια που έχει το ΣΠΕ και υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$C_{el} = \sum_i \sum_j \left(\frac{P*H*N*EP}{\eta_{el}}\right) \quad \text{(B.1)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις,
j: Οι ηλεκτρικές συσκευές που χρησιμοποιούνται στην εγκατάσταση,
P: Η ονομαστική ισχύς της ηλεκτρικής συσκευής (KW),
H: Οι ετήσιες ώρες λειτουργίας της ηλεκτρικής συσκευής (h/yr),
N: Ο αριθμός των συσκευών,
EP: Η τιμή απόκτησης του ρεύματος (€/KWh),
η_{el}: Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του μηχανήματος j.

2.4.3 Κόστος θερμικής ενέργειας

Το κόστος αυτό αναφέρεται στις ετήσιες ανάγκες θερμανσης του ΣΠΕ. Η θέρμανση των εγκαταστάσεων θεωρείται πως γίνεται από λέβητα καυσίμου και με ηλεκτρική ενέργεια μέσω συστημάτων αερισμού. Στη δεύτερη περίπτωση το κόστος υπάγεται στην κατηγορία 2.4.2, ενώ στη πρώτη περίπτωση υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$C_w = \sum_i \left(\frac{\rho * Cp * V * (Ti - To) * FP}{LHV * d * \eta}\right) \text{(B.2)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις,
ρ: Η πυκνότητα του νερού (kg/m^3),
Cp: Η θερμοχωρητικότητα του νερού (KJ/KgK),
d: Η πυκνότητα του καυσίμου (kg/m^3),
LHV: Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη του καυσίμου (KJ/Kg),
FP: Η τιμή απόκτησης του καυσίμου (€/m^3),
V: Ο όγκος του νερού (m^3),
To: Η θερμοκρασία του νερού του δικτύου (K),
Ti: Η επιθυμητή θερμοκασία νερού (K),
η: Ο βαθμός απόδοσης του λέβητα.

2.4.4 Κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων

Το κόστος αυτό υπολογίζεται για τα μηχανήματα που λειτουργούν με πηγή ενέργειας καύσιμο και αναφέρεται στο κόστος που προκύπτεί από την κατανάλωση καυσίμου κατά τη λειτουργία τους. Εξαιρείται ο εξοπλισμός μεταφοράς επειδή η κατανάλωση καυσίμου αυτού του είδους εξοπλισμού υπολογίζεται με τον τρόπο που αναφέρεται στο παράρτημα Α. Η εξίσωση υπολογισμού του κόστους αυτής της κατηγορίας είναι,

$$C_f = \sum_i \sum_j \left(\frac{P * H * N * FP}{(LHV * \rho * \eta)} * 3600\right) \text{ (B.3)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις,
j: Τα μηχανήματα που χρησιμοποιούνται σε κάθε εγκατάσταση,
P: Η ονομαστική ισχύς του μηχανήματος (KW),
H: Οι ετήσιες ώρες λειτουργίας του μηχανήματος (h/yr),
N: Ο αριθμός των μηχανημάτων,
FP: Η τιμή του καυσίμου του μηχανήματος (€/m^3),
LHV: Η Κατώτερη θερμογόνος δύναμη του καυσίμου του μηχανήματος (KJ/Kg),
ρ: Η πυκνότητα του καυσίμου του μηχανήματος (kg/m^3),
η: Ο βαθμός απόδοσης του κινητήρα του μηχανήματος.

2.4.5 Κόστος προσωπικού

Το κόστος αυτής της κατηγορίας αναφέρεται στη μισθοδοσία των εργαζομένων του ΣΠΕ ανά έτος. Η εξίσωση υπολογισμού αυτού του κόστους είναι,

$$C_L = \sum_i \sum_j (AWH * LR * (1 + BR) * N) \quad \text{(B.4)}$$

Όπου,
i: Οι εγκατάστασεις,
j: Τα είδη εργασίας,
AWH: Οι ετήσιες ώρες εργασίας κάθε εργαζομένου για το είδος εργασίας (h/yr),
N: Ο αριθμός των εργαζομένων για το είδος εργασίας,
LR: Ο μισθός του εργαζομένου για το είδος εργασίας (€/h),
BR: Συντελεστής υπερωρίων, ασφάλισης κλπ. για το είδος εργασίας.

2.4.6 Κόστος πρώτων υλών

Στη κατηγορία αυτή περιλαμβάνεται το κόστος αγοράς υλικών που χρειάζονται ετησίως για την λειτουργία του ΣΠΕ.

Η εξίσωση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό αυτού του κόστους είναι,

$$C_N = \sum_j \sum_i (M * P) \quad \text{(B.5)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
i: Τα υλικά που αποκτώνται ετησίως για την εγκατάσταση,
M: Οι μονάδες ποσότητας (q.u) του υλικού που αποκτώνται ετησίωνς (q.u./yr),
P: Η τιμή ανά μονάδα ποσότητας του υλικού (€/q.u).

Οι κυριότερες κατηγορίες πρώτων υλών που χρειάζονται σε ένα ΣΠΕ είναι αντιδραστήρια για το σύστημα αντιρρύπανσης, υλικά αποκατάστασης εδάφους κ.α.

2.4.7 Κόστος ενοικίασης αγαθών

Σε αυτό το κόστος περιλαμβάνονται τα έξοδα που προκύπτουν από την ενοικίαση εξοπλισμού, κτηρίων, γης και άλλων αγαθών. Η εξίσωση υπολογισμού αυτού του κόστους είναι,

$$C_R = \sum_j \sum_i (R * TU * N) \quad \text{(B.6)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
i :Τα αγαθά που ενοικιάζονται στην εγκατάσταση,
R: Το νοίκι ανά μονάδα χρόνου για το αγαθό (€/t.u.),

TU: Οι συνολικές μονάδες χρόνου που ενοικιάζεται το αγαθό ετησίως (t.u/yr),
N: Ο αριθμός των αγαθών που ενοικιάζονται.

2.4.8 Κόστος διαχείρισης αποβλήτων

Με τον όρο απόβλητα εννοούνται υλικά που παράγονται στις εγκαταστάσεις και καταλήγουν σε ΧΥΤ. Τέτοια υλικά μπορεί να είναι η τέφρα από την καύση του καυσίμου κ.α. Το κόστος της απόθεσης τους εξαρτάται από την νομοθεσία της χώρας. Η εξίσωση υπολογισμού αυτού του κόστους είναι,

$$C_D = \sum_i \sum_j (M * LGF) \text{ (B.7)}$$

Όπου,
i: Οι εγκαταστάσεις,
j: Τα είδη αποβλήτου που παράγωνται στην εγκατάσταση,
M: Η ποσότητα προς απόθεση κάθε χρόνο του είδους υπολείματος (tn/yr),
LGF: Το κόστος απόθεσης ενός τόνου υπολείμματος (€/tn).

2.4.9 Κόστος ασφάλισης

Πρόκειται για το ετήσιο κόστος των ασφαλιστικών εισφορών. Στη βιβλιογραφία δίνονται διάφορες εκτιμήσεις για το συγκεκριμένο κόστος (πίνακας 2.4).

Πίνακας 2.4: Εκτιμήσεις κόστους ασφάλισης

Πηγή	Εκτίμηση	Τύπος εγκατάστασης
(Coelho and de Brito, 2013)	1% επί του CAPEX	Εγκατάσταση διαχείρισης απονλήτων κατασκευαστικών ερασίων
(Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015)	1% επί του CAPEX	Χώρος υγειονομικής ταφής
	0.15% επί του CAPEX	Εγκατάσταση αναερόβιας χώνευσης ΑΣΑ
	7% επί του CAPEX	Εξοπλισμός μεταφοράς
	5% επί του CAPEX	Εγκατάσταση ενεργειακής αξιοποιήσης ΑΣΑ

2.4.10 Κόστος γενικών εξόδων εγκατάστασης

Πρόκειται για κόστος δύσκολο να προσδιοριστεί, προκύπτει από μικροέξοδα που μπορεί να εμφανιστούν κατά τη διάρκεια ενός έτους, έξοδα αναφορικά με τη σύνδεση στο διαδίκτυο κ.α.

2.4.11 Κόστος μεταφορών

Οι μεταφορές που λαμβάνουν χώρα σε αυτή τη φάση είναι:

1. Προμήθεια καυσίμου
2. Προμήθεια αναλωσίμων υλικών και καυσίμων
3. Μεταφορά υπολειμμάτων

Ο τρόπος υπόλογισμού του κόστους μεταφορών αναλύεται στο παράρτημα Α μαζί με τις υπόλοιπες μεταφορές που λαμβάνονται υπόψη κατά τη διάρκεια ζωής μίας επένδυσης.

2.4.12 Πίνακας κόστους λειτουργίας

Στον πίνακα 2.5 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι υποκατηγορίες του κόστους λειτουργίας

Πίνακας 2.5: Κατηγορίες κόστους λειτουργίας

Πρώτο επίπεδο κατηγοριοποίησης	Δεύτερο επίπεδο κατηγοριοποίησης	Εξισώσεις υπολογισμού
Κόστος καυσίμου για παραγωγή ενέργειας	Αγορά λιγνίτη Αγορά άνθρακα Αγορά φ.α.	(Β.0)
Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας	Ηλεκτρική ενέργεια για φωταγώγηση Ηλεκτρική ενέργεια για ηλεκτροστατικά φίλτρα	(Β.1)
Κόστος θερμικής ενέργειας	Κόστος καυσίμου για θέρμανση	(Β.2)
Κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων	Καύσιμο για γεννήτρια Κάυσιμο για μηχανήματα φόρτωσης εκφόρτωσης	(Β.3)
Κόστος προσωπικού	Μισθοί για Χειριστές μηχανών Μισθοί για εργάτες	(Β.4)
Κόστος αναλώσιμων υλικών	Αγορά N,P2O5 (θρεπτικά συστατικά) $CaCO_3$, ενεργός άνθρακας (αντιδραστήρια)	(Β.5)
Κόστος ενοικίων	Ενοικίαση μηχανημάτων	(Β.6)
Κόστος διαχείρισης αποβλήτων	Κόστος απόθεσης αδρανών Κόστος απόθεσης τέφρας	(Β.7)
Κόστος ασφάλισης		Ποσοστό επί του κόστους απόκτησης
Κόστος γενικών εξόδων		
Κόστος μεταφορών	Προμήθεια καυσίμου Μεταφορά υπολειμμάτων	Παράρτημα Α

2.5 Κόστος συντήρησης, επισκευών και αντικαταστάσεων

Η συντήρηση του εξοπλισμού είναι ένα σημαντικό στοιχείο στον κύκλο ζωής ενός ΣΠΕ καθώς ο εξοπλισμός πρέπει να συντηρείται με τέτοιο τρόπο ώστε να λειτουργεί ικανοποιητικά. Το κόστος συντήρησης του εξοπλισμού συχνά παίρνει τιμές από 2 εώς και 20 φορές το κόστος απόκτησης του. Το κόστος συντήρησης υπολογίζεται ως το κόστος εργασίας και υλικών που χρειάζονται ώστε να συντηρηθεί ο εξοπλισμός σε λειτουργική κατάσταση (Dhillon, 2002). Οι δράσεις που πραγματοποιούνται για την συντήρηση, την επισκευή και την αντικατάσταση του εξοπλισμού και των κτηριακών υποδομών χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες, τις προληπτικές δράσεις, τις επιδιορθωτικές δράσεις και τις αντικαταστάσεις. Οι τρεις αυτές κατηγορίες χαρακτηρίζονται από τις ίδιες παραμέτρους κόστους οι οποίες είναι το <u>κόστος προσωπικού</u>, <u>το κόστος υλικών</u>, <u>το</u>

κόστος μηχανημάτων και εργαλείων, το κόστος ενέργειας-καυσίμων, το κόστος προμήθειας των υλικών και το κόστος μεταφοράς και απόθεσης των υπολειμμάτων της δράσης. Στο κόστος συντήρησης περιλαμβάνεται επίσης το κόστος απώλειας παραγωγής το οποίο προκύπτει από την παραγωγή που χάνεται κατα τη διάρκεια της δράσης.

Για τον υπολογισμό του κόστους συντήρησης είναι αναγκαίο να είναι γνωστές οι συχνότητες των δράσεων συντήρησης που λαμβάνουν χώρα. Για παράδειγμα εάν το κτήριο της εγκατάστασης χρειάζεται βάψιμο κάθε 10 έτη τότε η συχνότητα της δράσης αυτής είναι f=0.1 δράσεις/έτος, ή εάν ένα μηχάνημα χρειάζεται καθαρισμό 1 φορά ανά 2000 ώρες λειτουργίας και λειτουργεί 8000 ώρες το χρόνο τότε η συχνότητα του καθαρισμού του μηχανήματος είναι f=4 δράσεις/έτος. Παρακάτω παρουσιάζεται ο τρόπος υπολογισμού των ειδών κόστους που αποτελούν το κόστος συντήρησης.

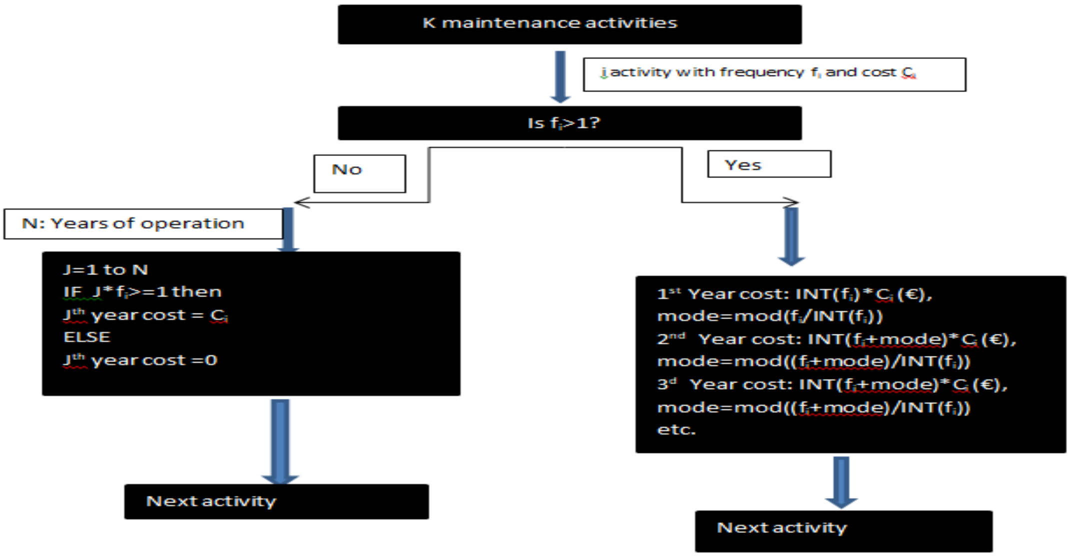
2.5.1 Κόστος προσωπικού

Το κόστος προσωπικού για την συντήρηση του ΣΠΕ υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$C_L = \sum_j \sum_k \sum_i (TWH * N * LR * (1 + B)) \quad \text{(C.1)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,
i: Τα είδη εργασίας,
TWH: Οι ώρες εργασίας κάθε εργαζομένου για το είδος εργασίας (h) ,
LR: Το ωρομίσθιο των εργαζομένων για το είδος εργασίας (€/h) ,
N: Ο αριθμός των εργαζομενων για το είδος εργασίας,
B: Συντελεστής προνομίων των εργαζομένων (μοντελοποιεί υπερωρίες, ασφάλιση κτλπ.).

Στην εικόνα 2.1 αναπτύσσεται η διαδικασία με την οποία υπολογίζεται το συνολικό κόστος προσωπικού για συντήρηση σε κάθε έτος λειτουργίας.



Εικόνα 2.1: Διαδικασία αντιστοίχισης κόστους δραστηριότητας με έτος που συμβαίνει

2.5.2 Κόστος υλικών

Το κόστος υλικών για την συντήρηση του ΣΠΕ υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$C_m = \sum_j \sum_k \sum_i (M * P) \quad \text{(C.2)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,
i: Τα υλικά που αποκτώνται για την δράση συντήρησης,
P: Η τιμή αγοράς του υλικού ανά μονάδα ποσότητας (€/q.u),
B: Οι μονάδες ποσότητας του υλικού (q.u.).

Με τον όρο υλικό μπορεί να εννοείται αλουμίνιο, πλαστικό κλπ ή κάποιο εξάρτημα/μηχάνημα όπως ηλιακά πάνελ, γεννήτριες κλπ.

Για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους υλικών σε κάθε έτος λειτουργίας ακολουθείται η διαδικασία της εικόνας 2.1 με τη διαφορά ότι το κόστος εργασίας αντικαθίσταται με το κόστος υλικών.

2.5.3 Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων

Το κόστος μηχανημάτων και εργαλείων για τη συντήρηση του ΣΠΕ υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$C_t = \sum_j \sum_k \sum_i ((IV - SV) * \frac{OH}{TOH}) \quad \text{(C.3)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,
i: Τα μηχανήματα/εργαλεία που χρησιμοποιούνται στην δράση,
IV: Η αρχική αξία του μηχανήματος/εργαλείου (€) ,
SV: Η υπολειμματική αξία του μηχανήματος/εργαλείου (€),
OH: Οι ώρες λειτουργίας του μηχανήματος/εργαλείου για την δράση (h),
TOH: Οι διάρκεια ζωής σε ώρες λειτουργίας του μηχανήματος/εργαλείου (h).

Για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους εργαλείων και μηχανημάτων σε κάθε έτος λειτουργίας ακολουθείται η διαδικασία της εικόνας 2.1 με τη διαφορά ότι το κόστος εργασίας αντικαθίσταται με το κόστος εργαλείων και μηχανημάτων.

2.5.4 Κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανήματων

Σε αυτή τη κατηγορία περιλαμβάνεται το κόστος των καυσίμων και της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται από τα χρησιμοποιούμενα μηχανήματα για τη συντήρηση του ΣΠΕ. Εξαιρείται ο εξοπλισμός μεταφοράς επειδή η κατανάλωση καυσίμου αυτού του είδους εξοπλισμού υπολογίζεται με τον τρόπο που αναφέρεται στο παράρτημα Α. Η εξίσωση υπολογισμού του κόστους αυτής της κατηγορίας είναι

$$C_f = \sum_j \sum_k \sum_{i1} \left(\frac{P*OH*FP}{(LHV*\rho*\frac{\eta}{3600})} \right) + \sum_j \sum_k \sum_{i2} \left(\frac{P*OH*EP}{\eta_{el}} \right) \text{(C.4)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,
i1: Τα μηχανήματα που χρησιμοποιούνται στην δραση και λειτουργούν με καύσιμο
i2: Τα μηχανήματα που χρησιμοποιούνται στην δραση και λειτουργούν με ηλεκτρική ενέργεια,
P: Η ονομαστική ισχύς του μηχανήματος (KW),
OH: Οι ώρες λειτουργίας του μηχανήματος/εργαλείου (h),
FP: Η τιμή του καυσίμου του μηχανήματος (€/m^3) ,
EP: Η τιμή του ρεύματος (€/KWh)
LHV: Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη του καυσίμου του μηχανήματος (KJ/Kg),
ρ: Η πυκνότητα του καυσίμου του μηχανήματος (kg/m^3) ,
η: Ο βαθμός απόδοσης του κινητήρα του μηχανήματος,
η_{el}: Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του μηχανήματος.

Για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων σε κάθε έτος λειτουργίας ακολουθείται η διαδικασία της εικόνας 2.1 με τη διαφορά ότι το κόστος εργασίας αντικαθίσταται με το κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων.

2.5.5 Κόστος διαχείρισης αποβλήτων

Ανάλογα με το είδος της δράσης συντήρησης πιθανόν να υπάρχουν – μετά το πέρας της – εξαρτήματα ή υλικά που χρίζουν διαχείρισης. Τα εξαρτήματα (ηλιακά πάνελ, γεννήτριες κ.α.) μπορούν να επαναχρησιμοποιηθούν/πουληθούν εάν είναι λειτουργικά ή να ανακυκλωθούν και να αποτεθούν για υγειονομική ταφή. Ομοίως τα υλικά που μένουν μετά την δράση δύναται να ανακυκλωθούν και να αποτεθούν προς υγειονομική ταφή. Επομένως προκύπτει για κάθε δράση κόστος από τη διαχείριση των αποβλήτων της. Η εξίσωση που υπολογίζει το κόστος αυτό είναι,

$$C_d = \sum_j \sum_k \left(LFG * \sum_i \left(M * (1 - F)\right) + RGF * \sum_i \left(M * (F)\right)\right) \text{(C.5)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,
i: Τα διαφορετικά υλικά ή εξαρτήματα που απομένουν μετά τη δράση,
M: Η μάζα του υλικού/εξαρτήματος προς απόθεση,
F: Το κλάσμα του υλικού που ανακυκλώνεται,
LGF: Το τέλος είσόδου ταφής σε (€/tn),
RGF: το τέλος εισόδου εγκατάστασης ανακύκλωσης (€/tn).

Για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους διαχείρισης υπολειμμάτων σε κάθε έτος λειτουργίας ακολουθείται η διαδικασία της εικόνας 2.1 με τη διαφορά ότι το κόστος εργασίας αντικαθίσταται με το κόστος διαχείρισης υπολειμμάτων.

2.5.6 Κόστος απώλειας παραγωγής

Το κόστος απώλειας παραγωγής προκύπτει λόγω της μείωσης στη παραγωγή που προκαλούν οι δράσεις συντήρησης. Πρόκειται για έμμεσο κόστος που προκαλείται από την συντήρηση σε αντίθεση με τις υπόλοιπες κατηγορίες που αποτελούν άμεσα κόστη ((Nguyen and Chou, 2019), (Edwards, Holt and Harris, 2000)). Το κόστος απώλειας παραγωγής αποτελεί χαμένα έσοδα για την επένδυση και μπορεί να αποτελέσει καθοριστικό παράγοντα εάν δεν ληφθεί υπόψη. Για τον υπολογισμό του υιοθετείται η μέθοδος που χρησιμοποιείται από τους (Nguyen and Chou, 2019), για αιολικό πάρκο, όπου το κόστος αυτό θεωρείται συνάρτηση του χρόνου συντήρησης, της συμφωνημένης τιμής πώλησης της ενέργειας και του μεγέθους παραγωγής.

Η εξίσωση που υπολογίζει το κόστος απώλειας παραγωγής για κάθε δράση είναι,

$$C_{LP} = \sum_j \sum_k \sum_i (MP * DP * t) \text{ (C.6)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,
i: Τα διαφορετικά προϊόντα που παράγωνται από την εγκατάσταση,
MP: Η τιμή πώλησης του προϊόντος που παράγεται ανά μονάδα ποσότητας (€/q.u.),

DP: Η μονάδες ποσότητας του προϊόντος που παράγωνται ανά μονάδα χρόνου (q.u./t.u.),
t: Οι μονάδες χρόνου (t.u.) -κατά τις οποίες παράγονται προϊόντα- που απαιτούνται για την δράση.

Για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους απώλειας παραγωγής σε κάθε έτος λειτουργίας ακολουθείται η διαδικασία της εικόνας 2.1 με τη διαφορά ότι το κόστος εργασίας αντικαθίσταται με το κόστος απώλειας παραγωγής.

Παρατηρήσεις επί της εξίσωσης C.6

Στην εξίσωση (C.6) οι μονάδες χρόνου t δεν είναι οι συνολικές μονάδες χρόνου που απαιτούνται για την δράση συντήρησης, αλλά αυτές κατά τις οποίες θα γινόταν παραγωγή εάν δεν συνέβαινε η δράση. Για παράδειγμα η συντήρηση Α/Γ σε περίοδο νηνεμίας όπου δεν θα υπήρχε παραγωγή ενέργειας δεν προκαλεί κόστος απώλειας παραγωγής. Επίσης η εξίσωση (C.6) αναφέρεται αποκλειστικά στα χαμένα έσοδα από την παραγωγή προϊόντων, ενώ άλλα κόστη που μπορεί να σχετιστούν με το κόστος απώλειας παραγωγής όπως κόστος ενοικίασης μηχανημάτων σε μη παραγωγικό χρόνο δεν λαμβάνονται υπόψη.

2.5.7 Κόστος μεταφορών

Οι μεταφορές που λαμβάνουν χώρα σε αυτή τη φάση είναι:

1. Προμήθεια υλικών
2. Μεταφορά υπολειμμάτων στους ΧΥΤ και στις εγκαταστάσεις ανακύκλωσης

Ο τρόπος υπόλογισμού του κόστους μεταφορών αναλύεται στο παράρτημα Α μαζί με τις υπόλοιπες μεταφορές που λαμβάνονται υπόψη κατά τη διάρκεια ζωής μίας επένδυσης. Για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους μεταφορών σε κάθε έτος λειτουργίας ακολουθείται η διαδικασία της εικόνας 2.1 με τη διαφορά ότι το κόστος εργασίας αντικαθίσταται με το κόστος μεταφορών.

2.5.7 Πίνακας κόστους συντήρησης

Στον πίνακα 2.6 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι υποκατηγορίες του κόστους συντήρησης

Πίνακας 2.6: Κατηγορίες κόστους συντήρησης

Πρώτο επίπεδο κατηγοριοποίησης	Δεύτερο επίπεδο κατηγοριοποίησης	Εξίσωση
Κόστος εργασίας	Μισθοί χειριστών μηχανημάτων Μισθοί εργατών	C.1
Κόστος υλικών	Κόστος μπογιάς για βάψιμο τοίχου Κόστος αγοράς ηλιακού πάνελ για αντικατάσταση ηλιακού πάνελ	C.2
Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων	Κόστος μπολντόζας Κόστος τρακτέρ	C.3
Κόστος ενέργειας	Κόστος καυσίμων μηχανημάτων	C.4

μηχανημάτων	Κόστος ρεύματος μηχανημάτων	
Κόστος διαχείρισης υπολειμμάτων	Κόστος απόθεσης υπολειμμάτων	C.5
Κόστος απώλειας παραγωγής		C.6
Κόστος μεταφορών	Μεταφορά υπολειμμάτων Προμήθεια υλικών	Παράρτημα Α

2.6 Εξωτερικό κόστος

2.6.1 Έννοια εξωτερικού κόστους

Η έννοια του εξωτερικού κόστους προκύπτει όταν οι κοινωνικές ή οικονομικές δραστηριότητες μίας ομάδας ατόμων έχουν επιπτώσεις σε μία άλλη ομάδα ατόμων και αυτές οι επιπτώσεις δεν λαμβάνονται υπόψη από τη πρώτη ομάδα. Για παράδειγμα ένα αμάξι που κινείται εκπέμπει ποσότητα NOx η οποία προκαλεί ζημια στην υγεία του ατόμου που εισπνέει τα οξείδια αυτά. Το κόστος που προκύπτει από τη ζημιά που έγινε στην υγεία του ατόμου που εισέπνευσε το οξείδιο δεν επιβαρύνει τον οδηγό του αυτοκινήτου, επομένως πρόκειται για εξωτερικό κόστος (van Essen et al., 2019) . Τα εξωτερικά κόστη δεν περιορίζονται στην εκπομπή ρύπων αλλά μπορεί να αναφέρονται σε άλλα κοινωνικά θέματα όπως ατυχήματα, πτώση της αξίας των ακινήτων λόγω οπτικής όχλησης, θορύβου, οσμών , ρύπανση του οικοσυστήματος κ.α.

Η χρηματική αποτίμηση των εξωτερικών επιπτώσεων των επενδύσεων είναι σημαντική για το κοινωνικό σύνολο και βρίσκει ενδιαφέρον σε διάφορα πεδία όπως η επιλογή μεταξύ εναλλάκτικών επενδύσεων σε ΣΠΕ. Σημαντικό είναι να προσδιοριστούν τα εξωτερικά κόστη που προκύπτουν σε όλες τις φάσεις του κύκλου ζωής του (κατασκευή, λειτουργία, προμήθεια καυσίμων, συντήρηση κλπ.). Άλλες περιοχές που η έννοια του εξωτερικού κόστους βρίσκει εφαρμογή είναι η αξιολόγηση τεχνολογιών εντοπίζοντας τους παράγοντες που προκαλούν σημαντικές ζημιές στον κοινωνικό περίγυρο, η αξιολόγηση προϊόντων που βρίσκουν καθημερινή χρήση κ.α. Επίσης το εξωτερικό κόστος χρησιμοποιείται προκειμένου να δικαιολογηθούν επιπλεόν εσωτερικά κόστη σε επενδύσεις φιλικές προς το περιβάλλον. (ExtrernE, 2005).

Σε αυτό το σημείο είναι σημαντικό να εισαχθεί η έννοια του εξωτερικού οφέλους. Το εξωτερικό όφελος είναι το όφελος που προκύπτει από την αποφυγή εξωτερικού κόστους. Σε ένα ΣΠΕ ανανεώσιμων πηγών η παραχθείσα ενέργεια αντικαθιστά ενέργεια που παράγεται αλλιώς από το ενεργειακό μίγμα της χώρας. Επομένως γίνεται εξοικονόμηση επομπών ρύπων η οποία μεταφράζεται σε εξωτερικό όφελος (E.C., DG Environment, 2000).

Όπως αναφέρει η οδηγία της Ε.Ε. (2014/24/EU) προκειμένου η ανάλυση ΚΚΖ να θεωρείται πλήρης πρέπει να λαμβάνει υπόψην της τα εξωτερικά κόστη τα οποία είναι δυνατόν να εκτιμηθούν. Από τη βιβλιογραφική διερεύνηση που έγινε στο κεφάλαιο 1 φαίνεται ότι λίγες ανάλυσεις λαμβάνουν υπόψη το εξωτερικό κόστος, ενώ παρατηρείται η τάση τα τελευταία χρόνια να συμπεριλαμβάνονται όλο και περισσότερο τα εξωτερικά κόστη στις τεχνοοικονομικές αναλύσεις.

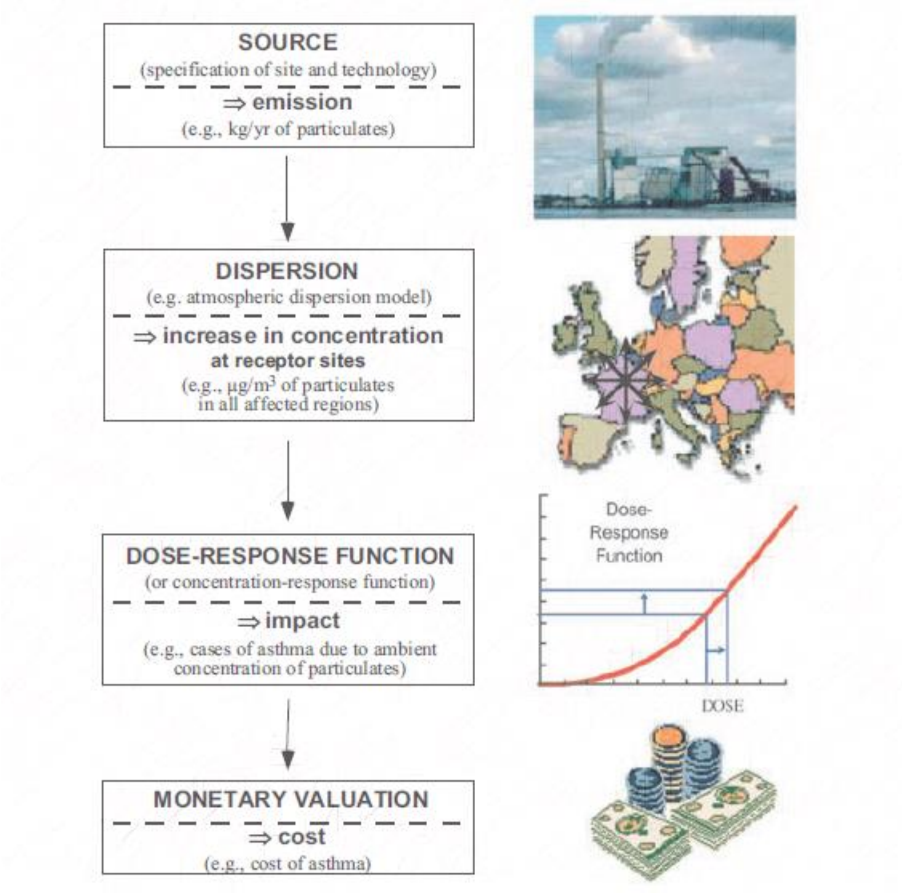
2.6.2 Εκτίμηση εξωτερικού κόστους

Η χρηματική αποτίμηση των περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων ενός ΣΠΕ είναι επίπονη διαδικασία. Σύμφωνα με (Eshet, Ayalon and Shechter, 2006) κοινώς αποδεκτή πρακτική είναι να χρησιμοποιούνται δεδομένα από άλλες έρευνες προσαρμοσμένα στις ανάγκες της εκάστοτε μελέτης, εισάγοντας όμως αβεβαιότητα στα αποτελέσματα. Στη βιβλιογραφία υπάρχουν αρκετές μελέτες και έρευνες όπως οι ExternE, NEEDS, CASES κ.α, που δίνουν χρηματική αξία στις εξωτερικές επιπτώσεις των ΣΠΕ.

- **Εκτίμηση εξωτερικού κόστους ρύπανσης**

Στα πλαίσια της έργου ExternE αναπτύχθηκε μεθοδολογία για τον προσδιορισμό των επιπτώσεων και την χρηματική αποτίμηση της ρύπανσης του περιβάλλοντος. Η μέθοδος είναι η IPA (Impact Pathway Approach (Εικόνα 2.2)) και είναι αυτή που χρησιμοποιείται κατά κόρον, με παραλλαγές, για την εκτίμηση των επιπτώσεων της ρύπανσης. Η μέθοδος IPA αποτελείται από τέσσερα βήματα (ExtrernE, 2005):

1. Εκπομπή: Προσδιορίζεται το μέγεθος της εκπομπής κάθε ρύπου από τα διαφορετικά σενάρια που μελετώνται (π.χ. tn NOx/MWh σε εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας)
2. Διασπορά: Εκτιμάται η αύξηση της συγκέντρωσης των ρύπων στις περιοχές που επηρεάζονται (π.χ. αύξηση συγκέντρωσης του O_3 λόγω της αύξησης συγκέντρωσης των NOx).
3. Επίπτωση: Υπολογίζονται οι επιπτώσεις που συμβαίνουν λόγω της αυξημένης ρύπανσης (π.χ. αυξημένος αριθμός κρουσμάτων άσθματος λόγω αυξημένης συγκέντρωσης O_3).
4. Κόστος: Υπολογίζεται το κόστος των επιπτώσεων σε χρηματικές μονάδες (π.χ. πολλαπλασιασμός αριθμού κρουσμάτων ασθματος με την χρηματική αξία που αποδίδεται στο άσθμα).



Εικόνα 2.2: Μέθοδος IPA (ExtrernE, 2005)

Η μέθοδος IPA μοντελοποιεί την αλυσίδα των αντιδράσεων από την εκπομπή ενός ρύπου, στην διασπορά του, την χημική μετατροπή του στην ατμόσφαιρα, και τελικά στην επίπτωση που έχει στην υγεία, στις καλλιέργειες, στα υλικά των κτηρίων και στο οικοσύστημα. Οι επιπτώσεις αυτές μεταφράζονται σε χρηματικούς όρους μέσω οικονομικών μεθόδων (NEEDS, 2009).

- **Εκτίμηση εξωτερικού κόστους εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου**

Για την εκτίμηση του κόστους εκπομπής των αερίων του θερμοκηπίου πρέπει να ακολουθηθεί διαφορετική μεθοδολογία λόγω του μεγάλου πλήθους παραμέτρων που πρέπει να ληφθούν υπόψη. Μελέτη σε αυτό το θέμα έχει γίνει από (NEEDS, 2007), ενώ αναφέρεται (ExtrernE, 2005) ότι η χρηματική αποτίμηση γίνεται με μεθόδους αποφυγής κόστους.

- **Εκτίμηση εξωτερικού κόστους άλλων περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων**

Εκτίμηση άλλων εξωτερικών επιπτώσεων γίνεται σπάνια στη βιβλιογραφία που αναφέρεται σε ΣΠΕ και οι μεθόδοι χρηματικής αποτίμησης των είναι αυτές που χρησιμοποιούνται στις δύο προηγούμενες κατηγορίες και παρουσιάζονται στην ενότητα 2.6.2.1.

2.6.2.1 Μέθοδοι αποτίμησης χρηματικής αξίας

Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται προκειμένου να αποτιμηθούν σε χρηματικές μονάδες οι εξωτερικές επιπτώσεις ενός ΣΠΕ είναι οι ακόλουθες (van Essen et al., 2019)

- **Μεθόδοι κόστους ζημιάς**

Οι μεθόδοι αυτές είναι οι πιο συχνά εφαρμοζόμενες και χρησιμοποιούνται για την χρηματική αποτίμηση εξωτερικού κόστους λόγω ρυπανσης, ατυχημάτων, θορύβου κ.α. Χωρίζονται σε δύο κατηγορίες, στις άμεσες όπου συνίστανται στην δίαθεση των ατόμων να καταβάλουν ορισμένα χρηματικά ποσά, προκειμένου να αποφύγουν δυσμενή υποθετικά σενάρια, και να μειώσουν έτσι τον κίνδυνο και τις επιδράσεις στην υγεία και το περιβάλλον και στις έμμεσες, όπου επιδιώκουν να δώσουν αξία σε μη εμπορεύσιμα αγαθά μέσω προσδιορισμού των σχέσεων που τα συνδέουν με άλλα εμπορεύσιμα αγαθά (Σταματιου, 2015).

- **Μεθόδοι κόστους αποφυγής**

Οι μεθόδοι αυτές χρησιμοποιούνται για να προσδιοριστεί το κόστος εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ((van Essen et al., 2019), (ExtrernE, 2005)). Η τιμή ενός τόνου CO_2 υπολογίζεται βάση του πόσο κοστίζει το να ληφθούν μέτρα προκειμένου να αποφευχθεί η εκπομπή ενός τόνου CO_2. Οι μεθόδοι αυτές μπορούν να χρησιμοποιηθούν και για άλλα εξωτερικά κόστη.

- **Μεθόδοι αντικατάστασης**

Οι μεθόδοι αυτές χρησιμοποιούνται όταν δεν μπορούν να εφαρμοστούν οι δύο παραπάνω μεθόδοι και υπολογίζουν το εξωτερικό κόστος της ζημιάς βάση του πόσο κοστίζει να αναστραφεί μία ήδη υπάρχουσα τέτοια ζημιά.

Οι μέθοδοι αυτοί εισάγουν αβεβαιότητα στα αποτελέσματα, όμως αποτελούν μέθοδο αξιολόγησης των ελεύθερων αγαθών για την κοινωνία όπως η ανθρώπινη υγεία και ασφάλεια και το περιβάλλον.

2.6.3 Βιβλιογραφική διερεύνηση

Στον πίνακα 2.7 παρουσιάζονται έρευνες που μελετούν τα εξωτερικά κόστη και μελέτες ΑΚΚΖ που λαμβάνουν υπόψη τους κατηγορίες εξωτερικού κόστους.

Πίνακας 2.7: Βιβλιογραφία εξωτερικόυ κόστους

Μελέτη	Είδη εξωτερικών κοστών				
	Αέριοι ρύποι[α]	Υγροί ρύποι[α]	GHG	Πτώση αξίας ακινήτων	Άλλα[β]
(van Essen et al., 2019)	x	x	x		x
(Powel, Devlin and Narkar, 2019)	x				
(E.C., DG Environment, 2000)	x	x	x		x
(EEA, 2014)	x		x		
(NEEDS, 2009)	x		x		
(Braun, 2014)	x		x		
(Dijkgraaf and Vollebergh, 2003)	x		x		x
(Eshet, Ayalon and Shechter, 2006)	x		x	x	
(Powell, Pearce and Brisson, 1995)	x		x		
(Edwards, Burn et al., 2018)	x	x	x		
(Martinez-Sanchez, Kromann and Astrup, 2015)	x		x		x
(Patrizio et al., 2017)	x		x		
(Piecyk and McKinnon, 2007)	x		x		
(Rabl, Spadaro and Zoughaib, 2008)	x		x		
(Σταματιου 2015)	x	x	x		
(Rentizelas and Georgakellos, 2014)	x		x		
(Streimikiene, Roos and Rekis, 2009)	x				
(Dente and Tavasszy, 2018)	x		x		
(Roth and Ambs, 2004)	x		x		
(Martinez-Sanchez et al., 2017)	x		x		
(Lam et al., 2018)	x		x	x	
(Massarutto, Carli and Graffi, 2011)			x		
(Woon and Lo, 2016)	x		x	x	

α: Με τον όρο αέριοι ρύποι εννοούνται οι ρύποι που εκπέμπονται στον αέρα, κάθε μελέτη δεν περιλαμβάνει το ίδιο σύνολο ρύπων. Το ίδιο ισχύει και για τους υγρούς ρύπους (επέμπονται στο νερό)
β: Με τον όρο "άλλα" εννοούνται εξωτερικά κόστη όπως θόρυβος, σκόνη, οσμές, κίνηση, ατυχήματα κ.α.

Από τον πίνακα 2.7 φαίνεται ότι τα εξωτερικά κόστη που συνηθίζεται να υπολογίζονται σε μελέτες συστημάτων παραγωγής ενέργειας και διαχείρισης αποβλήτων είναι το κόστος αέριας ρύπανσης και το κόστος εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου.

2.6.4 Εξίσωση υπολογισμού

Στη μεθοδολογία που αναπτύσσεται τα εξωτερικά κόστη που λαμβάνονται υπόψη είναι το κόστος εκπομπής αερίων και υγρών ρύπων και το κόστος εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου δηλαδή το κόστος ισοδύναμων εκπομπών CO_2.

Η εξίσωση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του ετήσιου εξωτερικού κόστους είναι,

$$C_{ext} = \sum_i \sum_j (P * E * EN) \quad \text{(D.1)}$$

Όπου,
i :Οι εγκαταστάσεις,
j: Οι εκπεμπόμενοι ρύποι κατά τον κύκλο ζωής (CO_2, NO_x,),
P: Το κόστος εκπομπής ρύπου ανά μονάδα εκπομπής (€/q.e.)
E: Το ύψος των εκπομπών του ρύπου ανά μία KWh παραγώμενη από την εγκατάσταση (q.e./KWh),
EN: Οι ετήσιες KWh που παράγωνται από την εγκατάσταση (KWh/yr).

Παρατηρήσεις επί της εξίσωσης (D.1)

1. Οι μονάδες εκπομπής των ρύπων (q.e) μπορεί να ανφέρονται σε Kg, Bq κ.α.
2. Σε περίπτωση όπου οι τιμές ανά μονάδα εκπομπής των ρύπων δεν είναι διαθέσιμες τότε προτείνεται να λαμβάνονται τιμές από τη βιβλιογραφία της ενότητας 2.6.3 και αυτές να προσαρμόζονται στον τόπο και στο χρόνο όπου γίνεται η μελέτη.
3. Το κόστος εκπομπής των ρύπων που λαμβάνονται προτείνεται ((Powel, Devlin and Narkar, 2019), (EBRD, 2014)) να αυξάνονται κατά 2% ετησίως προκειμένου να μοντελοποιηθεί η αύξηση στην WTP (willingness to pay) των ατόμων.

2.7 Κόστος τέλους ζωής

2.7.1 Εισαγωγή

Το κόστος τέλους ζωής προκύπτει από τις δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα μετά το πέρας της λειτουργίας της εγκατάστασης. Πρόκειται για κόστος δύσκολο να εκτιμηθεί καθώς συμβαίνει πολλά χρόνια αργότερα από την περίοδο όπου γίνεται η ΑΚΚΖ και πολλές μελέτες δεν το λαμβάνουν υπόψη. Στις μελέτες (Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2008, Kumar, Flynn and Sokhansanj, 2005, Kumar, Cameron and Flynn, 2003) το κόστος τέλους ζωής εκτιμάται 20% του κόστους απόκτησης, ενώ οι (Woon and Lo, 2016) θεωρούν ότι είναι ίσο με την υπολειμματική αξία των εγκαταστάσεων. Οι (Laura and Vicente, 2014) αναφέρουν ότι η φάση αυτή ορίζεται από της ίδιες παραμέτρους με τη φάση απόκτησης.

Σύμφωνα με (Lee, Lye and Khoo, 2001) οι επιλογές που υπάρχουν για ένα εξάρτημα είναι η επαναχρησιμοποιήση, η ανακατασκευή, η ανακύκλωση, η αποτέφρωση και η ασφαλής διάθεση.

Στο ίδιο πλαίσιο κινούνται και άλλες μελέτες σχετικά με την αποσυναρμολόγηση εξαρτημάτων ((Cong, Zhao and Sutherland, 2017), (Desai and Mital, 2003)) όπου αναφέρεται η έννοια της επιλεκτικής αποσυναρμολόγησης με σκοπό να ανακτηθούν μόνο τα υλικά/εξαρτήματα που έχουν αξία. Οι παραπάνω μεθόδοι αξιοποιούνται ώστε να εκτιμηθεί το κόστος τέλους ζωής σε ΣΠΕ.

2.7.2 Κατηγορίες και υπολογισμός κόστους τέλους ζωής

Το κόστος τέλους ζωής ορίζεται από τέσσερεις διαφορετικές συνιστώσες, <u>το κόστος διαχείρισης των εγκαταστάσεων</u>, <u>το κόστος διαχείρισης του εξοπλισμού</u>, <u>το κόστος διαχείρισης της γης</u> και <u>το κόστος μεταφορών</u>. Η διαχείριση των εγκαταστάσεων αναφέρεται στην κατεδάφιση ή στην αναμόρφωση τους προς άλλη χρήση και στην διαχείριση των υπολειμμάτων που προκύπτουν από αυτές τις δράσεις, η επιλογή να εγκαταληφθούν οι εγκαταστασεις δεν εξετάζεται. Η διαχείριση του εξοπλισμού αναφέρεται στην αποσυναρμολόγηση και την απεγκατάσταση του και στη διαχείριση των υπολειμμάτων που προκύπτουν από αυτές τις δράσεις, η επιλογή να εγκαταληφθεί ο εξοπλισμός δεν εξετάζεται. Η διαχείριση της γης αναφέρεται σε εργασίες που γίνονται για την αποκατάσταση της γης. Οι μεταφορές αναφέρονται στις διάφορες μεταφορές που λαμβάνουν χώρα κατά τη φάση του τέλους ζωής.

2.7.2.1 Διαχείριση εγκαταστάσεων, εξοπλισμού και γης

Η διαχείριση των εγκαταστάσεων, του εξοπλισμού και της γης ορίζεται από τις ίδιες παραμέτρους κόστους. Αυτές είναι το <u>κόστος υλικών</u>, το <u>κόστος μηχανημάτων και εργαλείων</u>, το <u>κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων</u>, το <u>κόστος προσωπικού</u> και το <u>κόστος διαχείρισης των υπολειμμάτων</u>. Παρακάτω παρουσιάζονται οι εξισώσεις για τον υπολογισμό των κοστών αυτών.

- **Κόστος υλικών, Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων, Κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων, Κόστος προσωπικού**

Οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των παραπάνω κοστών είναι οι (Α.1), (Α.2), (Α.3) και (Α.4) αντίστοιχα.

- **Κόστος διαχείρισης υπολειμμάτων**

Τα υλικά και τα εξαρτήματα που δεν επαναχρησιμοποιούνται/πωλούνται θεωρείται ότι ανακυκλώνονται και αποτίθενται προς υγειονομική ταφή. Το κόστος διαχείρισης των υπολειμμάτων υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$C_d = \sum_j (LGF * \sum_i (M - M * F) + RGF * \sum_i (M * F)) \quad \text{(E.1)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
i: Τα διαφορετικά υλικά ή εξαρτήματα που απομένουν,
LGF : Τέλος είσόδου ταφής σε (€/tn),

RGF: Κόστος εισόδου στην εγκατάσταση ανακύκλωσης (€/tn),
Mi: Η ποσότητα προς απόθεση του υλικού/εξαρτήματος (tn),
Fi: Το κλάσμα του υλικού/εξαρτήματος που ανακυκλώνεται.

2.7.2.2 Μεταφορές

Οι μεταφορές που λαμβάνουν χώρα σε αυτή τη φάση του κύκλου ζωής είναι

1. Μεταφορά υπολειμμάτων στους ΧΥΤ και στις εγκαταστάσεις ανακύκλωσης.
2. Πρόμηθεια απαραίτητων υλικων για τις εργασίες της φάσης τέλους ζωής.

Ο τρόπος υπόλογισμού του κόστους μεταφορών αναλύεται στο παράρτημα Α μαζί με τις υπόλοιπες μεταφορές που λαμβάνονται υπόψη κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής.

2.7.3 Πίνακας κόστους τέλους ζωής

Στον πίνακα 2.8 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι υποκατηγορίες του κόστους τέλους ζωής

Πίνακας 2.8: Κατηγορίες κόστους τελους ζωής

Πρώτο επίπεδο κατηγοριοποιήσης	Δεύτερο επίπεδο κατηγοριοποιήσης	Εξίσωσεις	Παραδείγματα
Κόστος διαχείρισης κτηρίων	Κόστος υλικών Κόστος εργασίας Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων Κόστος ενέργειας μηχανημάτων Κόστος απόθεσης υπολειμμάτων	(Α.1) (Α.2) (Α.3) (Α.4) (Ε.1)	Τσιμέντο, Γυαλί Χειριστές εργαλείων Μπολντόζες Βενζίνη Απόθεση υπολειμμάτων κατασκευαστικών εργασίων
Κόστος διαχείρισης εξοπλισμού	Κόστος υλικών Κόστος εργασίας Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων Κόστος ενέργειας μηχανημάτων Κόστος απόθεσης υπολειμμάτων	(Α.1) (Α.2) (Α.3) (Α.4) (Ε.3) + (Ε.4) +(Ε.5)	
Κόστος διαχείρισης γης	Κόστος υλικών Κόστος εργασίας Κόστος μηχανημάτων και εργαλείων Κόστος ενέργειας μηχανημάτων	(Α.1) (Α.2) (Α.3) (Α.4)	
Κόστος μεταφορών	Μεταφορά υπολειμμάτων στους ΧΥΤ Μεταφορά ανακυκλωσίμων υλικών στις εγκαταστάσεις ανακύκλωσης Προμήθεια υλικών που χρειάζονται για τις εργασίες τέλους ζωής	Παράρτημα Α	

Κεφάλαιο 3
Ανάλυση κόστους οφέλους (ΑΚΟ) συστημάτων παραγωγής ενέργειας

3.1 Εισαγωγή

Τα συστήματα παραγωγής ενέργειας, είναι έργα στα οποία συμμετέχουν και επηρεάζονται διαφορές ομάδες ατόμων, δηλαδή οι ενδιαφερόμενοι είναι περισσότεροι από ένας. Παράλληλα τα κόστη και τα οφέλη που προκύπτουν από τέτοιου είδους έργα δύνανται να βαρύνουν, ή να οφελούν αντίστοιχα, διαφορετικούς ενδιαφερόμενους. Το πλήθος των ενδιαφερόμενων εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά του έργου. Συνήθεις ενδιαφερόμενοι σε ΣΠΕ από ανανεώσιμες πηγές είναι ο ιδιοκτήτης των εγκατάστασεων, ο διαχειριστής των εγκατάστασεων, φορείς που χρηματοδοτούν την επένδυση (δημόσιοι ή μη), οι χρήστες της ενέργειας που παράγεται, το κοινωνικό σύνολο κ.α. ((Ren et al., 2019), (Sartori et al., 2014)). Η ομάλη συνεργασία και ο δίκαιος καταμερισμός των κοστών και των οφελών του ΣΠΕ μεταξύ των ενδιαφερόμενων είναι απαιραίτητες προϋποθέσεις για τη βιώσιμη λειτουργία του. Κατά την ανάλυση κόστους οφέλους ενός ΣΠΕ προσδιορίζονται με τη μέγιστη δυνατή ακρίβεια τα κόστη και τα οφέλη που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής του και υπολογίζονται οι κατάλληλοι δείκτες αποδοτικότητας. Τα βήματα της ΑΚΟ συνοπτικά όπως αναφέρονται από (Mathioulakis, Panaras and Belessiotis, 2013) είναι:

1. Προσδιορισμός με τη μέγιστη δυνατή ακρίβεια των τεχνικών παραμέτρων του έργου,
2. Προσδιορισμός με τη μέγιστη δυνατή ακρίβεια των διάφορων κοστών και οφελών που προκύπουν από το έργο,
3. Υπολογισμός της παρούσας αξίας των κοστών και των οφελών,
4. Υπολογισμός των δεικτών απόδοτικότητας,
5. Ανάλυση ρίσκου.

3.2 Υπολογισμός οφελών κύκλου ζωής

Στο κεφάλαιο 2 αναπτύσσονται τα κόστη που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός συστήματος παραγωγής ενέργειας προκειμένου να προσδιοριστεί το ΚΚΖ του και η συμμετοχή κάθε κατηγορίας κόστους σε αυτό. Ανάλογα για την ανάλυση κόστους οφέλους πρέπει να υπολογιστούν τα διάφορα οφέλη που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός ΣΠΕ. Παρακάτω παρουσιάζονται τα σημαντικότερα από αυτά τα οφέλη.

3.2.1 Οφέλη έρευνας και ανάπτυξης

Κατά αυτή τη φάση του κύκλου ζωής της επένδυσης δεν παρατηρούνται οφέλη.

3.2.2 Οφέλη φάσης απόκτησης

Σε αυτή τη φάση το όφελος που ενδέχεται να προκύψει είναι όφελος από την πώληση υλικών που ανακτώνται από τα υπολλείματα των κατασκευαστικών εργασίων του ΣΠΕ και πωλούνται ως έχουν και υπολογίζεται με την εξίσωση,

$$REV = \sum_j \sum_i (M * S) \quad (3.1)$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
i: Τα διαφορετικά υλικά που ανακτώνται,
M: Η μονάδες ποσότητας του υλικού που ανακτώνται και πωλούνται (q.u.),
S: Η τιμή πώλησης του υλικού (€/q.u.) .

3.2.3 Οφέλη φάσης λειτουργίας

3.2.3.1 Οφέλη παραγώμενης ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΣΠΕ πωλείται – κατά κύριο λόγο – στο δίκτυο ενώ παράλληλα ένα μέρος της προσφέρεται προς ιδιοκαταναλώσεις. Συνήθως η τιμή πώλησης της παραγώμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι προκαθορισμένη ενώ επίσης εγγυημένη είναι η απορρόφηση της από το δίκτυο. Η εξίσωση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του ετήσιου οφέλους από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας είναι

$$R_{el} = SP * (E - Eo - Et) \quad (3.2)$$

Όπου,
SP: Η προκαθορισμένη τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (€/KWh),
E: Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε ένα έτος (KWh/yr),
E_o: Η ηλεκτρική ενέργεια που προσφέρεται προς ιδιοκαταναλώσεις (KWh/yr),
E_t: Η ενέργεια που χάνεται κατά τη μετάδοση (KWh/yr).

Το ετήσιο όφελος που προκύπτει από τα αποφευχθέντα έξοδα λόγω της ιδιοκατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$R_{el-own} = EP * E_o \quad (3.3)$$

Όπου,
EP: Η τιμή απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας (€/KWh),
E_o: Η ηλεκτρική ενέργεια που προσφέρεται προς ιδιοκαταναλώσεις (KWh/yr).

3.2.3.2 Οφέλη παραγώμενης θερμικής ενέργειας

Τα οφέλη που προκύπτουν από την παραγωγή θερμικής ενέργειας αποτελούνται από τα έσοδα πώλησης μέρους της θερμικής ενέργειας που παράγεται και από τα αποφευχέντα έξοδα λόγω της ιδιοκατανάλωσης της θερμικής ενέργειας.

Το ετήσιο όφελος από την πώληση της θερμικής ενέργειας υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$R_{th} = E_{th} * P_{th} \text{ (3.4)}$$

Όπου,
Pth: Η τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας (€/KWh) ,
Eth: Η θερμική ενέργεια που παράγεται σε ένα έτος (KWh/yr).

Το ετήσιο όφελος που προκύπτει από αποφευχθέντα έξοδα λόγω της ιδιοκατανάλωσης θερμικής ενέργειας υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$R_{th-own} = E_{th-own} * C_{th} \text{ (3.5)}$$

Όπου,
Cth: Το κόστος απόκτησης της θερμικής ενέργειας στο ΣΠΕ (€/KWh),
Eth: Η θερμική ενέργεια που προσφέρεται σε ένα έτος (KWh/yr).

Σημειώνεται ότι η τιμή πώλησης και απόκτησης της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας εξάρτώνται από ένα πλήθος παραμέτρων όπως η χώρα που λειτουργεί το ΣΠΕ, το καύσιμο και η τεχνολογία που χρησιμοποιείται για να παραχθεί η ενέργεια, καθώς επίσης και η χρονική στιγμή που η ενέργεια παράγεται ή καταναλώνεται.

3.2.3.3 Οφέλη από παραγώμενα υλικά

Στη περίπτωση όπου στο ΣΠΕ γίνεται ανάκτηση υλικών ή πραγματοποιείται παραγωγή προϊόντος τότε προκύπτει όφελος από την πώληση αυτών και δίνεται από την εξίσωση,

$$R_p = \sum_j \sum_i (V * P) \text{ (3.6)}$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
i :Τα υλικά /προϊόντα,
V: Οι μονάδες ποσότητας του υλικού/προϊόντος που παράγονται σε ένα έτος (q.u./yr)
P: Η τιμή πώλησης του προϊόντος (€/q.u.).

3.2.3.4 Οφέλη τέλους εισόδου

Σε περίπτωση που το ΣΠΕ είναι εγκατάσταση διαχείρισης αποβλήτων προκύπτει όφελος από το τέλος εισόδου αποβλήτων, το όφελος αυτό υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$R_g = GF * M \quad (3.7)$$

Όπου,
GF: Το τέλος εισόδου (€/tn),
M: Η συνολική μάζα αποβλήτων (tn/yr).

3.2.3.5 Οφέλη απόφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας

Το όφελος αυτό προκύπτει συνήθως σε αποκεντρωμένα σύστηματα παραγωγής και έγκειται στο ετήσιο όφελος που προκύπτει από τις μειωμένες ενεργειακές ανάγκες. Η εξίσωση υπολογισμού είναι η εξής,

$$R_{avoid} = \sum_j \sum_i (E * P) \quad (3.8)$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
i: Οι διαφορετικές πηγές ενέργειας,
E: Οι μονάδες ενέργειας πηγής i που αποφεύγεται να καταναλωθούν ετησίως (KWh/yr)
P: Η τιμή απόκτησης μίας μονάδας ενέργειας πηγής i (€/KWh).

3.2.4 Οφέλη συντήρησης

Τα οφέλη που ενδέχεται να προκύψουν κατά τη φάση της συντήρησης του ΣΠΕ είναι δύο ειδών.

1. Οφέλη πώλησης λειτουργικού εξοπλισμού

Τα οφέλη αυτής της κατηγορίας υπολογίζονται από την εξίσωση

$$C_{R1} = \sum_j \sum_k \sum_i (N * P) \quad (3.9)$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,
i: Τα εξαρτήματα/μηχανήματα που ανακτώνται και πωλούνται ως έχουν,
N: Ο αριθμός των εξαρτημάτων/μηχανημάτων,
P: Η τιμή πώλησης του εξαρτήματος/μηχανήματος (€).

2. Οφέλη πώλησης υλικών που ανακτώνται και πωλούνται

Τα οφέλη αυτής της κατηγορίας υπολογίζονται από την εξίσωση

$$C_{R2} = \sum_j \sum_k \sum_i (M1 * P) \quad (3.10)$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις,
k: Οι δράσεις συντήρησης,

i: Τα υλικά που ανακτώνται κατά τη δραση και πωλούνται,
M1: Οι μονάδες ποσότητας που ανακτώνται από το υλικό (q.u),
P: Η τιμή πώλησης ανά μονάδα ποσότητας του υλικού (€/q.u.).

Για τον υπολογισμό του οφέλους συντήρησης σε κάθε έτος ακολουθείται η διαδικασία της εικόνας 2.1.

3.2.5 Εξωτερικά οφέλη

Τα εξωτερικά οφέλη ενός συστήματος παραγωγής ενέργειας είναι οφέλη τα οποία δεν προκύπτουν άμεσα από αυτό και δεν αφορούν απαραίτητα τους άμεσα εμπλεκόμενους σε αυτό (ιδιοκτήτης/διαχειριστής).

3.2.5.1 Περιβαλλοντικά οφέλη

Τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από τη λειτουργία ενός ΣΠΕ υπολογίζονται βασισμένα στην παραδοχή πως η ενέργεια που παράγεται ή αποφεύγεται να παραχθεί παράγεται αλλιώς από το ενεργειακό μίγμα της χώρας με συνέπεια την υψηλότερη εκπομπή ρύπων όπως NO_x, SO_x, και αερίων του θερμοκηπίου ($CO_{2\text{-eq}}$) ανά μονάδα παραγώμενης ενέργειας. Η εξίσωση που υπολογίζει τα ετήσια εξωτερικά οφέλη είναι,

$$R_{ext} = \sum_n \sum_i \sum_j (P * (E_g - E_c) * EN) \quad (3.11)$$

Όπου,
n: Τα διαφορετικά είδη ενέργειας (θερμική, ηλεκτρική),
i :Οι εγκαταστάσεις,
j: Οι διαφορετικοί ρύποι ($CO_{2\text{-eq}}$, NO_x, SO_x κ.α.),
P: Το κόστος εκπομπής μίας μονάδας εκπομπής του ρύπου (€/q.e.),
E_g: Το ύψος των εκπομπών του ρύπου ανά μία μονάδα ενέργειας παραγώμενη από το ενεργειακό μίγμα της χώρας (q.e./KWh).
E_c: Το ύψος των εκπομπών του ρύπου ανά μία μονάδα ενέργειας παραγώμενη από το ΣΠΕ (q.e/KWh).
EN: Οι ετήσιες μονάδες ενέργειας που παράγωνται στην μονάδα (KWh/yr).

3.2.5.2 Όφελος από δημιουργία θέσεων εργασίας

Κατά την διάρκεια της ζωής ενός ΣΠΕ δημιουργούνται θέσεις εργασίας. Η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας είναι δύσκολο να αποτιμηθεί σε χρηματικές μονάδες, συνήθης πρακτική είναι πολλαπλασιάζοντας τον αριθμό των θέσεων εργασίας που δημιουργούνται με το επίδομα ανεργίας στην χώρα όπου λαμβάνει χώρα το έργο (IEA, 2014). Έτσι υπολογίζονται τα αποφευχέντα έξοδα για τον δημόσιο φορέα από την εξίσωση,

$$REV_L = N * UR \quad (3.12)$$

Όπου,
N: Ο αριθμός των θέσεων εργασίας που δημιουργούνται,
UR: Το επίδομα ανεργίας που δεν καταβάλεται (€)

3.2.5.3 Άλλα

Άλλα εξωτερικά οφέλη ενός ΣΠΕ είναι η καταπολέμηση της ενεργειακής φτώχειας, οι βελτιωμένες συνθήκες εργασίας, η πιο αξιόπιστη παραγωγή ενέργειας τα οποία είναι οφέλη που είναι δύσκολο να τους αποδωθεί χρηματική αξία.

3.2.6 Οφέλη τέλους ζωής

Κατά τη φάση του τέλους ζωής ενός ΣΠΕ προκύπτουν αρκετά οφέλη, όπως η εναπομείνουσα αξία των μηχανημάτων κ.α. Παρουσιάζονται παρακάτω τα πιο σημαντικά από αυτά.

3.2.6.1 Όφελος από πώληση υποδομών

Στην περίπτωση όπου υποδομές (π.χ. κτήρια) πωλούνται ως έχουν τότε το όφελος από την πώληση τους υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$R = \sum_k SV \quad (3.13)$$

Όπου,
k: Οι υποδομές που πωλούνται,
SV: Η τιμή πώλησης της υποδομής k (€).

3.2.6.2 Όφελος από ανάκτηση υλικών εργασιών κατεδάφισης και εξοπλισμού

Κατά τις διεργασίες κατεδάφισης/ανάμόρφωσης των υποδομών ενός ΣΠΕ και κατά την αποσυναρμολόγηση του εξοπλισμού θεωρείται πως γίνεται ανάκτηση υλικών. Τα υλικά καλής ποιότητας επαναχρησιμοποιούνται/πωλούνται. Η εξίσωση υπολογισμού του οφέλους που προκύπτει είναι,

$$R_m = \sum_j \sum_n (B * V) \quad (3.14)$$

Όπου,
j: Οι εγκαταστάσεις, n: Τα υλικά,
B: Οι μονάδες ποσότητας του υλικού που ανακτώνται (q.u.),
V: Η αξία του υλικού ανά μονάδα ποσότητας (€/q.u.).

3.2.6.3 Όφελος πώλησης λειτουργικού εξοπλισμού

Ο εξοπλισμός που απεγκαθίσταται από την εγκατάσταση και είναι λειτουργικός μπορεί να πουληθεί ή να επαναχρησιμοποιηθεί. Η εξίσωση υπολογισμού του οφέλους που προκύπτει είναι,

$$R_{eq} = \sum_i \sum_j N * SV (3.15)$$

Όπου,
i: Οι εγκαταστάσεις,
j: Τα μηχανήματα,
N: O αριθμός λειτουργικών μηχανημάτων,
SV: H εναπομείνουσα αξία του μηχανήματος (€).

3.2.6.4 Όφελος πώλησης γης

Οι αποκτηθείσες εκτάσεις γης μετά το τέλος της επένδυσης μπορούν να πουληθούν ή να χρησιμοποιηθούν αλλιώς, επομένως προκύπτει όφελος από αυτές. Η εξίσωση υπολογισμού του οφέλους που προκύπτει είναι,

$$R_L = \sum_i (E * V) (3.16)$$

Όπου,
i: Οι εκτάσεις γης
E:Η έκταση γης (m^2),
V:Η αξία της γης i (€/m^2).

3.2.7 Πίνακας οφελών κύκλου ζωής

Στον πίνακα 3.1 παρουσιάζονται οι κατηγορίες οφέλους που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός ΣΠΕ

Πίνακας 3.1: Κατηγορίες οφελών κύκλου ζωής

Κατηγορίες κόστους	Όφελος	Εξίσωση
Έρευνα και ανάπτυξη	-	-
Απόκτηση	Πώληση υλικών	(3.1)
Λειτουργία	Πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	(3.2)
	Ιδιοκατανάλωση ηλεκτρικής ενεργειας	(3.3)
	Πώληση θερμικής ενέργειας	(3.4)
	Ιδιοκατανάλωση θερμικής ενέργειας	(3.5)
	Πώληση παραγομένων υλικών	(3.6)
	Τέλος εισόδου	(3.7)
	Αποφευχθείσα κατανάλωση ενέργειας	(3.8)
Συντήρηση	Πώληση λειτουργικού εξοπλισμού	(3.9)
	Πώληση υλικών	(3.10)
Εξωτερικό	Αποφευχείσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου	(3.11)
	Αποφευχείσες εκπομπές αερίων ρύπων	
Τέλος ζωής	Πώληση υποδομών	(3.13)
	Πώληση υλικών	(3.14)
	Πώληση λειτουργικού εξοπλισμού	(3.15)
	Πώληση γης	(3.16)

3.3 Υπολογισμός δεικτών απόδοτικότητας

Η ανάλυση κόστους οφέλους προσφέρει μεταξύ άλλων τη δυνατότητα αξιολόγησης εναλλακτικών επενδύσεων. Η αξιολόγηση μεταξύ των εναλλάκτικών επιλογών βασίζεται στη σύγκριση των δεικτών απόδοσης τους οι οποίοι προσδιορίζουν την οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης. Οι δείκτες αποδοτικότητας υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη όλα τα κόστη και τα οφέλη που προκύπτουν κατά την διάρκεια του κύκλου ζωής του ΣΠΕ προκειμένου να υπολογιστεί η αποδοτικότητα της επένδυσης. Στη συνέχεια υπολογίζονται από την οπτική γωνία κάθε ενδιαφερόμενου ξεχωριστά, ώστε να ελεγχθεί εάν η επένδυση είναι ωφέλιμη για όλους τους ενδιαφερόμενους. Σε περίπτωση όπου η επένδυση αποδειχθεί επιζήμια για κάποιον από τους ενδιαφερόμενους θα πρέπει να εξεταστεί η αλλαγή του επιχειρηματικού πλάνου, δηλαδή να αλλάξει η κατανομή των κοστών και των οφελών μεταξύ των ενδιαφερόμενων. Παρακάτω παρουσιάζονται οι σημαντικότεροι οικονομικοί δείκτες απόδοσης.

- **Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)**

Η καθαρή παρούσα αξία εκφράζει την αξία σε χρηματικές μονάδες, που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των καθαρών χρηματορροών κάθε έτους (διαφορά των μελλοντικών ταμειακών ειδροών ή εσόδων και εκροών ή εξόδων) για ολόκληρο τον χρονικό ορίζοντα του σχεδίου επένδυσης (Ζερβός, Κάραλης 2018).

Η γενική σχέση υπολογισμού της είναι,

$$NPV = \sum_{i=1}^{n} C_t * (1+i)^{-t}$$

Όπου i το επιτόκιο προεξόφλησης, t η περίοδος προεξόφλησης, n το σύνολο των ροών, C_t η καθαρή χρηματορροή.

Το κριτήριο για την NPV είναι να είναι θετική, αν η NPV είναι θετική τότε η επένδυση είναι συμφέρουσα, αν είναι 0 η αποδοτικότητα της επένδυσης είναι οριακή ενώ εάν είναι αρνητική τότε η επένδυση δεν είναι αποδοτική. Σε περίπτωση σύγκρισης σχεδίων επένδυσης με διαφορετικούς χρονικού ορίζοντες είναι σκόπιμο η καθαρή παρούσα αξία να ανάγεται σε ισοδύναμη ετήσια αξία μέσω του κατάλληλου συντελεστή.

- **Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (IRR)**

Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης μίας επένδυσης είναι το επιτόκιο εκείνο όπου μηδενίζει την καθαρή παρούσα αξία της δηλαδή το i εκείνο για το οποίο ισχύει,

$$\sum_{i=1}^{n} C_t * (1+i)^{-n} = 0$$

Το κριτήριο για τον IRR είναι να είναι μεγαλύτερος από το επίσημο επιτόκιο της αγοράς ή από κάποιο εσωτερικό επιτόκιο σύγκρισης για κάθε επενδυτή. Αν ο IRR είναι μεγαλύτερος από το επιτόκιο αυτό τότε η επένδυση είναι συμφέρουσα αλλίως όχι.

- **Τροποποιημένος εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (MIRR)**

Ο τροποποιημένος εσωτερικός συντελεστής απόδοσης υπολογίζεται όπως και ο IRR θεωρώντας όμως πως οι θετικές χρηματορροές επενδύονται στο κόστος κεφαλαίου, ενώ τα αρχικά κεφάλαια θεωρείται πως χρηματοδοτούνται στο ελάχιστα αποδεκτό επιτόκιο.

- **Περίοδος αποπληρωμής (pp)**

Η περίοδος αποπληρωμής είναι ο χρόνος που αναμένεται να περάσει εώς ότου το αρχικό κεφάλαιο που επενδύθηκε αποσβεστεί μέσω των κερδών. Το κριτήριο για την περίοδο αποληρωμής είναι να είναι όσο το δυνατόν πιο σύντομη.

- **Λόγος οφέλους-κόστους (BCR)**

Ο λόγος οφέλους κόστους ορίζεται ως ο λόγος της παρούσας αξίας του συνολικού οφέλους της επένδυσης προς την παρούσα αξία του ΚΚΖ της. Το κριτήριο για τον BCR είναι να είναι μεγαλύτερος του 1.

3.4 Αλλαγή επιχειρηματικού πλάνου

Τα συστήματα παραγωγής ενέργειας ανανεώσιμων πηγών είναι επενδύσεις με πολλαπλά οφέλη και κόστη καθώς και πολλούς ενδιαφερόμενους. Κάθε ενδιαφερόμενος επιβαρύνεται από κάποια κόστη και επωφελείται από κάποια οφέλη ανάλογα με το επιχειρηματικό πλάνο που έχει αποφασιστεί.

Ο ιδιοκτήτης του συστήματος είναι αυτός που επωμίζεται το μεγαλύτερο μέρος του κόστους και ωφελείται από τα κέρδη που προκύπτουν από την παραγώμενη ενέργεια. Παράλληλα δημόσιος φορέας δύναται να χρηματοδότησει μέρος της επένδυσης καθώς επωφελέιται από τα εξωτερικά οφέλη και από τους φόρους που προκύπτουν από τα κέρδη της επένδυσης. Σε περίπτωση που ο επενδυτής λάβει δάνειο για την υλοποίηση της επένδυσης τότε ο φορέας που χορηγεί το δάνειο έχει ωφέλη από την είπραξη των τόκων του δανείου. Οι χρήστες της ενέργειας που παράγεται επωφελούνται λόγω της φθηνότερης ενέργειας και ενδεχωμένως από μείωση στην κατανάλωση ενέργειας. Τέλος οι κάτοικοι της περιοχής απολαμβάνουν τα εξωτερικά οφέλη που προκύπτουν από τέτοιου είδους επένδυσεις.

Όπως αναφέρθηκε οι δείκτες αποδοτικότητας υπολογίζονται αρχικά για όλο το έργο συνολικά. Εάν οι δείκτες για το έργο είναι ικανοποιήτικοί, π.χ. (BCR>1), οι δείκτες υπολογίζονται ξεχωριστά για κάθε ενδιαφερόμενο. Εάν οι δείκτες είναι ικανοποιητικοί για κάθε ενδιαφερόμενο τότε το έργο προτείνεται να υλοποιηθεί, σε αντίθετη περίπτωση απαιτείται αλλαγή του επιχειρηματικού πλάνου. Η αλλαγή του επιχειρηματικού πλάνου πραγματοποιείται αλλάζοντας την κατανομή των διάφορων κατηγοριών κόστους και οφελούς μεταξύ των ενδιαφερόμενων, με αποτέλεσμα να επωφελούνται όλοι, δηλαδή οι δείκτες απόδοτικότητας για τον κάθε ενδιαφερόμενο να είναι ικανοποιήτικοί, π.χ. (BCR>1).

Η παραπάνω διαδικασία είναι δυνατόν να γίνει διότι μέσω της ΑΚΚΖ που αναπτύσσεται στο κεφάλαιο 2 και του υπολογισμού των οφελων κύκλου ζωής που αναπτύσσεται στην ενότητα 3.2 είναι γνωστή η συμμετοχή της κάθε κατηγορίας κόστους στο ΚΚΖ καθώς και η βαρύτητα της κάθε κατηγορίας οφέλους. Ακολουθώντας την παραπάνω διαδικασία εξασφαλίζεται πως το έργο δεν υπερχρηματοδοτείται από κάποιον ενδιαφερόμενο καί ότι είναι ωφέλιμο για το κοινωνικό σύνολο.

3.5 Ανάλυση ρίσκου

Η ανάλυση ρίσκου αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι της ΑΚΟ και συνήθως διεξάγεται σε τέσσερα διακριτά βήματα.

1. Ανάλυση Ευαισθησίας

Στην ανάλυση ευαισθησίας εντοπίζονται οι κρίσιμες παραμέτροι, δηλαδή αυτές που η μεταβολή τους έχει μεγάλη επίδραση στο τελικό αποτέλεσμα και οι τίμες εναλλαγής αυτών, δηλαδή οι τίμες των παραμέτρων αυτων για τις οποίες οι δείκτες αποδοτικότητας παίρνουν την οριακή τιμή τους.

2. Ποιοτική ανάλυση ρίσκου

Η ποιοτική ανάλυση ρίσκου περιέχει μία λίστα με τα δυσμενή γεγονότα που αναμένεται να συμβούν, καθώς και ένα πίνακα που δίνει πληροφορίες για τα γεγονότα αυτά όπως για παραδειγμά το επίπεδο ρίσκου.

3. Πιθανοτική ανάλυση ρίσκου

Οι εκτιμήσεις που γίνονται κατά τη διάρκεια της ΑΚΟ για τον υπολογισμό των κοστών και των οφελών εισάγουν στην ανάλυση αβεβαιότητα. Προκειμένου να εκτιμηθεί το επίπεδο ρίσκου το έργο να μην είναι συμφέρον, δηλαδή οι οικονομικοί δείκτες απόδοσης να μην ικανοποιούν τα απαραίτητα κριτήρια, διεξάγεται πιθανοτική ανάλυση ρίσκου. Η πιο συχνά εφαρμοζόμενη μεθοδος για την ανάλυση αυτή είναι η μέθοδος Monte Carlo. Για την εφαρμογή της μεθόδου Monte Carlo αρχικά προσδιορίζονται οι πιθανοτικές κατανομές των κρίσιμων παραμέτρων που εντοπίζονται στην ανάλυση ευαισθησίας. Στην συνέχεια θεωρείται για κάθε κρίσιμη παράμετρο η αρχική εκτίμηση ως η πιο πιθανή τιμή και εκτιμώνται τα υπόλοιπα στοιχεία για την πιθανοτική κατανομή της (ελάχιστη και η μέγιστη τιμή ή άλλες παραμέτροι της εκάστοτε πιθανοτικής κατανομής). Στην περίπτωση που δεν υπάρχουν στοιχεία για τις πιθανοτικές κατανομές των κρίσιμων παραμέτρων προτείνεται από (Sartori et al., 2014) ότι η ανάλυση ρίσκου μπορεί να γίνεί – σε χαμηλό σχετικά επίπεδο αξιοπιστίας – θεωρώντας τριγωνική πιθανοτική κατανομή για τις παραμέτρους.

Η μέθοδος Monte Carlo έχοντας ως δεδομένα τα παραπάνω υπολογίζει την πιθανοτική κατανομή των δεικτών αποδοτικότητας. Αρχικά ορίζεται ο αριθμός των επαναλήψεων της μεθόδου. Σε κάθε επανάληψη λαμβάνονται τιμές για τις κρίσιμες μεταβλητές βάση της πιθανοτικής κατανομής που έχει οριστεί για αυτές. Στη συνέχεια με δεδομένες τις τιμές που προέκυψαν από την πιθανοτική κατανομή -και όχι την καλύτερη εκτίμηση- υπολογίζονται οι επιθυμητοί δείκτες. Εκτελώντας την παραπάνω διαδικασία έναν μεγαλό αριθμό επαναλήψεων λαμβάνεται η πιθανοτική κατανομή των δεικτών.

Σημαντικό είναι να αναφερθεί πως οι διαφορετικές παραμέτροι που εισάγωνται σαν μεταβλητες στη μέθοδο Monte Carlo θεωρούνται ασύμβατες δηλαδή η επιλογή τιμής της μίας παραμέτρου με βάση την πιθανοτική της κατανομή δεν επηρεάζει την επιλογή της επόμενης μεταβλητής. Με δεδομένο την πιθανοτική κατανομή των δεικτών απόδοσης, για παραδειγμα της NPV, προσδιορίζεται η πιθανότητα αυτή να είναι αρνητική και μπορεί να ληφθεί απόφαση για το αν είναι ή όχι αποδεκτό το επίπεδο ρίσκου.

4. Μέτρα για ελαχιστοποιήση του ρίσκου

Στο βήμα αυτό αποφασίζονται και λαμβάνονται μέτρα για την αντιμετώπιση των κινδύνων που θεωρούνται σημαντικοι.

3.6 Ανάλυση κόστους αποτελέσματος (ΑΚΑ)

3.6.1 Εισαγωγή

Η ανάλυση κόστους αποτελέσματος είναι συμπληρωματική μέθοδος της ΑΚΟ η οποία χρησιμοποιείται όταν δεν είναι θεμιτό να αποδοθεί χρηματική αξια στα οφέλη του έργου. Το αποτέλεσμα της ΑΚΑ δεν είναι σε οικονομικούς όρους, συγκεκριμένα υπολογίζεται ο λόγος κόστους-οφέλους της επένδυσης, όπου το κόστος υπολογίζεται σε οικονομικούς όρους ενώ το όφελος σε κάποια ποσοτική φυσική μονάδα (π.χ. παραγόμενες ηλεκτρικές KWh) (cals.arizona.edu, n.d.). Χρησιμοποιώντας την ΑΚΑ μπορούν να συγκριθούν έργα, τα όποία έχουν παρόμοιο σκοπό, ως προς την αποτελεσματικότητα τους.

3.6.2 Ανάλυση κόστους αποτελέσματος σε ΣΠΕ

Η ανάλυση κόστους αποτελέσματος βρίσκει εφαρμογή στην σύγκριση συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Τα κυριότερα αποτέλεσματα που ενδιαφέρουν κατά τη σχεδίαση ενός ΣΠΕ ανανεώσιμων πηγών είναι η παραγωγή ενέργειας και οι αποφευχθείσες εκπομπές $CO_{2\text{-eq}}$. Επίσης το ενδιαφέρον για την ΑΚΑ αυξάνεται συνεχώς στον τομέα της εξοικονόμησης ενέργειας και της ανακατασκευής κτηρίων. Το επιθυμητό αποτέλεσμα σε τέτοιου είδους επενδύσεις είναι η αποφευχείσα κατανάλωση ενέργειας και οι αποφευχθείσες εκπομπές $CO_{2\text{-eq}}$ και αέριων ρύπων. Έρευνες ΑΚΑ στον τομέα της εξοικονόμησης ενέργειας έχουν γίνει από ((Yushchenko and Patel, 2017), (Streicher et al., 2020), (Cho et al., 2019)).

3.6.3 Δείκτες αποτελεσματικότητας σε ΣΠΕ

Οι δείκτες αποτελεσματικότητας προσδιορίζουν την αποτελεσματικότητα του συστήματος, δηλαδή δείχνουν τη σχέση μεταξύ του κόστους που προκύπτει από την επένδυση και του επιθυμητού αποτελέσματος. Το επιθυμητό αποτέλεσμα σε ένα ΣΠΕ είναι οι παραγόμενες μονάδες ενέργειας. Άλλα αποτελέσματα που ενδιαφέρουν είναι οι αποφευχθείσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και αέριων ρύπων, η εξοικονόμηση ενέργειας που επιτυγχάνεται κ.α. Παρακάτω παρουσιάζονται οι πιο ευρέως χρησιμοποιούμενοι δείκτες αποτελεσματικότητας σε συστήματα παραγωγής ενέργειας.

- **Κόστος μονάδας ενέργειας LCOE (€/KWh)**

Το LCOE είναι το κόστος που απαιτείται για να παραχθεί μία μονάδα ενέργειας και δίνεται από την εξίσωση,

$$LCOE = \frac{PV(LCC)}{E}$$

Όπου,
PV(LCC): Η παρούσα αξία του ΚΚΖ (€),
E: Οι συνολικές KWh που παράγωνται στον κύκλο ζωής του συστήματος (KWh).

- **Κόστος αποφευχθείσας μονάδας ενέργειας LSCOE (€/KWh$_{saved}$)**

Το LSCOE αναφέρεται σε συστήματα εξοικονόμησης ενέργειας, είναι το κόστος που απαιτείται για να αποφευχθεί η κατανάλωση μίας μονάδας ενέργειας και δίνεται από την εξίσωση,

$$LSCOE = \frac{PV(LCC)}{E}$$

Όπου,
PV(LCC): Η παρούσα αξία του ΚΚΖ (€),
E: Οι συνολικές KWh που αποφεύγεται να παραχθούν λόγω της επένδυσης (KWh).

- **Κόστος αποφευχθέντων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου LCOSGHG (€/Kg $CO_{2\text{-}eq,saved}$)**

Το LCOSGHG είναι το κόστος που απαιτείται προκειμένου να αποφευχθεί η εκπομπή ενός κιλού $CO_{2\text{-}eq}$ και δίνεται από την εξίσωση,

$$LSCE = \frac{PV(LCC)}{M_{CO_2-eq}}$$

Όπου,
PV(LCC): Η παρούσα αξία του ΚΚΖ (€),
$M_{CO2\text{-}eq}$: Η συνολική αποφευχθείσα μάζα $CO_{2\text{-}eq}$ λόγω της μονάδας (Kg $CO_{2\text{-}eq}$).

3.6.4 Σύγκριση με ανάλυση κόστους οφέλους

Η ΑΚΑ δεν απαιτεί την απόδοση χρηματικής αξίας στα οφέλη του έργου, επομένως έχει πιο ευρεία εφαρμογή από την ΑΚΟ, ενώ ταυτόχρονα προσφέρει καλύτερη εποπτέία των αποτελεσμάτων. Στον αντίποδα η ανάλυση επικεντρώνεται σε μία κατηγορία επιπτώσεων αυξάνοντας το ρίσκο να μη ληφθούν υπόψη άλλοι παράγοντες που θα επηρέαζαν την τελική απόφαση. Επίσης δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την σύγκριση έργων με διαφορετικές επιπτώσεις, ενώ δεν περιλαμβάνει ανάλυση ρίσκου όπως η ΑΚΟ. Σε κάθε περίπτωση προτείνεται να χρησιμοποιείται συμπληρωματικά με την ΑΚΟ σε συστήματα παραγωγής ενέργειας

Κεφάλαιο 4

Ανάπτυξη υπολογιστικού εργαλείου για ΑΚΚΖ και ΑΚΟ

4.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο 2 αναπτύσσεται η μεθοδολογία για την ΑΚΚΖ συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Παρουσιάζονται κόστη που προκύπτουν σε κάθε φάση του κύκλου ζωής ενός ΣΠΕ και προτείνονται εξισώσεις για τον υπολογισμό τους. Αντίστοιχα στο κεφάλαιο 3 αναπτύσσεται η μεθοδολογία ΑΚΟ για σύστήματα παραγωγής ενέργειας και παρουσιάζονται τα διαφορετικά οφέλη που προκύπτουν κατά τον κύκλο ζωής ενός ΣΠΕ καθώς και εξισώσεις για τον υπολογισμό τους. Επίσης αναφέρονται οι δείκτες αποδοτικότητας που υπολογιζονται κατά την ανάλυση κόστους οφέλους συστημάτων παραγωγής ενέργειας.

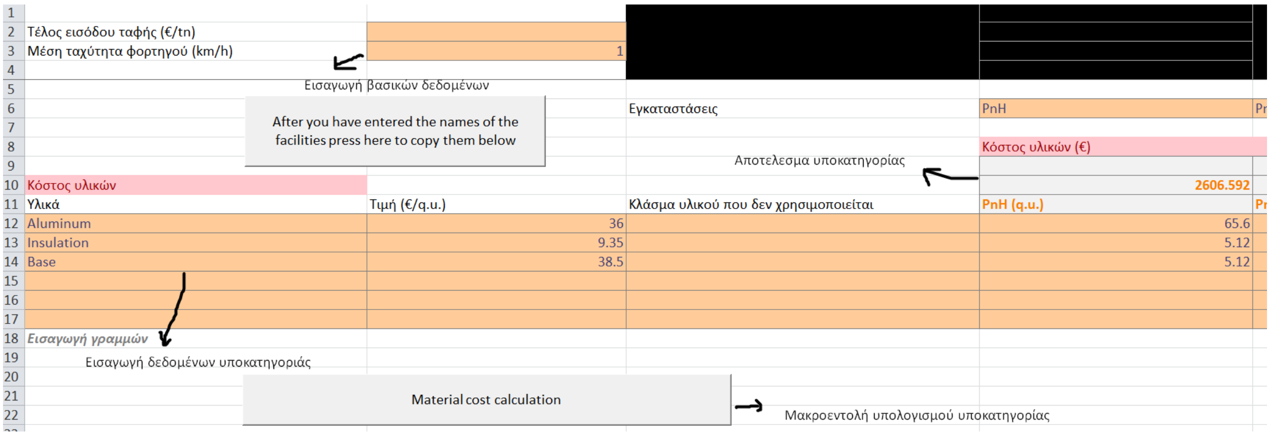
Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας αναπτύχθηκε υπολογιστικό εργαλείο στη γλώσσα visual basic το οποίο ακολουθεί τις μεθοδολογίες των κεφαλαίων 2 και 3 για τον υπολογισμό του ΚΚΖ και των δεικτών απόδοσης της ΑΚΟ. Το περιβάλλον του εργαλείου είναι φύλλα του προγράμματος Microsoft Excel στα οποία εισάγωνται δεδομένα από το χρηστή. Στη συνέχεια μέσω μακροεντολών εξάγονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης και γράφονται σε φύλλα του ίδιου βιβλίου εργασίας.

Κάθε κύρια κατηγορία κόστους/οφέλους – εκτος από την κατηγορία έρευνα και ανάπτυξη – ενός ΣΠΕ αναπτύσσεται σε τρία φύλλα excel. Στο πρώτο φύλλο της κάθε κατηγορίας εισάγωνται τα δεδομένα και υπολογίζονται τα αποτελέσματα μέσω μακροεντολών. Στο δεύτερο φύλλο υπάρχει συγκεντρωτικός πίνακας με τα αποτελέσματα ενώ στο τρίτο φύλλο μέσω μακροεντολής κατασκευάζονται το ποσοστιαίο και το ποσοτικό ραβδόγραμμα της κάθε κατηγορίας. Για την κατηγορία του εξωτερικού κόστους/οφέλους ο συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων βρίσκεται στο πρώτο φύλλο της κατηγορίας αυτής.

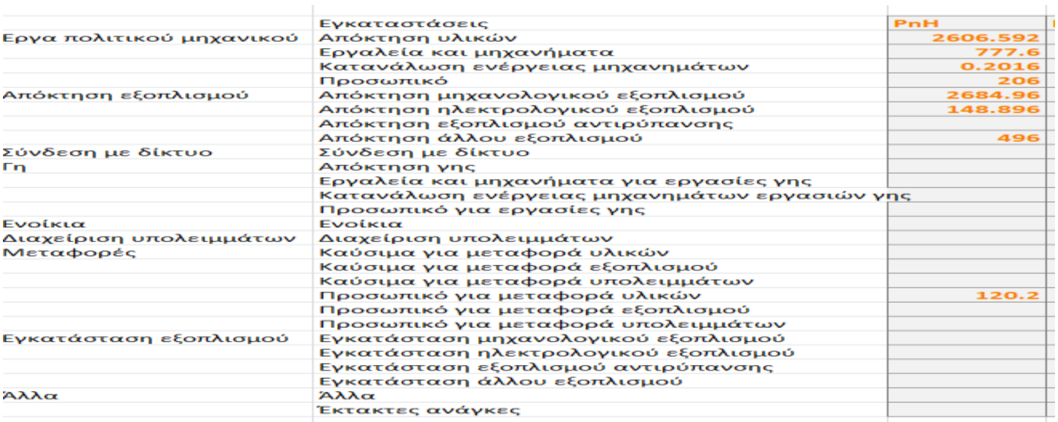
Η οικονομική ανάλυση, δηλαδή ο υπολογισμός των δεικτών αποδοτικότητας της ΑΚΟ και του ΚΚΖ, αναπτύσσεται σε δύο φύλλα. Στο πρώτο φύλλο εισάγωνται βασικά δεδομένα (χρονικός ορίζοντας επένδυσης, πληθωρισμός, στοιχεία δανειοδότησης κλπ.) και μέσω μακροεντολής υπολογίζονται οι χρηματορροές, οι δείκτες αποδοτικότητας και το ΚΚΖ. Τα αποτελέσματα για κάθε χρονικό ορίζοντα αποθηκέυονται στο δεύτερο φύλλο της οικονομικής ανάλυσης. Στο δεύτερο φύλλο επίσης υπάρχει η δυνατότητα – μέσω μακροεντολής – υπολογισμού της ετήσιας μεταβολής των δεικτών αποδοτικότητας και του ΚΚΖ για συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα. Επίσης υπάρχει η δυνατότητα η παραπάνω ανάλυση να γίνει για κάθε εγκατάσταση ξεχωριστά στα δύο τελευταία φύλλα του εργαλείου.

4.2 Κόστος και όφελος απόκτησης

Ο υπολογισμός του κόστους και του οφέλους απόκτησης μοντελοποιείται σε τρία φύλλα. Στο πρώτο φύλλο εισάγωνται τα δεδομένα που είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό των υποκατηγοριών κόστους και οφέλους αυτής της κατηγορίας και γίνονται οι υπολογισμοί μέσω μακροεντολών. Στο δεύτερο φύλλο υπάρχει συγκεντρωτικός πίνακας με τα αποτελέσματα ενώ στο τρίτο φύλλο της μέσω μακροεντολής κατασκευάζονται το ποσοστιαίο και το ποσοτικό ραβδόγραμμα με βάση τον συγκεντρωτικό πίνακα. Τα παραπάνω παρουσιάζονται στις εικόνες 4.1 – 4.2.



Εικόνα 4.1: Πρώτο φύλλο κατηγορίας κόστους και οφέλους απόκτησης

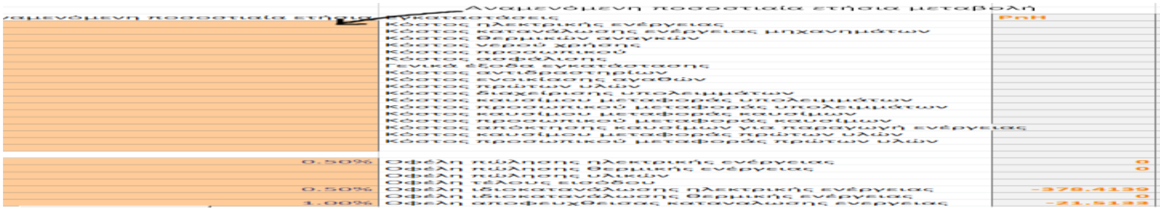


	Εγκαταστάσεις	PnH
Εργα πολιτικού μηχανικού	Απόκτηση υλικών	2606.592
	Εργαλεία και μηχανήματα	777.6
	Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	0.2016
	Προσωπικό	206
Απόκτηση εξοπλισμού	Απόκτηση μηχανολογικού εξοπλισμού	2684.96
	Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	148.896
	Απόκτηση εξοπλισμού αντιρύπανσης	
	Απόκτηση άλλου εξοπλισμού	496
Σύνδεση με δίκτυο	Σύνδεση με δίκτυο	
Γη	Απόκτηση γης	
	Εργαλεία και μηχανήματα για εργασίες γης	
	Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων εργασιών γης	
	Προσωπικό για εργασίες γης	
Ενοίκια	Ενοίκια	
Διαχείριση υπολειμμάτων	Διαχείριση υπολειμμάτων	
Μεταφορές	Καύσιμα για μεταφορά υλικών	
	Καύσιμα για μεταφορά εξοπλισμού	
	Καύσιμα για μεταφορά υπολειμμάτων	
	Προσωπικό για μεταφορά υλικών	120.2
	Προσωπικό για μεταφορά εξοπλισμού	
	Προσωπικό για μεταφορά υπολειμμάτων	
Εγκατάσταση εξοπλισμού	Εγκατάσταση μηχανολογικού εξοπλισμού	
	Εγκατάσταση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	
	Εγκατάσταση εξοπλισμού αντιρύπανσης	
	Εγκατάσταση άλλου εξοπλισμού	
Άλλα	Άλλα	
	Έκτακτες ανάγκες	

Εικόνα 4.2: Συγκεντρωτικός πίνακας

4.3 Κόστος και όφελος λειτουργίας

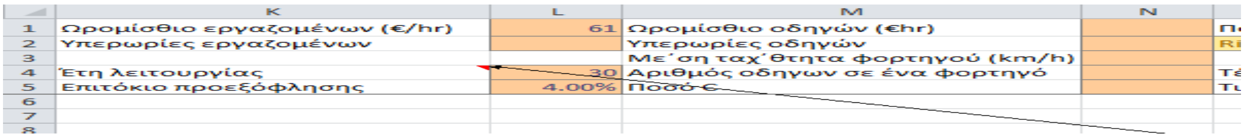
Ο υπολογισμός του κόστους και του οφέλους λειτουργίας γίνεται με τον ίδιο τρόπο με τον υπολογισμό του κόστους και του οφέλους απόκτησης. Ο υπολογισμός των υποκατηγοριών γίνεται για το πρώτο έτος λειτουργίας ενώ στο συγκεντρωτικό πίνακα δίνεται η δυνατότητα εισαγωγής της αναμενόμενης ετήσια μεταβολής κάθε κατηγορίας προκειμένου να ληφθεί υπόψη στον υπολογισμό των χρηματορροών, των δεικτών αποδοτικότητας και του ΚΚΖ (εικόνα 4.3).



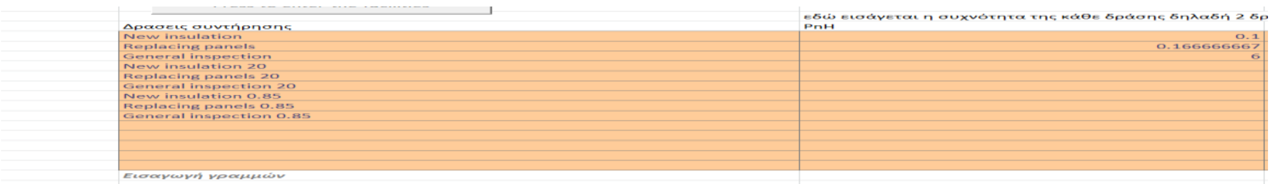
Εικόνα 4.3: Συγκεντρωτικός πίνακας κόστους καί οφέλους λειτουργίας

4.4 Κόστος και όφελος συντήρησης

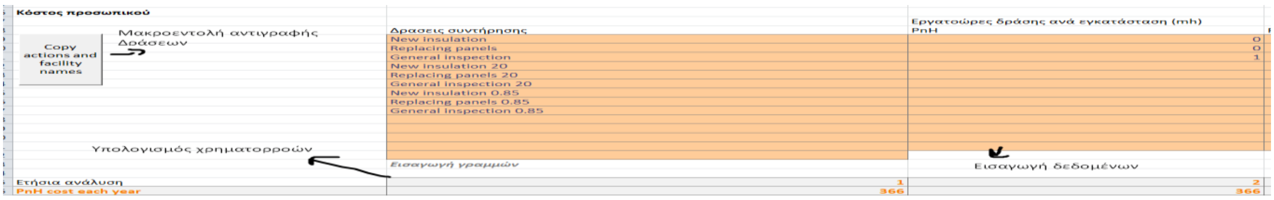
Για τον υπολογισμό του κόστους και του οφέλους συντήρησης χρειάζεται αρχικά να εισαχθούν κάποια βασικά δεδομένα (π.χ. χρονικός ορίζοντας επένδυσης) καθώς και οι δράσεις συντήρησης και οι συχνότητες τους. Στη συνέχεια γίνεται η εισαγωγή των δεδομένων για κάθε υποκατηγορία και υπολογίζονται οι χρηματορροές συντήρησης για κάθε έτος λειτουργίας. Στον συγκεντρωτικό πίνακα του δεύτερου φύλλου υπολογίζονται – μέσω μακροεντολής που βρίσκεται στο τέλος του πρώτου φύλλου – η καθαρή παρούσα αξία και η ισοδύναμη ετήσια αξία του κόστους και του οφέλους κάθε υποκατηγορίας (εικόνες 4.4-4.7).



Εικόνα 4.4: Εισαγωγή βασικών δεδομένων



Εικόνα 4.5: Εισαγωγή δράσεων και συχνοτήτων



Εικόνα 4.6: Υπολογισμός υποκατηγορίας

Εικόνα 4.7: Υπολογισμός συναολικών χρηματορροών

4.5 Εξωτερικό κόστος και όφελος

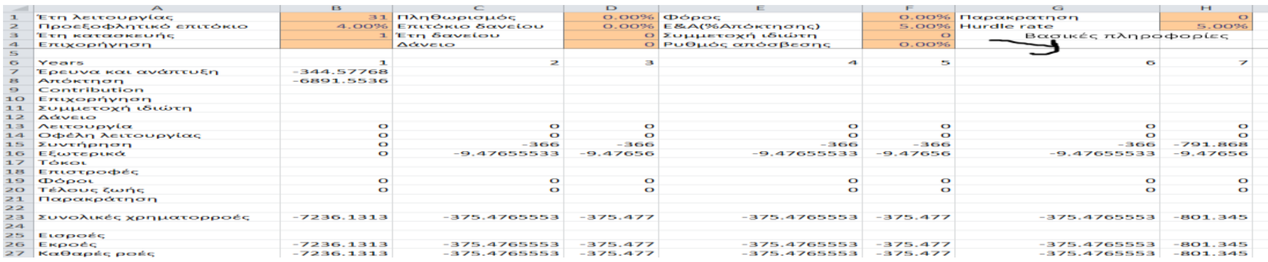
Για τον υπολογισμό του εξωτερικού κόστους/οφέλους εισαγώνται αρχικά τα βασικά μεγέθη (π.χ. χρονικός όριζοντας ανάλυσης) και στη συνέχεια τα απαραίτητα δεδομένα για τους υπολογισμούς. Στη συνέχεια μέσω μακροεντολών υπολογίζονται οι χρηματορροές για κάθε έτος λειοτυργίας των υποκατηγοριών – και συνολικά – του εξωτερικού κόστους/οφέλους καθώς και η καθαρή παρούσα αξία και η ετήσια ισοδύναμη αξία τους.

4.6 Κόστος και όφελος τέλους ζωής

Ο υπολογισμός του κόστους και του οφέλους τέλους ζωής γίνεται με τον ίδιο τρόπο με τον υπολογισμό του κόστους/οφέλους λειτουργίας.

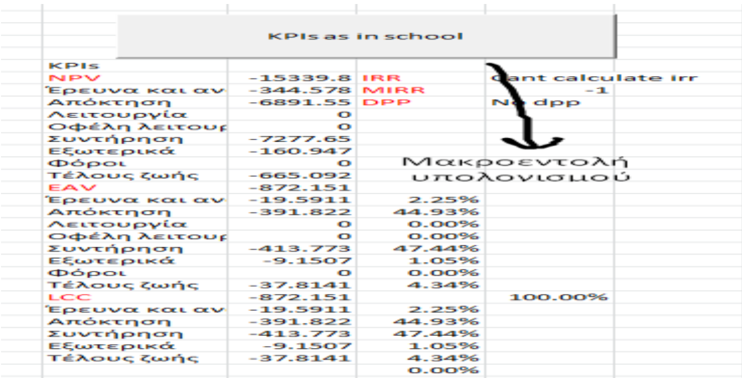
4.7 Οικονομική ανάλυση (Υπολογισμός δεικτών ΑΚΟ και ΚΚΖ)

Η οικονομική ανάλυση γίνεται σε δύο φύλλα. Στο πρώτο φύλλο εισάγωνται βασικές πληροφορίες (χρονικός ορίζοντας επένδυσης, πληθωρισμός, στοιχεία δανειοδότησης κλπ.) και μέσω μακροεντολής υπολογίζονται οι χρηματορροές, οι δείκτες αποδοτικότητας και το ΚΚΖ (είκόνες 4.8-4.9). Τα αποτελέσματα για κάθε χρονικό ορίζοντα αποθηκέυονται στο δεύτερο φύλλο της οικονομικής ανάλυσης.



	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Έτη λειτουργίας	31	Πληθωρισμός	0.00%	Φόρος	0.00%	Παρακρατηση	0
2	Προεξοφλητικό επιτόκιο	4.00%	Επιτόκιο δανείου	0.00%	Ε&Α(%Απόκτησης)	5.00%	Hurdle rate	5.00%
3	Έτη κατασκευής	1	Έτη δανείου	0	Συμμετοχή ιδιώτη	0	Βασικές πληροφορίες	
4	Επιχορήγηση		Δάνειο	0	Ρυθμός απόσβεσης	0.00%		
5								
6	Years	1	2	3	4	5	6	7
7	Έρευνα και ανάπτυξη	-344.57768						
8	Απόκτηση	-6891.5536						
9	Contribution							
10	Επιχορήγηση							
11	Συμμετοχή ιδιώτη							
12	Δάνειο							
13	Λειτουργία	0	0	0	0	0	0	0
14	Οφέλη λειτουργίας	0	0	0	0	0	0	0
15	Συντήρηση	0	-366	-366	-366	-366	-366	-791.868
16	Εξωτερικά	0	-9.47655533	-9.47656	-9.47655533	-9.47656	-9.47655533	-9.47656
17	Τόκοι							
18	Επιστροφές							
19	Φόροι	0	0	0	0	0	0	0
20	Τέλους ζωής	0	0	0	0	0	0	0
21	Παρακράτηση							
22								
23	Συνολικές χρηματορροές	-7236.1313	-375.4765553	-375.477	-375.4765553	-375.477	-375.4765553	-801.345
24								
25	Εισροές							
26	Εκροές	-7236.1313	-375.4765553	-375.477	-375.4765553	-375.477	-375.4765553	-801.345
27	Καθαρές ροές	-7236.1313	-375.4765553	-375.477	-375.4765553	-375.477	-375.4765553	-801.345

Εικόνα 4.8: Βασικές πληροφορίες και υπολογισμός χρηματορροών



KPIs as in school

KPIs			
NPV	-15339.8	IRR	Cant calculate irr
Έρευνα και αν	-344.578	MIRR	-1
Απόκτηση	-6891.55	DPP	No dpp
Λειτουργία	0		
Οφέλη λειτουρ	0		
Συντήρηση	-7277.65		
Εξωτερικά	-160.947		
Φόροι	0	Μακροεντολή υπολογισμού	
Τέλους ζωής	-665.092		
EAV	-872.151		
Έρευνα και αν	-19.5911	2.25%	
Απόκτηση	-391.822	44.93%	
Λειτουργία	0	0.00%	
Οφέλη λειτουρ	0	0.00%	
Συντήρηση	-413.773	47.44%	
Εξωτερικά	-9.1507	1.05%	
Φόροι	0	0.00%	
Τέλους ζωής	-37.8141	4.34%	
LCC	-872.151		100.00%
Έρευνα και αν	-19.5911	2.25%	
Απόκτηση	-391.822	44.93%	
Συντήρηση	-413.773	47.44%	
Εξωτερικά	-9.1507	1.05%	
Τέλους ζωής	-37.8141	4.34%	
		0.00%	

Εικόνα 4.9: Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας και ΚΚΖ

Επίσης υπάρχει η οικονομική ανάλυση να γίνει για κάθε εγκατάσταση ξεχωριστά στα δύο τελευταία φύλλα του εργαλείου.

Κεφάλαιο 5
Σύγκριση ΚΚΖ μονάδας συμβατικών φωτοβολταϊκών με μονάδα PnH

5.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο εφαρμόζεται η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στο κεφάλαιο 2 για την ανάλυση κόστους κύκλου ζωής σε συστήματα παραγωγής ενέργειας.

Εξετάζεται συμβατική υβριδική μονάδα φωτοβολταϊκών πάνελ-μπαταρίας. Το ΚΚΖ τέτοιων μονάδων εξαρτάται κατά κύριο λόγο από το κόστος απόκτησης τους, ενώ σημαντική συμμετοχή έχει επίσης το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Λ&Σ) το οποίο αποτελείται από διάφορες εργασίες (γενική συντήρηση, επίβλεψη καλωδίων, συντήρηση εναλλάκτη, αντικατάσταση εξαρτημάτων κ.α.) και παίρνει τιμές σε ένα μεγάλο έυρος (10-150 €/KWp/yr) ((Waldau, 2016), (NREL, 2018), (Muñoz-Cerón et al., 2018)).

Η εναλλακτική μονάδα που εξετάζεται είναι μονάδες ενεργειακής απόδοσης κτηρίων με χρήση φωτοβολταϊκών πάνελ και παράλληλη εγκατάσταση θερμομόνωσης. Τέτοιου είδους μονάδες χαρακτηρίζονται από εύκολη εγκαταστaση των πάνελ, και χαμηλό κόστος συντήρησης. Οι μονάδες αυτές είναι σχεδιασμένες με τέτοιο τρόπο ώστε να εγκαθιστώνται και να απεγκαθίστανται εύκολα μειώνοντας έτσι το κόστος εργασίας, μηχανημάτων που απατείται. Επιπλεόν χρησιμοποιούνται υλικά σχεδιασμένα έτσι ώστε να είναι εύκολη η ανάκτηση τους προς επαναχρησιμοποιήση. Οι μονάδες αυτές συμβολίζονται ως **μονάδες PnH**, χρησιμοποιώντας τέτοιου είδους μονάδες προσδοκάται χαμηλό ΚΚΖ λόγω του μειωμένου κόστους Λ&Σ και των ευκολότερων εργασιών εγκατάστασης.

Στη συνέχεια συγκρίνονται, ως προς το ΚΚΖ, συμβατική μονάδας φωτοβολταϊκών με μονάδα PnH σε τρεις διαφορετικές περιοχές και με διαφορετική ονομαστική ισχύ. Στο πρώτο σενάριο εξετάζεται η εγκατάσταση των δύο μονάδων στο Άαχεν με εγκατεστημένη ισχύ 1.96 KWp. Στο δεύτερο σενάριο εξετάζεται η εγκατάσταση των δύο μονάδων στο Κάρντιφ με εγκατεστημένη ισχύ 2 KWp, ενώ στο τρίτο σενάριο εξετάζεται η εγκατάσταση των δύο μονάδων στα Γρεβενά με εγκατεστημένη ισχύ 8.1 KWp. Σε κάθε σενάριο γίνεται διερεύνηση ως προς το ΚΚΖ των μονάδων σε μεγαλύτερη δυναμικότητα χρησιμοποιώντας το μοντέλο κλίμακας που αναπτύσσεται στο κεφάλαιο 1. Οι μονάδες εξετάζονται για χρονικό ορίζοντα λειτουργίας 2 εώς 30 έτη θεωρώντας προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.

Σημειώνεται ότι η μονάδα του σεναρίου 3 είναι εγκαθιστάται σε πρόσοψη κτηρίου και γίνεται χρήση υλικών και εξοπλισμού τέτοιυ ώστε τα κόστη συντήρησης να είναι ιδιαιτέρως χαμηλά. Αντίθετα οι μονάδες των σεναρίων 1 και 2 είναι τυπικές μονάδες PV εγκατεστημένες σε κτηρία με παράλληλη θερμομόνωση των εξωτερικών τοίχων. Παρολαυτά στις μονάδες των σεναρίων 1, 2 ο υπολογισμός της παραγώμενης ενέργειας γίνεται θεωρώντας πάλεν υπό γωνία 90^o.

5.2 Σενάριο 1: Άαχεν (1.96 KWp)

5.2.1 Προσδιορίσμός κύριων κατηγοριών κόστους

- **Κόστος απόκτησης**

Στον πίνακα 5.1 παρουσιάζονται οι διαφορετικές κατηγορίες κόστους που προκύπτουν κατά την την απόκτηση της μονάδας PnH.

Πίνακας 5.1: Κόστος απόκτησης μονάδας PnH (€)

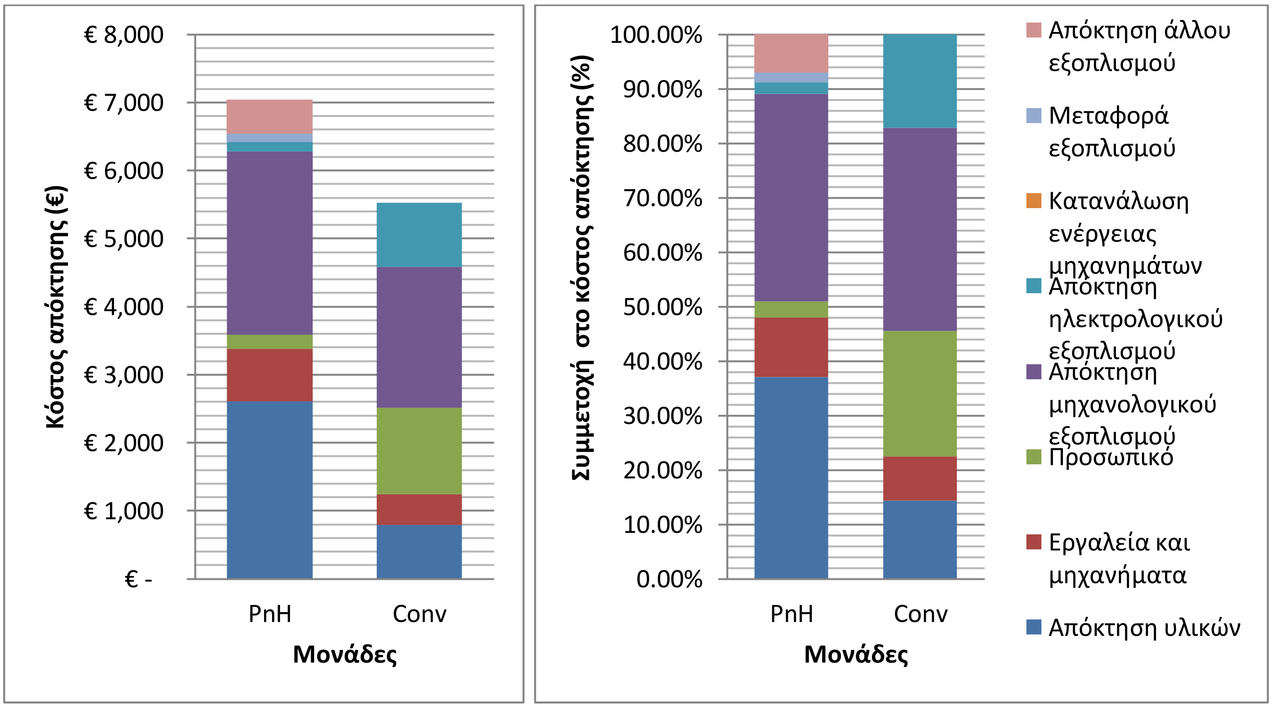
Κατηγορία κόστους	Περιγραφή	Μονάδες ποσότητας(μ.π)	Κόστος ανά μ.π. (€/μ.π)	Κόστος κατηγορίας (€)	Ποσοστό επί του ολικού κόστους απόκτησης
Απόκτηση Υλικών	Προφίλ Αλουμινίου Μόνωση Βάση	65.6 m 5.12 m^2 5.12 m^2	36^{α} €/m 9.35 €/m^2 38.5 €/m^2	2,607	37.82%
Απόκτηση μηχανολογικου εξοπλισμού	Pv πάνελ Σύστημα μηχανικού αερισμού (ΣΜΑ)	8 4	186.12 299	2,685	38.14%
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	BOS	1	149	149	2.11%
Απόκτηση άλλου εξοπλισμού	Παράθυρο	4	124	496	7.05%
Εργαλεία/μηχανήματα (Ε&Μ)	Γερανός Τρυπάνι	6 ώρες 1	115 €/ώρα 86.7 €	777	11.04%
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	Τρυπάνι 700 W	12 ώρες	0.288 €/KWh	0.20	0.00%
Προσωπικού	Χειριστής μηχανών Οικοδόμος Μεταλλουργός Βοηθός μεταλλουργου	1 1 1 1	45 45 65 51	206	2.93%
Μεταφορά εξοπλισμού	Pv πάνελ ΣΜΑ	1 1	95 25	120	1.71%
Σύνολο (€)	-	-	-	7,040	100%

α: (cnccat.com)

Για το κόστος απόκτησης συμβατικού φωτοβολταϊκού συστήματος λαμβάνεται τιμή 2,106 €/KWp (GOV.UK, n.d.), ανάλογες τιμές αναφέρονται από ((Fu, Feldman and Margolis, 2018), (Pillai et al., 2014)). Θεωρείται πως χρησιμοποιείται μπαταρία χωρητικότητας 4 KWh. Σύμφωνα με (Sharma, Haque and Aziz, 2019) το κόστος απόκτησης μπαταρίας τέτοιας χωρητικότητας είναι 1,400 € ανάλογες τιμές αναφέρονται από ((Balcombe, Rigby and Azapagic, 2015), (Brinsmead et al., 2015)). Στον πίνακα 5.2 παρουσιάζεται η συμμετοχή των υποκατηγοριών του κόστους απόκτησης, ενώ στην εικόνα 5.1 παρουσιάζονται συγκριτικά το κόστος απόκτησης μονάδας PnH και της συμβατικής μονάδας καθώς και η συμμετοχή των υποκατηγοριών στο κόστος απόκτησης.

Πίνακας 5.2: Κόστος απόκτησης συμβατικής μονάδας (€)

Κατηγορία κόστους	Ποσό (€)	Ποσοστό
Απόκτηση υλικών	790	14.30%
Εργαλεία και μηχανήματα	453	8.20%
Προσωπικού	1,271	23.00%
Απόκτηση μηχανολογικού εξοπλισμού	2,068	37.40%
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	945	17.10%
Σύνολο (€)	5,528	100%



Εικόνα 5.1: Κόστος (€) και συμμετοχή (%) κατηγοριών κόστους απόκτησης μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

- **Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Λ&Σ)**

Στον πίνακα 5.3 παρουσιάζονται οι δραστηριότητες συντήρησης που λαμβάνουν χώρα κατά την διάρκεια ζωής της μονάδας PnH και τα διάφορα κόστη που προκύπτουν από αυτές.

Πίνακας 5.3: Ετήσια ισοδύναμη αξία κόστους Λ&Σ μονάδας PnH (€/yr)

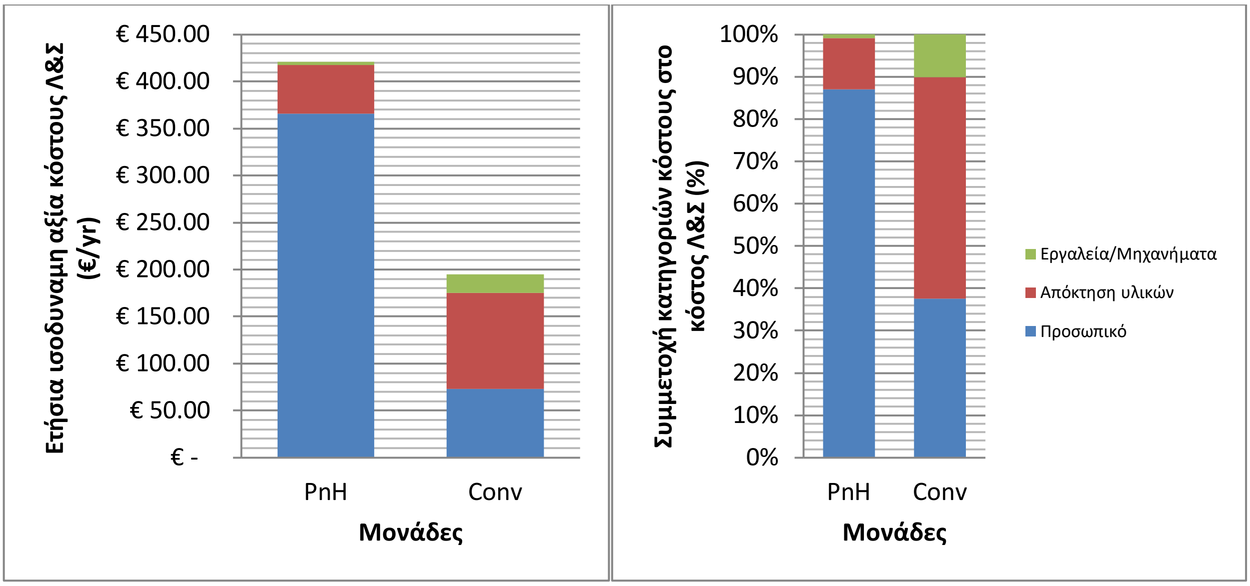
Κατηγορία κόστους	Δραστηριότητες και συχνότητες τους			Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr)	Ποσοστό επί του ολικού κόστους Λ&Σ
	Ανανέωση πάνελ ασβεστίου (1 φορά το 6^{o} έτος)	Αντικάτασταση πάνελ ασβεστίου με νέα μόνωση (1 φορά το 10^{o} έτος)	Επίβλεψη (6 φορές ανά έτος)		
Απόκτηση υλικών	10.24 m^2 πάνελ ασβεστίου. 41.6 €/m^2. 6 φίλτρα 5.25 €/φίλτρο	9.48 m^2 μόνωσης. 9.35 €/m^2. 19.36 m^2 βάσης. 38.5 €/m^2	-	51.4	12.22%
Ε&Μ	-	Τρυπάνι 87.6 €	-	3.4	0.81%
Προσωπικού	-	-	61 €	366	86.96%
Σύνολο (€)	-	-	-	421	100%

Για το κόστος λειτουργίας και συντήρησης της συμβατικής μονάδας αξιοποιούνται οι παρατηρήσεις των (Muñoz-Cerón et al., 2018) όπου παρατηρούν κόστος 36.2 €/KWp/yr χωρίς να λαμβάνεται υπόψην η παρουσία κάποιου τεχνικού για την συντήρηση. Ανάλογες τιμές αναφέρονται από (NREL, 2018). Το κόστος γενικής συντήρησης της μπαταρίας λαμβάνεται από (Brinsmead et al., 2015) 264 € κάθε πέντε έτη. Άλλες εργασίες συντήρησης που λαμβάνονται υπόψη είναι η αντικατάσταση της μπαταρίας κάθε 9 χρόνια (1,400 €) ενώ η αντικατάσταση του inverter και άλλων εξαρτημάτων περιλαμβάνεται μέσα στα έξοδα γενικής συντήρησης του συστήματος. Η κατανομή του κόστους Λ&Σ της συμβατικής μονάδας φάινεται στον πίνακα 5.4, ενώ στην εικόνα 5.2 παρουσιάζονται συγκριτικά το κόστος Λ&Σ μονάδας PnH και συμβατικής μονάδας καθώς και η συμμετοχή των υποκατηγοριών αυτών.

Πίνακας 5.4: Ετήσια ισοδύναμη αξία κόστους Λ&Σ συμβατικής μονάδας (€/yr)

Είδος κόστους	Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr)$^{\alpha,\beta}$	Ποσοστό
Προσωπικού	73	37.51%
Απόκτηση υλικών	102	52.44%
Ε&Μ	19.6	10.05%
Σύνολο (€)	195	100%

α: Για τον υπολογισμό του κόστους Λ&Σ συμβατικής μονάδας θεωρείται ότι το κόστος αντικατάστασης μπαταρίας αποτελείται κατά 65% από κόστος απόκτησης υλικών και από 35% από κόστος προσωπικού, ενώ το κόστος συντήρησης των πάνελ και της μπαταρίας αποτελείται κατά 40% από κόστος προσωπικού, 40% από κόστος υλικών και κατά 20% από κόστος Ε&Μ.
β: Η αντικατάσταση της μπαταρίας λαμβάνεται υπόψη στο 9^{o} και το 18^{o} έτος λειτουργίας και δεν γίνεται στο 27^{o} έτος λειτουργίας καθώς όπως προτείνεται από (Sartori et al., 2014) θεωρείται ότι γίνεται επέκταση της διάρκειας ζωής της μπαταρίας προκειμένου να μην αντικατασταθεί λίγα χρόνια πριν το τέλος της επένδυσης. Επίσης θεωρείται ότι η συντήρηση της μπαταρίας δεν γίνεται στο 10^{o} και στο 20^{o} έτος λειτουργίας όπου η μπαταρία έχει μόλις αντικατασταθεί, ούτε στο 30^{o} έτος.(Ισχύουν και για την μεγάλη δυναμικότητα).



Εικόνα 5.2: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) και συμμετοχή (%) κατηγορίων κόστους Λ&Σ PnH vs συμβατικής μονάδας

- **Εξωτερικό κόστος**

Το εξωτερικό κόστος των δύο μονάδων έγκειται στο περιβαλλοντικό κόστος που προκύπτει από αυτές, δηλαδή το κόστος που προκύπτει από την εκπομπή ρύπων. Προκειμένου να υπολογιστεί το εξωτερικό κόστος των μονάδων υπολογίζεται αρχικά η ετήσια παραγώμενη ενέργεια από την εξίσωση,

$$E = \frac{Q*P*\eta}{I} \quad (5.1)$$

Όπου,
Q: Η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στα πάνελ (KWh/m^2),
P: Η εγκατεστημένη ισχύς (KW),
η: Βαθμός απόδοσης των πάνελ, τυπική τιμή 0.8,
I: Συνθήκες αναφοράς I=1 KW/m^2 στους 25^{o}C και μάζα αέρα m=1.5.

Η εγκατεστημένη ισχύς είναι 1.96 KWp. Η μηνιαία προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στο Αάχεν σε επιφάνειες γωνίας κλίσης 90^o – για τη μονάδα PnH, και 35^o – για τη συμβατική μονάδα, και νότιου προσανατολισμού παρουσιάζεται στον πίνακα 5.5 (Nasa.gov, 2018).

Πίνακας 5.5: Προσπίπτουσα ακτινοβολία (KWh/m^2) στο Αάχεν σε επιφάνειες νότιου προσανατολισμού

	Ακτινοβολία σε επιφάνεια γωνίας κλίσης 90^o νότιου προσανατολισμού (KWh/m^2)	Ακτινοβολία σε επιφάνεια γωνίας κλίσης 35^o νότιου προσανατολισμού (KWh/m^2)
Ιαν.	42.3	41.1
Φεβ.	57.9	63.3
Μαρ.	67.2	88.8
Απρ.	77.4	120
Μαϊ.	81.9	141
Ιουν.	78.9	141
Ιουλ.	80.7	143
Αυγ.	82.2	133
Σεπτ.	73.5	101
Οκτ.	59.1	68.7
Νοε.	42.3	43.2
Δεκ.	35.1	33.6
Σύνολο	778	1,118

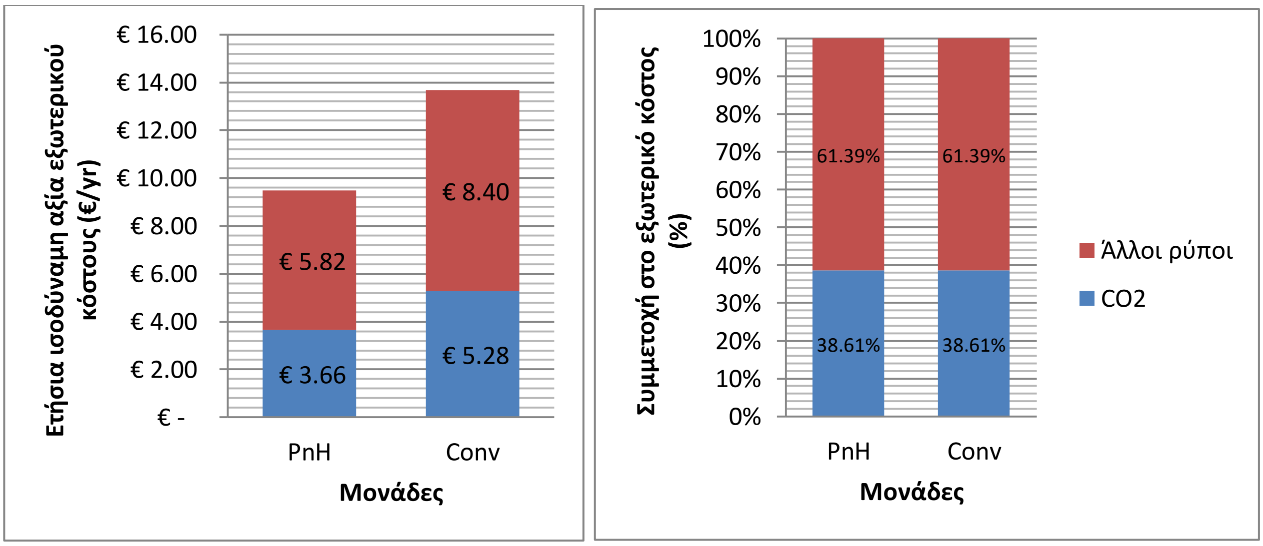
Επομένως η παραγώμενη ηλεκτρική ενέργεια από την μονάδα PnH προκύπτει (εξίσωση 5.1) 1,221 KWh/yr και από την συμβατική μονάδα 1,754 KWh/yr.

Η ετήσια ισοδύναμη αξία του εξωτερικού κόστους υπολογίζεται από την εξίσωση (D.1) (κεφάλαιο 2) βάση των συντελεστών από το πρότζεκτ CASES (feem-project.net, 2010) που παρουσιάζονται στον πίνακα 5.6. Σημειώνεται ότι η τιμή του CO_2 (€/tn) στον πίνακα 5.6 δεν έχει ληφθεί από (feem-project.net, 2010) αλλά προέκυψε μετά τη βιβλιογραφική διερεύνηση της ενότητας 2.6. Στην εικόνα 5.3 παρουσιάζονται συγκριτικά το κόστος Λ&Σ μονάδας PnH και συμβατικής μονάδας.

Πίνακας 5.6: Ετήσια ισοδύναμη αξία εξωτερικου κόστους (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

Ρύποι	€/tn	Εκπομπές (tn/KWh) από εγκατάστάσεις φωτοβολταϊκών	PnH (€/yr)	Συμβατική μονάδα (€/yr)
CO2	40	6.63E-05	3.65	5.28
NH3	17,720	3.09E-09	5.81	8.39
NMVOC	1,477	2.25E-08		
NOx	9,846	1.46E-07		
PPMCO	1,849	1.16E-07		
PPM2.5	34,503	2.75E-10		
SOx	9,412	2.43E-07		
Cd	116,722	3.34E-12		
As	738,332	1.40E-11		
Ni	3,207	5.06E-11		
Pb	387,955	2.54E-10		
Hg	11,152,800	5.02E-12		
Cr	18,473	6.21E-10		
Cr-VI	92,367	1.55E-11		
Formaldehyde	278	1.12E-10		
Dioxin	51,581,700,000	5.56E-17		

Aerosol	0.0003	2.38E-10		
Carbon-14	0.002	9.26E-07		
Tritium	7.12E-07	5.46E-06		
Iodine-131	0.003	3.93E-08		
Iodine-133	5.24E-07	7.38E-13		
Krypton-85	3.84E-08	3.10E-07		
Noble gases	7.72E-08	0.009		
Thorium-230	0.005	4.83E-10		
Uranium-234	0.001	1.51E-09		
Uranium-235	0.001	7.34E-11		
Uranium-238	0.001	0		
Celsium-137	0.001	0		
Iodine-129	0.011	9.42E-10		
Iodine-135	0	0		
Randon-222	2.02E-08	0.017		
Polonium-210	0.001	0		
Radium-226	0.001	0		
Carbon-14	1.30E-05	0		
Tritium	1.521E-07	0		
Iodine-131	0.011	4.95E-11		
Krypton-85	0	0		
Uranium-234	3.55E-05	2.88E-09		
Uranium-235	0.001	4.75E-09		
Uranium-238	0.001	0		
Celsium-137	1.75E-05	0		
Iodine-133	0	1.01E-12		
Thorium-230	0	3.27E-07		
Strontium-90	8.43E-07	0		
Rubidium-106	5.928E-07	0		
Σύνολο	-	-	9.47	13.67



Εικόνα 5.3: Ετήσια ισοδύναμη αξία εξωτερικού κόστους (€/yr) και συμμετοχή (%) κατηγορίων εξωτερικού κόστους μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

- **Κόστος τέλους ζωής**

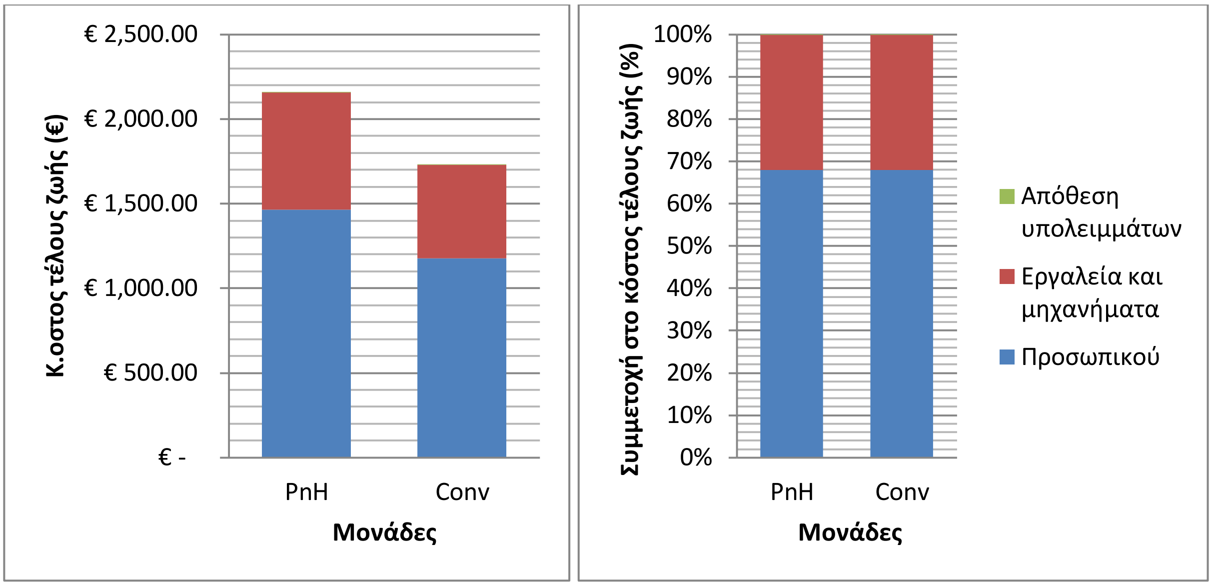
Στον πίνακα 5.7 παρουσιάζονται οι διαφορετικές κατηγορίες κόστους που προκύπτουν από τις εργασίες που συμβαίνουν κατά το τέλος ζωής του συστήματος PnH.

Πίνακας 5.7: Κόστος τέλους ζωής μονάδας PnH (€)

Κατηγορία κόστους	**Περιγραφή**	**Μονάδες ποσότητας(μ.π)**	**Κόστος ανά μ.π. (€/μ.π)**	**Κόστος κατηγορίας (€)**	**Ποσοστό επί του κόστους τέλους ζωής**
Εργαλεία/μηχανήματα (Ε&Μ)	Γερανός	6 ώρες	115 €/ώρα	690	31.99%
Προσωπικού	Χειριστής μηχανών	1	45	1,466	67.99%
	Οικοδόμος	1	45		
	Μεταλλουργός	1	65		
	Βοηθός μεταλλουργου	1	51		
	Διαχειριστής υπολειμμάτων	12	56		
	Βοηθός διαχειριστή υπολειμμάτων	12	49		
Απόθεση υπολειμμάτων (σε παρένθεση το ποσοστό που ανακυκλώνεται)	Αλουμίνιο (95%)	190 kg	140 €/tn τέλος εισόδου ταφής[α], 0 € κόστος ανακύκλωσης	1.15	0.05%
	Μόνωση (80%)	81.9 kg			
	Γυαλί (100%)	860 kg			
	Βάση (60%)	46.3 kg			
Σύνολο	-	-	-	2,157	100%

α: *(eea.europa.eu)*

Το κόστος τέλους ζωής της συμβατικής μονάδας υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή βάση του κόστους απόκτησης και του κόστους τέλους ζωής της μονάδας PnH και προκύπτει 1,730 €. στην εικόνα 5.4 παρουσιάζονται συγκριτικά το κόστος Λ&Σ μονάδας PnH και συμβατικής μονάδας καθώς και η συμμετοχή των υποκατηγοριών αυτών.



Εικόνα 5.4: Κόστος (€) και συμμετοχή (%) κατηγορίων κόστους τέλους ζωής μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

- **Συμπεράσματα**

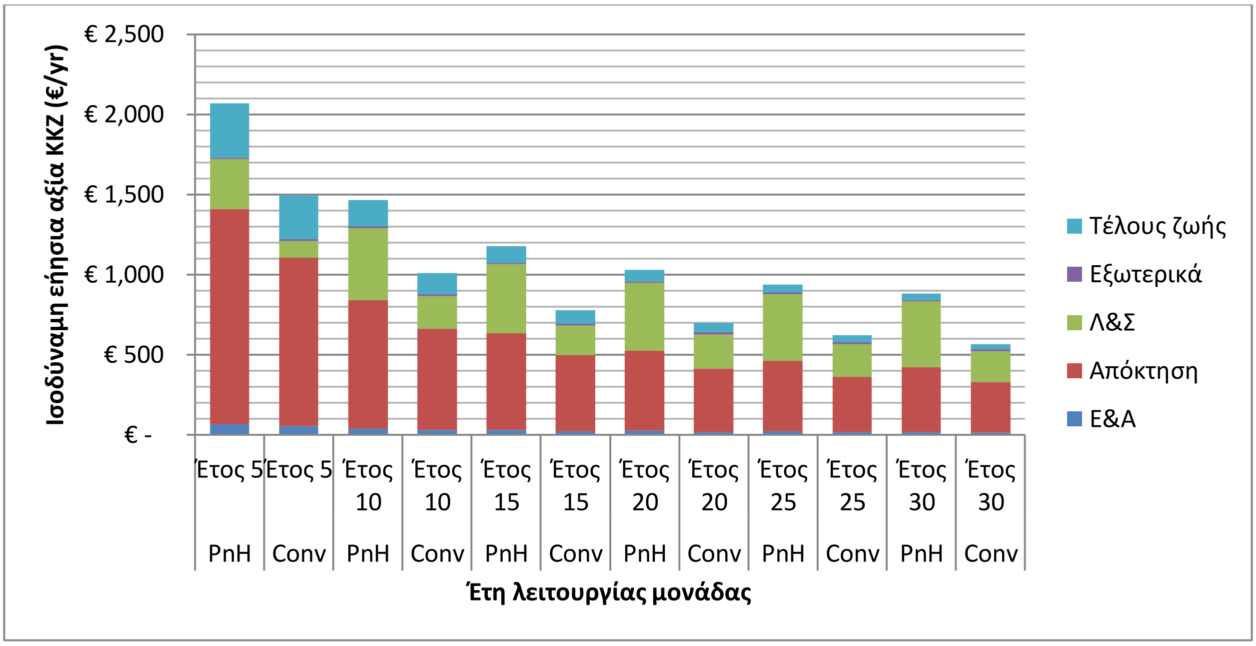
Παρατηρείται ότι η μονάδα PnH έχει υψηλότερο κόστος απόκτησης και κόστος Λ&Σ από την μονάδα συμβατικής παραγωγής, γεγονός που οφείλεται στον σχεδιασμό της – πιο ακριβά υλικά, εγκατάσταση μόνωσης κλπ. Παράλληλα το εξωτερικό κόστος φαίνεται να είναι μικρό και στις δύο μονάδες.

Στο κόστος απόκτησης της μονάδας PnH οι υποκατηγορίες με τη μεγαλύτερη συμμετοχή είναι το κόστος υλικών και εξοπλισμού τα οποία αποτελούν μαζί το 85% του κόστους απόκτησης. Το γεγονός αυτό είναι σε αρμονία με την φιλοσοφία της μονάδας PnH δηλαδή την εύκολη εγκατάσταση χωρίς υψηλό κόστος προσωπικού. Αντίθετα στην περίπτωση της συμβατικής μονάδας το κόστος προσωπικού έχει σημαντική συμμετοχή (23%) στο κόστος απόκτησης, ενώ το κόστος υλικών δείχνει μειωμένο σε σχέση με τη μονάδα PnH καθώς για την μονάδα PnH χρειάζεται να αποκτηθούν τα υλικά της μόνωσης. Το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH αποτελείται σχεδόν αποκλειστικά (87%) από το κόστος προσωπικού για την επίβλεψη της εγκατάστασης. Αντίθετα στο κόστος Λ&Σ της συμβατικής μονάδας σημαντική συμμετοχή (52.44%) παρουσιάζει το κόστος υλικών, το οποίο αναφέρεται σε υλικά και εξαρτήματα που αντικαθιστώνται (π.χ. μπαταρία). Το εξωτερικό κόστος των μονάδων φαίνεται χαμηλό, ενώ το μεγαλύτερο μέρος του προκύπτει από εκπομπή αέριων ρύπων και όχι αερίων του θερμοκηπίου. Τέλος το κόστος τέλους ζωής παρουσιάζει σημαντική τιμή και το μεγαλύτερο μέρος του προκύπτει από τις εργασίες για την διαχείριση των αποβλήτων.

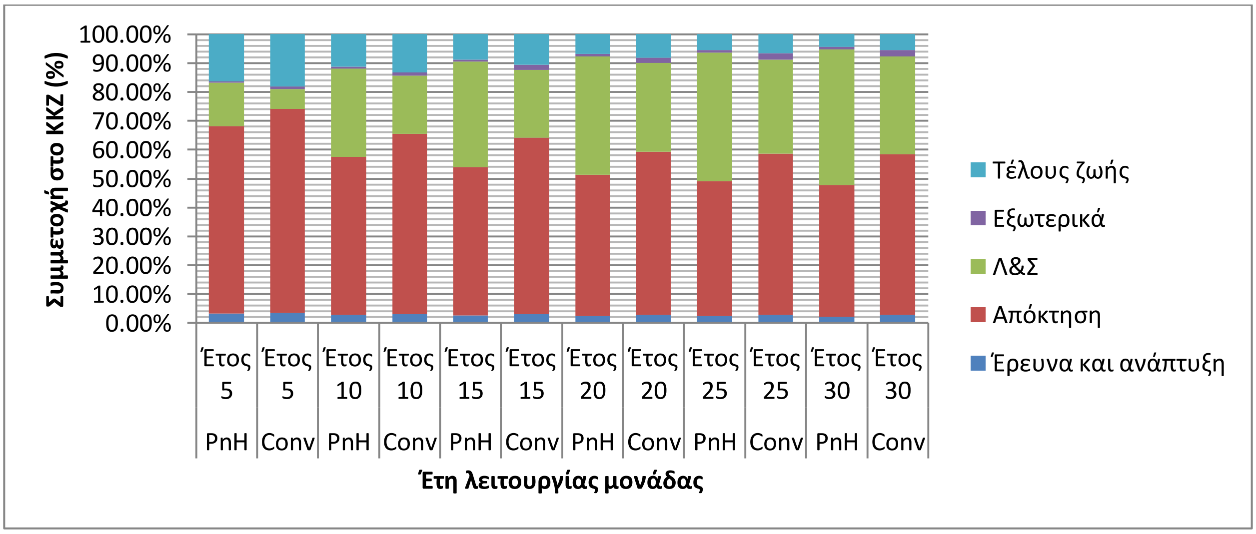
Επομένως το ενδιαφέρον για τη μείωση του κόστους απόκτησης της μονάδας PnH πρέπει να επικεντρωθεί στην μείωση του κόστους απόκτησης υλικών και εξοπλισμού, ενώ για τη μείωση του κόστους Λ&Σ της θα πρέπει να μειώθει το κόστος προσωπικού. Αντίθετα η μείωση του κόστους απόκτησης συμβατικής μονάδας μπορεί να επιτευχθεί μειώνοντας το κόστος προσωπικού, ενώ το κόστος Λ&Σ δύναται να μειωθεί με την μείωση του κόστους υλικών, δηλαδή την μείωση του κόστους αντικατάστασης μπαταρίας. Όσον αφορά το κόστος τέλους ζωής οι σημαντικότερες κατηγορίες κόστους είναι το προσωπικό και το κόστος εργαλείων &μηχανημάτων.

5.2.2 Σύγκριση ΚΚΖ μονάδων PnH και συμβατικής παραγωγής με βάση το χρόνο

Παρακάτω πραγματοποιείται ανάλυση κόστους κύκλου ζωής για τις δύο μονάδες σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες προκειμένου να προσδιοριστεί η μοναδα με το χαμηλότερο ΚΚΖ. Το κόστος έρευνας και ανάπτυξης θεωρείται 5% του κόστους απόκτησης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 5.5-5.6 και στους πίνακες 5.8-5.9.



Εικόνα 5.5: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30



Εικόνα 5.6: Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30

Πίνακας 5.8: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας (ΕΙΑ) ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30

ΕΙΑ ΚΚΖ (€/yr)	Έτος 5		Έτος 10		Έτος 15		Έτος 20		Έτος 25		Έτος 30	
	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv
Έ&Α	67.2	52.7	40.2	31.6	30.2	23.7	25.1	19.7	22.0	17.3	20.0	15.7
Απόκτηση	1343	1055	804	631	604	474	502	394	440	345	400	314
Λ&Σ	311	102	447	203	431	183	422	214	417	203	414	191
Εξωτερικό	8.0	11.6	8.8	12.7	9.0	13.1	9.2	13.3	9.3	13.4	9.2	13.2
Τέλους ζωής	338	271	166	133	103	82.4	70.2	56.3	50.6	40.6	37.8	30.3
ΚΚΖ	2067	1492	1466	1011	1177	777	1028	697	939	620	881	565

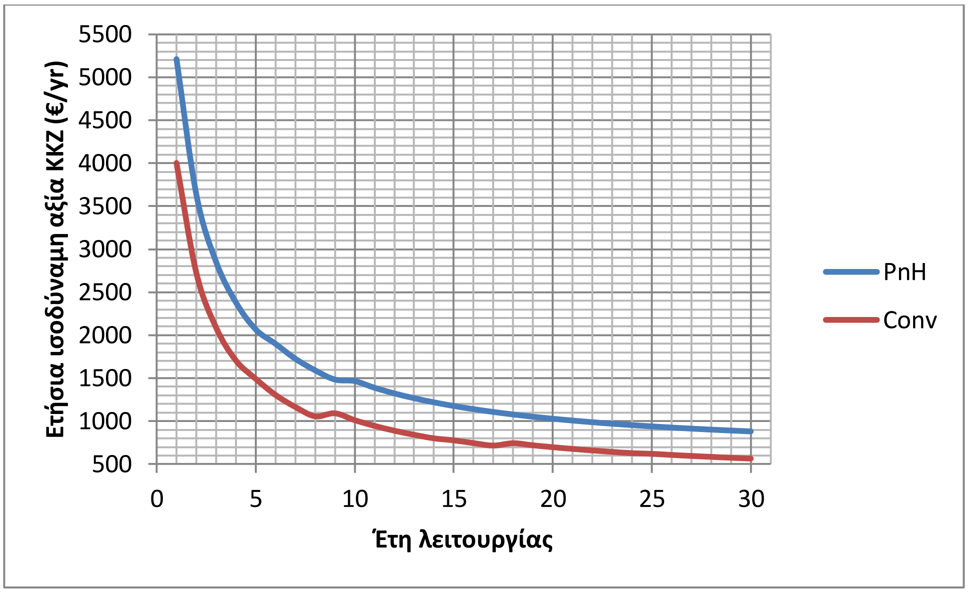
Πίνακας 5.9: Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής έτη 5-30

Συμμετοχή στο ΚΚΖ (%)	Έτος 5		Έτος 10		Έτος 15		Έτος 20		Έτος 25		Έτος 30	
	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv
Έ&Α	3.25	2.93	2.74	3.12	2.57	3.05	2.44	2.83	2.34	2.79	2.27	2.78
Απόκτηση	64.97	58.50	54.82	62.39	51.34	61.06	48.80	56.51	46.89	55.77	45.43	55.64
Λ&Σ	15.04	22.88	30.50	20.05	36.59	23.60	41.05	30.70	44.40	32.74	46.96	33.87
Εξωτερικό	0.39	0.64	0.60	1.25	0.77	1.68	0.89	1.90	0.99	2.16	1.04	2.34
Τέλους ζωής	16.36	15.05	11.35	13.19	8.73	10.61	6.82	8.1	5.39	6.55	4.29	5.37
ΚΚΖ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

- **Συμπεράσματα**

Παρατηρείται ότι και στις δύο μονάδες το ετήσιο ισοδύναμο κόστος κύκλου ζωής μειώνεται με την αύξηση του χρονικού ορίζοντα της επένδυσης, ενώ η μείωση είναι πιο αισθητή σε μικρούς χρονικούς ορίζοντες. Επίσης παρατηρείται ότι η κύρια συνιστώσα του ΚΚΖ είναι το κόστος απόκτησης και στις δύο μονάδες για κάθε εξεταζόμενο χρονικό ορίζοντα. Παρολαυτά σε μεγαλύτερους χρονικούς ορίζοντες το κόστος Λ&Σ παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του ΚΚΖ – ιδιαίτερα στη μονάδα PnH. Μικρή είναι η επίπτωση του κόστους έρευνας και ανάπτυξης και του εξωτερικού κόστους στο ΚΚΖ για κάθε χρονικό ορίζοντα. Επιπρόσθετα παρατηρείται ότι το κόστος τέλους ζωής αποτελεί σημαντικό μέρος του ΚΚΖ για μικρούς χρονικούς ορίζοντες όμως η σημασία του φθήνει όταν ο χρονικός ορίζοντας αυξηθεί.

Επίσης φαίνεται ότι το ΚΚΖ της μονάδας PnH παραμένει υψηλότερο από της συμβατικής μονάδας για όλους τους εξεταζόμενους κύκλους ζωής, ενώ μάλιστα η διαφορά μεταξύ των αυξάνεται. Συγκεκριμένα το ισοδύναμο ετήσιο κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH αυξάνεται από 311 €/yr και 15.04% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 5 έτη λειτουργίας σε 414 €/yr και 46.96% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 30 έτη λειτουργίας. Αντίθετα στην περίπτωση της συμβατικής παραγωγής το ισοδύναμο ετήσιο κόστος Λ&Σ μειώνεται από 412 €/yr και 22.88% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 5 έτη λειτουργίας σε 191 €/yr και 33.87% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 30 έτη λειτουργίας. Παρολαυτά, είναι εμφανής η πιο ταχεία μείωση του ΚΚΖ της μονάδας PnH (εικόνα 5.7), συγκεκριμένα η διαφορά των ΚΚΖ των δύο μονάδων μειώνεται από 575 € το έτος 5 σε 316 € το έτος 30, δηλαδή πτώση της τάξης του 45%, η μείωση της διαφοράς του ΚΚΖ είναι επομένο να συμβεί εφόσον το κόστος απόκτησης που λαμβάνει χώρα το έτος 0 είναι η σημαντικότερη συνιστώσα του ΚΚΖ. Επιπλεόν αξίζει να αναφερθεί ότι το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH αποτελείται σχεδόν αποκλειστικά από κόστος προσωπικού, καθώς η σχεδίαση της εγκατάστασης είναι τέτοια ώστε να μην χρειάζονται αντικαταστάσεις Ε&Μ. Το κόστος προσωπικού είναι μία κατηγορία κόστους η οποία επηρεάζεται σημαντικά από το φαινόμενο της οικονομίας κλίμακας, επομένως αναμένεται ότι σε μεγαλύτερη δυναμικότητα το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH θα εμφανίζει σημαντικά χαμηλότερη συμμετοχή στο ΚΚΖ το οποίο θα είναι σημαντικά χαμηλότερο.



Εικόνα 5.7: Ετήσια ισοδύναμη αξία ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

5.2.3 Διερεύνηση σε μεγαλύτερη δυναμικότητα (50 KWp)

Στη συνέχεια συγκρίνονται οι δύο μονάδες – PnH και συμβατικής παραγωγής, σε μεγαλύτερη δυναμικότητα προκειμένου να εκτιμηθεί η συμπεριφορά του συστήματος σε μεγάλη δυναμικότητα. Η δυναμικότητα που επιλέγεται να συγκριθούν οι δύο μονάδες είναι τα 50 KWp, τα κριτήρια επιλογής δυναμικότητας είναι τα εξής:

Αρχικά η δυναμικότητα πρέπει να είναι τέτοια ώστε το ΚΚΖ της μονάδας PnH να γίνεται χαμηλότερο από αυτό της συμβατικής μονάδας μετά από κάποιο έτος λειτουργίας. Επιπλέον η δυναμικότητα πρέπει να είναι αρκετά υψηλή ώστε η μονάδα PnH να είναι αποδοτική. Τα παραπάνω ισχύουν για την επιλογή δυναμικότητας και των σεναριών 2 και 3. Στο παράρτημα Β παρουσιάζεται η διερεύνηση που γίνεται προκειμένου να επιλεγούν οι δυναμικότητες που παρουσιάζονται και κάποια παραπάνω σχόλια.

Για την εκτίμηση του κόστους της μονάδας PnH χρησιμοποιείται το μοντέλο κλίμακας που παρουσιάζεται στο κεφάλαιο 1 και εξετάζονται δύο υποθέσεις εργασίας, η βασική υπόθεση (basic case-bc) και η απαισιόδοξη (worst case-wc). Στη βασική υπόθεση λαμβάνονται διαφορετικοί συντελεστές κλίμακας για κάθε είδος κόστους, ενώ στην απαισιόδοξη χρησιμοποιείται κοινός συντελεστής κλίμακας (R=0.85) για όλα σχεδόν τα είδη κόστους, εκτός από αυτά που αναγράφεται διαφορετικά. Επομένως η βασική υπόθεση βρίσκεται πιο κοντά στην πραγματικότητα, ενώ η απαισιόδοξη εξετάζεται για πληρότητα. Αντίθετα για την εκτίμηση του κόστους της μονάδας συμβατικής παραγωγής χρησιμοποιούνται ως επί το πλείστον δεδομένα από τη βιβλιογραφία και σε λίγες περιπτώσεις – οι οποίες αναφέρονται – το μοντέλο κλίμακας.

- **Κόστος απόκτησης**

Για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης της μονάδας PnH σε δυναμικότητα 50 KWp χρησιμοποιείται η μέθοδος κλίμακας. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.10.

Πίνακας 5.10: Κόστος απόκτησης (€) PnH 50 KWp

Είδος κόστους	Scale factor R	1.96 KWp (€)	50 KWp bc (€)	50 KWp wc (€)
Απόκτηση υλικών	0.6	2,607	21,401	40,905
Εργαλεία και μηχανήματα	0.6	778	5,429	12,203
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	0.6	0.20	1.41	3.16
Προσωπικό	0.6	206	1,438	3,232
Απόκτηση μηχανολογικού εξοπλισμού	0.85	2,685	42,135	42,135
Μεταφορά εξοπλισμού	0.68	120	1,087	1,886
Απόκτηση άλλου εξοπλισμού	0.85	496	7,783	7,783
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	0.85	149	2,336	2,336
Σύνολο (€)	-	7,041	81,614	110,486

Για το κόστος απόκτησης φωτοβολταϊκού συστήματος σε δυναμικότητα 50 KWp λαμβάνεται τιμή 1,206 €/KWp (GOV.UK, n.d.), ανάλογες τιμές αναφέρονται από ((Fu, Feldman and Margolis, 2018), (Pillai et al., 2014)). Θεωρείται ότι χρησιμοποιείται μπαταρία χωρητικότητας 50 KWh, σύμφωνα με (Brinsmead et al., 2015) το κόστος απόκτησης μπαταρίας 50 KWh είναι 16,116 € ανάλογες τιμές αναφέρονται από ((Balcombe, Rigby and Azapagic, 2015), (Sharma, Haque and Aziz, 2019)). Επόμένως το συνολικό κόστος απόκτησης είναι 76,484 €.

- **Κόστος Λ&Σ**

Για την εκτίμηση του κοστους προσωπικού για την Λ&Σ των μονάδων χρησιμοποιούνται οι συντελέστες που αναφέρονται στον πίνακα 5.10. Για την μονάδα συμβατικής παραγωγής το κόστος Λ&Σ συμπεριλαμβάνει το κόστος γενικής συντήρησης (36.2 €/KWp/yr (Muñoz-Cerón et al., 2018), το κόστος συντήρησης της μπαταρίας (264 € ανά 5 έτη (Brinsmead et al., 2015) και την αντικατάσταση της κάθε 9 έτη. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.11.

Πίνακας 5.11: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) Λ&Σ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 50 KWp

Κατηγορία κόστους	PnH 1.96 KWp (€/yr)	PnH 50 KWp bc (€/yr)	PnH 50 KWp wc (€/yr)	Conv 1.96 KWp (€/yr)	Conv 50 KWp (€/yr)
Προσωπικό	366	1,233 (R=0.375)	1,233 (R=0.375)	73	1,122
Υλικά	51.4	465	686 (R=0.8)	102	1,455
Εργαλεία/Μηχανήματα	3.4	11.5	45.5 (R=0.8)	19.6	365
Σύνολο (€/yr)	420.8	1,710	1,965	195	2,942

- **Εξωτερικό κόστος**

Για την εκτίμηση του εξωτερικού κόστους χρησιμοποιείται η εξίσωση (D.1) – κεφάλαιο 2 – και οι τιμές του πίνακα 5.6. Η ετήσια παραγωγή ενέργειας προκύπτει από την εξίσωση (5.1) και τις τιμές του πίνακα 5.5 για εγκατεστημένη ισχύ 50 KWp. Επομένως υπολογίζεται ότι μονάδα PnH παράγει 31,583 KWh/yr, και η συμβατική μονάδα 44,748 KWh/yr. Η ισοδύναμη ετήσια αξία του εξωτερικού κόστους των μονάδων υπολογίζεται από την εξίσωση παρουσιάζεται στον πίνακα 5.12.

Πίνακας 5.12: Ετήσια ισοδύναμη αξία εξωτερικού κόστους (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 50 KWp

Κατηγορία Ρύπου	PnH 1.96 KWp (€/yr)	PnH 50 KWp bc (€/yr)	PnH 50 KWp wc (€/yr)	Conv 1.96 KWp (€/yr)	Conv 50 KWp (€/yr)
CO_2	3.65	83.7	83.7	5.2	118
Άλλοι ρύποι	5.81	133	133	8.4	189
Σύνολο (€/yr)	9.46	217	217	13.6	307

- **Κόστος τέλους ζωής**

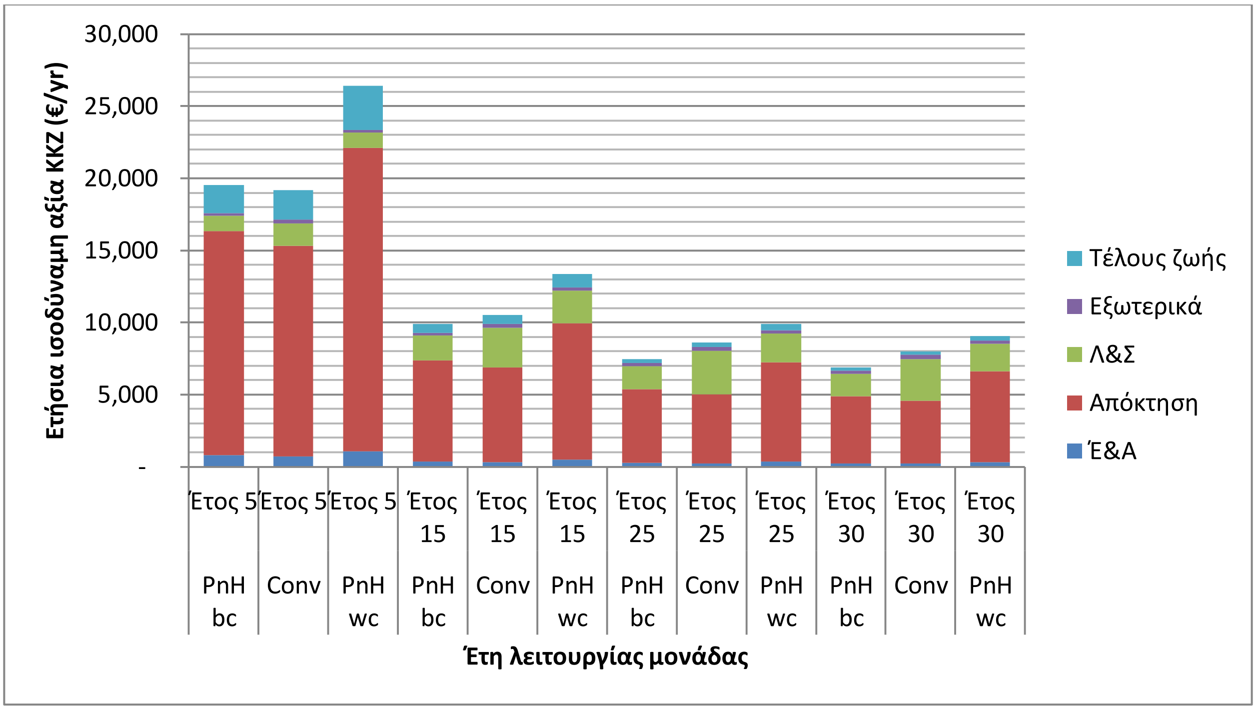
Για την εκτίμηση του κοστους τέλους ζωής της μονάδας PnH χρησιμοποιείται η μέθοδος κλίμακας, ενώ για την συμβατική μονάδα εκτιμάται σε 17 % του κόστους απόκτησης δηλαδή 13,002 €. Η τιμή 17% λαμβάνεται με σεβασμό στα αντίστοιχα αποτελέσματα της μονάδας PnH. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.13

Πίνακας 5.13: Κόστος τέλους ζωής (€) μονάδας PnH 50 KWp

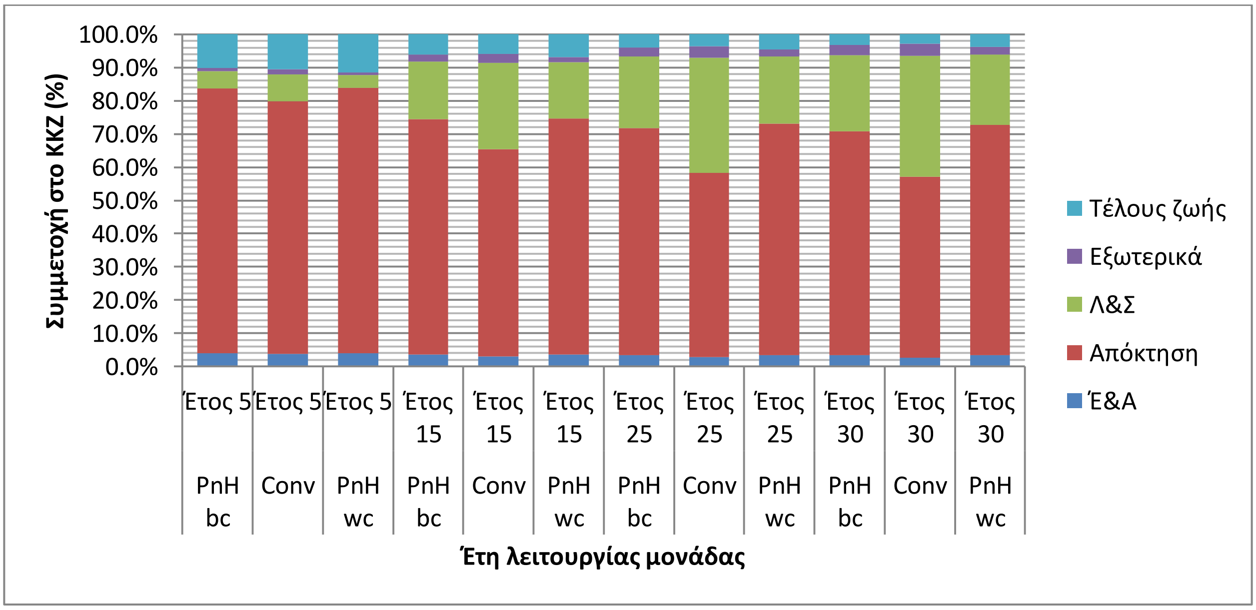
Κατηγορία κόστους	1.96 KWp (€)	50 KWp bc (€)	50 KWp wc (€)
Προσωπικό	1,466	10,236	10,236 (R=0.6)
Εργαλεία και μηχανήματα	690	2,324	9,209 (R=0.8)
Απόθεση υπολειμμάτων	1.15	10.48	18.2
Σύνολο (€)	2,157	12,572	19,464

- **Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH και συμβατικής παραγωγής σε δυναμικότητα 50 KWp**

Παρακάτω πραγματοποιείται ανάλυση κόστους κύκλου ζωής για τις δύο υποθέσεις εργασίας μονάδων PnH και την συμβατική μονάδα. Εξετάζονται χρονικοί ορίζοντες 2-30 έτη προκειμένου να προσδιοριστεί η μονάδα με το χαμηλότερο κόστος κύκλου ζωής.. Το κόστος έρευνας και ανάπτυξης θεωρείται 5% του κόστους απόκτησης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 5.8-5.9 και στου πίνακες 5.14-5.15.



Εικόνα 5.8: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 50 KWp, έτη 5-30



Εικόνα 5.9: Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 50 KWp, έτη 5-30

Πίνακας 5.14: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας (ΕΙΑ) ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 50 KWp, έτη 5-30

ΕΙΑ ΚΚΖ (£/yr)	Έτος 5			Έτος 15			Έτος 25			Έτος 30		
	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc
Έ&Α	778	730	1,054	350	328	474	255	239	346	232	217	314
Απόκτηση	15,569	14,590	21,077	7,004	6,564	9,482	5,106	4,785	6,913	4,640	4,349	6,282
Λ&Σ	1,047	1,570	1,047	1,727	2,720	2,263	1,606	2,995	1,998	1,577	2,892	1,932
Εξωτερικό	184	261	182	207	293	204	212	300	209	213	297	206
Τέλους ζωής	1,971	2,039	3,052	599	620	928	295	305	457	220	228	341
ΚΚΖ	19,550	19,189	26,411	9,887	10,525	13,351	7,475	8,625	9,922	6,883	7,983	9,076

Πίνακας 5.15: Σύγκριση συμμετοχής κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 50KWp, έτη 5-30

Συμμετοχή στο ΚΚΖ (%)	Έτος 5			Έτος 15			Έτος 25			Έτος 30		
	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc
Έ&Α	4.0	3.8	4.0	3.5	3.1	3.6	3.4	2.8	3.5	3.4	2.7	3.5
Απόκτηση	79.6	76.0	79.8	70.8	62.4	71.0	68.3	55.5	69.7	67.4	54.5	69.2
Λ&Σ	5.4	8.2	4.0	17.5	25.8	17.0	21.5	34.7	20.1	22.9	36.2	21.3
Εξωτερικό	0.9	1.4	0.7	2.1	2.8	1.5	2.8	3.5	2.1	3.1	3.7	2.3
Τέλους ζωής	10.1	10.6	11.6	6.1	5.9	6.9	3.9	3.5	4.6	3.2	2.9	3.8
ΚΚΖ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

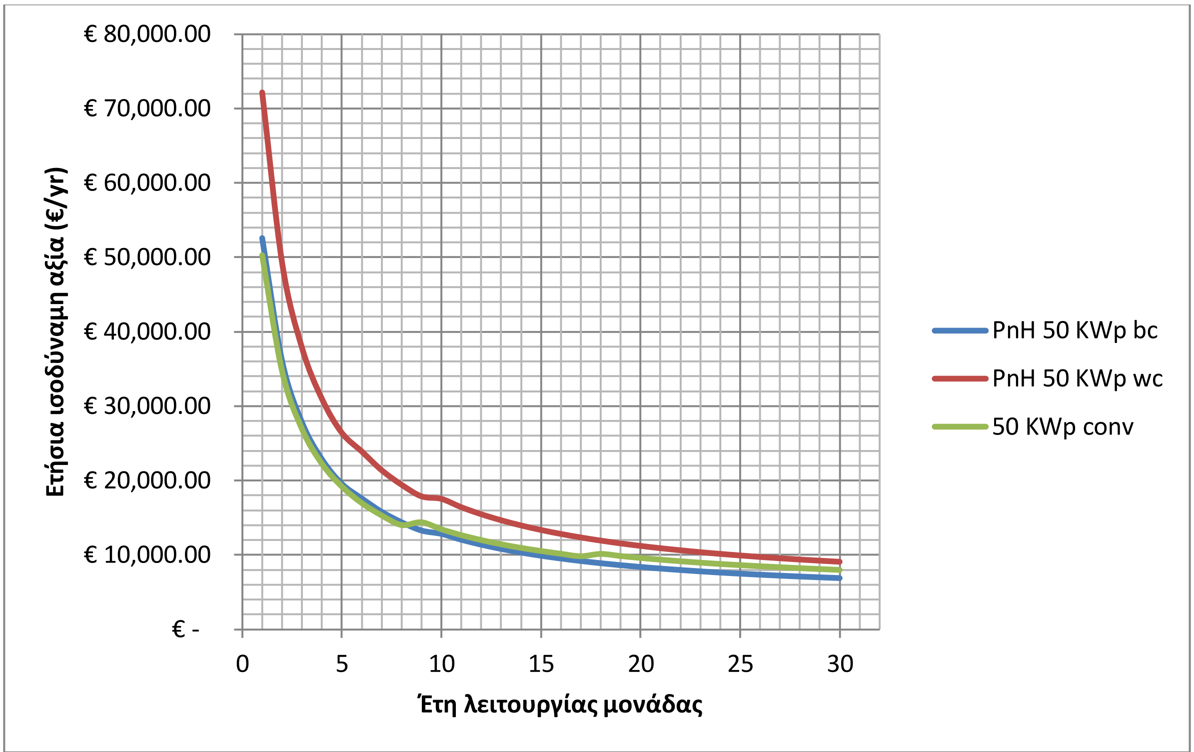
- **Συμπεράσματα**

Παρατηρείται ότι το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται μικρότερο από αυτό της συμβατικής στη βασική υπόθεση εργασίας (bc), ενώ στην απαισιόδοξη υπόθεση εργασίας (wc) η διαφορά των ΚΚΖ των δύο μονάδων μειώνεται αισθητά. Επομένως, εφόσον η απαισιόδοξη υπόθεση εργασίας έχει αυξημένο κόστος, είναι ασφαλής η εξαγωγή του συμπεράσματος ότι η μονάδα PnH έχει χαμηλότερο ΚΚΖ από την μονάδα συμβατικής παραγωγής μετά από κάποιο χρονικό ορίζοντα. Επίσης φαίνεται ότι η μονάδα PnH γίνεται χαμηλότερου κόστους για σχετικά βραχύ χρονικό ορίζοντα (< 15 ετών).

Το γεγονός αυτό εξηγείται από τη μικρότερη αύξηση του κόστους Λ&Σ της μονάδας PnH. Το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH αποτελείται σχεδόν αποκλειστικά από κόστος προσωπικού το οποίο αυξάνει με πολύ βραδύ ρυθμό σε σχέση με τα υπόλοιπα κόστη. Αντίθετα το κόστος Λ&Σ της συμβατικής μονάδας – αν και υπόκειται στο φαινόμενο της οικονομίας κλίμακας, αυξάνεται με πιο ταχύ ρυθμό. Συγκεκριμένα η συμμέτοχη του κόστους Λ&Σ στο ΚΚΖ στην μονάδα PnH για 30 έτη λειτουργίας σε δυναμικότητα 50 KWp είναι 22.91% (1577 €/yr) ενώ η αντίστοιχη τιμή σε δυναμικότητα 1.96 KWp είναι 46.96% (414 €/yr). Αντίθετα στη μονάδα συμβατικής παραγωγής η συμμετοχή του κόστους Λ&Σ στο ΚΚΖ για 30 έτη λειτουργίας σε δυναμικότητα 50 KWp είναι

36.2% (2,892 €/yr) ενώ η αντίστοιχη τιμή σε δυναμικότητα 1.96 KWp είναι 33.87% (191 €/yr). Επίσης η μείωση του κόστους Λ&Σ δείχνει ότι οι μονάδες PnH μπορούν σε αρκετά μεγάλη δυναμικότητα να είναι αποδοτικές καθώς τα οφέλη αυξάνουν γραμμικά – ή σχεδόν γραμμικά, με την δυναμικότητα. Παρατηρείται επίσης σχετικά αυξημένη συμμετοχή του εξωτερικού κόστους σε σχέση με τη χαμηλή κλίμακα, ενώ η συμμετοχή του φαίνεται να αυξάνει με την αύξηση του χρονικού ορίζοντα λειτουργίας.

Όπως αναφέρεται παραπάνω μετά από κάποιο έτος λειτουργίας το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται χαμηλότερο από αυτό της μονάδας συμβατικής παραγωγής λόγω του χαμηλότερου κόστους συντήρησης. Είναι δόκιμο επομένως να προσδιοριστεί το έτος αυτό (εικόνα 5.10).



Εικόνα 5.10: Ετήσια ισοδύναμη αξία ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 50 KWp

Το έτος έπειτα από το οποίο το ΚΚΖ της μονάδας PnH στη βασική υπόθεση εργασίας γίνεται χαμηλότερο από το ΚΚΖ της μονάδας συμβατικής παραγωγής είναι το 9^{ο} έτος, ενώ από εκεί και επέιτα η διαφορά συνεχίζει να αυξάνεται.

5.3 Σενάριο 2: Κάρντιφ (2 KWp)

5.3.1 Προσδιορίσμός κύριων κατηγοριών κόστους

- **Κόστος απόκτησης**

Στην μονάδα PnH χρησιμοποιούνται 8 πάνελ δυναμικότητας 250 Wp και διαστάσεων 1640mm x 992mm x 40 mm. Επομένως το σύστημα συνολικά απαιτεί έκταση 13 m^2. Επίσης εγκαθιστάται μεταξύ άλλων inverter δυναμικότητας 2 KW. Στον πίνακα 5.16 παρουσιάζονται οι διαφορετικές κατηγορίες κόστους που προκύπτουν κατά τη φάση της απόκτησης του συστήματος PnH.

Πίνακας 5.16: Κόστος απόκτησης (£) μονάδας PnH

Κατηγορία κόστους	Περιγραφή	Μονάδες ποσότητας (μ.π)	Κόστος ανά μ.π. (£/μ.π)	Κόστος κατηγορίας (£)	Ποσοστό επί του ολικού κόστους απόκτησης
Απόκτηση Υλικών[α]	Βάση Αλουμινίου	42.4 m	13.41 £/2.5m	1,029	24.42%
	Μόνωση	58.5 kg	24.66 £/25 kg		
	Μόνωση (κόλλα)	58.5 kg	37.05 £/25 kg		
	Σύστημα υποστήριξης	42.4 m	14.11 £/m		
	Δομικό πλέγμα	13 m^2	1.39 £/m^2		
Απόκτηση μηχανολογικου εξοπλισμού[α]	Pv πάνελ	8	165	1,320	31.90%
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού[α,β]	BOS	-	332	674	16.30%
	Inverter	1	342		
E&M[α,γ]	Σκαλωσιές	7 ημέρες	70 £/ημέρα	722	17.45%
	Τρυπάνι	3	77.3 £		
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων[δ]	Τρυπάνι 330 W	135 ώρες	0.14 £/KWh	6.2	0.15%
Προσωπικού[γ]	Χειριστής μηχανών	1	40	182	4.40%
	Οικοδόμος	1	40		
	Μεταλλουργός	1	57		
	Βοηθός μεταλλουργου	1	45		
Μεταφορά υλικών[α]	-	-	75	75	1.81%
Μεταφορά εξοπλισμού[ε]	-	-	148	148	3.58%
Σύνολο	-	-	-	4,156	100%

α: Τιμές λαμβάνονται από το διαδίκτυο (95-98)

β: Το κόστος του συστήματος BOS λαμβάνεται 20% του κόστους μηχανολογικού και ηλεκτρολογικού εξοπλισμού

γ: Τιμές λαμβάνονται από το σενάριο 1

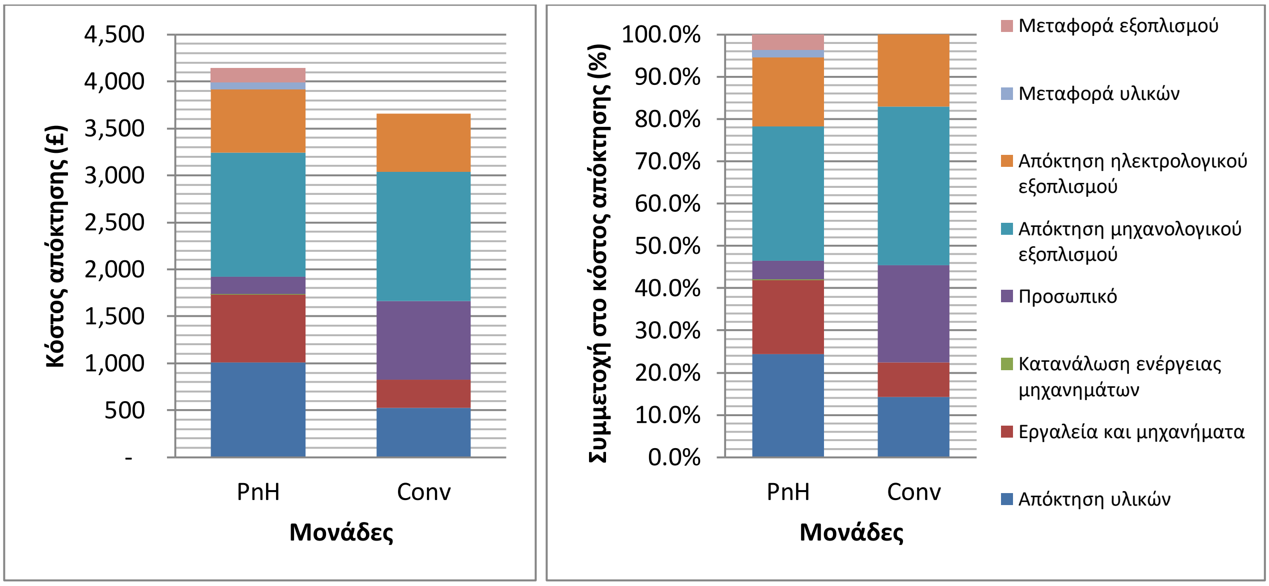
δ: Τα τρία τρυπάνια θεωρείται ότι λειτουργούν 5 ώρες για 7 ημέρες έκαστο

ε: Το κόστος μεταφοράς εξοπλισμού υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή από το κόστος μεταφοράς υλικών

Για το κόστος απόκτησης συμβατικού φωτοβολταϊκού συστήματος λαμβάνεται τιμή 1,678 £/KWp (GOV.UK, n.d.), ανάλογες τιμές αναφέρονται από ((Fu, Feldman and Margolis, 2018), (Pillai et al., 2014)). Επίσης θεωρείται ότι αποκτάται μπαταρία 1 KWh με κόστος 305 £ (Sharma, Haque and Aziz, 2019) Στον πίνακα 5.17 παρουσιάζεται η συμμετοχή των υποκατηγοριών του κόστους απόκτησης μονάδας συμβατικής παραγωγής, ενώ στην εικόνα 5.11 παρουσιάζονται συγκριτικά το κόστος απόκτησης μονάδας PnH και της συμβατικής μονάδας καθώς και η συμμετοχή των υποκατηγοριών στο κόστος απόκτησης.

Πίνακας 5.17: Κόστος απόκτησης (£) συμβατικής μονάδας

Κατηγορία κόστους	Ποσό (£)	Ποσοστό
Απόκτηση υλικών	523	14.30%
Εργαλεία και μηχανήματα	300	8.20%
Προσωπικού	842	23.00%
Απόκτηση μηχανολογικού εξοπλισμού	1,369	37.40%
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	627	17.10%
Σύνολο (£)	3,661	100%



Εικόνα 5.11: Κόστος (£) και συμμετοχή (%) κατηγοριών κόστους απόκτησης μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

- **Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Λ&Σ)**

Για την λειτουργία και την συντήρηση της μονάδας PnH θεωρείται πως μισθώνεται τεχνικός για την επίβλεψη του όπως στο σενάριο 1, ενώ δεν προβλέπονται άλλες εργασίες. Αντίστοιχα για την συμβατική μονάδα ο υπολογισμός του κόστους Λ&Σ γίνεται με τον ίδιο τρόπο όπως στο σενάριο 1, θεωρείται κόστος γενικής συντήρησης (31.5 £/KWp/yr (Muñoz-Cerón et al., 2018)) , το κόστος συντήρησης της μπαταρίας (232 £ ανά 5 έτη (Brinsmead et al., 2015) - και την αντικατάσταση της κάθε 9 έτη. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.18.

Πίνακας 5.18: Ετήσια ισοδύναμη αξία (£/yr) κόστους Λ&Σ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγης

Είδος κόστους	PnH (£/yr)	PnH	Conv (£/yr)[α,β]	Conv
Προσωπικό	322	100%	20.1	16.29%
E&M	-	-	46.0	37.28%
Απόκτηση υλικών	-	-	57.3	46.42%
Σύνολο (£/yr)	322	100%	123	100%

α: Για τον υπολογισμό του κόστους Λ&Σ συμβατικής μονάδας θεωρείται ότι το κόστος αντικατάστασης μπαταρίας περιλαμβάνεται εξ ολοκλήρου στο κόστος απόκτησης υλικών, ενώ το κόστος συντήρησης των πάνελ και της μπαταρίας αποτελείται κατά 27.2& από κόστος E&M κατά 62.8% από κόστος υλικών και κατά 10% από κόστος προσωπικού.
β: η αντικατάσταση της μπαταρίας λαμβάνεται υπόψη στο 9^{o} και το 18^{o} έτος λειτουργίας και δεν γίνεται στο 27^{o} έτος λειτουργίας καθώς όπως προτείνεται από (Sartori et al., 2014) θεωρείται ότι γίνεται επέκταση της διάρκειας ζωής της μπαταρίας προκειμένου να μην αντικατασταθεί λίγα χρόνια πριν το τέλος της επένδυσης. Επίσης θεωρείται ότι η συντήρηση της μπαταρίας δεν γίνεται στο 10^{o} και στο 20^{o} έτος λειτουργίας όπου η μπαταρία έχει μόλις αντικατασταθεί, ούτε στο 30^{o} έτος. (Ισχύουν και για τη μεγάλη δυναμικότητα)

- **Εξωτερικό κόστος**

Η ετήσια παραγώμενη ηλεκτρική ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά πάνελ υπολογίζεται για τις δύο μονάδες από την εξίσωση (5.1). Η εγκατεστημένη ισχύς είναι 2 KWp. Η μηνιαία προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στο Κάρντιφ σε επιφάνειες γωνίας κλίσης 90^{o} – για τη μονάδα PnH – και 35^{o} – για τη συμβατική μονάδα – και νότιου προσανατολισμού παρουσιάζεται στον πίνακα 5.19 (Nasa.gov, 2018).

Πίνακας 5.19: Προσπίπτουσα ακτινοβολία στο Κάρντιφ σε επιφάνειες νότιου προσανατολισμού

	Ακτινοβολία σε επιφάνεια γωνίας κλίσης 90^{o} νότιου προσανατολισμού (KWh/m^{2})	Ακτινοβολία σε επιφάνεια γωνίας κλίσης 36^{o} νότιου προσανατολισμού (KWh/m^{2})
Ιαν.	33	33.6
Φεβ.	46.2	52.2
Μαρ.	59.1	78.3
Απρ.	74.7	113
Μαϊ.	80.7	136
Ιουν.	79.2	137
Ιουλ.	80.1	137
Αυγ.	78.9	125
Σεπτ.	69.6	95.1
Οκτ.	54	62.7
Νοε.	39.9	40.8
Δεκ.	28.8	28.41
Σύνολο	724	1,039

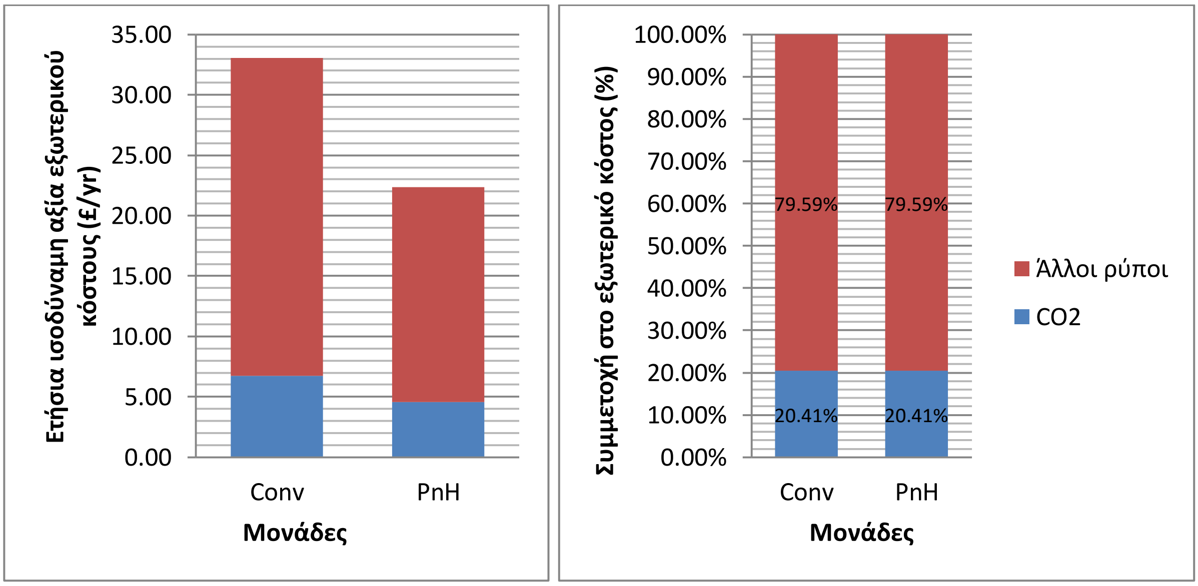
Επομένως η παραγώμενη ηλεκτρική ενέργεια από την μονάδα PnH προκύπτει από την εξίσωση (5.1) 1,158 KWh/yr και από την συμβατική μονάδα 1,663 KWh/yr.

Για τον υπολογίσμο της ετήσιας ισοδύναμης αξίας του εξωτερικού κόστους χρησιμοποιείται η εξίσωση (D.1) – κεφάλαιο 2 – και οι συντελεστές που παρουσιάζονται στον πίνακα 5.20 οι οποίοι λαμβάνονται από ((feem-project.net, 2010), (Powel, Devlin and Narkar, 2019)). Επίσης όπως προτείνεται από (Powel, Devlin and Narkar, 2019) οι τιμές αυξάνονται ανά έτος κατά 2%.

Σημειώνεται πως η τιμή για το CO_2 προέκυψε μετά την βιβλιογραφική διερεύνηση της ενότητας 2.6 τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.20, ενώ στην εικόνα 5.12 παρουσιάζονται συγκριτικά το εξωτερικό κόστος της μονάδας PnH και της συμβατικής μονάδας καθώς και η συμμετοχή των υποκατηγοριών στο εξωτερικό κόστος.

Πίνακας 5.20: Ετήσια ισοδύναμη αξία εξωτερικού κόστους (£/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής μονάδας

Ρύποι	Κόστος εκπομπής ρύπου (£/tn)	Εκπομπές (tn/KWh)	PnH (£/yr)	Conv (£/yr)
CO2	34.2	6.63E-05	4.56	6.74
NH3	6,046	3.09E-09		
NMVOC	102	2.25E-08		
NOx	6,199	1.46E-07	17.79	26.29
PPMCO	67,947	1.16E-07		
PPM2.5	105,836	2.75E-10		
SOx	6,273	2.43E-07		
Σύνολο	-	-	22.35	33.03



Εικόνα 5.12: Ετήσια ισοδύναμη αξία εξωτερικού κόστους (£/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

- **Κόστος τέλους ζωής**

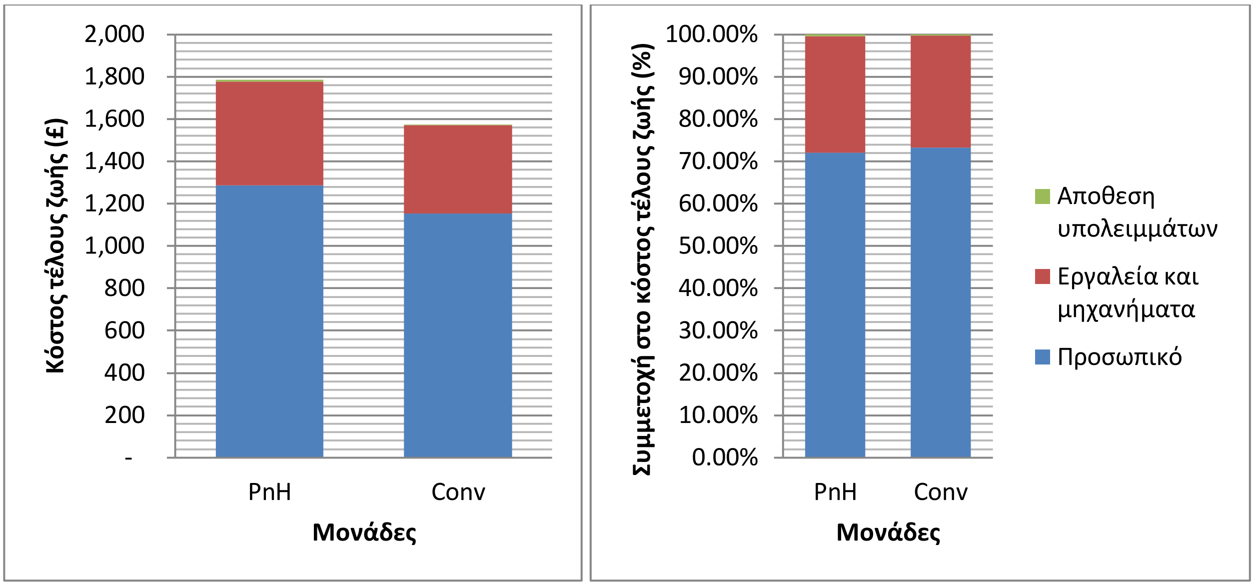
Το κόστος τέλους ζωής της μονάδας PnH υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή από το κόστος τέλους ζωής της μονάδας PnH του σεναρίου 1, ενώ για την συμβατική μονάδα υπολογίζεται με γραμμική παρεμβόλη από την μονάδα PnH. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στους πίνακες 5.21-5.22 και στην εικόνα 5.13.

Πίνακας 5.21: Κόστος τέλους ζωής (£) μονάδας PnH

Κατηγορία κόστους	Περιγραφή	Μονάδες ποσότητας(q.u.)	Κόστος ανά μ.π. (£/q.u.)	Κόστος κατηγορίας (£)	Ποσοστό επί του ολικού κόστους τέλους ζωής
(E&M)	Σκαλωσίες	7 ημέρες	70 £/ημέρα	490	27.46%
Προσωπικού	Χειριστής μηχανών	1	40	1,286	72.06%
	Οικοδόμος	1	40		
	Μεταλλουργός	1	57		
	Βοηθός μεταλλουργου	1	45		
	Διαχειριστής υπολειμμάτων	12	49		
	Βοηθός διαχειριστή υπολειμμάτων	12	43		
Απόθεση υπολειμμάτων (σε παρένθεση το ποσοστό που ανακυκλώνεται)	Αλουμίνιο (80%)	123 kg	118 £/tn τέλος εισόδου ταφής, 0 £ κόστος ανακύκλωσης	8.5	0.48%
	Μόνωση (80%)	58.5 kg			
	Μόνωση κόλλα (80%)	58.5 kg			
	Σύστημα υποστήριξης (80%)	123 kg			
	Πάνελ (100%)	148 kg			
	Inverter (100%)	14.5 kg			
	BOS (100%)	-			
Σύνολο (£)	-	-	-	1,784	100%

Πίνακας 5.22: Κόστος τέλους ζωής (£) συμβατικής μονάδας

Είδος κόστους	Ποσό (£)	Ποσοστό
(E&M)	1,153	73.22%
Προσωπικού	417	26.53%
Απόθεση υπολειμμάτων	3.9	0.25%
Σύνολο (£)	1,574	100%



Εικόνα 5.13: Κόστος (£) και συμμετοχή (%) κατηγοριών κόστους τέλους ζωής μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

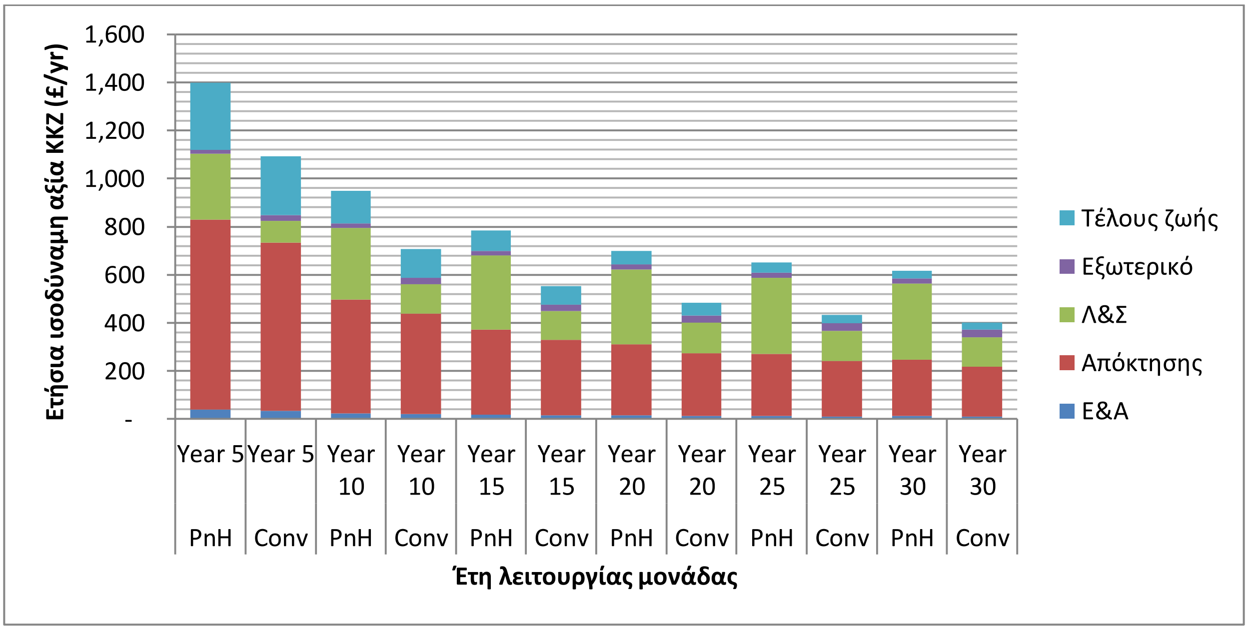
- **Συμπεράσματα**

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν σε αυτό το σενάριο είναι παρόμοια με αυτά που προέκυψαν στο σενάριο 1. Συγκεκριμένα το κόστος απόκτησης και το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH είναι μεγαλύτερα από της συμβατικής μονάδας (4156 £ vs 3661 £ και 332 £/yr vs 123 £/yr αντίστοιχα) Παράλληλα χαμηλό φαίνεται να είναι το εξωτερικό κόστος των δύο μονάδων. Επομένως – όπως στο σενάριο 1, αναμένεται ότι το ΚΚΖ της μονάδας PnH θα είναι υψηλότερο για κάθε εξεταζόμενο χρονικό ορίζοντα.

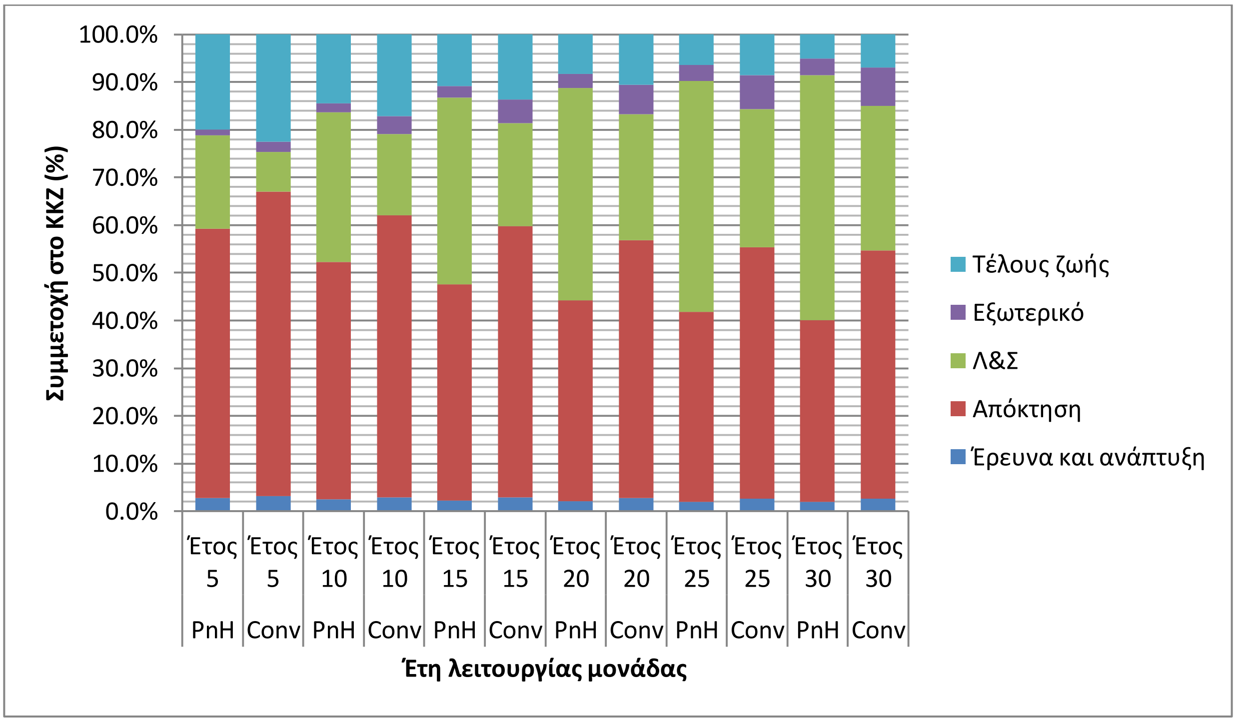
Στη μονάδα PnH το κόστος απόκτησης εξαρτάται ως επί το πλείστον από το κόστος απόκτησης του εξοπλισμού (47%) -μηχανολογικού και ηλεκτρολογικού- καθώς και από την απόκτηση των υλικών (24%) επίσης σημαντικό ρόλο παίζει και το κόστος εργαλείων και μηχανημάτων (17%). Παράλληλα το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH ορίζεται αποκλειστικά από το κόστος προσωπικού. Τα παραπάνω αποτελέσματα είναι παρόμοια με τα αποτελέσματα του σενάριου 1 με το κόστος υλικών να εμφανίζει χαμηλότερη συμμετοχή σε αυτό το σενάριο καθώς εγκαθιστάται λιγότερη μόνωση. Αντίθετα στη συμβατική μονάδα σημαντική συνιστώσα του κόστους απόκτησης είναι το κόστος προσωπικού (23%) ενώ το κόστος Λ&Σ ορίζεται κυρίως από το κόστος υλικών (46.42%) και από κόστος Ε&Μ (37.28%). Επίσης επισημαίνεται ότι και στις δύο μονάδες το εξωτερικό κόστος φαίνεται να είναι μικρό, ενώ το μεγαλύτερο μέρος του (80%) προέρχεται από εκπομπή ρύπων και όχι αερίων του θερμοκηπίου. Επομένως οι δράσεις για μείωση του κόστους απόκτησης στην μονάδα PnH πρέπει να επικεντρωθούν στην μείωση του κόστους εξοπλισμού και υλικών, ενώ στην συμβατική μονάδα το κόστος απόκτησης δύναται να μειωθεί σημαντικά και με μείωση του κόστους προσωπικού.

5.3.2 Σύγκριση μονάδων PnH και συμβατικής παραγωγής με βάση το χρόνο

Παρακάτω πραγματοποιείται ανάλυση κόστους κύκλου ζωής για τις δύο μονάδες σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες προκειμένου να προσδιοριστεί η μονάδα με το χαμηλότερο ΚΚΖ. Το κόστος έρευνας και ανάπτυξης θεωρείται 5% του κόστους απόκτησης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 5.14-5.15 και στους πίνακες 5.23-5.24.



Εικόνα 5.14: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας ΚΚΖ (£/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30



Εικόνα 5.15: Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30

Πίνακας 5.23: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας (ΕΙΑ) ΚΚΖ (£/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30

ΕΙΑ ΚΚΖ (£/yr)	Έτος 5		Έτος 10		Έτος 15		Έτος 20		Έτος 25		Έτος 30	
	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv
Έ&Α	39.5	34.9	23.6	20.9	17.8	15.7	14.7	13.0	12.9	11.5	11.8	10.4
Απόκτηση	789	698	472	418	355	314	295	261	259	229	235	208
Λ&Σ	273	90.7	298	121	307	119	312	128	315	126	317	121
Εξωτερικό	15.8	22.8	18.0	26.1	19.4	28.1	20.5	29.7	21.5	31.1	21.9	32.5
Τέλους ζωής	279	247	138	121	85.0	75.0	58.1	51.2	41.9	36.9	31.3	27.6
ΚΚΖ	1,398	1,094	950	708	785	552	700	483	650	434	617	400

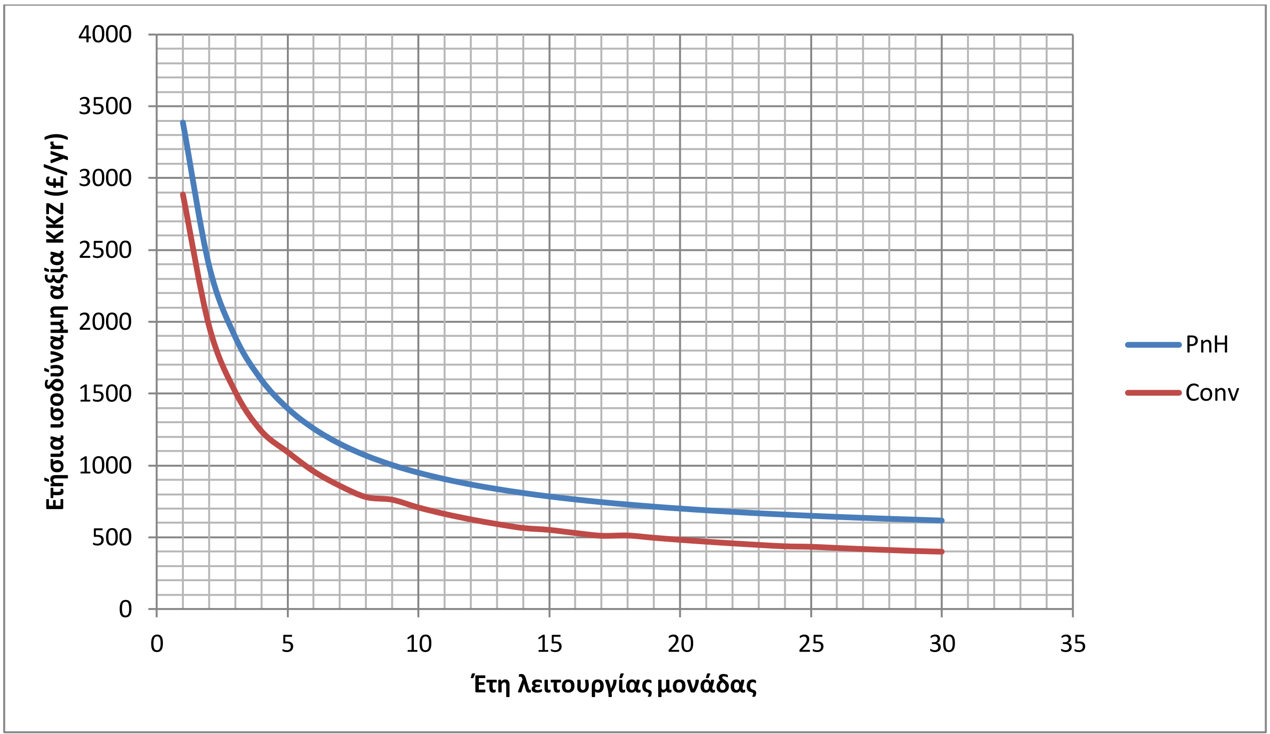
Πίνακας 5.24: Σύγκριση συμμετοχής κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30

Συμμετοχή στο ΚΚΖ(%)	Έτος 5		Έτος 10		Έτος 15		Έτος 20		Έτος 25		Έτος 30	
	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv
Έ&Α	2.8	3.2	2.5	3.0	2.3	2.8	2.1	2.7	2.0	2.6	1.9	2.6
Απόκτηση	56.5	63.9	49.7	59.1	45.3	56.9	42.1	54.1	39.8	52.7	38.1	52.0
Λ&Σ	19.6	8.3	31.4	17.2	39.2	21.5	44.5	26.5	48.4	28.9	51.3	30.3
Εξωτερικό	1.1	2.1	1.9	3.7	2.5	5.1	2.9	6.2	3.3	7.2	3.5	8.1
Τέλους ζωής	20.0	22.6	14.5	17.2	10.8	13.6	8.3	10.6	6.4	8.5	5.1	6.9
ΚΚΖ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

- **Συμπεράσματα**

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν είναι ανάλογα με τα αποτελέσματα που προκύπτουν στην χαμηλή δυναμικότητα του σεναρίου 1. Συγκεκριμένα το ΚΚΖ μειώνεται με την αύξηση του χρονικού ορίζοντα λειτουργίας και στις δύο μονάδες, ενώ πιο ταχεία μείωση εμφανίζει η μονάδα PnH. Παρατηρείται ότι η κύρια συνιστώσα του ΚΚΖ είναι το κόστος απόκτησης και στις δύο μονάδες. Σε μεγαλύτερους χρονικούς ορίζοντες το κόστος Λ&Σ παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του ΚΚΖ, ενώ για την μονάδα PnH είναι η συνιστώσα κόστους με τη μεγαλύτερη συμμετοχή στο ΚΚΖ για >20 έτη λειτουργίας. . Μικρή είναι η επίπτωση του κόστους έρευνας και ανάπτυξης και του εξωτερικού κόστους στο ΚΚΖ για κάθε χρονικό ορίζοντα. Επιπρόσθετα παρατηρείται ότι το κόστος τέλους ζωής αποτελεί σημαντικό μέρος του ΚΚΖ για μικρούς χρονικούς ορίζοντες όμως η σημασία του φθήνει όταν ο χρονικός ορίζοντας αυξηθεί.

Επίσης παρατηρείται ότι το ΚΚΖ της μονάδας PnH παραμένει υψηλότερο από της συμβατικής μονάδας για όλους τους εξεταζόμενους κύκλους ζωής, ενώ μάλιστα η διαφορά μεταξύ των αυξάνεται. Συγκεκριμένα το ισοδύναμο ετήσιο κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH αυξάνεται από 273 £/yr και 19.6% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 5 έτη λειτουργίας σε 317 £/yr και 51.3% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 30 έτη λειτουργίας. Παράλληλα στην περίπτωση της συμβατικής παραγωγής το ισοδύναμο ετήσιο κόστος Λ&Σ αυξάνεταιι από 90.7 £/yr και 8.3% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 5 έτη λειτουργίας σε 121 €/yr και 30.3% συμμετοχή στο ΚΚΖ για 30 έτη λειτουργίας. Παρολαυτά, είναι εμφανής η πιο ταχεία μείωση του ΚΚΖ της μονάδας PnH (εικόνα 5.16), συγκεκριμένα η διαφορά των ΚΚΖ των δύο μονάδων μειώνεται από 304 £ το έτος 5 σε 217 £ το έτος 30, δηλαδή πτώση της τάξης του 28%. Η μείωση της διαφοράς είναι αισθητά χαμηλότερη από το σενάριο 1 επειδή σε αυτή τη περίπτωση το κόστος Λ&Σ έχει μεγαλύτερη συμμετοχή. Επιπρόσθετα – όπως και στο σενάριο 1, το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH αποτελείται σχεδόν αποκλειστικά από κόστος προσωπικού, καθώς η σχεδίαση της εγκατάστασης είναι τέτοια ώστε να μην χρειάζονται αντικαταστάσεις Ε&Μ. Το κόστος προσωπικού είναι μία κατηγορία κόστους η οποία επηρεάζεται σημαντικά από το φαινόμενο της οικονομίας κλίμακας, επομένως αναμένεται ότι σε μεγαλύτερη δυναμικότητα το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH θα εμφανίζει σημαντικά χαμηλότερη συμμετοχή στο ΚΚΖ το οποίο θα είναι σημαντικά χαμηλότερο.



Εικόνα 5.16: Ετήσια ισοδύναμη αξία ΚΚΖ (£/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

5.3.3 Διερεύνηση σε μεγαλύτερη δυναμικότητα (500 KWp)

Στη συνέχεια, όπως έγινε και στο σενάριο 1, εξετάζονται οι δύο μονάδες ως προς το ΚΚΖ σε μεγαλύτερη δυναμικότητα (500 KWp). Η επιλογή της δυναμικότητας γίνεται όπως στο σενάριο 1 και παρουσιάζεται στο παράρτημα Β.

- **Κόστος απόκτησης**

Για το κόστος απόκτησης συμβατικής μονάδας φωτοβολταϊκών με μπαταρία πραγματοποιείται διερεύνηση ως προς τον συντελεστή R που είναι αντιπροσωπευτικός για τέτοιου είδους μονάδες σε δυναμικότητα 1-500 KWp. Προκύπτει πως ο συντελεστής κλίμακας R παίρνει τιμή 0.885 μεταξύ των δυναμικοτήτων 2 και 500 KWp. Επομένως προκύπτει κόστος 485,039 £ ή 970 £/KWp τιμή η οποία θεωρείται λογική τιμή για σύστημα 500 KWp συνδυασμένο με μπαταρία. Η μπαταρία που χρησιμοποιείται είναι χωρητικότητας 300 KWh με κόστος απόκτησης – υπολογισμένο για R=0.94, 64,982 £, ανάλογη τιμή αναφέρεται από (Brinsmead et al., 2015).

Για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης της μονάδας PnH σε δυναμικότητα 500 KWp χρησιμοποιείται η μέθοδος κλίμακας. Όπως και στο σενάριο 1 εξετάζονται δύο υποθέσεις εργασίας για την μονάδα PnH μία βασική υπόθεση με διαφορετικούς παράγοντες R για κάθε κόστος (basic case-bc) και μία απαισιόδοξη (worst case-wc) όπου ο παράγον R λαμβάνεται 0.92 έκτος αν αναφέρεται διαφορετικά. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.25.

Πίνακας 5.25: Κόστος απόκτησης (£) PnH 500 KWp

Είδος κόστους	Scale factor	2 KWp (£)	500 KWp bc (£)	500 KWp wc (£)
Απόκτηση Υλικών	0.85	1,029	110,389	162,473
Απόκτηση μηχανολογικου εξοπλισμού	0.905	1,320	195,303	212,167
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	0.905	674	99,782	108,398
E&M	0.85	722	78,847	116,049
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	0.85	6.3	687	1011
Προσωπικού	0.86	182	21,004	29,253
Μεταφορά υλικών	0.88	75	9,666	12,054
Μεταφορά εξοπλισμού	0.88	148	27,305	23,784
Σύνολο (£)	-	4,156	542,984	665,192

- **Κόστος Λ&Σ**

Για την εκτίμηση του κοστους προσωπικού για την Λ&Σ των δύο μονάδων χρησιμοποιούνται οι συντελέστες R που αναγράφονται στον πίνακα 5.25. Για την μονάδα συμβατικής παραγωγής το κόστος Λ&Σ συμπεριλαμβάνει το κόστος γενικής συντήρησης – 12 £/KWp/yr (openei.org), το κόστος συντήρησης της μπαταρίας (232 £ ανά 5 έτη (Brinsmead et al., 2015) και την αντικατάσταση της κάθε 9 έτη. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.26.

Πίνακας 5.26: Ισοδύναμη ετήσια αξία (£/yr) κόστους Λ&Σ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 500 KWp

Κατηγορία κόστους	PnH 2 KWp (£/yr)	PnH 500 KWp bc (£/yr)	PnH 500 KWp wc (£/yr)	Conv 2 KWp (£/yr)	Conv 500 KWp (£/yr)
Προσωπικό	322	2,553 (R=0.375)	2,553 (R=0.375)	20.1	2,173
Υλικά	-	-	-	46.0	4,561
Εργαλεία/Μηχανήματα	-	-	-	57.3	3,785
Σύνολο (£/yr)	322	2,553	2,553	123	10,519

- **Εξωτερικό κόστος**

Για την εκτίμηση της ετήσιας ισοδύναμης αξία του εξωτερικού κόστους χρησιμοποιείται η εξίσωση (D.1) (κεφάλαιο 2) και οι τιμές του πίνακα 5.20. Η ετήσια παραγωγή ενεργειας προκύπτει από την εξίσωση (5.1) και τις τιμές του πίνακα 5.19 για εγκατεστημένη ισχύ 500 KWp.

Επομένως υπολογίζεται ότι μονάδα PnH παράγει 293,976 KWh/yr, και η συμβατική μονάδα 422,390 KWh/yr. Η ισοδύναμη ετήσια αξία του εξωτερικού κόστους των μονάδων παρουσιάζεται στον πίνακα 5.27.

Πίνακας 5.27: Ετήσια ισοδύναμα αξία εξωτερικού κόστους (£/yr) μονάδας PnH και συμβατικής παραγωγής 500 KWp

Κατηγορία Ρύπου	PnH 2 KWp (£/yr)	PnH 500 KWp bc (£/yr)	PnH 500 KWp wc (£/yr)	Conv 2 KWp (£/yr)	Conv 500 KWp (£/yr)
CO_2	4.5	995	995	6.7	1,429
Άλλοι ρύποι	17.8	3,880	3,880	26.3	5,575
Σύνολο (£/yr)	22.3	4,875	4,875	33.0	7,004

- **Κόστος τέλους ζωής**

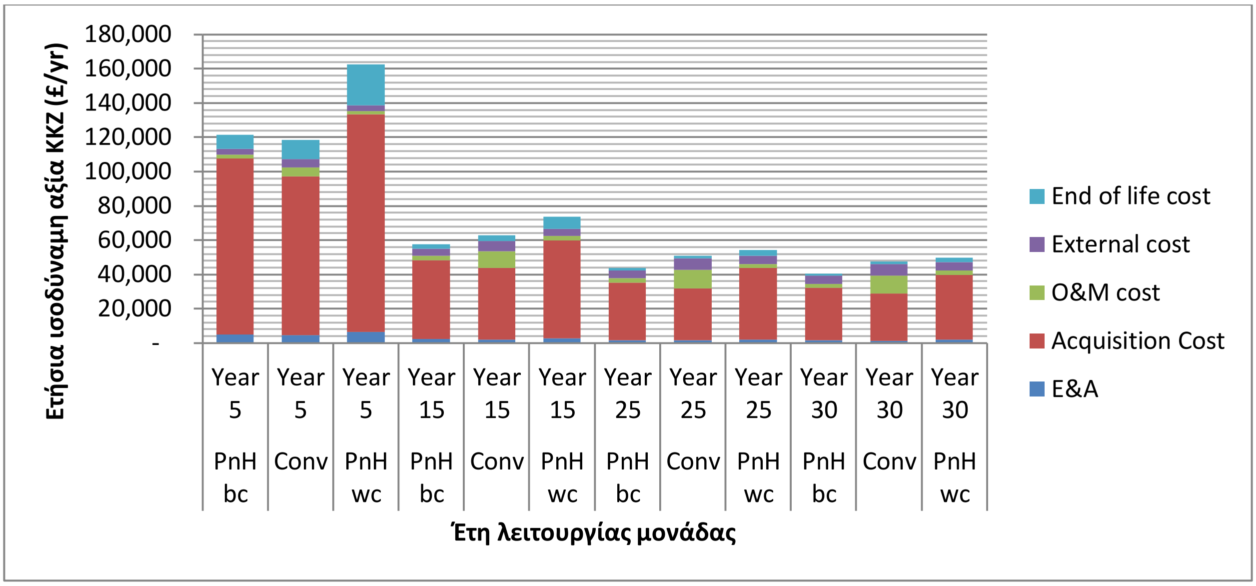
Για την εκτίμηση του κοστους τέλους ζωής στη μονάδα PnH χρησιμοποιείται η μέθοδος κλίμακας με τους συντελεστές του πίνακα 5.28, ενώ για την συμβατική μονάδα εκτιμάται σε 15% του κόστους απόκτησης δηλαδή 72,756 £. Η τιμή 15% προκύπτει από το κόστος τέλους ζωής των υποθέσεων εργασίας bc και wc σε σχέση με το κόστος απόκτησης τους. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.28.

Πίνακας 5.28: Κόστος τέλους ζωής (£) μονάδας PnH 500 KWp

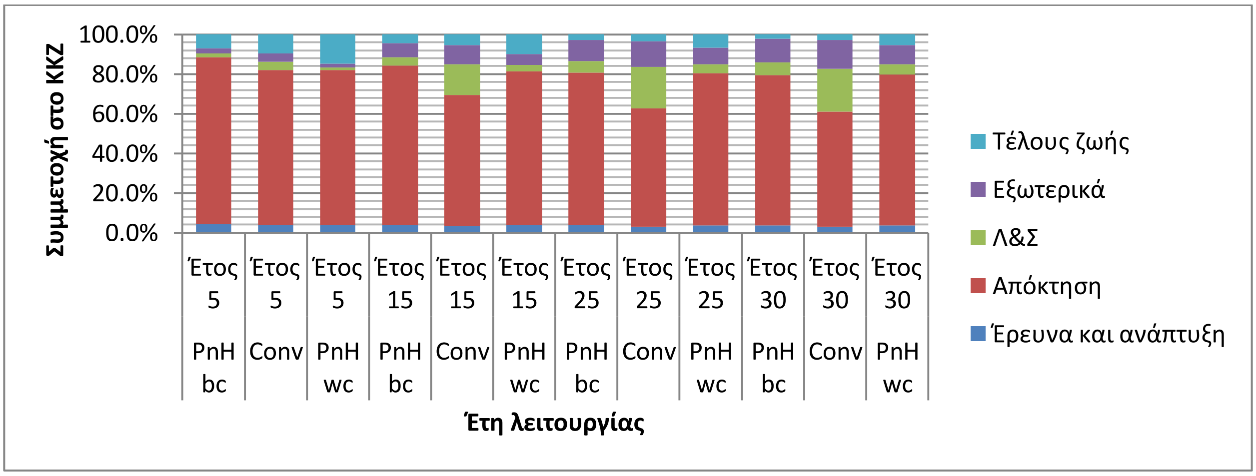
Κατηγορία κόστους	2 KWp (£)	500 KWp bc (£)	500 KWp wc (£)
Προσωπικό	1,286	35,318 (R=0.6)	80,853 (R=0.75)
Εργαλεία και μηχανήματα	490	17,736 (R=0.65)	70,524 (R=0.9)
Απόθεση υπολειμμάτων	8.5	366 (R=0.68)	1,233 (R=0.9)
Σύνολο (£)	1,784	53,420	152,610

- **Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας (£/yr) ΚΚΖ μονάδας PnH και συμβατικής παραγωγής σε δυναμικότητα 500 KWp**

Παρακάτω πραγματοποιείται ανάλυση κόστους κύκλου ζωής για τις δύο μονάδες σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες προκειμένου να προσδιοριστεί η μονάδα με το χαμηλότερο ΚΚΖ. Το κόστος έρευνας και ανάπτυξης θεωρείται 5% του κόστους απόκτησης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 5.17-5.18 και στου πίνακες 5.29-5.30.



Εικόνα 5.17: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας ΚΚΖ (£/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 500 KWp, έτη 5-30



Εικόνα 5.18: Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 500 KWp, έτη 5-30

Πίνακας 5.29: Σύγκριση ετησίας ισοδύναμης αξίας (ΕΙΑ) ΚΚΖ (£/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 500 KWp, έτη 5-30

ΕΙΑ ΚΚΖ (£/yr)	Έτος 5			Έτος 15			Έτος 25			Έτος 30		
	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc
Έ&Α	5,122	4,626	6,345	2,305	2,081	2,854	1,680	1,517	2,081	1,527	1,379	1,891
Απόκτηση	102,450	92,527	126,893	46,090	41,626	57,087	33,602	30,348	41,619	30,534	27,577	37,820
Λ&Σ	2,168	5,132	2,168	2,436	9,671	2,436	2,496	10,754	2,496	2,510	10,341	2,510
Εξωτερικό	3,370	4,842	3,370	4,141	5,949	4,141	4,594	6,601	4,594	4,793	6,887	4,793
Τέλους ζωής	8,376	11,408	23,928	2,546	3,467	7,272	1,254	1,708	3,582	936	1,275	2,675
ΚΚΖ	121,486	118,535	162,705	57,517	62,794	73,790	43,626	50,927	54,372	40,301	47,460	49,689

Πίνακας 5.30: Σύγκριση συμμετοχής κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 500Kwp, έτη 5-30

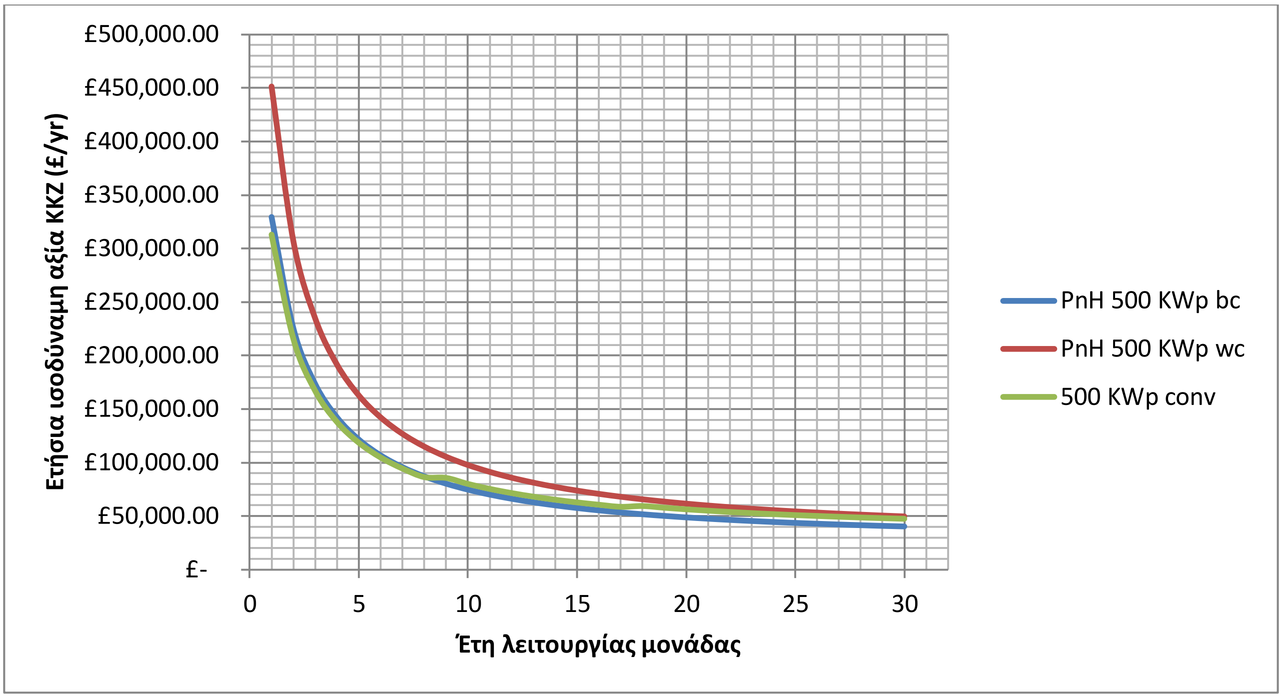
Συμμετοχή στο ΚΚΖ (%)	Έτος 5			Έτος 15			Έτος 25			Έτος 30		
	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc
Έ&Α	4.2	3.9	3.9	4.0	3.3	3.9	3.9	3.0	3.8	3.8	2.9	3.8
Απόκτηση	84.3	78.1	78.0	80.1	66.3	77.4	77.0	59.6	76.5	75.8	58.1	76.1
Λ&Σ	1.8	4.3	1.3	4.2	15.4	3.3	5.7	21.1	4.6	6.2	21.8	5.1
Εξωτερικό	2.8	4.1	2.1	7.2	9.5	5.6	10.5	13.0	8.4	11.9	14.5	9.6
Τέλους ζωής	6.9	9.6	14.7	4.4	5.5	9.9	2.9	3.4	6.6	2.3	2.7	5.4
ΚΚΖ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

- **Συμπεράσματα**

Τα αποτελέσματα είναι ανάλογα του σεναρίου 1, δηλαδή το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται μικρότερο από αυτό της συμβατικής στη βασική υπόθεση εργασίας (bc), ενώ στην απαισιόδοξη υπόθεση εργασίας (wc) η διαφορά των ΚΚΖ των δύο μονάδων μειώνεται αισθητά. Επομένως, εφόσον η απαισιόδοξη υπόθεση εργασίας έχει αυξημένο κόστος, είναι ασφαλής η εξαγωγή του συμπεράσματος ότι η μονάδα PnH έχει χαμηλότερο ΚΚΖ από την μονάδα συμβατικής παραγωγής μετά από κάποιο χρονικό ορίζοντα ο οποίος φαίνεται να είναι λίγο μεγαλύτερος των 5 ετών.

Όπως στο σενάριο 1 ο λόγος που συμβαίνει το φαινόμενο αυτό είναι η μικρότερη αύξηση του κόστους Λ&Σ της μονάδας PnH. Το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH αποτελείται αποκλειστικά από κόστος προσωπικού το οποίο αυξάνει με πολύ βραδύ ρυθμό σε σχέση με τα υπόλοιπα κόστη. Αντίθετα το κόστος Λ&Σ της συμβατικής μονάδας – αν και υπόκειται στο φαινόμενο της οικονομίας κλίμακας, αυξάνεται με πιο ταχύ ρυθμό. Συγκεκριμένα η συμμέτοχη του κόστους Λ&Σ στο ΚΚΖ στην μονάδα PnH για 30 έτη λειτουργίας σε δυναμικότητα 500 KWp είναι 6.2% (2,510 £/yr) ενώ η αντίστοιχη τιμή σε δυναμικότητα 2 KWp είναι 51.3% (317 £/yr). Αντίθετα στη μονάδα συμβατικής παραγωγής η συμμετοχή του κόστους Λ&Σ στο ΚΚΖ για 30 έτη λειτουργίας σε δυναμικότητα 500 KWp είναι 21.8% (10,341 £/yr) ενώ η αντίστοιχη τιμή σε δυναμικότητα 2 KWp είναι 30.3% (121 £/yr). Η μείωση της συμμετοχής του κόστους Λ&Σ δείχνει ότι οι μονάδες PnH μπορούν σε αρκετά μεγάλη δυναμικότητα να είναι αποδοτικές καθώς τα οφέλη αυξάνουν γραμμικά – ή σχεδόν γραμμικά, με την δυναμικότητα. Παρατηρείται επίσης σχετικά αυξημένη συμμετοχή του εξωτερικού κόστους σε σχέση με τη χαμηλή κλίμακα, ενώ η συμμετοχή του φαίνεται να αυξάνει με την αύξηση του χρονικού ορίζοντα λειτουργίας

Όπως αναφέρεται παραπάνω μετά από κάποιο έτος λειτουργίας το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται χαμηλότερο από αυτό της μονάδας συμβατικής παραγωγής λόγω του χαμηλότερου κόστους συντήρησης. Είναι δόκιμο επομένως να προσδιοριστεί το έτος αυτό (εικόνα 5.19).



Εικόνα 5.19: Ετήσια ισοδύναμη αξία ΚΚΖ (£/yr) PnH vs Συμβατική παραγωγή 500 KWp

Το έτος έπειτα από το οποίο το ΚΚΖ της μονάδας PnH στην βασική υπόθεση εργασίας γίνεται μικρότερο από το ΚΚΖ της μονάδας συμβατικής παραγωγής είναι το 9^{o} έτος, ενώ από εκεί και επέιτα η διαφορά συνεχίζει να αυξάνεται.

5.4 Σενάριο 3: Γρεβενά (8.1 KW_p)

5.4.1 Προσδιορίσμός κύριων κατηγοριών κόστους

- **Κόστος απόκτησης**

Η επιφάνεια που καλύπτεται στην μονάδα PnH είναι 154 m^2, από τα οποία 120 m^2 είναι τοίχος και τα υπόλοιπα 34 m^2 είναι παράθυρα. Οι τοίχοι καλύπτονται από πάνελ δυναμικότητας 57.6 W/m^2, ενώ τα παράθυρα από πάνελ δυναμικότητας 34 W/m^2. Η συνολική επιφάνεια τοίχου που καλύπτεται από πάνελ και είναι προσανατολισμένος κατά νότο, ανατολή και δύση είναι 42 m^2, 39 m^2 και 39 m^2 αντίστοιχα, ενώ η επιφάνεια παραθύρων είναι 11.3 m^2 σε κάθε μία από τις τρεις κατευθύνσεις. Παράλληλα εγκαθιστάνται 24 μπαταρίες τύπου Advanced lead acid συνολικής χωρητικότητας 14.7 KWh προκειμένου να εξασφαλιστεί ενεργειακή αυτονομία μίας ημέρας. Επίσης γίνεται εγκατάσταση μόνωσης από πετροβάμβακα πάχους 30 mm και των απαραίτητων υποστηρικτικών δομών από αλουμίνιο. Τα κόστη που προκύπτουν από την απόκτηση και την εγκατάσταση εξοπλισμού και υλικών κατανέμονται ως εξής:

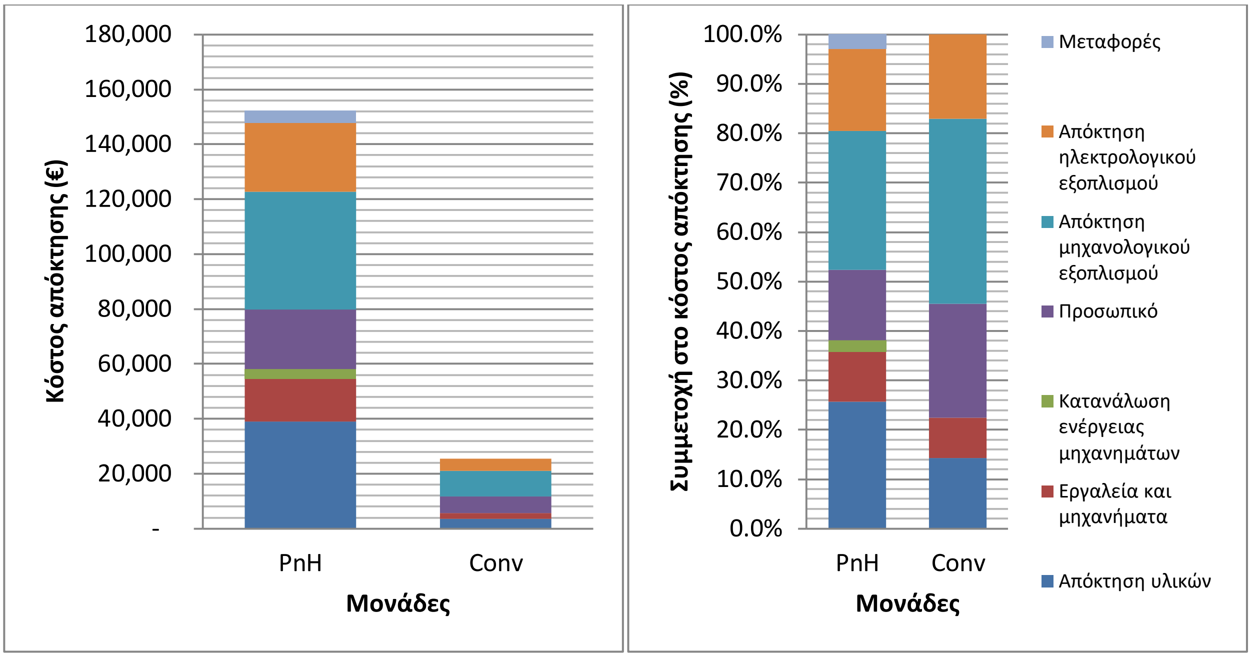
1. <u>Κόστος μόνωσης: 40 €/m^2</u> με 58.2% κόστος αγοράς, 15.7% κόστος εργαλείων και μηχανημάτων, 18.9% κόστος προσωπικού, 1.9% κόστος μεταφορών, 5.3% κόστος κατανάλωσης ενέργειας μηχανημάτων.
2. <u>Κόστος απόκτησης αλουμινίου 230 €/m^2</u>.

3. <u>Κόστος κατασκευής και εγκατάστασης αλουμινίου 115.7 €/m^2</u> με 40.7% κόστος εργαλείων και μηχανημάτων, 45.4% κόστος προσωπικού και 6.2% κόστος ενέργειας και 7.7% κόστος μεταφορών.
4. <u>Κόστος PV πάνελ 54,781 €</u> με 72.4% κόστος αγοράς, 8.1% κόστος εργαλείων και μηχανημάτων, 13.8% κόστος προσωπικού, 3.3 % κόστος μεταφορών και 2.4% κόστος ενέργειας.
5. <u>Κόστος μπαταρίας και λοιπών ηλετρολογικών συστημάτων 34,900 €</u> με 72.4% κόστος αγοράς, 8.1% κόστος εργαλείων και μηχανημάτων, 13.8% κόστος προσωπικού, 3.3 % κόστος μεταφορών και 2.4% κόστος ενέργειας.
6. <u>Κόστος συστήματος αερισμού 3,200 €</u> με 100% κόστος αγοράς.

Για το κόστος απόκτησης της συμβατικής μονάδας λαμβάνεται τιμή 1,693 €/KWp (GOV.UK, n.d.), ανάλογες τιμές αναφέρονται από ((Sagani, Mihelis and Dedoussis, 2017), (Dunlop and Roesch, 2016), (Waldau, 2016)). Επίσης θεωρείται πως αποκτάται μπαταρία 15 KWh τύπου Lead Acid όπως και στο σύστημα PnH. Σύμφωνα με (Brinsmead et al., 2015) το κόστος απόκτησης της μπαταρίας είναι 11,818 €, συμπεριλαμβανομένου του κόστους εγκαταστασής και του κόστους απόκτησης του inverter της. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.31 και την εικόνα 5.20

Πίνακας 5.31: Κόστος απόκτησης μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής (€)

Είδος κόστους	PnH (€)	PnH	Conv (€)	Conv
Απόκτηση υλικών	39,092	25.65%	3,652	14.30%
Εργαλεία και μηχανήματα	15,504	10.17%	2,094	8.20%
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	3,587	2.35%	-	-
Προσωπικό	21,654	14.21%	5,874	23.00%
Απόκτηση μηχανολογικού εξοπλισμού	42,862	28.12%	9,551	37.40%
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	25,268	16.58%	4,366	17.10%
Μεταφορές	4,452	2.92%	-	-
Σύνολο	152,419	100%	25,537	100%



Εικόνα 5.20: Κόστος απόκτησης (€) και συμμετοχή (%) υποκατηγοριών μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής (€)

- **Κόστος Λ&Σ**

Στη φάση λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας PnH προκύπτει κόστος από την αντικατάσταση του inverter το 16^{o} έτος λειτουργίας. Επίσης εισάγεται κόστος από την λειτουργία του συστήματος αερισμού. Θεωρείται πως οι τέσσερις μονάδας μηχανικού αερισμού λειτουργούν στην μέση ισχύ τους (6.9 W) για 2400 ώρες το χρόνο. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνεται 0.18 €/KWh (Energy - European Commission, 2016) και προκύπτει κόστος 12 €/yr. Για την αντικατάσταση του inverter το κόστος υπολογίζεται 585 €.

Για το κόστος Λ&Σ της συμβατικής μονάδας λαμβάνεται γενικό κόστος συντήρησης 36.2 €/KWp/yr, κόστος συντήρησης μπαταρίας 264 €/5 έτη και αντικατάσταση μπαταρίας κάθε 9 έτη. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.32 και την εικόνα 5.21

Πίνακας 5.32: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) κόστους Λ&Σ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

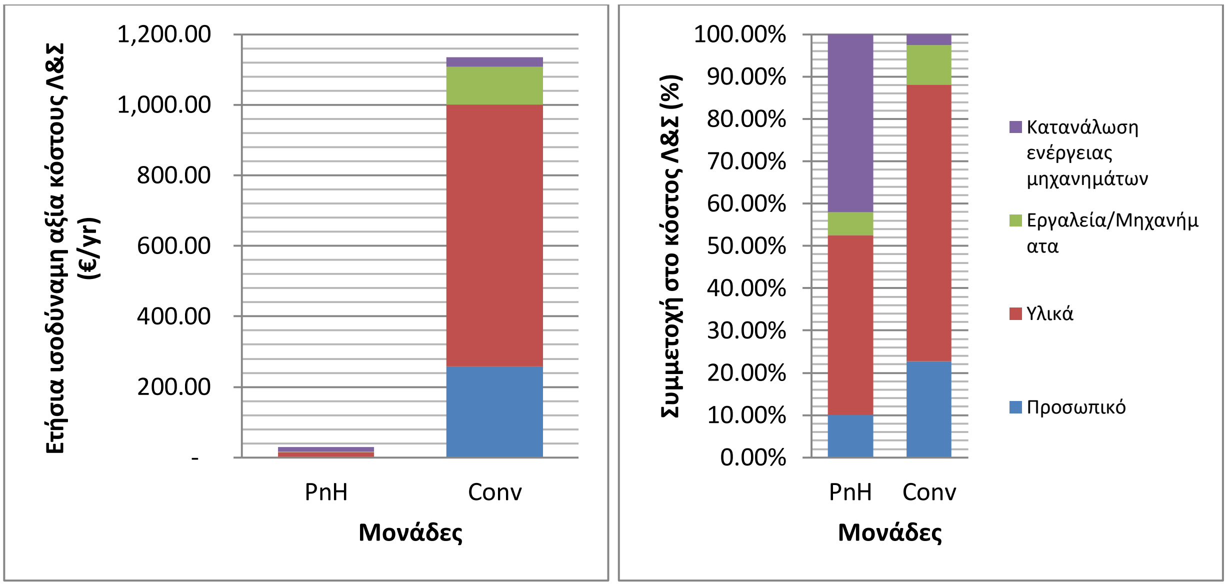
Είδος κόστους	PnH (€/yr)[β]	Ποσοστό	Conv (€/yr)[β,γ,δ]	Conv
Προσωπικό	3.0	10.09%	258	22.76%
Υλικά	12.8	42.48%	743	65.39%
Ε&Μ	1.6	5.47%	106	9.33%
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	12.6	41.96%	28.7	2.53%
Σύνολο	30.0[α]	100%	1,136	100%

α: Παρατηρείται ότι το κόστος Λ&Σ της μονάδας PnH είναι αρκετά χαμηλό. Αυτό συμβαίνει διότι σε αυτό το σενάριο – σε αντίθεση με τα δύο προηγούμενα – δεν προβλέπεται μίσθωση τεχνικού για την επίβλεψη.

β: η αντικατάσταση της μπαταρίας λαμβάνεται υπόψη στο 9^o και το 18^o έτος λειτουργίας και δεν γίνεται στο 27^o έτος λειτουργίας καθώς, όπως προτείνεται από (Sartori et al., 2014), θεωρείται ότι γίνεται επέκταση της διάρκειας ζωής της μπαταρίας προκειμένου να μην αντικατασταθεί λίγα χρόνια πριν το τέλος της επένδυσης. Επίσης θεωρείται ότι η συντήρηση της μπαταρίας δεν γίνεται στο 10^o και στο 20^o έτος λειτουργίας όπου η μπαταρία έχει μόλις αντικατασταθεί, ούτε στο 30^o έτος.(Ισχύουν και για τη μεγάλη δυναμικότητα)

γ: Θεωρείται ότι το κόστος αντικατάστασης μπαταρίας και το κόστος συντήρησης μπαταρίας (συμβατική μονάδα) και το κόστος αντικατάστασης του inverter (μονάδα PnH) κατανέμονται ως εξής: 16.8% κόστος προσωπικού, 70.7% κόστος υλικών, 9.1% κόστος εργαλείων και μηχανημάτων, 3.4% κόστος κατανάλωσης ενέργειας.

δ: Το κόστος γενικής συντήρησης των πάνελ κατανέμεται ως εξής: 40% κόστος προσωπικού, 50% κόστος υλικών, 10% κόστος εργαλείων και μηχανημάτων



Εικόνα 5.21: Ετήσια ισοδύναμη αξία κόστους Λ&Σ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

- **Εξωτερικό κόστος**

Το εξωτερικό κόστος υπολογίζεται από την εξίσωση (D.1) – κεφάλαιο 2, χρησιμοποιώντας τις τιμές του πίνακα 5.6. Η ετήσια παραγωγή ενέργειας της μονάδας υπολογίζεται από την εξίσωση (5.1) και η μηνιαία ακτινοβολία στην περιοχή της Καστοριάς – πλησίον των Γρεβενών, δίνεται στον πίνακα 5.33 (T.E.E., 2010).

Πίνακας 5.33: Μέση μηνιαία ακτινοβολία (Τ.Ε.Ε., 2010)

	Μέση μηνιαία ακτινοβολία (KWh/m^2)			
Μήνας	Επιφάνεια κλίσης 90^o με νότιο προσανατολισμό	Επιφάνεια κλίσης 90^o με ανατολικό προσανατολισμό	Επιφάνεια κλίσης 90^o με δυτικό προσανατολισμό	Επιφάνεια κλίσης 45^o με νότιο προσανατολισμό
Ιαν.	96	42	42	101
Φεβ.	85	45	45	101
Μαρ.	95	69	69	131
Απρ.	86	84	84	140
Μα.	84	99	99	155
Ιουν.	86	112	112	172
Ιουλ.	92	116	116	179
Αυγ.	100	110	110	177
Σεπτ.	105	83	83	154
Οκτ.	106	60	60	131
Νοε.	93	42	42	101
Δεκ.	88	36	36	90
Σύνολο	1116	898	898	1632

Για την μονάδα PnH υπολογίζονται τα εξής (πίνακας 5.34)

Πίνακας 5.34: Επιφάνειες μονάδας PnH

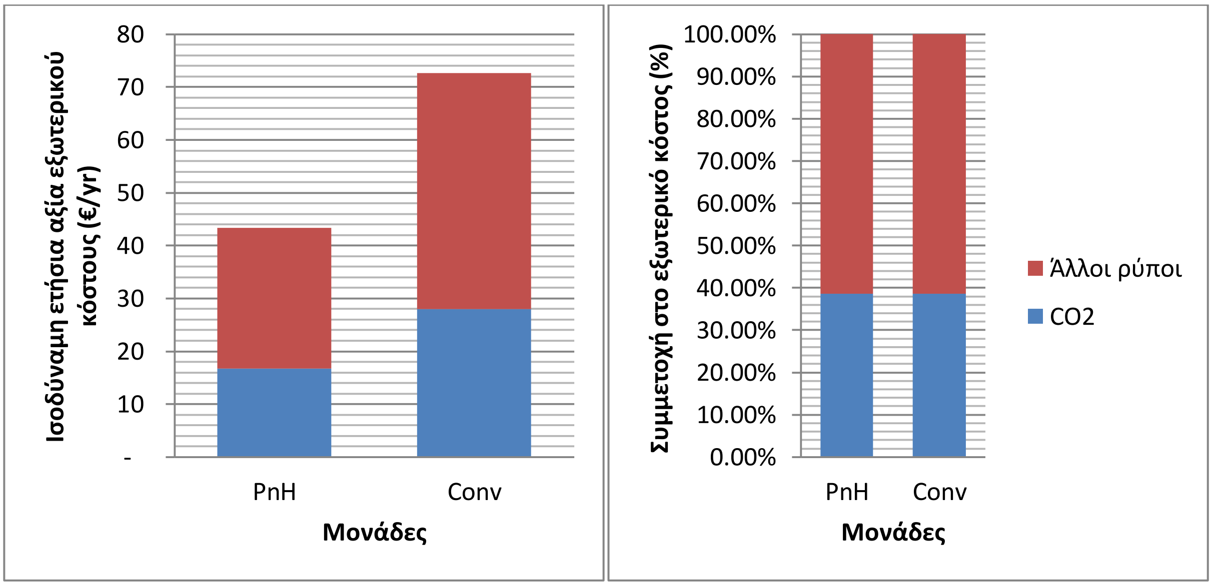
	Παράθυρα (m^2)	**Τοίχος (m^2)**	**Συνολική (m^2)**
Επιφάνεια με νότιο προσανατολισμό	11.25	42.53	57.4
Επιφάνεια με ανατολικό προσανατολισμό	11.25	39.03	53.9
Επιφάνεια με δυτικό προσανατολισμό	11.25	39.03	53.9

Στην μονάδα PnH τα πάνελ που τοποθετούνται μπροστα από τοίχο είναι δυναμικότητας 57.6 Wp/m^2, ενώ τα πάνελ που τοποθετούνται μπροστά από παράθυρα είναι δυναμικότητας 34 Wp/m^2. Επομένως η συνολική δυναμικότητα με ανατολικό, δυτικό και νότιο προσανατολισμό είναι 2.63 KWp, 2.63 KWp και 2.83 KWp αντίστοιχα. Επομένως από την εξίσωση (5.1) υπολογίζεται η συνολική ενέργεια που παράγεται ετησίως από την μονάδα PnH η οποία ανέρχεται στις 6,308 KWh/yr.

Για την συμβατική μονάδα θεωρείται πως η κλίση των πάνελ είναι 45^o και έχουν νότιο προσανατολισμό. Επομένως υπόλογίζεται η αναμενόμενη παραγωγής ενέργειας η οποία ανέρχεται στις 10,575 KWh. Επόμένως υπολογίζεται το εξωτερικό κόστος των μονάδων όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 5.35 και στην εικόνα 5.22.

Πίνακας 5.35: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) εξωτερικού κόστους μονάδων PnH vs συμβατικής παραγωγής (€)

Κατηγορία ρύπου	PnH (€/yr)	Conv (€/yr)
CO2	16.7	28.0
Άλλοι ρύποι	26.6	44.6
Σύνολο	43.3	72.6



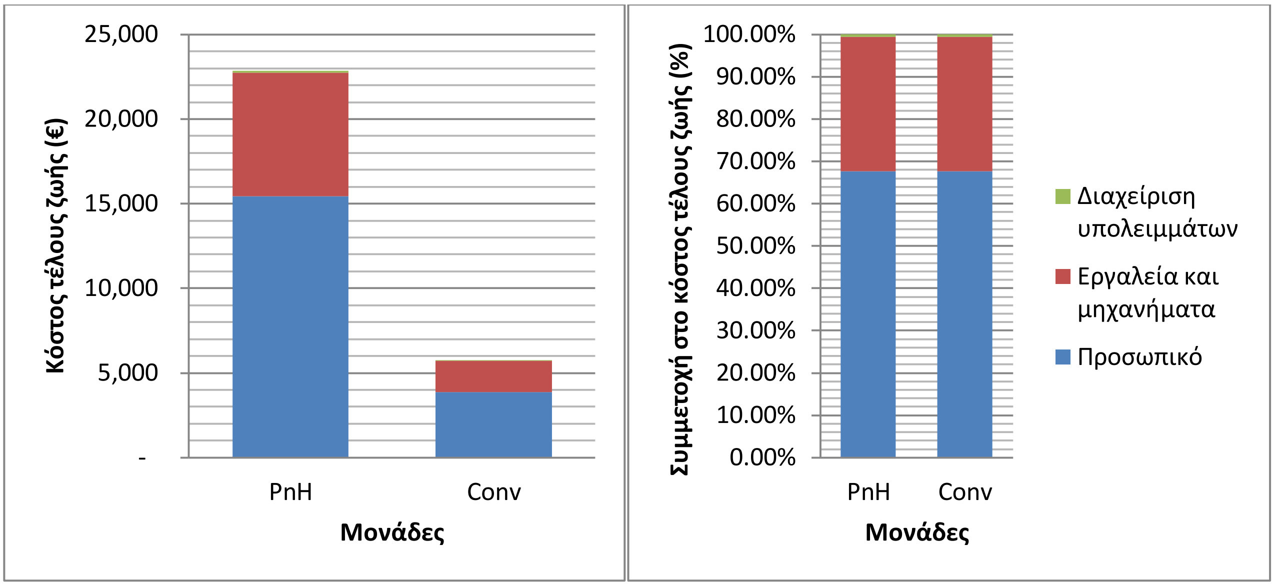
Εικόνα 5.22: Ετήσια ισοδύναμη αξία εξωτερικού κόστους (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής (€)

- **Κόστος τέλους ζωής**

Για την μονάδα PnH το κόστος τέλους ζωής λαμβάνεται 15% του κόστους απόκτησης. Η τιμή 15% επίλεγεται σύμφωνα με τις αντίστοιχες τιμές που προέκυψαν στα σενάρια 1 και 2. Για την συμβατική μονάδα λαμβάνεται 22.5% του κόστους απόκτησης. Η τιμή του ποσόστού είναι αυξημένη σε σχέση με τη μονάδα PnH καθώς η μονάδα PnH χαρακτηρίζεται από εύκολη αποσυναρμολόγηση όπως αναφέρεται στην εισαγωγή του κεφαλαίου. Η κατανομή του κόστους τέλους ζωής μεταξύ των υποκατηγοριών του γίνεται με τον ίδιο τρόπο και στις δύο μονάδες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.36 και στην εικόνα 5.23.

Πίνακας 5.36: Κόστος τέλους ζωής (€) και συμμετοχή υποκατηγοριών (%), μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

Είδος κόστους	PnH (€)	PnH	Conv (€)	Conv
Προσωπικό	15,455	67.60%	3,884	67.60%
Εργαλεία και μηχανήματα	7,293	31.90%	1,834	31.90%
Διαχείριση υπολειμμάτων	115	0.50%	28	0.50%
Σύνολο	22,863	100.00%	5,746	100.00%



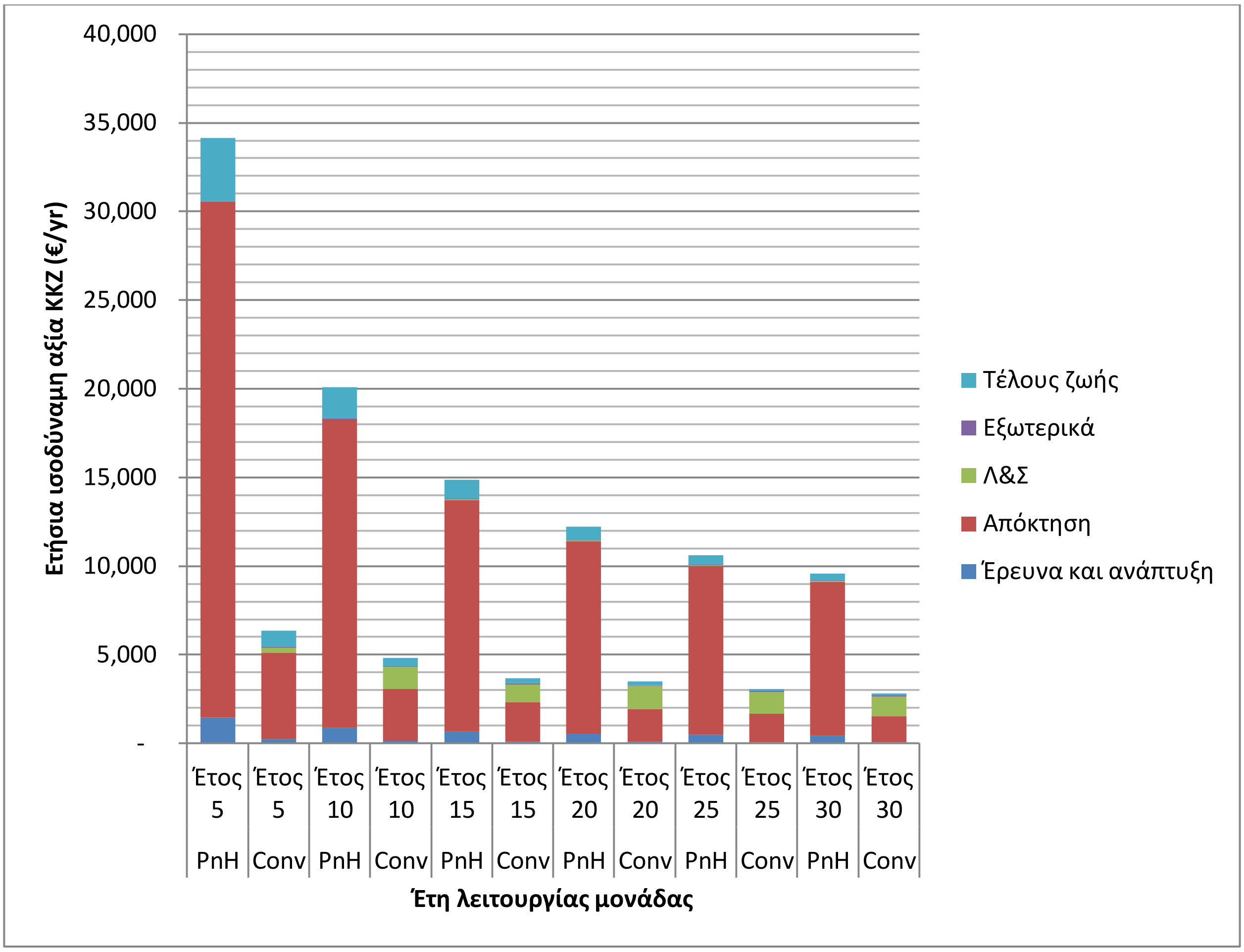
Εικόνα 5.23: Κόστος τέλους ζωής (€) και συμμετοχή (%) υποκατηγοριών μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής

- **Συμπεράσματα**

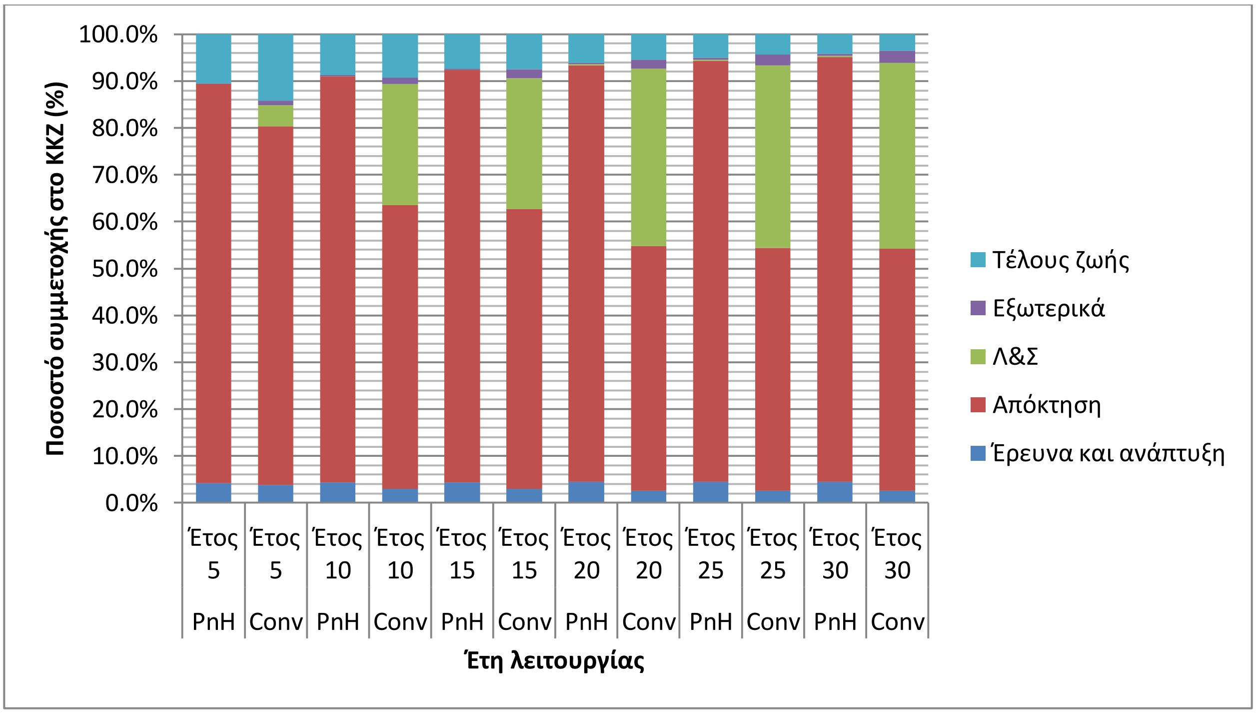
Παρατηρείται ότι η ποιότητα των αποτελεσμάτων στο σενάριο 3 είναι η ίδια με των σεναρίων 1 και 2. Συγκεκριμένα η μονάδα PnH χαρακτηρίζεται από μεγάλο κόστος απόκτησης και μικρό κόστος Λ&Σ σε σχέση με την συμβατική μονάδα. Επίσης το εξωτερικό κόστος παρουσιάζεται μικρό με το μεγαλύτερο μέρος του να οφείλεται σε εκπομπή ρύπων και όχι αερίων του θερμοκηπίου. Το κόστος αποκτησης της μονάδας PnH χαρακτηρίζεται ως επί το πλείστον από το κόστος απόκτησης του εξοπλισμού και των υλικών (70%), ενώ μικρή συμμετοχή έχει το κόστος προσωπικού (14.21%). Ανάλογα αποτέλεσματα προκύπτουν για το κόστος Λ&Σ της. Το κόστος προσωπικού παρουσιάζει αυξημένη συμμετοχή στο κόστος απόκτησης και στο κόστος Λ&Σ της συμβατικής μονάδας. Σε αυτό το σενάριο το κόστος απόκτησης της μονάδας PnH είναι ιδιαίτερα αυξημένο, παρολαυτά η συμμετοχή του κόστους προσωπικού στο κόστος απόκτησης παραμένει χαμηλή (14.2%) όπως και στα σενάρια 1,2 σύμφωνα με τις αρχές σχεδίασης της μονάδας PnH.

5.4.2 Σύγκριση μονάδων PnH και συμβατικής παραγωγής με βάση το χρόνο

Παρακάτω πραγματοποιείται ανάλυση κόστους κύκλου ζωής για τις δύο μονάδες ανά 5 έτη προκειμένου να προσδιοριστεί η μονάδα με το χαμηλότερο ΚΚΖ. Το κόστος έρευνας και ανάπτυξης θεωρείται 5% του κόστους απόκτησης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 5.24-5.25 και στους πίνακες 5.37-5.38.



Εικόνα 5.24: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας (€/yr) ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30



Εικόνα 5.25: Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγοριών κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30

Πίνακας 5.37: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας (ΕΙΑ) ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής έτη 5-30

ΕΙΑ ΚΚΖ (€/yr)	Έτος 5		Έτος 10		Έτος 15		Έτος 20		Έτος 25		Έτος 30	
	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv
Έ&Α	1,454	244	870	146	654	110	543	91	477	80	433	73
Απόκτηση	29,076	4,872	17,399	2,915	13,081	2,192	10,864	1,820	9,536	1,598	8,666	1,452
Λ&Σ	10	289	11	1,243	11	1,022	34	1,316	31	1,198	30	1,117
Εξωτερικό	37	62	40	67	41	69	42	70	42	71	42	71
Τέλους ζωής	3,585	901	1,763	443	1,089	274	744	187	537	135	401	101
ΚΚΖ	34,161	6,367	20,083	4,814	14,877	3,666	12,227	3,485	10,624	3,082	9,571	2,813

Πίνακας 5.38: Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγοριών κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, έτη 5-30

Συμμετοχή στο ΚΚΖ (%)	Έτος 5		Έτος 10		Έτος 15		Έτος 20		Έτος 25		Έτος 30	
	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv	PnH	Conv
Έ&Α	4.3	3.8	4.3	3.0	4.4	3.0	4.4	2.6	4.5	2.6	4.5	2.6
Απόκτηση	85.1	76.5	86.6	60.6	87.9	59.8	88.9	52.2	89.8	51.8	90.5	51.6
Λ&Σ	0.0	4.5	0.1	25.8	0.1	27.9	0.3	37.8	0.3	38.9	0.3	39.7
Εξωτερικό	0.1	1.0	0.2	1.4	0.3	1.9	0.3	2.0	0.4	2.3	0.4	2.5
Τέλους ζωής	10.5	14.2	8.8	9.2	7.3	7.5	6.1	5.4	5.1	4.4	4.2	3.6
ΚΚΖ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

- **Συμπεράσματα**

Από τα παραπάνω απότελέσματα φαίνεται η μονάδα PnH δεν αναμένεται να έχει χαμηλότερο ΚΚΖ από την συμβατική μονάδα για χρονικούς ορίζοντες 2-30 έτη. Παρολαυτά είναι εμφανής η μείωση στη διαφορά μεταξύ των ΚΚΖ των δύο μονάδων όσο ο χρονικός ορίζοντας αυξάνεται. Συγκεκριμένα η διαφορά μεταξύ των ΚΚΖ μειώνεται από 27,794 €/yr για πέντε έτη λειτουργίας σε 6,758 €/yr για 30 έτη λειτουργίας. Η διαφορά δηλαδή μειώνεται κατά 75.7% μεταξύ των ετών 5 και 30. Το ΚΚΖ της μονάδας PnH μειώνεται από 34,161 €/yr το έτος 5 σε 9,571 €/yr το έτος 30, δηλαδή υφίσταται πτώση 72%. Αντίστοιχα το ΚΚΖ της μονάδας συμβατικής παραγωγης μειώνεται από 6,367 €/yr το έτος 5 σε 2,813 €/yr το έτος 30, δηλαδή υφίσταται πτώση 55.8%. Η μεγαλύτερη πτώση στο ΚΚΖ της μονάδας PnH συμβαίνει επειδή το κόστος Λ&Σ της είναι σημαντικά χαμηλότερο από το κόστος Λ&Σ της συμβατικής μονάδας. Συμπεραίνεται επομένως ότι το ΚΚΖ της μονάδας PnH μείωνεται περισσότερο από το ΚΚΖ της συμβατικής μονάδας για μεγάλο χρονικό ορίζοντα επένδυσης. Για την μονάδα PnH το κόστος απόκτησης είναι αυτό που καθορίζει το ΚΚΖ για τους εξεταζόμενους χρονικούς ορίζοντες. Συγκεκριμένα η συμμετοχή του κόστους απόκτησης στο ΚΚΖ της μονάδας PnH αυξάνει από 85% το έτος 5 σε 90% το έτος 30, ενώ παράλληλα η συμμετοχή του κόστους Λ&Σ είναι μηδαμινή. Αντίθετα στη μονάδα συμβατικής παραγωγής η συμμετοχή του κόστους απόκτησης μειώνεται από 76.5% το έτος 5 σε 51.6% το έτος 30, ενώ παράλληλα η συμμετοχή του κόστους Λ&Σ αυξάνει από 4.5% σε 39.7%. Παρατηρείται επομένως ότι, σε αντίθεση με τα σενάρια 1 και 2, στην μονάδα PnH του σεναρίου

3 η συμμετοχή του κόστους απόκτησης αυξάνει καθώς ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης αυξάνεται. Το γεγονός αυτό συμβαίνει επειδή η συμμετοχή του κόστους Λ&Σ δεν αυξάνεται αισθητά σε μεγάλους χρονικούς ορίζοντες, ενώ ταυτόχρονα μειώνεται η συμμετοχή του κόστους τέλους ζωής το οποίο σε βραχείς χρονικούς ορίζοντες έχει αυξημένη συμμετοχή.

Οι παραπάνω παρατηρήσεις οδηγούν στο συμπέρασμα ότι το αυξημένο κόστος απόκτησης της μονάδας PnH δεν δικαιολογείται από το χαμηλό κόστος Λ&Σ της. Παρόλαυτα το γεγονός ότι το κόστος Λ&Σ είναι χαμηλό πιθανόν να οδηγήσει σε συμφέρουσες επιλογές μονάδων PnH μεγάλης δυναμικότητας. Επίσης σημαντικό είναι να ληφθούν μέτρα για τη μείωση του κόστους απόκτησης τέτοιου είδους μονάδων.

5.4.3 Διερεύνηση σε μεγαλύτερη δυναμικότητα (800 KWp)

Στη συνέχεια θα διερευνηθούν οι δύο μονάδες ως προς το ΚΚΖ τους σε μεγαλύτερη δυναμικότητα (800 KWp). Η επιλογή της δυναμικότητας γίνεται όπως στα σενάρια 1,2 και παρουσιάζεται στο παράρτημα Β.

- **Κόστος απόκτησης**

Για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης της μονάδας PnH σε δυναμικότητα 800 KWp χρησιμοποιείται η μέθοδος κλίμακας. Όπως και στα σενάρια 1 και 2 εξετάζονται δύο υποθέσεις εργασίας για την μονάδα PnH η βασική υπόθεση με διαφορετκούς παράγοντες R για κάθε κόστος (basic case-bc) και η απαισιόδοξη υπόθεση με σταθερό παράγοντα R=0.76 έκτος αν αναφέρεται διαφορετικά (worst case-wc).Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.39.

Πίνακας 5.39: Κόστος απόκτησης (€) μονάδας PnH, 800 KWp

Είδος κόστους	Scale factor	8.1 KW (€)	800 KWp bc (€)	800 KWp wc (€)
Απόκτηση υλικών	0.6	39,092	614,972	1,282,307
Εργαλεία και μηχανήματα	0.6	15,504	243,904	508,577
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	0.6	3,587	56,431	117,667
Προσωπικό	0.6	21,654	340,637	710,278
Απόκτηση μηχανολογικού εξοπλισμού	0.6	42,862	674,270	1,405,952
Απόκτηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	0.6	25,268	397,491	828,827
Μεταφορές	0.65	4,452	88,122	146,046
Σύνολο (€)		152,419	2,415,827	4,999,654

Για το κόστος απόκτησης της συμβατικής μονάδας σε δυναμικότητα 800 KWp λαμβάνονται υπόψη οι τιμές από (NREL 2019) 1,522 €/KWp. Επίσης θεωρείται πως χρησιμοποιούνται μπαταρίες συνολικής χωρητικότητας 1,000 KWh. Σύμφωνα με (Brinsmead et al., 2015) το κόστος απόκτησης της μπαταρίας ανέρχεται σε 320,192 €.

- **Κόστος Λ&Σ**

Για την εκτίμηση του κόστους Λ&Σ της μονάδας PnH χρησιμοποιούνται οι συντελεστές R του πίνακα 5.39. Για την μονάδα συμβατικής παραγωγής θεωρείται γενικό κόστος συντήρησης συστήματος PV 24 €/KWp/yr (openei.org). Σταθερό κόστος συντήρησης μπαταρίας 8.8 €/KWp/yr και μεταβλητό 2.72 €/MWh (Brinsmead et al., 2015), και αντικατάσταση της μπαταρίας κάθε 9 χρόνια. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.40.

Πίνακας 5.40: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) κόστους Λ&Σ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής, 800 KWp

Κατηγορία κόστους	PnH 8.1 KWp (€/yr)	PnH 800 KWp bc (€/yr)	PnH 800 KWp wc (€/yr)	Conv 8.1 KWp (€/yr)	Conv 800 KWp (€/yr)
Προσωπικό	3.0	17 (R=0.375)	17 (R=0.375)	302	12,860
Υλικά	12.8	200	290	926	35,187
Ε&Μ	1.6	26	37	130	5,099
Κατανάλωση ενέργειας μηχανημάτων	12.6	1,210	1,214	37	1,158
Σύνολο (€/yr)	30.0	1,453	1,558	1,395	54,304

- **Εξωτερικό κόστος**

Για τον υπολογισμό του εξωτερικού κόστους χρησιμοποιείται η εξίσωση (D.1) – κεφάλαιο 2 – και οι τιμές του πίνακα 5.6. Η ετήσια παραγωγή ενέργειας προκύπτει από την εξίσωση (5.1) και τις τιμές του πίνακα 5.32 για εγκατεστημένη ισχύ 800 KWp. Επομένως υπολογίζεται ότι μονάδα PnH παράγει 622,982 KWh/yr, και η συμβατική μονάδα 1,043,539 KWh/yr. Η ετήσια ισοδύναμη αξία του εξωτερικού κόστους των μονάδων παρουσιάζεται στον πίνακα 5.41.

Πίνακας 5.41: Ετήσια ισοδύναμη αξία εξωτερικού κόστους (€/yr) μονάδων PnH vs συμβατικής παραγωγής, 800 KWp

Κατηγορία Ρύπου	PnH 8.1 KWp (€/yr)	PnH 800 KWp bc (€/yr)	PnH 800 KWp wc (€/yr)	Conv 8.1 KWp (€/yr)	Conv 800 KWp (€/yr)
CO_2	16.7	1,652	1,652	28.0	2,767
Άλλοι ρύποι	26.6	2,626	2,626	44.6	4,399
Σύνολο (€/yr)	43.3	4,278	4,278	72.6	7,166

- **Κόστος τέλους ζωής**

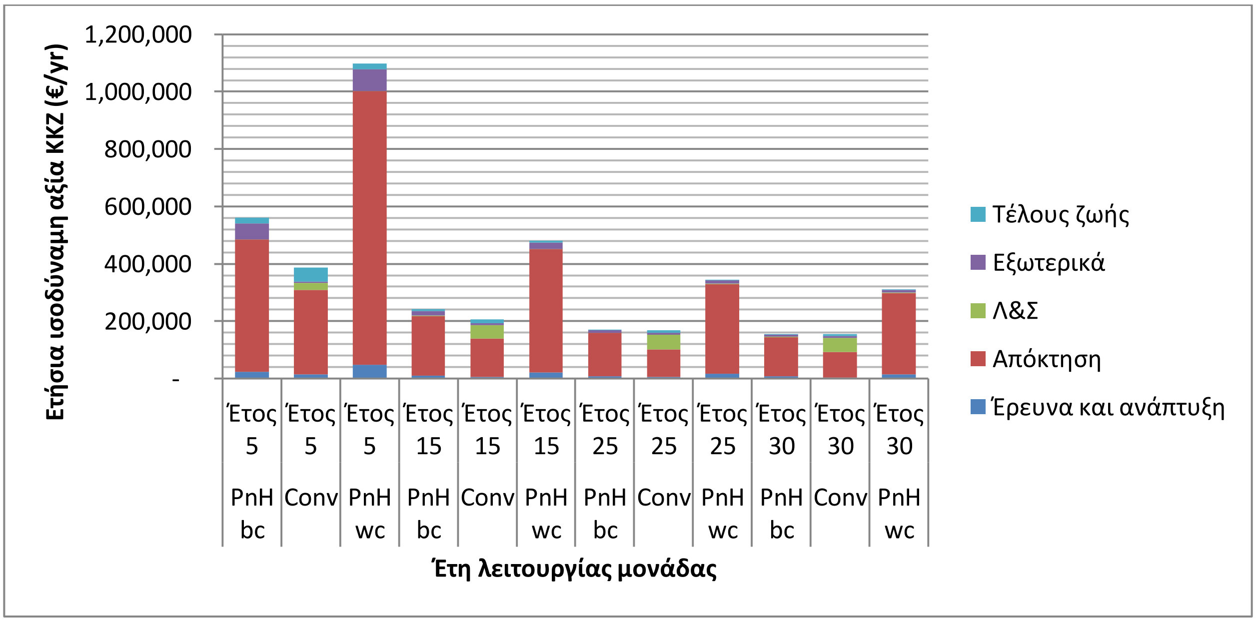
Για την εκτίμηση του κοστους τέλους ζωής στη μονάδα PnH χρησιμοποιείται η μέθοδος κλίμακας με τους συντελεστές του πίνακα 5.38, ενώ για την συμβατική μονάδα εκτιμάται σε 20% του κόστους απόκτησης δηλαδή 307,558 €.Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.42.

Πίνακας 5.42: Κόστος τέλους ζωής (€) μονάδας PnH 800 KWp

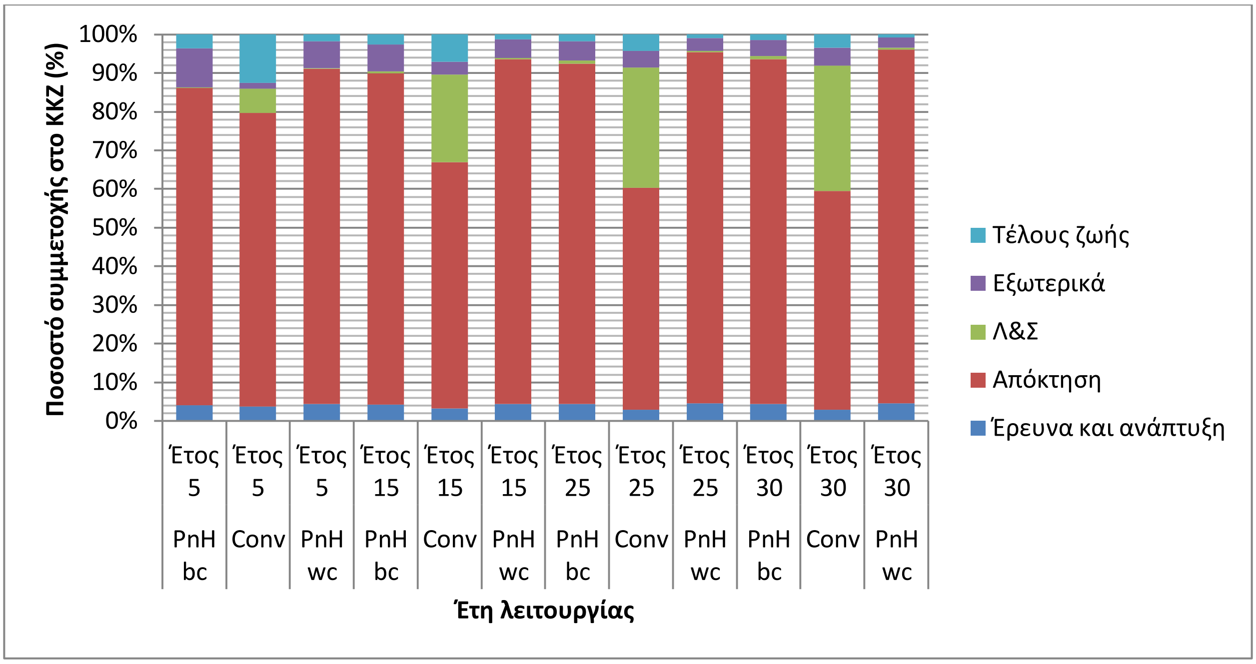
Κατηγορία κόστους	8.1 KWp (€)	800 KWp bc (€)	800 KWp wc (€)
Προσωπικό	15,456	243,132	243,132
Εργαλεία και μηχανήματα	7,293	114,733	239,235
Απόθεση υπολειμμάτων	114	2,263	3,750
Σύνολο (€)	22,863	360,128	486,117

- **Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH και συμβατικής παραγωγής σε δυναμικότητα 800 KWp**

Παρακάτω πραγματοποιείται ανάλυση κόστους κύκλου ζωής για τις δύο μονάδες σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες προκειμένου να προσδιοριστεί η μονάδα με το χαμηλότερο ΚΚΖ. Το κόστος έρευνας και ανάπτυξης θεωρείται 5% του κόστους απόκτησης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 5.26-5.27 και στου πίνακες 5.43-5.44.



Εικόνα 5.26: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 800 KWp, έτη 5-30



Εικόνα 5.27 Σύγκριση συμμετοχής (%) κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 800 KWp, έτη 5-30

Πίνακας 5.43: Σύγκριση ετήσιας ισοδύναμης αξίας (ΕΙΑ) ΚΚΖ (€/yr) μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 800 KWp, έτη 5-30

ΕΙΑ ΚΚΖ (€/yr)	Έτος 5			Έτος 15			Έτος 25			Έτος 30		
	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc
Έ&Α	23,042	14,668	47,687	10,366	6,599	21,454	7,558	4,811	15,641	6,868	4,372	14,213
Απόκτηση	460,848	293,352	953,743	207,326	131,973	429,070	151,152	96,216	312,815	137,353	87,432	284,257
Λ&Σ	1,019	24,571	1,019	1,145	46,913	1,145	1,447	52,244	1,561	1,429	50,222	1,532
Εξωτερικό	56,465	6,086	76,219	17,161	6,838	23,165	8,452	7,004	11,409	6,313	7,045	8,521
Τέλους ζωής	20,319	48,223	20,319	6,175	14,656	6,175	3,042	7,218	3,042	2,272	5,391	2,272
ΚΚΖ	561,694	386,899	1,098,988	242,174	206,979	481,009	171,650	167,493	344,467	154,234	154,462	310,795

Πίνακας 5.44: Σύγκριση συμμετοχής κατηγορίων κόστους στο ΚΚΖ μονάδας PnH vs συμβατικής παραγωγής 800 KWp, έτη 5-30

Συμμετοχή στο ΚΚΖ (%)	Έτος 5			Έτος 15			Έτος 25			Έτος 30		
	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc	PnH bc	Conv	PnH wc
Έ&Α	4.1	3.8	4.3	4.3	3.2	4.5	4.4	2.9	4.5	4.5	2.8	4.6
Απόκτηση	82.0	75.8	86.8	85.6	63.8	89.2	88.1	57.4	90.8	89.1	56.6	91.5
Λ&Σ	0.2	6.4	0.1	0.5	22.7	0.2	0.8	31.2	0.5	0.9	32.5	0.5
Εξωτερικό	10.1	1.6	6.9	7.1	3.3	4.8	4.9	4.2	3.3	4.1	4.6	2.7
Τέλους ζωής	3.6	12.5	1.8	2.6	7.1	1.3	1.8	4.3	0.9	1.5	3.5	0.7
ΚΚΖ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

- **Συμπεράσματα**

Από την παραπάνω διέρευνηση επιβεβαιώνεται η παρατήρηση που έγινε στην διέρευνηση μικρής δυναμικότητας, ότι σε μεγαλύτερη δυναμικότητα η μονάδα PnH παρουσιάζει χαμηλότερο ΚΚΖ από την συμβατική μονάδα λόγω του μικρού κόστους Λ&Σ. Όπως φαίνεται στα παράπανω αποτελέσματα όταν η δυναμικότητα των εγκαταστάσεων γίνει 800 KWp τότε παρατηρούνται τα παρακάτω.

Το κόστος απόκτησης της μονάδας PnH παραμένει αρκετά μεγαλύτερο από το κόστος απόκτησης της συμβατικής μονάδας, επομένως για μικρό χρονικό ορίζοντα επένδυσης φαίνεται ότι η συμβατική μονάδα συμφέρει σε σχέση με την μονάδα PnH. Καθώς αυξάνεται ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης παρατηρείται ότι η διαφορά μεταξύ του ΚΚΖ της μονάδας PnH και του ΚΚΖ της συμβατικής μονάδας μειώνεται. Μάλιστα για χρονικό ορίζοντα 30 έτη το ΚΚΖ της βασικής υπόθεσης εργασίας γίνεται χαμηλότερο από το ΚΚΖ της συμβατικής μονάδας.

Στην απαισιόδοξη υπόθεση εργασίας το ΚΚΖ της μονάδας PnH δεν γίνεται μικρότερο από αυτό της μονάδας συμβατικής παραγωγή, για χρονικό ορίζοντα <31 ετών. Παρολαυτά η διαφορά του ΚΚΖ της μονάδας μειώνεται σημαντικά για μεγάλο χρονικό ορίζοντα.

Οι δύο παραπάνω παρατηρήσεις δικαιολογούνται από την διαφορά στο κόστος Λ&Σ μεταξύ των δύο μονάδων. Συγκεκριμένα στην μονάδα PnH το κόστος Λ&Σ είναι πολύ μικρό – και στις δύο υποθέσεις εργασίας – και η συμμετοχή του στο ΚΚΖ είναι μηδαμινή για χρόνικό ορίζοντα < 30 ετών. Αντίθετα στην μονάδα συμβατικής παραγωγής το κόστος Λ&Σ αποτελεί σημαντική συνιστώσα του ΚΚΖ με την συμμετοχή του σε αυτό να φτάνει 32.5% για 30 έτη λειτουργίας. Παράλληλα το εξωτερικό κόστος, το κόστος έρευνας και ανάπτυξης και το κόστος τέλους ζωής παρουσιάζουν χαμηλή συμμετοχή στο ΚΚΖ.

5.5 Συμπεράσματα

Παραπάνω συγκρίνονται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδα PnH και από μονάδα συμβατικών φωτοβολταϊκών πάνελ ως προς το κόστος κύκλου ζωής τους. Εξετάζονται τρία σενάρια διαφορετικών δυναμικότητων σε διαφορετικές περιόχες, ενώ παράλληλα μελετάται η συμπεριφορά των συστημάτων σε μεγαλύτερη δυναμικότητα.

Παρατηρείται ότι οι μονάδες PnH χαρακτηρίζονται από μεγάλο κόστος απόκτησης, σχετικά μικρό κόστος Λ&Σ, ενώ το εξωτερικό κόστος που προκύπτει από αυτές είναι χαμηλό. Παράλληλα οι υποκατηγορίες με τη μεγαλύτερη συμμετοχή στο κόστος απόκτησης είναι το κόστος απόκτησης του εξοπλισμού και των υλικών. Το γεγονός αυτό είναι στην ίδια γραμμή με τις αρχές σχεδίασης τέτοιου είδους μονάδων όπου βασίζονται στην εύκολη συναρμολόγηση και αποσυναρμολόγηση της εγακτάστασης και στην μικρή ανάγκη συντήρησης τους, μέσω κατάλληλης σχεδίασης και χρήσης κατάλληλων υλικών και εξοπλισμού.

Οι συμβατικές μονάδες, σε σχέση με τις μονάδες PnH, εμφανίζουν χαμηλότερο κόστος απόκτησης αλλά αυξημένο κόστος Λ&Σ και εξωτερικό κόστος. Επίσης το κόστος προσωπικού και το κόστος εργαλείων και μηχανημάτων παρουσιάζει αυξημένη συμμετοχή στο κόστος απόκτησης και στο κόστος Λ&Σ σε σχέση με τις μονάδες PnH.

Το κόστος τέλους ζωής εμφανίζει σημαντική συμμετοχή στο ΚΚΖ – και στις δύο μονάδες, για βραχείς χρονικούς ορίζοντες, ενώ όταν ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης είναι μεγαλός η συμμετοχή του είναι αρκετά χαμηλή. Σε κάθε περίπτωση η συμμετοχή του κόστους τέλους ζωής είναι ελαφρώς υψηλότερη στις συμβατικές μονάδες, καθώς οι μονάδες PnH είναι σχεδιασμένες προς εύκολη αποσυναρμολόγηση.

Το γεγονός ότι το κόστος απόκτησης των συμβατικών μονάδων είναι χαμηλότερο από των μονάδων PnH έχει ως αποτέλεσμα οι μονάδες PnH να έχουν μεγαλύτερο ΚΚΖ από τις μονάδες συμβατικής παραγωγής όταν ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης είναι βραχύς. Παρολαυτά όταν ο χρονικός ορίζοντας αυξάνει, το αυξημένο κόστος Λ&Σ της συμβατικής μονάδας οδηγεί στην αντιστροφή αυτής της εικόνας και το ΚΚΖ των μονάδων PnH γίνεται χαμηλότερο ή τείνει να γίνει χαμηλότερο από το ΚΚΖ των συμβατικών μονάδων.

Συγκρίνωντας μονάδες χαμηλής δυναμικότητας, παρατηρείται ότι σε κανένα από τα τρία σενάρια η μονάδα PnH δεν εμφανίζει χαμηλότερο ΚΚΖ από την συμβατική μονάδα για κάποιον από τους εξεταζόμενους χρονικούς ορίζοντες. Το γεγονός αυτό συμβαίνει επειδή το κόστος απόκτησης των μονάδων PnH είναι μεγαλύτερο από των συμβατικών, ενώ ταυτόχρονα το κόστος Λ&Σ τους είναι ιδιαίτερα υψηλό καθώς πρόκειται για πιλοτικές μονάδες.

Σε μεγαλύτερη κλίμακα παρατηρούνται αντίθετα αποτελέσματα. Συγκεκριμένα, αυξάνοντας την δυναμικότητα στο σενάριο 1 από 1.96 KWp σε 50 KWp ο χρονικός ορίζοντας που απαιτείται είναι μόλις 9 έτη, ενώ αυξάνοντας τη δυναμικότητα στο σενάριο 2 από 2 σε 500 KWp ο χρονικός ορίζοντας που απαιτείται είναι ξανά 9 έτη. Στο σενάριο 3, προκειμένου το ΚΚΖ της μονάδας PnH να γίνει χαμηλότερο από της συμβατικής μονάδα για 30 έτη λειτουργίας η δυναμικότητα που χρειάζεται να επιτευχθεί είναι 800 KWp. Οι παραπάνω δυναμικότητες δεν είναι δυνατόν να εφαρμοστούν σε ένα οικιακό κτήριο, αλλά είναι δυνατόν να εφαρμοστούν σε συγκρότημα κτηρίων μέσω κάποιου κοινωτικού προγράμματος. Σημειώνεται πως η επιλογή των δυναμικοτήτων γίνεται με σεβασμό σε δύο κριτήρια και αναλύεται στο παραρτημα Β. Σημαντικό είναι το γεγονός ότι η συμμετοχή του κόστους Λ&Σ των μονάδων PnH μειώνεται σημαντικά με την αύξηση της δυναμικότητας της μονάδας. Αυτό συμβαίνει διότι ο ρυθμός αύξησης του κόστους Λ&Σ (παράγον R) είναι χαμηλότερος απότι στις άλλες κατηγορίες κόστους. Το γεγονός αυτό, σε συνδυασμό με το ότι η παραγωγή ενέργειας – δηλαδή τα οφέλη, αυξάνονται γραμμικά, ή σχεδόν γραμμικά, με την δυναμικότητα της μονάδας οδηγεί στο συμπέρασμα ότι οι μονάδες PnH θα είναι πιο αποδοτικές σε μεγάλες δυναμικότητες.

Κεφάλαιο 6

Ανάλυση κόστους οφέλους σεναρίων 1,2 και 3

6.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο εκτελείται ανάλυση κόστους οφέλους για τα σενάρια 1, 2 και 3 που αναπτύσσονται στο κεφάλαιο 5. Εξετάζονται οι μονάδες PnH των σεναρίων, σε μικρή και σε μεγάλη δυναμικότητα, καθώς αυτές οι μονάδες αναμένεται να είναι πιο αποδοτικές. Για την ΑΚΟ ακολουθείται η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στο κεφάλαιο 3 για συστήματα παραγωγής ενέργειας. Τα οφέλη που προκύπτουν από τις μονάδες PnH είναι οφέλη από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οφέλη από την αποφευχθείσα κατανάλωση ενέργειας – για θέρμανση και ψύξη – και εξωτερικά οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε κάθε μονάδα υπολογίζεται στο κεφάλαιο 5. Η αποφευχθείσα κατανάλωση ενέργειας για ψύξη και θέρμανση υπολογίζεται ως η διαφορά των απωλείων από τους τοίχους και τα παράθυρα πριν και μετά την εγκατάσταση της μονάδας. Οι απώλειες σε Watt για κάθε ώρα λειτουργίας του κτηρίου υπολογίζονται με τη μεθόδο CLTD ως εξής (Αντωνόπουλος, 2015)

$$Q_w = CLTD_{w-cor} * U_w * A_w \quad (6.1)$$

$$Q_{wi} = U_{wi} * A_{wi} * CLTD_{wi-cor} + A_{wi} * SC * SHGF_{max} * CLF \quad (6.2)$$

Όπου,

Q_w: Το θερμικό φορτίο τοίχου (W).

Q_{wi}: Το θερμικό φορτίου παραθύρου (W).

A_w: Η επιφάνεια τοίχου που μονώνεται (m^2).

A_{wi}: Η επιφάνεια παραθύρων (m^2).

U_w: Η θερμοχωρητικότητα του τοίχου ($W/(m^2K)$).

U_{wi}: Η θερμοχωρητικότητα των παραθύρων ($W/(m^2K)$).

SC: Συντελέστης σκίασης του παραθύρου.

$SHGF_{max}$: Μέγιστος παράγων ηλιακού θερμικού κέρδους (W/m^2).

CLF: Παράγων φορτίου για παράθυρα.

$CLTD_{cor}$: Διορθωμένη θερμοκρασιακή διαφορά (K) όπου

$$CLTD_{w-corr} = (CLTD_w + LM) * K + (25.5 - T_R) + (T_o - 29.4) \quad (6.3)$$

$$CLTD_{wi-cor} = CLTD_{wi} + (25.5 - T_R) + (T_o - 29.4) \quad (6.4)$$

Όπου,

CLTD: Η θερμοκρασιακή διαφορά φορτίου για τοίχο και παράθυρο (^oC).

LM: Διορθωτικός συντελεστής γεωγραφικού πλάτους.

K: Συντελέστης χρώματος τοίχου.
T_R: Θερμοκρασία εσωτερικού χώρου (^oC).
T_o: Μέση ημερήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος (^oC).

Για τις περιπτώσεις που εξετάζονται θεωρείται τυπικός τοίχος, σκούρου χρώματος, τύπου C, B, E για τα σενάρια 1, 2 και 3 αντίστοιχα, και παράθυρα με εξωτερική σκίαση και συντελεστή σκίασης SC=0.6 (Αντωνόπουλος, 2015). Επίσης θεωρείται ότι το σύστημα θέρμανσης και ψύξης χρησιμοποιείται κατά τις ώρες 8:00-22:00. Η επιθυμητή θερμοκρασία εσωτερικού χώρου θεωρείται ότι είναι 21^oC τη χειμερινή περίοδο (Οκτώβριος-Μάρτιος) και 25^oC την καλοκαιρινή (Απρίλιος – Σεπτέμβριος). Επίσης θεωρείται ότι το σύστημα θέρμανσης των κτηρίων που εξετάζονται είναι συνήθης λέβητας φυσικού αερίου και χρησιμοποιείται την χειμερινή περίοδο, ενώ η ψύξη του κτηρίου γίνεται μέσω ηλεκτρικής ενέργειας την καλοκαιρινή περίοδο.

Τα εξωτερικά οφέλη υπολογίζονται από την εξίσωση (3.11) (κεφάλαιο 3). Στους πίνακες 6.1-6.4 παρουσιάζονται τα βασικά δεδομένα για τον υπολογίσμό των οφελών των μονάδων.

Πίνακας 6.1: Μέσες τιμές θερμοχωρητικότητας τοίχων και παραθύρων και τιμή απόκτησης ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας σε νοικοκυρία ((E.C., 2019) , (Energy - European Commission, 2016), (res-legal.eu), (Νόμος 4414/2016))

	Γερμανία	Ηνωμένο Βασίλειο	Ελλάδα
Θερμοχωρητικότητα εξωτερικού τοίχου $W/(m^2*K)$	0.8	0.92	1.22
Θερμοχωρητικότητα παραθύρου $W/(m^2*K)$	2.15	3.25	4.21
Τιμή απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας (€/KWh_{el})	0.31	0.141 (£/KWh)	0.18
Τιμή απόκτησης θερμικής ενέργειας (€/KWh_{th})- πηγή φυσικό αέριο	0.06	0.048 (£/KWh)	0.063
Τιμλη πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο - FiT (€/KWh)	0.101	0.050 (£/KWh)	0.278

Πίνακας 6.2: Μέση μηνιαία θερμοκρασία ((Climate-data.org, 2019), (T.E.E., 2010))

Μήνας	Άαχεν (^oC)	Κάρντιφ (^oC)	Γρεβενά (^oC)
Ιαν.	2.2	4.2	2.2
Φεβ.	2.7	4.7	3.4
Μαρ.	5.5	6.3	6.9
Απρ.	8.7	9.2	11.5
Μα.	12.7	12.3	16.4
Ιουν.	15.9	15.4	21.4
Ιουλ.	17.5	16.9	24
Αυγ.	17.5	16.7	23.3
Σεπτ.	14.8	14.4	18.9
Οκτ.	10.9	10.5	13.4
Νοε.	6	7.3	7.2
Δεκ.	3.3	5.2	3

Πίνακας 6.3: Συντελεστής LM και παράγων $SHGF_{max}$ για Άαχεν, Κάρντιφ, Γρεβενά (Αντωνόπουλος, 2015)

	Άαχεν		Κάρντιφ		Γρεβενά	
Μήνας	LM	$SHGF_{max}$ (W/m^2)	LM	$SHGF_{max}$ (W/m^2)	LM	$SHGF_{max}$ (W/m^2)
Ιαν.	4.4	47	4.4	41	6.1	63
Φεβ.	6.1	63	6.1	57	6.6	76
Μαρ.	6.1	82	6.1	76	5.5	91
Απρ.	3.8	98	3.8	95	2.2	107
Μα.	2.2	110	2.2	79	0.5	117
Ιουν.	1.6	145	1.6	142	-0.5	131
Ιουλ.	2.2	117	2.2	114	0.5	120
Αυγ.	3.8	104	3.8	101	2.2	110
Σεπτ.	6.1	85	6.1	79	5.5	95
Οκτ.	6.1	66	6.1	60	6.6	79
Νοε.	4.4	47	4.4	41	6.1	63
Δεκ.	3.3	43	3.3	32	5.5	57

Πίνακας 6.4: CLTD τοίχου και παραθύρων και CLF παραθύρων, ώρες 8:00 – 22:00 (Αντωνόπουλος, 2015)

Ώρα	CLTD τοίχου E (^oC)	CLTD τοίχου B (^oC)	CLTD τοίχου C (^oC)	CLTD παραθύρου (^oC)	CLF
08:00	2	7	6	0	0.14
09:00	2	7	5	1	0.21
10:00	3	6	5	2	0.31
11:00	5	6	5	4	0.42
12:00	7	6	5	5	0.52
13:00	10	6	6	7	0.57
14:00	14	7	8	7	0.58
15:00	16	8	9	8	0.53
16:00	18	9	11	8	0.47
17:00	19	10	12	7	0.41
18:00	18	11	13	7	0.36
19:00	17	11	14	6	0.29
20:00	16	12	14	4	0.25
21:00	14	12	14	3	0.21
22:00	13	12	14	2	0.18

Πίνακας 6.5: Ενεργειακό μίγμα Γερμανίας, Η.Β. και Ελλάδας ((Fraunhofer ISE, 2020), (GOV.UK, n.d.), (ΔΑΕΕΠ, 2019))

Πηγή	Γερμανία 2019	Ηνωμένο Βασίλειο 2013	Έλλαδα 2018
Λιγνίτης	19.7%	5.96%	29.28%
Πετρέλαιο	-	0.22%	9.01%
Φυσικό αέριο	10.5%	42.52%	29.95%
Πυρινική ενέργεια	13.8%	23.13%	-
Υδροηλεκτρική ενέργεια	3.8%	1.36%	11.29%
Αιολική ενέργεια	24.6%	7.70%	12.38%
Αιολική ενέργεια (Offshore)	-	9.42%	-
Ηλιακή ενέργεια	9%	1.30%	7.46%
Βιομάζα	8.6%	7.10%	0.58%

Hard coal	9.4%	-	-
Αποθηκευμένη υδροηλεκτρική	-	0.4%	-
Άλλα	0.6%	0.89%	0.05%

Χρησιμοποιώντας τις τιμές του πίνακα 6.5 και τους συντελεστές από (feem-project.net, 2010) προκύπτει ο πίνακας 6.6.

Πίνακας 6.6: Εκπομπές ρύπων ανά KWh παραγώμενη από το ενεργειακό μίγμα της χώρας και από μονάδα φωτοβολταϊκών και φυσικού αερίου.

Αέριοι Ρύποι	€/tn	Γερμανία (tn/KWh)	Η.Β (tn/KWh)	Ελλάδα (tn/KWh)	PV (tn/KWh_{el})	Φ.α. (tn/KWh_{th})
CO2	40	2.96E-04	2.34E-04	4.07E-04	6.63E-05	4.05E-04
NH3	1.77E+04	2.71E-08	3.55E-08	3.70E-09	3.10E-09	2.12E-10
NMVOC	1.48E+03	3.07E-07	5.05E-08	6.09E-08	2.26E-08	9.81E-08
NOx	9.85E+03	1.34E-07	2.55E-07	3.67E-07	1.46E-07	3.90E-07
PPMCO	1.85E+03	6.29E-09	2.77E-08	8.39E-08	1.16E-07	9.25E-09
PPM2.5	3.45E+04	2.60E-07	6.78E-09	7.33E-09	2.75E-10	7.09E-09
SOx	9.41E+03	1.73E-12	1.33E-07	3.30E-07	2.43E-07	1.38E-07
Cd	1.17E+05	1.14E-11	1.20E-12	1.51E-12	3.34E-12	3.19E-13
As	7.38E+05	2.70E-11	5.36E-12	1.73E-11	1.39E-11	9.26E-13
Ni	3.21E+03	4.67E-11	1.26E-11	2.47E-11	5.07E-11	4.18E-12
Pb	3.88E+05	7.98E-12	1.98E-11	3.65E-11	2.55E-10	7.96E-12
Hg	1.12E+07	9.49E-11	3.00E-12	8.21E-12	5.02E-12	1.95E-12
Cr	1.85E+04	2.45E-12	4.86E-11	7.24E-11	6.22E-10	2.11E-11
Cr-VI	9.24E+04	1.32E-10	1.21E-12	1.87E-12	1.56E-11	4.99E-13
Formaldehyde	2.79E+02	2.63E-17	1.28E-10	8.80E-10	1.12E-10	1.87E-10
Dioxin	5.16E+10	4.46E-08	1.46E-17	2.66E-17	5.56E-17	1.53E-17
	€/KBq					
Aerosol	3.59E-04	7.19E-11	4.15E-11	5.24E-11	2.38E-10	1.39E-11
Carbon-14	1.95E-03	3.07E-07	1.92E-07	2.15E-07	9.26E-07	5.90E-08
Tritium	7.11E-07	1.03E-05	1.54E-05	1.24E-06	5.46E-06	3.38E-07
Iodine-131	3.64E-03	1.68E-08	1.14E-08	1.17E-08	3.93E-08	3.83E-09
Iodine-133	5.24E-07	3.41E-13	2.19E-13	2.17E-13	7.38E-13	7.16E-14
Krypton-85	3.84E-08	1.37E-05	2.29E-05	9.22E-08	3.11E-07	3.03E-08
Noble gases	7.72E-08	2.88E-03	1.70E-03	2.06E-03	9.05E-03	5.71E-04
Thorium-230	5.38E-03	2.64E-09	4.26E-09	1.16E-10	4.83E-10	3.64E-11
Uranium-234	1.44E-03	8.31E-09	1.34E-08	3.52E-10	1.51E-09	1.02E-10
Uranium-235	1.17E-03	4.03E-10	6.51E-10	1.68E-11	7.34E-11	4.66E-12
Iodine-129	1.15E-02	3.00E-10	1.78E-10	2.17E-10	9.42E-10	5.94E-11
Randon-222	2.02E-08	1.24E-01	2.02E-01	3.94E-03	1.72E-02	1.09E-03
Υγροί ρύποι	**€/KBq**					
Iodine-131	1.14E-02	1.48E-11	8.63E-12	1.06E-11	4.95E-11	2.88E-12
Uranium-234	3.55E-05	1.61E-08	2.59E-08	6.59E-10	2.88E-09	1.83E-10
Uranium-235	1.28E-04	3.03E-08	4.91E-08	1.09E-09	4.75E-09	3.01E-10

6.2 Ανάλυση κόστους οφέλους μονάδων μικρής δυναμικότητας

6.2.1 Σενάριο 1 Άαχεν 1.96 KWp

6.2.1.1 Υπολογισμός οφελών

Τα οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα PnH είναι τα οφέλη λειτουργίας, τα οποία προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μειώμενες θερμικές ανάγκες του κτηρίου, και τα εξωτερικά οφέλη.

- **Οφέλη από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας**

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την μονάδα ανέρχεται σε 1,221 KWh/yr. Θεωρείται συντελεστής μείωσης απόδοσης των πάνελ 0.5% (Fu, Feldman and Margolis, 2018), και ότι η τιμή της ενέργειας αυξάνεται κατά 1% ετησίως. Λόγω της μικρής παραγωγής ενέργειας θεωρείται ότι όλη η ενέργεια που παράγεται καταναλώνεται επί τόπου στο κτήριο. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στη Γερμανία δίνεται στον πίνακα 6.1 (0.31 €/KWh).

- **Οφέλη από αποφευχθείσα θερμική κατανάλωση ενέργειας**

Στην μονάδα εγκαθιστώνται στην εξωτερική επιφάνεια του τοίχου στρώση πετροβάμβακα πάχους 160 mm και βάση ανθρακίτη πάχους 6 mm συνολικής έκτασης 5.12 m^2. Η θερμική αγωγιμότητα των υλικών αυτών λαμβάνεται 0.036 W/(m*K) και 0.33 W/(m*K) αντίστοιχα. Επίσης αντικαθιστώνται τέσσερα παράθυρα διαστάσεων 1050 mm x 1200 mm με νέα παράθυρα θερμοχωρητικότητας U_w=0.93 W/(m^2*K).Τα αποτελέσματα της μεθόδου CLTD παρουσιάζονται στον πίνακα 6.7.

Πίνακας 6.7: Αποφευχθείσες ανάγκες θέρμανσης και ψύξης

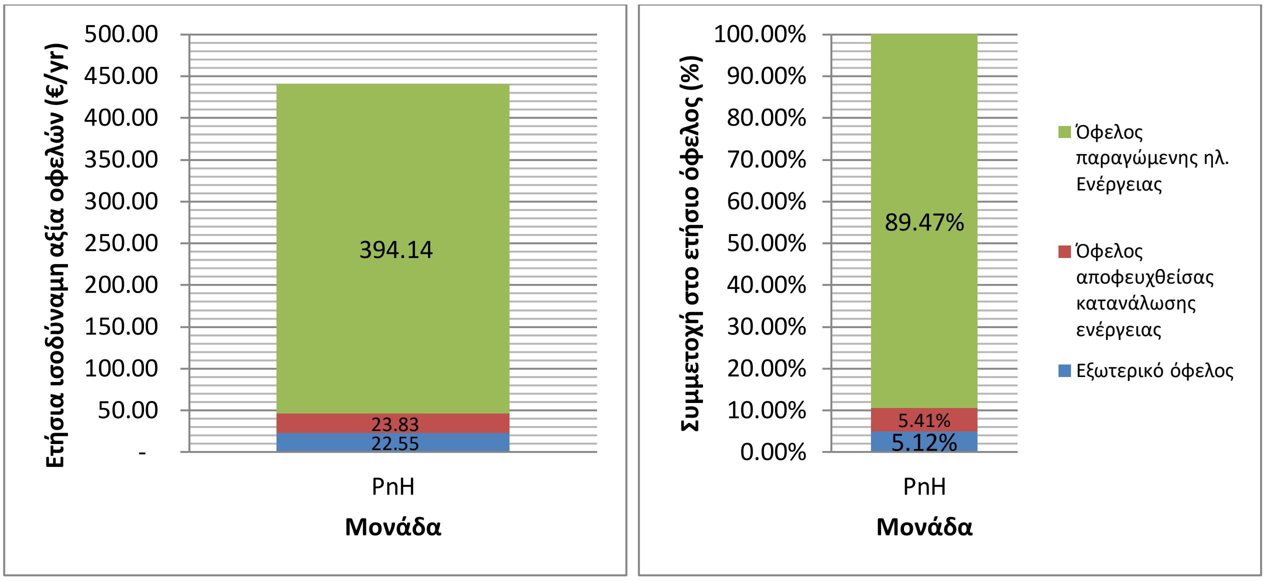
	Πρίν	Μετά	Όφελος
U τοίχου (W/(m^2*K))	0.8	0.175	-
U παραθύρου (W/(m^2*K))	2.15	0.93	1.22
Απώλειες θέρμανσης (KWh-th)	505	204	301
Απώλειες ψύξης (KWh-el)	340	329	11

Οι τιμές αγοράς της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας στη Γερμανία δίνονται στον πίνακα 6.1 (0.31 και 0.06 €/KWh αντίστοιχα), ενώ θεωρείται ετήσια αύξηση στην τιμή της ενέργειας 1%.

- **Εξωτερικά οφέλη**

Τα εξωτερικά οφέλη της μονάδας που λαμβάνονται υπόψη είναι τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την μειώση των εκπομπών ρύπων και υπολογίζονται από τις τιμές του πίνακα 6.4 και την εξίσωση (3.11) – κεφάλαιο 3. Επίσης θεωρείται ότι η τιμή των ρύπων αυξάνεται κατά 1% ετησίως.

Στην εικόνα 6.1 παρουσιάζεται η συμμετοχή του κάθε οφέλους στο συνολικό όφελος για 30 έτη λειτουργίας και προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.



Εικόνα 6.1: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) και συμμετοχή κατηγοριών οφέλους μονάδας PnH

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος των οφελών (89.47%) αποτελείται από τα οφέλη που προκύπτουν από την πωληση της παραγώμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ τα όφελη που προκύπτει από την αποφευχθείσα κατανάλωση θερμικής ενέργειας και το εξωτερικό όφελος έχουν μικρή συμμετοχή στο συνολικό όφελος.

6.2.1.2 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας επένδυσης

Στον πίνακα 6.8 παρουσιάζονται οι κατηγορίες κόστους και οφέλους που προκύπτουν στον κυκλο ζωής της εξεταζόμενης μονάδας.

Πίνακας 6.8: Κατηγορίες κόστους και οφέλους μονάδας PnH 1.96 KWp

Κατηγορία	Κόστος (-)	Όφελος (+)
Έρευνα και ανάπτυξη (€)	352	-
Απόκτηση (€)	7,040	-
Λειτουργία και Συντήρηση (€/yr)	420	418
Εξωτερικά (€/yr)	-	22.5
Τέλους ζωής (€)	2,157	-

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες αποδοτικότας για την επένδυση σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες, τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.9.

Πίνακας 6.9: Αποδοτικότητα επένδυσης

	Έτος 5	Έτος 10	Έτος 15	Έτος 20	Έτος 25	Έτος 30
NPV (€)	-8,902	-9,276	-8,769	-8,323	-7,931	-7,587
IRR (%)	-50.93%	-23.88%	-13.11%	-7.52%	-4.38%	-2.42%
PP (έτη)	-	-	-	-	-	-
B-C Ratio	0.18	0.27	0.36	0.42	0.47	0.51

Παρατηρείται ότι η μονάδα PnH που εξετάζεται δεν είναι αποδοτική καθώς οι δείκτες αποδοτικότητας δεν πληρούν τα αναγκαία κριτήρια. Επομένως δεν είναι σκόπιμο να προχωρήσει η ανάλυση.

6.2.2 Σενάριο 2 Κάρντιφ 2 KWp

6.2.2.1 Υπολογισμός οφελών

Τα οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα PnH είναι τα οφέλη λειτουργίας, τα οποία προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μειώμενες θερμικές ανάγκες του κτηρίου, και τα εξωτερικά οφέλη.

- **Οφέλη από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας**

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την μονάδα ανέρχεται σε 1,158 KWh/yr. Θεωρείται συντελεστής μείωσης απόδοσης των πάνελ 0.5% (Fu, Feldman and Margolis, 2018), και ότι η τιμή της ενέργειας αυξάνεται κατά 1% ετησίως. Λόγω της μικρής παραγωγής ενέργειας θεωρείται ότι όλη η ενέργεια που παράγεται καταναλώνεται επί τόπου στο κτήριο. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στο Ηνωμένο Βασίλειο δίνεται στον πίνακα 6.1 (0.141 £/KWh).

- **Οφέλη από αποφευχθείσα θερμική κατανάλωση ενέργειας**

Στην μονάδα εγκαθιστώνται στην εξωτερική επιφάνεια του τοίχου δύο στρώσεις μόνωσης όπως επίσης και ενισχυτικό πλέγμα σε επιφάνεια 13 m^2. Η μόνωση έχει πάχος 6 mm και θερμική αγωγιμότητα 0.036 W/(m*K), ενώ τα φωτοβολταϊκα πάνελ έχουν θερμοχωρητικότητα 5.7 W/(m^2*K). Τα αποτελέσματα της μεθόδου CLTD παρουσιάζονται στον πίνακα 6.10.

Πίνακας 6.10: Αποφευχθείσες ανάγκες θέρμανσης και ψύξης

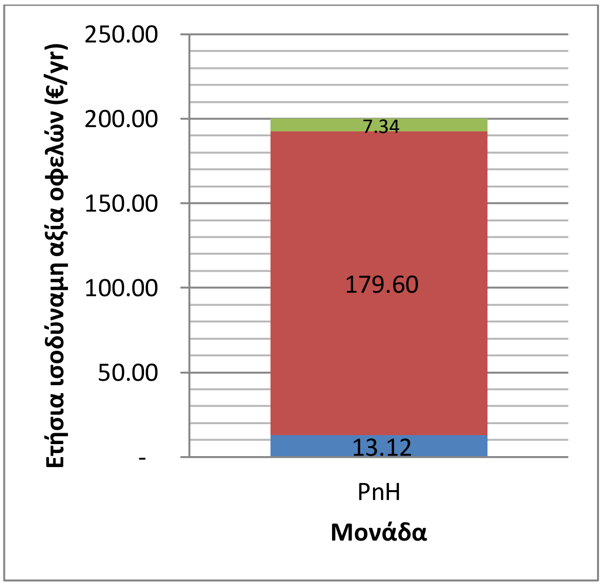
	Πρίν	Μετά	Όφελος
U τοίχου (W/(m^2*K))	0.92	0.31	-
U παραθύρου (W/(m^2*K))	-	-	-
Απώλειες θέρμανσης (KWh-th)	162	56	106
Απώλειες ψύξης (KWh-el)	16.5	5.7	10.8

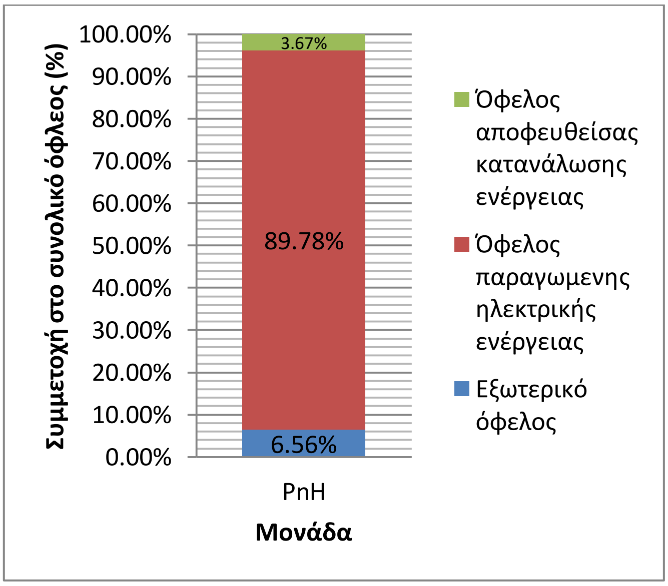
Οι τιμές αγοράς της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας στο Ηνωμένο Βασίλειο δίνονται στον πίνακα 6.1 (0.141 και 0.0484 £/KWh αντίστοιχα), ενώ θεωρείται ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας 1%.

- **Εξωτερικά οφέλη**

Τα εξωτερικά οφέλη της μονάδας που λαμβάνονται υπόψη είναι τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την μειώση των εκπομπών ρύπων και υπολογίζονται από τις τιμές του πίνακα 6.4 και την εξίσωση (3.11) – κεφάλαιο 3 –. Επίσης θεωρείται ότι η τιμή των ρύπων αυξάνεται κατά 1% ετησίως.

Στην εικόνα 6.2 παρουσιάζεται η συμμετοχή του κάθε οφέλους στο συνολικό όφελος για 30 έτη λειτουργίας και προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.





Εικόνα 6.2: Ετήσια ισοδύναμη αξία (£/yr) και συμμετοχή κατηγοριών οφέλους μονάδας PnH

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος των οφελών (89.78%) αποτελείται από τα οφέλη που προκύπτουν από την πωληση της παραγώμενης ηλεκρικής ενέργειας, ενώ τα οφέλη που προκύπτουν από την αποφευχθείσα κατανάλωση θερμικής ενέργειας και το εξωτερικό όφελος έχουν μικρή συμμετοχή στο συνολικό όφελος.

6.2.2.2 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας επένδυσης

Στον πίνακα 6.11 παρουσιάζονται οι κατηγορίες κόστους και οφέλους που προκύπτουν στον κυκλο ζωής της εξεταζόμενης μονάδας.

Πίνακας 6.11: Κατηγορίες κόστους και οφέλους μονάδας PnH 2 KWp

Κατηγορία	Κόστος (-)	Όφελος (+)
Έρευνα και ανάπτυξη (£)	207	-
Απόκτηση (£)	4,138	-
Λειτουργία και Συντήρηση (£/yr)	322	186.9
Εξωτερικά (£/yr)	-	13.1
Τέλους ζωής (£)	1,784	-

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες αποδοτικότας για την επένδυση σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.12

Πίνακας 6.12: Αποδοτικότητα επένδυσης

	Έτος 5	Έτος 10	Έτος 15	Έτος 20	Έτος 25	Έτος 30
NPV (£)	-6,424	-6,632	-6,774	-6,857	-6,920	-6,945
IRR (%)	-	-	-	-	-	-
PP (έτη)	-	-	-	-	-	-
B-C Ratio	0.11	0.19	0.24	0.28	0.31	0.34

Παρατηρείται πως η μονάδα PnH που εξετάζεται δεν είναι αποδοτική καθώς οι δείκτες αποδοτικότητας δεν πληρούν τα αναγκαία κριτήρια. Επομένως δεν είναι σκόπιμο να προχωρήσει η ανάλυση.

6.2.3 Σενάριο 3 Γρεβενά 8.1 KWp

6.2.3.1 Υπολογισμός οφελών

Τα οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα PnH είναι τα οφέλη λειτουργίας, τα οποία προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μειώμενες θερμικές ανάγκες του κτηρίου και τα εξωτερικά οφέλη.

- **Οφέλη από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας**

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την μονάδα ανέρχεται σε 6,308 KWh/yr. Θεωρείται συντελεστής μείωσης απόδοσης των πάνελ 0.5% (Fu, Feldman and Margolis, 2018), και ότι η τιμή της ενέργειας αυξάνεται κατά 1% ετησίως. Θεωρείται ότι όλη η ενέργεια που παράγεται καταναλώνεται επί τόπου στο κτήριο. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα δίνεται στον πίνακα 6.1 (0.18 €/KWh).

- **Οφέλη από αποφευχθείσα θερμική κατανάλωση ενέργειας**

Στην μονάδα εγκαθιστώνται στην εξωτερική επιφάνεια του τοίχου στρώση μόνωσης πετροβάμβακα πάχους 30 mm και θερμικής αγωγιμότητας 0.036 W/(m*K). Τα φωτοβολταϊκα πάνελ έχουν θερμοχωρητικότητα 5.7 W/(m^2*K). Τα αποτελέσματα της μεθόδου CLTD παρουσιάζονται στον πίνακα 6.13.

Πίνακας 6.13: Αποφευχθείσες ανάγκες θέρμανσης και ψύξης

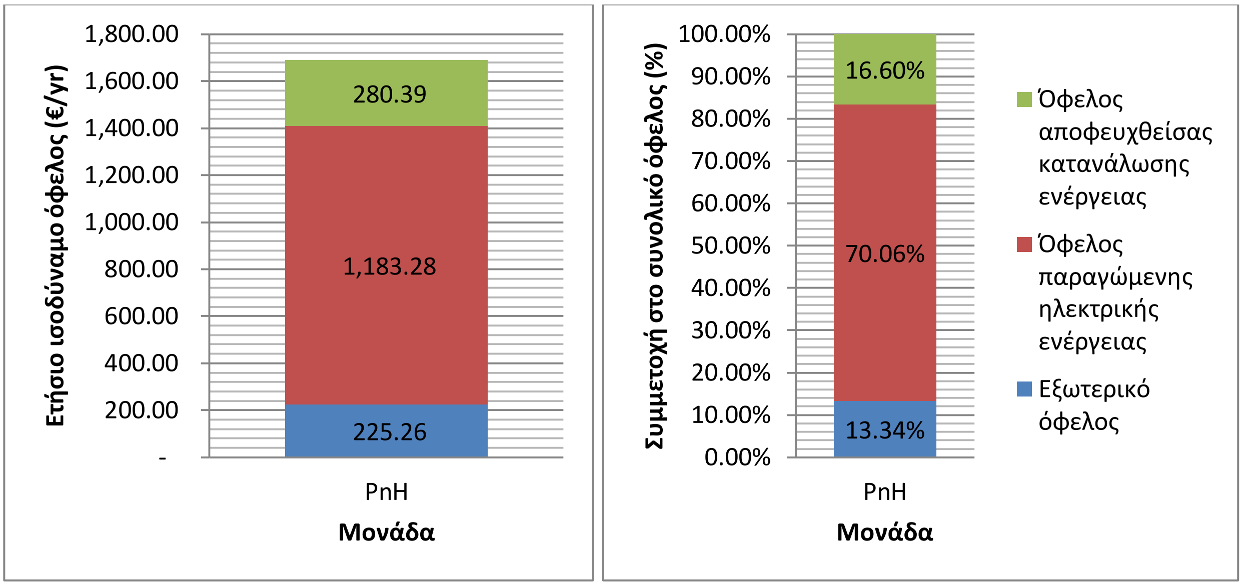
	Πρίν	Μετά	Όφελος
U τοίχου (W/(m^2*K))	0.65	0.3925	-
U παραθύρου (W/(m^2*K))	4.21	2.42	-
Απώλειες θέρμανσης (KWh-th)	6,173	3,570	2,603
Απώλειες ψύξης (KWh-el)	3,492	2,997	495

Οι τιμές αγοράς της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας στην Ελλάδα δίνονται στον πίνακα 6.1 (0.18 και 0.063 €/KWh αντίστοιχα), ενώ θεωρείται ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας 1%.

- **Εξωτερικά οφέλη**

Τα εξωτερικά οφέλη της μονάδας που λαμβάνονται υπόψη είναι τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την μειώση των εκπομπών ρύπων και υπολογίζονται από τις τιμές του πίνακα 6.4 και την εξίσωση (3.11) – κεφάλαιο 3. Επίσης θεωρείται ότι η τιμή των ρύπων αυξάνεται κατά 1% ετησίως.

Στην εικόνα 6.3 παρουσιάζεται η συμμετοχή του κάθε οφέλους στο συνολικό όφελος για 30 έτη λειτουργίας και προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.



Εικόνα 6.3: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) και συμμετοχή κατηγοριών οφέλους μονάδας PnH

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος των οφελών (70.06%) αποτελείται από τα οφέλη πώλησης της παραγώμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αντίθεση με τα σενάρια 1 και 2 παρατηρείται πως η συμμετοχή του εξωτερικού οφέλους και του οφέλους αποφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας είναι αυξημένη. Αυτό συμβαίνει διότι η καλυπτόμενη επιφάνεια – σχετικά με την εγκατεστημένη ισχύ- είναι μεγαλύτερη απότι στις δύο προηγούμενες περιπτώσεις.

6.2.3.2 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας επένδυσης

Στον πίνακα 6.14 παρουσιάζονται οι κατηγορίες κόστους και οφέλους που προκύπτουν στον κυκλο ζωής της εξεταζόμενης μονάδας.

Πίνακας 6.14: Κατηγορίες κόστους και οφέλους μονάδας PnH 8.1 KWp

Κατηγορία	Κόστος (-)	Όφελος (+)
Έρευνα και ανάπτυξη (€)	7, 621	-
Απόκτηση (€)	152,419	-
Λειτουργία και Συντήρηση (€/yr)	30.0	1,463
Εξωτερικά (€/yr)	-	225
Τέλους ζωής (€)	22,863	-

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες αποδοτικότας για την επένδυση σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.15.

Πίνακας 6.15: Αποδοτικότητα επένδυσης

	Έτος 5	Έτος 10	Έτος 15	Έτος 20	Έτος 25	Έτος 30
NPV (€)	-171,687	-162,285	-154,402	-148,103	-142,557	-137,903
IRR (%)	-47.47%	-20.31%	-10.68%	-6.15%	-3.53%	-1.9%
PP (έτη)	-	-	-	-	-	-
B-C Ratio	0.04	0.08	0.11	0.13	0.16	0.18

Παρατηρείται πως η μονάδα PnH που εξετάζεται δεν είναι αποδοτική καθώς οι δείκτες αποδοτικότητας δεν πληρούν τα αναγκαία κριτήρια. Επομένως δεν είναι σκόπιμο να προχωρήσει η ανάλυση.

6.2.4 Συμπεράσματα μικρής δυναμικότητας

Παρατηρείται ότι σε μικρή δυναμικότητα κανένα από τα τρία σενάρια δεν είναι αποδοτικό. Η πιο αποδοτική μονάδα είναι του σεναρίου 1, όπου για 30 έτη λειτουργίας εμφανίζει λόγο οφέλους-κόστους BCR=0.54. Η μονάδα του σεναρίου 2 παρά το γεγονός ότι είναι παραπλήσιας δυναμικότητας με την μονάδα του σεναρίου 1 και έχει μικρότερο κόστος απόκτησης φαίνεται να είναι λιγότερο αποδοτική (BCR=0.34 στα 30 έτη). Αυτό οφείλεται στη μικρότερη τιμή αγοράς της ενέργειας και στο μικρότερο feed in tariff στο Ηνωμένο Βασίλειο – σενάριο 2, τα οποία έχουν σχεδόν τη μισή τιμή από τα αντίστοιχα στη Γερμανία – σενάριο 1. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι η μονάδα του σεναρίου 3, παρότι είναι μεγαλύτερης δυναμικότητας από των σεναρίων 1 και 2 (8.1 KWp) και παρότι η τιμή αγοράς της ενέργειας καθώς και το FiT έχουν σχετικά υψηλές τιμές στη Ελλάδα, είναι η λιγότερο αποδοτική (BCR=0.18 στα 30 έτη). Αυτό συμβαίνει διότι η μονάδα του σεναρίου 3 έχει ιδιαίτερα υψηλό κόστος απόκτησης.

Από τα αποτελέσματα αυτής της ενότητας (6.2) φαίνεται η σημασία της τιμής απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας και του FiT, στην χώρα που εγκαθίσταται η μονάδα, για την αποδοτικότητα της επένδυσης. Συγκεκριμένα το όφελος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί το 89% του συνολικού οφέλους στα σενάρια 1, 2 και το 70% του συνολικού οφέλους στο σενάριο 3. Συνεπώς η τιμή απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας και το FiT είναι μείζονος σημασίας για την αποδοτικότητα της επένδυσης καθώς επηρεάζουν το μεγαλύτερο μέρος των οφελών που προκύπτουν από αυτήν.

Όπως παρατηρήθηκε από την ανάλυση κόστους κύκλου ζωής του κεφαλαίου 5 σε μεγαλύτερη δυναμικότητα οι μονάδες PnH εμφανίζουν σημαντική μείωση του κόστους κύκλου ζωής τους. Επομένως αναμένεται οι μονάδες αυτές να είναι αποδοτικές σε μεγαλύτερη δυναμικότητα, καθώς ενώ τα οφέλη αυξάνουν γραμμικά, ή σχεδόν γραμμικά, με τη δυναμικότητα οι διάφορες κατηγορίες κόστους επηρεάζονται από το φαινόμενο της οικονομίας της κλίμακας. Επίσης παρατηρείται ότι ο λόγος BCR αυξάνει και στα τρία σενάρια με την αύξηση των ετών λειτουργίας της μονάδας.

Με βάση τα παραπάνω προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι μονάδες αναμένεται να είναι αποδοτικές σε μεγαλύτερες δυναμικότητες και για μεγάλους χρονικούς ορίζοντες. Συγκεκριμένα στο σενάριο 1 όπου η τιμή αγοράς της ενέργειας και το FiT είναι υψηλά, η μονάδα PnH αναμένεται να είναι αποδοτική σε σχετικά μικρή δυναμικότητα σε σχέση με την μονάδα του σεναρίου 2. Η μονάδα του σεναρίου 3 παρά την υψηλή τιμή FiT αναμένεται να γίνει αποδοτική σε πιο μεγάλη δυναμικότητα καθώς έχει αρκετά υψηλό κόστος απόκτησης.

6.3 Ανάλυση κόστους οφέλους μονάδων μεγάλης δυναμικότητας

6.3.1 Σενάριο 1 Άαχεν 50 KWp

6.3.1.1 Υπολογισμός οφελών

Τα οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα PnH είναι τα οφέλη λειτουργίας, τα οποία προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μειώμενες θερμικές ανάγκες του κτηρίου, και τα εξωτερικά οφέλη.

- **Οφέλη από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας**

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την μονάδα ανέρχεται σε 31,583 KWh/yr. Θεωρείται συντελεστής μείωσης απόδοσης των πάνελ 0.5% (Fu, Feldman and Margolis, 2018), και ότι η τιμή της ενέργειας αυξάνεται κατά 1 % ετησίως. Η ενέργεια που παράγεται ετησίως θεωρείται ότι καταναλώνεται κατά 45% στο κτήριο που εγκαθιστάται η μονάδα ενώ το υπόλοιπο 55% θεωρείται ότι πωλείται στο δίκτυο. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στη Γερμανία λαμβάνεται 0.31 €/KWh, ενώ η τιμή πώλησης (FiT) της υπόλοιπης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο λαμβάνεται 0.101 €/KWh (πίνακας 6.1).

- **Οφέλη από αποφευχθείσα κατανάλωση ενέργειας**

Για τον υπολογισμό των οφελών από την μείωση της κατανάλισκώμενης ενέργειας θεωρείται ότι η μονάδα μεγάλης δυναμικότητας εγκαθιστάται σε παρόμοιο τοίχο με την μονάδας μικρής δυναμικότητας. Επομένως η επιφάνεια τοίχου που μονώνεται είναι 130 m^2 και η επιφάνεια των παραθύρων 128 m^2. Τα αποτελέσματα της μεθόδου CLTD παρουσιάζονται στον πίνακα 6.16.

Πίνακας 6.16: Αποφευχθείσες ανάγκες θέρμανσης και ψύξης

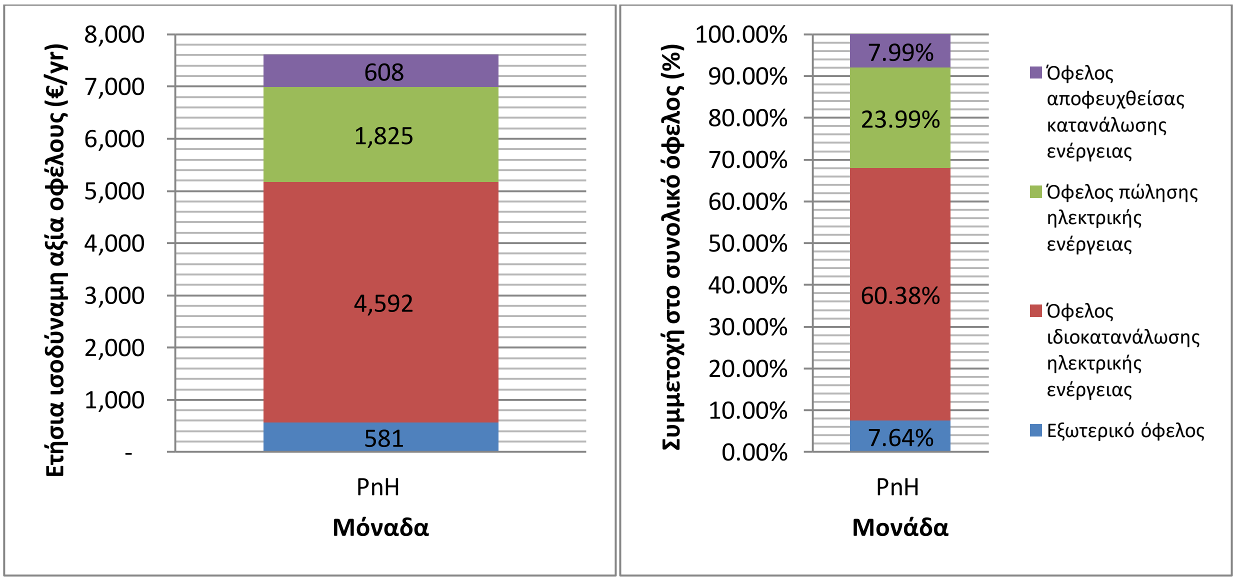
	Πρίν	Μετά	Όφελος
U τοίχου (W/(m²*K))	0.8	0.175	-
U παραθύρου (W/(m²*K))	2.15	0.93	-
Απώλειες θέρμανσης (KWh-th)	12,877	5,221	7,656
Απώλειες ψύξης (KWh-el)	8,681	8,393	288

Οι τιμές αγοράς της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας στη Γερμανία δίνονται στον πίνακα 6.1 (0.31 €/KWh και 0.06 €/KWh), ενώ θεωρείται ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας 1%.

- **Εξωτερικά οφέλη**

Τα εξωτερικά οφέλη της μονάδας που λαμβάνονται υπόψη είναι τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την μειώση των εκπομπών ρύπων και υπολογίζονται από τις τιμές του πίνακα 6.4 και την εξίσωση (3.11) – κεφάλαιο 3. Επίσης θεωρείται ότι η τιμή των ρύπων αυξάνεται κατά 1% ετησίως.

Στην εικόνα 6.4 παρουσιάζεται η συμμετοχή του κάθε οφέλους στο συνολικό όφελος για 30 έτη λειτουργίας και προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.



Εικόνα 6.4: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) και συμμετοχή κατηγοριών οφέλους μονάδας PnH

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος των οφελών προέρχεται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (84.37%) με το μεγαλύτερο όφελος να προκύπτει από την ιδιοκατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο κτήριο. Μικρή συμμετοχή – αυξημένη σε σχέση με τη μονάδα μικρής δυναμικότητας, παρουσιάζουν το εξωτερικό όφελος και το όφελος αποφευχθείσας κατανάλωσης.

6.3.1.2 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας επένδυσης

Στον πίνακα 6.17 παρουσιάζονται οι κατηγορίες κόστους και οφέλους που προκύπτουν στον κυκλο ζωής της εξεταζόμενης μονάδας.

Πίνακας 6.17: Κατηγορίες κόστους και οφέλους μονάδας PnH 50 KWp

Κατηγορία	Κόστος (-)	Όφελος (+)
Έρευνα και ανάπτυξη (€)	4,081	-
Απόκτηση (€)	81,615	-
Λειτουργία και Συντήρηση (€/yr)	1,604	7,024
Εξωτερικά (€/yr)	-	581
Τέλους ζωής (€)	12,571	-

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες αποδοτικότας για την επένδυση σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.18.

Πίνακας 6.18: Αποδοτικότητα επένδυσης

	Έτος 5	Έτος 10	Έτος 15	Έτος 20	Έτος 25	Έτος 30
NPV (€)	-68,891	-50,418	-29,339	-11,482	3,643	16,455
IRR (%)	-21.62%	-3.62%	-2.26%	2.33%	4.41%	5.5%
PP (έτη)	-	-	-	-	23.16	23.16
B-C Ratio	0.32	0.54	0.74	0.9	1.03	1.14

Παρατηρείται ότι για χρονικό ορίζοντα επένδυσης >23 ετών η μονάδα αποφέρει όφελος, δηλαδή το συνολικό κόστος που προκύπτει κατά τη διάρκεια ζωής της μονάδας είναι μικρότερο από το συνολικό όφελος που παράγεται. Επομένως πρέπει να ελεγχθεί η κατανομή των κοστών και των οφελών της μονάδας στους διάφορους ενδιαφερόμενους προκειμένου να μπορεί η επένδυση να προχωρήσει.

6.3.1.3 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο και αλλαγή επιχειρηματικού πλάνου

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 6.18 φαίνεται ότι η μονάδα PnH είναι απόδοτική σε δυναμικότητα 50 KWp για χρονικό ορίζοντα μεγαλύτερο των 23 ετών. Πριν ληφθεί η απόφαση για την υλοποίηση της επένδυσης πρέπει να εξεταστεί η αποδοτικότητα της για κάθε έναν ενδιαφερόμενο ξεχωριστά. Οι διαφορετικοί ενδιαφερόμενοι που λαμβάνονται υπόψη είναι ο ιδιώτης επενδυτής που κατασκευάζει και λειτουργεί την μονάδα, οι ένοικοι/χρήστες της κτηριακής υποδομής που εγκαθιστάται η μονάδα, το κοινωνικό σύνολο –στο οποίο συμπεριλαμβάνονται οι κάτοικοι της περιοχής, το οποίο εκπροσωπείται από τον δημόσιο φορέα που καλείται να χρηματοδοτήσει την επένδυση και η τράπεζα η οποία καλείται να δώσει δάνειο στον επενδυτή.

Στον πίνακα 6.19 παρουσιάζεται το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο – η αρχική κατανομή των κοστών και των οφελών – και οι δείκτες αποτελεσματικότητας υπολογισμένοι για κάθε ενδιαφερόμενο για χρονικό ορίζοντα λειτουργίας 30 έτη. Επίσης παρουσιάζεται το νεό επιχειρηματικό πλάνο που προτείνεται, και οι δείκτες αποτελεσματικότητας του νέου επιχειρηματικού πλάνου.

Πίνακας 6.19: Αρχικό και νέο επιχειρηματικό πλάνο

Αρχικό επιχειρηματικό πλάνο

	Κόστος απόκτησης[α]	Κόστος Λ&Σ	Κόστος τέλους ζωής	Κόστος (-) και όφελος (+) τόκων	Όφελος αποφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας	Όφελος πώλησης παραγώμενης ενέργειας	Όφελος ενέργεια που καταναλώνεται επί τόπου[β]	Εξωτερικό όφελος
Ιδιώτης επενδυτής	60%	100%	100%	-100%	-	100%	20%	-
Χρήστες κτηρίου	-	-	-	-	100%	-	80%	-
Δημόσιο	20%	-	-	-	-	-	-	100%
Τράπεζα[γ]	20%	-	-	+100%	-	-	-	-

Δείκτες αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο

	NPV (€)	IRR (%)	PP (έτη)	BCR
Ιδιώτης επενδυτής	-52,328	-10.46	-	0.55
Χρήστες κτηρίου[δ]	75,297	387,955	0.00027	71,712
Δημόσιο	-6,107	0.65	-	0.63
Τράπεζα	408	4.5	7.8[ε]	1.025

Νέο επιχειρηματικό πλάνο

	Κόστος απόκτησης[α]	Κόστος Λ&Σ	Κόστος τέλους ζωής	Κόστος (-) και όφελος (+) τόκων	Όφελος αποφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας	Όφελος πώλησης παραγώμενης ενέργειας	Όφελος ενέργεια που καταναλώνεται επί τόπου[β]	Εξωτερικό όφελος
Ιδιώτης επενδυτής	62%	15%	100%	-100%	-	100%	80%	-
Χρήστες κτηρίου	-	85%	-	-	100%	-	20%	-
Δημόσιο	18%	-	-	-	-	-	-	100%
Τράπεζα[γ]	20%	-	-	+100%	-	-	-	-

Νέοι δείκτες αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο

	NPV (€)	IRR (%)	PP (έτη)	BCR
Ιδιώτης επενδυτής	17,987	6.27	20.65	1.19
Χρήστες κτηρίου[δ]	3,269	6.11	0.00027	1.14
Δημόσιο	-4,475	1.34	-	0.7
Τράπεζα	408	4.5	7.8[ε]	1.025
Κοινωνικό σύνολο[στ]	30,830	7.15	18.37	1.30

α: Στο κόστος απόκτησης του ιδιώτη συμπεριλαμβάνεται το κόστος έρευνας και ανάπτυξης.
β: Θεωρείται ότι οι ένοικοι/χρήστες του κτηρίου αποδίδουν χρηματικό αντίτιμο στον ιδιώτη επενδυτή ίσο με το 20%/80% της τιμής αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.
γ: Περίοδος αποληρωμής 10 έτη, επιτόκιο δανεισμού 4.5%.
δ: Θεωρείται ότι δίνεται ένα μικρό μη μηδενικό ποσό στο έτος 0 για την απόκτηση.
ε: Απλή περίοδος αποπληρωμής (όχι προεξοφλημένη)
στ: Οι δείκτες απόδοτικότητας για το κοινωνικό σύνολο υπολογίζονται με κοινωνικο-οικονομική ανάλυση που περιγράφεται παρακάτω

Από τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον πίνακα 6.19 παρατηρείται ότι το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο είναι ιδιαίτερα συμφέρον για τους χρήστες του κτηρίου, ενώ είναι επιζήμιο για τον ιδιώτη επενδυτή και τον δημόσιο φορέα. Η πολύ μεγαλή αποδοτικότητα της επένδυσης σε όφελος των χρηστών του κτηρίου προκύπτει από το γεγονός ότι οι χρήστες του κτηρίου δεν επωμίζονται κανένα κόστος και επωφελούνται από την ενέργεια που παράγεται και από αυτήν που αποφεύγεται να καταναλωθεί. Επομένως, παρότι –όπως αποδείχθηκε στην προηγούμενη ενότητα, η επένδυση είναι αποδοτική, η αρχική κατανομή του κόστους και του οφέλους ανάμεσα στους ενδιαφερόμενους δεν είναι συμφέρουσα για τον ιδιώτη επενδυτή συνεπώς το έργο δεν μπορεί να υλοποιηθεί.

Αλλάζοντας το επιχειρηματικό πλάνο, ώστε να είναι πιο δίκαιη η κατανομή του κόστους και του οφέλους, παρατηρείται ότι η επένδυση είναι αποδοτική για τον ιδιώτη επενδυτή, τους χρήστες του κτηρίου και τον ιδιωτικό φορέα χρηματοδότησης (τράπεζα). Με το νεό επιχειρηματικό πλάνο που παρουσιάζεται στον πίνακα 6.19 η επένδυση είναι επωφελής για τους χρήστες του κτηρίου και τον ιδιώτη επενδυτή, καθώς οι χρήστες του κτηρίου επωφελούνται λίγοτερο από την παραγώμενη ενέργεια και επωμίζονται το 85% του κόστους Λ&Σ σε αντίθεση με το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο όπου αυτό βάρυνε εξ ολοκλήρου τον ιδιώτη επενδυτή.

Φαίνεται ότι ο δημόσιος φορέας δεν επωφελείται από το νέο επιχειρηματικό πλάνο (BCR=0.7). Παρολαυτά από την επένδυση προκύπτουν οφέλη για το κοινωνικό σύνολο τα οποία δεν έχουν ληφθεί υπόψη όπως δημιουργία θέσεων εργασίας, εισφορές φόρων, καταπολέμηση της ενεργειακής φτώχειας. Προκειμένου να συμπεριληφθούν αυτά τα οφέλη προτείνεται από (Sartori et al., 2014) η εκτέλεση κοινωνικο-οικονομικής ανάλυσης για το έργο. Στην κοινωνικο-οικονομική ανάλυση ο ενδιαφερόμενος που λαμβάνεται υπόψην είναι το κοινωνικό σύνολο, επόμενως για την αξιολόγηση του έργου λαμβάνεται υπόψη η κοινωνική αξία των αγαθών. Η κοινωνική αξία των αγαθών είναι απαλλαγμένη από ΦΠΑ, άλλους φόρους και επιδότησεις, καθώς και από φαινόμενα της αγοράς που προκαλούν ανωμαλίες στην τιμή των αγαθών (π.χ. μονοπώλια). Μέθοδοι για την εκτίμηση της κοινωνικής αξίας των αγαθών αναπτύσσονται στις έρευνες (Sartori et al., 2014, E.C., 2008). Στην παρούσα διπλωματική η κοινωνική αξία των αγαθών λαμβάνεται από την αξία αγοράς τους διορθωμένη ως προς τον ΦΠΑ και χρησιμοποιώντας συντελεστές μετατροπής όπως δίνονται από (E.C.,2008) – 0.96 για το κόστος της ενέργειας και των υλικών, 1 για το κόστος εξειδικευμένης εργασίας, 0.6 για το κόστος ανειδίκευτης εργασίας. Τα αποτελέσματα της κοινωνικο-οικονομικής ανάλυσης παρουσιάζονται στον πίνακα 6.19 και φαίνεται ότι το κοινωνικό πρόσημο της επένδυσης είναι θετικό, δηλαδή οι κοινωνικοί πόροι που παράγωνται είναι περισσότεροι από τους κοινωνικούς πόρους που καταναλώνονται (NPV= 30,829 €). Επομένως δικαιολογείται η επιχορήγηση της επένδυσης από τον δημόσιο φορέα. Συμπεραίνεται ότι το νεό επιχειρηματικό πλάνο που προτείνεται οδηγεί σε δίκαιη κατανομή του κόστους και του οφέλους της επένδυσης με αποτέλεσμα να είναι συμφέρουσα για κάθε ενδιαφερόμενο και συνεπώς μπορεί να υλοποιηθεί.

6.3.2 Σενάριο 2 Κάρτντιφ 500 KWp

6.3.2.1 Υπολογισμός οφελών

Τα οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα PnH είναι τα οφέλη λειτουργίας, τα οποία προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μειώμενες θερμικές ανάγκες του κτηρίου, και τα εξωτερικά οφέλη.

- **Οφέλη από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας**

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την μονάδα ανέρχεται σε 293,976 KWh/yr. Θεωρείται συντελεστής μείωσης απόδοσης των πάνελ 0.5% (Fu, Feldman and Margolis, 2018), και ότι η τιμή της ενέργειας αυξάνεται κατά 1% ετησίως. Η ενέργεια που παράγεται ετησίως θεωρείται ότι καταναλώνεται κατά 70% στο κτήριο που εγκαθιστάται η μονάδα ενώ το υπόλοιπο 30% θεωρείται πως πωλείται στο δίκτυο. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στο Ηνωμένο Βασίλειο λαμβάνεται 0.141 £/KWh, ενώ η τιμή πώλησης (FiT) της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο λαμβάνεται 0.050 £/KWh (πινακας 6.1).

- **Οφέλη από αποφευχθείσα κατανάλωση ενέργειας**

Για τον υπολογισμό των οφελών από την μείωση της κατανάλισκώμενης ενέργειας θεωρείται ότι η μονάδα μεγάλης δυναμικότητας εγκαθιστάται σε παρόμοιο τοίχο με την μονάδας μικρής δυναμικότητας. Επομένως η επιφάνεια τοίχου που μονώνεται είναι 3,250 m^2. Τα αποτελέσματα της μεθόδου CLTD παρουσιάζονται στον πίνακα 6.20

Πίνακας 6.20: Αποφευχθείσες ανάγκες θέρμανσης και ψύξης

	Πρίν	Μετά	Όφελος
U τοίχου (W/(m^2*K))	0.92	0.31	-
U παραθύρου (W/(m^2*K))	-	-	-
Απώλειες θέρμανσης (KWh-th)	40,445	14,012	26,433
Απώλειες ψύξης (KWh-el)	4,117	1,426	2,691

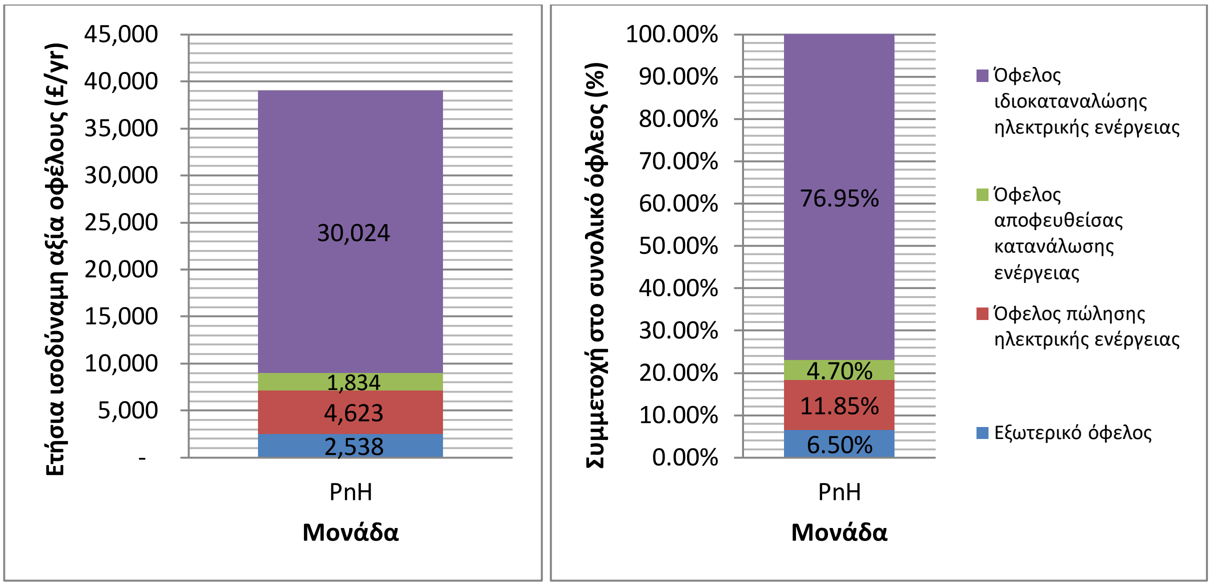
Οι τιμές αγοράς της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας στο Ηνωμένο Βασίλειο δίνονται στον πίνακα 6.1 (0.141 £/KWh, 0.048 £/KWh), ενώ θεωρείται ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας 1%.

- **Εξωτερικά οφέλη**

Τα εξωτερικά οφέλη της μονάδας που λαμβάνονται υπόψη είναι τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την μειώση των εκπομπών ρύπων και υπολογίζονται από τις τιμές του πίνακα

6.4 και την εξίσωση (3.11) – κεφάλαιο 3 –. Επίσης θεωρείται ότι η τιμή των ρύπων αυξάνεται κατά 1% ετησίως.

Στην εικόνα 6.5 παρουσιάζεται η συμμετοχή του κάθε οφέλους στο συνολικό όφελος για 30 έτη λειτουργίας και προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.



Εικόνα 6.5: Ετήσια ισοδύναμη αξία (£/yr) και συμμετοχή κατηγοριών οφέλους μονάδας PnH

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος των οφελών προέρχεται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με το μεγαλύτερο όφελος να προκύπτει από την ιδιοκατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο κτήριο.

6.3.2.2 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας επένδυσης

Στον πίνακα 6.21 παρουσιάζονται οι κατηγορίες κόστους και οφέλους που προκύπτουν στον κυκλο ζωής της εξεταζόμενης μονάδας

Πίνακας 6.21: Κατηγορίες κόστους και οφέλους μονάδας PnH 500 KWp

Κατηγορία	Κόστος (-)	Όφελος (+)
Έρευνα και ανάπτυξη (£)	27,149	-
Απόκτηση (£)	542,984	-
Λειτουργία και Συντήρηση (£/yr)	2,553	36,481
Εξωτερικά (£/yr)	-	2,538
Τέλους ζωής (£)	53,421	-

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες αποδοτικότας για την επένδυση σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.22.

Πίνακας 6.22: Αποδοτικότητα επένδυσης

	Έτος 5	Έτος 10	Έτος 15	Έτος 20	Έτος 25	Έτος 30
NPV (£)	-457,654	-317,638	-199,463	-99,720	-15,531	55,531
IRR (%)	-23.33%	-11.66%	-2.03%	1.83%	3.74%	4.79%
PP (έτη)	-	-	-	-	-	26.28
B-C Ratio	0.27	0.49	0.68	0.84	0.98	1.09

Παρατηρείται ότι για χρονικό ορίζοντα επένδυσης >26 ετών η μονάδα αποφέρει όφελος, δηλαδή το συνολικό κόστος που προκύπτει κατά τη διάρκεια ζωής της μονάδας είναι μικρότερο από το συνολικό όφελος που παράγεται. Επομένως πρέπει να ελεγχθεί η κατανομή των κοστών και των οφελών της μονάδας στους διάφορους ενδιαφερόμενους προκειμένου να μπορεί η επένδυση να προχωρήσει.

6.3.2.3 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο και αλλαγή επιχειρηματικού πλάνου

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 6.22 φαίνεται ότι η μονάδα PnH είναι απόδοτική σε δυναμικότητα 500 KWp για χρονικό ορίζοντα μεγαλύτερο των 26 ετών. Στη συνέχεια εξετάζεται η αποδοτικότητα της επένδυσης για κάθε ενδιαφερόμενο όπως στο σενάριο 1. Στον πίνακα 6.23 παρουσιάζεται το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο – η αρχική κατανομή των κοστών και των οφελών – και οι δείκτες αποτελεσματικότητας υπολογισμένοι για κάθε ενδιαφερόμενο για χρονικό ορίζοντα 30 έτη. Επίσης παρουσιάζεται το νεό επιχειρηματικό πλάνο που προτείνεται, και οι δείκτες αποτελεσματικότητας του νέου επιχειρηματικού πλάνου

Πίνακας 6.23: Αρχικό και νέο επιχειρηματικό πλάνο

Αρχικό επιχειρηματικό πλάνο								
	Κόστος απόκτησης[α]	**Κόστος Λ&Σ**	**Κόστος τέλους ζωής**	**Κόστος (-) και όφελος (+) τόκων**	**Όφελος αποφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας**	**Όφελος πώλησης παραγώμενης ενέργειας**	**Όφελος ενέργεια που καταναλώνεται επί τόπου[β]**	**Εξωτερικό όφελος**
Ιδιώτης επενδυτής	60%	100%	100%	-100%	-	100%	20%	-
Χρήστες κτηρίου	-	-	-	-	100%	-	80%	-
Δημόσιο	20%	-	-	-	-	-	-	100%
Τράπεζα[γ]	20%	-	-	+100%	-	-	-	-

Δείκτες αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο				
	NPV (£)	**IRR (%)**	**PP (έτη)**	**BCR**
Ιδιώτης επενδυτής	-332,521	-8.03	-	0.47
Χρήστες κτηρίου[δ]	454,717	235*10^6	0.0027	43,306,446
Δημόσιο	-63,955	-1.9	-	0.41
Τράπεζα	2,720	4.5	7.8[ε]	1.025
Νέο επιχειρηματικό πλάνο				

	Κόστος απόκτησης[α]	Κόστος Λ&Σ	Κόστος τέλους ζωής	Κόστος (-) και όφελος (+) τόκων	Όφελος αποφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας	Όφελος πώλησης παραγώμενης ενέργειας	Όφελος ενέργεια που καταναλώνεται επί τόπου[β]	Εξωτερικό όφελος
Ιδιώτης επενδυτής	64%	-	100%	-100%	-	100%	90%	-
Χρήστες κτηρίου	5%	100%	-	-	100%	-	10%	-
Δημόσιο	11%	-	-	-	-	-	-	100%
Τράπεζα[γ]	20%	-	-	+100%	-	-	-	-

Νέοι δείκτες αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο

	NPV (£)	IRR (%)	PP (έτη)	BCR
Ιδιώτης επενδυτής	58,471	5.09	24.82	1.10
Χρήστες κτηρίου[δ]	13,769	7.48	18.08	1.19
Δημόσιο	-15,086	1.83	-	0.75
Τράπεζα	2,720	4.5	7.8[ε]	1.025
Κοινωνικό σύνολο[στ]	90,013	5.32	24	1.15

α: Στο κόστος απόκτησης του ιδιώτη συμπεριλαμβάνεται το κόστος έρευνας και ανάπτυξης.

β: Θεωρείται ότι οι ένοικοι/χρήστες του κτηρίου αποδίδουν χρηματικό αντίτιμο στον ιδιώτη επενδυτή ίσο με το 20%/90% της τιμής αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.

γ: Περίοδος αποληρωμής 10 έτη, επιτόκιο δανεισμού 4.5%.

δ: Θεωρείται ότι δίνεται ένα μικρό μη μηδενικό ποσό στο έτος 0 για την απόκτησης.

ε: Απλή περίοδος αποπληρωμής (όχι προεξοφλημένη)

στ: Οι δείκτες απόδοτικότητας για το κοινωνικό σύνολο υπολογίζονται με κοινωνικο-οικονομική ανάλυση όπως στο σενάριο 1

Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον πίνακα 6.23 είναι παρόμοια με τα αποτελέσματα που προέκυψαν στο σενάριο 1. Συγκεκριμένα ακολουθώντας το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο η επένδυση είναι συμφέρουσα για τους χρήστες του κτηρίου, ενώ είναι επιζήμια για τον ιδιώτη επένδυτη επομένως δεν μπορεί να υλοποιηθεί. Αλλάζοντας το επιχειρηματικό πλάνο, ώστε να είναι πιο δίκαιη η κατανομή του κόστους και του οφέλους, παρατηρείται ότι η επένδυση είναι αποδοτική για τον ιδιώτη επενδυτή, τους χρήστες του κτηρίου και τον ιδιωτικό φορέα χρηματοδότησης (τράπεζα), ενώ φαίνεται ότι δεν είναι συμφέρουσα για το δημόσιο φορέα. Παρολαυτά διεξάγωντας κοινωνικο-οικονομική ανάλυση όπως στο σενάριο 1 φαίνεται ότι η επένδυση είναι επωφελής για το κοινωνικό σύνολο επομένως δικαιολογείται η επιχορήγηση από τον δημόσιο φορέα. Συμπεραίνεται ότι το νεό επιχειρηματικό πλάνο που προτείνεται οδηγεί σε δίκαιη κατανομή του κόστους και του οφέλους της επένδυσης με αποτέλεσμα να είναι συμφέρουσα για κάθε ενδιαφερόμενο και συνεπώς μπορεί να υλοποιηθεί.

6.3.3 Σενάριο 3 Γρεβενά 800 KWp

6.3.3.1 Υπολογισμός οφελών

Τα οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα PnH είναι τα οφέλη λειτουργίας, τα οποία προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μειώμενες θερμικές ανάγκες του κτηρίου, και τα εξωτερικά οφέλη.

- **Οφέλη από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας**

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την μονάδα ανέρχεται σε 622,982 KWh/yr. Θεωρείται συντελεστής μείωσης απόδοσης των πάνελ 0.5% (Fu, Feldman and Margolis, 2018), και ότι η τιμή της ενέργειας αυξάνεται κατά 1% ετησίως. Η ενέργεια που παράγεται ετησίως θεωρείται ότι καταναλώνεται κατά 30% στο κτήριο που εγκαθιστάται η μονάδα ενώ το υπόλοιπο 70% θεωρείται πως πωλείται στο δίκτυο. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα λαμβάνεται 0.18 €/KWh, ενώ η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο λαμβάνεται 0.278 €/KWh (πίνακας 6.1).

- **Οφέλη από αποφευχθείσα κατανάλωση ενέργειας**

Για τον υπολογισμό των οφελών από την μείωση της κατανάλισκώμενης ενέργειας θεωρείται ότι η μονάδα μεγάλης δυναμικότητας εγκαθιστάται σε παρόμοιο τοίχο με την μονάδας μικρής δυναμικότητας. Επομένως η επιφάνεια τοίχου που μονώνεται είναι 3,332 m^2 και η επιφάνεια των παραθύρων 1,110m^2. Τα αποτελέσματα της μεθόδου CLTD παρουσιάζονται στον πίνακα 6.24.

6.24: Αποφευχθείσες ανάγκες θέρμανσης και ψύξης

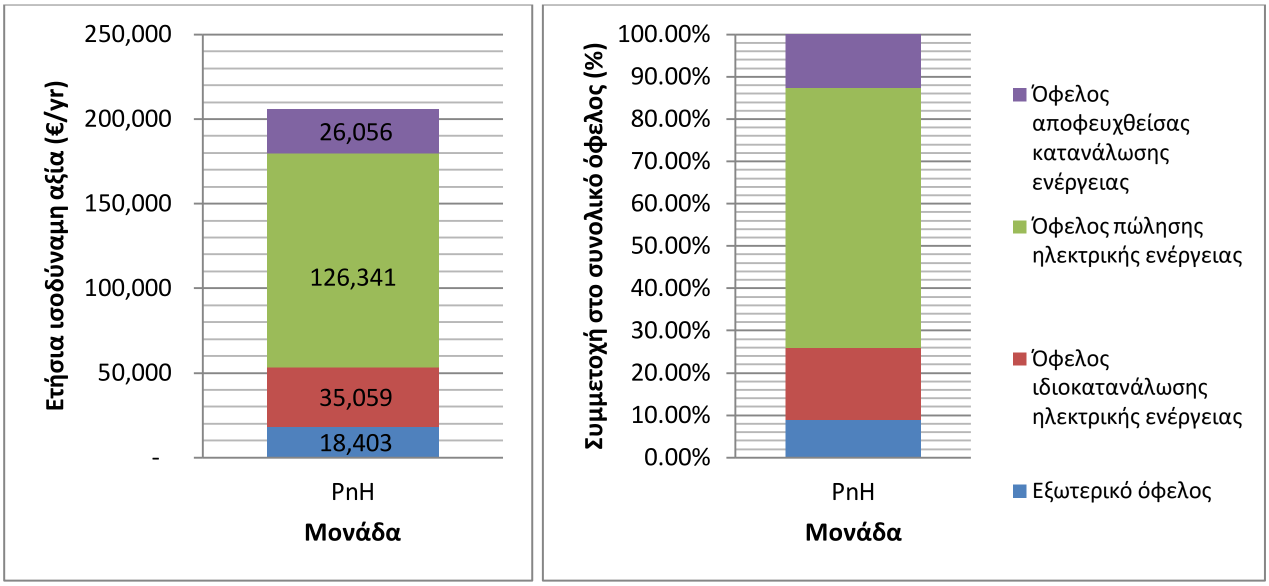
	Πρίν	**Μετά**	**Όφελος**
U τοίχου (W/(m²*K))	0.65	0.39	-
U παραθύρου (W/(m²*K))	4.21	2.42	-
Απώλειες θέρμανσης (KWh-th)	609,699	352,617	257,082
Απώλειες ψύξης (KWh-el)	344,970	296,048	48,922

Οι τιμές αγοράς της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας στην Ελλάδα δίνονται στον πίνακα 6.1 (0.18 €/KWh, 0.063 €/KWh), ενώ θεωρείται ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας 1%.

- **Εξωτερικά οφέλη**

Τα εξωτερικά οφέλη της μονάδας που λαμβάνονται υπόψη είναι τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την μειώση των εκπομπών ρύπων και υπολογίζονται από τις τιμές του πίνακα 6.4 και την εξίσωση 3.11. Επίσης θεωρείται πως η τιμή των ρύπων αυξάνεται κατά 1% ετησίως.

Στην εικόνα 6.6 παρουσιάζεται η συμμετοχή του κάθε οφέλους στο συνολικό όφελος για 30 έτη λειτουργίας και προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.



Εικόνα 6.6: Ετήσια ισοδύναμη αξία (€/yr) και συμμετοχή κατηγοριών οφέλους μονάδας PnH

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος των οφελών προέρχεται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (με το μεγαλύτερο όφελος να προκύπτει από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο. Το αποτέλεσμα αυτού του σεναρίου είναι αντίθετο με των δύο σεναρίων 1 και 2 όπου το μεγαλύτερο όφελος προέρχεται από την επι τόπου κατανάλωση της ενέργειας. Αυτό συμβαίνει διότι στην Ελλάδα το FiT είναι υψηλό σε σχέση με την Γερμανία και το Ηνωμένο Βασίλειο.

6.3.1.2 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας επένδυσης

Στον πίνακα 6.25 παρουσιάζονται οι κατηγορίες κόστους και οφέλους που προκύπτουν στον κυκλο ζωής της εξεταζόμενης μονάδας.

Πίνακας 6.25: Κατηγορίες κόστους και οφέλους μονάδας PnH 800 KWp

Κατηγορία	Κόστος (-)	Όφελος (+)
Έρευνα και ανάπτυξη (€)	120,791	-
Απόκτηση (€)	2,415,826	-
Λειτουργία και Συντήρηση (€/yr)	1,453	187,455
Εξωτερικά (€/yr)	-	18,403
Τέλους ζωής (€)	360,128	-

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες αποδοτικότας για την επένδυση σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.26.

Πίνακας 6.26: Αποδοτικότητα επένδυσης

	Έτος 5	Έτος 10	Έτος 15	Έτος 20	Έτος 25	Έτος 30
NPV (€)	-1,761,197	-996,032	-349,038	194,103	656,826	1,048,208
IRR (%)	-30.21%	-5.34%	-1.91%	4.85%	6.29%	7.07%
PP (έτη)	-	-	-	18.5	18.5	18.5
B-C Ratio	0.34	0.62	0.87	1.07	1.25	1.4

Παρατηρείται ότι για χρονικό ορίζοντα επένδυσης <20 ετών (18.5 έτη) η μονάδα αποφέρει όφελος, δηλαδή το συνολικό κόστος που προκύπτει κατά τη διάρκεια ζωής της μονάδας είναι μικρότερο από το συνολικό όφελος που παράγεται. Επομένως πρέπει να ελεγχθεί η κατανομή των κοστών και των οφελών της μονάδας στους διάφορους ενδιαφερόμενους προκειμένου να μπορεί η επένδυση να προχωρήσει.

6.3.3.3 Υπολογισμός δεικτών αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο και αλλαγή επιχειρηματικού πλάνου

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 6.26 φαίνεται πως η μονάδα PnH είναι απόδοτική σε δυναμικότητα 800 KWp για χρονικό ορίζοντα μεγαλύτερο των 18.5 ετών. Στη συνέχεια εξετάζεται η αποδοτικότητα της επένδυσης για κάθε ενδιαφερόμενο όπως στα σενάρια 1 και 2. Στον πίνακα 6.27 παρουσιάζεται το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο – η αρχική κατανομή των κοστών και των οφελών – και οι δείκτες αποτελεσματικότητας υπολογισμένοι για κάθε ενδιαφερόμενο για χρονικό ορίζοντα 30 έτη. Επίσης παρουσιάζεται το νεό επιχειρηματικό πλάνο που προτείνεται, και οι δείκτες αποτελεσματικότητας του νέου επιχειρηματικού πλάνου.

Πίνακας 6.27: Αρχικό και νέο επιχειρηματικό πλάνο

Αρχικό επιχειρηματικό πλάνο

	Κόστος απόκτησης[α]	Κόστος Λ&Σ	Κόστος τέλους ζωής	Κόστος (-) και όφελος (+) τόκων	Όφελος αποφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας	Όφελος πώλησης παραγώμενης ενέργειας	Όφελος ενέργεια που καταναλώνεται επί τόπου[β]	Εξωτερικό όφελος
Ιδιώτης επενδυτής	60%	100%	100%	-100%	-	100%	20%	-
Χρήστες κτηρίου	-	-	-	-	100%	-	80%	-
Δημόσιο	20%	-	-	-	-	-	-	100%
Τράπεζα[γ]	20%	-	-	+100%	-	-	-	-

Δείκτες αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο

	NPV (€)	IRR (%)	PP (έτη)	BCR
Ιδιώτης επενδυτής	239,377	5.04	25.47	1.09
Χρήστες κτηρίου[δ]	1,103,697	58,643,227	0.0027	11,036,972
Δημόσιο	-159,484	1.1	-	0.67
Τράπεζα	12,101	4.5	7.8[ε]	1.025

Νέο επιχειρηματικό πλάνο

	Κόστος απόκτησης[α]	Κόστος Λ&Σ	Κόστος τέλους ζωής	Κόστος (-) και όφελος (+) τόκων	Όφελος αποφευχθείσας κατανάλωσης ενέργειας	Όφελος πώλησης παραγώμενης ενέργειας	Όφελος ενέργεια που καταναλώνεται επί τόπου[β]	Εξωτερικό όφελος
Ιδιώτης επενδυτής	52.5%	-	100%	-100%	-	100%	85%	-
Χρήστες κτηρίου	16.5%	100%	-	-	100%	-	15%	-

Δημόσιο	11%	-	-	-	-	-	-	100%
Τράπεζα[γ]	20%	-	-	+100%	-	-	-	-

Νέοι δείκτες αποδοτικότητας για κάθε ενδιαφερόμενο

	NPV (€)	IRR (%)	PP (έτη)	BCR
Ιδιώτης επενδυτής	855,168	7.92	17.21	1.36
Χρήστες κτηρίου[δ]	156,216	6.82	19.62	1.37
Δημόσιο	57,940	5.64	23.37	1.22
Τράπεζα	12,101	4.5	7.8[ε]	1.025

α: Στο κόστος απόκτησης του ιδιώτη συμπεριλαμβάνεται το κόστος έρευνας και ανάπτυξης.
β: Θεωρείται ότι οι ένοικοι/χρήστες του κτηρίου αποδίδουν χρηματικό αντίτιμο στον ιδιώτη επενδυτή ίσο με το 20%/90% της τιμής αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.
γ: Περίοδος αποληρωμής 10 έτη, επιτόκιο δανεισμού 4.5%.
δ: Θεωρείται πως δίνεται ένα μικρό μη μηδενικό ποσό στο έτος 0 για την απόκτησης.
ε: Απλή περίοδος αποπληρωμής (όχι προεξοφλημένη)

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 6.27 φαίνεται ότι το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο είναι επωφελές για τον ιδιώτη επένδυτή και τους χρήστες του κτηρίου, ενώ δεν είναι αποδοτικό για τον δημόσιο φορέα. Επίσης παρατηρείται ότι η κατανομή του κόστους και του οφέλους συμφέρει ιδιαίτερα τους χρήστες του κτηρίου οι οποίοι έχουν πολύ μεγαλύτερο όφελος από τον ιδιώτη επενδυτή. Αλλάζοντας το επιχειρηματικό πλάνο η κατανομή των οφελών και του κόστους γίνεται πιο δίκαιαι, ενώ η επένδυση γίνεται αποδοτική και για τον δημόσιο φορέα. Επομένως η επένδυση μπορεί να υλοποιηθεί.

6.4 Υπολογισμός δεικτών αποτελεσματικότητας

Στον πίνακα 6.28 παρουσιάζονται οι δείκτες αποτελεσματικότητας των μονάδων που εξετάζονται. Σημειώνεται ότι για τον υπολογισμό του πίνακα 6.28 δεν λαμβάνεται υπόψη το εξωτερικό κόστος.

Πίνακας 6.28: Δείκτες αποτελεσματικότητας

	LCOE (€-£/KWh_{el})	LCOSE (€-£/KWh_{saved})	LCOSGHG (€-£/Kg-$CO_{2\text{-eq-saved}}$)
Άαχεν 1.96 KWp	1.17	1.64	1.32
Κάρντιφ 2 KWp	0.52	2.99	1.54
Γρεβενά 8.1 KWp	0.91	1.72	1.63
Άαχεν 50 KWp	0.13	0.49	0.39
Κάρντιφ 500 KWp	0.076	0.72	0.37
Γρεβενά 800 KWp	0.14	0.27	0.26

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 6.28 παρατηρείται ότι, σε μικρή δυναμικότητα, η μονάδα με το χαμηλότερο LCOE είναι αυτή του σεναρίου 2. Παρολαυτά λόγω της χαμηλής τιμής απόκτησης της ενέργειας και του χαμηλού FiT στο Ηνωμένο Βασίλειο η δυναμικότητα στην οποία η μονάδα είναι αποδοτική είναι αρκετά μεγαλύτερη από αυτή του σεναρίου 1. Ο δείκτης LCOSE εμφανίζει μεγαλύερη τιμή στο σενάριο 2, γεγονός που δικαιολογείται καθώς η μόνωση που εφαρμόζεται στους τοίχους του σεναρίου 2 είναι σημαντικά λιγότερη από αυτήν των σεναρίων 1 και 3, ενώ επίσης δεν αντικαθίστωνται παράθυρα. Ο δείκτης LCOSGHG επηρεάζεται σημαντικά από το ενεργειακό μίγμα της χώρας και από την ενέργεια που παράγεται.

6.5 Συμπεράσματα κεφαλαίου

Από την παραπάνω μελέτη παρατηρείται ότι οι μονάδες PnH μικρής δυναμικότητας που εξετάζονται δεν αναμένεται να αποφέρουν όφελος σε χρονικό ορίζοντα λειτουργίας μικρότερο των 31 ετών. Φαίνεται επίσης ότι και στα τρία σενάρια το μεγαλύτερο όφελος προκύπτει από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ότι όσο μεγαλώνει ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης η αποδοτικότητα αυξάνει. Επομένως αναμένεται ότι σε υψηλότερη δυναμικότητα και για επαρκώς μεγάλο χρονικό ορίζοντα λειτουργίας οι μονάδες PnH είναι αποδοτικές.

Η δυναμικότητα η οποία επιλέγεται να εξεταστεί για κάθε σενάριο προκύπτει από την ανάγκη ικανοποιήσης δύο κριτηρίων, η μονάδα να είναι αποδοτική και να είναι χαμηλότερου ΚΚΖ από την συμβατική μονάδα (βλ. παράρτημα Β). Μείζονος σημασίας για τον προσδιορισμό της απαραίτητης δυναμικότητας, προκειμένου η μονάδα να είναι αποδοτική, είναι η τιμή απόκτησης της ενέργειας από το δίκτυο και το FiT στην εκάστοτε χώρα. Χαρακτηριστικό είναι το γεγονός ότι ενώ η μονάδα του σεναρίου 1 (Γερμανία) έχει μεγαλύτερο κόστος απόκτησης και Λ&Σ από την μονάδα του σεναρίου 2 (Ηνωμένο Βασίλειο) γίνεται αποδοτική σε πολύ χαμηλότερη δυναμικότητα, καθώς η τιμή της ενέργειας και του FiT είναι υψηλότερές στην Γερμανία απ' ότι στο Ηνωμένο Βασίλειο. Υψηλή δυναμικότητα προκύπτει και στο σενάριο 3. Σε αυτή τη περίπτωση η μονάδα είναι αποδοτική σε αρκετά χαμηλότερες δυναμικότητες, όμως η ανάγκη το ΚΚΖ της να γίνεται χαμηλότερο της συμβατικής μονάδας οδηγεί σε μεγάλη δυναμικότητα. Παρολαυτά σε αυτή τη δυναμικότητα η μονάδα είναι ιδιαίτερα αποδοτική.

Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι για την μελέτη λαμβάνονται ορισμένες συντηρητικές υποθέσεις όπως υψηλό προεξοφλητικό επιτόκιο, μίσθωση τεχνικού για συντήρηση της μονάδας, χαμηλή τιμή – και αναμενόμενη ετήσια αύξηση της – της ενέργειας, ενώ επίσης θεωρείται ότι τα κτήρια στα οποία εγκαθίσταται η μονάδα έχουν ήδη μόνωση (χαμηλό U). Έπίσης δεν εξετάζεται – στα σενάρια 1 και 2, η ύπαρξη μπαταρίας. Η μπαταρία μπορεί να παίξει καθοριστικό ρόλο στην αποδοτικότητα της μονάδας καθώς επιτρέπει τη χρησιμοποιήση της παραγώμενης ενέργειας επι τόπου αυξάνοντας τα έσοδα. Επιπρόσθετα στην παραπάνω μελέτη, δεν λαμβάνονται υπόψη αρκετά εξωτερικά οφέλη που προκύπτουν από την επένδυση όπως οι θέσεις εργασίας που δημιουργούνται, η αύξηση της αξίας των κτηρίων που εγκαθίσταται η μονάδα, η πιο αξιόπιστη προσφορά ενέργειας και άλλα κοινωνικά οφέλη.

Σύμφωνα με τα παραπάνω προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι μονάδες PnH δύνανται να είναι αποδοτικές, και στα τρία σενάρια, σε αρκετά χαμηλότερες δυναμικότητες από τις εξεταζόμενες. Προκείμενου να επιτευχθούν χαμηλότερες δυναμικότητες, δηλαδή να αυξηθεί η αποδοτικότητα των μονάδων, πρέπει αρχικά να γίνει προσπάθεια μείωσης του κόστους απόκτησης και του κόστους συντήρησης των μονάδων. Επίσης η χρήση χαμηλότερου προεξοφλητικού επιτοκίου π.χ. 2% (συνήθης τιμή για ενεργειακή αναμόρφωση κτηρίων) αντί για 4% (συνήθης τιμή για

ΣΠΕ), μπορεί να είναι καθοριστικός παράγοντας για την αποδοτικότητα της μονάδας. Οι μονάδες PnH χαρακτηρίζονται από μεγάλες περιόδους αποπληρωμής, δηλαδή τα οφέλη τους προκύπτουν σε βάθος χρόνου, επομένως η χρήση χαμηλού επιτοκίου αναγωγής είναι ιδιαίτερα επωφελής για αυτές. Η αποδοτικότητα των μονάδων μπορεί να αυξηθεί επίσης με την εγκατάσταση τους σε κτήρια τα οποία δεν έχουν καλή μόνωση. Με αυτόν τον τρόπο τα οφέλη από την μείωση κατανάλωσης ενέργειας αυξάνονται σημαντικά. Επιπρόσθετα, η αποδοτικότητα των μονάδων αναμένεται να αυξηθεί συμπεριλαμβάνοντας στην ανάλυση εξωτερικά οφέλη που δεν συμπεριλαμβάνονται σε αύτη τη μελέτη. Τέλος, μεγάλη επίπτωση στην μείωση της απαραίτητης δυναμικότητας και την αύξηση της αποδοτικότητας των μονάδων αναμένεται να έχει η χρήση συστήματος αποθήκευσης της παραγώμενης ενέργειας, προκειμένου αυτή να μπορεί να χρησιμοποιείται για τις ενεργειακές ανάγκες του κτηρίου και να μην πωλείται στο δίκτυο. Με τη χρήση μπαταρίας αναμένεται να αυξηθούν σημαντικά τα οφέλη από την παραγώμενη ενέργεια, τα οποία αποτελούν τη σημαντικότερη κατηγορία οφέλους. Παράλληλα αναμένεται να αυξηθεί το κόστος απόκτησης και το κόστος συντήρησης της μονάδας, επομένως χρίζει περαιτέρω έρευνας η επιλογή της βέλτιστης δυναμικότητας μπαταρίας προκειμένου να αυξηθεί κατά το μέγιστο η αποδοτικότητα της μονάδας.

Όπως αναφέρεται στο παράρτημα Β, οι υψηλές δυναμικότητες δεν είναι δυνατόν να εγκατασταθούν σε ένα κτήριο. Επομένως, ακόμα και μετά τη λήψη των μέτρων που αναφέρονται παραπάνω για τη μείωση της δυναμικότητας, οι μονάδες θα πρέπει να εγκατασταθούν σε συγκρότημα κτηρίων. Αυτό δίνει τη δυνατότητα αύξησης της ισχύος της μονάδας, ενώ επίσης αυξάνει τον αριθμό των εναδιαφερόμενων επομένως και τα εξωτερικά οφέλη. Για παράδειγμα με την εγκατάσταση μονάδας PnH σε κτήρια όπου οι ένοικοι τους αντιμετωπίζουν το πρόβλημα της ενεργειακής φτώχειας προκύπτουν σημαντικά εξωτερικά οφέλη.

Οι μονάδες PnH χαρακτηρίζονται από πολλαπλά οφέλη τα οποία αφορούν περισσότερους από έναν ενδιαφερόμενους. Από την παραπάνω μελέτη παρατηρείται ότι ο σχεδιασμός του επιχειρηματικού πλάνου, δηλαδή η κατανομή του κόστους και του οφέλους μεταξύ των ενδιαφερόμενων είναι μείζονος σημασίας για την υλοποίηση της επένδυσης. Το επιχειρηματικό πλάνο πρέπει να λαμβάνει υπόψη όλους τους ενδιαφερόμενους και να κατανέμει τα κόστη και τα οφέλη της μονάδας με τέτοιο τρόπο ώστε η μονάδα να είναι αρκετά αποδοτική για όλους. Χαρακτηριστικά παραδείγματα των παραπάων είναι τα σενάρια 1 και 2 όπου ενώ η επένδυση είναι αποδοτική το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο δεν μπορέι να υλοποιηθεί καθώς ο ιδιώτης επενδυτής δεν οφελείται. Παρολαυτά με την αλλαγή του επιχειρηαματικού πλάνου και την πιο δίκαιη κατανομή των κοστών και των οφελών επιτυγχάνεται κατασταση κοινής οφέλειας μεταξύ των ενδιαφερόμενων.

Τέλος παρατηρείται ότι η στήριξη του δημοσίου τομέα στις μονάδες PnH είναι δικαιολογημένη καθώς τέτοιου είδους επενδύσεις είναι επωφελείς για το κοινωνικό σύνολο. Παρολαυτά στην παραπάνω μελέτη δεν ερευνήθηκαν διαφορετικές πολιτικές στήριξης των μονάδων PnH, αλλά θεωρήθηκε ότι η στήριξη γίνεται με χρηματοδότηση μέρους του κόστους απόκτησης.

Κεφάλαιο 7
Ανάλυση ρίσκου

7.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο εκτελείται ανάλυση ρίσκου για τα σενάρια που μελετώνται στο κεφάλαιο 6 και κρίνονται αποδοτικά, δηλαδή για τις μονάδες μεγάλης δυναμικότητας. Για την ανάλυση ρίσκου ακολουθείται η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στον οδηγό ΑΚΟ της Ε.Ε. (Sartori et al., 2014) και παρουσιάζεται στο κεφάλαιο 3.

Σε πρώτο επίπεδο εκτελείται – για κάθε σενάριο, ανάλυση ευαισθησίας και προσδιορίζονται οι κρίσιμες μεταβλητές και οι τιμές εναλλαγής αυτών. Οι κρίσιμες μεταβλητές ορίζονται από (Sartori et al., 2014) ως εκείνες όπου μεταβολή 1% στην τιμή τους οδηγεί σε μεταβολή 1% ή περισσότερο στο τελικό αποτέλεσμα. Τιμή εναλλαγής της κρίσιμης μεταβλητής είναι η τιμή που πρέπει να πάρει η μεταβλητή ώστε η αποδοτικότητα της επένδυσης να είναι οριακή.

Σε δεύτερο επίπεδο ορίζεται για κάθε κρίσιμη μεταβλητή η κατάλληλη πιθανοτική κατανομή – με τις απαραίτητες παραμέτρους της, και εκτελέιται ανάλυση Monte Carlo. Η ανάλυση ρίσκου για τα τρία σενάρια που μελετώνται εκτελείται ως προς τη συνολική επένδυση και όχι ξεχωριστά για κάθε ενδιαφερόμενο, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας που εξετάζεται είναι η καθαρή παρούσα αξία NPV.

7.2 Σενάριο 1 Άαχεν 50 KWp

7.2.1 Ανάλυση ευαισθησίας

Στον πίνακα 7.1 παρουσιάζονται οι μεταβλητές που εξετάζονται καθώς και η ποσοστιαία μεταβολή στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης που προκαλείται από μεταβολή 1% στην τιμή της μεταβλητής. Σημειώνεται πως η NPV της επένδυσης υπολογίζεται στο κεφάλαιο 6 και είναι ίση με 16,455 €.

Πίνακας 7.1: Ανάλυση ευαισθησίας

Μεταβλητές	Αρχική τιμή	Ελαστικότητα NPV επένδυσης για +1% μεταβολή της τιμής της μεταβλητής	Χαρακτηρισμός μεταβλητής
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	-3.03%	Κρίσιμη
Κόστος απόκτησης	81,614 €	-5.21%	Κρίσιμη
Κόστος Λ&Σ	27,734$^{\alpha}$ €	-1.69%	Κρίσιμη
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 31,583 KWh/yr, αποφεύγονται 7656 KWh_{th}/yr 288 KWh_{el}/yr	+7.51%	Κρίσιμη

Εξωτερικό όφελος	10,215$^{\alpha}$ €	+0.62%	Μη κρίσιμη
Κόστος Ε&Α	5%$^{\beta}$	-0.25%	Μη κρίσιμη
Κόστος τέλους ζωής	12,572 €	-0.24%	Μη κρίσιμη
Συντελεστής μείωσης απόδοσης πάνελ	0.5%	-0.44%	Μη κρίσιμη
Ετήσια αύξηση τιμής ενέργειας	1%	+0.89%	Κρίσιμη

α: NPV για 30 έτη λειτουργίας
β: Επί του κόστους απόκτησης

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 7.1 παρατηρείται ότι οι κρίσιμες μεταβλητές είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο, το κόστος απόκτησης, το κόστος Λ&Σ και η ενεργειακή απόδοση του συστήματος, δηλαδή η ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αυτή που αποφεύγεται να καταναλωθεί λόγω της μόνωσης. Η τιμή της ετήσιας αύξησης της τιμής της ενέργειας είναι οριακά μη κρίσιμη επομένως για πληρότητα θεωρείται κρίσιμη. Η πιο σημαντική παράμετρος φαίνεται ότι είναι η ποσότητα ενέργειας που παράγουν τα πάνελ, ενώ το αποτέλεσμα επηρεάζεται σημαντικά από το κόστος απόκτησης και το προεξοφλητικό επιτόκιο που χρησιμοποιείται. Μικρότερη αλλά κρίσιμη επηρροή έχουν το κόστος Λ&Σ και η ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας. Στη συνέχεια προσδιορίζονται οι τιμές εναλλαγής για αυτές τις πέντε κρίσιμες μεταβλητές (πίνακας 7.2).

Πίνακας 7.2: Τιμές εναλλαγής κρίσιμων μεταβλητών

Κρίσιμες μεταβλητές	Αρχική τιμή	Τιμή εναλλαγής	Ποσοστιαία μεταβολή (%)
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	5.50%	+37.51%
Κόστος απόκτησης	81,614 €	97,286 €	+19.20%
Κόστος Λ&Σ	27,734$^{\alpha}$ €	44,189$^{\alpha}$ €	+59.33%
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 31,584 KWh/yr, αποφεύγονται 7,656 KWh_{th}/yr και 288 KWh_{el}/yr	Παράγωνται 27,376 KWh/yr, αποφεύγονται 6,636 KWh_{th}/yr και 250 KWh_{el}/yr	-13.32%
Ετήσια αύξηση τιμής ενέργειας	1%	-0.24%	-124%

α: NPV για 30 έτη λειτουργίας

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 7.2 παρατηρείται ότι σχετικά μικρή μεταβολή των μεταβλητών ενεργειακή απόδοση και κόστος απόκτησης, οδηγεί σε μη αποδοτικότητα της επένδυσης. Συγκεκριμένα μεταβολή -13.32% και +19.2% για την ενεργειακή απόδοση και το κόστος απόκτησης της μονάδας αντίστοιχα οδηγεί σε μη αποδοτικότητα. Ταυτόχρονα το προεξοφλητικό επιτόκιο και το κόστος Λ&Σ πρέπει να υποστούν σημαντική μεταβολή ώστε να εμφανιστεί μη αποδοτικότητα, ενώ η ετήσια αύξηση της ενέργειας πρέπει να μεταβληθεί κατά -124%.

Η ποσότητα ενέργειας που αποφεύγεται να καταναλωθεί υπολογίζεται θεωρώντας ότι η μονάδα εγκαθίσταται σε ήδη μονωμένο τοίχο, ενώ επίσης στη μέθοδο CLTD λαμβάνονται υπόψη μόνο οι ώρες 8:00-22:00 και θεωρείται ότι το σύστημα θέρμανσης δεν λειτουργεί την θερινή περίοδο.

Τα παραπάνω αποτελούν αρκετά συντηρητικές υποθέσεις για την ενεργειακή απόδοση του συστήματος επομένως η τιμή μεταβολής -13.32% αξιολογείται ως χαμηλής πιθανότητας τιμή μεταβολής για τη συγκεκριμένη μεταβλητή.

Επίσης συντηρητικές προσεγγίσεις λαμβάνονται για το προεξοφλητικό επιτόκιο, το οποίο λαμβάνεται υψηλό σε σχέση με άλλες έρευνες ενεργειακής αναμόρφωσης κτηρίων, και για το κόστος απόκτησης το οποίο υπολογίζεται με χρήση υψηλών συντελεστών κλίμακας επί του ήδη σχετικά υψηλού κόστους απόκτησης της μονάδας χαμηλής δυναμικότητας. Επομένως οι τιμές εναλλαγής των κρίσιμων μεταβητών φαίνονται αρκετά υψηλες και μικρής πιθανότητας.

7.2.2 Πιθανοτική ανάλυση Monte Carlo

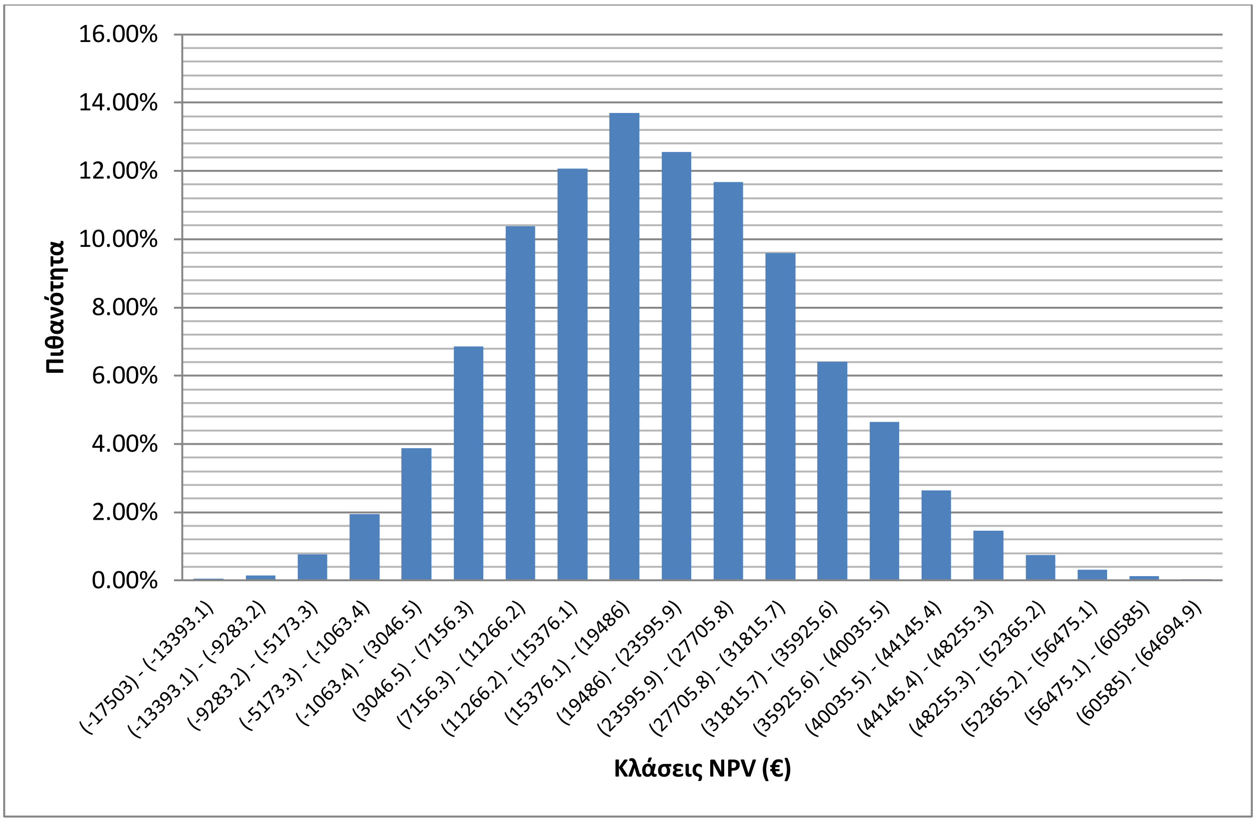
Σε αυτή την ενότητα εκτελείται πιθανοτική ανάλυση Monte Carlo για την επένδυση προκειμένου να προσδιοριστεί το επίπεδο ρίσκου η επένδυση να μην είναι αποδοτική. Οι κρίσιμες μεταβλητές που λαμβάνονται υπόψη παρουσιάζονται στον πίνακα 7.2, ενώ για τις υπόλοιπες παραμέτρους θεωρείται – για την ανάλυση Monte Carlo, η αρχική τους τιμή. Στον πίνακα 7.3 παρουσιάζονται οι κρίσιμες μεταβλητές και η πιθανοτική κατανομή κάθε μίας με τις απαραίτητες παραμέτρους της.

Πίνακας 7.3: Πιθανοτικές κατανομές κρίσιμων μεταβλητών

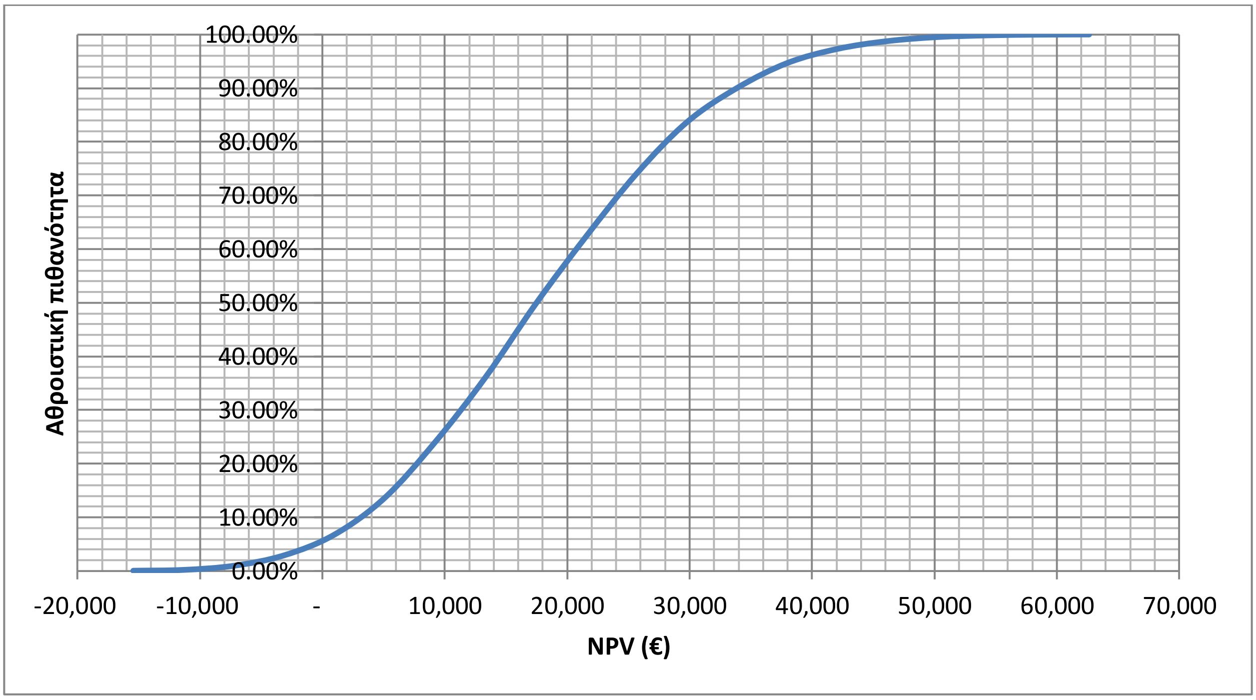
Μεταβλητές με τριγωνική πιθανοτική κατανομή			
Μεταβλητή	**Πιο πιθανή τιμή**	**Άνω όριο$^{\alpha}$**	**Κάτω όριο$^{\alpha}$**
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	+15%	-50%
Κόστος απόκτησης	81,614 €	+15%	-25%
Κόστος Λ&Σ	27,734$^{\alpha}$ €	+20%	-10%
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 31,584 KWh/yr, αποφεύγονται 7,656 KWh_{th}/yr και 288 KWh_{el}/yr	+5%	-15%
Ετήσια αύξηση τιμής ενέργειας	1%	+15%	-20%

α: Οι τιμές των άνω και κάτω ορίων των μεταβλητών εκτιμώνται ανάλογα με τον τρόπο υπολογισμού της πιο πιθανής τιμής

Με βάση τις τιμές του πίνακα 7.3 εκτελείται ανάλυση Monte Carlo 15,000^{ων} επαναλήψεων, τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 7.1-7.2



Εικόνα 7.1: Πιθανοτική κατανομή NPV



Εικόνα 7.2: Αθροιστική πιθανοτική κατανομή NPV

Από τις εικόνες 7.1-7.2 παρατηρείται ότι υπάρχει πιθανότητα 5.85% η επένδυση να μην είναι αποδοτική, δηλαδή η NPV της επένδυσης να είναι αρνητική. Αυτό οφείλεται κυρίως σε πιθανή αύξηση του κόστους απόκτησης και σε πιθανή μη παραγωγή της αναμενόμενης ενέργειας.

Επομένως προκειμένου να μειώθει αυτή η πιθανότητα θα πρέπει να ληφθούν μέτρα για μείωση του κόστους απόκτησης και αυξήση της ενεργειακής απόδοσης της μονάδας. Επίσης παρατηρείται ότι υπάρχει πιθανότητα 53.6% η τιμή της NPV να είναι μεγαλύτερη από την αναμενόμενη, ενώ η πιο πιθανή τιμή είναι 17,431 €, τιμή λίγο μεγαλύτερη από την αρχικά υπολογισμένη (16,455 €).

7.3 Σενάριο 2 Καρντιφ 500 KWp

7.3.1 Ανάλυση ευαισθησίας

Στον πίνακα 7.4 παρουσιάζονται οι μεταβλητές που εξετάζονται καθώς και η ποσοστιαία μεταβολή στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης που προκαλείται από μεταβολή 1% στην τιμή της μεταβλητής. Σημειώνεται πως η NPV της επένδυσης υπολογίζεται στο κεφάλαιο 6 και είναι ίση με 55,531£.

Πίνακας 7.4: Ανάλυση ευαισθησίας

Μεταβλητές	Αρχική τιμή	Ελαστικότητα NPV επένδυσης για +1% μεταβολή της τιμής της μεταβλητής	Χαρακτηρισμός μεταβλητής
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	-5.43%	Κρίσιμη
Κόστος απόκτησης	542,984 £	-10.27%	Κρίσιμη
Κόστος Λ&Σ	$44,150^{\alpha}$ £	-0.8%	Μη κρίσιμη
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 293,976 KWh/yr, αποφεύγονται 26,433 KWh_{th}/yr και 2,690 KWh_{el}/yr	+11.55%	Κρίσιμη
Εξωτερικό όφελος	$44,641^{\alpha}$ £	+0.8%	Μη κρίσιμη
Κόστος Ε&Α	$5\%^{\beta}$	-0.49%	Μη κρίσιμη
Κόστος τέλους ζωής	53,420 £	-0.30%	Μη κρίσιμη
Συντελεστής μείωσης απόδοσης πάνελ	0.5%	-0.70%	Μη κρίσιμη
Ετήσια αύξηση τιμής ενέργειας	1%	1.37%	Κρίσιμη

α: NPV για 30 έτη λειτουργίας

β: Επί του κόστους απόκτησης

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 7.4 παρατηρείται ότι οι κρίσιμες μεταβλητές είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο, το κόστος απόκτησης, η ενεργειακή απόδοση και η ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας. Παρατηρείται επίσης ότι σε αντίθεση με το σενάριο 1 το κόστος Λ&Σ δεν αποτελεί κρίσιμη μεταβλητή, ενώ ταυτόχρονα αυξάνεται η σημασία του κόστους απόκτησης και της ετήσιας αύξησης της τιμής της ενέργειας. Αυτό συμβαίνει διότι η δυναμικότητα της μονάδας είναι πολύ μεγαλύτερη απότι στο σενάριο 1 και επομένως η συμμετοχή του κόστους Λ&Σ στο ΚΚΖ είναι μειωμένη, ενώ ταυτόχρονα αυξάνεται η παραγωγή ενέργειας.

Στον πίνακα 7.5 παρουσίαζονται οι κρίσιμες μεταβλητές και οι τιμές εναλλαγής αυτών

Πίνακας 7.5: Τιμές εναλλαγής κρίσιμων μεταβλητών

Κρίσιμες μεταβλητές	Αρχική τιμή	Τιμή εναλλαγής	Ποσοστιαία μεταβολή (%)
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	4.78%	+19.67%
Κόστος απόκτησης	542,984 £	595,871 €	+9.74%
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 293,976 KWh/yr, αποφεύγονται 26,433 KWh_{th}/yr και 2,690 KWh_{el}/yr	Παράγωνται 268,533 KWh/yr, αποφεύγονται 24,145 KWh_{th}/yr και 2,457 KWh_{el}/yr	-8.65%
Ετήσια αύξηση τιμής ενέργειας	1%	0.223%	-77.7%

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 7.5 παρατηρείται ότι από τις κρίσιμες μεταβλητές μόνο η ετήσια αύξηση της τιμής της ενέργειας χρείαζεται να υποστεί μεγάλη μεταβολή προκειμένου η επένδυση να μην είναι αποδοτική. Παρολαυτά οι υποθέσεις που έχουν ληφθεί υπόψη για την εκτίμηση του κόστους απόκτησης, του προεξοφλητικού επιτοκίου και της ενεργειακής απόδοσης του συστήματος είναι – όπως και στο σενάριο 1, συντηρητικές και οι ποσοστιαίες μεταβολές του πίνακα 7.5 δεν έχουν μεγάλη πιθανότητα να συμβούν.

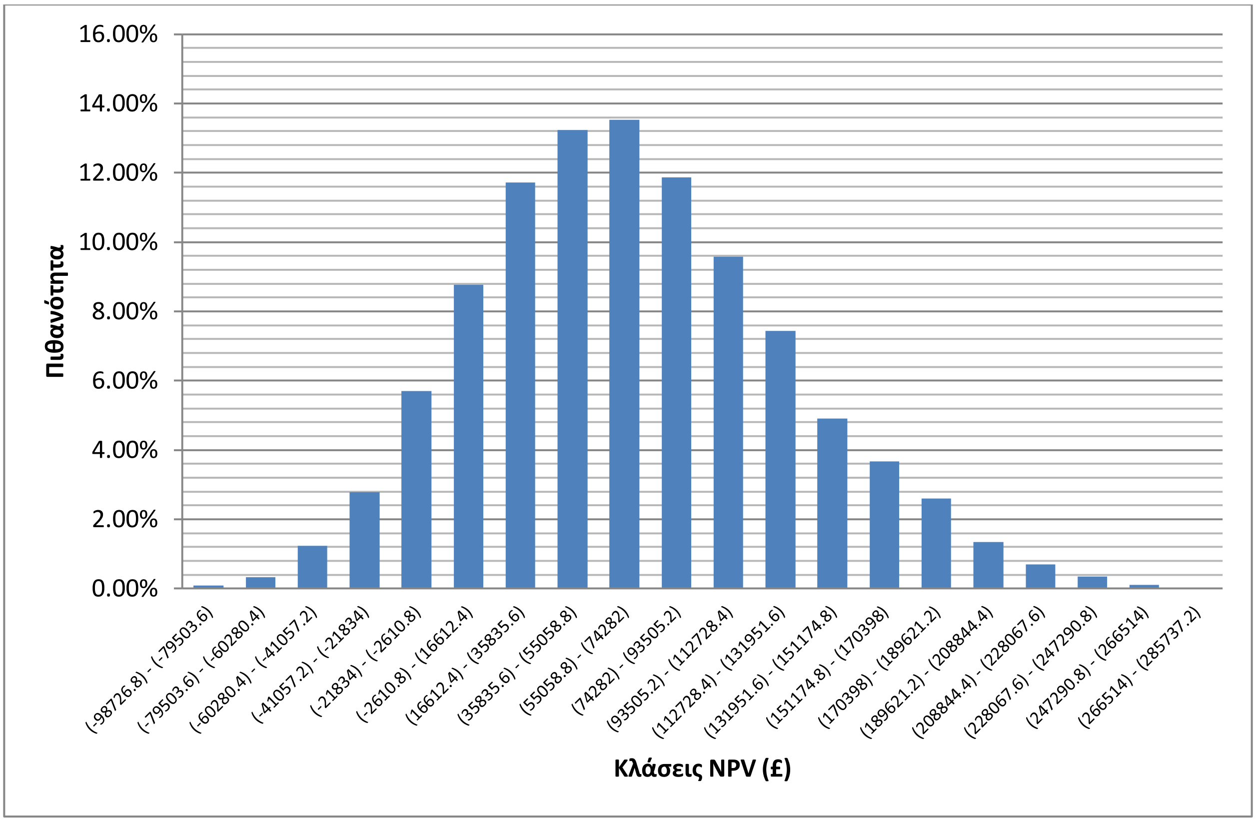
7.3.2 Πιθανοτική ανάλυση Monte Carlo

Σε αυτή την ενότητα εκτελείται πιθανοτική ανάλυση Monte Carlo για την επένδυση προκειμένου να προσδιοριστεί το επίπεδο ρίσκου η επένδυση να μην είναι αποδοτική. Στον πίνακα 7.6 παρουσιάζονται οι κρίσιμες μεταβλητές και η πιθανοτική κατανομή κάθε μίας με τις απαραίτητες παραμέτρους της.

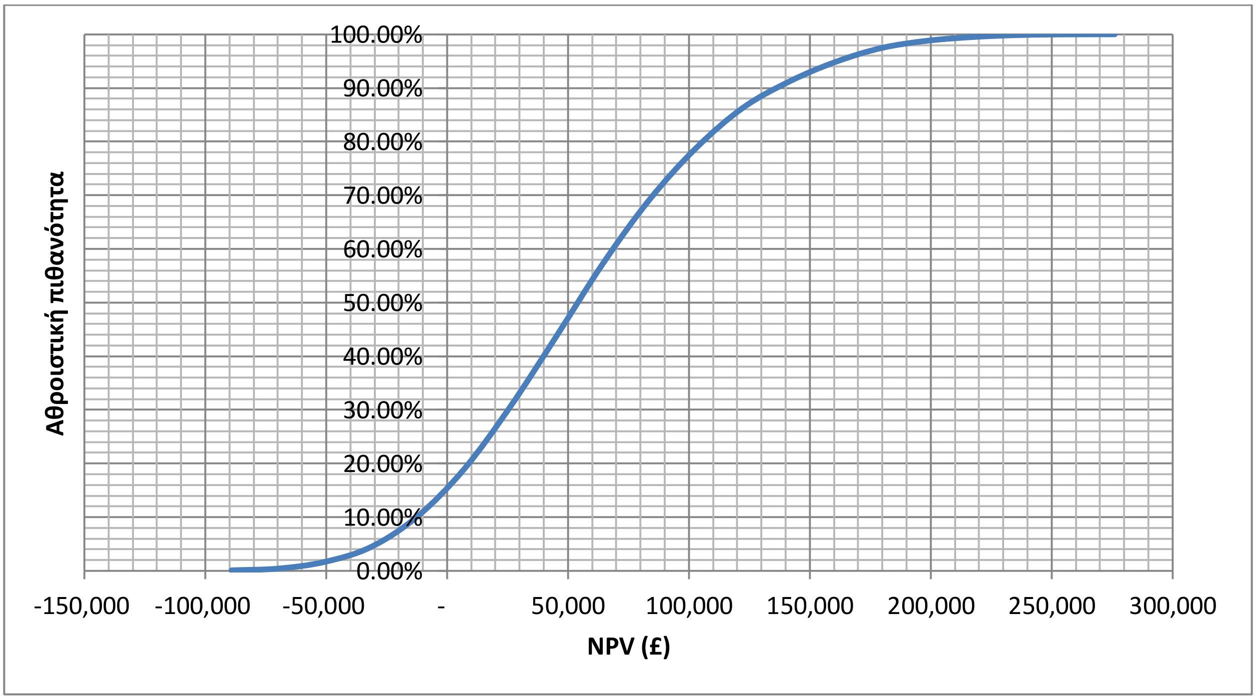
Πίνακας 7.6: Πιθανοτικές κατανομές κρίσιμων μεταβλητών

Μεταβλητές με τριγωνική πιθανοτική κατανομή			
Μεταβλητή	**Πιο πιθανή τιμή**	**Άνω όριο**	**Κάτω όριο**
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	+10%	-50%
Κόστος απόκτησης	542,984 £	+12%	-7%
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 293,976 KWh/yr, αποφεύγονται 26,433 KWh_{th}/yr και 2,690 KWh_{el}/yr	+15%	-10%
Ετήσια αύξηση τιμής ενέργειας	1%	-20%	+20%

Με βάση τις τιμές του πίνακα 7.6 εκτελείται ανάλυση Monte Carlo 15,000^{ων} επαναλήψεων, τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 7.3-7.4.



Εικόνα 7.3: Πιθανοτική κατανομή NPV



Εικόνα 7.4: Αθροιστική πιθανοτική κατανομή

Από τις εικόνες 7.3-7.4 παρατηρείται ότι υπάρχει πιθανότητα 13.77% η επένδυση να μην είναι αποδοτική, η οποία οφείλεται κυρίως σε πιθανή αύξηση του κόστους απόκτησης και σε πιθανή μείωση της ενεργειακής απόδοσης της μονάδας, ενώ ρόλο παίζει και πιθανή αύξηση του προεξοφλητικού επιτοκίου. Επομένως προκειμένου να μειώθει αυτή η πιθανότητα θα πρέπει να ληφθούν μέτρα για μείωση του κόστους απόκτησης και αυξήση της ενεργειακής απόδοσης της μονάδας, ενώ θα πρέπει να επανεξεταστεί το προεξοφλητικό επιτόκιο που χρησιμοποιείται. Παρολαυτά παρατηρείται ότι υπάρχει πιθανότητα 49.03% η τιμή της NPV να είναι μεγαλύτερη από την αναμενόμενη, ενώ η πιο πιθανή τιμή είναι 64,670 £, τιμή μεγαλύτερη από την αρχικά υπολογισμένη (55,531 £).

7.4 Σενάριο 3 Γρεβενά 800 KWp

7.4.1 Ανάλυση ευαισθησίας

Στον πίνακα 7.7 παρουσιάζονται οι μεταβλητές που εξετάζονται καθώς και η ποσοστιαία μεταβολή στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης που προκαλείται από μεταβολή 1% στην τιμή της μεταβλητής. Σημειώνεται πως η NPV της επένδυσης υπολογίζεται στο κεφάλαιο 6 και είναι ίση με 1,048,208 €.

Πίνακας 7.7: Ανάλυση ευαισθησίας

Μεταβλητές	Αρχική τιμή	Ελαστικότητα NPV επένδυσης για +1% μεταβολή της τιμής της μεταβλητής	Χαρακτηρισμός μεταβλητής
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	-1.68%	Κρίσιμη
Κόστος απόκτησης	2,415,836 €	-2.42%	Κρίσιμη
Κόστος Λ&Σ	24,736^{α} €	-0.023%	Μη κρίσιμη
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 622,982 KWh/yr, αποφεύγονται 257,082 KWh_{th}/yr και 48,922 KWh_{el}/yr	+3.17%	Κρίσιμη
Εξωτερικό όφελος	323,681^{α} €	+0.308%	Μη κρίσιμη
Κόστος Ε&Α	5%^{β}	-0.115%	Μη κρίσιμη
Κόστος τέλους ζωής	125,593 €	-0.038%	Μη κρίσιμη
Συντελεστής μείωσης απόδοσης πάνελ	0.5%	-0.163%	Μη κρίσιμη
Ετήσια αύξηση τιμής ενέργειας	1%	+0.378%	Μη κρίσιμη

α: NPV για 30 έτη λειτουργίας

β: Επί του κόστους απόκτησης

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 7.7 παρατηρείται ότι οι κρίσιμες μεταβλητές είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο, το κόστος απόκτησης και η ενεργειακή απόδοση του συστήματος. Στον πίνακα 7.8 παρουσιάζονται οι κρίσιμες μεταβλητές και οι τιμές εναλλαγής αυτών.

Πίνακας 7.8: Τιμές εναλλαγής κρίσιμων μεταβλητών

Κρίσιμες μεταβλητές	Αρχική τιμή	Τιμή εναλλαγής	Ποσοστιαία μεταβολή (%)
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	7.07%	+76.84%
Κόστος απόκτησης	2,415,836 €	3,414,118 €	+41.32%
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 622,982 KWh/yr, αποφεύγονται 257,082 KWh_{th}/yr και 48,922 KWh_{el}/yr	Παράγωνται 426,636 KWh/yr, αποφεύγονται 176,057 KWh_{th}/yr και 33,503 KWh_{el}/yr	-31.52%

Από τα αποτελέσματα του πίνακα 7.8 παρατηρείται ότι οι μεταβολές που πρέπει να λάβουν χώρα στις κρίσιμες μεταβλητές είναι μεγάλες, και έχουν μικρή πιθανότητα να συμβούν.

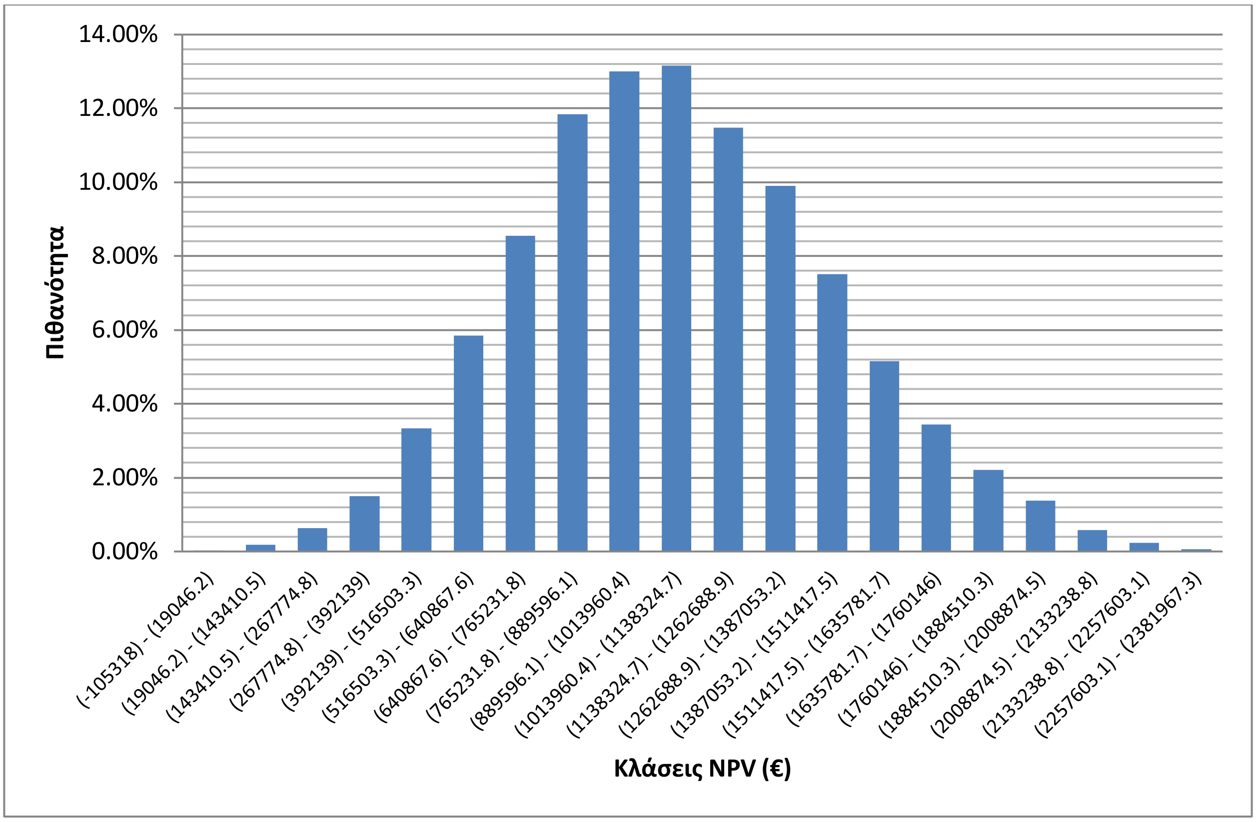
7.4.2 Πιθανοτική ανάλυση Monte Carlo

Στον πίνακα 7.9 παρουσιάζονται οι κρίσιμες μεταβλητές και η πιθανοτική κατανομή κάθε μίας με τις απαραίτητες παραμέτρους της.

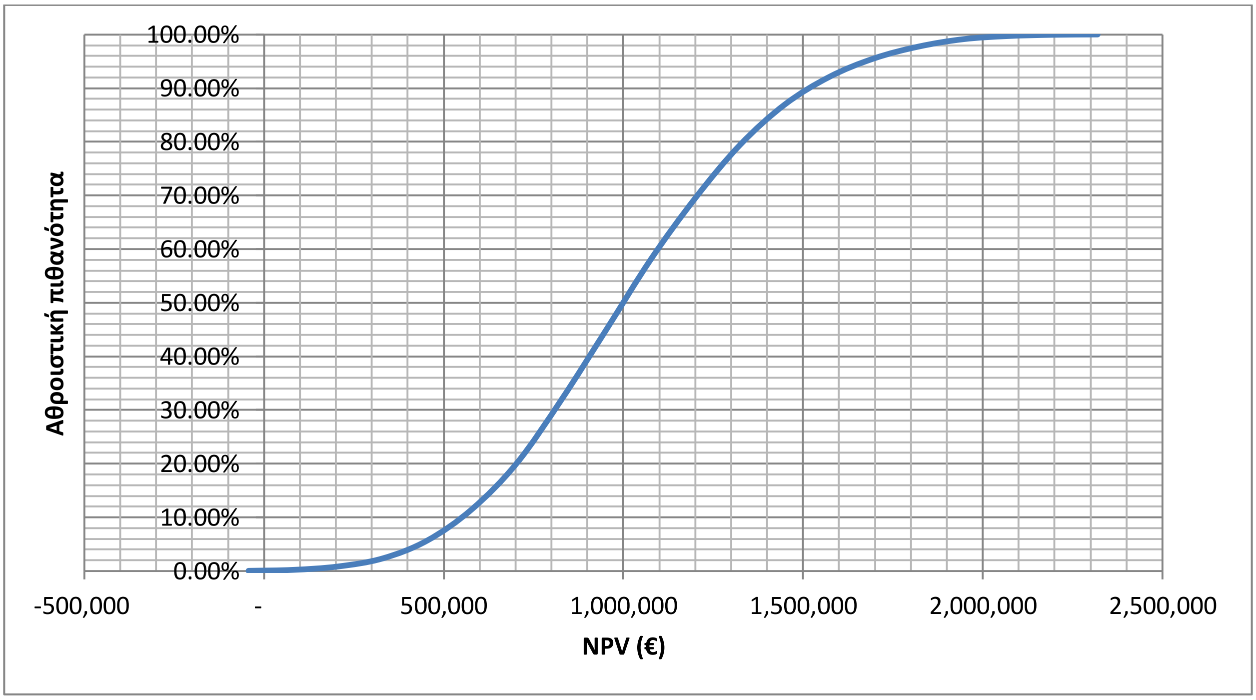
Πίνακας 7.9: Πιθανοτικές κατανομές κρίσιμων μεταβλητών

Μεταβλητές με τριγωνική πιθανοτική κατανομή			
Μεταβλητή	**Πιο πιθανή τιμή**	**Άνω όριο**	**Κάτω όριο**
Προεξοφλητικό επιτόκιο	4%	+15%	-50%
Κόστος απόκτησης	2,415,836 €	+25%	-15%
Ποσότητα ενέργειας που παράγεται και αποφεύγεται να καταναλωθεί (ενεργειακή απόδοση)	Παράγωνται 622,982 KWh/yr, αποφεύγονται 257,082 KWh_{th}/yr και 48,922 KWh_{el}/yr	+5%	-15%

Με βάση τις τιμές του πίνακα 7.9 εκτελείται ανάλυση Monte Carlo 15,000^{ων} επαναλήψεων, τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 7.5-7.6.



Εικόνα 7.5: Πιθανοτική κατανομή NPV



Εικόνα 7.6: Αθροιστική πιθανοτική κατανομή NPV

Από τις εικόνες 7.5-7.6 παρατηρείται ότι υπάρχει πιθανότητα 0.012% η επένδυση να μην είναι αποδοτική, η οποία οφείλεται κυρίως σε πιθανή αύξηση του κόστους απόκτησης και σε πιθανή μη παραγωγή της αναμενόμενης ενέργειας. Η πιθανότητα είναι πολύ χαμηλή, επομένως πιθανόν να μη χρειάζεται να ληφθούν μέτρα για τη μείωση της. Επίσης παρατηρείται ότι υπάρχει πιθανότητα 44.9% η τιμή της NPV να είναι μεγαλύτερη από την αναμενόμενη, ενώ η πιο πιθανή τιμή (13.6%) είναι 1,076,143 €, τιμή μεγαλύτερη από την αρχικά υπολογισμένη (1,048,208 €).

7.5 Συμπεράσματα κεφαλαίου

Από την ανάλυση ρίσκου των τριών σεναρίων που γίνεται σε αυτό το κεφάλαιο εξάγεται το συμπέρασμα ότι το επίπεδο ρίσκου η επένδυση να μην είναι αποδοτική είναι χαμηλό και στα τρία σενάρια. Παρολαυτά στα σενάρια 1 και 2 όπου η πιθανότητα να μην είναι αποδοτική η επένδυση είναι 5.85% και 13.77% αντίστοιχα θα πρέπει να ληφθούν μέτρα για τη μείωση της.

Παρατηρείται ότι οι κρίσιμες μεταβλητές που συναντώνται σε κάθε σενάριο είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο, το κόστος απόκτησης και η ενεργειακή απόδοση της μονάδας. Το γεγονός αυτό είναι αναμένομενο καθώς οι μονάδες PnH χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος απόκτησης και χαμηλό κόστος Λ&Σ και τα οφέλη τους προκύπτουν σε βάθος χρόνου – δηλαδή δεν γίνεται γρήγορα η αποπληρωμή της επένδυσης, ενώ η ενεργειακή απόδοση μοντελοποιεί τα άμεσα οφέλη της μονάδας. Ενδιαφέρον είναι επίσης το γεγονός ότι το κόστος Λ&Σ εμφανίζεται ως κρίσιμη μεταβλητή στο σενάριο 1 όπου η δυναμικότητα της μονάδας είναι μικρή. Το γεγονός αυτό συμβαίνει διότι το κόστος Λ&Σ αυξάνεται με πιο αργό ρυθμό – αυξάνοντας τη δυναμικότητα, σε σχέση με τις άλλες κατηγορίες κόστους, ενώ τα οφέλη αυξάνονται γραμμικά ή σχεδόν γραμμικά.

Παρατηρείται επίσης ότι στο σενάριο 1, το οποίο είναι η πιο μικρή σε μέγεθος επένδυση, εμφανίζονται πέντε μεταβλητές ως κρίσιμες, ενώ στο σενάριο 3. Το οποίο είναι η πιο μεγάλγ σε μέγεθος επένδυση εμφανίζονται μόλις τρεις κρίσιμες μεταβλητές. Επίσης προκύπτει ότι η μετβαολή που πρέπει να υποστούν οι κρίσιμες μεταβλητές στο σενάριο 3 ώστε να υπάρξει μη αποδοτικότητα είναι πολύ υψηλή σε σχέση με τα σενάριο 1 και 2. Εξάγεται επομένως το συμπέρασμα ότι αυξάνοντας την δυναμικότητα της μονάδας οι μεταβλητές που επηρεάζουν το αποτέλεσμα σημαντικά είναι λιγότερες ή θα πρέπει να μελετώνται ως σύνολο μεταβλητών (π.χ. συνολικά οφέλη έναντι ενεργειακή απόδοση και εξωτερικά οφελή).

Κεφάλαιο 8
Επίλογος

8.1 Συμπεράσματα

Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής είναι μία μεθοδολογία η οποία εφαρμόζεται κατά κόρον στην κατασκευή κτηρίων. Τα χαρακτηριστικά της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής, σε συνδυασμό με τη χρηματική αποτίμηση των εξωτερικών επιπτώσεων, μπορούν να βρουν εφαρμογή στον τομέα της παραγωγής και της εξοικονόμησης ενέργειας. Μέσω της ΑΚΚΖ προσδιορίζονται οι κυριότεροι παράγοντες κόστους, ενώ χρησιμοποιώντας την συμπληρωματικά με την ανάλυση κύκλου ζωής υπάρει η δυνατότητα εκτίμησης του εξωτερικού κόστους μίας επένδυσης. Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στην παρούσα διπλωματική εργασία αποτελεί μία προσπάθεια προσδιορισμού και υπολογισμού των κοστών που προκύπτουν κατά την διάρκεια του κύκλου ζωής ενός συστήματος παραγωγής ενέργειας με σκοπό την ενθάρρυνση της εφαρμογής της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής σε επενδύσεις παραγωγής ενέργειας.

Ο καλύτερος τρόπος προσδιορισμού της αποδοτικότητας μίας επένδυσης είναι η ανάλυση κόστους οφελους. Εισάγοντας την ανάλυση κόστους κύκλου ζωής στην ανάλυση κόστους οφέλους υπάρχει η δυνατότητα προσδιορισμού της αποδοτικότητας της επένδυσης με πολύ καλή ακρίβεια. Επίσης γίνεται πιο εύκολη η δίκαιη κατανομή του κόστους της επένδυσης μεταξύ των ενδιαφερομένων της προκειμένου να επιτευχθεί μία κατάσταση κοινής οφέλειας.

Εφαρμόζοντας τα παραπάνω για τη σύγκριση συμβατικής μονάδας φωτοβολταϊκών σε οροφές κτηρίων με μονάδα Plug and Harvest προκύπτει το συμπέρασμα ότι η ΑΚΚΖ είναι ιδιαίτερα επωφελής σε επενδύσεις παραγωγής ενέργειας.

Αρχικά στην ανάλυση κόστους κύκλου ζωής παρατηρείται ότι ενώ για μικρό χρονικό ορίζοντα λειτουργίας φαίνεται ότι οι συμβατικές μονάδες είναι χαμηλότερου κόστους από τις μονάδες PnH, όταν ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης γίνει αρκετά μεγάλος οι μονάδες PnH είναι αυτές με το χαμηλότερο κόστος. Το φαινόμενο αυτό συμβαίνει λόγω του χαμηλότερου κόστους Λ&Σ των μονάδων PnH και ενισχύεται όταν η δυναμικότητα των μονάδων αυξηθεί.

Στην ανάλυση κόστους οφέλους παρατηρείται ότι οι μονάδες PnH δεν είναι αποδοτικές σε χαμηλές δυναμικότητες καθώς το κόστος απόκτησης είναι πολύ υψηλό και τα οφελή χαμηλά. Παρολαυτά σε μεγαλύτερες δυναμικότητες οι μονάδες είναι ικανές να γίνουν επωφελείς. Το γεγονός αυτό συμβαίνει λόγω του φαινομένου της οικονομίας κλίμακας, ενώ σημαντικό ρόλο για την αποδοτικότητα της μονάδας έχουν τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από αυτή. Το γεγονός ότι οι μονάδες PnH χαρακτηρίζονται από πολλαπλά οφέλη και πολλούς ενδιαφερόμενους εγείρει την ανάγκη η ανάλυση κόστους οφέλους να γίνει για κάθε ενδιαφερόμενο ξεχωριστά και όταν χρειάζεται να πραγματοποιείται αλλαγή στην κατανομή του κόστους και του οφέλους της μονάδας. Πράγματι και στα τρία σενάρια προκύπτει ότι με το αρχικό επιχειρηματικό πλάνο η επένδυση υπερχηματοδοτείται απο τον ιδιώτη επενδυτή και επομένως χρειάζεται να αλλάξει το επιχειρηματικό πλάνο προκειμένου να υλοποιηθεί η μονάδα. Με το νεό επιχειρηματικό πλάνο επιτυγχάνεται η επιθυμητή κατάσταση κοινής οφέλειας μεταξύ των ενδιαφερομένων και η μονάδα μπορεί να υλοποιηθεί.

Στην ανάλυση ρίσκου που ακολουθεί προδιορίζονται οι κρίσιμες μεταβλητές για τις μονάδες PnH των σεναρίων 1, 2 και 3. Παρατηρείται ότι στο σενάριο 1 οι κρίσιμες μεταβλητές είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο, το κόστος απόκτησης, η ενεργειακή απόδοση της μονάδας – η οποία μεταφράζεται στα οφέλη λειτουργίας της μονάδας, η ετήσια μεταβολή της τιμής της ενέργειας και το κόστος Λ&Σ. Μελετώντας μονάδες PnH υψηλότερων δυναμικοτήτων διαπιστώνεται ότι η σημασία του κόστους Λ&Σ και της ετήσιας μεταβολής της τιμής της ενέργειας φθίνει. Επίσης παρατηρείται ότι όσο μεγαλώνει το μέγεθος της επένδυσης μειώνεται η ευαισθησία της σε μεταβολές μίας μεταβλητής.

Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι η επιλογή των υψηλών δυναμικοτήτων σε κάθε σενάριο γίνεται με βάση δύο κριτήρια, η μονάδα να είναι αποδοτική και να είναι χαμηλότερου ΚΚΖ από την συμβατική μονάδα. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με ένα πλήθος συντηρητικών υποθέσεων που γίνονται κατά τη μελέτη όπως, υψηλό προεξοφλητικό επιτόκιο, μίσθωση τεχνικού για συντήρηση της μονάδας, χαμηλή τιμή – και αναμενόμενη ετήσια αύξηση της τιμής, της ενέργειας, ήδη μονωμένα κτήρια για την εγκατάσταση, μη ύπαρξη μπαταρίας, συμπερίληψη μόνο περιβαλλοντικών εξωτερικών οφελών και όχι κοινωνικών κ.α., οδηγούν σε υψηλές δυναμικότητες. Οι δυναμικότητα της μονάδας μπορεί να μειωθεί λαμβάνοντας τα κατάλληλα μέτρα, παρολαυτά οι μονάδες PnH υψηλών δυναμικοτήτων θα πρέπει να εγκατασταθούν σε συγκρότημα κτηρίων γεγόνος το οποίο θα αυξήσει τα κοινωνικά εξωτερικά οφέλη.

Συμπεραίνεται επομένως ότι λαμβάνοντας χαμηλότερο προεξοφλητικό επιτόκιο, θεωρώντας ότι η μονάδα PnH θα εγκατασταθεί σε κτήρια τα οποία έχουν χαμηλή ή καθόλου μόνωση και συμπεριλαμβάνοντας στην ανάλυση περισσότερα εξωτερικά οφέλη που προκύπτουν από την μονάδα η αποδοτικότητα της θα είναι σημαντικά μεγαλύτερη και επομένως η ελάχιστη δυναμικότητα στην οποία αυτή γίνεται αποδοτική θα είναι σημαντικά χαμηλότερη. Επίσης μεγάλη επίδραση στην αποδοτικότητα της μονάδας θα έχει η εγκατάσταση μπαταρίας καθώς τα οφέλη από την παραγώμενη ενέργεια θα αυξηθούν σημαντικά, ενώ ταυτόχρονα θα αυξηθεί το κόστος απόκτησης και συντήρησης της μονάδας λόγω της εγκατάστασης της μπαταρίας. Επομένως είναι μείζονος σημασίας να γίενι ανάλυση για την επίδραση της μπαταρίας στη μονάδα PnH και την βέλτιστη δυναμικότητα μπαταρίας προς εγκατάσταση.

Εν κατακλείδι, οι μονάδες PnH είναι μονάδες παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, οικονομικά βιώσιμες, οι οποίες είναι χαμηλότερου κόστους κύκλου ζωής από της συμβατικές μονάδες φωτοβολταϊκων σε οροφές κτηρίων. Με την εφαρμογή τέτοιων μονάδων σε μεγάλες δυναμικότητες είναι δυνατόν να επιτευχθεί μερική κάλυψη των ενεργειακών αναγκών κτηρίων ενώ ταυτόχρονα προκύπτει πλήθος εξωτερικών οφελών. Οι μονάδες αυτές είναι επωφελείς για το κοινωνικό σύνολο, δηλαδή καταναλώνουν λιγότερους κοινωνικούς πόρους από όσους παράγουν. Επομένως η πολιτεία θα πρέπει να στηρίξει τέτοιου είδους επενδύσεις με υψηλότερα FiT ή με κάλυψη μέρους του κόστους καθώς μεταξύ άλλων συνεισφέρουν στην πράσινη ανάπτυξη, έχουν ισχυρό κοινωνικό πρόσημο και συνεισφέρουν στην απεξάρτηση του ενεργειακού μίγματος από τα ορυκτά και τα εισαγώμενα καύσιμα.

8.2 Προτάσεις για μελλοντική εργασία

Τα στοιχεία της μελέτης που μπορούν να διερευνηθούν περαιτέρω είναι διαφόρων ειδών και χωρίζονται σε δύο κύριους άξονες, στην μεθοδολογία για την ΑΚΚΖ και στην εφαρμογή της στην σύγκριση της μονάδας PnH με την συμβατική.

Στο θεωρητικό κομμάτι το σημαντικότερο στοιχείο που χρίζει περαιτέρω έρευνας είναι η περαιτέρω διερεύνηση της μεθοδολογίας ΑΚΚΖ και ο συνδυασμός της με μεθοδολογίες εκτίμησης των περιβαλλοντικών (μεθοδολογία ΑΚΖ) και των κοινωνικών επιπτώσεων ενός ΣΠΕ. Με αυτό το τρόπο είναι δυνατή η πολυκριτηριακή μελέτη ενός ΣΠΕ προκειμένου να προσδιοριστεί η βιωσιμότητα του καθολικά (οικονομικά-περιβαλλοντικά-κοινωνικά).

Αναφορικά με την μεθοδολογία που αναπτύσσεται για την ανάλυση κόστους κύκλου ζωής σε ΣΠΕ το σημείο το οποίο μπορεί να μελετηθεί περαιτέρω είναι ο τρόπος υπολογισμού των διαφόρων κατηγοριών κόστους. Συγκεκριμένα κρίνεται σημαντικό να γίνει έρευνα προκειμένου να εντοπιστούν συγκεκριμένα βιβλιογραφικά στοιχεία για τον προσδιορισμό του κάθε κόστους. Με αυτό το τρόπο προτείνεται η δημιουργία μίας βάσης δεδομένων, με βάση τη βιβλιογραφία, για την κάθε κατηγορία κόστους και για διάφορες μονάδες παραγωγής ενέργειας.

Ένα άλλο σημείο που συγκεντρώνει ενδιαφέρον είναι η περαιτέρω διερεύνηση της μεθόδου κλίμακας. Η περαιτέρω διερεύνηση της μεθόδου αυτής με σκοπό την εξέλιξη της εξίσωσης της και η έρευνα αναφορικά με την δυναμική φύση του παράγοντα R είναι είναι αντικείμενο που χρίζει ιδιαίτερης μελέτης.

Μετέπειτα, το ενδιαφέρον μπορεί να επικεντρωθεί στις μεθόδους χρηματικής αποτίμησης και στον προσδιορισμό των διάφορων ειδών εξωτερικού οφέλους και κόστους. Το συγκεκριμένο αντικείμενο είναι μείζονος σημασίας για την κοινωνική ΑΚΚΖ, ενώ μελέτη δύναται να γίνει και στους τρόπους με τους οποίους το εξωτερικό κόστος που προκύπτει από την μονάδα μπορεί να ληφθεί υπόψη από τον διαχειριστή της.

Επίσης σημαντικό είναι να διερευνηθεί περαιτέρω το κόστος τέλους ζωής και να προσδιοριστεί η επίδραση της εφαρμογής των αρχών της κυκλικής οικονομίας στην μείωση του.

Όσον αφορά την μελέτη της μονάδας PnH το σημαντικότερο στοιχείο που προτείνεται να εξεταστεί είναι η περιβαλλοντική απόδοση. Συγκεκριμένα είναι σημαντικό να συμπληρωθεί η παραπάνω ΑΚΚΖ με ΑΚΖ που να προσδιορίζει τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των μονάδων PnH. Επίσης μείζονος σημασίας είναι να γίνει προσπάθεια προσδιορισμού και αποτίμησης των κοινωνικών οφελών που προκύπτουν από μία μονάδα PnH. Τέτοια οφέλη μπορεί να είναι η αυτονομία του ενεργειακού συστήματος, η δημιουργία θέσεων εργασίας, η αύξηση της αξίας των ακινήτων κ.α. Επομένως κρίνεται σκόπιμη η πολυκριτηριακή ανάλυση της βιωσιμότητας της μονάδας PnH.

Τέλος κρίνεται σημαντική η μελέτη επίδρασης τεχνικών παραμέτρων των μονάδων PnH, όπως η εγκατάσταση μπαταρίας, και η μελέτη εφαρμογής άλλων συστημάτων ΑΠΕ σε κτήρια, και πιθανός συνδυασμός αυτών, άναλογα με τα χαρακτηριστικά της περιοχής.

Παραρτημα A Υπολογισμός κόστους μεταφορών

Μεταφορές συμβαίνουν σε δίαφορες φάσεις του κύκλου ζωής ενός ΣΠΕ και εισάγουν κόστος. Το κόστος μεταφορών χωρίζεται σε δύο κατηγόριες, το κόστος καυσίμου και το κόστος προσωπικού. Σημαντική παράμετρος στον υπολογισμό του κόστους μεταφορών είναι ο τύπος φορτηγού που χρησιμοποιείται και τα χαρακτηριστικά του. Στη παρούσα μεθοδολογία γίνεται η παραδοχή ότι για όλες τις μεταφορές χρησιμοποιείται ο ίδιος τύπος φορτηγού. Ο πίνακας Α.1 προκύπτει ακολουθώντας τη μεθοδολογία που προτείνεται από (EcoTransIT, 2014) και ακολουθείται από (Merchan et al., 2019). Τα αποτελέσματα που προκύπτουν για τυπικές τιμές κόστους (€/lt) και πυκνότητας (g/lt) καυσίμου Diesel είναι κοντά σε αυτά των (Merchan et al., 2019) επομένως λόγω της μεγαλύτερης ποικιλίας σε τύπους φορτηγών υιοθετούνται τα αποτελέσματα αυτής της μελέτης.

Πίνακας A.1: Βασικοί τύποι φορτηγών (Merchan et al., 2019)

Τύπος φορτηγού	Πραγματικό φορτίο (tn) Real load (RL)	Κατανάλωση (K) (€/t-km) (net tonnes)
Rigid 3.5- 7.5 tn	1	0.189
Rigid 7.5-12 tn	2.5	0.102
Rigid 12-14 tn	3.5	0.086
Rigid 14-20 tn	4.85	0.062
Rigid 20-26 tn	6.85	0.051
Rigid 26-28 tn	8.2	0.051
Rigid 28-32 tn	9.2	0.046
Rigid 32-40 tn	9.85	0.043
Articulated 14-20 tn	6.3	0.048
Articulated 20-26 tn	8.55	0.041
Articulated 26-34 tn	10.75	0.039
Articulated 34-40 tn	12.65	0.033

Διευκρινίζεται ότι οι τιμές του πίνακα A.1 είναι τυπικές και προτείνεται να χρησιμοποιούνται μόνο ελλείψει άλλων στοιχείων, ενώ έχουν προκύψει για συντελεστή φορτίου φορτηγού 0.5. Οι (Panesar, Kanraj and Abualrous, 2019) λαμβάνουν κόστος μεταφορών 0.077 ($/t-km) χρησιμοποιώντας φορτηγό τύπου rigid, συμπεριλαμβάνοντας σε αυτή την τιμή το κόστος καυσίμου και τα υπόλοιπα κόστη κατά τη μεταφορά. Παράλληλα από (De Jong et al., 2010) αναφέρονται τιμές 0.05 – 0.30 (€/t-km).

Σημαντικό στοιχείο για τον υπολογισμό του κόστους μεταφοράς είναι ο αριθμός των διαδρομών που χρειάζονται σε μία μεταφορά. Ο αριθμός των διαδρομών κάθε μεταφοράς υπολογίζεται από την εξίσωση,

$$D = Roundup(\frac{M}{2*RL}) \text{ (ΣΤ.1)}$$

Όπου,
M: Η συνολική μάζα που πρέπει να μεταφερθεί (tn),
Roundup: Συνάρτηση που στρογγυλοποιεί το αποτέλεσμα στον αμέσως μεγαλύτερο ακέραιο.

1 Κόστος καυσίμου μεταφορών

Η εξίσωση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του κόστους καυσίμου μεταφοράς, που γίνεται με φορτηγό, οποιουδήποτε αγαθού είναι,

$$C_f = K * RL * A * D \text{ (ΣΤ.2)}$$

Όπου,
K: Η κατανάλωση του φορτηγού σε (€/t-km),
RL: Το πραγματικό φορτίο του φορτηγού σε (tn),
A: Η συνολική απόσταση που διανύεται σε μία διαδρομή της μεταφοράς,
D: Ο αριθμός των διαδρομών που πρέπει να γίνουν για την μεταφορά αυτή (ΣΤ.1).

Η εξίσωση (ΣΤ.2) είναι η εξίσωση που προτείνεται για τον υπολογισμό του κόστους καυσίμου κάθε μεταφοράς που συμβαίνει κάτα τον κύκλο ζωής. Το άθροισμα του κόστους καυσίμου των μεταφορών κάθε φάσης δίνει το συνολικό κόστος καυσίμου μεταφοράς της φάσης.

2 Κόστος προσωπικού

Το κόστος προσωπικού μεταφοράς, που γίνεται με φορτηγό, οποιουδήποτε αγαθού είναι το κόστος μισθοδοσίας των οδηγών των φορτηγών. Σε αυτό το σημείο θεωρούνται οι παρακάτω παράμετροι:

LR_D: Το ωρομίσθιο των οδηγών,
BR_D: Οι υπερωρίες των οδηγών ως ποσοστό του ωρομιθίου τους,
N_D: Ο αριθμός των οδηγών σε ένα φορτηγό ανά διαδρομή.

Η εξίσωση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του κόστους προσωπικού μεταφοράς είναι,

$$C_{DL} = TWH * LR_D * (1 + BR_D) * N_D \text{ (ΣΤ.3)}$$

Όπου,
TWH: Οι συνολικές ώρες εργασίας των οδηγών σε κάθε μεταφορά.

Οι συνολικές ώρες εργασίας των οδηγών (TWH) αποτελούνται από τις ώρες οδήγησης (TDH) και από τις ώρες παράπλευρων δραστηριοτήτων (TOH) όπως φόρτωση, εκφόρτωση, αναμονή κ.α.

Οι συνολικές ώρες οδήγησης κάθε μεταφοράς υπολογίζονται από την εξίσωση,

$$TDH = \frac{2*D*A}{V} \text{ (ΣΤ.4)}$$

Όπου,
V: Η μέση ταχύτητα οδήγησης κατά τη μεταφορά

Ο υπολογισμός των ωρών παράπλευρων δραστηριοτήτων (TOH) εξαρτάται από πολλές παραμέτρους και είναι δύσκολο να εκτιμηθεί. Η παρατήρηση αυτή ενισχύεται από την έλλειψη στοιχείων στη βιβλιογραφία, επομένως θα θεωρηθούν αυθαίρετα ως ποσοστό των συνολικών ωρών οδήγησης επομένως οι συνολικές ώρες εργασίες υπολογίζονται από την εξίσωση,

$$TWH = TDH + TOH \text{ (ΣΤ.5)}$$

Η εξίσωση (ΣΤ.3) είναι η εξίσωση που προτείνεται για τον υπολογισμό του κόστους προσωπικού κάθε μεταφοράς που συμβαίνει κάτα τον κύκλο ζωής. Το άθροισμα του κόστους προσωπικού των μεταφορών κάθε φάσης δίνει το συνολικό κόστος προσωπικού μεταφοράς της φάσης.

Παραρτημα Β Επιλογή υψηλής δυναμικότητας

Στο κεφάλαιο 5 συγκρίνονται οι μονάδες PnH και συμβατικής παραγωγής ως προς το ΚΚΖ τους σε μικρή και μεγάλη δυναμικότητα. Η επιλογή της μεγάλης δυναμικότητας βασίζεται στην ικανοποίηση των παρακάτω κριτηρίων.

1. Το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται χαμηλότερο από αυτό της συμβατικής για κάποιο από τους εξεταζόμενους χρονικούς ορίζοντες.
2. Η μονάδα PnH αποφέρει αρκετό όφελος κατά τον κύκλο ζωής της ώστε να είναι αποδοτική.

Η δυναμικότητα που ικανοποιούνται τα δύο παραπάνω κριτήρια είναι διαφορετική για κάθε ένα από τα εξεταζόμενα σενάρια καθώς τα χαρακτηριστικά αυτών διαφέρουν αρκετά. Για παράδειγμα το κόστος απόκτησης του σεναρίου 3 είναι ιδιάιτερα μεγάλο, όμως υπάρχει μπαταρία στο σύστημα και το feed in tariff στην Ελλάδα είναι αρκετά υψηλό σε σχέση με την Γερμανία – σενάριο 1, και το Ηνωμένο Βασίλειο – σενάριο 2. Η ανάγκη να ικανοποιούνται ταυτόχρονα τα κριτήρια 1 και 2 καθώς και κάποιες συντηριτικές υποθέσεις που γίνονται κατά την ανάλυση – π.χ. υψηλό κόστος Λ&Σ, υψηλό προεξοφλητικό επιτόκιο, κ.α. – οδηγούν στο γεγονός ότι οι δυναμικότητες που επιλέγεται να παρουσιάστουν είναι αρκετά υψηλές. Οι συγκεκριμένες δυναμικότητες είναι δυνατόν να υπάρξουν για επενδύσεις σε συγκρότημα κτηρίων, π.χ. αναμόρφωση δημοτικών κτηρίων ή κάποια παρόμοια δράση. Επίσης σημειώνεται πως στην παρούσα διπλωματική δεν γίνεται διερεύνηση για την βέλτιστη δυναμικότητα. Στους πίνακες Β.1, Β.2 και Β.3 παρουσιάζεται η διερεύνηση ως προς την δυναμικότητα που γίνεται προκειμένου να επιλεγούν οι δυναμικότητες που παρουσιάζονται.

Πίνακας Β.1: Επιλογή δυναμικότητας σεναρίου 1.

Εξεταζόμενη δυναμικότητα (KWp)	Έτος στο οποίο το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται χαμηλότερο του ΚΚΖ της συμβατικής μονάδας	NPV μονάδας PnH (€) για 30 έτη λειτουργίας$^{\alpha}$
1.96	-	-
10	-	-
20	-	-
30	-	-
40	20	5,773
50	9	16,455

α: Ελέγχεται το πρωτο κριτήριο και αν ικανοποιείται ελεγχεται το 2^{o}

Πίνακας Β.2: Επιλογή δυναμικότητας σεναρίου 2.

Εξεταζόμενη δυναμικότητα (KWp)	Έτος στο οποίο το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται χαμηλότερο του ΚΚΖ της συμβατικής μονάδας	NPV μονάδας PnH$^{\beta}$ (£)
2	-	-
50$^{\alpha}$	-	-
100$^{\alpha}$	30	-30,595
300$^{\alpha}$	15	1,455
500	9	55,531

α: Θεωρείται κόστος γενικής συντήρησης πάνελ 12 £/KWp/yr.

β: Ελέγχεται το πρωτο κριτήριο και αν ικανοποιείται ελεγχεται το 2^{o}

Πίνακας Β.3: Επιλογή δυναμικότητας σεναρίου 3.

Εξεταζόμενη δυναμικότητα (KWp)	Έτος στο οποίο το ΚΚΖ της μονάδας PnH γίνεται χαμηλότερο του ΚΚΖ της συμβατικής μονάδας	NPV μονάδας PnH (€)
8.1$^{\alpha}$	-	-137,903
80$^{\beta}$	-	-289,553

200[γ]	-	-219,615
500[δ]	-	320,227
800	30	1,048,208

α: Σε αυτή τη δυναμικότητα θεωρείται ότι όλη η ενέργειας πωλείται στο δίκτυο, ενώ στις υπόλοιπες θεωρείται ότι το 30% καταναλώνεται επί τόπου.

β: Μπαταρία 100 KWh στη συμβατική μονάδα.

γ: Μπαταρία 250 KWh στη συμβατική μονάδα.

δ: Μπαταρία 600 KWh στη συμβατική μονάδα.

Από τα αποτελέσματα των πινάκων Β1, Β2, Β3 παρατηρείται ότι η δυναμικότητα που ικανοποιεί τα δύο κριτήρια διαφέρει σημαντικά μεταξύ των σεναρίων. Αυτό οφείλεται στα διαφορετικά χαρακτηριστικά των σεναρίων και στην διαφορετική τιμή αγοράς της ενέργειας από το δίκτυο και του FiT σε κάθε σενάριο (βλ. κεφάλαιο 6). Στο σενάριο 3, όπου η τιμή της ενέργειας είναι σχετικά υψηλή και το FiT υψηλό, το πολύ υψηλό κόστος απόκτησης της μονάδας PnH σε σχέση με τη συμβατική μονάδα οδηγεί σε πολύ μεγάλη δυναμικότητα (800 KWp) προκειμένου το ΚΚΖ της μονάδας PnH να γίνει χαμηλότερο από της συμβατικής. Μεγάλη δυναμικότητα (500 KWp) προκύπτει επίσης στο σενάριο 2 όπου, ενώ το ΚΚΖ της μονάδας PnH είναι χαμηλότερο από της συμβατικής μονάδας για μικρές δυναμικότητες, η μικρή τιμή της ενέργειας και του FiT καθιστούν μικρότερες δυναμικότητες μη αποδοτικές. Παράλληλα στο σενάριο 1 όπου η τιμή της ενέργειας είναι υψηλή, και το FiT σχετικά μεγαλό, ενώ ταυτόχρονα το κόστος απόκτησης είναι πολύ χαμηλότερο από του σεναρίου 1 η δυναμικότητα που ικανοποιούνται τα δύο κριτήρια είναι σχετικά χαμηλή (50 KWp).

Βιβλιογραφικές αναφορές

1. ISO 15686-5:2018, *Buildings and constructed assets — Service life planning — Part 5: Life cycle costing*
2. ISO 15686-5:2008, *Buildings and constructed assets — Service life planning — Part 5: Life cycle costing*

3. Estevan, H. and Schaefer, B. (2017). *Life Cycle Costing State of the art report*.

4. ec.europa.eu. (n.d.). *Life cycle costing - GPP - Environment - European Commission*. [online] Available at: https://ec.europa.eu/environment/gpp/lcc.htm

5. *DIRECTIVE 2014/24/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*.

6. *DIRECTIVE 2014/25/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*.

7. Farr, J.V. (2011). *Systems Life Cycle Costing Economic Analysis, Estimation, and Managment*. CRC Press Taylor & Francis Group.
8. Dhillon, B.S. (2010). *Life Cycle Costing for Engineers*. CRC Press Taylor & Francis Group.

9. RICS (2016). *Life cycle costing*. Royal Institution of Chartered Surveyors (RICS).

10. Hunkeler, D., Lichtenvort, K. and Rebitzer, G. Eds., (2008). *Environmental Life Cycle Costing*. 1st ed. CRC Press.

11. Di Maria, A., Eyckmans, J. and Van Acker, K. (2018). Downcycling versus recycling of construction and demolition waste: Combining LCA and LCC to support sustainable policy making. *Waste Management*, 75, pp.3–21.
12. Rigamonti, L., Borghi, G., Martignon, G. and Grosso, M. (2019). Life cycle costing of energy recovery from solid recovered fuel produced in MBT plants in Italy. *Waste Management*, [online] 99, pp.154–162. Available at: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X19305495
13. Κακαράς Ε. – Καρέλλας Σ., (Φεβρουάριος 2014), “Αντιρρυπαντική Τεχνολογία Θερμικών Σταθμών”, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών.
14. Edwards, J., Burn, S., Crossin, E. and Othman, M. (2018). Life cycle costing of municipal food waste management systems: The effect of environmental externalities and transfer costs using local government case studies. *Resources, Conservation and Recycling*, 138, pp.118–129.
15. Martinez-Sanchez, V., Kromann, M.A. and Astrup, T.F. (2015). Life cycle costing of waste management systems: Overview, calculation principles and case studies. *Waste Management*, [online] 36, pp.343–355. Available at: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X14005224

16. Σταματίου Γεώργιος, 2015, *Ανάλυση Κύκλου Ζωής και Κοστολόγηση Κύκλου Ζωής του λιγνίτη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας: Εφαρμογή στην Ελληνική περίπτωση*

17. NASA (2008). *2008 NASA Cost Estimating Handbook*. [online] Available at: http://www.ceh.nasa.gov

18. Remer, D.S. and Chai, L.H. "Process Equipment, Cost Scale-up," Encyclopedia of Chemical Processing and Design, ed., McKetta, J., Marcel Dekker, Inc., 43, 306-317, 1993.
19. Peters, M.S. and Timmerhaus, K.D. (1991). *PLANT DESIGN AND ECONOMICS FOR CHEMICAL ENGINEERS*. 4th ed. McGraw-Hill, Inc.
20. Dieter, G.E. and Schmidt, L.C. (2008). *Engineering Design*. 4th ed. McGraw Hill Higher Education.
21. Kumar, A., Flynn, P. and Sokhansanj, S. (2008). Biopower generation from mountain pine infested wood in Canada: An economical opportunity for greenhouse gas mitigation. *Renewable Energy*, 33(6), pp.1354–1363.
22. Kumar, A., Flynn, P.C. and Sokhansanj, S. (2005). *Feedstock Availability and Power Costs Associated with Using BC's Beetle-Infested Pine*.
23. Kumar, A., Cameron, J.B. and Flynn, P.C. (2003). Biomass power cost and optimum plant size in western Canada. *Biomass and Bioenergy*, 24(6), pp.445–464.
24. Rodrigues, M., Faaij, A.P.C. and Walter, A. (2003). Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economies of scale. *Energy*, 28(12), pp.1229–1258.
25. Othman, n.d. Cost estimation. Available at. https://www.academia.edu/20210337/Cost_Estimation
26. Consonni, S., Giugliano, M. and Grosso, M. (2005). Alternative strategies for energy recovery from municipal solid waste. *Waste Management*, 25(2), pp.123–135.
27. Khalilpour, K.R. and Vassallo, A. (2016). Technoeconomic parametric analysis of PV-battery systems. *Renewable Energy*, 97, pp.757–768.
28. Jenkins, B.M. (1997). A comment on the optimal sizing of a biomass utilization facility under constant and variable cost scaling. *Biomass and Bioenergy*, 13(1–2), pp.1–9.
29. Amigun, B. and von Blottnitz, H. (2009). Cost analyses and predictions for a fuel ethanol plant in a rural and landlocked African country: Lang factor approach. *International Journal of Production Economics*, 119(1), pp.207–216.
30. Westney, R.E. ed., (1997). *The Engineer's Cost Handbook Tools for Managing Project Costs*. Marcel Dekker Inc.
31. Osgood, N. (2001). *Award Methods and Project Estimation I.* [online] Available at: https://ocw.mit.edu/courses/civil-and-environmental-engineering/1-040-project-management-spring-2004/lecture-notes/l7estimationsp04.pdf
32. Grado, S.C., Strauss, C.H., Blankenhorn, P.R. and Bowersox, T.W. (1988). Short rotation woody biomass plantations: Technical requirements and costs for establishment. *Biomass*, 17(4), pp.277–289.
33. Visser, H., Thopil, G.A. and Brent, A. (2019). Life cycle cost profitability of biomass power plants in South Africa within the international context. *Renewable Energy*, 139, pp.9–21.
34. Dijkgraaf, E. and Vollebergh, H.R.J. (2003). Burn or Bury? A Social Cost Comparison of Final Waste Disposal Methods. *SSRN Electronic Journal*.

35. Woon, K.S. and Lo, I.M.C. (2016). An integrated life cycle costing and human health impact analysis of municipal solid waste management options in Hong Kong using modified eco-efficiency indicator. *Resources, Conservation and Recycling*, 107, pp.104–114.
36. Lam, C.-M., Yu, I.K.M., Medel, F., Tsang, D.C.W., Hsu, S.-C. and Poon, C.S. (2018). Life-cycle cost-benefit analysis on sustainable food waste management: The case of Hong Kong International Airport. *Journal of Cleaner Production*, 187, pp.751–762.
37. Massarutto, A., Carli, A. de and Graffi, M. (2011). Material and energy recovery in integrated waste management systems: A life-cycle costing approach. *Waste Management*, 31(9–10), pp.2102–2111.
38. Awad, H., Gar Alalm, M. and El-Etriby, H.K. (2019). Environmental and cost life cycle assessment of different alternatives for improvement of wastewater treatment plants in developing countries. *Science of The Total Environment*, 660, pp.57–68.
39. Coelho, A. and de Brito, J. (2013). Economic viability analysis of a construction and demolition waste recycling plant in Portugal – part I: location, materials, technology and economic analysis. *Journal of Cleaner Production*, 39, pp.338–352.
40. Li, J., Xiao, F., Zhang, L. and Amirkhanian, S.N. (2019). Life cycle assessment and life cycle cost analysis of recycled solid waste materials in highway pavement: A review. *Journal of Cleaner Production*, 233, pp.1182–1206.
41. Fang, R. (2019). Life cycle cost assessment of wind power–hydrogen coupled integrated energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(56), pp.29399–29408.
42. Laura, C.-S. and Vicente, D.-C. (2014). Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms. *Renewable Energy*, 66, pp.41–48.
43. Yilmaz, C. (2020). Life cycle cost assessment of a geothermal power assisted hydrogen energy system. *Geothermics*, 83, p.101737.
44. Rentizelas, A. and Georgakellos, D. (2014). Incorporating life cycle external cost in optimization of the electricity generation mix. *Energy Policy*, 65, pp.134–149.
45. Marszal, A.J., Heiselberg, P., Lund Jensen, R. and Nørgaard, J. (2012). On-site or off-site renewable energy supply options? Life cycle cost analysis of a Net Zero Energy Building in Denmark. *Renewable Energy*, 44, pp.154–165.
46. Albuquerque, T.L.M., Mattos, C.A., Scur, G. and Kissimoto, K. (2019). Life cycle costing and externalities to analyze circular economy strategy: Comparison between aluminum packaging and tinplate. *Journal of Cleaner Production*, 234, pp.477–486.
47. Roffeis, M., Wakefield, M.E., Almeida, J., Alves Valada, T.R., Devic, E., Koné, N., Kenis, M., Nacambo, S., Fitches, E.C., Koko, G.K.D., Mathijs, E., Achten, W.M.J. and Muys, B. (2018). Life cycle cost assessment of insect based feed production in West Africa. *Journal of Cleaner Production*, 199, pp.792–806.

48. Naves, A.X., Barreneche, C., Fernández, A.I., Cabeza, L.F., Haddad, A.N. and Boer, D. (2019). Life cycle costing as a bottom line for the life cycle sustainability assessment in the solar energy sector: A review. *Solar Energy*, 192, pp.238–262.
49. TSS Consultants (2009). *COST ESTIMATES FOR CAPITAL EXPENDITURE AND OPERATIONS & MAINTENANCE BASED ON TECHNOLOGY REVIEW*.
50. Tsilemou, K. and Panagiotakopoulos, D. (2006). Approximate cost functions for solid waste treatment facilities. *Waste Management & Research*, 24(4), pp.310–322.
51. Cong, L., Zhao, F. and Sutherland, J.W. (2017). Integration of dismantling operations into a value recovery plan for circular economy. *Journal of Cleaner Production*, 149, pp.378–386.
52. Dhillon, B.S. (2002). *ENGINEERING MAINTENANCE A Modern Approach*. CRC PRESS.
53. Nguyen, T.A.T. and Chou, S.-Y. (2019). Improved maintenance optimization of offshore wind systems considering effects of government subsidies, lost production and discounted cost model. *Energy*, 187, p.115909.
54. Edwards, D.J., Holt, G.D. and Harris, F.C. (2000). A model for predicting plant maintenance costs. *Construction Management and Economics*, 18(1), pp.65–75.
55. van Essen, H., van Wijngaarden, L., Schroten, A., de Bruyn, S., Sutter, D., Bieler, C., Maffii, S., Brambilla, M., Fiorello, D., Fermi, F., Parolin, R. and El Beyrouty, K. (2019). *Handbook on the external costs of transport Version 2019*.
56. ExtrernE (2005). *ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update*.
57. E.C., DG Environment (2000). *A Study on the Economic Valuation of Environmental Externalities from Landfill Disposal and Incineration of Waste*.
58. Eshet, T., Ayalon, O. and Shechter, M. (2006). Valuation of externalities of selected waste management alternatives: A comparative review and analysis. *Resources, Conservation and Recycling*, 46(4), pp.335–364.
59. NEEDS (2009). *Deliverable n° 6.1 – RS1a "External costs from emerging electricity generation technologies ."*
60. NEEDS (2007). *Delivery n° 5.4 - RS 1b "Report on marginal external damage costs inventory of greenhouse gas emissions*.
61. EEA (2014). *Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012*.
62. Powel, E., Devlin, S. and Narkar, N. (2019). *DEFRA, Air quality damage cost guidance*.
63. Braun, M. (2014). *Environmental External Costs from Power Generation by Renewable Energies*.
64. Powell, J.C., Pearce, D. and Brisson, I. (1995). *VALUATION FOR LIFE CYCLE ASSESSMENT OF WASTE MANAGEMENT OPTIONS*.
65. Patrizio, P., Leduc, S., Chinese, D. and Kraxner, F. (2017). Internalizing the external costs of biogas supply chains in the Italian energy sector. *Energy*, 125, pp.85–96.
66. Piecyk, M. and McKinnon, A.C. (2007). *Internalising the External Costs of Road Freight Transport in th UK*.

67. Rabl, A., Spadaro, J.V. and Zoughaib, A. (2008). Environmental impacts and costs of solid waste: a comparison of landfill and incineration. *Waste Management & Research*, [online] 26(2), pp.147–162. Available at: https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1177/0734242x07080755
68. Streimikiene, D., Roos, I. and Rekis, J. (2009). External cost of electricity generation in Baltic States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), pp.863–870.
69. Dente, S.M.R. and Tavasszy, L.A. (2018). Impacts of trade related sustainability strategies on freight transportation: Modelling framework and application for France. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 58, pp.308–319.
70. Roth, I. and Ambs, L. (2004). Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing. *Energy*, [online] 29(12–15), pp.2125–2144. Available at: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544204000945
71. Martinez-Sanchez, V., Levis, J.W., Damgaard, A., DeCarolis, J.F., Barlaz, M.A. and Astrup, T.F. (2017). Evaluation of Externality Costs in Life-Cycle Optimization of Municipal Solid Waste Management Systems. *Environmental Science & Technology*, 51(6), pp.3119–3127.
72. EBRD (2014). *Methodology for the assessment of coal fired generation projects*. EUROPEAN BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT.
73. Lee, S.G., Lye, S.W. and Khoo, M.K. (2001). A Multi-Objective Methodology for Evaluating Product End-of-Life Options and Disassembly. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 18(2), pp.148–156.
74. Desai, A. and Mital, A. (2003). Evaluation of disassemblability to enable design for disassembly in mass production. *International Journal of Industrial Ergonomics*, 32(4), pp.265–281.
75. EcoTransIT (2014). *Ecological Transport Information Tool for Worldwide Transports Methodology and Data Update*.
76. Merchan, A.L., Léonard, A., Limbourg, S. and Mostert, M. (2019). Life cycle externalities versus external costs: The case of inland freight transport in Belgium. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 67, pp.576–595.
77. Panesar, D.K., Kanraj, D. and Abualrous, Y. (2019). Effect of transportation of fly ash: Life cycle assessment and life cycle cost analysis of concrete. *Cement and Concrete Composites*, 99, pp.214–224.
78. De Jong, G., Schroten, A., van Essen, H., Otten, M. and Bucci, P. (2010). *Price sensitivity of European road freight transport – towards a better understanding of existing results A report for Transport & Environment*.
79. Sartori, D., Catalano, G., Genco, M., Pancotti, C., Sirtori, E., Vignetti, S. and Del Bo, C. (2014). *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects*. EUROPEAN COMMISSION.

80. Ren, H., Wu, Q., Zhu, Q. and Gao, W. (2019). Cost–benefit analysis of distributed energy systems considering multi-benefits and multi-stakeholders. *Energy*, [online] p.116382. Available at: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219320778
81. Mathioulakis, E., Panaras, G. and Belessiotis, V. (2013). Cost-benefit analysis of renewable energy systems under uncertainties.
82. IEA (2014). *Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency*.
83. Ζερβός, Κάραλης (2018). Σημειώσεις αιολικής ενέργειας
84. cals.arizona.edu. (n.d.). *Cost-Effectiveness Analysis*. [online] Available at: https://cals.arizona.edu/classes/rnr485/ch11.htm
85. Yushchenko, A. and Patel, M.K. (2017). Cost-effectiveness of energy efficiency programs: How to better understand and improve from multiple stakeholder perspectives? *Energy Policy*, 108, pp.538–550.
86. Streicher, K.N., Mennel, S., Chambers, J., Parra, D. and Patel, M.K. (2020). Cost-effectiveness of large-scale deep energy retrofit packages for residential buildings under different economic assessment approaches. *Energy and Buildings*, 215, p.109870.
87. Cho, H.-I., Freyre, A., Bürer, M. and Patel, M.K. (2019). Comparative analysis of customer-funded energy efficiency programs in the United States and Switzerland–Cost-effectiveness and discussion of operational practices. *Energy Policy*, 135, p.111010.
88. www.cnccat.com. (n.d.). *Προφίλ Αλουμινίου CNC CAT*. [online] Available at: https://www.cnccat.com/index.php?id=1&catid=57&orderby=3&manufactureid=&lang=gr&q=&q2=&page=3
89. GOV.UK. (n.d.). *Energy Trends: December 2013, special feature article - Small scale solar PV cost data*. [online] Available at: https://www.gov.uk/government/statistics/energy-trends-december-2013-special-feature-article-small-scale-solar-pv-cost-data
90. Fu, R., Feldman, D. and Margolis, R. (2018). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark*.
91. Pillai, G.G., Putrus, G.A., Georgitsioti, T. and Pearsall, N.M. (2014). Near-term economic benefits from grid-connected residential PV (photovoltaic) systems. *Energy*, 68, pp.832–843.
92. Sharma, V., Haque, M.H. and Aziz, S.M. (2019). Energy cost minimization for net zero energy homes through optimal sizing of battery storage system. *Renewable Energy*, [online] 141, pp.278–286. Available at: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119304653
93. Balcombe, P., Rigby, D. and Azapagic, A. (2015). Energy self-sufficiency, grid demand variability and consumer costs: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage. *Applied Energy*, 155, pp.393–408.
94. Brinsmead, T.S., Graham, P., Hayward, J., Ratnam, E.L., and Reedman, L. (2015). *Future Energy Storage Trends: An Assessment of the Economic Viability, Potential Uptake and*

Impacts of Electrical Energy Storage on the NEM 2015–2035. CSIRO, Australia. Report No. EP155039

95. Muñoz-Cerón, E., Lomas, J.C., Aguilera, J. and de la Casa, J. (2018). Influence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking pv plant in Spain. *Energy Policy*, 121, pp.506–518.
96. National Renewable Energy Laboratory, Sandia National Laboratory, SunSpec Alliance, and the SunShot National Laboratory Multiyear Partnership (SuNLaMP) PV O&M Best Practices Working Group. 2018. Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems; 3rd Edition. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-73822. https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73822.pdf
97. Nasa.gov. (2018). *ArcGIS Web Application*. [online] Available at: https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/
98. http://www.tebrax.co.uk/tebrax-uprights2
99. https://spsenvirowall.co.uk/assets/technical-resources/315-SPS-Envirowall-Price-List-2018.pdf
100. https://scaffoldingcosts.co.uk/how-much-does-scaffolding-cost-per-day/
101. https://www.cclcomponents.com/solis-mini-4g-2kw-solar-inverter-single-phase-1-mppt
102. https://openei.org/wiki/Main_Page
103. Sagani, A., Mihelis, J. and Dedoussis, V. (2017). Techno-economic analysis and life-cycle environmental impacts of small-scale building-integrated PV systems in Greece. *Energy and Buildings*, 139, pp.277–290.
104. Dunlop, S. and Roesch, A. (2016). *EU wide solar PV business models: guidelines for implementation*.
105. Arnulf Jäger-Waldau; PV Status Report 2016; EUR 28159 EN; doi:10.2790/682995
106. Τεχνική οδηγία τεχνικού επιμελητηρίου Ελλάδας Τ.Ο.Τ.Ε.Ε 20701-3/2010. (2010)
107. E.C. (2019). *Energy prices and costs in Europe*.
108. Energy - European Commission. (2016). *EU Buildings Database*. [online] Available at: https://ec.europa.eu/energy/eu-buildings-database_en
109. Fraunhofer ISE (2020). *Public Net Electricity Generation in Germany 2019: Share from Renewables Exceeds Fossil Fuels*.
110. GOV.UK. (n.d.). *Energy Trends: UK electricity*. [online] Available at: https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends
111. ΔΑΠΕΕΠ. (2019). Ενεργειακό μείγμα 2018
112. Climate-data.org. (2019). *Climate data for cities worldwide - Climate-Data.org*. [online] Available at: https://en.climate-data.org
113. Τεχνική οδηγία τεχνικού επιμελητηρίου Ελλάδας Τ.Ο.Τ.Ε.Ε 20701-1/2017. (2017)
114. Αντωνόπουλος Κ. Κλιματισμός, (2015) Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
115. E.C. (2008). *Guide to COST-BENEFIT ANALYSIS of investment projects*.

116. http://www.feem-project.net/cases/downloads_deliverables.php
117. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/typical-charge-gate-fee-and
118. http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-eeg-feed-in-tariff/lastp/135/
119. Νόμος 4414/2016-ΦΕΚ 149/Α/9-8-2016 Available at: https://www.e-nomothesia.gr/energeia/nomos-4414-2016.html