



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



ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«Ανάλυση Διμερών Συμβολαίων PPAs & Τεχνοοικονομικό
Πλαίσιο Υποστήριξης Παραγωγού ΑΠΕ»

Κωνσταντίνος Λυμπέρης

Επιβλέπων καθηγητής: Χρυσόστομος (Χάρης) Δούκας
Τομέας Ηλεκτρικών Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Αποφάσεων

Αθήνα, Οκτώβριος 2023

.....
Κωνσταντίνος Λυμπέρης

Copyright © Κωνσταντίνος Χ. Λυμπέρης, 2023

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι ο προσδιορισμός και η ανάλυση της έννοιας των διμερών συμφωνιών αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας (Power Purchase Agreements - PPAs) και του γενικότερου πλαισίου που τις διέπει, όπως επίσης και η διερεύνηση εφαρμογής ενός μοντέλου PPA στην Ελλάδα εξετάζοντας τη βιωσιμότητα και την οικονομική απόδοση ενός επενδυτικού σχεδίου ανάπτυξης έργου ΑΠΕ (Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας) από την οπτική του παραγωγού ηλεκτρικής ενέργειας (ΗΕ).

Το κεφάλαιο 1 περιλαμβάνει τον καθορισμό της έννοιας και των βασικών στοιχείων της PPA, μια συνοπτική απεικόνιση της υφιστάμενης κατάστασης της αγοράς PPA στην Ευρώπη και του βασικού σχετικού νομοθετικού και ρυθμιστικού πλαισίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), και μια εικόνα των στόχων και της νομοθεσίας της Ελλάδας με επίκεντρο την προώθηση των ΑΠΕ και συγκεκριμένα των PPAs.

Το κεφάλαιο 2 περιέχει λεπτομερή περιγραφή των κυριότερων επιχειρηματικών μοντέλων PPAs που ευρέως εφαρμόζονται στην παγκόσμια αγορά ΗΕ, ενώ πραγματοποιείται περαιτέρω καταγραφή και ανάλυση των διάφορων σχημάτων τιμολόγησης των συμφωνιών PPAs και των κατηγοριών σχημάτων PPAs ως προς την ποσότητα ΗΕ που δεσμεύεται εντός της συμφωνίας.

Το κεφάλαιο 3 αφορά την προετοιμασία υλοποίησης της τεχνοοικονομικής ανάλυσης εξετάζοντας με λεπτομέρεια τις διάφορες παραμέτρους, μεταβλητές και υποθέσεις που επηρεάζουν την οικονομική απόδοση και κερδοφορία ενός παραγωγού ΑΠΕ που αποφασίζει να αναπτύξει ένα νέο έργο ΑΠΕ στην Ελλάδα και να διερευνήσει τη συμμετοχή του σε ένα επιχειρηματικό μοντέλο της μορφής «sleeved PPA».

Το κεφάλαιο 4 παρουσιάζει τις βασικές μεθόδους αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων και τους οικονομικούς δείκτες που αξιοποιούνται για την αποδοχή ή μη των διάφορων σεναρίων που αποτυπώνονται στο κεφάλαιο 5.

Το κεφάλαιο 5 απεικονίζει τα σενάρια και τα αποτελέσματα της πραγματοποιηθείσας τεχνοοικονομικής ανάλυσης. Τα διάφορα σενάρια έχουν δομηθεί ως συνδυασμοί μεθόδων τιμολόγησης PPA και σχημάτων παράδοσης της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ, ώστε να μελετηθεί η εφικτότητα της επένδυσης και η εξασφάλιση βιωσιμότητας και κερδοφορίας του παραγωγού ΑΠΕ.

Συνοψίζοντας, στο κεφάλαιο 6 αναφέρονται οι κύριοι παράγοντες επιτυχίας της συμφωνίας PPA από την πλευρά του παραγωγού ΑΠΕ και τα γενικότερα συμπεράσματα της ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε.

Λέξεις-κλειδιά: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), Διμερής Συμφωνία Αγοραπωλησίας ΗΕ (PPA), Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ), Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA), Περίοδος Επανάκτησης Κεφαλαίου (ΠΕΚ), Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE)

Abstract

The purpose of this diploma thesis is to define and analyze the concept of the bilateral power purchase agreements (PPAs) and the general framework governing them, as well as to investigate into the application of a PPA model in the Greek electricity market by examining the economic viability and performance of an investment plan for the development of a RES (Renewable Energy Sources) project from the perspective of the electricity producer.

Chapter 1 includes the definition and the key elements of a PPA, a brief overview of the current state of the Europe's PPA market and the key relevant European Union's (EU) legislative and regulatory framework, as well as Greece's objectives and legislation on the promotion of RES and specifically of the PPAs.

Chapter 2 contains a detailed description of the basic PPA's business models widely applied in the global electricity market, while listing and analysis of the various PPA pricing and volume structures are also made.

Chapter 3 concerns the preparation of the techno-economic analysis' implementation that includes an extensive study of the input parameters, variables and assumptions affecting the economic performance and profitability of a RES producer who decides to develop a new RES project in Greece and to investigate his participation in a sleeved PPA.

Chapter 4 presents the basic evaluation methods of investment plans and the economic measures used for the potential acceptance of the various scenarios depicted in chapter 5.

Chapter 5 illustrates the scenarios and the results of the techno-economic analysis carried out. The various scenarios have been structured as combinations of PPA pricing structures and PPA volume structures, in order to study the investment's feasibility and ensure the economic viability and profitability of the RES producer.

In summary, chapter 6 provides the main success factors of the PPA agreement from the RES producer's perspective and the analysis' conclusions.

Keywords: Renewable Energy Sources (RES), Power Purchase Agreement (PPA), Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Capital Recovery Period (CRP), Levelized Cost of Electricity (LCOE)

Περιεχόμενα

1	Εισαγωγή στις Διμερείς Συμφωνίες Αγοραπωλησίας ΗΕ –PPAs	13
1.1	Προσδιορισμός της Έννοιας PPA.....	13
1.1.1	Ορισμός PPA.....	13
1.1.2	Βασικοί Αντισυμβαλλόμενοι & Κίνητρα Σύναψης PPA.....	14
1.1.3	Συμβατικοί Όροι Συμφωνίας PPA	16
1.2	Εξελίξεις στην Ευρωπαϊκή Αγορά PPAs.....	20
1.2.1	Απεικόνιση Τρέχουσας Κατάστασης Ευρωπαϊκής Αγοράς PPAs	20
1.2.2	Ρυθμιστικό & Κανονιστικό Πλαίσιο Προώθησης PPAs σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης.....	25
1.3	Στόχοι Ανάπτυξης Έργων ΑΠΕ & Εφαρμογής PPAs στην Ελλάδα.....	28
1.3.1	Αποτύπωση Στόχων ΑΠΕ της Πρότασης Αναθεώρησης του ΕΣΕΚ	29
1.3.2	Εξέλιξη Θεσμικού Πλαισίου Συστημάτων Υποστήριξης & Αποζημίωσης της Παραγωγής Πράσινης ΗΕ από στην Ελλάδα.....	30
1.3.3	Υφιστάμενο Νομοθετικό - Ρυθμιστικό Πλαίσιο PPAs στην Ελλάδα	43
1.3.4	Ανακοινωθέντα Συμβόλαια PPAs στην Ελλάδα	44
2	Μοντέλα Εταιρικών PPAs	47
2.1	Επιχειρηματικά Μοντέλα Εταιρικών PPAs	47
2.1.1	Direct ή Private-wire PPA	47
2.1.2	On-site PPA.....	50
2.1.3	Physical ή Sleeved PPA	51
2.1.4	Financial ή Synthetic ή Virtual PPA (VPPA).....	53
2.1.5	Multi-buyer PPA	55
2.1.6	Multi-seller PPA.....	56
2.1.7	Cross-border PPA.....	57
2.1.8	Multi-technology PPA.....	58
2.2	Διαμόρφωση Μοντέλου Τιμολόγησης Συμφωνιών PPAs	58
2.2.1	Σχήματα – Στρατηγικές Τιμολόγησης PPA	59
2.2.2	Οφέλη & Ρίσκα Στρατηγικών Τιμολόγησης PPA	71
2.2.3	Επίδραση του Φαινομένου Κανιβαλισμού Τιμής ΗΕ στην Τιμολόγηση PPA.....	76
2.2.4	Βασικοί Παράγοντες Σύθεσης Τελικής Τιμής PPA.....	78
2.3	Κατηγορίες Σχημάτων PPAs ως προς την Συμφωνηθείσα Ποσότητα ΗΕ.....	79
2.3.1	Κατηγορίες Ρίσκου Καθορισμού Σχημάτων PPAs	79
2.3.2	Σχήματα PPAs ως προς την Συμφωνηθείσα Ποσότητα ΗΕ	80
2.3.3	Συμφωνίες PPA Μεταβλητής Συμφωνηθείσας Ποσότητας ΗΕ.....	89
2.3.4	Συμφωνίες PPA Σταθερής Συμφωνηθείσας Ποσότητας ΗΕ	89

3	Παράμετροι Εισόδου Τεχνοοικονομικής Αξιολόγησης.....	92
3.1	Δημιουργία Προφίλ Παραγωγής ΗΕ.....	92
3.1.1	Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος.....	93
3.1.2	Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος	97
3.2	Δημιουργία Προφίλ Τιμής PPA & Τιμής ΗΕ.....	99
3.2.1	Τιμή PPA.....	100
3.2.2	Τιμή Αγοράς ΗΕ.....	101
3.3	Βασικές Υποθέσεις & Εξισώσεις Ποσότητας ΗΕ.....	102
3.3.1	Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP).....	102
3.3.2	Περίπτωση Baseload	103
3.3.3	Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP) με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ.....	106
3.4	Ποσοτικοποίηση Εσόδου & Κόστους Παραγωγού ΑΠΕ από την PPA.....	107
3.4.1	Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP).....	107
3.4.2	Περίπτωση Baseload	109
3.4.3	Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP) με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ.....	110
3.5	Τιμή Πώλησης Εγγυήσεων Προέλευσης	111
3.5.1	Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος.....	111
3.5.2	Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος	113
3.6	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ.....	114
3.7	Κόστος Αποκλίσεων.....	114
3.8	Κόστος Επένδυσης & Λειτουργικά Έξοδα	116
3.8.1	Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος.....	117
3.8.2	Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος	117
3.9	Λοιπές Οικονομικές Παράμετροι	118
4	Μέθοδοι Αξιολόγησης Επενδύσεων	120
4.1	Μέθοδος Περιόδου Επανάκτησης του Κεφαλαίου – ΠΕΚ	120
4.2	Μέθοδος Καθαρής Παρούσας Αξίας – ΚΠΑ	121
4.3	Μέθοδος Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης – ΕΒΑ.....	124
4.4	Σύγκριση των μεθόδων ΚΠΑ & ΕΒΑ.....	126
4.5	Δείκτης Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας - LCOE	127
4.6	Ανάλυση Ευαισθησίας.....	128
4.7	Προσδιορισμός Ετήσιων Καθαρών Ταμειακών Ροών & Αριθμητή και Παρανομαστή LCOE129	
4.7.1	Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP).....	129

4.7.2	Περιπτώσεις Baseload & Pay-As-Produced (PaP) με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ.....	131
5	Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής Αξιολόγησης	134
5.1	Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος	134
5.1.1	Σενάρια Σταθερής Ονομαστικής Τιμής PPA	134
5.1.2	Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA.....	139
5.1.3	Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA	143
5.2	Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος.....	149
5.2.1	Σενάρια Σταθερής Ονομαστικής Τιμής PPA	149
5.2.2	Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA.....	154
5.2.3	Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA	158
5.3	Ανάλυση Ευαισθησίας.....	162
5.3.1	Κόστος Επένδυσης.....	163
5.3.2	Συντελεστής Προεξόφλησης	168
5.3.3	Κόστος Αποκλίσεων.....	173
5.3.4	Διάρκεια PPA.....	178
6	Επίλογος – Συμπεράσματα.....	182
	Βιβλιογραφία	185

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Στόχοι Πρότασης Αναθεώρησης του ΕΣΕΚ – Κείμενο Αυγούστου 2023.....	30
Πίνακας 2: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ σύμφωνα με το Ν. 3468/2006 [34]	32
Πίνακας 3: Τιμολόγηση ΗΕ που παράγεται από Φ/Β σταθμούς και εγχέεται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ σύμφωνα με το Ν. 3734/2009 [35]	32
Πίνακας 4: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ σύμφωνα με το Ν. 3851/2010 [36]	33
Πίνακας 5: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ εν λειτουργία διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ σύμφωνα με το Ν. 4254/2014 [37]	34
Πίνακας 6: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ νεοεισερχόμενων διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ που δεν είναι σε λειτουργία σύμφωνα με το Ν. 4254/2014 [37].....	35
Πίνακας 7: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων σταθμών παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με το Ν. 4414/2016 [38]	36
Πίνακας 8: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων Φ/Β εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με το Ν. 4602/2019 [39]	37
Πίνακας 9: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων χερσαίων αιολικών εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882/2019 [40].....	37
Πίνακας 10: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων χερσαίων αιολικών εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με το Ν. 4903/2022 [43].....	38
Πίνακας 11: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων σταθμών παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190/2020 [44] .	39
Πίνακας 12: Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών (2018 – 2021)	41
Πίνακας 13: Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών (2022)	42
Πίνακας 14: Σχήματα Σταθερής Τιμολόγησης ΡΡΑ ([79], [80], [81]).....	60
Πίνακας 15: Σχήματα Κυμαινόμενης Τιμολόγησης ΡΡΑ ([79], [80], [81]).....	62
Πίνακας 16: Υβριδικά Σχήματα Τιμολόγησης ΡΡΑ ([79], [80], [81]).....	67
Πίνακας 17: Οφέλη & Ρίσκα εφαρμογής των διαφόρων Σχημάτων Τιμολόγησης ΡΡΑ ([79], [80], [81]).....	71
Πίνακας 18: Σχήματα ΡΡAs ως προς την Συμφωνηθείσα Ποσότητα ΗΕ ([5], [6], [84])	82
Πίνακας 19: Αντιστοίχιση Σχημάτων ΡΡAs βάσει Συμφωνηθείσας Ποσότητας ΗΕ με τα Επιχειρηματικά Μοντέλα ΡΡAs	88
Πίνακας 20: Τεχνικές Παράμετροι Φ/Β Συστήματος	93
Πίνακας 21: Τεχνικές Παράμετροι Χερσαίου Αιολικού Συστήματος.....	97
Πίνακας 22: Παράμετροι Εισόδου ΒLMTU, D «Βασικού Φορτίου» για το Φ/Β Σύστημα....	105
Πίνακας 23: Παράμετροι Εισόδου ΒLMTU, D «Βασικού Φορτίου» για το Χερσαίο Αιολικό Σύστημα.....	105
Πίνακας 24: Παράμετροι Εισόδου Contracted_RateMTU, D και MINMTU, D.....	107
Πίνακας 25: Παράμετροι Εκτίμησης Χρέωσης Εκπροσώπησης (Κόστους Αποκλίσεων) Παραγωγού ΑΠΕ.....	116
Πίνακας 26: Λοιπές Οικονομικές Παράμετροι Εισόδου Τεχνοοικονομικής Ανάλυσης	118
Πίνακας 27: Σενάριο 1 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή ΡΡΑ & Pay-As-Produced (Φ/Β).....	135
Πίνακας 28: Σενάριο 2 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή ΡΡΑ & Ετήσιο Baseload (Φ/Β)	136
Πίνακας 29: Σενάριο 3 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή ΡΡΑ & Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)	137
Πίνακας 30: Σενάριο 4 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή ΡΡΑ & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β)	137

Πίνακας 31: Σενάριο 1 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)	149
Πίνακας 32: Σενάριο 2 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)	150
Πίνακας 33: Σενάριο 3 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)	151
Πίνακας 34: Σενάριο 4 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)	152

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Ετήσια συμφωνηθείσα δυναμικότητα ΗΕ ανά τεχνολογία ΑΠΕ για την υλοποίηση νέων εταιρικών PPAs στην Ευρώπη (2013 – 2022) [16]	21
Εικόνα 2: Κατανομή συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ & Πλήθους συμφωνιών μεταξύ εταιρικών και utility PPAs στην Ευρώπη [17].....	22
Εικόνα 3: Κατανομή δυναμικότητας εταιρικών PPAs με έργα ΑΠΕ ανά τομέα κατανάλωσης στην Ευρώπη (2013 – 5/7/2023) [16]	23
Εικόνα 4: Κατανομή δυναμικότητας εταιρικών PPAs με έργα ΑΠΕ ανά χώρα και τεχνολογία στην Ευρώπη (2013 – 5/7/2023) [16]	23
Εικόνα 5: Αποτύπωση αποτελεσμάτων μελέτης της ICIS (Independent Commodity Information Service) για την διάρκεια μιας συμφωνίας PPA (2016 – 27/2/2023) [18]	25
Εικόνα 6: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «Private-wire PPA».....	49
Εικόνα 7: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «Private-wire PPA» με επιπλέον διακριτή PPA μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και προμηθευτή ΗΕ	49
Εικόνα 8: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «On-site PPA».....	50
Εικόνα 9: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «On-site PPA» με επιπλέον διακριτή PPA μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και προμηθευτή ΗΕ.....	51
Εικόνα 10: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «Sleeved PPA».....	53
Εικόνα 11: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Financial ή Virtual PPA (VPPA)»	54
Εικόνα 12: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-buyer Sleeved PPA»	55
Εικόνα 13: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-buyer Virtual PPA»	56
Εικόνα 14: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-seller Sleeved PPA»	57
Εικόνα 15: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-seller Virtual PPA».....	57
Εικόνα 16: Τυπικό Μέσο Ωριαίο και Μηνιαίο Προφίλ Παραγωγής ΗΕ Φ/Β Συστήματος – 1ο Έτος Λειτουργίας.....	96
Εικόνα 17: Τυπικό Μέσο Ωριαίο και Μηνιαίο Προφίλ Παραγωγής ΗΕ Χερσαίου Αιολικού Συστήματος	99
Εικόνα 18: Ένδειξη Εξέλιξης της Τιμής PPA σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης κατά την διάρκεια της περιόδου 4/1/2021 – 7/8/2023 [93]	101
Εικόνα 19: Τυπικό Μέσο Ετήσιο με Ωριαία Ανάλυση και Τυπικό Μέσο Μηνιαίο Προφίλ Τιμής ΗΕ.....	102
Εικόνα 20: Αποτύπωση ετήσιου προφίλ παραγωγής ΗΕ με ωριαία ανάλυση ενός Φ/Β μεγέθους 10MW έναντι δέσμωσης «Ετήσιου Βασικού Φορτίου» 4 MW κατά την διάρκεια του 1 ^{ου} έτους λειτουργίας του σταθμού	104
Εικόνα 21: Ωριαία ασυμφωνία τυπικού προφίλ παραγωγής ΗΕ ενός Φ/Β μεγέθους 10MW και «Βασικού Φορτίου» 4 MW κατά την διάρκεια του μήνα Ιουλίου του 1 ^{ου} έτους λειτουργίας του σταθμού	104
Εικόνα 22: Μέση Μηνιαία Τιμή Συναλλαγών Εγγυήσεων Προέλευσης Φ/Β Έργων [94].....	112
Εικόνα 23: Μέση Μηνιαία Τιμή Συναλλαγών Εγγυήσεων Προέλευσης Αιολικών Έργων [94]	113
Εικόνα 24: Σενάριο 5 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Φ/Β).....	140
Εικόνα 25: Σενάριο 6 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Φ/Β).....	141
Εικόνα 26: Σενάριο 7 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Φ/Β).....	142

Εικόνα 27: Σενάριο 8 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β).....	143
Εικόνα 28: Σενάριο 9 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Φ/Β).....	145
Εικόνα 29: Σενάριο 10 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Φ/Β)	146
Εικόνα 30: Σενάριο 11 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)	147
Εικόνα 31: Σενάριο 12 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β).....	148
Εικόνα 32: Σενάριο 5 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό).....	155
Εικόνα 33: Σενάριο 6 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό).....	156
Εικόνα 34: Σενάριο 7 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό).....	157
Εικόνα 35: Σενάριο 8 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό).....	158
Εικόνα 36: Σενάριο 9 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό).....	159
Εικόνα 37: Σενάριο 10 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)	160
Εικόνα 38: Σενάριο 11 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)	161
Εικόνα 39: Σενάριο 12 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό).....	162
Εικόνα 40: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced (Φ/Β)	164
Εικόνα 41: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Ετήσιο Baseload (Φ/Β).....	164
Εικόνα 42: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)	165
Εικόνα 43: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β).....	165
Εικόνα 44: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό).....	166
Εικόνα 45: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)	167
Εικόνα 46: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό).....	167
Εικόνα 47: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό).....	168
Εικόνα 48: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced (Φ/Β).....	169

Εικόνα 49: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Ετήσιο Baseload (Φ/Β).....	169
Εικόνα 50: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β).....	170
Εικόνα 51: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β).....	170
Εικόνα 52: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό).....	171
Εικόνα 53: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό).....	172
Εικόνα 54: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό).....	172
Εικόνα 55: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό).....	173
Εικόνα 56: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced (Φ/Β).....	174
Εικόνα 57: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Ετήσιο Baseload (Φ/Β).....	174
Εικόνα 58: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β).....	175
Εικόνα 59: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β).....	175
Εικόνα 60: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό).....	176
Εικόνα 61: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό).....	177
Εικόνα 62: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό).....	177
Εικόνα 63: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό).....	178
Εικόνα 64: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Pay-As-Produced (Φ/Β)	178
Εικόνα 65: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Ετήσιο Baseload (Φ/Β).....	179
Εικόνα 66: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)...	179
Εικόνα 67: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β).....	180
Εικόνα 68: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)	181
Εικόνα 69: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)	181
Εικόνα 70: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)	182
Εικόνα 71: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό).....	182

1 Εισαγωγή στις Διμερείς Συμφωνίες Αγοραπωλησίας ΗΕ –PPAs

1.1 Προσδιορισμός της Έννοιας PPA

Το τοπίο της παγκόσμιας αγοράς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει αλλάξει δραματικά εντός της τελευταίας 10ετίας λόγω της ιδιαίτερα αυξημένης ζήτησης πράσινης ηλεκτρικής ενέργειας και του διαρκώς μειωμένου σταθμισμένου κόστους παραγωγής από τεχνολογίες ΑΠΕ. Καθώς εξελίσσονται οι αγορές ΗΕ και ΑΠΕ, μεταβάλλονται παράλληλα και οι μηχανισμοί ενίσχυσης και χρηματοδότησης που συνδέονται με την υποστήριξη των ΑΠΕ με τις διμερείς συμφωνίες αγοραπωλησίας ΗΕ (Power Purchase Agreements) να αποτελούν την εναλλακτική που παγκοσμίως υιοθετείται από πληθώρα χωρών.

Η ενότητα 1.1 περιέχει τον καθορισμό της έννοιας της διμερούς συμφωνίας αγοραπωλησίας ώστε να είναι σε θέση ένας παραγωγός ΑΠΕ, που αποτελεί και το επίκεντρο ενδιαφέροντος της παρούσας εργασίας, να κατανοήσει το σύνολο των στοιχείων και αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται στις ενότητες και τα κεφάλαια που ακολουθούν.

1.1.1 Ορισμός PPA

Ο ευρύτερος προσδιορισμός της έννοιας της διμερούς συμφωνίας αγοραπωλησίας ΗΕ ή «Power Purchase Agreement» ή «PPA» καλύπτει το σύνολο των διάφορων μορφών αγοραπωλησίας ΗΕ μεταξύ δύο βασικών αντισυμβαλλόμενων, του πωλητή - παραγωγού ΗΕ (ανεξάρτητα τεχνολογίας παραγωγής ΗΕ) και του αγοραστή ΗΕ. Η πλευρά του αγοραστή είναι υποχρεωμένη να αγοράζει από τον πωλητή - παραγωγό τη συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ υπό προκαθορισμένη δομή τιμολόγησης για ένα προσυμφωνημένο χρονικό διάστημα [1].

Τα παραδοσιακά συμβόλαια PPAs αφορούν την αγοραπωλησία ΗΕ μεταξύ εταιρειών που δραστηριοποιούνται επιχειρηματικά στην χονδρεμπορική και τη λιανική αγορά ΗΕ με σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους αγοράς ΗΕ και την ενίσχυση του περιθωρίου κέρδους. Όπως γίνεται αντιληπτό, οι παραδοσιακές συμφωνίες αναφέρονται κυρίως σε καθετοποιημένες εταιρείες ενέργειας όπου οι οντότητες του παραγωγού και του αγοραστή (συνήθως κάποιου προμηθευτή ΗΕ) στην ουσία ταυτίζονται. Κατ' επέκταση, ένας τελικός καταναλωτής ΗΕ έχει την δυνατότητα να αγοράσει ΗΕ από έναν αδειοδοτημένο προμηθευτή ΗΕ («utilities» PPAs). Οι συγκεκριμένες συμφωνίες αφορούν συνήθως φυσική παράδοση ΗΕ από τις υφιστάμενες εγκαταστάσεις του παραγωγού ΗΕ στις εγκαταστάσεις του αγοραστή, είναι μακροπρόθεσμης ή βραχυπρόθεσμης διάρκειας, ενώ υπάρχει ιδιαίτερη εξάρτηση από την τοποθέτηση των αντισυμβαλλομένων και των σημείων σύνδεσης τους στο δίκτυο [2].

Μια PPA δύναται να εφαρμοστεί ευρέως στην περίπτωση των ΑΠΕ αφού πραγματοποιηθούν ορισμένες διαρθρωτικές διαφοροποιήσεις στις παραδοσιακές PPAs, οι οποίες θα λαμβάνουν υπόψη την διακοπτόμενη φύση παραγωγής των ΑΠΕ. Η PPA διαφέρει από τους διοικητικούς μηχανισμούς που ευρέως είχαν επικρατήσει τα περασμένα χρόνια για την υποστήριξη των ΑΠΕ, καθώς αποτελούν μια προσέγγιση σύμβασης ιδιωτικού δικαίου που δεν στηρίζεται σε άμεση κρατική επιδότηση αλλά σε ευέλικτους μηχανισμούς της αγοράς [3]. Ορίζοντας λοιπόν, την έννοια της PPA για την περίπτωση των ΑΠΕ, πρόκειται για μια κατά βάση μακροχρόνια διμερή συμφωνία αγοραπωλησίας ΗΕ και κατά περίπτωση εγγυήσεων πράσινης προέλευσης μεταξύ ενός παραγωγού ΗΕ από ΑΠΕ και ενός αγοραστή, παρέχοντας στον πρώτο ευκαιρία εξασφάλισης εγγυημένων εσόδων και στον δεύτερο αναμενόμενο κόστος προμήθειας ΗΕ καθ' όλη την διάρκεια της συμφωνίας. Το έργο ΑΠΕ που αφορά η PPA είναι συνήθως νέο με τη σύναψη της συμφωνίας να αποτελεί κρίσιμο παράγοντα στα πλαίσια διερεύνησης της οικονομικής σκοπιμότητας και του ρίσκου πιθανής χρηματοδότησης κατασκευής ενός νέου έργου εντάσεως κεφαλαίου όπως είναι οι τεχνολογίες ΑΠΕ. Ωστόσο, δεν αποκλείεται η PPA να αναφέρεται σε υπαρκτό έργο ΑΠΕ που είναι ή ήταν στο παρελθόν υπό άλλα καθεστώτα κρατικής υποστήριξης [4]. Τέλος, η ιδιαίτερη πολυπλοκότητα της διαδικασίας διαπραγμάτευσης συμβάλλει συνήθως στη σύναψη και λειτουργία PPAs για

έργα ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας και για αγοραστές με επιθυμία τροφοδότησης εγκαταστάσεων υψηλής κατανάλωσης ΗΕ.

Σημειώνεται ότι, εντός της παρούσας εργασίας, ο όρος PPA καλύπτει κατά βάση «εταιρικές PPA», δηλαδή διμερείς συμφωνίες που συνάπτονται απευθείας μεταξύ ενός πωλητή που ταυτίζεται με παραγωγό που διαθέτει κάποια τεχνολογία ΑΠΕ και ενός αγοραστή που κατέχει το ρόλο του τελικού καταναλωτή ΗΕ. Εναλλακτικά, η όποια άλλη χρήση του όρου γίνεται κατανοητή μέσω του κειμένου ή διευκρινίζεται εάν απαιτείται.

1.1.2 Βασικοί Αντισυμβαλλόμενοι & Κίνητρα Σύναψης PPA

Καθώς η PPA αποτελεί κατά κύριο λόγο διμερή συμφωνία, οι δύο βασικές εμπλεκόμενες οντότητες είναι: α) ο παραγωγός ΑΠΕ, ή αλλιώς κάτοχος του έργου ΑΠΕ, ή πωλητής, ή επενδυτής, και β) ο αγοραστής της παραγόμενης ανανεώσιμης ΗΕ. Εκτός των δύο κεντρικών αντισυμβαλλόμενων, υπάρχει η δυνατότητα (ή αναγκαιότητα πολλές φορές) προσθήκης επιπλέον οντοτήτων, οι οποίες βάσει μοντέλου PPA, διαδραματίζουν λιγότερο ή περισσότερο καθοριστικό ρόλο στην συμφωνία, ενώ κάποιες από αυτές ίσως ταυτίζονται. Η ανάμιξη ενός ή περισσότερων τρίτων προσώπων «μεταβάλλει» ανάλογα τη φύση της PPA από διμερή σε «τριμερή» ή «πολυμερή». Ενδεικτικά, πρόσθετες οντότητες αποτελούν:

- ο δανειστής/χρηματοδότης με ενεργό ρόλο στην χρηματοδότηση της κατασκευής του έργου ΑΠΕ,
- οι οντότητες εξισορρόπησης ενέργειας ώστε να καλύπτεται ανά πάσα χρονική στιγμή η ζήτηση ΗΕ του αγοραστή, όπως επίσης και η δέσμευση του παραγωγού,
- οι προμηθευτές ΗΕ,
- οι οντότητες εκπροσώπησης του έργου ΑΠΕ στη χονδρεμπορική αγορά ΗΕ, κ.ά.

Ο παραγωγός ΑΠΕ, ως κάτοχος, διαχειριστής και συντηρητής του έργου ΑΠΕ, ανήκει συνήθως σε μία από τις εξής γενικές κατηγορίες: α) Ανεξάρτητοι παραγωγοί ΗΕ, β) Εταιρίες ενέργειας, γ) Κατασκευαστικές ή επενδυτικές εταιρείες, και δ) Διαχειριστές ταμείων ανανεώσιμης ενέργειας.

Τα ακόλουθα χαρακτηριστικά διακρίνονται για τις δύο πρώτες κατηγορίες (α και β) παραγωγών ΑΠΕ:

- Κύριο ενδιαφέρον σύναψης PPA είναι η παραγωγή ΗΕ με επιδίωξη την εξασφάλιση μακροπρόθεσμων αναμενόμενων επιπέδων τιμής αποζημίωσης, αφού πρωτίστως εκτιμήσουν το οριακό κόστος παραγωγής, το κόστος ασφάλισης, το κόστος εξισορρόπησης, τον επιθυμητό συντελεστή απόδοσης του έργου τους, κ.λπ.,
- Εξάρτηση από εξωτερική χρηματοδότηση του έργου ΑΠΕ (π.χ. μέσω δανείου) με την εξασφάλιση σταθερών ταμειακών ροών να αποτελεί στόχο για την κάλυψη των υποχρεώσεων των παραγωγών [5],
- Σε αγορές χωρίς σχήματα κρατικής επιδότησης και αποζημίωσης της παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ, η PPA αποτελεί πιθανώς μονόδρομο για τον παραγωγό ώστε να αποφευχθεί η αλληλεπίδραση του με την χονδρεμπορική αγορά ΗΕ και η έκθεση του στην αστάθεια των spot τιμών,
- Σε περίπτωση συμμετοχής του παραγωγού ΑΠΕ σε χονδρεμπορική αγορά ΗΕ όπου η spot τιμή διαμορφώνεται σε χαμηλά επίπεδα κάτω του σταθμισμένου κόστους ενέργειας, η επένδυση ενδεχομένως να αποδειχθεί μη συμφέρουσα

Ενώ, αναφορικά με τις υπόλοιπες δύο κατηγορίες (γ και δ) παραγωγών ΑΠΕ, εμφανίζονται τα εξής γνωρίσματα:

- Αποτελούν συνήθως, μέρος του σχεδίου χρηματοδότησης του έργου ΑΠΕ με κατοχή μέρους ή της εξ' ολοκλήρου ιδιοκτησίας του,
- Κίνητρο επένδυσης είναι η επιθυμία προστιθέμενης πράσινης αξίας στο συνολικό τους χαρτοφυλάκιο, καθώς οι αυξανόμενες με την πάροδο του χρόνου, απαιτήσεις για πράσινες επενδύσεις, αναγκάζουν τους παραγωγούς να αναζητήσουν νέες ευκαιρίες και τις PPAs να προσφέρουν μια διέξοδο με την παράλληλη δυνατότητα παροχής μιας μακροπρόθεσμα εγγυημένης απόδοσης

Από την άλλη πλευρά της συμφωνίας επιτυγχάνεται η προώθηση της πράσινης εικόνας του αγοραστή και η εκπλήρωση συναφών υποχρεώσεων και στόχων. Ο αγοραστής μπορεί να ισχυριστεί ότι όλη ποσότητα ΗΕ που εμπεριέχεται εντός του συμβολαίου PPA προέρχεται από ΑΠΕ, ακόμα σε περιπτώσεις που, για διάφορους λόγους, αυτή προμηθεύεται από το ενεργειακό μίγμα (ανανεώσιμο και μη) του δικτύου. Ταυτόχρονα, η μακροχρόνια διασφάλιση αναμενόμενου κόστους προμήθειας ΗΕ και η μείωση έκθεσης του αγοραστή σε διακυμάνσεις της spot αγοράς ενισχύουν περαιτέρω τα κίνητρα συμμετοχής του σε μια διμερή συμφωνία. Επομένως, ο αγοραστής μιας PPA ανήκει σε κάποια από τις εξής κατηγορίες [5]:

- α) Μεγάλες πολυεθνικές εταιρείες με σχετικά υψηλή κατανάλωση ΗΕ, όπου το κόστος ΗΕ δεν αποτελεί εκ των βασικών εξόδων λειτουργίας τους (π.χ. κλάδος τεχνολογιών πληροφορίας και επικοινωνίας, τομέας τηλεπικοινωνιών, κ.ά.): Βασικό κίνητρο σύναψης PPA αποτελεί η ενίσχυση του πράσινου περιβαλλοντικού αποτυπώματος και η εικόνα προς τρίτους στα πλαίσια Εταιρικής Κοινωνικής Ευθύνης (ΕΚΕ),
- β) Εταιρείες ΗΕ: Καθετοποιημένες εταιρείες ΗΕ (πωλητής και αγοραστής ταυτίζονται) με ιδιότητα περιουσιακά στοιχεία ΑΠΕ κάνουν PPAs για την οικονομικότερη κάλυψη της αυξανόμενης ζήτησης των πελατών τους. Μη καθετοποιημένες εταιρείες προμήθειας ΗΕ (ή εταιρείες εμπορίας ΗΕ) χωρίς ιδιότητα έργα ΑΠΕ, δύνανται να εξασφαλίσουν ένα εναλλακτικό τρόπο εξισορρόπησης των απαιτήσεων του χαρτοφυλακίου προμήθειας των πελατών τους και να ενισχύσουν το περιθώριο κέρδους τους [6]. Επιπρόσθετα, μια εταιρεία ΗΕ που δεν παράγει η ίδια ενέργεια από ΑΠΕ, αξιοποιεί PPAs για την επίτευξη πράσινων δεσμεύσεων και στόχων που τίθενται είτε εσωτερικά του οργανισμού, είτε επιβάλλονται από την κυβέρνηση και το γενικότερο πλαίσιο προσαρμογής περί κλιματικής αλλαγής και ΕΚΕ,
- γ) Βιομηχανικοί καταναλωτές με ιδιαίτερα υψηλή κατανάλωση ΗΕ που επιδιώκουν την κάλυψη μέρους της συνολικής τους ζήτησης μέσω PPAs: Η ευαισθησίας της βαριάς βιομηχανίας (π.χ. βιομηχανία αλουμινίου, μεταλλουργεία, βιομηχανία χαρτοπολτού και χαρτιού, κ.ά.) [6] για το κόστος ΗΕ, παράλληλα με την εγγυημένη εξασφάλιση προμήθειας ποσότητας ΗΕ ώστε οι παραγωγικές διαδικασίες να υλοποιούνται με κανονικούς ρυθμούς, είναι οι κινητήριοι παράγοντες εύρεσης αξιόπιστης PPA. Αυτή η κατηγορία καταναλωτών επιδιώκει την εξασφάλιση σταθερής τιμής παροχής συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ για ένα μεγάλο χρονικό διάστημα, καθιστώντας κατά συνέπεια, ευκολότερο τον προγραμματισμό της για το μέλλον

Όπως ήδη αναφέρθηκε στην υπο-ενότητα 1.1.1, για τους σκοπούς της εργασίας, εστιάζουμε στις «εταιρικές PPA» οι οποίες ουσιαστικά αφορούν τις κατηγορίες α και γ των αγοραστών που παρουσιάζονται παραπάνω, ενώ η κατηγορία β αντιστοιχεί κατά γενικό κανόνα σε «utilities PPAs».

Ιδιαίτερη αναφορά απαιτείται στην οντότητα εξισορρόπησης, ο ρόλος της οποίας καθίσταται καθοριστικός για την πλειοψηφία των διαθέσιμων μοντέλων PPAs με φυσική παράδοση ΗΕ. Η σημασία του εξηγείται κατά κύριο λόγο από την διακοπτόμενη φύση της παραγωγής ΗΕ των ΑΠΕ και την εξάρτηση από τα μεταβαλλόμενα μετεωρολογικά δεδομένα. Σε περίπτωση υπο-απόδοσης του έργου ΑΠΕ ή χαμηλής ποσότητας ΗΕ που εντάσσεται εντός PPA, η ύπαρξη

ενός ενδιάμεσου-τρίτου καθίσταται ζωτικής σημασίας, ώστε ο αγοραστής να λαμβάνει ανά πάσα στιγμή την συνολική απαιτούμενη ποσότητα ΗΕ. Η οντότητα εξισορρόπησης ταυτίζεται συνήθως με έναν προμηθευτή ΗΕ (οντότητα - μέρος με ευθύνη εξισορρόπησης) από κοινού επιλεγμένο από τον παραγωγό ΑΠΕ και τον αγοραστή. Η επιλεγμένη οντότητα καλύπτει πέρα των υπηρεσιών εξισορρόπησης και προμήθειας ΗΕ, υπηρεσίες μεταφοράς («sleeving») της ΗΕ από το σημείο σύνδεσης του παραγωγού σε σημείο παράδοσης του αγοραστή, τον ρόλο της οντότητας εκπροσώπησης του έργου ΑΠΕ στη χονδρεμπορική αγορά ΗΕ π.χ. σε περίπτωση περίσσειας παραγωγής ΗΕ, ενώ αναλαμβάνει επίσης το διαχειριστικό μέρος του οικονομικού διακανονισμού μεταξύ των βασικών αντισυμβαλλόμενων [7]. Σε πλήρως απελευθερωμένες αγορές, οι διάφορες υπηρεσίες είναι δυνατό να διαμοιραστούν μεταξύ πολλών διακριτών οντοτήτων, αυξάνοντας προοδευτικά την πολυπλοκότητα της ΡΡΑ και καθιστώντας το σχήμα λιγότερο λειτουργικό λόγω της υψηλής αλληλεξάρτησης των υπηρεσιών. Τονίζεται δε, ότι η αναγκαιότητα παροχής καθεμιάς από τις υπηρεσίες, καθορίζεται από το μοντέλο ΡΡΑ και τη συμφωνία μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή.

Περισσότερες πληροφορίες για τον ρόλο των εμπλεκόμενων οντοτήτων που συμμετέχουν σε συμφωνίες ΡΡΑ, παρατίθενται στην περιγραφή των διάφορων επιχειρηματικών μοντέλων εντός της ενότητας 2.1.

1.1.3 Συμβατικοί Όροι Συμφωνίας ΡΡΑ

Η ΡΡΑ είναι απαραίτητο πέρα των βασικών παραγόντων διαπραγμάτευσης που αναλύονται εντός της υπο-ενότητας, να παρέχει βιωσιμότητα μέσω της συμπερίληψης ειδικών ρητρών-μηχανισμών που θα εξασφαλίζουν την ομαλή διεκπεραίωση και προστασία της συμφωνίας. Η προβλεψιμότητα και η προκαταρκτική ανάλυση πληθώρας πιθανών σεναρίων καθιστούν περιορισμένη την ύπαρξη αυθαιρεσιών από οποιοδήποτε αντισυμβαλλόμενο μέρος, ενώ η ύπαρξη φερεγγυότητας μεταξύ των δύο πλευρών και η βεβαιότητα συμμόρφωσης τους ως προς τις υποχρεώσεις τους κρίνεται σκόπιμη.

A) Χρονικός Ορίζοντας

Ο χρονικό ορίζοντας ή αλλιώς διάρκεια μιας συμφωνίας ΡΡΑ αφορά το συνολικό χρονικό διάστημα ισχύος της συμφωνίας εντός του οποίου ο παραγωγός ΑΠΕ και ο αγοραστής συναλλάσσονται συγκεκριμένη ποσότητα ΗΕ υπό προκαθορισμένη δομή τιμολόγησης. Η ΡΡΑ πρόκειται συνήθως για μακροχρόνια σύμβαση, χωρίς ωστόσο να αποκλείονται συναλλαγές βραχυπρόθεσμης διάρκειας. Οι γενικοί συμβατικοί όροι σχετίζονται με τα ακόλουθα:

- Εκτίμηση της διάρκειας της συμφωνίας από 10 έως και 25 έτη στην πλειοψηφία των περιπτώσεων [7],
- Η διάρκεια αφορά συνήθως την περίοδο από το στάδιο έναρξης της εμπορικής λειτουργίας του έργου ΑΠΕ και το μετέπειτα διάστημα,
- Ύπαρξη νομικής δέσμευσης από τους αντισυμβαλλόμενους μετά την υπογραφή της συμφωνίας υπό την επιφύλαξη δικαιωμάτων πρόωρης λήξης της,
- Προβλέψεις πρόωρου τερματισμού της ΡΡΑ σε εμφάνιση ειδικών γεγονότων πριν και αφού τεθεί το έργο ΑΠΕ σε εμπορική λειτουργία, όπως:
 - Καθυστέρηση λήψεως εσωτερικών (εντός του εσωτερικού του οργανισμού) και εξωτερικών (από κάποιον τρίτο, όπως η ρυθμιστική αρχή, ο διαχειριστής του δικτύου, κ.ά.) εγκρίσεων προώθησης της συμφωνίας,
 - Μη απόκτηση απαραίτητων αδειών για την κατασκευή και λειτουργία του έργου ΑΠΕ,
 - Μη αποδεκτή συμφωνία του παραγωγού ΑΠΕ για σύνδεση στο δίκτυο,

- Μη διαθέσιμη χρηματοδότηση του έργου ΑΠΕ,
 - Μη εγγυημένη δυνατότητα φυσικής παράδοσης της ΗΕ από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή,
 - Διαπίστωση αδυναμίας πληρωμής από οποιοδήποτε από τα δύο μέρη της συμφωνίας κ.ά.
- Υποχρέωση προειδοποίησης από το αντισυμβαλλόμενο μέρος με επιθυμία πρόωρης λήξης της συμφωνίας στο άλλο και πιθανή ύπαρξη μηχανισμών διευθέτησης του ζητήματος εντός καθορισμένου χρονικού διαστήματος πριν τερματίσει η συμφωνία,
 - Δυνατότητα επέκτασης της διάρκειας της συμφωνίας (π.χ. κατά 5 έτη) μετά το πέρας του αρχικού χρονικού ορίζοντα με ίδιους ή διαφορετικούς όρους ([2], [8]), κ.ά.

Β) Δομή Τιμολόγησης PPA

Η προκαθορισμένη τιμή που αποζημιώνεται ο παραγωγός ΑΠΕ από τον αγοραστή για τη συναλλαγή μιας συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ είναι πιθανώς ο κρισιμότερος παράγοντας διαπραγμάτευσης της PPA, αποτελώντας ουσιαστικά το μέσο αντιστάθμισης που αξιοποιούν τα δύο βασικά αντισυμβαλλόμενα μέρη έναντι του κινδύνου διακύμανσης των μελλοντικών επιπέδων της χονδρεμπορικής τιμής ΗΕ.

Η επιλογή «σωστών» όρων τιμολόγησης της παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ είναι ύψιστης σημασίας για την ανάπτυξη του, επιτρέποντας στον παραγωγό να εκτιμήσει τις συνολικές ταμειακές εισροές του έργου καθ' όλη την διάρκεια της PPA. Σε περίπτωση που η τιμή PPA είναι σε χαμηλά επίπεδα, εμφανής είναι η πιθανότητα το έργο να μην εμφανίζει θετικές ταμειακές ροές επί συνόλου, ή οι επενδυτές να μην λάβουν το ελάχιστο επιθυμητό ποσοστό απόδοσης της επένδυσης με αποτέλεσμα να καθίσταται απίθανη η χρηματοδότηση του. Αντίθετα, από πλευράς αγοραστή, επιθυμητή είναι η διατήρηση της τιμής σε χαμηλά επίπεδα και η ελαχιστοποίηση του κόστους προμήθειας ΗΕ.

Πληθώρα από εφαρμόσιμα σχήματα τιμολόγησης PPA είναι ευρέως γνωστή. Η τιμή PPA μπορεί να παραμένει σταθερή καθ' όλη την διάρκεια της συμφωνίας, να είναι χαμηλότερη κατά τη δοκιμαστική περίοδο λειτουργίας του έργου και να αυξάνεται με την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας, να αυξομειώνεται, να εξαρτάται από τη spot τιμή ΗΕ ή κάποιον άλλο δείκτη, κ.ά.

Εκτενής ανάλυση του θέματος της τιμής PPA και παρουσίαση των βασικότερων σχημάτων τιμολόγησης που εφαρμόζονται παγκοσμίως πραγματοποιείται στην ενότητα 2.2.

Γ) Συμφωνηθείσα Ποσότητα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η έννοια της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ περιλαμβάνει την ποσότητα ΗΕ που εντάσσεται εντός της συμφωνίας PPA και δεσμεύεται να παρέχει ο παραγωγός ΑΠΕ στον αγοραστή καθ' όλη την διάρκεια της συμφωνίας, συνιστώντας μαζί με την τιμή PPA τα δύο βασικά συστατικά στοιχεία ενός συμβολαίου PPA. Διάφορα σχήματα PPAs είναι δομημένα με επίκεντρο τη συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ, τη δέσμευσης ή μη του παραγωγού ΑΠΕ για την παράδοση (συναλλαγή) συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ και το διάστημα κατά το οποίο απαιτείται να γίνει η παράδοση (συναλλαγή).

Η ενότητα 2.3 περιλαμβάνει λεπτομερή αποτύπωση και επεξήγηση του ρόλου της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ, όπως επίσης και των πιο διαδεδομένων σχημάτων που δημιουργήθηκαν περί αυτής.

Δ) Διαχείριση Περικοπών ΗΕ, Πλεονάζουσας & Μειωμένης Παραγωγής ΗΕ

Ένα ζήτημα που απαιτεί επίλυση και συμφωνία των δύο βασικών αντισυμβαλλόμενων μιας ΡΡΑ που απαιτεί φυσική παράδοση συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ, αφορά την διαχείριση των χρονικών διαστημάτων όπου ο αγοραστής καταναλώνει ΗΕ κάτω της ποσότητας δέσμευσης της ΡΡΑ, όπως επίσης και των διαστημάτων όπου πιθανώς εμφανίζονται υποχρεωτικές περικοπές της παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ εξαιτίας περιορισμών στο δίκτυο ΗΕ ή άλλων έκτακτων γεγονότων. Σε καθεμιά από τις προαναφερθείσες περιπτώσεις, ο αγοραστής δεν λαμβάνει το σύνολο της ποσότητας ΗΕ που έχει συμφωνηθεί υπό το πλαίσιο της ΡΡΑ. Κατά την διαπραγμάτευση των όρων της ΡΡΑ, θα πρέπει να διευκρινιστεί επεξηγηματικά η αντιμετώπιση του θέματος καθώς η κερδοφορία του παραγωγού ΑΠΕ επηρεάζεται άμεσα. Η πλειονότητα των ΡΡΑs έχουν δομηθεί ως συμφωνίες «take-or-pay», υποχρεώνοντας τον αγοραστή να αναλάβει το ρίσκο και να πληρώσει την προκαθορισμένη τιμή για το σύνολο της ποσότητας ΗΕ που εμπεριέχεται στη ΡΡΑ είτε την καταναλώσει είτε όχι. Εναλλακτικές λύσεις αποτελούν ενδεικτικά η αξιοποίηση ενός διαφορετικού συντελεστή χρέωσης του αγοραστή για την ΗΕ που δεν έλαβε από τον παραγωγό, είτε συγκεκριμένα για την πρώτη περίπτωση όπου ο αγοραστής έχει χαμηλή κατανάλωση να μην χρεώνεται και η ΗΕ να πωλείται από τον παραγωγό σε κάποιον τρίτο (π.χ. προμηθευτή ΗΕ) μέσω διακριτής συμφωνίας ΡΡΑ ή να αξιοποιείται κάποιος μηχανισμός σχετιζόμενος με την αγορά ΗΕ ή/και την αγορά εξισορρόπησης [2].

Επιπρόσθετα, η διαχείριση της περίσσειας ή μειωμένης παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ σε περίπτωση ΡΡΑ φυσικής παράδοσης συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ είναι μείζονος σημασίας. Η διευθέτηση του ζητήματος γίνεται κατά κόρον στη spot αγορά ΗΕ [9], όπως θεωρείται και στην ανάλυση που πραγματοποιείται στα επόμενα κεφάλαια.

Ε) Όροι και Υποχρεώσεις για την Κατασκευή και Λειτουργία του έργου ΑΠΕ

Η συμπερίληψη καίριων ορόσημων για την ανάπτυξη και λειτουργία του έργου ΑΠΕ που εντάσσεται εντός της ΡΡΑ είναι αναγκαία για την ύπαρξη κλίματος εμπιστοσύνης μεταξύ των δύο βασικών αντισυμβαλλόμενων. Εκτιμήσεις του χρόνου εκπλήρωσης διαδικασιών, όπως η ολοκλήρωση των ηλεκτρομηχανολογικών εργασιών κατασκευής, οι δοκιμές λειτουργίας και απόδοσης, η προσωρινή αποδοχή σύνδεσης του έργου σε κατάσταση δοκιμαστικής λειτουργίας και η έναρξη της εμπορικής λειτουργίας, καλό είναι να καταγράφονται εντός της ΡΡΑ. Η ολοκληρωμένη ΡΡΑ περιέχει τα ενδιάμεσα ορόσημα πραγματοποίησης των βημάτων από μεριάς του παραγωγού. Καλείται δηλαδή ο παραγωγός, να αποδείξει στον αγοραστή ότι έχει συμπληρώσει τα έγγραφα χρηματοδότησης, έχει λάβει τις απαιτούμενες άδειες από κράτος, διαχειριστές και ρυθμιστική αρχή, έχει συμφωνία διασύνδεσης του έργου ΑΠΕ, συμφωνία άδειας παραγωγής και άδειας λειτουργίας, σύμβαση κατασκευής και προμήθειας απαραίτητου εξοπλισμού, έχει λάβει τεχνικές πιστοποιήσεις που διασφαλίζουν την φυσική παράδοση ΗΕ στον αγοραστή εάν απαιτείται, κ.ά..

Από την οπτική του αγοραστή, η ύπαρξη συνεπειών για την καθυστέρηση διαδικασιών που σχετίζονται με την κατασκευή και την λειτουργία του έργου ΑΠΕ θεωρείται δεδομένη, καθώς υπάρχει πιθανότητα οργάνωσης υπολογίσιμου μέρους των καθημερινών λειτουργιών του γύρω από την συγκεκριμένη συμφωνία. Η διαμόρφωση ενός καθεστώτος αποζημίωσης του από τον παραγωγό ΑΠΕ για το χρονικό διάστημα καθυστέρησης των υποκείμενων εργασιών είναι διαπραγματεύσιμη, με τον παραγωγό να λαμβάνει το ρίσκο με ενδεχόμενη ύπαρξη ενός συντελεστή αποζημίωσης επί της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ (ή κάποιου άλλου τρόπου οικονομικής αντιστάθμισης). Ωστόσο, η καθυστέρηση λόγω γεγονότων ανωτέρας βίας οφείλεται να συνυπολογίζεται, αμβλύνοντας το ρίσκο που αντιμετωπίζει ο παραγωγός μέσω της επέκτασης κάποιων συμφωνηθέντων ορόσημων. Άλλος τρόπος αντιστάθμισης της ζημιάς που θα υποστεί ο παραγωγός λόγω καθυστερήσεων είναι η ανάκτηση της εάν το έργο ΑΠΕ είναι διαθέσιμο για εμπορική λειτουργία εντός του προκαθορισμένου ορόσημου παρόλο

που τα ενδιάμεσα χρονικά σημεία αναφοράς δεν τηρήθηκαν. Ο παραγωγός ΑΠΕ έχει πλέον να αντιμετωπίσει τυχόν χρηματοδότες/δανειστές ίσως ιδιαίτερα επιφυλακτικούς σε σφιχτά χρονοδιαγράμματα υλοποίησης των διαδικασιών με παράλληλο καθεστώς αποζημίωσης του αγοραστή, αφού συνδυαστικά με την καθυστέρηση λήψης ταμειακών εισροών από την λειτουργία του έργου ΑΠΕ επηρεάζεται σημαντικά και η ρευστότητα του. Σε ιδανικές συνθήκες, ο παραγωγός ΑΠΕ θα είναι σε θέση να μεταβιβάσει το παραπάνω ρίσκο και κόστος στον κατασκευαστή του έργου ΑΠΕ, εφόσον αποτελεί και τον κύριο υπόλογο [8].

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, όροι σχετικά με τον πρόωρο τερματισμό της ΡΡΑ από καθέναν από τους βασικούς αντισυμβαλλόμενους σε περιπτώσεις καθυστερήσεων ή μη υλοποίησης των διαφόρων διαδικασιών, όπως και σε άλλες περιπτώσεις αδυναμίας πληρωμής πριν ή κατά την λειτουργία του έργου ΑΠΕ, μπορούν να καθοριστούν.

Επιπρόσθετα θέματα σχετιζόμενα με το δίκτυο ΗΕ οφείλεται να αποσαφηνίζονται πλήρως εντός της ΡΡΑ. Ο παραγωγός ΑΠΕ αναλαμβάνει συνήθως την πλήρη ευθύνη για τυχόν απαιτούμενα κόστη σχετιζόμενα με την αναβάθμιση του δικτύου ΗΕ ώστε, σε περίπτωση ΡΡΑ φυσικής παράδοσης ΗΕ, να εξασφαλίζεται η φυσική μεταφορά της παραγόμενης ΗΕ από τις εγκαταστάσεις του στο σημείο παράδοσης του αγοραστή, σημείο από το οποίο και μετά είναι υπεύθυνος ο αγοραστής. Ωστόσο, σε περιπτώσεις που το υπολογιζόμενο κόστος είναι υπερβολικά υψηλό (π.χ. ανάληψη μέρους κόστους ανάπτυξης νέου υποσταθμού), ίσως να υπάρχει ειδική πρόβλεψη που να προωθεί τον καταμερισμό του συγκεκριμένου εξόδου.

Πολλές ΡΡΑs προλαμβάνουν για θέματα σχετιζόμενα με τη μέτρηση της παραγόμενης ΗΕ και άλλων σημάτων που προέρχονται από το έργο ΑΠΕ, όπως επίσης και τις διαδικασίες των απαιτούμενων δοκιμών και επιθεωρήσεων. Ο εξοπλισμός μέτρησης της ΗΕ εγκαθίσταται, διαχειρίζεται, συντηρείται, δοκιμάζεται, και αντικαθίσταται (εάν χρειαστεί) από πλευράς παραγωγού ΑΠΕ με τη συμφωνία αρκετές φορές να περιλαμβάνει άδεια πρόσβασης του αγοραστή σε μετρητές ή συστήματα τηλεμετρίας για την εξ' αποστάσεως παρακολούθηση των παραγόμενων σημάτων του έργου ΑΠΕ. Το κόστος εγκατάστασης και διαχείρισης του μετρητικού εξοπλισμού αναλαμβάνεται από τον παραγωγό ΑΠΕ. Ο ακριβής προσδιορισμός της παραγόμενης ΗΕ που πρόκειται να παραδοθεί στον αγοραστή ή οπουδήποτε αλλού στο δίκτυο ΗΕ συμβάλλει στον καλύτερο υπολογισμό πιθανού κόστους απώλειας, δίνοντας στον παραγωγό την δυνατότητα ομαλότερης διευθέτησης του ζητήματος. Επιπρόσθετα, καθένα από τα δύο βασικά αντισυμβαλλόμενα μέρη έχει δικαίωμα να ζητήσει πέρα από τους καθιερωμένους ελέγχους, συμπληρωματικό έλεγχο μέτρησης της ακρίβειας των μετρητών, ενώ το κόστος επωμίζεται όποιος ζητάει τον επανέλεγχο [2].

ΣΤ) Εγγυήσεις Προέλευσης

Οι εγγυήσεις προέλευσης (Guarantees of Origin - GOs) είναι ένα σημαντικό στοιχείο που συχνά συνοδεύει την προμήθεια ΗΕ προς έναν αγοραστή μέσω ΡΡΑ. Πληθώρα μεγάλων πολυεθνικών εταιρειών προσπαθούν με ταχύ ρυθμό να περιορίσουν το περιβαλλοντικό τους αποτύπωμα και τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα υιοθετώντας στρατηγικές ΕΚΕ και πράσινες ατζέντες, επομένως οι GOs συμβάλλουν ως ένα μέσο παρακολούθησης και απόδειξης ότι το δεδομένο μερίδιο προμήθειας ΗΕ που λαμβάνεται μέσω ΡΡΑ προέρχεται από ΑΠΕ. Σύμφωνα με την Οδηγία 2018/2001/ΕΕ, όλα τα κράτη-μέλη της ΕΕ οφείλουν να μεριμνούν για την έκδοση GOs ύστερα από σχετικό αίτημα παραγωγού ΗΕ από ΑΠΕ, εκτός περιπτώσεων παραγωγού χρηματοδοτούμενου από καθεστώς στήριξης, ενώ σημειώνεται και η περίπτωση έκδοσης GOs όχι στον παραγωγό, αλλά σε προμηθευτή ή καταναλωτή ο οποίος αγοράζει ΗΕ από ΑΠΕ μέσω ΡΡΑ [10]. Οι GOs είναι διαθέσιμες σε όλες τις χώρες της ΕΕ, δεν έχουν σταθερή τιμή και η αξία τους εξαρτάται από τη ζήτηση και την προσφορά της αγοράς ([3], [11]).

Οι GOs συνήθως αγοράζονται από τον παραγωγό ως μέρος του συμβολαίου της διμερούς συμφωνίας με την αξία τους να περιλαμβάνεται εντός της τιμής ΡΡΑ επιτρέποντας στον

αγοραστή να αποδείξει τα διαπιστευτήρια λήψης ποσότητας ΗΕ από ΑΠΕ, ενώ παράλληλα ο παραγωγός λαμβάνει ένα επιπλέον έσοδο το οποίο διατηρεί σε χαμηλότερα επίπεδα το σταθμισμένο κόστος ΗΕ. Εναλλακτικά, προβλέπεται αποσύνδεση της ενέργειας και των GOs που παρέχονται από τον παραγωγό ΑΠΕ υπό τα πλαίσια της PPA. Ενδεικτικά, στην τελευταία περίπτωση, ο αγοραστής θα έπρεπε να εντοπίσει κάποιον τρίτο προμηθευτή GOs και να αγοράσει με διακριτή συμφωνία τα GOs εάν τα έχει ανάγκη, ενώ αντίστοιχα ο παραγωγός ΑΠΕ από την πλευρά του θα έπρεπε να έρθει σε επαφή με δυνητικούς αγοραστές και να διαπραγματευτεί μαζί τους την πώληση των GOs που διαθέτει ([3], [12]). Βέβαια, σε περιπτώσεις ανεπτυγμένων αγορών, η διαχείριση των GOs ενδέχεται να πραγματοποιείται οργανωμένα μέσω χρηματιστηρίου.

Συνοψίζοντας, οι δύο βασικοί αντισυμβαλλόμενοι της διμερούς συμφωνίας αγοραπωλησίας καλούνται να διαπραγματευτούν την συμπερίληψη ή όχι εγγυήσεων προέλευσης εντός της συμφωνίας τους, καθώς και το βαθμό διαφάνειας ως προς την αξία τους, δηλαδή εάν θα ενσωματωθούν στη συνολική τιμή PPA ή θα τιμολογούνται διακριτά.

1.2 Εξελίξεις στην Ευρωπαϊκή Αγορά PPAs

Η Ευρωπαϊκή Ένωση στοχεύει ώστε η Ευρώπη να γίνει η πρώτη κλιματικά-ουδέτερη ήπειρος στον κόσμο έως το 2050. Το πλαίσιο της ΕΕ για το κλίμα και την ενέργεια που διαμορφώνεται από την δέσμη πρωτοβουλιών πολιτικής «Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία» και τη δέσμη προτάσεων «Fit for 55» συνεπάγεται τους επακόλουθους στόχους για το 2030: μείωση κατά 55% των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου συγκριτικά με τα επίπεδα του 1990, μερίδιο του 42,5%¹ των ΑΠΕ [14] στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και ποσοστό του 11,7% [13] στην εξοικονόμηση ενέργειας σε σύγκριση με τις προβλέψεις του 2020 για την κατανάλωση ΗΕ το 2030.

Στο πλαίσιο επίτευξης των παραπάνω στόχων, η οργάνωση και η ανάπτυξη της αγοράς των διμερών συμφωνιών αγοραπωλησίας ΗΕ καλείται να διαδραματίσει το δικό της ρόλο αποτελώντας κινητήριο μοχλό για την προώθηση επενδύσεων ΑΠΕ. Η ενότητα 1.2 περιλαμβάνει μια συνοπτική απεικόνιση της υφιστάμενης κατάστασης της αγοράς των PPAs στην Ευρώπη, καθώς και τις κυριότερες διατάξεις του νομοθετικού και ρυθμιστικού πλαισίου που περιλαμβάνει τις PPAs σε επίπεδο ΕΕ.

1.2.1 Απεικόνιση Τρέχουσας Κατάστασης Ευρωπαϊκής Αγοράς PPAs

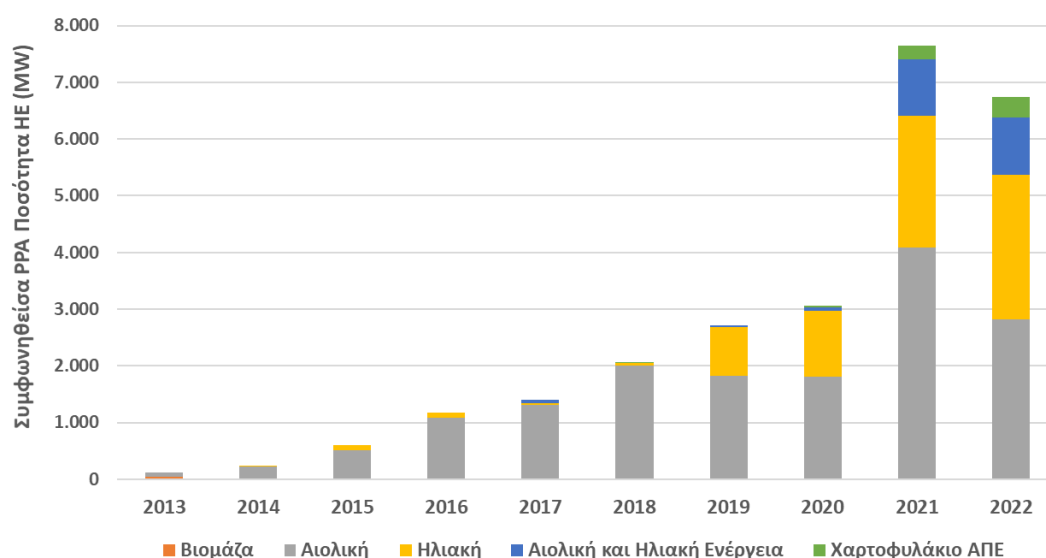
Η ανάπτυξη PPAs στην Ευρώπη κινητοποιήθηκε κυρίως από την σταδιακή κατάργηση των σχημάτων κρατικής υποστήριξης και αποζημίωσης της ΗΕ των ΑΠΕ ως αποτέλεσμα του πλέον ανταγωνιστικού σταθμισμένου κόστους ενέργειας, τις διακυμάνσεις της spot τιμής ΗΕ, την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού από πλευράς αγοραστή, το αυξημένο ενδιαφέρον των εταιριών για την κάλυψη της ζήτησης τους με ανανεώσιμη ενέργεια, την διεύθυνση της βαριάς βιομηχανίας στην αγορά (με εκκίνηση από τις Σκανδιναβικές χώρες) και την επιθυμία μεγάλων πολυεθνικών να αναπτύξουν χαρτοφυλάκια ΑΠΕ διεθνώς με στόχο την ενίσχυση του πράσινου αποτυπώματός τους ([6], [15]).

Παρότι αναμένεται να αποτελέσουν το κύριο μηχανισμό ανάπτυξης ΑΠΕ εντός του επόμενου χρονικού διαστήματος, η υιοθέτηση της ιδέας πραγματοποιείται με πιο αργούς ρυθμούς από ό,τι προσδοκούσαν οι άμεσοι και έμμεσοι συμμετέχοντες της αγοράς ΗΕ. Σε κάθε περίπτωση, η Ευρωπαϊκή αγορά PPAs πραγματοποιεί σημαντικά βήματα ανάπτυξης τα τελευταία έτη, διατηρώντας τη δυναμική της παρά την εμφάνιση της πανδημίας του κορωνοϊού (COVID-19) στις αρχές του 2020. Η συνέχιση της πανδημίας κατά την διάρκεια του 2021 συνοδεύτηκε

¹ Σημειώνεται ότι ο στόχος του 42,5% των ΑΠΕ στην κατανάλωση ΗΕ δεν είναι δεσμευτικός την παρούσα χρονική στιγμή, αποτελεί αποτέλεσμα προσωρινής συμφωνίας που επιτεύχθηκε στις 30/3/2023 μεταξύ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου για την προώθηση των ΑΠΕ και αναμένεται να ενταχθεί στην Ανανεωμένη Οδηγία της ΕΕ για τις ΑΠΕ

από την παγκόσμια ενεργειακή κρίση και την αστάθεια των τιμών της ΗΕ, παρόλα αυτά η Ευρωπαϊκή αγορά των PPAs δεν φαίνεται να επηρεάστηκε, αλλά αντιθέτως σημείωσε αξιοσημείωτη άνοδο, όπως φαίνεται και στα σχήματα που παρουσιάζονται στη συνέχεια. Η παγκόσμια ενεργειακή κρίση εκτοξεύτηκε το 2022 με την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Η δραστηριότητα PPAs παρέμεινε παραδόξως σταθερή και εντός του 2022 που αποτελεί ενεργειακά, ένα πολυτάραχο έτος με συνεχείς διακυμάνσεις της τιμής ΗΕ, αλλά και με ρυθμιστικούς περιορισμούς (όπως είναι η επιβολή ανώτατου ορίου στα έσοδα των παραγωγών) που έχουν επιπτώσεις στην αναμενόμενη απόδοση των επενδύσεων ΑΠΕ γενικά και ειδικά σε περιπτώσεις συμφωνιών PPAs.

Η Εικόνα 1 αποτυπώνει την κατανομή της ποσότητας ΗΕ από ΑΠΕ που αξιοποιήθηκε για την υλοποίηση νέων εταιρικών PPAs ανά κατηγορία τεχνολογίας έργου ΑΠΕ. Καλύπτοντας συνολικά τη χρονική περίοδο 2013 – 2022, η κυριαρχία των αιολικών είναι αναμφισβήτητη έναντι των υπολοίπων τεχνολογιών (ή συνδυασμών τεχνολογιών ΑΠΕ) καλύπτοντας ένα ποσοστό της τάξεως του 61% ως προς την αθροιστική δυναμικότητα. Το παραπάνω γεγονός, κατά πάσα πιθανότητα, προβάλλει την επιθυμία των καταναλωτών για προμήθεια μεγαλύτερης ποσότητας ΗΕ αφού κατά πλειοψηφία, τα αιολικά είναι μεγαλύτερου μεγέθους των Φ/Β. Επιπρόσθετα, αξίζει να σημειωθεί ότι με την πάροδο των ετών, τα Φ/Β αποκτούν μερίδιο αγοράς, ο καταμερισμός γίνεται πιο ομοιόμορφος, ενώ το 2022 παρατηρείται ισοκατανομή μεταξύ αιολικών και Φ/Β.



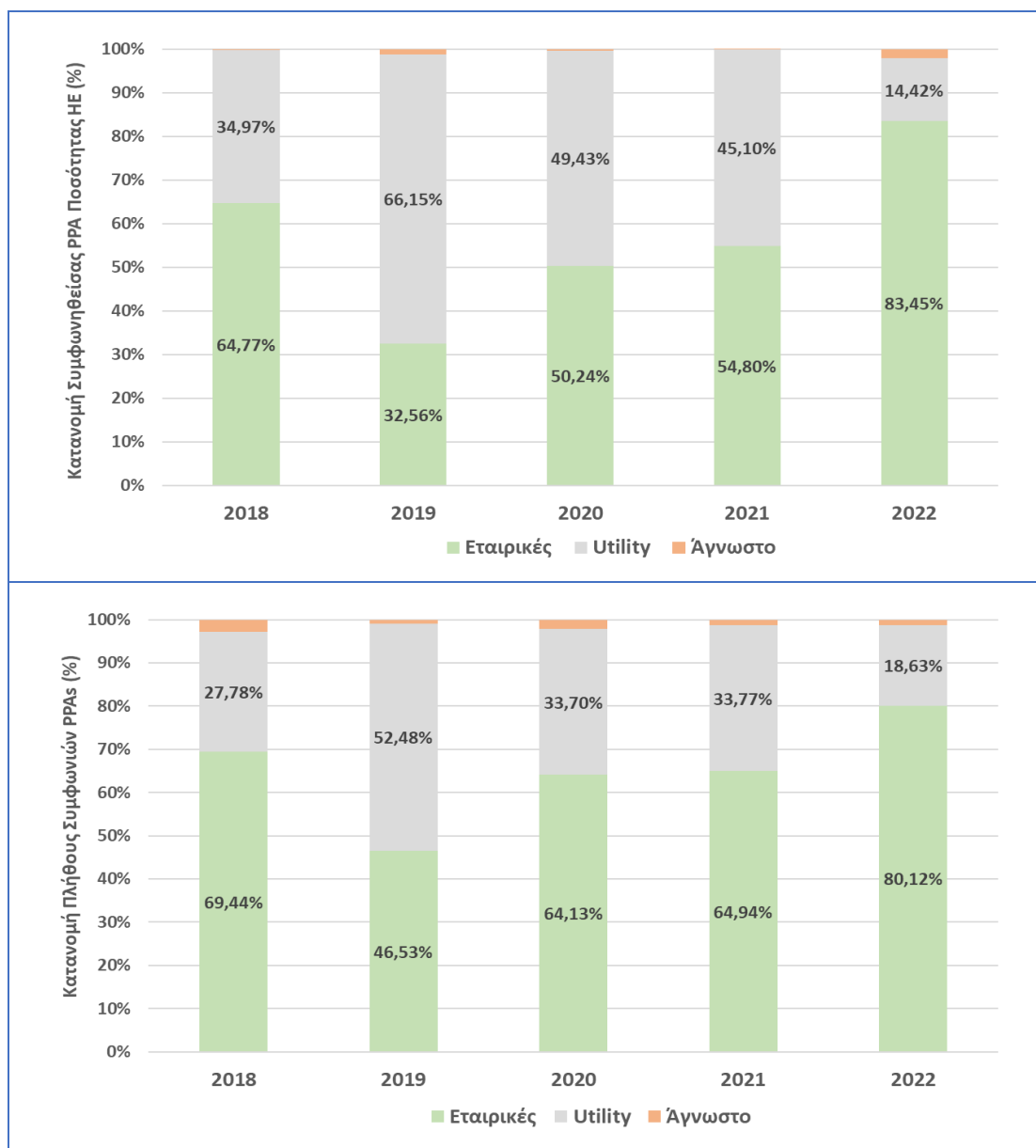
Εικόνα 1: Ετήσια συμφωνηθείσα δυναμικότητα ΗΕ ανά τεχνολογία ΑΠΕ για την υλοποίηση νέων εταιρικών PPAs στην Ευρώπη (2013 – 2022) [16]²

Σύμφωνα με τα παραπάνω στοιχεία (Εικόνα 1), με μια πρώτη ματιά, διαπιστώνεται ότι η ποσότητα ΗΕ που περιλαμβάνεται εντός των εταιρικών PPAs μειώθηκε το 2022 σε σχέση με το προηγούμενο έτος, χωρίς ωστόσο αυτό να σημαίνει απαραίτητα ότι η αγορά των PPAs έπεσε. Μελέτη που πραγματοποίησε η Rexarark³ [17] καταγράφει μεγαλύτερο πλήθος κλεισμένων συμφωνιών εντός του 2022, συγκεκριμένα 129 έναντι 100 εταιρικών PPAs το 2021. Η κατηγορία των εταιρικών PPAs έχει αποκτήσει μεγάλη δυναμική έναντι των utility

² Πηγή: Τα δεδομένα προέρχονται από τα στοιχεία του διαδικτυακού εργαλείου «The Corporate PPA tool» που παρέχει ο ιστότοπος της WindEurope, όπως αυτά αποτυπώνονται στις 22/8/2023. Η WindEurope αποτελεί μια ένωση με έδρα στις Βρυξέλλες και στόχο την προώθηση της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη (<https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-corporate-ppa-tool/>)

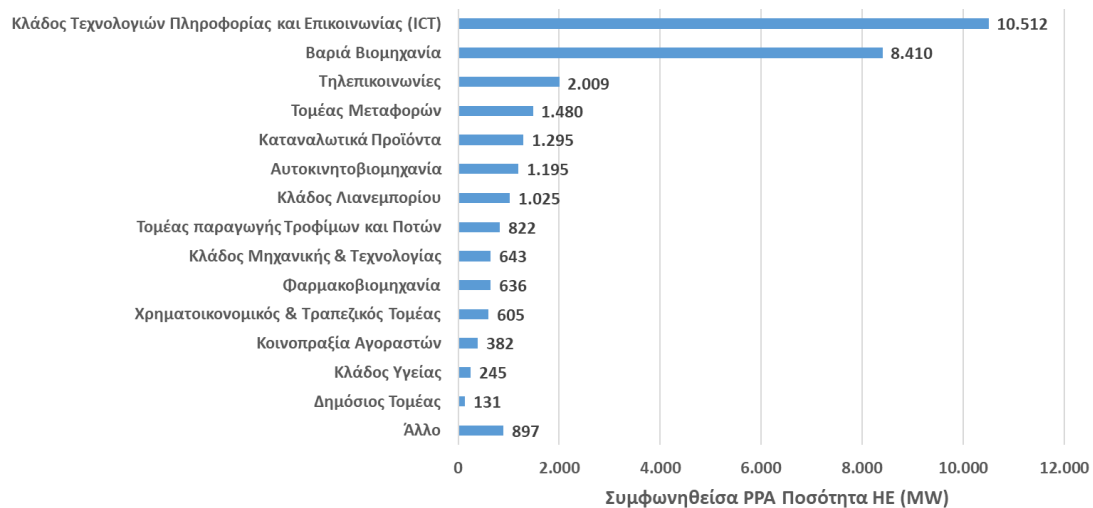
³ Η Rexarark ιδρύθηκε το 2017 και αποτελεί μια εταιρεία ανάπτυξης επιχειρηματικού λογισμικού ΑΠΕ με στόχο την υποστήριξη των συμμετεχόντων της αγοράς κατά τη διαδικασία μετάβασης από κρατικά επιδοτούμενα προγράμματα στήριξης των ΑΠΕ σε πλήρως απελευθερωμένη αγορά και το μετριασμό του ρίσκου που θα κληθούν να αντιμετωπίσουν

PPAs που άλλοτε ήταν σε παρόμοια επίπεδα ή ακόμα και υπερτερούσαν. Επομένως, εντός του 2022, οι εταιρικές διμερείς συμφωνίες αναλαμβάνουν να καθοδηγήσουν την Ευρωπαϊκή αγορά των PPAs, με ποσοστά της τάξεως του 83% και του 80% ως προς το σύνολο της συμφωνηθείσας ποσότητας και το πλήθος των συμφωνιών αντίστοιχα (Εικόνα 2).



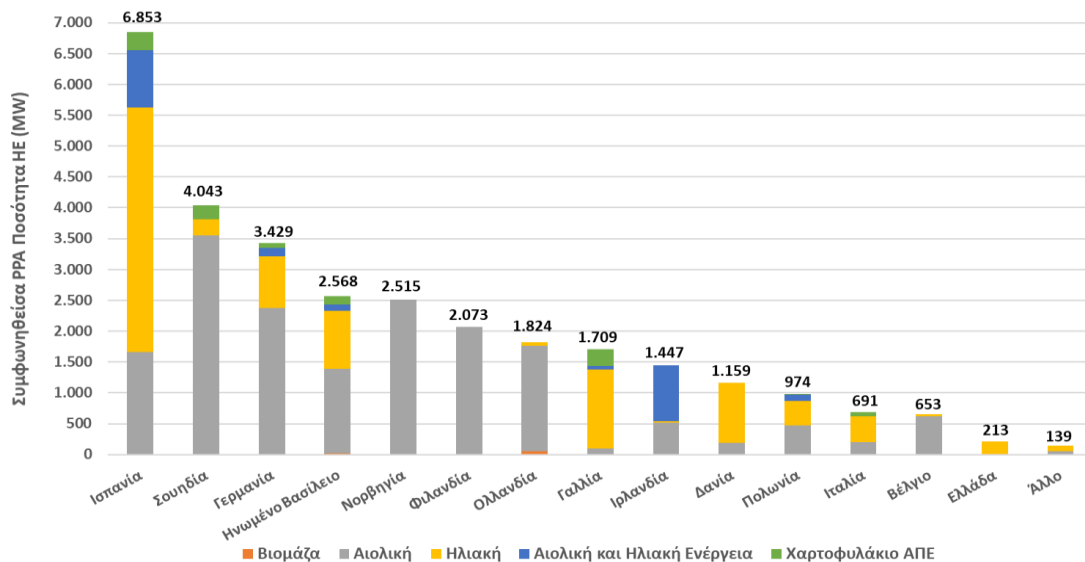
Εικόνα 2: Κατανομή συμφωνηθείσας PPA ποσότητας HE & Πλήθους συμφωνιών μεταξύ εταιρικών και utility PPAs στην Ευρώπη [17]

Αναλύοντας τις εταιρικές PPAs ως προς τον τομέα δραστηριοποίησης του αγοραστή, όπως παρουσιάζονται στην Εικόνα 3, ο κλάδος τεχνολογιών πληροφορίας και επικοινωνίας κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο ($\approx 35\%$) του συνόλου της ποσότητας HE που περιλαμβάνεται εντός εταιρικών PPAs που έλαβαν χώρα από το 2013 μέχρι 5/7/2023. Παγκόσμιοι όμιλοι εταιριών, όπως η Amazon, η Google, η Meta (Facebook), η Microsoft κ.ά. έχουν προχωρήσει σε συμφωνίες μεγάλου μεγέθους εντός της Ευρωπαϊκής αγοράς. Η βαριά βιομηχανία έρχεται στη δεύτερη θέση με ένα ποσοστό της τάξεως του 28% και τους αγοραστές που προέρχονται από τον κλάδο της βιομηχανίας μετάλλου και της εξορυκτικής βιομηχανίας (όπως η Alcoa) και της χημικής βιομηχανίας (όπως η BASF) να κατέχουν μεγάλο μερίδιο της ποσότητας. Το εναπομείναν ποσοστό της δυναμικότητας PPA μοιράζεται μεταξύ των υπόλοιπων τομέων της οικονομίας.



Εικόνα 3: Κατανομή δυναμικότητας εταιρικών PPAs με έργα ΑΠΕ ανά τομέα κατανάλωσης στην Ευρώπη (2013 – 5/7/2023) [16]⁴

Όπως απεικονίζεται στην Εικόνα 4, η Ισπανία καθίσταται με διαφορά ως η χώρα με τη μεγαλύτερη διείσδυση εταιρικών PPAs, ενώ τα 6.853 MW αντιστοιχούν προσεγγιστικά στο 23% του συνόλου των εταιρικών PPAs που έχουν υπογραφεί σε Ευρωπαϊκό επίπεδο κατά την διάρκεια του διαστήματος 2013 – 5/7/2023. Αξιοσημείωτο σημείο, αποτελεί επίσης ότι, σε αντίθεση με την τάση που παρατηρείται στην πλειονότητα των Ευρωπαϊκών χωρών για αξιοποίηση αιολικής ενέργειας για τις συμφωνίες, η Ισπανία στηρίζεται στο ηλιακό δυναμικό και τα Φ/Β συστήματα. Η πεντάδα με τις χώρες με τη μεγαλύτερη δυναμικότητα εταιρικών PPAs συμπληρώνεται κατά σειρά με τις Σουηδία, Γερμανία, Ηνωμένο Βασίλειο και Νορβηγία οι οποίες καταλαμβάνουν τα ποσοστά του 13%, 11%, 8% και 8% αντίστοιχα. Αρνητική έκπληξη είναι η περίπτωση της Ιταλίας, η οποία παρά το υψηλό ηλιακό δυναμικό της, είναι αρκετά χαμηλά, κυρίως λόγω εμποδίων και καθυστερήσεων στη διαδικασία αδειοδότησης.



Εικόνα 4: Κατανομή δυναμικότητας εταιρικών PPAs με έργα ΑΠΕ ανά χώρα και τεχνολογία στην Ευρώπη (2013 – 5/7/2023) [16]⁵

⁴ Πηγή: Τα δεδομένα προέρχονται από τα στοιχεία του διαδικτυακού εργαλείου «The Corporate PPA tool» που παρέχει ο ιστότοπος της WindEurope, όπως αυτά αποτυπώνονται στις 22/8/2023 (<https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-corporate-ppa-tool/>)

⁵ Πηγή: Τα δεδομένα προέρχονται από τα στοιχεία του διαδικτυακού εργαλείου «The Corporate PPA tool» που παρέχει ο ιστότοπος της WindEurope, όπως αυτά αποτυπώνονται στις 22/8/2023

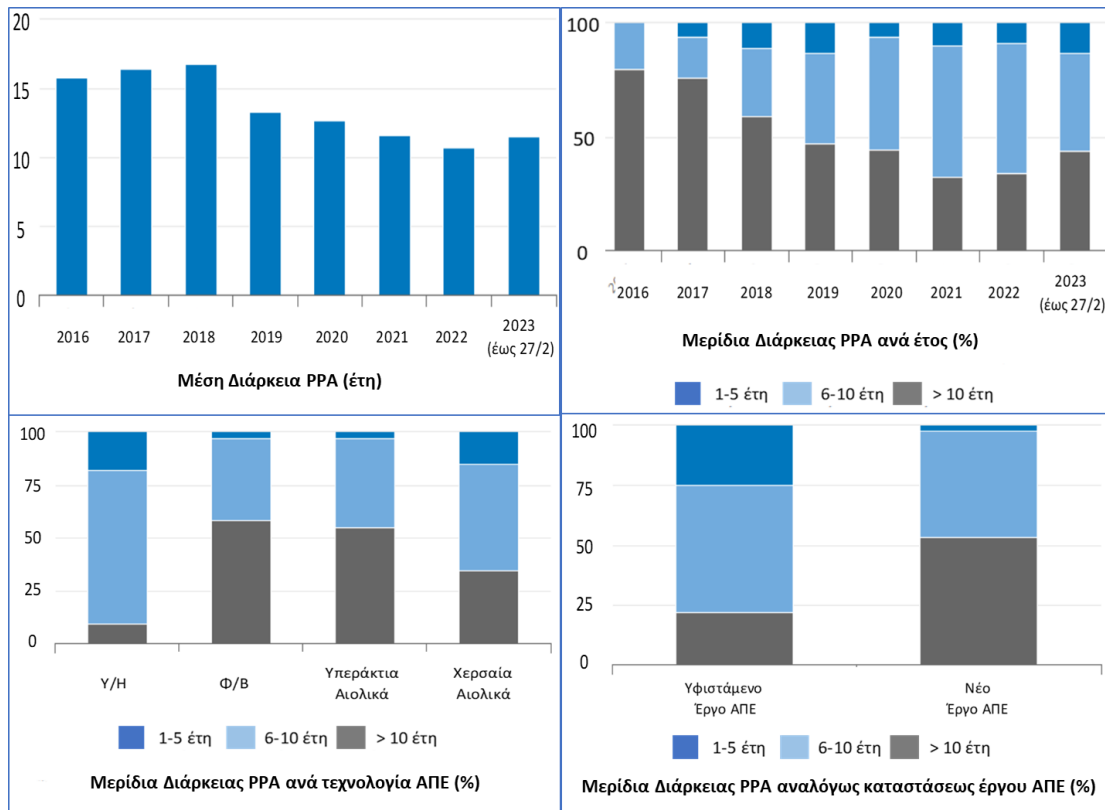
Οι PPAs ξεκίνησαν ως μακροπρόθεσμα συμβόλαια με υψηλό χρονικό ορίζοντα άνω των 15 ετών, ωστόσο, σύμφωνα με μελέτη της ICIS (Independent Commodity Information Service), τα δεδομένα άλλαξαν με την πάροδο του χρόνου και τα συμπεράσματα για τις εταιρικές PPAs στην Ευρώπη έχουν ως εξής (Εικόνα 5):

- η μέση διάρκεια των PPAs μειώνεται με σταθερούς ρυθμούς και από τα 16 έτη της περιόδου 2016 - 2018 έφτασε στα επίπεδα των 11 ετών για το 2022,
- η τάση μείωσης της διάρκειας των PPAs ξεκίνησε από το 2019 και συνεχίζεται μέχρι και το 2022,
- για το 2023 δεν εξάγεται ασφαλές συμπέρασμα καθώς τα δεδομένα της μελέτης αφορούν το διάστημα των 2 πρώτων μηνών του έτους, ωστόσο η τάση διαμόρφωσης της διάρκειας περί των 10 ετών δείχνει να συνεχίζεται,
- από το 2019, πλείστες συμφωνίες περιλαμβάνουν συναλλαγές διάρκειας μικρότερης των 10 ετών,
- αναλύοντας ανά τεχνολογία, παρατηρείται ότι τα βραχυπρόθεσμα συμβόλαια (1-5 έτη) είναι πιο διαδεδομένα στα υδροηλεκτρικά και τα χερσαία αιολικά. Αυτό μπορεί να αιτιολογηθεί από το γεγονός ότι οι δύο τεχνολογίες ΑΠΕ συνδέονται πιο συχνά με υπάρχοντα έργα ΑΠΕ με μικρότερη εναπομένουσα διάρκεια ζωής,
- μια βραχυπρόθεσμη συμφωνία PPA είναι κατάλληλη για υπάρχοντα έργα ΑΠΕ που ολοκληρώνουν τις συμβάσεις που διατηρούν υπό καθεστώς κρατικής υποστήριξης και αποζημίωσης της παραγωγής ΗΕ, και αναζητούν τρόπο επέκτασης της διάρκειας ζωής της επένδυσής τους

Συνοψίζοντας, οι εταιρικές PPAs διάρκειας μικρότερης ή ίσης των 10 ετών αποτελούν την πλειοψηφία των συμφωνιών από το 2019, καθώς σε ένα αβέβαιο και ασταθές περιβάλλον διακύμανσης της τιμής ΗΕ όπως διαμορφώθηκε από 2019 και έπειτα, θεωρούνται λιγότερο επισφαλείς για τα εμπλεκόμενα μέρη. Ο σύντομος χρονικός ορίζοντας των συναλλαγών επιτρέπει σε αγοραστές να εξομαλύνουν το ρίσκο τρέχοντος υψηλού κόστους προμήθειας ΗΕ με την παράλληλη επίτευξη βραχυπρόθεσμων στόχων μείωσης εκπομπών και χωρίς μακροπρόθεσμες δεσμεύσεις στρατηγικού ή οικονομικού χαρακτήρα. Για τους πωλητές, οι βραχυπρόθεσμες PPAs αντιπροσωπεύουν μια ευκαιρία να αποκτήσουν έσοδα σε περιόδους διαμόρφωσης υψηλών τιμών στην αγορά ΗΕ, την διεύρυνση των προσφερόμενων προϊόντων και τις προοπτικές εισόδου σε μια νέα αγορά, την υιοθέτηση προσέγγισης ανάπτυξης ενός διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου και την αντικατάσταση των κρατικών επιδοτήσεων που ολοκληρώνονται [18].

[\(https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-corporate-ppa-tool/\)](https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-corporate-ppa-tool/)

Σχόλιο: Σημειώνεται ότι για την περίπτωση της Ελλάδας το νούμερο δεν είναι ακριβές, περαιτέρω ανάλυση για τις συμφωνίες που έχουν πραγματοποιηθεί στο Ελλαδικό χώρο γίνεται στην υπο-ενότητα 1.3.4



Εικόνα 5: Αποτύπωση αποτελεσμάτων μελέτης της ICIS (Independent Commodity Information Service) για την διάρκεια μιας συμφωνίας PPA (2016 – 27/2/2023) [18]

1.2.2 Ρυθμιστικό & Κανονιστικό Πλαίσιο Προώθησης PPAς σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης

Η έλλειψη ρυθμιστικού και κανονιστικού πλαισίου σε επίπεδο ΕΕ ή σε εθνικό επίπεδο χώρας αποτελεί το βασικό εμπόδιο σύναψης διμερών συμφωνιών αγοραπωλησίας ΗΕ και τον κύριο παράγοντα καθυστερημένης υιοθέτησης τους στα διάφορα κράτη-μέλη της ΕΕ. Πριν κάποια χρόνια, οι αναφορές σε νομοθετικά και κανονιστικά κείμενα της ΕΕ ήταν περιορισμένα, τα τελευταία χρόνια έχουν πραγματοποιηθεί κάποιες κινήσεις για την ανάπτυξη πλαισίου ρύθμισης και προώθησης της αγοράς PPAς, με λίγα μέτρα ωστόσο, να παρουσιάζουν πραγματικό αντίκτυπο. Παρακάτω, παρατίθενται οι διατάξεις των βασικών νομοθετικών και κανονιστικών κειμένων της ΕΕ που φαίνεται να επιδρούν άμεσα στη διείσδυση των PPAς στην αγορά της ΕΕ.

Με την Οδηγία 2018/2001/ΕΕ προσδιορίζεται ο ορισμός της «σύμβασης αγοράς ΗΕ από ΑΠΕ» ως η σύμβαση βάσει της οποίας ένα νομικό ή φυσικό πρόσωπο συμφωνεί να αγοράζει ΗΕ απευθείας από έναν παραγωγό ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων ενεργειακών κοινοτήτων). Τα κράτη-μέλη της ΕΕ καλούνται να αξιολογήσουν και να εξαλείψουν κανονιστικά και διοικητικά εμπόδια, ώστε να διευκολύνουν την υιοθέτηση μακροπρόθεσμων PPAς από ΑΠΕ. Οι πολιτικές και τα μέτρα που λαμβάνονται για την υιοθέτηση των PPAς πρέπει να περιλαμβάνονται εντός του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) που προετοιμάζει κάθε κράτος-μέλος. Επιπρόσθετα, αναφορά γίνεται στο Άρθρο 19 για την περίπτωση έκδοσης εγγυήσεων προέλευσης όχι στον παραγωγό, αλλά σε προμηθευτή ή καταναλωτή ο οποίος αγοράζει την ΗΕ από ΑΠΕ μέσω PPA, ενώ μέσω του Άρθρου 21, δίνεται η δυνατότητα σε αυτοκαταναλωτές ΑΠΕ να πωλούν το πλεόνασμα ΗΕ μέσω διμερούς συμφωνίας χωρίς εμπόδια [10].

Σε πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την αναθεώρηση της Οδηγίας 2018/2001/ΕΕ που δημοσιεύτηκε στις 14/7/2021 [19], επισημαίνεται η ανάγκη διερεύνησης τρόπου μείωσης του χρηματοοικονομικού κινδύνου που συνδέεται με τις PPA, και ιδίως της χρήσης εγγυήσεων πιστώσεων, όπως επίσης σημειώνεται η σημασία της εξασφάλισης μεταβίβασης εγγυήσεων προέλευσης που είναι συνδεδεμένα με μια συμφωνία PPA προς τον αγοραστή. Περαιτέρω, ενδείκνυται η συμπερίληψη ενδείξεων του όγκου παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ που υποστηρίζεται από PPA στα ΕΣΕΚ που προετοιμάζει το κάθε κράτος-μέλος.

Η αναφορά στο Άρθρο 4 της Οδηγίας 2019/944 /ΕΕ [20] περί της δυνατότητας των καταναλωτών να επιλέξουν την ταυτόχρονη σύναψη πολλαπλών συμφωνιών προμήθειας ΗΕ με τον(ους) προμηθευτή(ές) της επιλογής τους με την προϋπόθεση ότι έχουν καθοριστεί τα απαιτούμενα σημεία σύνδεσης και μέτρησης, αντιμετωπίζει πιθανά εμπόδια εξέλιξης της αγοράς των PPA. Ενώ, με τον Κανονισμό 2019/943 [21], δίνεται η δυνατότητα σε παραγωγούς και αγοραστές να έρθουν απευθείας σε συμφωνία μεταξύ τους για σύναψη μακροπρόθεσμων συμβολαίων υπό το πρίσμα του περιορισμού του ρίσκου αβεβαιότητας διακύμανσης της τιμής ΗΕ και της εξασφάλισης της μελλοντικής απόδοσης των επενδύσεων.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή αρχικά μέσω της ανακοίνωσης «REPowerEU: Κοινή ευρωπαϊκή δράση για πιο προσιτή οικονομικά, εξασφαλισμένη και βιώσιμη ενέργεια» της 8/3/2022 [22], και έπειτα με το «Σχέδιο REPowerEU» [23] και τη Σύσταση 2022/822/ΕΕ περί διευκόλυνσης των συμφωνιών PPA [24] που δημοσιεύτηκαν στις 18/5/2022, αναγνωρίζει την ανάγκη προώθησης των PPA, υπό το πλαίσιο απεξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα της Ρωσίας και την επίτευξη ενός πιο ανθεκτικού πράσινου ενεργειακού συστήματος. Σχεδιάζοντας ένα στοχευμένο πλάνο με κατευθυντήριες γραμμές αναφορικά με την διευκόλυνση οργάνωσης των συμφωνιών PPA, προτρέπει τα κράτη-μέλη της ΕΕ να άρουν άμεσα όποια εμπόδια υπάρχουν για τη σύναψη εταιρικών PPA, και ειδικά με μικρο-μεσαίες επιχειρήσεις (SMEs). Η δημιουργία και η υλοποίηση σχημάτων στήριξης, συμπεριλαμβανομένου του μηχανισμού εγγυήσεων προέλευσης, θα έπρεπε να είναι συμβατή και συμπληρωματική, υποστηρίζοντας τις εταιρικές PPA.

Υπό το πλαίσιο του REPowerEU, το έγγραφο εργασίας [25] που συνοδεύει τη Σύσταση 2022/822/ΕΕ παρέχει καθοδήγηση προς τα κράτη-μέλη της ΕΕ για την εφαρμογή ορθών πρακτικών. Στο κείμενο του εγγράφου εργασίας, παρουσιάζονται τα εμπόδια σύναψης PPA και μια σειρά από καλές πρακτικές και μεθόδους που εφαρμόζονται σε διάφορες χώρες της ΕΕ. Το ενδιαφέρον ωστόσο, επικεντρώνεται περί της επικράτησης των μεγάλων αγοραστών στην Ευρωπαϊκή αγορά εταιρικών PPA και της ανάγκης επέκτασης της αγοράς προς τις SMEs. Μεταξύ άλλων, η δυσκολία πρόβλεψης της μελλοντικής ζήτησης ΗΕ, η έλλειψη εμπειρίας και τεχνογνωσίας, η μικρότερη κατανάλωση ΗΕ, η χαμηλότερη αξιολόγηση πιστοληπτικής ικανότητας και ο μη ξεκάθαρος προσδιορισμός των επιπτώσεων σε περίπτωση ανάγκης τερματισμού της συμφωνίας καταδεικνύονται ως εκ των κύριων ανασταλτικών παραγόντων σύναψης εταιρικών PPA από τις SMEs. Περαιτέρω, η αποτύπωση των επιπτώσεων σύναψης μακροπρόθεσμων PPA στον ισολογισμό της εταιρείας βάσει ΔΠΧΑ (Διεθνών Χρηματοοικονομικών Πρότυπων Αναφοράς) δεν είναι πάντοτε σαφής. Τονίζεται ιδιαίτερα, ότι η πιστοληπτική ικανότητα του δυνητικού αγοραστή είναι καίριας σημασίας, καθώς οι πιθανοί δανειστές απαιτούν υψηλή αξιολόγηση της πιστοληπτικής ικανότητας του αγοραστή για την παροχή δανείου σε ένα έργο ΑΠΕ, όμως η πλειονότητα των SMEs (και όχι μόνο) δεν αξιολογούνται από καμία σημαντική αρχή-οργανισμό αξιολόγησης. Μια εναλλακτική για τις SMEs που αποκτά έδαφος με την πάροδο του χρόνου είναι η δυνατότητα συγκέντρωσης ζήτησης από πολλούς αγοραστές και η μετέπειτα διερεύνηση εφαρμογής μιας PPA με στόχο τη μείωση του ρίσκου και του κόστους, παρόλα αυτά πρόκειται για μια λύση που παρουσιάζει σημαντική πολυπλοκότητα διαπραγμάτευσης. Αντίστοιχοι φραγμοί, γίνονται διακριτοί και για την πλευρά του παραγωγού, όπου έχουν επικρατήσει φορείς με μεγάλο χαρτοφυλάκιο έργων ΑΠΕ και δυνατότητα παροχής πληθώρας εναλλακτικών στους

καταναλωτές, ενώ από την άλλη, οι μικροί παραγωγοί αντιμετωπίζουν προκλήσεις εισόδου στην αγορά, λόγω περιορισμένου χαρτοφυλακίου έργων ΑΠΕ, περιορισμένης τεχνογνωσίας και εμπειρίας και περιορισμένης προβολής. Προωθείται επίσης, η αξιοποίηση διασυνοριακών εταιρικών PPAs από ΑΠΕ εντός ΕΕ αλλά και με τρίτες χώρες, αναδεικνύοντας τον κυριότερο φραγμό ο οποίος αφορά την δραστηριοποίηση πωλητή και αγοραστή σε διαφορετικές αγορές με επακόλουθα θέματα (τιμή ΗΕ, φορολογία, διασυνοριακά δικαιώματα μεταφοράς, τοπικοί κανονισμοί, κ.ά), αλλά και τη χρησιμότητα του ως ένα πολύτιμο εργαλείο για την κάλυψη υψηλών ποσοστών ζήτησης ΗΕ. Τέλος, αναφορικά με τις εγγυήσεις προέλευσης, τα κράτη-μέλη της ΕΕ προτρέπονται να επιτρέπουν την έκδοση τους για τα καθεστώτα δημόσιας στήριξης μειώνοντας την ανάγκη δημόσιας χρηματοδότησης, να εξαλείψουν τα εμπόδια μεταφοράς τους στους αγοραστές και να προχωρήσουν σε περαιτέρω εναρμόνιση του κανονιστικού πλαισίου για την περίπτωση διασυνοριακών συμβολαίων.

Στις 14/3/2023 δημοσιεύεται η πρόταση (EMD Proposal) τροποποιητικού κανονισμού για τη βελτίωση του σχεδιασμού της αγοράς ΗΕ της ΕΕ με 3 βασικούς στόχους: α) την προστασία και ενδυνάμωση των καταναλωτών, β) την ενίσχυση της σταθερότητας και της προβλεψιμότητας του κόστους ενέργειας, καθώς και την επακόλουθη αύξηση της ανταγωνιστικότητας της οικονομίας της ΕΕ, και γ) την προώθηση επενδύσεων ΑΠΕ. Οι PPAs συνεισφέρουν σε καθέναν από τους 3 στόχους, ωστόσο εντός του κειμένου της πρότασης, αντιμετωπίζονται ως βασικό στοιχείο επίτευξης του 2^{ου} στόχου μετριάζοντας τις βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις της τιμής της αγοράς ΗΕ και ως εργαλείο βελτίωσης της αγοράς μακροπρόθεσμων συμβολαίων [26].

Η πρόταση EMD Proposal περιλαμβάνει την τροποποίηση των Κανονισμών 2019/943/ΕΕ και 2019/942/ΕΕ, καθώς και των Οδηγιών 2018/2001/ΕΕ και 2019/944/ΕΕ. Βάσει προτάσεων τροποποίησης του Κανονισμού 2019/943/ΕΕ, απαιτείται η διαθεσιμότητα συστημάτων εγγύησης σε τιμές αγοράς από τα κράτη-μέλη της ΕΕ ώστε να περιοριστεί ο χρηματοοικονομικός κίνδυνος που συνδέεται με την αθέτηση πληρωμών από την πλευρά του αγοραστή που συμμετέχει σε συμφωνία PPA. Επακολούθως, αποτελεί, από τη μία, μέτρο προστασίας ενός παραγωγού που επιθυμεί να υλοποιήσει συμφωνία PPA, και από την άλλη, μέτρο προσβασιμότητας αγοραστών χωρίς οικονομική δυσχέρεια που αντιμετωπίζουν ωστόσο εμπόδια εισόδου στην αγορά των PPAs. Επισημαίνεται δε, ότι το σύστημα εγγύησης θα πρέπει να περιλαμβάνει διατάξεις για την αποφυγή μείωσης ρευστότητας στις αγορές ΗΕ, ενώ δεν θα πρέπει να παρέχεται σε περιπτώσεις αγοράς ΗΕ από ορυκτά καύσιμα. Κατά τον σχεδιασμό κρατικών σχημάτων υποστήριξης της παραγόμενης ΗΕ, τα κράτη-μέλη οφείλουν να επιτρέψουν τη συμμετοχή έργων ΑΠΕ τα οποία δεσμεύουν μέρος της ενέργειας τους για πώληση μέσω PPAs, ενώ κατά τη διαδικασία αξιολόγησης των προσφορών, προτείνεται ενδεικτικά η παροχή προτεραιότητας στους παραγωγούς με υπογεγραμμένη (ή δέσμευση υπογραφής) PPA με έναν ή περισσότερους δυνητικούς αγοραστές που αντιμετωπίζουν εμπόδια εισόδου στην αγορά. Περαιτέρω, προτείνεται η PPA να προσδιορίζει τη ζώνη προσφοράς παράδοσης και την πιθανή ευθύνη εξασφάλισης δια-ζωνικών δικαιωμάτων μεταφοράς σε περιπτώσεις αλλαγής ζώνης, χωρίς όμως να γίνονται περαιτέρω αναφορές για διασυνοριακά PPAs. Τέλος, η PPA συνίσταται να καθορίζει τους όρους αποχώρησης (όπως τέλη εξόδου, προθεσμία προειδοποίησης) ενός εκ των δύο βασικών αντισυμβαλλόμενων βάσει της πολιτικής περί ανταγωνισμού της ΕΕ [26].

Στο πλαίσιο τροποποίησης της Οδηγίας 2019/944/ΕΕ, η πρόταση EMD Proposal εισάγει διατάξεις υποχρέωσης των προμηθευτών και προστασίας των τιμολογίων των καταναλωτών μέσω της εφαρμογής κατάλληλης στρατηγικής αντιστάθμισης (hedging) από τους πρώτους έναντι του ρίσκου αβεβαιότητας διακυμάνσεων της τιμής ΗΕ, υποδεικνύοντας τη χρήση PPAs ως λύση. Ένα άλλο σημείο τροποποίησης αφορά το Άρθρο 4 που αναφέρθηκε παραπάνω, όπου συμπληρώνεται η δυνατότητα διάθεσης περισσότερων από ένα σημείων μέτρησης και

τιμολόγησης που καλύπτονται από το ενιαίο σημείο σύνδεσης των εγκαταστάσεων του καταναλωτή. Ενδυναμώνεται, με αυτό τον τρόπο, περαιτέρω η θέση του καταναλωτή-αγοραστή PPA, ενώ επιτρέπεται η ύπαρξη πολλαπλών ή συνδυαστικά προσαρμοσμένων συμφωνιών [27].

Συγκεκριμένα, η περίπτωση του «VPPA» (υπο-ενότητα 2.1.4), ως χρηματοοικονομικό μέσο σχετιζόμενο με παράγωγα, εμπίπτει πλέον στο πεδίο εφαρμογής του Ευρωπαϊκού Κανονισμού Υποδομών Αγοράς (European Market Infrastructure Regulation – EMIR) [28]. Ο Κανονισμός EMIR τέθηκε σε ισχύ το 2012 με στόχο την εξασφάλιση της διαφάνειας στις εξωχρηματιστηριακές αγορές παραγώγων, τον μετριασμό του πιστωτικού κινδύνου και τη μείωση του λειτουργικού ρίσκου των σχετικών συναλλαγών. Οι αντισυμβαλλόμενοι της VPPA επομένως, υπόκεινται πιθανώς σε υποχρεώσεις αναφοράς λεπτομερών πληροφοριών κάθε σύμβασης που συνάπτεται, καθώς και κάθε τροποποίησης ή λήξης της σε αρχείο καταγραφής συναλλαγών. Η κατανομή της ευθύνης μεταξύ των αντισυμβαλλόμενων και η ύπαρξη αυστηρότερων ή μη υποχρεώσεων διαμορφώνεται αναλόγως του ισχύοντος πλαισίου που ανανεώνεται κατά διαστήματα με νέες κατευθύνσεις και της μορφής και του σκοπού της συμφωνίας, π.χ. εάν η VPPA θεωρείται ότι λειτουργεί ως μέσο αντιστάθμισης κινδύνου για την προστασία του παραγωγού ΑΠΕ και του αγοραστή έναντι των διακυμάνσεων της τιμής της χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ, δεν επιβάλλονται αυστηρότερες απαιτήσεις [7].

Πληθώρα προσπαθειών για τυποποίηση συμφωνητικού PPA λαμβάνει χώρα σε διεθνές και εθνικό επίπεδο, με το πιο διαδεδομένο υπόδειγμα συμφωνίας να είναι το πρότυπο σύμβασης που αναπτύχθηκε το 2019 από την Ευρωπαϊκή Ομοσπονδία Εμπόρων Ενέργειας (European Federation of Energy Traders - EFET) σε συνεργασία με την ένωση RE-Source Platform. Το πρότυπο χωρίζεται σε 2 μέρη, όπου το πρώτο αφορά τις εμπορικές παραμέτρους που αποτελούν αντικείμενο διαπραγμάτευσης μεταξύ των αντισυμβαλλόμενων, όπως είναι η βάση του διακανονισμού της συμφωνίας (φυσική ροή ΗΕ ή μόνο χρηματοοικονομική), η διάρκεια, το μέγεθος και το σχήμα που αφορά την ποσότητα ΗΕ που εντάσσεται στη συμφωνία, το σχήμα τιμολόγησης, η ενσωμάτωση ή μη εγγυήσεων προέλευσης, η αντιμετώπιση θεμάτων για τις απαιτούμενες υπηρεσίες εξισορρόπησης, κ.ά.. Το δεύτερο μέρος περιλαμβάνει γενικότερους όρους διευθέτησης θεμάτων, σχετικά με την κατασκευή και λειτουργία του έργου ΑΠΕ, τις αλλαγές νομοθετικού/ρυθμιστικού πλαισίου, τον τερματισμό της συμφωνίας, την αθέτηση υποχρεώσεων, λόγους ανωτέρας βίας, κ.ά.. Η διμερής φύση της συμφωνίας προωθεί πλήθος παραλλαγών, ωστόσο τυποποιώντας τους όρους στον εφικτό βαθμό, η διαδικασία διαπραγμάτευσης και σύναψης διευκολύνεται και με κατάλληλες προσαρμογές βάσει εθνικής νομοθεσίας και πρακτικής ολοκληρώνεται σε ταχύτερο χρονικό διάστημα [29].

1.3 Στόχοι Ανάπτυξης Έργων ΑΠΕ & Εφαρμογής PPA στην Ελλάδα

Η ΕΕ έχει θέσει φιλόδοξους στόχους, όπως αποτυπώθηκε στην εισαγωγή της ενότητας 1.2, τους οποίους πρέπει να υποστηρίξουν συλλογικά και ατομικά τα κράτη-μέλη. Η δημιουργία του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) που υποβάλλεται από κάθε κράτος-μέλος αποτελεί σημαντική πρωτοβουλία που έχει λάβει η ΕΕ ώστε να ανταποκριθεί στους στόχους της, ενώ περιλαμβάνει τους στόχους, τη στρατηγική και τις πολιτικές που θέτει το κράτος-μέλος σε εθνικό επίπεδο. Η ενότητα 1.3 περιγράφει συνοπτικά του στόχους που τίθενται για την διείσδυση των ΑΠΕ στην Ελλάδα το επόμενο χρονικό διάστημα και το θεσμικό πλαίσιο που υποστηρίζει μέχρι και σήμερα την ανάπτυξη τους, ενώ ειδική αναφορά γίνεται στα συμβόλαια PPA που έχουν πραγματοποιηθεί εντός της χώρας και το νομοθετικό πλαίσιο που διέπει την οργάνωση τους.

1.3.1 Αποτύπωση Στόχων ΑΠΕ της Πρότασης Αναθεώρησης του ΕΣΕΚ

Η Ελλάδα υπέβαλλε το ισχύον ΕΣΕΚ το 2019 μαζί με τα υπόλοιπα κράτη-μέλη, ωστόσο λόγω των αναθεωρημένων στόχων της ΕΕ, όπως επίσης των πρόσφατων γεωπολιτικών εξελίξεων, της ρωσικής εισβολής στην Ουκρανία και του επακόλουθου αντίκτυπου της ενεργειακής κρίσης, εμφανίστηκε η ανάγκη επικαιροποίησης του ΕΣΕΚ. Το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ) παρουσίασε τον Ιανουάριο του 2023 μια πρώτη πρόταση με τους νέους στόχους με μία αναθεώρηση της πρότασης να δημοσιεύεται τον Αύγουστο του 2023. Η υποβολή του αναθεωρημένου Σχεδίου στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή αναμένεται να λάβει χώρα τον Οκτώβριο 2023, ενώ η τελική έκδοση έχει χρονοδιάγραμμα μέχρι τις 30/6/2024.

Η τελευταία διαθέσιμη πρόταση του ΕΣΕΚ (Αύγουστος 2023) πραγματοποιεί μια προσπάθεια συνδυασμού του συνόλου των στόχων που προκύπτουν υπό το πλαίσιο του:

- πρόσφατου Κλιματικού Νόμου της Ελλάδας (Ν. 4936/2022) ο οποίος θέτει ως στόχο τη μείωση κατά 55% των εκπομπών των αέριων του θερμοκηπίου για το 2030 συγκριτικά με τα επίπεδα του 1990, τη μείωση κατά 80% για το 2040 και την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας με μηδενικές εκπομπές μέχρι το 2050 [30], και των
- πρωτοβουλιών πολιτικής της ΕΕ, όπως είναι η «Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία», η «Fit for 55» και το «Σχέδιο REPowerEU», καθώς και κάθε οδηγίας ή κανονισμού που προκύπτει από αυτές

Οι ΑΠΕ προσδιορίζονται ως βασικός πυλώνας της πράσινης μετάβασης με ένα στόχο του 44% ως προς το σύνολο της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας να τίθεται για το 2030, ενώ ο αντίστοιχος στόχος για το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στο τομέα της Η/Π είναι της τάξεως του 79%, νούμερα σημαντικά υψηλότερα από αυτά που είχε καθορίσει το ΕΣΕΚ του 2019. Ως βασικοί παράγοντες προώθησης των ΑΠΕ στην Η/Π, αναγνωρίζονται η αυξημένη ζήτηση ΗΕ ως αποτέλεσμα του εξηλεκτρισμού των μεταφορών και των θερμικών χρήσεων, της διασύνδεσης των νησιών και της παραγωγής πράσινου υδρογόνου, συνδυαστικά με την υιοθέτηση μέτρων, όπως ενίσχυση και επέκταση του δικτύου ΗΕ, πρόγραμμα υποστήριξης των ΑΠΕ μέσω διενέργειας διαγωνισμών και εξασφάλισης σταθερής τιμής αποζημίωσης για την παραγόμενη ΗΕ, ειδικοί διαγωνισμοί και επιδοτήσεις για εγκαταστάσεις αποθήκευσης ΗΕ, προώθηση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, κ.ά.

Ο Πίνακας 1 συγκεντρώνει τους στόχους και τις προβλέψεις για τις τεχνολογίες ΑΠΕ και Αποθήκευσης ΗΕ μέχρι την περίοδο του 2050, όπως παρουσιάζονται στην τελευταία διαθέσιμη έκδοση της πρότασης του ΕΣΕΚ. Παρατηρώντας με προσοχή τα δεδομένα για τα χερσαία αιολικά και τα Φ/Β τα οποία αποτελούν τις κύριες τεχνολογίες ΑΠΕ που εμπλέκονται σε διμερείς συμφωνίες αγοραπωλησίας ΗΕ την παρούσα χρονική στιγμή, γίνεται διακριτός ο φιλόδοξος στόχος αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των χερσαίων αιολικών και των Φ/Β κατά 12 περίπου GW μέχρι το 2030 (συγκριτικά με την εκτίμηση του 2021). Ωστόσο, κατά ένα μεγάλο μέρος, υποστηρίζεται από την διενέργεια ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών έως και το 2024 (υπο-ενότητα 1.3.2) και επομένως, της επέκταση του συστήματος κρατικής επιδότησης της παραγόμενης ΗΕ. Υποδαυλίζεται οπότε, το ενδιαφέρον διερεύνησης σύναψης PPA από μεγάλο πλήθος παραγωγών ΑΠΕ. Αναφορά γίνεται στην εφαρμογή του σχήματος «green pool» μέσω του οποίου αναμένεται η εγκατάσταση αιολικών και Φ/Β ισχύος 4 GW για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μεγάλων ενεργών βιομηχανιών μέσω PPAs, ενώ για τους μικρότερους αγοραστές, εξετάζεται η παροχή κρατικής εγγύησης στις PPAs για την κάλυψη του ρίσκου αντισυμβαλλόμενου. Επιπρόσθετα, γίνονται προσπάθειες δημιουργίας πλατφόρμας από το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (ΕΧΕ) για την προώθηση των διαπραγματεύσεων PPAs μεταξύ παραγωγών ΑΠΕ και αγοραστών. Τέλος, η υψηλή διείδυση των ΑΠΕ οφείλει να συνοδεύεται με την παράλληλη ανάπτυξη υποδομών αποθήκευσης ΗΕ για την εξισορρόπηση και τη σταθεροποίηση του συστήματος ΗΕ. Προγράμματα επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης, όπως επίσης μηχανισμός αμοιβής

διαθεσιμότητας ισχύος για την παροχή υπηρεσιών ευελιξίας και εφεδρειών με έμφαση την αποθήκευση, την απόκριση της ζήτησης και την παροχή υπηρεσιών μεγάλης ανόδου ή καθόδου φορτίου είναι μέτρα που λαμβάνει η στρατηγική της Ελλάδας εντός του ΕΣΕΚ [31].

Πίνακας 1: Στόχοι Πρότασης Αναθεώρησης του ΕΣΕΚ – Κείμενο Αυγούστου 2023

	Εκτίμηση 2021	Στόχος ΕΣΕΚ 2019 για το 2030	Κεντρικό Σενάριο					
			2025	2030	2035	2040	2045	2050
Μερίδιο ΑΠΕ ως προς την ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας (%)	22%	35%	31%	44%	65%	83%	97%	105%
Τελική κατανάλωση ενέργειας (εκατ. toe)	15,65	16,5	16,6	15,4	13,8	12,8	12	11,5
Ποσοστό Συμμετοχής ΑΠΕ στην Ηλεκτροπαραγωγή (%)	36%	61%	58%	79%	94%	96%	96%	97%
Σύνολο Ηλεκτροπαραγωγής (TWh)	53,9	60,5	57	65,6	86,8	113,3	156,4	173,7
Εγκατεστημένη Ισχύς Χερσαίων Αιολικών (GW)	4,7	7,1	6	7,6	8,5	9,2	11,8	11,9
Εγκατεστημένη Ισχύς Υπεράκτιων Αιολικών (GW)	-	-	-	1,9	6,2	9,8	15,4	17,3
Εγκατεστημένη Ισχύς Φ/Β (GW)	4,3	7,7	8,2	13,4	18,7	25,4	35,2	40,3
Εγκατεστημένη Ισχύς Υδροηλεκτρικών – Μικρών & Μεγάλων (GW)	3,1	3,7	3,1	3,8	3,8	3,8	3,8	3,9
Εγκατεστημένη Ισχύς Λοιπών ΑΠΕ (GW)	0,4	0,7	0,5	0,6	1,3	1,8	2	2,1
Εγκατεστημένη Ισχύς Αποθήκευσης ΗΕ μέσω Μπαταριών (GW)	0	1,25	1,9	3,1	3,6	8,8	19,1	22,6
Εγκατεστημένη Ισχύς Αποθήκευσης ΗΕ μέσω Αντλιοσταμίου (GW)	0,7	1,4	1,4	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

1.3.2 Εξέλιξη Θεσμικού Πλαισίου Συστημάτων Υποστήριξης & Αποζημίωσης της Παραγωγής Πράσινης ΗΕ από στην Ελλάδα

Πληθώρα νομοθετικών και ρυθμιστικών διατάξεων θεσπίζονται κατά περιόδους με στόχο την προώθηση της πράσινης παραγωγής ΗΕ και την συμμόρφωση με τους ευρύτερους στόχους που έχει θέσει η Ελλάδα για την περαιτέρω διεύθυνση των ΑΠΕ. Πολλές φορές, ένας παραγωγός ΑΠΕ που διερευνά τις επιλογές συμμετοχής του σε ένα συμβόλαιο PPA, εξετάζει τις πιθανές εναλλακτικές όπως και τις εξελίξεις του θεσμικού πλαισίου ώστε να αποκτήσει καλύτερη γνώση της αγοράς και να είναι σε ισχυρή θέση διαπραγμάτευσης. Καθώς η τιμή αποτελεί ίσως το βασικότερο παράγοντα διαπραγμάτευσης μιας διμερούς συμφωνίας, η υπο-ενότητα 1.3.2 επικεντρώνεται στα καθεστώτα υποστήριξης και αποζημίωσης της MWh που παράγεται από ΑΠΕ και εγχέεται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ, παραθέτοντας ιστορικά από το 1994 μέχρι και σήμερα τα σημαντικότερα σχετικά σημεία του Ελληνικού πλαισίου.

Νόμος 2244/1994:

Με το Ν. 2244/1994 [32] καθορίζονται για πρώτη φορά τιμές αποζημίωσης για την Η/Π από σταθμούς ΑΠΕ. Βάσει της §2 του Άρθρου 2, η ΗΕ που παράγεται από ανεξάρτητους παραγωγούς και το πλεόνασμα ΗΕ των αυτοπαραγωγών που εγγέεται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ, διατίθενται αποκλειστικά στη ΔΕΗ, η οποία, ως ο μοναδικός προμηθευτής ΗΕ τότε, είχε την υποχρέωση να την αγοράζει. Η υποχρέωση δεν υφίσταται σε περιπτώσεις όπου οι τοπικές συνθήκες δεν επιτρέπουν τη διάθεση του πλεονάσματος ΗΕ από αυτοπαραγωγό στην κατανάλωση, ενώ η διάρκεια της σύμβασης μεταξύ ανεξάρτητου παραγωγού και ΔΕΗ ορίζεται στα 10 έτη με δυνατότητα ανανέωσης.

Η τιμολογιακή πολιτική για τους διασυνδεδεμένους σταθμούς βασίζεται στις εξής αρχές (§3 Άρθρου 2):

- Τιμολόγηση των ανεξάρτητων παραγωγών (σύνδεση με δίκτυα ΜΤ και ΥΤ):
 - Πίστωση Ενέργειας: Όλες οι kWh ΗΕ από ΑΠΕ πιστώνονται στο 90% του σκέλους ενέργειας του αντίστοιχου τιμολογίου γενικής χρήσης,
 - Πίστωση Ισχύος: 50% του σκέλους ισχύος του αντίστοιχου τιμολογίου γενικής χρήσης
- Τιμολόγηση των αυτοπαραγωγών (σύνδεση με δίκτυα ΧΤ, ΜΤ, ΥΤ):
 - Πίστωση Ενέργειας: Οι kWh ΗΕ που παράγονται από ΑΠΕ και διοχετεύονται στο δίκτυο ΗΕ, πιστώνονται στο 70% του σκέλους ενέργειας του αντίστοιχου τιμολογίου γενικής χρήσης

Σημειώνεται ότι οι παραπάνω διατάξεις καταργήθηκαν και αντικαταστάθηκαν από ρυθμίσεις του Ν. 2773/1999.

Νόμος 2773/1999:

Η ΔΕΗ συνεχίζει να έχει τις ίδιες υποχρεώσεις αγοράς της Η/Π από ΑΠΕ με τη σύμβαση μεταξύ ανεξάρτητου παραγωγού και ΔΕΗ να παραμένει 10ετής με δυνατότητα ανανέωσης. Σύμφωνα με τις παραγράφους 1-4 του Άρθρου 38, η τιμολογιακή πολιτική στο διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ ακολουθεί τη μορφή του Ν. 2244/1994:

- Για την παραγωγή ή συμπαραγωγή ΗΕ από ΑΠΕ από ανεξάρτητους παραγωγούς:
 - Πίστωση Ενέργειας: Όλες οι kWh ΗΕ πιστώνονται στο 90% του σκέλους ενέργειας του εκάστοτε ισχύοντος τιμολογίου ΜΤ γενικής χρήσης,
 - Πίστωση Ισχύος: 50% του σκέλους ισχύος του ίδιου τιμολογίου
- Για το πλεόνασμα ΗΕ αυτοπαραγωγών:
 - Πίστωση Ενέργειας: Οι kWh ΗΕ από παραγωγή ή συμπαραγωγή από ΑΠΕ πιστώνονται στο 70% του σκέλους ενέργειας του εκάστοτε ισχύοντος τιμολογίου ΧΤ, ΜΤ ή ΥΤ γενικής χρήσης

Οι τιμές που καθορίζονται παραπάνω θεωρούνται ως μέγιστες, επί των οποίων πιθανώς να παρέχονται εκπτώσεις κατά την διαδικασία αδειοδότησης νέων σταθμών παραγωγής [33].

Νόμος 3468/2006:

Ο Ν. 3468/2006 [34] είναι εκ των καθοριστικότερων νομοθετικών ρυθμίσεων που έλαβαν χώρα στην Ελλάδα για την ανάπτυξη και διεύθυνση των ΑΠΕ. Για την ένταξη σταθμών ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ, υποχρεωτική καθίσταται η σύναψη 10ετούς σύμβασης πώλησης ΗΕ μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και του κατόχου άδειας παραγωγής ΗΕ, με δυνατότητα μονομερούς 10ετούς παράτασης από τον δεύτερο. Συγκεκριμένα, για την

περίπτωση υβριδικού σταθμού, η σύμβαση πώλησης έχει διάρκεια 20 ετών, με δυνατότητα παράτασης μετά από συμφωνία των μερών, εφόσον ισχύει η άδεια παραγωγής (Άρθρο 12).

Σύμφωνα με το Άρθρο 13, η ΗΕ που παράγεται από παραγωγό ΑΠΕ και απορροφάται από το διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ, τιμολογείται σε σταθερή τιμή (Πίνακας 2). Οι ίδιες τιμές ισχύουν και για αυτοπαραγωγούς ΗΕ από ΑΠΕ μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος 35 MW και μέγιστο πλεόνασμα κάλυψης του 20% της ετήσιας συνολικής παραγόμενης ΗΕ. Οι τιμές δύνανται να αναπροσαρμόζονται ετησίως ακολουθώντας τις μεταβολές των τιμολογίων της ΔΕΗ ή σε ποσοστό 80% του δείκτη των τιμών καταναλωτή του προηγούμενου έτους.

Πίνακας 2: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ σύμφωνα με το Ν. 3468/2006 [34]

Κατηγορία Σταθμών	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)
Χερσαία Αιολικά	73
Θαλάσσια Αιολικά	90
ΜΥΗΣ (≤ 15 MWe)	73
Φ/Β (≤ 100 kWp)	450
Φ/Β (> 100 kWp)	400
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί (≤ 5 MWe)	250
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί (>5 MWe)	230
Γεωθερμία, Βιομάζα, Αέρια ΧΥΤΑ, Βιοαέρια, Λουιές ΑΠΕ	73

Νόμος 3734/2009:

Η αποζημίωση της παραγόμενης ΗΕ των διασυνδεδεμένων Φ/Β έργων βάσει Ν. 3468/2006 επαναπροσδιορίζεται και αντικαθίσταται υπό το πλαίσιο της §3 Άρθρο 27Α του Ν. 3734/2009 (Πίνακας 3) το οποίο αφορά επίσης και την περίπτωση συμβάσεων πώλησης ΗΕ που έχουν ήδη συναφθεί χωρίς ωστόσο να είναι σε λειτουργία οι συμβαλλόμενοι Φ/Β σταθμοί, ενώ οι τιμές αναπροσαρμόζονται ετησίως επί τη βάση του 25% του δείκτη τιμών καταναλωτή του προηγούμενου έτους. Η 10ετής αρχική σύμβαση πώλησης ΗΕ για τα Φ/Β με 10ετή ανανέωση του Ν. 3468/2006, πλέον αντικαθίσταται από 20ετές συμβόλαιο (§5 Άρθρο 27Α του Ν. 3734/2009). Κατ' επέκταση, δόθηκε η δυνατότητα σε εν λειτουργία Φ/Β σταθμούς που είχαν ήδη συνάψει σύμβαση πώλησης ΗΕ να τροποποιήσουν τη σύμβαση και να λάβουν την τιμή αναφοράς του Φεβρουαρίου 2019 του Ν. 3734/2009 για το υπολειπόμενο διάστημα της 20ετίας. Εναλλακτικά, δυνατή είναι η συνέχιση εκτέλεσης της ισχύουσας σύμβασης (βάσει Ν. 3468/2006) και εφόσον αργότερα επέλθει 10ετής ανανέωση, η τιμή πώλησης να οριστεί δυνάμει της αντίστοιχης ημερομηνίας ανανέωσης, όπως απεικονίζει ο Πίνακας 3 [35].

Πίνακας 3: Τιμολόγηση ΗΕ που παράγεται από Φ/Β σταθμούς και εγχέεται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ σύμφωνα με το Ν. 3734/2009 [35]

Έτος – Μήνας [Ημερομηνία Υπογραφής Σύμβασης Αγοραπωλησίας ΗΕ] ή [Ημερομηνία Έναρξης Λειτουργίας Σταθμού]	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	> 100 kWp	≤ 100 kWp
2009 Φεβρουάριος	400	450
2009 Αύγουστος	400	450
2010 Φεβρουάριος	400	450
2010 Αύγουστος	392,04	441,05
2011 Φεβρουάριος	372,83	419,43
2011 Αύγουστος	351,01	394,88
2012 Φεβρουάριος	333,81	375,53
2012 Αύγουστος	314,27	353,56
2013 Φεβρουάριος	298,87	336,23
2013 Αύγουστος	281,38	316,55

Έτος – Μήνας [Ημερομηνία Υπογραφής Σύμβασης Αγοραπωλησίας ΗΕ] ή [Ημερομηνία Έναρξης Λειτουργίας Σταθμού]	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	> 100 kWp	≤ 100 kWp
2014 Φεβρουάριος	268,94	302,56
2014 Αύγουστος	260,97	293,59
Για κάθε έτος ν από 2015 και μετά	1,3χμΟΤΣ _{ν-1}	1,4χμΟΤΣ _{ν-1}
μΟΤΣ _{ν-1} : Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος κατά το προηγούμενο έτος ν-1		

Νόμος 3851/2010:

Βάσει §1 του Άρθρου 5, η σύμβαση πώλησης ΗΕ από ΑΠΕ δεν απαιτεί πλέον ανανέωση στα 10 έτη (αρχικό κείμενο του Ν. 3468/2006), αλλά ισχύει για 20 έτη με δυνατότητα παράτασης μετά από συμφωνία των μερών, εφόσον υπάρχει εν ισχύ σχετική άδεια παραγωγής. Ειδικά, η σύμβαση για ηλιοθερμικούς σταθμούς Η/Π είναι 25ετής με δυνατότητα παράτασης.

Με την §2 του Άρθρου 5, γίνεται προσπάθεια ορθολογικοποίησης των τιμών πώλησης ΗΕ διασυνδεδεμένων ΑΠΕ μέσω του επανακαθορισμού τους (Πίνακας 4) και αντικατάσταση της §1 Άρθρο 13 του Ν. 3468/2006. Εξαιρούνται τα Φ/Β, οι τιμές των οποίων ορίστηκαν στο Ν. 3734/2009 (Πίνακας 3). Ίδιες τιμές ισχύουν και για αυτοπαραγωγούς ΗΕ από ΑΠΕ μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος 35 MW και μέγιστο πλεόνασμα κάλυψης του 20% της ετήσιας συνολικής παραγόμενης ΗΕ. Επιπρόσθετα, η παραγόμενη ΗΕ από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών, αποζημιώνεται προσαυξημένη κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό, εφόσον δεν υφίσταται δημόσια επιχορήγηση των επενδύσεων [36].

Πίνακας 4: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ σύμφωνα με το Ν. 3851/2010 [36]

Κατηγορία Σταθμών	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)
Χερσαία Αιολικά (> 50 kW)	87,85
Χερσαία Αιολικά (≤ 50 kW)	250
Φωτοβολταϊκά Στεγών (≤ 10 kWp) ⁶	550
ΜΥΗΣ (≤ 15 MWe)	87,85
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – χωρίς αποθήκευση	264,85
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – με αποθήκευση τουλάχιστον για 2 ώρες	284,85
Γεωθερμία – χαμηλή θερμοκρασία	150
Γεωθερμία – υψηλή θερμοκρασία	99,45
Βιομάζα (≤ 1 MW)	200
Βιομάζα (> 1 MW και ≤ 5 MW)	175
Βιομάζα (> 5 MW)	150
Αέρια ΧΥΤΑ (≤ 2 MW)	120
Αέρια ΧΥΤΑ (> 2 MW)	99,45
Βιοαέριο (≤ 3 MW)	220
Βιοαέριο (> 3 MW)	200
Λοιπές ΑΠΕ (εκτός Φ/Β)	87,85

Νόμος 4254/2014:

Στο πλαίσιο μέτρων στήριξης και ανάπτυξης της Ελληνικής οικονομίας, αναπροσαρμόζονται οι τιμές αποζημίωσης της παραγόμενης ΗΕ (Πίνακας 5) των εν λειτουργία διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ σύμφωνα με το Ν. 4254/2014 που δημοσιεύτηκε στις 7/4/2014 [37]. Εξαιτίας του επαναπροσδιορισμού των υφιστάμενων τιμών αποζημίωσης, η σύμβαση πώλησης (ή σύμβαση συμψηφισμού του Ειδικού Προγράμματος Φ/Β Στεγών) σταθμών που είναι σε

⁶ Σημειώνεται ότι το Πρόγραμμα Φ/Β Στεγών έχει διάρκεια ίση με 25 έτη

λειτουργία λιγότερο από 12 έτη (με σημείο αναφοράς την 1^η Ιανουαρίου 2014), επεκτείνεται αυτοδίκαια κατά 7 έτη, με τους παραγωγούς να έχουν την επιλογή αποζημίωσης σε σταθερή τιμή των 90 €/MWh για προκαθορισμένη ποσότητα ΗΕ είτε να αναμένουν προσδιορισμό της τιμής βάσει μεθοδολογίας του ΥΠΕΝ. Από την άλλη, ο Πίνακας 6 προβάλλει τις τιμές αναφοράς για νεοεισερχόμενους σταθμούς ΑΠΕ, αποτελώντας ουσιαστικά τροποποίηση του Ν. 3468/2006 (Πίνακας 2) και του Ν. 3851/2010 (Πίνακας 4). Εξαιρέση αποτελούν τα Φ/Β, οι τιμές των οποίων συνεχίζουν να ορίζονται βάσει του Ν. 3734/2009.

Πίνακας 5: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ εν λειτουργία διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ σύμφωνα με το Ν. 4254/2014⁷ [37]

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

⁷ Σημείωση:

- ΧΕ: Υλοποίηση της επένδυσης χωρίς τη χρήση δημόσιας ενίσχυσης
- ΜΕ: Υλοποίησης της επένδυσης με τη χρήση δημόσιας ενίσχυσης

Περίοδος Διασύνδεσης	Αιολικοί Σταθμοί				ΜΥΗΣ			
	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)							
	P ≤ 5 MW		P > 5 MW		P ≤ 1 MW		P > 1 MW	
	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ
Έως 31/12/2006	107	87	107	84	107	87	107	84
Από 01/01/2007	107	89	107	86	107	89	107	87

Πίνακας 6: Τιμολόγηση παραγόμενης ΗΕ νεοεισερχόμενων διασυνδεδεμένων σταθμών ΑΠΕ που δεν είναι σε λειτουργία σύμφωνα με το Ν. 4254/2014 [37]

Κατηγορία Σταθμών	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	ΧΕ	ΜΕ
Χερσαία Αιολικά (≤ 5 MW)	105	85
Χερσαία Αιολικά (> 5 MW)	105	82
ΜΥΗΣ (≤ 1 MWe)	105	85
ΜΥΗΣ (> 1 MWe και ≤ 5 MWe)	105	83
ΜΥΗΣ (> 5 MWe και ≤ 15 MWe)	100	80
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – χωρίς αποθήκευση	260	200
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – με αποθήκευση τουλάχιστον για 2 ώρες	280	220
Γεωθερμία – χαμηλή θερμοκρασία	143	130
Γεωθερμία – υψηλή θερμοκρασία	110	100
Βιομάζα (≤ 1 MW)	198	180
Βιομάζα (> 1 MW και ≤ 5 MW)	170	155
Βιομάζα (> 5 MW)	148	135
Αέρια ΧΥΤΑ (≤ 2 MW)	131	114
Αέρια ΧΥΤΑ (> 2 MW)	108	94
Βιοαέριο (≤ 3 MW)	230	209
Βιοαέριο (> 3 MW)	209	190
Λοιπές ΑΠΕ (εκτός Φ/Β)	90	80

Νόμος 4414/2016:

Μέσω του Ν. 4414/2016 [38] αναπτύσσεται ένα νέο καθεστώς στήριξης των σταθμών παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ όπου η αποζημίωση είναι άμεσα εξαρτώμενη της αγοράς ΗΕ που καθίσταται πλέον χρηματιστηριακό προϊόν, ενώ παράλληλα παρέχεται σταθερό επενδυτικό περιβάλλον. Η Ελλάδα μεταβαίνει σε ένα σύστημα όπου από 1/1/2017 η στήριξη των περισσότερων έργων ΑΠΕ παρέχεται μέσω της διενέργειας ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών (διαγωνισμών) με τους επιλεγμένους σταθμούς να εντάσσονται στο κατάλληλο καθεστώς αναλόγως εγκατεστημένης ισχύος και την απόδοση λειτουργικής ενίσχυσης με τη μορφή αμφίδρομου (two-way) συμβολαίου επί της διαφοράς (Contract for Difference - CfD) να προωθείται για την πλειονότητα των κατηγοριών των Φ/Β και αιολικών.

Βάσει Άρθρου 3, οι διασυνδεδεμένοι σταθμοί που τίθενται σε λειτουργία από 1/1/2016 και έπειτα, εντάσσονται σε 2 διακριτές κατηγορίες 20ετών συμβάσεων καθεστώτων στήριξης, με εξαίρεση την περίπτωση των ηλιοθερμικών που εντάσσονται σε 25ετείς συμβάσεις:

- α) Συμβάσεις Λειτουργικής Ενίσχυσης Σταθερής Τιμής (ΣΕΣΤ) με τιμολόγηση βάσει συστήματος σταθερής τιμής FiT (Feed-in-Tariff) και αφορούν:
 - ο αιολικά εγκατεστημένης ή μέγιστης ισχύος μικρότερης των 3 MW,
 - ο λοιπά ΑΠΕ εγκατεστημένης ή μέγιστης ισχύος μικρότερης των 500 kW,

- ο καινοτόμα έργα που εγκαθίστανται από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ), πανεπιστημιακά ιδρύματα, ερευνητικά ιδρύματα και ινστιτούτα υπό το πλαίσιο προγράμματος και για διάρκεια ίση με την διάρκεια του προγράμματος

Η σταθερή τιμή αποζημίωσης ταυτίζεται με την Τιμή Αναφοράς (ΤΑ) ανά κατηγορία ή τεχνολογία σταθμών, ή ανά έργο εάν προκύπτει από την διενέργεια διαγωνισμών.

- β) Συμβάσεις Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης (ΣΕΔΠ) με τιμολόγηση βάσει συστήματος διαφορικής προσαύξησης FiP (Feed-in-Premium) και αφορούν:

- ο ΑΠΕ που δεν ανήκουν σε κατηγορίες ΣΕΣΤ και έχουν υποχρέωση συμμετοχής στην αγορά ΗΕ είτε απευθείας μέσω εγγραφής του κατόχου ως Συμμετέχοντα, είτε μέσω εκπροσώπησης του σταθμού από κάποιο Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης που αναλαμβάνει εκ μέρους του κατόχου τα δικαιώματα και υποχρεώσεις (συμπεριλαμβανομένων των όποιων ευθυνών εξισορρόπησης) συμμετοχής στην αγορά ΗΕ

Η διαφορική προσαύξηση (€/MWh), της μορφής αμφίδρομου CfD, υπολογίζεται μηνιαίως ως η διαφορά της Ειδικής Τιμής Αγοράς (ΕΤΑ)⁸ της συγκεκριμένης τεχνολογίας ΑΠΕ από την Τιμή Αναφοράς (ΤΑ) που διέπει τη ΣΕΔΠ και η οποία ορίζεται όπως και στην περίπτωση των ΣΕΣΤ.

Όπως ορίζεται στην §7 του Άρθρου 3 για τις περιπτώσεις των επενδυτών ΑΠΕ που επιθυμούν τη λήψη επενδυτικής ενίσχυσης στα πλαίσια συμβάσεων ΣΕΣΤ και ΣΕΔΠ που δεν προέρχεται εξ' ολοκλήρου από Ευρωπαϊκά Προγράμματα, τα έσοδα της λειτουργικής ενίσχυσης απομειώνονται κατά το ποσό που υπολογίζεται με βάση ένα Συντελεστή Απομείωσης του Κεφαλαίου (ΣΑΚ) που εφαρμόζεται επί του ποσού επενδυτικής ενίσχυσης που έχει καταβληθεί στον κάτοχο του σταθμού ΑΠΕ.

Ο Πίνακας 7 αποτυπώνει την ΤΑ επί της οποίας υπολογίζεται η λειτουργική ενίσχυση της παραγόμενης ΗΕ που εγχέεται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο από σταθμό (εκτός Φ/Β) με ΣΕΣΤ ή ΣΕΔΠ, εξαιρουμένης της περίπτωσης διαγωνισμών όπου η ΤΑ προκύπτει από την υποβολή προσφοράς στη διαδικασία που συμμετείχε ο κάτοχος της μονάδας (Άρθρο 4). Η ΤΑ για Φ/Β ισχύος μικρότερης των 500 kW που τίθενται σε λειτουργία από 1/1/2016 υπολογίζεται βάσει Ν. 3734/2009 (Πίνακας 3), πέρα αυτών που συμμετέχουν σε διαγωνισμούς (§3 Άρθρο 4). Τα Φ/Β με ισχύ μεγαλύτερη ή ίση των 500kW λαμβάνουν λειτουργική ενίσχυση μόνο μετά από συμμετοχή σε ανταγωνιστικές διαδικασίες (§18 Άρθρο 3).

Σημειώνεται ότι λειτουργική ενίσχυση παρόμοιας μορφής εφαρμόζεται και για το πλεόνασμα ΗΕ που εγχέεται στο δίκτυο ΗΕ από αυτοπαραγωγούς βάσει ειδικών ρυθμίσεων.

Πίνακας 7: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων σταθμών παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με το Ν. 4414/2016 [38]

Κατηγορία Σταθμών	ΤΑ (€/MWh)
Χερσαία Αιολικά	98
ΜΥΗΣ (≤ 3 MWe)	100
ΜΥΗΣ (> 3 MWe και ≤ 15 MWe)	97
Βιομάζα – εκτός Αεριοποίησης (≤ 1 MW)	184
Βιομάζα – Αεριοποίηση (≤ 1 MW)	193
Βιομάζα (> 1 MW και ≤ 5 MW)	162
Βιομάζα (> 5MW)	140

⁸ ΕΤΑ: η ανηγμένη μηνιαία μεσοσταθμική αξία της εγχεόμενης ΗΕ σε €/MWh ανά τεχνολογία ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, ο υπολογισμός της οποίας εξαρτάται από την τιμή που διαμορφώνεται στην αγορά επόμενης ημέρας και τη συνολική παραγωγή ΗΕ της συγκεκριμένης τεχνολογίας που απορροφάται από το διασυνδεδεμένο δίκτυο ΗΕ

Κατηγορία Σταθμών	ΤΑ (€/MWh)
Αέρια ΧΥΤΑ (≤ 2 MW)	129
Αέρια ΧΥΤΑ (> 2 MW)	106
Βιοαέριο από Βιομάζα (≤ 3 MW)	225
Βιοαέριο από Βιομάζα (> 3 MW)	204
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – χωρίς αποθήκευση	257
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – με αποθήκευση τουλάχιστον για 2 ώρες	278
Γεωθερμία (≤ 5 MWe)	139
Γεωθερμία (> 5 MWe)	108
Λοιπές ΑΠΕ (εκτός Φ/Β)	90

Μέσω της §4 του Άρθρου 13, προσδιορίζεται 20ετής διάρκεια ισχύος της σύμβασης πώλησης ΗΕ του Ν. 3468/2006 για την πλειονότητα των τεχνολογιών ΑΠΕ, εκτός των ηλιοθερμικών σταθμών Η/Π των οποίων η διάρκεια ορίζεται στα 25 έτη. Τέλος, με την §19 του Άρθρου 3, διευκρινίζεται ότι οι κάτοχοι σταθμών παραγωγής που έχουν συνάψει σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης ή σύμβαση πώλησης του Ν. 3468/2006 ή αντίστοιχη σύμβαση αγοραπωλησίας ΗΕ προ του Ν. 3468/2006, και οι σταθμοί τους συνεχίζουν να λειτουργούν μετά τη λήξη της αντίστοιχης σύμβασης, δεν λαμβάνουν λειτουργική ενίσχυση αλλά αποζημιώνονται μόνο στο πλαίσιο συμμετοχής των σταθμών τους στην αγορά ΗΕ.

Νόμος 4602/2019:

Ο Πίνακας 7 του Ν. 4414/2016 εμπλουτίζεται με την προσθήκη 2 κατηγοριών για Φ/Β. Η ημερομηνία έναρξης ισχύος της νέας ΤΑ που δείχνει ο Πίνακας 8 για την κατηγορία «Φ/Β (< 500 kW)» ορίστηκε για την 1/1/2020, αντικαθιστώντας την τιμή του Ν. 3734/2009 η εφαρμογή της οποίας ολοκληρώνεται μέχρι 31/12/2019.

Πίνακας 8: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων Φ/Β εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με το Ν. 4602/2019 [39]

Κατηγορία Σταθμών	ΤΑ (€/MWh)
Φ/Β (< 500 kW)	1,05* [μεσοσταθμική ΤΑ που προέκυψε κατά τις 3 προηγούμενες πριν την τελευταία ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών που αφορούν στην ίδια τεχνολογία]
Φ/Β – Ενεργειακές Κοινότητες (≤ 1 MW) Φ/Β – Αγροτικά (> 200 kW και < 500 kW)	1,1* [μεσοσταθμική ΤΑ που προέκυψε κατά τις 3 προηγούμενες πριν την τελευταία ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών που αφορούν στην εν λόγω κατηγορία Φ/Β σταθμών ή, αν δεν έχουν διενεργηθεί διαγωνισμοί στην κατηγορία, στην ίδια τεχνολογία]

Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882/2019:

Η ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882 δημοσιεύθηκε στις 27/3/2019 και επαναπροσδιορίζει τις ΤΑ του Ν. 4414/2016 για τα χερσαία αιολικά που τίθενται σε λειτουργία [40], ωστόσο η εφαρμογή της παρατείνεται συνεχώς με την τελευταία παράταση να ορίζει την 1/1/2025 ως ημερομηνία έναρξης ισχύος των νέων ΤΑ βάσει του Άρθρου 165 του Ν. 5037/2023 [41].

Πίνακας 9: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων χερσαίων αιολικών εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882/2019 [40]

Κατηγορία Σταθμών	ΤΑ (€/MWh)
Χερσαία Αιολικά (> 3 MW)	70
Χερσαία Αιολικά (> 60 kW και ≤ 3 MW)	79

Κατηγορία Σταθμών	ΤΑ (€/MWh)
Χερσαία Αιολικά που εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής των διατάξεων της απόφασης της ΡΑΕ 904/2011, όπως έχει διαμορφωθεί μετά τροποποιήσεων	65
Χερσαία Αιολικά – Ενεργειακές Κοινότητες (> 60 kW και ≤ 6 MW)	82

Νόμος 4643/2019:

Το Άρθρο 20 του Ν. 4643/2019 [42] προβλέπει την προσθήκη διατάξεων στο Ν. 4414/2016 σχετικά με την προώθηση συμμετοχής των σταθμών ΑΠΕ στη χονδρεμπορική αγορά ΗΕ χωρίς σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης. Οι σταθμοί ΑΠΕ συμμετέχουν στην αγορά είτε απευθείας μέσω εγγραφής του κατόχου ως Συμμετέχοντα είτε μέσω εκπροσώπησης από κάποιο Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης, με τις όποιες ευθύνες εξισορρόπησης. Η δυνατότητα ισχύει και για παραγωγούς ΑΠΕ που έχουν ήδη καταρτίσει συμβάσεις λειτουργικής ενίσχυσης του Ν. 4414/2016 ή συμβάσεις πώλησης του Ν. 3468/2006 και δεν έχουν λάβει επενδυτική ενίσχυση. Προϋπόθεση για τους τελευταίους αποτελεί να μην έχει παρέλθει διάστημα 4 ετών από την έναρξη δοκιμαστικής λειτουργίας του σταθμού, ενώ σε περίπτωση επιλογής άσκησης του δικαιώματος, επέρχεται αυτοδίκαιη λύση της υφιστάμενης σύμβασης. Επιπρόσθετα, οι παραγωγοί ΑΠΕ που παίρνουν μέρος σε διαγωνισμούς, δύνανται να συμμετέχουν στη διαδικασία για μέρος της εγκατεστημένης ή μέγιστης ισχύος παραγωγής λαμβάνοντας λειτουργική ενίσχυση μόνο για το μέρος αυτό. Για το υπόλοιπο μέρος, μπορούν συμμετέχουν στην χονδρεμπορική αγορά ΗΕ.

Μια άλλη σημαντική τροποποίηση του Ν. 4414/2016 που προβλέπει η §1 Άρθρο 26 του Ν. 4643/2019 είναι η αλλαγή του ορίου ισχύος της κατηγορίας ΣΕΣΤ που από 1/1/2020 αφορά:

- ΑΠΕ εγκατεστημένης ή μέγιστης ισχύος παραγωγής κάτω των 400 kW (ακολουθεί περαιτέρω μείωση του ορίου σε 200 kW από 1/1/2026),
- καινοτόμα έργα που εγκαθίστανται από το ΚΑΠΕ, πανεπιστημιακά ιδρύματα, ερευνητικά ιδρύματα και ινστιτούτα υπό το πλαίσιο προγράμματος και για διάρκεια ίση με την διάρκεια του προγράμματος

Οι κάτοχοι σταθμών εγκατεστημένης ή μέγιστης ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης των 100 kW αποκτούν το δικαίωμα επιλογής σύναψης ΣΕΔΠ, το οποίο ισχύει και για σταθμούς με ενεργή σύμβαση ΣΕΣΤ για χρονική διάρκεια ίση με το υπολειπόμενο διάστημα της προηγούμενης υπογεγραμμένης ΣΕΣΤ. Τέλος, δυνάμει της §3 του Άρθρου 26, προστίθεται Άρθρο 5Α στο Ν. 4414/2016, ώστε από 1/1/2020, οι εν λειτουργία (από 4/7/2019) σταθμοί εγκατεστημένης ή μέγιστης ισχύος παραγωγής μεγαλύτερης ή ίσης των 400 kW των οποίων οι κάτοχοι έχουν συνάψει ΣΕΣΤ να είναι υπεύθυνοι για τις αποκλίσεις που προκαλούν.

Νόμος 4903/2022:

Το Άρθρο 57 του Ν. 4903/2022 επέφερε περαιτέρω τροποποιήσεις στις κατηγορίες και τις ΤΑ του Ν. 4414/2016 για τα χερσαία αιολικά που τίθενται σε λειτουργία από 1/4/2022 μέχρι και την έναρξη εφαρμογής των ρυθμίσεων της ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882 [43].

Πίνακας 10: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων χερσαίων αιολικών εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με το Ν. 4903/2022 [43]

Κατηγορία Σταθμών	ΤΑ (€/MWh)
Χερσαία Αιολικά (> 6 MW)	70
Χερσαία Αιολικά (> 60 kW και ≤ 6 MW)	89
Χερσαία Αιολικά που εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής των διατάξεων της απόφασης της ΡΑΕ 904/2011, όπως έχει διαμορφωθεί μετά τροποποιήσεων	65
Χερσαία Αιολικά (≤ 60 kW)	157
Χερσαία Αιολικά – Ενεργειακές Κοινότητες (> 60 kW και ≤ 6 MW)	90

Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190/2020:

Με την ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190 [44] που δημοσιεύτηκε στις 26/3/2020 αλλάζουν οι ΤΑ του Ν. 4414/2016 με τις νέες τιμές να αφορούν κατά πλειοψηφία σταθμούς ΑΠΕ που τίθενται σε λειτουργία από 1/1/2021. Ωστόσο, λόγω συνεχών παρατάσεων, υπάρχουν καθυστερήσεις εφαρμογής για τις περισσότερες κατηγορίες, με τις ημερομηνίες έναρξης ισχύος των νέων ΤΑ να καθορίζονται όπως δείχνει ο Πίνακας 11, βάσει του Άρθρου 165 του Ν. 5037/2023 [41].

Πίνακας 11: ΤΑ ανά κατηγορία διασυνδεδεμένων σταθμών παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών σύμφωνα με την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190/2020 [44]

Κατηγορία Σταθμών		ΤΑ (€/MWh)	Ημερομηνία Έναρξης Λειτουργίας Σταθμού
Φ/Β (≤ 200 kW)		63	από 1/9/2024
Φ/Β (> 200 kW και < 500 kW)		63	
Φ/Β – Ενεργειακές Κοινότητες (≤ 200 kW)		65	
Φ/Β – Αγροτικά (≤ 200 kW)		65	
Φ/Β – Ενεργειακές Κοινότητες (> 200 kW και ≤ 1 MW) Φ/Β – Αγροτικά (> 200 kW και < 500 kW)		65	
Φ/Β (≤ 6 kW) – Φυσικά πρόσωπα & Σύνδεση με παροχή οικιακής χρήσης		87	από 26/3/2020
Χερσαία Αιολικά (≤ 60 kW)	Σωρευτική Συμβασιολογημένη Ισχύς: ≤4 MW	157	από 26/3/2020
	Σωρευτική Συμβασιολογημένη Ισχύς: 8 MW	154	
	Σωρευτική Συμβασιολογημένη Ισχύς: 12 MW	151	
	Σωρευτική Συμβασιολογημένη Ισχύς: 16 MW	148	
	Σωρευτική Συμβασιολογημένη Ισχύς: 20 MW	145	
Χερσαία Αιολικά (> 3 MW)		60	από 1/1/2026
Χερσαία Αιολικά (> 60 kW και ≤ 3 MW)		72	
Χερσαία Αιολικά που εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής των διατάξεων της απόφασης της ΡΑΕ 904/2011, όπως έχει διαμορφωθεί μετά τροποποιήσεων		56	
Χερσαία Αιολικά – Ενεργειακές Κοινότητες (> 60 kW και ≤ 6 MW)		75	
ΜΥΗΣ (≤ 3 MWe)		90	
ΜΥΗΣ (> 3 MWe και ≤ 15 MWe)		87	
Βιομάζα – εκτός Αεριοποίησης (≤ 1 MW)		176	
Βιομάζα – Αεριοποίηση (≤ 1 MW)		185	
Βιομάζα (> 1MW και ≤ 5 MW)		153	
Βιομάζα (> 5MW)		133	
Αέρια ΧΥΤΑ (≤ 2MW)		123	
Αέρια ΧΥΤΑ (> 2MW)		99	
Βιοαέριο από Βιομάζα (≤ 1 MW)		219	
Βιοαέριο από Βιομάζα (> 1MW και ≤ 3 MW)		209	
Βιοαέριο από Βιομάζα (> 3MW)		192	
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – χωρίς αποθήκευση		248	
Ηλιοθερμικοί Σταθμοί – με αποθήκευση τουλάχιστον για 2 ώρες		268	

Κατηγορία Σταθμών	ΤΑ (€/MWh)	Ημερομηνία Έναρξης Λειτουργίας Σταθμού
Γεωθερμία (≤ 5 MWe)	134	
Γεωθερμία (> 5 MWe)	104	
Λοιπές ΑΠΕ	88	

Νόμος 4843/2021:

Από 1/1/2021, η σύναψη σύμβασης λειτουργικής ενίσχυσης εκτός διαγωνισμού ισχύει μόνο για ένα Φ/Β σταθμό ανά φυσικό ή νομικό πρόσωπο, ενώ υποχρεωτική είναι η συμμετοχή σε ανταγωνιστικές διαδικασίες για το υπόλοιπο πλήθος Φ/Β σταθμών. Μετά την 1/1/2023, δεν δύναται να υπογραφεί σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης για Φ/Β. Ειδικά, για τα Φ/Β που αναπτύσσονται στην Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας, οι προαναφερθείσες προθεσμίες παρατείνονται κατά 1 έτος, ενώ οι σταθμοί του Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις εξαιρούνται των παραπάνω [45].

Νόμος 4951/2022:

Βάσει Άρθρου 25 του Ν. 4951/2022 [46], ο παραγωγός μπορεί, εφόσον ο σταθμός δεν είναι εν λειτουργία και δεν έχει συνάψει σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης, να δηλώσει ότι θα συμμετέχει στην χονδρεμπορική αγορά ΗΕ χωρίς σύναψη σύμβασης λειτουργικής ενίσχυσης.

Στο νόμο περιλαμβάνονται ειδικοί όροι για μονάδες ΑΠΕ με ενσωματωμένη αποθήκευση ΗΕ. Δυνάμει Άρθρου 81, οι ΑΠΕ με ενσωματωμένη μονάδα αποθήκευσης ΗΕ χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης ΗΕ που απορροφάται από το δίκτυο, δύναται είτε να συνάπτουν συμβάσεις λειτουργικής ενίσχυσης του Ν. 4414/2016, είτε να συμμετέχουν στην χονδρεμπορική αγορά ΗΕ χωρίς λειτουργική ενίσχυση. Ενώ, σύμφωνα με το Άρθρο 86, οι μονάδες ΑΠΕ με ενσωματωμένη αποθήκευση ΗΕ και δυνατότητα αποθήκευσης ΗΕ που απορροφάται από το δίκτυο, συμμετέχουν στην χονδρεμπορική αγορά χωρίς σύναψη λειτουργικής ενίσχυσης.

Με το Άρθρο 46 τροποποιείται το Άρθρο 5Α του Ν. 4414/2016 και από την 1/1/2020, σταθμοί εγκατεστημένης/μέγιστης ισχύος παραγωγής μεγαλύτερης ή ίσης των 400kW, που οι κάτοχοί τους έχουν ΣΕΣΤ (Ν. 4414/2016) ή σύμβαση πώλησης ΗΕ (Ν. 3468/2006) ή αντίστοιχη σύμβαση αγοραπωλησίας ΗΕ πριν την έναρξη ισχύος του Ν. 3468/2006, και οι οποίοι τέθηκαν εν λειτουργία από 4/7/2019 και εφεξής, είναι υπεύθυνοι για τις αποκλίσεις που προκαλούν.

Οι Πιλοτικοί Θαλάσσιοι Πλωτοί Φ/Β Σταθμοί (ΠΘΠΦΣ) εξαιρούνται των διαγωνισμών και δύναται να συνάψουν ΣΕΔΠ μέχρι 31/12/2023, ενώ κάθε φυσικό ή νομικό πρόσωπο επιτρέπεται να συνάψει ΣΕΔΠ για μέχρι 2 ΠΘΠΦΣ. Επισημαίνεται ότι δεν εφαρμόζεται η απομείωση της λειτουργικής ενίσχυσης της §7 Άρθρο 3 του Ν. 4414/2016 για τους ΠΘΠΦΣ οι οποίοι λαμβάνουν επενδυτική ενίσχυση (Άρθρο 93 του Ν. 4951/2022).

Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/65534/1864:

Καθορίζεται η ΤΑ για την κατηγορία των ΠΘΠΦΣ ίση με 159 €/MWh για σταθμούς που τίθενται σε λειτουργία από 17/6/2023 [47].

Νόμος 5037/2023:

Το Άρθρο 111 του Ν. 5037/2023 επεκτείνει το διάστημα υπογραφής σύμβασης λειτουργικής ενίσχυσης Φ/Β σταθμών (εκτός του Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φ/Β Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις) χωρίς διαγωνισμό μέχρι την 1/1/2025. Η αντίστοιχη προθεσμία για Φ/Β Ενεργειακών Κοινοτήτων (εκτός ειδικών περιπτώσεων) τίθεται για τις 30/9/2024 με όριο σύναψης 2 συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης Φ/Β σταθμών έως 0,5 MW έκαστος. Όσον

αφορά τα αιολικά συστήματα με ισχύ μικρότερη ή ίση των 6 MW, δυνατή είναι η σύναψη συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης χωρίς συμμετοχή σε διαγωνισμό μέχρι 31/12/2024 [41].

Μια άλλη διάταξη άξια αναφοράς είναι η δυνατότητα που δίνεται στον παραγωγό, μέσω του Άρθρου 155, να επιλέξει να μην γίνει επέκταση της σύμβασης πώλησης ΗΕ κατά 7 έτη, όπως προέβλεπε ο Ν. 4254/2014 [37], και να εγγείι ΗΕ στο σύστημα υπό το πλαίσιο σύναψης διμερούς σύμβασης PPA για την ίδια διάρκεια.

Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών Υποβολής Προσφορών

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (νυν Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων) μετά από την διενέργεια μιας πρώτης πιλοτικής ανταγωνιστικής διαδικασίας το 2016, προχώρησε στην υλοποίηση μόνιμων ανταγωνιστικών διαδικασιών για την ανάπτυξη κυρίως σταθμών με συμβάσεις ΣΕΔΠ. Η πιλοτική ανταγωνιστική διαδικασία προέβλεπε τη συμμετοχή μόνο Φ/Β σταθμών με μέγιστη ισχύ συμμετοχής 10 MW ανά έργο υπό την προϋπόθεση ότι διαθέτουν σύμβαση σύνδεσης ή οριστική προσφορά σύνδεσης σε ισχύ. Η συνολική ισχύς που κάλυπτε ο διαγωνισμός ήταν 40 MW με 4,80 MW να κατοχυρώνονται σε έργα μικρότερα του 1 MW και 35,12 MW σε έργα μεγαλύτερα του 1 MW [48].

Ο Πίνακας 12 απεικονίζει τα αποτελέσματα των διαγωνισμών ΑΠΕ που πραγματοποιήθηκαν εντός της περιόδου 2018 - 2021, όπου παρατηρείται ότι μια συνολική ισχύς των 1.629 MW αποδόθηκε σε Φ/Β έργα και 1.426 MW σε αιολικά. Συγκρίνοντας τη μεσοσταθμική τιμή των έργων ΑΠΕ που επιλέχθηκαν ανά διαγωνισμό, διακριτή είναι η μείωση της από έτος σε έτος τόσο για τα Φ/Β όσο και τα αιολικά, ενώ μια άλλη διαπίστωση είναι ότι κατά τη διεξαγωγή κοινής διαδικασίας, το μεγαλύτερο (ή το συνολικό) μερίδιο της ισχύος κατανέμεται σε Φ/Β υποδεικνύοντας τις χαμηλότερες τιμές που δύνανται να προσφέρουν ([49], [50]).

Πίνακας 12: Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών (2018 – 2021)

Περίοδος	Τύπος Δημοπρασίας	Κατηγορία Δημοπρασίας	Επιλεχθείσα Ισχύς (MW)	Μεσοσταθμική Τιμή (€/MWh)
Ιούλιος 2018	Ειδική κατά Τεχνολογία	Φ/Β: $P_{\Phi/B} \leq 1\text{ MW}$	53,48	78,42
		Φ/Β: $1\text{ MW} < P_{\Phi/B} \leq 20\text{ MW}$	52,92	63,81
		Αιολικά: $3\text{ MW} < P_{\text{Αιολικά}} \leq 50\text{ MW}$	170,93	69,53
Δεκέμβριος 2018	Ειδική κατά Τεχνολογία	Φ/Β: $P_{\Phi/B} \leq 1\text{ MW}$	61,94	66,66
		Αιολικά: $3\text{ MW} < P_{\text{Αιολικά}} \leq 50\text{ MW}$	159,65	58,58
Απρίλιος 2019	Κοινή	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Αιολικά: $P_{\text{Αιολικά}} > 50\text{ MW}$ ▪ Φ/Β: $P_{\Phi/B} > 20\text{ MW}$ ▪ Συγκροτήματα τουλάχιστον 2 αιολικών σταθμών που έχουν κοινό σημείο σύνδεσης στο Σύστημα ή το Δίκτυο: $P_{\text{Συγκρ.Αιολ.}} > 50\text{ MW}$ ▪ Συγκροτήματα τουλάχιστον 2 Φ/Β σταθμών που έχουν κοινό σημείο σύνδεσης στο Σύστημα ή το Δίκτυο: $P_{\text{Συγκρ.Φ/Β}} > 20\text{ MW}$ ▪ Συγκροτήματα τουλάχιστον 1 αιολικού και 1 Φ/Β σταθμού που έχουν κοινό σημείο σύνδεσης στο Σύστημα ή το Δίκτυο: $P_{\text{Συγκρ.}} > 50\text{ MW}$ 	437,78 (Φ/Β - 84,79%, Αιολικά - 15,21%)	57,03
		Φ/Β: $P_{\Phi/B} \leq 20\text{ MW}$	142,88	62,77

Περίοδος	Τύπος Δημοπρασίας	Κατηγορία Δημοπρασίας	Επιλεχθείσα Ισχύς (MW)	Μεσοσταθμική Τιμή (€/MWh)
Ιούλιος 2019	Ειδική κατά Τεχνολογία	<ul style="list-style-type: none"> Αιολικά: $P_{Αιολικά} \leq 50$ MW 	179,55	67,31
Δεκέμβριος 2019	Ειδική κατά Τεχνολογία	<ul style="list-style-type: none"> Φ/Β: $P_{Φ/Β} \leq 20$ MW 	105,09	59,98
		<ul style="list-style-type: none"> Αιολικά: $P_{Αιολικά} \leq 50$ MW 	224	57,74
Απρίλιος 2020	Κοινή	<ul style="list-style-type: none"> Αιολικά: $P_{Αιολικά} > 50$ MW Φ/Β: $P_{Φ/Β} > 20$ MW Συγκροτήματα τουλάχιστον 2 αιολικών σταθμών που έχουν κοινό σημείο σύνδεσης στο Σύστημα ή το Δίκτυο: $P_{Συγκρ.Αιολ.} > 50$ MW Συγκροτήματα τουλάχιστον 2 Φ/Β σταθμών που έχουν κοινό σημείο σύνδεσης στο Σύστημα ή το Δίκτυο: $P_{Συγκρ.Φ/Β} > 20$ MW Συγκροτήματα τουλάχιστον 1 αιολικού και 1 Φ/Β σταθμού που έχουν κοινό σημείο σύνδεσης στο Σύστημα ή το Δίκτυο: $P_{Συγκρ.} > 50$ MW 	502,94 (Φ/Β – 69,58%, Αιολικά – 30,42%)	51,59
Ιούλιος 2020	Ειδική κατά Τεχνολογία	<ul style="list-style-type: none"> Φ/Β: $P_{Φ/Β} \leq 20$ MW 	141,93	49,81
		<ul style="list-style-type: none"> Αιολικά: $P_{Αιολικά} \leq 50$ MW 	471,83	55,67
Μάιος 2021	Κοινή	<ul style="list-style-type: none"> Φ/Β: $P_{Φ/Β} \leq 20$ MW Αιολικά: $P_{Αιολικά} \leq 50$ MW 	349,91 (Φ/Β – 100%)	37,6

Για να αποφευχθεί η συγκέντρωση της ισχύος μόνο σε Φ/Β κατά την διεξαγωγή κοινών ανταγωνιστικών διαδικασιών, το 2021 υλοποιήθηκαν σημαντικές αλλαγές στην διαδικασία με την προσθήκη ενός τεχνολογικού συντελεστή (technology quota) ο οποίος εκφράζει το ελάχιστο ποσοστό επί της δημοπρατούμενης ισχύος που κατανέμεται σε κάθε μία από τις τεχνολογίες ΑΠΕ που συμμετέχουν στον διαγωνισμό. Ο Πίνακας 13 αποτυπώνει τα αποτελέσματα του διαγωνισμού που διενεργήθηκε τον Σεπτέμβριο του 2022 σύμφωνα με τον οποίο είχε τεθεί ένας τεχνολογικός συντελεστής του 30% για επιλεξιμότητα αιολικών συστημάτων [51]. Παρατηρείται ότι η μεσοσταθμική τιμή ήταν αυξημένη συγκριτικά με την προηγούμενη διαδικασία που πραγματοποιήθηκε τον Μάιο του 2021.

Πίνακας 13: Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών (2022)

Περίοδος	Τύπος Δημοπρασίας	Κατηγορία Δημοπρασίας	Επιλεχθείσα Ισχύς (MW)	Μεσοσταθμική Τιμή (€/MWh)
Σεπτέμβριος 2022	Κοινή	<ul style="list-style-type: none"> Φ/Β: $P_{Φ/Β} \geq 1$ MW Αιολικά: $P_{Αιολικά} \geq 6$ MW 	Σύνολο: 538,41	-
			Φ/Β: 372,16	47,98
			Αιολικά: 166,25	57,66

Σύμφωνα με την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/53607/1559/2023 [52] και την Πρόταση Αναθεώρησης του ΕΣΕΚ [31] έχει ανακοινωθεί η διενέργεια ανταγωνιστικών διαδικασιών που στοχεύει, για το χρονικό διάστημα από το 2022 έως και το 2024, στην εγκατάσταση:

- 3.400 MW χερσαίων αιολικών και Φ/Β πάρκων,
- 200 MW χερσαίων αιολικών και Φ/Β πάρκων με αποθήκευση (συσσωρευτές), και
- 500 MW χερσαίων αιολικών και Φ/Β πάρκων σε συγκεκριμένες περιοχές με συμφόρηση (congestion).

1.3.3 Υφιστάμενο Νομοθετικό - Ρυθμιστικό Πλαίσιο PPAs στην Ελλάδα

Την παρούσα χρονική περίοδο δεν έχει διαμορφωθεί κάποιο πλήρες ρυθμιστικό πλαίσιο που να διέπει την οργάνωση και λειτουργία της αγοράς διμερών συμφωνιών στην Ελλάδα. Στην υπο-ενότητα 1.3.2 έχουν γίνει αναφορές σε διάφορες νομοθετικές διατάξεις του Ελληνικού πλαισίου για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην χονδρεμπορική αγορά ΗΕ χωρίς τη λήψη λειτουργικής ενίσχυσης υπό καθεστώς κρατικής αποζημίωσης. Εάν και οι συγκεκριμένες ρυθμίσεις δεν αναφέρονται συγκεκριμένα σε PPAs, έμμεσα προωθούν τη σύναψη τους αφού προσφέρεται η δυνατότητα στον παραγωγό να μην επιλέξει κρατική αποζημίωση ή ακόμα και να διακόψει υφιστάμενη σύμβαση κρατικής επιδότησης και να συμμετέχει στην χονδρεμπορική αγορά ΗΕ. Σημειώνεται ότι οι σχετικές διατάξεις δεν θα επαναληφθούν εντός αυτής της υπο-ενότητας, η οποία εστιάζει σε κείμενα που παραπέμπουν με πιο διακριτό τρόπο σε PPAs.

Μια σχετική αναφορά εντοπίζεται στην ΥΑ ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/ 84014/7123 [53] του ΥΠΕΝ η οποία δημοσιεύθηκε στις 12 Αυγούστου 2022 με στόχο την ρύθμιση του πλαισίου προτεραιότητας στη χορήγηση οριστικών προσφορών σύνδεσης (ΟΠΣ) για σταθμούς ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ και σταθμούς αποθήκευσης στην Ελλάδα. Η απόφαση τροποποιήθηκε στις αρχές του 2023 από την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/7063/374/ΦΕΚ Β 275/20-1-2023 [54]. Ειδικότερα, για σταθμούς στους οποίους χορηγείται ΟΠΣ από τον ΑΔΜΗΕ, καθορίζεται ένα μοντέλο ταξινόμησης των υποψήφιων έργων ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ σε ομάδες και υποομάδες ώστε να λάβουν προτεραιότητα στις σχετικές διαδικασίες. Η κατάταξη των έργων που προορίζονται για σύναψη PPA με τελικό πελάτη μη οικιακής χρήσης ή με προμηθευτή ΗΕ σε υψηλή θέση προτεραιότητας (Ομάδα Β) κρίνεται ως προωθητικός παράγοντας σύναψης διμερούς συμφωνίας με ενεργοβόρους βιομηχανικούς καταναλωτές. Μεταξύ των βασικών όρων, περιλαμβάνονται τα εξής:

- α) Μέγιστο όριο ισχύος προσφορών σύνδεσης: 4.000 MW εγκατεστημένου ισχύος,
- β) Απόκλιση Ισχύος⁹: 20%,
- γ) Σε περίπτωση PPA με προμηθευτή ΗΕ, ο τελευταίος δεσμεύεται να συνάψει σχετική σύμβαση προμήθειας με τελικό(-ούς) πελάτη(-ες) μη οικιακής χρήσης, εγκατεστημένο(-ους) εντός Ελλάδας,
- δ) Μη υποχρεωτική φυσική παράδοση της παραγόμενης ΗΕ,
- ε) Ελάχιστη χρονική διάρκεια συμφωνίας ίση με 8 έτη,
- στ) Κάλυψη τουλάχιστον του 80% της παραγόμενης ΗΕ του σταθμού ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ μέσω της PPA

Για την ομαλή ενσωμάτωση των PPAs στην αγορά ΗΕ, βάσει Άρθρου 92 του Ν. 5027/2023 [55] και της Απόφασης 163/2023 της ΡΑΕ [56], με έναρξη την 10^η Μαρτίου 2023 (ημέρα φυσικής παράδοσης ΗΕ), μονάδες Η/Π με PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ με ενεργοβόρους καταναλωτές εξαιρούνται του πλαφόν που επιβλήθηκε στην χονδρεμπορική αγορά λόγω του προσωρινού μηχανισμού επιστροφής μέρους εσόδων για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης. Ειδικά, οι συναλλαγές που αφορούν ποσότητα ΗΕ που πωλείται και εκκαθαρίζεται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας, και η οποία διατίθενται από κάθε υπόχρεο Συμμετέχοντα Παραγωγό ή ΦοΣΕ ΑΠΕ, βάσει συμβολαίων φυσικής παράδοσης ΗΕ, σε ενεργοβόρους βιομηχανικούς καταναλωτές ΗΕ, εξαιρούνται και δεν προσμετρώνται κατά την διενέργεια του προαναφερθέντος μηχανισμού. Οι εν λόγω καταναλωτές είναι αποδέκτες της ΗΕ που διατίθεται μέσω PPA, είτε απευθείας με τον Συμμετέχοντα Παραγωγό ή ΦοΣΕ, είτε διαμέσου κατόχων άδειας προμήθειας ΗΕ που εκπροσωπούν το φορτίο τους. Η σχετική ποσότητα της PPA δηλώνεται στο ΕΧΕ ως Δήλωση Προγραμμαμάτων Φυσικής Παράδοσης από την πλευρά του

⁹ Η απόκλιση ισχύος αναφέρεται στο «κούρεμα» της ισχύος κάθε έργου ΑΠΕ για την οποία θα χορηγηθεί προσφορά σύνδεσης, σε σχέση με την ισχύ που αναγράφεται στη Βεβαίωση Παραγωγού

Συμμετέχοντας παραγωγού ή ΦοΣΕ και αντίστοιχα ως Δήλωση Προγραμμάτων Φυσικής Απόληψης από την πλευρά του εκπροσώπου φορτίου του καταναλωτή η την πλευρά του αυτο-προμηθευόμενου πελάτη. Ωστόσο, η πώληση αυτής της ποσότητας δεν δύναται να αποφέρει έσοδο στον παραγωγό ή ΦοΣΕ μεγαλύτερο του ανώτατου ορίου της §1 Άρθρο 6 του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1854 [57]. Σε περίπτωση που η τιμή της PPA υπερβαίνει το όριο των 180 €/MWh, καθορίζεται παρακράτηση των κερδών του παραγωγού στα πλαίσια του μηχανισμού επιστροφής εσόδων, που υπολογίζεται ως: {[τιμή PPA (€/MWh)]-[180 €/MWh]}* [ποσότητα PPA φυσικής παράδοσης (MWh)].

Σύμφωνα με την §2 Άρθρο 112 του Ν. 5037/2023, δίνεται η δυνατότητα σε μονάδες ΑΠΕ που έχουν καταρτίσει ή θα καταρτίσουν σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης μέχρι το τέλος του 2023, να την αναστείλουν προσωρινά για ένα διάστημα μέχρι και 2 έτη και να συμμετέχουν στην χονδρεμπορική αγορά ΗΕ. Η περίοδος των 2 ετών αντιστοιχεί στο χρονικό διάστημα που άρχεται με την έκδοση της άδειας λειτουργίας του σταθμού ή την ενεργοποίηση της σύνδεσης σε περίπτωση εξαίρεσης. Η διάρκεια ισχύος της σύμβασης λειτουργικής ενίσχυσης και της άδειας λειτουργίας του σταθμού παρατείνονται για χρονικό διάστημα ίσο με την αναστολή [41]. Η συγκεκριμένη ρύθμιση αποτελεί ευκαιρία για σύναψη PPA, καθώς λόγω της μικρής διάρκειας των 2 ετών, καθίσταται ελκυστική για «δοκιμές» από τη βιομηχανία για αντιστάθμιση του ενεργειακού κόστους με μικρό ρίσκο.

Τέλος, μία νομοθετική διάταξη άξια αναφοράς, η οποία επικεντρώνεται στο θέμα έκδοσης GOs από έργα ΑΠΕ και συνδέεται άμεσα ή έμμεσα με μια PPA, παρατηρείται στο Άρθρο 15 του Ν. 3468/2006 [34], τροποποιημένο από το Άρθρο 126 του Ν. 4951/2022 [46] και το Άρθρο 68 του Ν. 5037/2023 [41]. Συνοπτικά, εντοπίζονται τα παρακάτω βασικά σημεία:

- Κάθε GO αντιστοιχεί σε τυποποιημένη ενέργεια 1 MWh, ενώ δεν επιτρέπεται να εκδίδονται περισσότερες από μία GOs για κάθε μονάδα παραγόμενης ΗΕ,
- Οι GOs εκδίδονται υπέρ του παραγωγού ΑΠΕ για το διάστημα μη ισχύουσας συμβάσεως λειτουργικής ενίσχυσης, ακόμα και στην περίπτωση που έχει λάβει ή λαμβάνει επενδυτική ενίσχυση. Ειδικότερα, για την περίπτωση αυτοπαραγωγού ΗΕ από ΑΠΕ, οι GOs εκδίδονται υπέρ του για την ποσότητα της ΗΕ που δεν εγχέεται στο δίκτυο ΗΕ και ανακαλούνται προς απόδειξη της προέλευσης ενέργειας που καταναλώθηκε εσωτερικά εντός των εγκαταστάσεων του. Αντίθετα, οι GOs για την ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο ΗΕ, εκδίδονται υπέρ του Φορέα Έκδοσης ή του αυτοπαραγωγού αντίστοιχα.

1.3.4 Ανακοινωθέντα Συμβόλαια PPA στην Ελλάδα

Παρά τη μεγάλη δυναμικότητα και τις υψηλές προσδοκίες, ελάχιστες συμφωνίες PPA έχουν δημοσιευτεί μέχρι σήμερα στην Ελληνική επικράτεια με τα Φ/Β έργα να επικρατούν στο σύνολο των ανακοινωθέντων συμβολαίων. Η πρώτη PPA αφορά το 10-ετές συμβόλαιο που υπέγραψε ο Μυτιληναίος για την προμήθεια ΗΕ από χαρτοφυλάκιο Φ/Β έργων 200 MW. Τον Φεβρουάριο του 2021, ο Μυτιληναίος, ως ενεργοβόρος βιομηχανία με δραστηριοποίηση στην παραγωγή αλουμινίου, υπέγραψε με την ιδιότητα του αγοραστή - καταναλωτή ΗΕ, το πρώτο «εταιρικό» PPA με τον Όμιλο Εγνατία ο οποίος ανέλαβε τον ρόλο του πωλητή ΗΕ. Η PPA τίθεται σε ισχύ εντός του 2023 με αρχική διάρκεια ίση με 10 έτη και πιθανότητα επέκτασης για επιπλέον 5 έτη. Η τιμή έκλεισε στα 33 €/MWh, μια τιμή πολύ κοντά στην ελάχιστη κατακυρωθείσα τιμή (32,97 €/MWh) που προέκυψε από τις ανταγωνιστικές διαδικασίες ΑΠΕ που έλαβαν χώρα την περίοδο εκείνη (Διαγωνισμός Μαΐου 2021)¹⁰.

¹⁰ Πηγή: https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2021/05/%CE%91%CE%A0%CE%9F%CE%A6%CE%91%CE%A3%CE%97-%CE%A1%CE%91%CE%95_461-2021_9%CE%93%CE%9E%CE%99%CE%94%CE%9E-%CE%9B%CE%9A%CE%9C.pdf

Κινητήριο παράγοντα του αγοραστή αποτέλεσε η ελαχιστοποίηση του κόστους ΗΕ για την παραγωγή αλουμινίου με απώτερο μελλοντικό σκοπό σύναψης πολλαπλών PPAs προμήθειας πράσινης ΗΕ για την τροφοδότηση των λειτουργιών του και την πλήρη απεξαρτοποίηση του από τον κατεστημένο προμηθευτή ΗΕ της χώρας (δηλαδή τη ΔΕΗ) [58].

Σε μικρότερη κλίμακα, τον Οκτώβριο του 2021, η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή και ο ΗΡΩΝ, δύο εταιρείες του Ομίλου ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ, ανακοίνωσαν την προσφορά πράσινων PPAs στην Ελληνική αγορά, απευθυνόμενες σε βιομηχανικές και εμπορικές επιχειρήσεις. Μέχρι τον Μάρτιο του 2022, οι δύο εταιρείες είχαν υπογράψει 14 συμφωνίες άγνωστης χρονικής διάρκειας για ένα σύνολο των 30 MW (ή 44 GWh) ΗΕ [59]. Μια από τις 14 συμφωνίες αφορά την εταιρεία παραγωγής πράσινου υδρογόνου Linde Hellas η οποία, μέσω μιας PPA, αποκτά δυνατότητα πιστοποίησης παραγωγής πράσινου υδρογόνου εντός των εγκαταστάσεων της στη Μάνδρα. Περαιτέρω πληροφορίες λένε ότι οι 14 συμφωνίες είναι της μορφής «Virtual PPA» [60].

Τον Ιούλιο του 2022, η Cero Generation, θυγατρική του Green Investment Group (GIG) της Macquarie και εταιρεία ανάπτυξης έργων ηλιακής ενέργειας με έδρα στο Λονδίνο και ενεργό δραστηριοποίηση σε όλη την Ευρώπη, παρουσίασε την έναρξη κατασκευής ενός Φ/Β έργου μεγέθους 100 MW στην Δράμα (Project Delfini) [61]. Το Φ/Β πάρκο κατασκευάζεται από την κοινοπραξία της Αμερικανικής Ameresco και της Ελληνικής SUNEL, ενώ ήδη είχε συμφωνηθεί η πώληση της παραγόμενης ΗΕ μέσω PPA στην Αχρό η οποία στα πλαίσια μιας «Pay-as-Produced» PPA, θα λαμβάνει περίπου το 70-80% της ετήσιας παραγόμενης ΗΕ του έργου (142-150 GWh) για διάρκεια 10 ετών. Το κόστος του έργου ανέρχεται σε 72 εκατ. €, ενώ την υπολειπόμενη χρονική διάρκεια ζωής του θα συμμετέχει απευθείας στην αγορά. Η χρηματοδότηση του έργου πραγματοποιείται από την Τράπεζα Πειραιώς αποτελώντας ορόσημο, ως η πρώτη φορά που η χρηματοδότηση ενός έργου συνδέεται με PPA στην Ελλάδα [62]. Διευκρινίζεται ότι η συγκεκριμένη PPA ανήκει στην κατηγορία των «utilities» PPAs.

Η Cero Generation σχεδιάζει την ανάπτυξη έργων ηλιακής και χερσαίας αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα καλύπτοντας μια συνολική ισχύ των 4 GW όπου το 90% αφορά Φ/Β και το 10% αιολικά. Ενώ, το χαρτοφυλάκιο πρόκειται να αυξηθεί περαιτέρω με την ενσωμάτωση έργων αποθήκευσης. Ένα μέγεθος του 1 GW εκ των 4 GW προγραμματίζεται να είναι έτοιμο για λειτουργία έως το 2025 [63]. Οι PPAs επικεντρώνουν το ενδιαφέρον και τα δημοσιεύματα αναφέρουν ότι η εταιρεία έχει «κλειδώσει» PPAs με ενεργοβόρες βιομηχανίες και άλλες εταιρείες για επίπεδα των 2 TWh για την περίοδο 2025 - 2026. Η Cero εκτιμάει ότι το εύρος των τιμών 10-ετών PPAs ανέρχεται μεταξύ 38-45 €/MWh εντός της τρέχουσας 10ετίας, ενώ η τιμή για την περίοδο μετά το 2030 υπολογίζεται στα 28 - 38 €/MWh δεδομένης της περιόδου που πραγματοποιήθηκε η ανακοίνωση της (Ιούλιος 2022) [64].

Τον Αύγουστο του 2022, η ΔΕΗ ανακοίνωσε διαγωνισμό κατασκευής Φ/Β έργου μεγέθους 550 MW εντός του λιγνιτικού κέντρου στην Πτολεμαΐδα, τον οποίο κέρδισε η ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ. Το συγκεκριμένο έργο δεν πρόκειται να συμμετέχει σε διαγωνισμούς ΑΠΕ και η στήριξη του θα προέρχεται από ταμειακές ροές διμερών συμβάσεων. Η κατασκευή του έργου κοστολογείται στα 216 εκατ. €, ενώ προβλέπεται να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το τέλος του 2024 [65]. Επιπρόσθετα, τον Μάιο του 2021, η ΔΕΗ Ανανεώσιμες κατοχύρωσε στη ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ για 23,5 εκατ. € μετά από διαγωνισμό, την κατασκευή Φ/Β έργου 50 MW στην Μεγαλόπολη με το έργο να αναμενόταν να τεθεί σε λειτουργία μέχρι τα τέλη του 2022. Το έργο σπάει σε 2 Φ/Β ισχύος 39 MW και 11 MW αντίστοιχα, εκ των οποίων το έργο των 39 MW προοριζόταν για PPA με τον τομέα προμήθειας ΗΕ του ομίλου ([66], [67]).

Το Μάιο του 2023, η ΔΕΗ Παραγωγή συμφώνησε με τον βιομηχανικό όμιλο ΒΙΟΧΑΛΚΟ για 10-ετές PPA. Τα δύο πρώτα έτη της συμφωνίας προβλέπεται φυσική παράδοση ΗΕ προς τη ΒΙΟΧΑΛΚΟ από το συμβατικό μείγμα καυσίμου (λιγνίτες, φυσικό αέριο, νερά) της ΔΕΗ

Παραγωγή, ενώ από το 2025 το συμβόλαιο λαμβάνει χαρακτηριστικά χρηματοοικονομικού προϊόντος και γίνεται 100% πράσινο περιλαμβάνοντας μικρότερη τιμή και τις αντίστοιχες εγγυήσεις προέλευσης, καθώς η ενέργεια θα προέρχεται από τα Φ/Β πάρκα της ΔΕΗ. Το συνολικό μέγεθος του συμβολαίου είναι 1.200 GWh ετησίως, ενώ η πράσινη ΗΕ που θα παράγεται από τη ΔΕΗ Παραγωγή θα διοχετεύεται προς τη ΒΙΟΧΑΛΚΟ μέσω τρίτου προμηθευτή, και συγκεκριμένα του ΗΡΩΝ [68]. Παρόμοια 10-ετή συμφωνία της ΔΕΗ με την τσιμεντοβιομηχανία ΤΙΤΑΝ ανακοινώθηκε στις αρχές του Σεπτεμβρίου 2023 όπου σε πρώτη φάση οι ανάγκες ΗΕ της ΤΙΤΑΝ θα καλύπτονται με φυσική παράδοση ΗΕ από συμβατικές μονάδες της ΔΕΗ (λιγνίτες και νερά) με ενδιάμεσο προμηθευτή τον ΗΡΩΝ, ενώ σε δεύτερο στάδιο, το συμβόλαιο θα καλύπτεται αποκλειστικά από Φ/Β πάρκα της ΔΕΗ [69].

Οι εταιρείες RWE Renewables Europe & Australia και ΔΕΗ Ανανεώσιμες, μέσω της κοινοπραξίας τους «Μέτων Ενεργειακή Α.Ε.», ανακοίνωσαν εντός του 2023 τις επενδυτικές αποφάσεις τους για την ανάπτυξη 5 φωτοβολταϊκών σταθμών σε πρώην υπαίθριο λιγνιτωρυχείο στο Αμύνταιο στην περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας. Οι σταθμοί, συνολικής ισχύος 210 MWp (175 MWac), είναι υπό κατασκευή και προβλέπεται να τεθούν σε πλήρη λειτουργία εντός του 1^{ου} τριμήνου του 2024. Τον Μάιο του 2023, η ιταλική βιομηχανία χαρτοποιίας Sofidel υπέγραψε PPA με την Μέτων Ενεργειακή Α.Ε., σύμφωνα με την οποία το εργοστάσιο της Sofidel στην Κατερίνη θα προμηθεύεται περίπου 21 GWh από την κοινοπραξία για μια περίοδο των 10 ετών. Η ΗΕ θα παράγεται από ένα από τα πέντε Φ/Β πάρκα που αναπτύσσει η Μέτων Ενεργειακή Α.Ε. στο Αμύνταιο, ενώ η Sofidel υπολογίζει έναν περιορισμό των εκπομπών CO₂ της τάξεως των 12.500 tη/έτος [70]. Τον Ιούνιο του 2023 ανακοινώθηκε η μακροχρόνια σύμβαση αγοράς ΗΕ από Φ/Β που υπογράφηκε μεταξύ του ΗΡΩΝ και της Μέτων Ενεργειακή Α.Ε.. Η συμφωνία αποτελείται ουσιαστικά από 3 διακριτές PPAs οι οποίες θα προμηθεύουν τον ΗΡΩΝ με περίπου 192 GWh πράσινης ΗΕ ετησίως και καλύπτουν χρονικό ορίζοντα των 10 - 12 ετών. Τα τρία Φ/Β έργα της συμφωνίας είναι το Ορυχείο Λακκιά, Ρόδονας και Ανάργυροι 3. Παράλληλα, η Optimus Energy, θυγατρική του Ομίλου Εταιρειών ΗΡΩΝ, με το ρόλο του ΦοΣΕ, υποστηρίζει την διαδικασία μέσω μακροχρόνιων συμβάσεων εκπροσώπησης με τους 3 σταθμούς καλύπτοντας τις υπηρεσίες εξισορρόπησης και πρόσβασης στην χονδρεμπορική αγορά ΗΕ [71].

Το τέλος του Ιουλίου 2023, η Μέτων Ενεργειακή Α.Ε. έλαβε την τελική επενδυτική απόφαση κατασκευής ενός ακόμα συμπλέγματος στο Αμύνταιο που θα αποτελείται από 3 Φ/Β πάρκα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των 280 MWp (259 MWac). Η κατασκευή του έργου αναμένεται να ξεκινήσει το φθινόπωρο του 2023, ενώ προβλέπεται να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το τέλος του 2024. Η Μέτων Ενεργειακή Α.Ε. υπέγραψε 15ετές ενδο-ομιλικό PPA με τη ΔΕΗ ως αγοραστή για το σύνολο της ποσότητας του συμπλέγματος των 3 Φ/Β. Το ύψος της επένδυσης ανέρχεται σε 196 εκατ. €, εκ των οποίων τα 98 εκατ. € έχουν εξασφαλιστεί από την ΕΕ - NextGenerationEU μέσω του Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας «Ελλάδα 2.0», 39 εκατ. € αφορούν ίδια κεφάλαια και τα υπόλοιπα 59 εκατ. € αντιστοιχούν σε τραπεζικό δανεισμό κατ' αναλογία από τις Alpha Bank Α.Ε., Eurobank Α.Ε. και Εθνική Τράπεζα της Ελλάδος Α.Ε. ([72], [73]).

Τέλος, στις 12/9/2023, ανακοινώθηκε από τον όμιλο ΒΙΟΧΑΛΚΟ η σύναψη του πρώτου PPA εντός της Ελλάδας που περιλαμβάνει την αγορά ΗΕ από αιολικό πάρκο. Πρόκειται για μια 10-ετή συμφωνία που αφορά αιολικό πάρκο 35 MW εγκατεστημένο στην περιοχή της Φλώρινας. Η λειτουργία του πάρκου ξεκίνησε τον Ιούλιο του 2023, ενώ η PPA και η τροφοδοσία των εγκαταστάσεων της ΒΙΟΧΑΛΚΟ τέθηκε σε ισχύ τον Σεπτέμβριο του ίδιου χρόνου. Σημειώνεται ότι ο ΗΡΩΝ έχει αναλάβει το ρόλο του προμηθευτή [119].

2 Μοντέλα Εταιρικών PPAs

2.1 Επιχειρηματικά Μοντέλα Εταιρικών PPAs

Η διαθεσιμότητα πληθώρας επιχειρηματικών μοντέλων εταιρικών PPAs στην αγορά ΗΕ αναγκάζει παραγωγούς ΑΠΕ και αγοραστές να προσδιορίσουν με ακρίβεια τις ανάγκες τους και να εξετάσουν με λεπτομέρεια τα οφέλη και τους κινδύνους που κρύβει το κάθε μοντέλο ώστε να επιλεγθεί η κατάλληλη στρατηγική και δομή της διμερούς συμφωνίας.

Βασικοί παράγοντες διάκρισης των διάφορων μοντέλων PPAs είναι:

- η τοποθέτηση της μονάδας ΑΠΕ σε χώρο εντός (on-site) ή εκτός (off-site) των εγκαταστάσεων κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή,
- το είδος της ροής ΗΕ, δηλαδή εάν υπάρχει ταυτόχρονα φυσική παράδοση και οικονομική ροή ΗΕ ή μόνο οικονομική ροή,
- η ποσότητα ΗΕ που εντάσσεται στο συμβόλαιο PPA και το σχήμα που εφαρμόζεται επί αυτής,
- η δομή τιμολόγησης PPA,
- η εμπλοκή τρίτου - ενδιάμεσου μέρους,
- η καταλληλότητα εφαρμογής ενός μοντέλου για όλα τα μεγέθη αγοραστών, δηλαδή εάν ένα μοντέλο είναι εξίσου κατάλληλο για μικρομεσαίες και μεγάλες εταιρίες,
- η δυνατότητα προβολής των διαπευστηρίων βιωσιμότητας του αγοραστή και η πιθανή ενσωμάτωση εγγυήσεων προέλευσης στη συμφωνία, κ.ά. [74].

Σκοπός της ενότητας 2.1 είναι η περιγραφή μερικών εκ των βασικότερων μοντέλων PPAs που είναι παγκοσμίως διαδεδομένα, ώστε να δοθεί μια ολιστική προσέγγιση εφαρμογής τους σε πραγματικές συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ και ένας παραγωγός ΑΠΕ να αποκτήσει την γενικότερη ιδέα. Οι δύο επικρατούσες μορφές είναι τα «sleeved PPAs» και τα «VPPAs» που προωθούνται σε Ευρώπη και ΗΠΑ αντίστοιχα. Διευκρινίζεται ωστόσο ότι, η PPA με την ιδιότητα της διμερούς συμφωνίας, παρέχει την σχετική ελευθερία στους δύο κεντρικούς αντισυμβαλλόμενους να καθορίσουν κοινή συναινέσει τους δικούς τους όρους, αλλάζοντας σε μεγαλύτερο ή μικρότερο βαθμό την τελική δομή του μοντέλου.

2.1.1 Direct ή Private-wire PPA

Η «private-wire PPA» περιλαμβάνει τη φυσική παράδοση της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ από το έργο ΑΠΕ στις εγκαταστάσεις κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή μέσω χρήσης απευθείας ιδιωτικής καλωδίωσης που συνδέει τις δύο εγκαταστάσεις. Η μονάδα ΑΠΕ βρίσκεται σε γειτονική ή κοντινή θέση ως προς τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης χωρίς απαραίτητα να τοποθετείται εντός του ιδίου χώρου. Πιθανά κόστη δικτύωσης ενσωματωμένου του κόστους κατασκευής της ιδιωτικής καλωδίωσης, περιλαμβάνονται στα κόστη του έργου ΑΠΕ και κατ' επέκταση εντός της τιμής PPA. Η ιδιωτική καλωδίωση ως απευθείας συνδεδεμένη «πίσω από τον μετρητή» των εγκαταστάσεων κατανάλωσης ΗΕ, δεν αξιοποιεί το «δημόσιο» δίκτυο με αποτέλεσμα την αποφυγή επιβολής σχετικών χρεώσεων χρήσεως του για την παράδοση της συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ [11].

Η τυπική μορφή εφαρμογής «private-wire PPA» περιλαμβάνει άμεση συνεργασία αγοραστή και παραγωγού ΑΠΕ για την ανάπτυξη μονάδας ΑΠΕ συγκεκριμένου μεγέθους που επιτρέπει 100% ιδιοκατανάλωση της παραγομένης ΗΕ και αποκλειστική φυσική παράδοση της προς τον αγοραστή για όλη την διάρκεια ζωής του έργου. Ως αποτέλεσμα, μικρότεροι σταθμοί ΑΠΕ καθίστανται επιλέξιμοι για το συγκεκριμένο μοντέλο PPA [11].

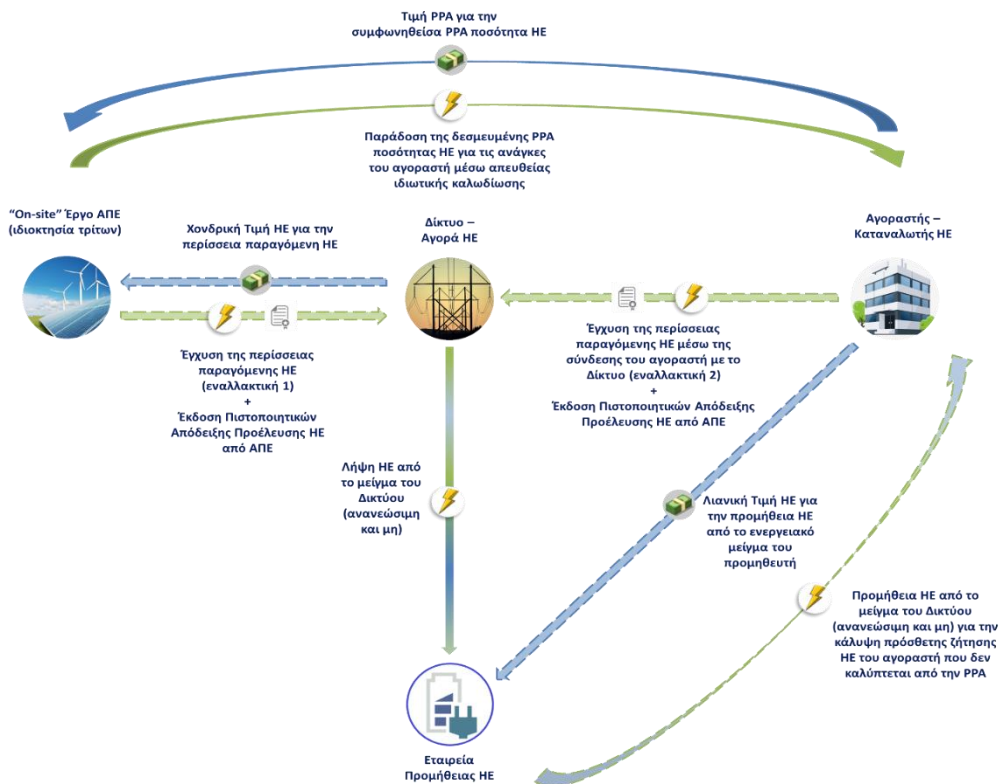
Ο ρόλος της οντότητας εξισορρόπησης δεν φαίνεται να απαιτείται για τη λειτουργικότητα της «private-wire PPA» συμβάλλοντας στην αποφυγή πρόσθετων σχετικών τελών και χρεώσεων. Πρακτικά όμως, η συμβολή της οντότητας εξισορρόπησης καθίσταται εν τέλει υποχρεωτική. Ένα ολοκληρωμένο μοντέλο οφείλει να περιλαμβάνει υπηρεσίες προμήθειας της συνολικής κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή εάν η τελευταία υπερβαίνει τα επίπεδα της δέσμευσης PPA, αντιμετώπιση πλεονάσματος παραγωγής ΗΕ που δεν περιλαμβάνεται εντός δεσμεύσεων PPA, διαχείριση της δεσμευμένης ποσότητας ΗΕ που γίνεται «curtailed» από το δίκτυο ή για οποιοδήποτε λόγο δεν καταναλώνεται από τον αγοραστή. Βάσει εκάστοτε ρυθμιστικού πλαισίου και δομής της αγοράς ΗΕ, οι υπηρεσίες αυτές καλύπτονται από μία ή περισσότερες οντότητες, με τη συνήθη πρακτική να προτείνει την ενσωμάτωση ενός προμηθευτή ΗΕ στο μοντέλο ο οποίος αναλαμβάνει την υλοποίηση του συνόλου των υπηρεσιών έναντι καταβολής αντίτιμου από τον αγοραστή ή/και τον παραγωγό (δυνάμει συμφωνίας).

Σαφής οφείλει να είναι ο τρόπος διαχείρισης των χρονικών διαστημάτων όπου ο αγοραστής καταναλώνει ΗΕ άνω της ποσότητας που εντάσσεται εντός PPA. Η πρόσθετη ζήτηση ΗΕ καλύπτεται μέσω συμπληρωματικής συμφωνίας του αγοραστή με την εταιρεία προμήθειας ΗΕ (οντότητα εξισορρόπησης) όπου η δεύτερη αποζημιώνεται, βάσει τιμολογίων προμήθειας της, από τον πρώτο [7]. Η επιπλέον ζήτηση από το δίκτυο ΗΕ προέρχεται από το ενεργειακό μείγμα του προμηθευτή που ο ίδιος έχει λάβει από τη συμμετοχή του στη spot αγορά ΗΕ ή άλλες τρίτες συμφωνίες.

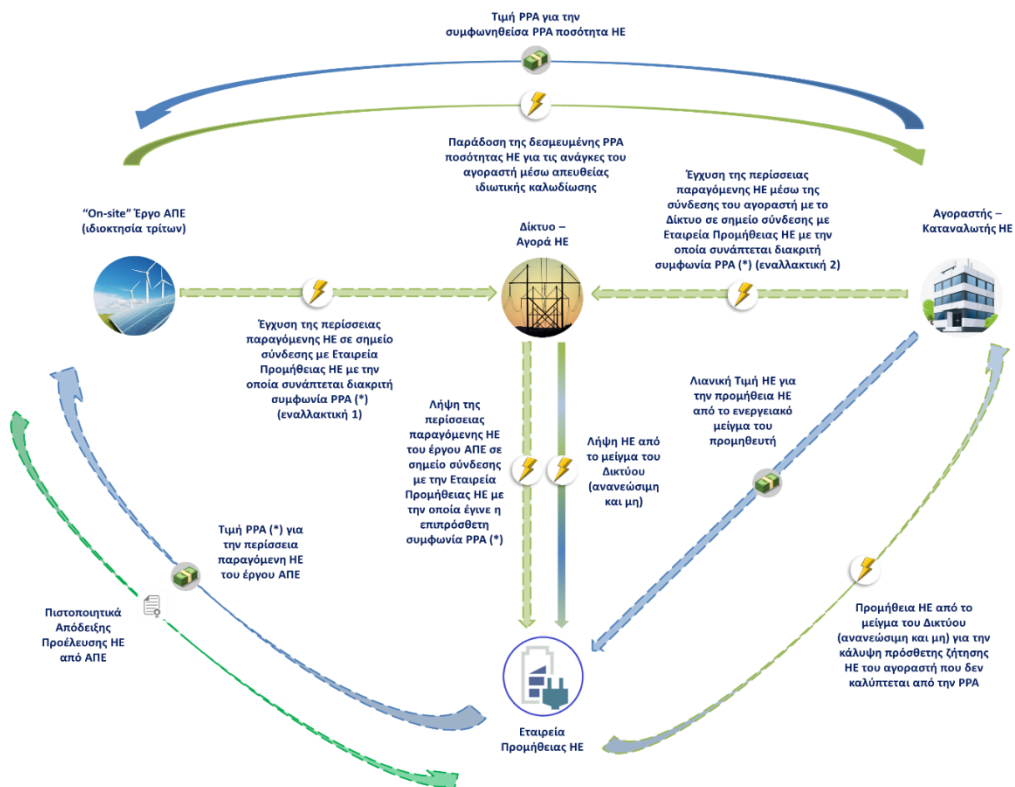
Αναγκαία θεωρείται η σύνδεση του έργου ΑΠΕ με το δίκτυο ΗΕ (εναλλακτική 1 - Εικόνα 6 & Εικόνα 7) για την έγχυση της περίσσειας παραγωγής πέρα των δεσμεύσεων της PPA, ή αλλιώς το πλεόνασμα θα μπορούσε να εγχυθεί στο δίκτυο μέσω σύνδεσης του αγοραστή με το δίκτυο (εναλλακτική 2 - Εικόνα 6 & Εικόνα 7). Η πρώτη επιλογή θεωρείται ασφαλέστερη, ενώ η δεύτερη απαιτεί επαρκή διαθέσιμη δυναμικότητα εξαγωγής ΗΕ στο δίκτυο. Ο παραγωγός ΑΠΕ δύναται να αποζημιωθεί σε spot τιμή για την απόκλιση μεταξύ πραγματικής παραγωγής μείον συμφωνηθείσας PPA ποσότητας μέσω συμμετοχής στη spot αγορά και της συμφωνίας εκπροσώπησης του από κάποιο φορέα σωρευτικής εκπροσώπησης (συνήθως η επιλεγμένη οντότητα εξισορρόπησης του μοντέλου διαθέτει επιπρόσθετη σχετική άδεια) (Εικόνα 6). Ως εναλλακτική, ο παραγωγός ΑΠΕ υπογράφει επιπρόσθετη διακριτή συμφωνία PPA με μία εταιρεία προμήθειας ΗΕ (ή εταιρεία εμπορίας ΗΕ) η οποία λαμβάνει μια προκαθορισμένη τιμή για τη φυσική παράδοση της πλεονάζουσας ΗΕ (Εικόνα 7). Στην τελευταία περίπτωση, απαιτείται η διάθεση ξεχωριστού σημείου σύνδεσης όπου θα λαμβάνεται το πλεόνασμα παραγωγής του έργου ΑΠΕ από τον προμηθευτή (ή εταιρεία εμπορίας ΗΕ).

Η πλειονότητα των PPAs επιβάλλει στον αγοραστή να πληρώσει την προκαθορισμένη τιμή για το σύνολο της ποσότητας ΗΕ που περιλαμβάνει η PPA ανεξαρτήτου της πραγματικής κατανάλωσης. Ωστόσο, η προσέγγιση που ακολουθείται σε αυτές τις περιπτώσεις, λόγω περιορισμών του δικτύου («curtailments») ή οποιουδήποτε άλλου λόγου, ποικίλλει ανά PPA.

Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια που παραδίδεται απευθείας στον αγοραστή λογίζεται ως «ιδιοκατανάλωση» και επομένως οι εγγυήσεις προέλευσης εκδίδονται υπέρ του παραγωγού για τη συγκεκριμένη ποσότητα ΗΕ και ανακαλούνται προς απόδειξη της προέλευσης της ενέργειας που καταναλώθηκε εσωτερικά των εγκαταστάσεων κατανάλωσης του αγοραστή. Περαιτέρω, ο παραγωγός ΑΠΕ λαμβάνει εγγυήσεις προέλευσης για την πλεονάζουσα ΗΕ που παράγεται, εγχέεται στο δίκτυο και καταμετράται, τις οποίες ο ίδιος διαχειρίζεται [34].



Εικόνα 6: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «Private-wire PPA»



Εικόνα 7: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «Private-wire PPA» με επιπλέον διακριτή PPA μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και προμηθευτή ΗΕ¹¹

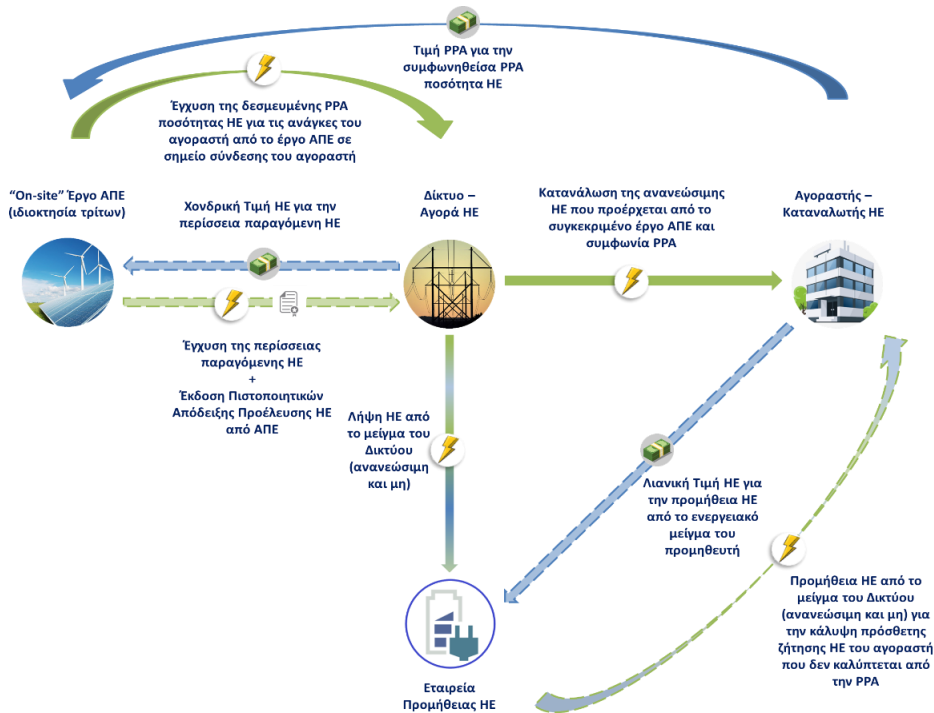
¹¹ PPA (*): Αναφέρεται στην περίπτωση της διακριτής συμφωνίας PPA που μπορεί να έχει συνάψει ο παραγωγός ΑΠΕ με μία εταιρεία προμήθειας ΗΕ (ή κάποια εταιρία εμπορίας ΗΕ) για την φυσική παράδοση της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ από το έργο ΑΠΕ σε σημείο διαχείρισης του προμηθευτή υπό μία προκαθορισμένη τιμή

2.1.2 On-site PPA

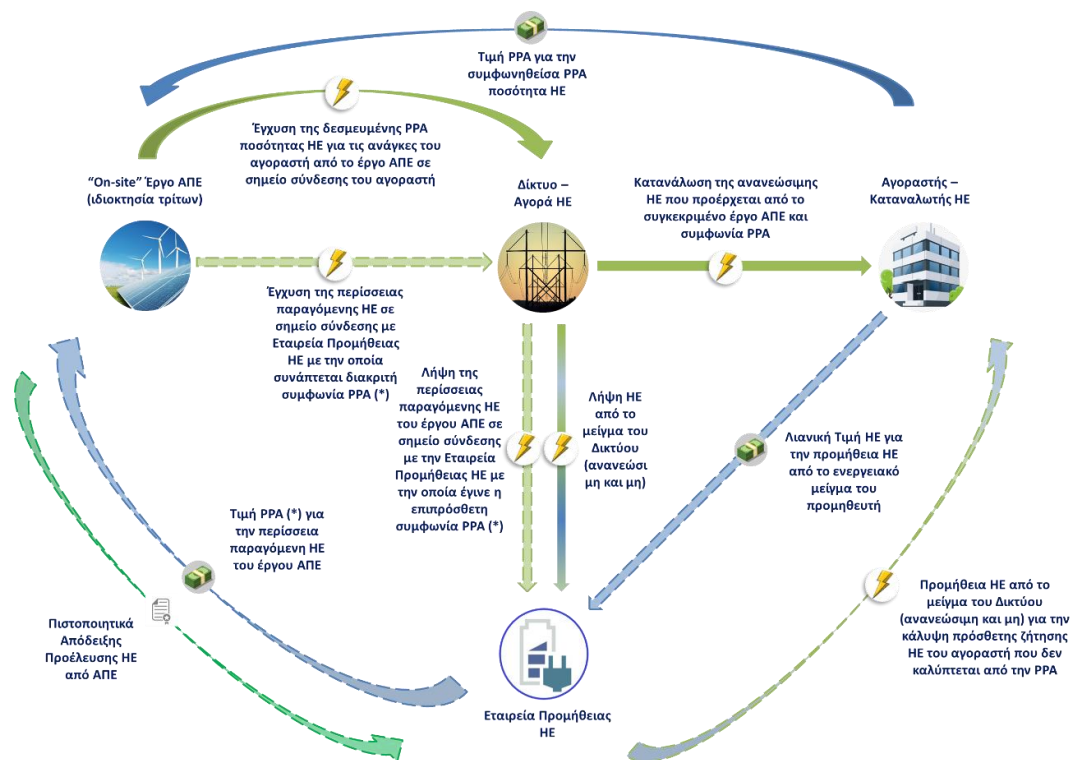
Η λογική προσέγγιση που ακολουθείται κατά την εφαρμογή ενός μοντέλου «on-site PPA» είναι αντίστοιχη του «private-wire PPA» με το προφίλ κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή να υποδεικνύει το κατάλληλο μέγεθος της μονάδας ΑΠΕ. Η διαφορά έγκειται στην τοποθέτηση του σταθμού ΑΠΕ εντός των εγκαταστάσεων κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή και την υποχρεωτική χρήση του δικτύου ΗΕ. Αποτέλεσμα αποτελεί η επιβολή κόστους χρήσεως και σχετικών τελών επί της συμφωνηθείσας ποσότητας που απορροφά ο αγοραστής [11].

Σε περίπτωση εμφάνισης περίσσειας παραγόμενης ΗΕ άνω της δεσμευμένης PPA ποσότητας, η ενέργεια αυτή εγχέεται στο δίκτυο με τον παραγωγό ΑΠΕ να λαμβάνει spot τιμή για το πλεόνασμα μέσω συμμετοχής του στη spot αγορά και συμφωνίας εκπροσώπησης από φορέα σωρευτικής εκπροσώπησης που συνήθως ταυτίζεται με την οντότητα εξισορρόπησης που είχε επιλεγεί (Εικόνα 8). Ως εναλλακτική, ο παραγωγός ΑΠΕ δύναται να υπογράψει μια επιπλέον διακριτή συμφωνία PPA με εταιρεία προμήθειας ΗΕ (ή εταιρία εμπορίας ΗΕ) και να λαμβάνει την προκαθορισμένη τιμή που έχουν συμφωνήσει αναμεταξύ τους (Εικόνα 9).

Στα πλαίσια της «on-site PPA» όπου η μονάδα ΑΠΕ θεωρείται ότι τοποθετείται «πίσω από τον μετρητή» του αγοραστή, οι εγγυήσεις προέλευσης για την ποσότητα ΗΕ που «ιδιοκαταναλώνεται» εκδίδονται υπέρ του παραγωγού ΑΠΕ και ανακαλούνται προς απόδειξη της προέλευσης ενέργειας που καταναλώθηκε εσωτερικά των εγκαταστάσεων κατανάλωσης του αγοραστή. Παράλληλα, η πλεονάζουσα παραγόμενη ΗΕ που εγχέεται στο δίκτυο και καταμετράται θα λάβει επίσης εγγυήσεις προέλευσης [34].



Εικόνα 8: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «On-site PPA»



Εικόνα 9: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «On-site PPA» με επιπλέον διακριτή PPA μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και προμηθευτή ΗΕ¹²

2.1.3 Physical ή Sleeved PPA

Η εφαρμογή των μοντέλων των υπο-ενοτήτων 2.1.1 και 2.1.2 δεν είναι συνήθης στην τρέχουσα Ευρωπαϊκή πρακτική, καθώς αιολικά και Φ/Β πάρκα μεγάλου μεγέθους δεν εγκαθίστανται κοντά σε κύρια κέντρα κατανάλωσης ΗΕ (π.χ. βιομηχανικές περιοχές ή πόλεις). Το μοντέλο της «sleeved PPA», ως το επικρατέστερο μοντέλο της Ευρωπαϊκής αγοράς, περιλαμβάνει σύνδεση στο «δημόσιο» δίκτυο ΗΕ και φυσική παράδοση ΗΕ.

Το έργο ΑΠΕ τοποθετείται εκτός των εγκαταστάσεων κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή και δεν είναι άμεσα συνδεδεμένο με αυτές (off-site). Η σύνδεση του σταθμού ΑΠΕ και το σημείο λήψης ΗΕ από τον αγοραστή τοποθετούνται στο ίδιο δίκτυο και εντός της ίδιας αγοράς ΗΕ ώστε να υφίσταται δυνατή η φυσική παράδοση ΗΕ ([11], [75]). Η χρήση του δημόσιου δικτύου έχει ως συνέπεια την επιβολή του σχετικού κόστους χρήσης του επί τη συμφωνηθείσα PPA ποσότητα που απορροφά ο αγοραστής.

Απαραίτητη είναι η εμπλοκή ενός τρίτου μέρους πέρα των δύο βασικών αντισυμβαλλόμενων. Συνήθως πρόκειται για μια εταιρεία προμήθειας ΗΕ που λειτουργεί ως ενδιάμεσος και αναλαμβάνει τη φυσική λήψη της ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό και την παράδοση της στις εγκαταστάσεις κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή ([6], [7], [15], [75]). Πολλές φορές, η πλευρά των αγοραστών αντιμετωπίζει μεγάλες δυσκολίες στην διαπραγμάτευση και την εύρεση του κατάλληλου παραγωγού ΑΠΕ για συμφωνία, εξαιτίας ελλιπούς πληροφόρησης, γνώσης, εμπειρίας και μικρής ανεκτικότητας ως προς την ανάληψη ρίσκου από την μεριά τους. Ο ενδιάμεσος υποστηρίζει και διευκολύνει την διαδικασία της PPA, εξαλείφοντας ουσιαστικά τη διμερή φύση της PPA η οποία μετουσιώνεται σε μια τριμερή συμφωνία όπου:

¹² PPA (*): Αναφέρεται στην περίπτωση της διακριτής συμφωνίας PPA που μπορεί να έχει συνάψει ο παραγωγός ΑΠΕ με μία εταιρεία προμήθειας ΗΕ (ή κάποια εταιρία εμπορίας ΗΕ) για την φυσική παράδοση της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ από το έργο ΑΠΕ σε σημείο διαχείρισης του προμηθευτή υπό μία προκαθορισμένη τιμή

- α) Ο παραγωγός ΑΠΕ πουλάει το σύνολο της δεσμευμένης ποσότητας ΗΕ στον αγοραστή μέσω ενός πρώτου συμβολαίου PPA,
- β) Ο αγοραστής αμέσως μεταπωλεί τη παραπάνω ποσότητα στην οντότητα εξισορρόπησης υπό το πλαίσιο μιας δεύτερης PPA,
- γ) Τέλος, η οντότητα εξισορρόπησης μεταφέρει («sleeves») μέσω του δικτύου την παραπάνω ποσότητα από τον παραγωγό ΑΠΕ στις εγκαταστάσεις κατανάλωσης του αγοραστή στον οποίο και την πουλάει

Η οντότητα εξισορρόπησης λαμβάνει καθοριστικό ρόλο στη λειτουργικότητα της «sleeved PPA», διεκπεραιώνοντας τις παρακάτω υπηρεσίες:

- Υπηρεσίες μεταφοράς («sleeving») της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ από σημείο σύνδεσης του παραγωγού ΑΠΕ σε σημείο παράδοσης του αγοραστή,
- Υπηρεσίες παρακολούθησης και υλοποίησης υπηρεσιών εξισορρόπησης:
 - Υπηρεσίες εξισορρόπησης και προμήθειας ΗΕ για την ικανοποίηση των αναγκών ζήτησης ΗΕ του αγοραστή ανά πάσα χρονική στιγμή, είτε λόγω υπο-απόδοσης του έργου ΑΠΕ, είτε λόγω διαμόρφωσης επιπέδων κατανάλωσης άνω της δέσμευσης PPA,
 - Τρόπος αντιμετώπισης & διαχείρισης της δεσμευμένης ποσότητας PPA που δεν καταναλώνεται από τον αγοραστή,
 - Ρόλος ΦοΣΕ ΑΠΕ για την διαχείριση του πιθανού πλεονάσματος παραγωγής ΗΕ που δεν αξιοποιείται για τις δεσμεύσεις της PPA μέσω της συμμετοχής του έργου ΑΠΕ στην αγορά ΗΕ,
- Ανάλυση διαχειριστικού μέρους του οικονομικού διακανονισμού μεταξύ των βασικών αντισυμβαλλόμενων

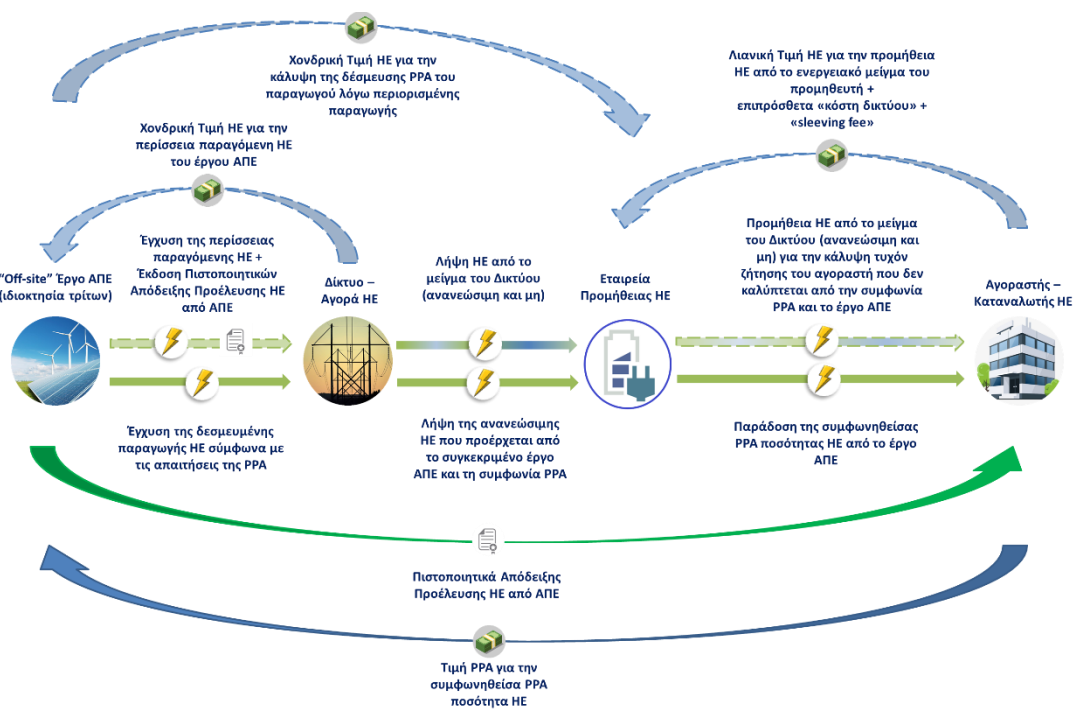
Σε απελευθερωμένες αγορές, οι παραπάνω υπηρεσίες δύνανται να διαμοιραστούν μεταξύ πολλαπλών οντοτήτων, ωστόσο λόγω ύπαρξης πολυπλοκότητας και αλληλεξάρτησης, η συνήθης πρακτική προτιμά την εμπλοκή μόνο μίας οντότητας εξισορρόπησης (συνήθως ενός προμηθευτή ΗΕ) από κοινού επιλεγμένης από τον αγοραστή και τον παραγωγό ΑΠΕ [15]. Η παροχή των υπηρεσιών από την οντότητα εξισορρόπησης και η ανάληψη του συνδεδεμένου ρίσκου έχει ως συνέπεια την επιβολή ενός επιπλέον ασφάλιστρου-τέλους («sleeving fee») το οποίο, στη πλειονότητα των περιπτώσεων, καλείται να πληρώσει ο αγοραστής, χωρίς βέβαια να αποκλείεται κάποια κατανομή του κόστους μεταξύ αγοραστή και παραγωγού ΑΠΕ.

Από την πλευρά του αγοραστή, ο ρόλος της εξισορρόπησης αφορά την ακριβή αντιστοίχιση του προφίλ κατανάλωσης με την παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ και τη δεσμευμένη PPA ποσότητα για κάθε δεδομένο χρονικό διάστημα, αναδεικνύοντας τις περιόδους υψηλής ζήτησης του αγοραστή άνω των δεσμεύσεων PPA όπου απαιτείται πρόσθετη ΗΕ από το δίκτυο για την κάλυψη της, και την ακολουθούμενη προσέγγιση σε περιόδους που ο αγοραστής δεν καταναλώνει το σύνολο της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ. Ο αγοραστής επαναγοράζει τη δεσμευμένη PPA ποσότητα ΗΕ από την οντότητα εξισορρόπησης στην προκαθορισμένη τιμή PPA πλέον του κόστους δικτύου και του «sleeving fee», ενώ η συμπληρωματική ενέργεια που παρέχει η οντότητα εξισορρόπησης στον αγοραστή προέρχεται από τη συμμετοχή της στη spot αγορά ΗΕ ή άλλες τρίτες συμφωνίες και τιμολογείται σύμφωνα με τα τιμολόγια προμήθειας της μέσω συμπληρωματικής συμφωνίας προμήθειας μεταξύ των δύο. Η εφαρμοστέα προσέγγιση στο θέμα της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ που πιθανώς γίνεται «curtailed» ή απλά δεν καταναλώνεται από τον αγοραστή, ποικίλλει, με το επικρατέστερο μοντέλο να περιλαμβάνει την πληρωμή (βάσει της προκαθορισμένης τιμής PPA) από τον αγοραστή για το σύνολο της ποσότητας της συμφωνίας ανεξαρτήτου κατανάλωσης.

Από πλευράς παραγωγού, σε χρονικές περιόδους όπου το πραγματικό προφίλ παραγωγής του έργου ΑΠΕ είναι σε χαμηλά επίπεδα κάτω της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ, η οντότητα εξισορρόπησης καλείται να καλύψει το κενό μεταξύ των δεσμεύσεων PPA και της πραγματικά παραγόμενης ΗΕ. Αντίστοιχα, σε περίπτωση περικοπών λόγω περιορισμών του δικτύου, η οντότητα εξισορρόπησης αναπληρώνει την πρόσθετη ενέργεια που απαιτούν οι δεσμεύσεις PPA του παραγωγού προς τον αγοραστή. Σε περιπτώσεις παραγωγής περίσσειας ΗΕ άνω της δέσμευσης PPA, ο παραγωγός ΑΠΕ λαμβάνει τη spot τιμή για το πλεόνασμα μέσω της συμμετοχής του στη spot αγορά και την εκπροσώπηση του από έναν φορέα σωρευτικής εκπροσώπησης (ταυτίζεται συνήθως με την οντότητα εξισορρόπησης). Σε αυτό το πλαίσιο, ο παραγωγός ΑΠΕ συνάπτει συμπληρωματική συμφωνία με την οντότητα εξισορρόπησης με την οποία καθορίζονται οι όροι αγοράς από τον ίδιο, της απαραίτητης διαφοράς ποσότητας ΗΕ από το μείγμα ΗΕ της οντότητας εξισορρόπησης - προμηθευτή ΗΕ (συνήθως σε spot τιμή), ώστε να τηρήσει τις δεσμεύσεις του και να πουληθεί στον αγοραστή σε τιμή PPA.

Ο αγοραστής είναι ισχυρά εξαρτώμενος από τις υπηρεσίες που προσφέρονται από τον προμηθευτή (οντότητα εξισορρόπησης) με την συμφωνία προμήθειας να γίνεται ιδιαίτερα πολύπλοκη και την ύπαρξη ευελιξίας ως προς την αλλαγή προμηθευτή να είναι μειωμένη. Καθίσταται, οπότε, σχετικά δύσκολη η αξιοποίηση της «sleeved PPA» σε σχήματα multi-buyers PPAs (υπο-ενότητα 2.1.5) [75].

Η έκδοση εγγυήσεων προέλευσης της ενέργειας από ΑΠΕ είναι άμεσα συνδεδεμένη με την συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ και πωλούνται από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή ως μέρος της PPA με την τιμή τους να συμπεριλαμβάνεται, πολλές φορές, εντός της τιμής PPA. Η πλεονάζουσα παραγόμενη ΗΕ που εγχέεται στο δίκτυο και καταμετράται θα λάβει επίσης εγγυήσεις προέλευσης, τις οποίες διαχειρίζεται ο παραγωγός ΑΠΕ [34].



Εικόνα 10: Απλουστευμένη Προσέγγιση Μοντέλου «Sleeved PPA»

2.1.4 Financial ή Synthetic ή Virtual PPA (VPPA)

Η «virtual PPA» ή VPPA αποτελεί μια σύμβαση χρηματοοικονομικού παραγωγού όπου η τιμή για την υποκείμενη ποσότητα ΗΕ διακανονίζεται με Σύμβαση επί Διαφοράς (Contract for Difference - CfD), επιτυγχάνοντας την αποσύνδεση φυσικής και οικονομικής ροής της ΗΕ.

Δημιουργεί παρόμοιο οικονομικό αποτέλεσμα με το μοντέλο της «sleeved PPA» για καθέναν από τους 2 βασικούς αντισυμβαλλόμενους, ενώ παράλληλα αποφεύγεται το «sleeving fee».

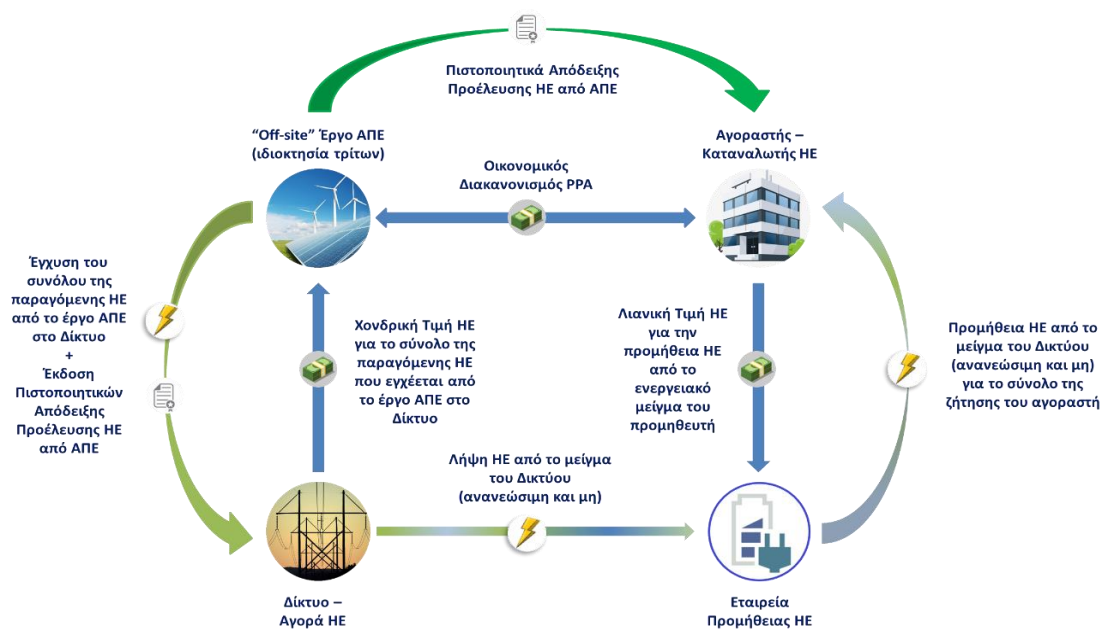
Η VPPA δεν επηρεάζει την υπάρχουσα σχέση του αγοραστή με τον υφιστάμενο προμηθευτή του, ο πρώτος συνεχίζει να λαμβάνει κανονικά την ποσότητα ΗΕ που καταναλώνει από τον προμηθευτή του και να πληρώνει το λογαριασμό σύμφωνα με τα τιμολόγια προμήθειας ([15], [75]). Από την άλλη μεριά, ο παραγωγός ΑΠΕ παραδίδει το σύνολο της παραγωγής του στο δίκτυο ΗΕ συμμετέχοντας στη spot αγορά ΗΕ εκπροσωπούμενος από φορέα σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ), ενώ η αποζημίωση του ισούται με τη spot τιμή της αγοράς στην οποία δραστηριοποιείται. Σημειώνεται ότι η αγορά δραστηριοποίησης του παραγωγού και η αγορά τοποθέτησης του αγοραστή είναι συχνά διαφορετικές με την τιμή να ενδέχεται να διαφέρει μεταξύ αγορών εξαιτίας ζωνικής τιμολόγησης εντός της ίδιας χώρας [76], ή λόγω εφαρμογής «cross-border PPA» όπου παραγωγός και αγοραστής είναι σε διαφορετικές χώρες (2.1.7).

Οι δύο βασικοί αντισυμβαλλόμενοι ορίζουν μια τιμή εξάσκησης (strike price) συνδεδεμένη με μία συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ καλύπτοντας ένα συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα [75]. Η απλουστευμένη προσέγγιση λέει ότι κατά την πραγματοποίηση του περιοδικού οικονομικού διακανονισμού (συνήθως μηνιαίου, τριμηνιαίου, ετήσιου), εκτιμάται η απόλυτη διαφορά μεταξύ spot τιμής της αγοράς ΗΕ όπου τοποθετείται ο αγοραστής και τιμής εξάσκησης:

- α) Εάν [τιμή εξάσκησης > spot τιμή αγοράς τοποθέτησης του αγοραστή] → ο αγοραστής καταβάλλει την διαφορά στον παραγωγό ΑΠΕ για το σύνολο της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ, ενώ,
- β) Εάν [τιμή εξάσκησης < spot τιμή αγοράς τοποθέτησης του αγοραστή] → ο αγοραστής αποζημιώνεται την διαφορά από τον παραγωγό ΑΠΕ για το σύνολο της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ ([6],[77])

Η VPPA εύκολα εφαρμόζεται διασυνοριακά («cross-border PPA») αφού δεν απαιτείται η φυσική παράδοση ΗΕ. Αποτελεί μια πρόταση που ενδείκνυται σε περιπτώσεις πολυεθνικών με εγκαταστάσεις σε διάφορα γεωγραφικά σημεία εντός και εκτός εθνικών συνόρων [7].

Η συνολική παραγόμενη ΗΕ που εγχέεται στο δίκτυο και καταμετράται, λαμβάνει εγγυήσεις προέλευσης ΗΕ, τις οποίες διαχειρίζεται ο παραγωγός ΑΠΕ. Το πλήθος των εγγυήσεων προέλευσης που αντιστοιχούν στη δεσμευμένη PPA ποσότητα πωλείται από τον παραγωγό στον αγοραστή ως μέρος της συμφωνίας τους [34].



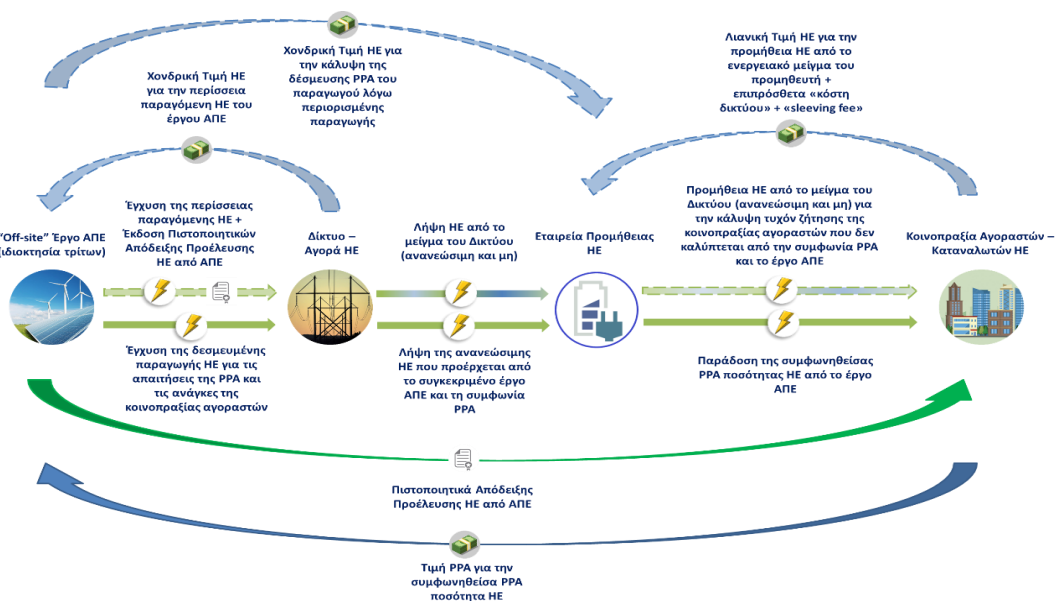
Εικόνα 11: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Financial ή Virtual PPA (VPPA)»

2.1.5 Multi-buyer PPA

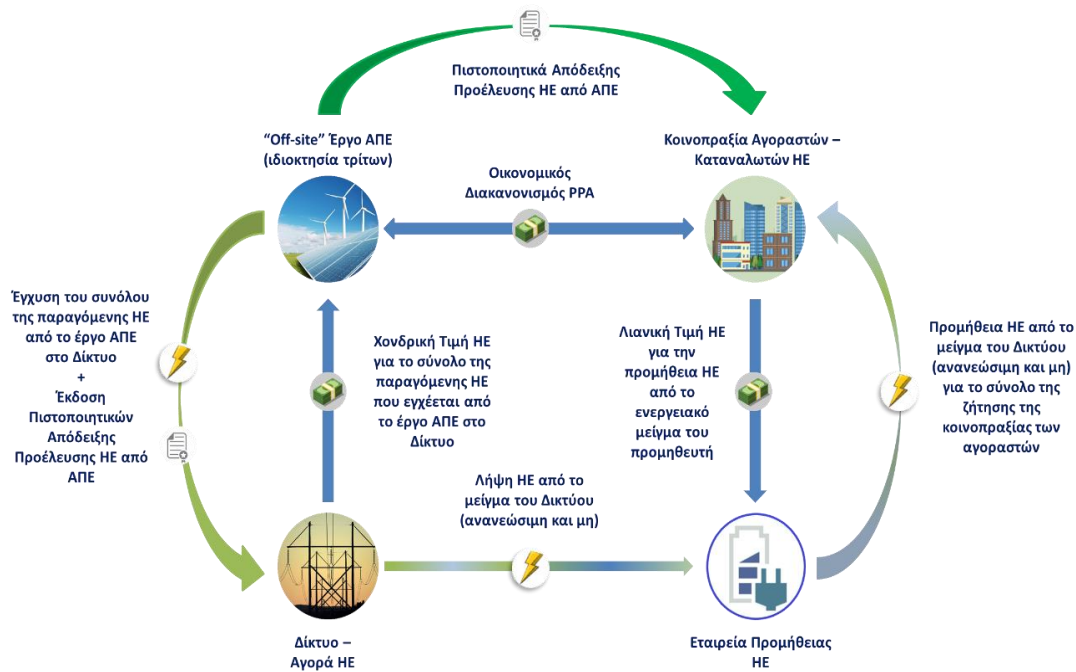
Πλήθος εταιρικών αγοραστών χαμηλής ζήτησης ΗΕ και μικρής εμπειρίας στην αγορά των PPAs συνεργάζονται για τον επιμερισμό του ρίσκου εντός μιας κοινής συμφωνίας. Η «multi-buyer PPA» αφορά κατά βάση την ιδέα σχηματισμού μιας κοινοπραξίας από αγοραστές - καταναλωτές ΗΕ με σκοπό τη σύναψη μιας ενιαίας PPA με έναν παραγωγό ΑΠΕ (συνήθως μεγάλου μεγέθους). Εναλλακτική προσέγγιση είναι η σύναψη πολλαπλών PPAs για ένα έργο ΑΠΕ όπου κάθε αγοραστής υπογράφει διακριτή (πανομοιότυπη) PPA με τον παραγωγό ΑΠΕ [74]. Σε κάθε περίπτωση, καθένας από τους αγοραστές δεσμεύεται να αγοράσει μέρος της παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ, ενώ ιδανικά, οι εταιρείες-αγοραστές προέρχονται από διαφορετικούς κλάδους δραστηριοποίησης ώστε να αποφευχθούν φαινόμενα εμφάνισης άμεσου ανταγωνισμού σε πτυχές και όρους της συμφωνίας [15].

Ο παραγωγός ΑΠΕ διαφοροποιεί τον πιστωτικό κίνδυνο μέσω συμμετοχής των διάφορων αγοραστών στο σχήμα, ενώ μπορεί να πουλήσει μεγαλύτερα μεγέθη ποσότητας ΗΕ με τη σύναψη μίας μόνο PPA. Παραγωγοί ΑΠΕ υψηλών επιπέδων εγκατεστημένης ισχύος ίσως να δυσκολεύονται να εντοπίσουν πληθώρα μεμονωμένων αγοραστών, οπότε η «multi-buyer PPA» αποτελεί ενδεχομένως πιθανό τρόπο επίλυσης του προβλήματος τους. Ο επιμερισμός του νομικού κόστους, των διαδικαστικών εξόδων, του λογιστικού κόστους μεταξύ των μελών της κοινοπραξίας αποτελούν βασικούς παράγοντες επιλογής του συγκεκριμένου μοντέλου από τους αγοραστές. Κοινοπραξίες με υψηλά αθροιστικά επίπεδα ζήτησης ΗΕ βρίσκονται συχνά σε ισχυρότερη διαπραγματευτική θέση από μικρότερους μεμονωμένους αγοραστές, επιτυγχάνοντας χαμηλότερες τιμές συμβολαίων PPA. Παράλληλα, τέτοιες συμφωνίες συχνά προσφέρουν μεγαλύτερη ευελιξία εάν εμφανιστεί επιθυμία αποχώρησης κάποιου αγοραστή [74]. Όπως γίνεται αντιληπτό, η «multi-buyer PPA» βρίσκει εφαρμογή σε μικρομεσαίες επιχειρήσεις. Παρόλα αυτά, η πιθανή αύξηση της πολυπλοκότητας, ο μεγαλύτερος χρόνος εύρεσης κατάλληλων συνεργατών και αντίστοιχα ο μεγαλύτερος χρόνος διαπραγματεύσεων είναι παράγοντες που πρέπει να μελετώνται προσεκτικά [15].

Η «multi-buyer PPA» μπορεί να είναι είτε «sleeved PPA» (Εικόνα 12) είτε VPPA (Εικόνα 13), διατηρώντας τις αντίστοιχες ιδιότητες όπως αναλύθηκαν στις υπο-ενότητες 2.1.3 και 2.1.4. Η έκδοση εγγυήσεων προέλευσης είναι άμεσα συνδεδεμένη με τη δεσμευμένη PPA ποσότητα ΗΕ και πωλούνται από τον κάτοχο της μονάδας ΑΠΕ στην κοινοπραξία αγοραστών ως μέρος της συμφωνίας. Πλέον, αν ΗΕ άνω δεσμεύσεων PPA εγχέεται στο δίκτυο λαμβάνοντας εγγυήσεις προέλευσης, τις οποίες διαχειρίζεται, όπως επιθυμεί, ο παραγωγός [11].



Εικόνα 12: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-buyer Sleeved PPA»



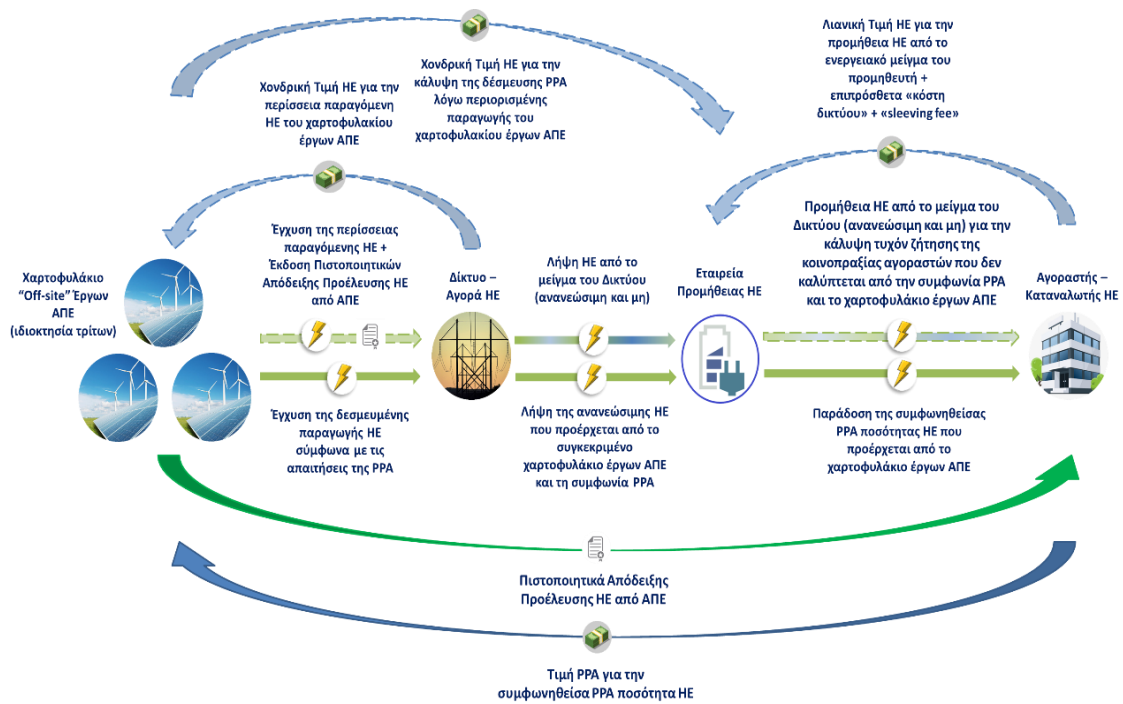
Εικόνα 13: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-buyer Virtual PPA»

2.1.6 Multi-seller PPA

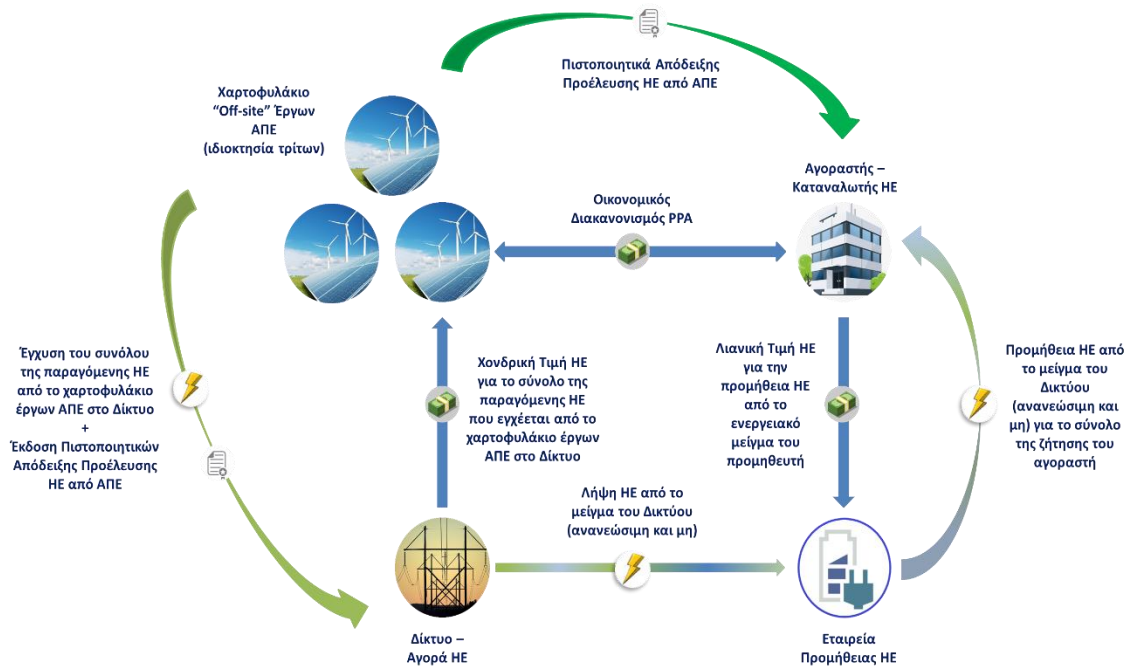
Η «multi-seller PPA» αξιοποιείται σε περιπτώσεις αγοραστών από το χώρο των ενεργοβόρων επιχειρήσεων των οποίων η κατανάλωση ΗΕ δεν καλύπτεται από την παραγωγή ενός ή περισσότερων έργων ΑΠΕ. Ένας φορέας σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) συγκεντρώνει πολλαπλά περιουσιακά στοιχεία ΑΠΕ σε ένα χαρτοφυλάκιο και συνάπτει μία PPA με τον αγοραστή για μία συνολική ποσότητα ΗΕ. Ως αποτέλεσμα, καλύπτεται η κατανάλωση ΗΕ της ενεργοβόρου επιχείρησης χωρίς ανάγκη σύναψης πολλαπλών συμβάσεων.

Η «multi-seller PPA» μπορεί να είναι είτε «sleeved PPA» (Εικόνα 14) είτε VPPA (Εικόνα 15), διατηρώντας τις αντίστοιχες ιδιότητες όπως αναλύθηκαν στις υπο-ενότητες 2.1.3 και 2.1.4. Ειδικά στην περίπτωση της «sleeved PPA», η συγκεντρωμένη ΗΕ πολλών έργων ΑΠΕ παρέχει δυνατότητα μείωσης του κόστους εξισορρόπησης της ενέργειας που απαιτεί η ζήτηση του αγοραστή από τον προμηθευτή ΗΕ. Ο φορέας σωρευτικής εκπροσώπησης αναλαμβάνει από τη μεριά του, το πλήρες ρίσκο του σταδίου αδειοδότησης και κατασκευής των έργων ΑΠΕ χρεώνοντας τον(ους) παραγωγό(ούς) επιπλέον τέλη για τις προσφερόμενες υπηρεσίες, ανεβάζοντας κατ' επέκταση τα κόστη του μοντέλου.

Οι εγγυήσεις προέλευσης συνήθως συνδέονται με τη δεσμευμένη PPA ποσότητα ΗΕ και πωλούνται από το συνολικό χαρτοφυλάκιο ΑΠΕ στον αγοραστή ως μέρος της συμφωνίας. Ωστόσο, υπάρχουν περιπτώσεις PPAs όπου οι εγγυήσεις προέλευσης δεν περιλαμβάνονται εντός συμφωνίας. Η περίσσεια εγχεόμενη ΗΕ στο δίκτυο λαμβάνει επίσης εγγυήσεις προέλευσης, τις οποίες διαχειρίζεται συνήθως ο έκαστος παραγωγός ΑΠΕ [11].



Εικόνα 14: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-seller Sleeved PPA»



Εικόνα 15: Απλουστευμένη Προσέγγιση «Multi-seller Virtual PPA»

2.1.7 Cross-border PPA

Η «cross-border PPA» θεωρητικά ενσωματώνεται σε καθένα από τα μοντέλα που αναλύθηκαν στις προηγούμενες υπο-ενότητες και περιλαμβάνουν «off-site» έργα ΑΠΕ. Πρακτικά ωστόσο, λίγα είναι τα παραδείγματα εφαρμογής του συγκεκριμένου μοντέλου το οποίο εκτείνεται πέρα των εθνικών συνόρων. Ο κύριος ανασταλτικός παράγοντας είναι το ρίσκο διακύμανσης της τιμής ΗΕ και ο κίνδυνος βάσης (αναφοράς), δηλαδή η αναντιστοιχία μεταξύ των τιμών ΗΕ όπως υπολογίζονται στο πραγματικό σημείο παράδοσης της ενέργειας στην χώρα Α και αντίστοιχα στο σημείο συναλλαγής και διακανονισμού της χώρας Β. Η έλλειψη διασυνδέσεων και το κλείσιμο μακροπρόθεσμων δικαιωμάτων δυναμικότητας σε

διασυνδέσεις είναι ζητήματα που αυξάνουν περαιτέρω την πολυπλοκότητα και το κόστος των «cross-border sleeved PPAs». Τέλος, οι συναλλαγματικές ισοτιμίες αποτελούν επιπλέον εμπόδιο σε «cross-border sleeved PPA» και «cross-border VPPA». Πιστοποιητικά εγγυήσεων προέλευσης συνήθως δεν περιλαμβάνονται εντός PPA και πρέπει να γίνει διακριτή συμφωνία για την μεταφορά τους από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή.

2.1.8 Multi-technology PPA

Μια παραλλαγή μοντέλων PPAs με «off-site» έργα ΑΠΕ είναι η «multi-technology PPA» η οποία περιλαμβάνει άνω της μίας, τεχνολογίες παραγωγής ανανεώσιμης ΗΕ, και ταυτόχρονα μπορεί να συνδυαστεί συμπληρωματικά με συστήματα αποθήκευσης ΗΕ. Το βασικό όφελος του σχήματος είναι η παροχή σταθερότερου προφίλ παραγωγής και η μείωση του ρίσκου μη κάλυψης της ζήτησης του αγοραστή σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα (π.χ. η χρήση Φ/Β συστημάτων τις πρωινές-μεσημεριανές ώρες συνδυαστικά με αιολικά συστήματα κατά τις βραδινές ώρες, καλύπτει θεωρητικά σε αρκετά μεγάλο βαθμό τις ανάγκες του αγοραστή). Μια «multi-technology» PPA μπορεί να είναι είτε «sleeved» είτε VPPA με τις αντίστοιχες ιδιότητες, ενώ οι εγγυήσεις προέλευσης είναι άμεσα συνδεδεμένες με τη δεσμευμένη PPA ποσότητα ΗΕ και πωλούνται από τον κάτοχο του έργου ΑΠΕ στον αγοραστή ως μέρος της συμφωνίας.

2.2 Διαμόρφωση Μοντέλου Τιμολόγησης Συμφωνιών PPAs

Η τιμολόγηση της ποσότητας ΗΕ που συμφωνείται μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή αποτελεί ίσως τον σημαντικότερο όρο διαπραγμάτευσης του συμβολαίου PPA, απαιτώντας διαφάνεια, καλή επικοινωνία και συνεννόηση μεταξύ των δύο βασικών αντισυμβαλλόμενων. Μια πρόταση για την τιμή του διμερούς συμβολαίου οφείλει να είναι ξεκάθαρη ως προς τη σύσταση της, καθώς δύναται να περιλαμβάνει μόνο το κομμάτι της δεσμευμένης ενέργειας, είτε να ενσωματώνει πρόσθετους παράγοντες, όπως οι εγγυήσεις προέλευσης, τα κόστη αποκλίσεων, κ.λπ.

Η ενότητα 2.2 εστιάζει στον τρόπο διαμόρφωσης του κύριου συστατικού στοιχείου σύνθεσης της τελικής τιμής PPA, δηλαδή της τιμής που αφορά την ποσότητα της ΗΕ που εντάσσεται εντός της συμφωνίας χωρίς την ενσωμάτωση επιπλέον παραμέτρων. Με άλλα λόγια, αναλύεται το κομμάτι της χρέωσης δυναμικότητας (capacity charge) που αποτελεί τη βάση αναφοράς διαπραγμάτευσης μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή και βασική εγγύηση αποπληρωμής του αρχικού κόστους κεφαλαίου της επένδυσης από τον πρώτο [77]. Στόχος είναι να γίνει πλήρως ξεκάθαρη η οπτική του παραγωγού ΑΠΕ ως προς το κομμάτι αυτό.

Οι διακυμάνσεις των τιμών της χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ προωθούν πλήθος εναλλακτικών προσεγγίσεων τιμολόγησης της ποσότητας ΗΕ που εντάσσεται εντός της PPA, δημιουργώντας προκλήσεις στις διαπραγματεύσεις και την επιλογή μιας «δίκαιης» τιμής. Η πλευρά των αγοραστών εστιάζει σε σύγκριση της προτεινόμενης τιμής PPA με τις χονδρεμπορικές τιμές ΗΕ και τα τιμολόγια προμηθευτών, ενώ ο παραγωγός ΑΠΕ προχωρά σε αξιολόγηση του ελάχιστου προσφερόμενου κόστους πώλησης ΗΕ βάσει του κόστους ανάπτυξης του έργου και στόχο την εξασφάλιση βιωσιμότητας. Επομένως, για την επίτευξη ισορροπίας και τη διαμόρφωση «δίκαιης» τιμής PPA, απαιτείται συνυπολογισμός των τάσεων της αγοράς ΗΕ και του κόστους του παραγωγού [78].

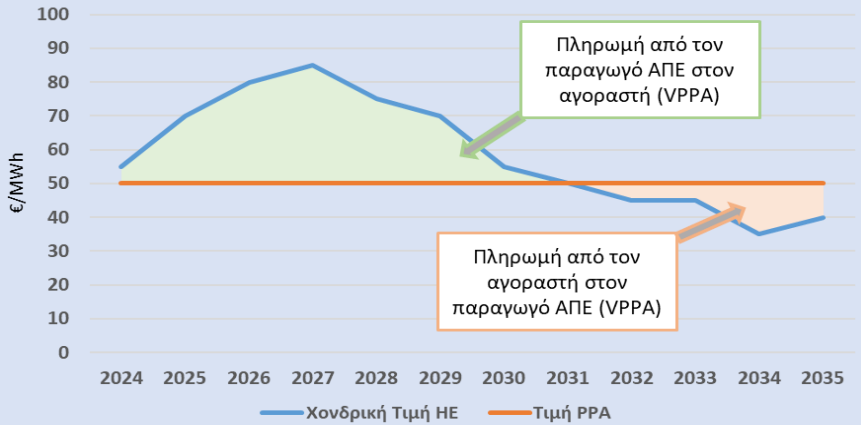
Αγορές χαμηλής ρευστότητας προσφέρουν ως μόνη επιλογή την εφαρμογή μοντέλου PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ συνδυαστικά με σχήμα σταθερής τιμολόγησης. Ωστόσο, ακόμα και σε αγορές υψηλής ρευστότητας όπου είναι εφικτή η εφαρμογή VPPA, η σταθερή τιμολόγηση προτιμάται σε εταιρικές PPAs [79]. Με την πάροδο του χρόνου, την αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ και τις μεγάλες διακυμάνσεις των χονδρεμπορικών τιμών ΗΕ, πληθώρα αγοραστών οδηγείται σε διερεύνηση εναλλακτικών. Ενδεικτικά, επιδιώκοντας περιορισμό των αρχικών αρνητικών ταμειακών ροών, ορισμένοι αγοραστές επιλέγουν ένα σχήμα σταθερής τιμής PPA

με κλιμάκωση ή αναπροσαρμογή λόγω πληθωρισμού έναντι μιας σταθερής ονομαστικής τιμής PPA. Η αξιοποίηση κυμαινόμενης τιμολόγησης και υβριδικών σχημάτων είναι ακόμα περιορισμένη στα πλαίσια εταιρικών PPAs, εάν και ίσως φανούν ιδιαίτερα χρήσιμες όταν το κόστος ΗΕ αποτελεί σημαντικό λειτουργικό έξοδο για τον αγοραστή και ο συντελεστής ελαστικότητας είναι αυξημένος. Από πλευράς πωλητή, προτιμώνται σχήματα σταθερής τιμολόγησης PPA από μικρο-μεσαίους παραγωγούς, καθώς προσδίδεται μέγιστη ορατότητα των μελλοντικών ταμειακών τους ροών διευκολύνοντας την εύρεση πηγή χρηματοδότησης. Μεγαλύτεροι παραγωγοί δεν παρουσιάζουν παρόμοιες ευαισθησίες, προσφέροντας συνήθως το σύνολο των διαθέσιμων σχημάτων τιμολόγησης προς τους αγοραστές.

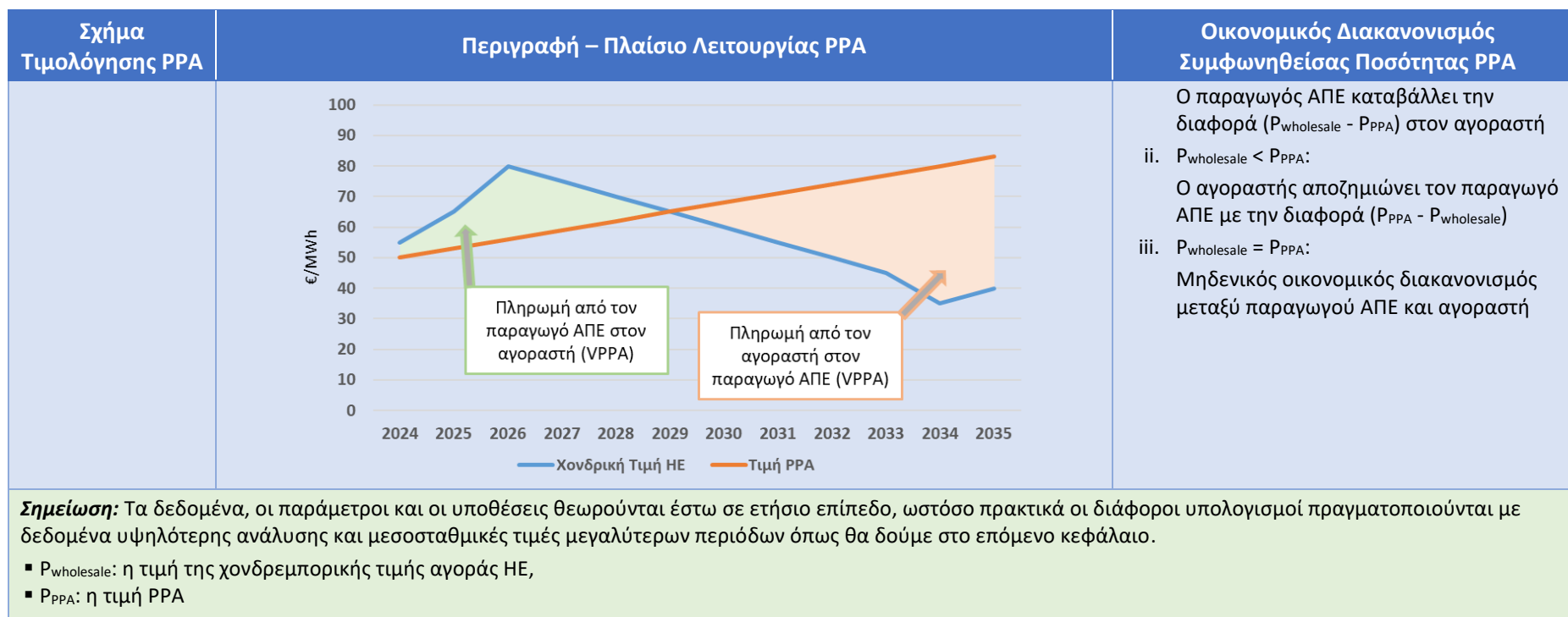
2.2.1 Σχήματα – Στρατηγικές Τιμολόγησης PPA

Διακρίνοντας τις διαθέσιμες στρατηγικές τιμολόγησης της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ σε τρεις βασικές κατηγορίες, σταθερής τιμής - κυμαινόμενης τιμής – υβριδικά σχήματα, ο Πίνακας 14, ο Πίνακας 15 και ο Πίνακας 16 αντίστοιχα, περιγράφουν το πλαίσιο λειτουργίας των εξεταζόμενων σχημάτων. Προς αποφυγή παρερμηνειών, σημειώνεται ότι τα νούμερα σε διαγράμματα/πινακάκια της υπο-ενότητας 2.2.1 είναι τυχαία και δεν αποτελούν προβλέψεις.

Πίνακας 14: Σχήματα Σταθερής Τιμολόγησης PPA ([79], [80], [81])

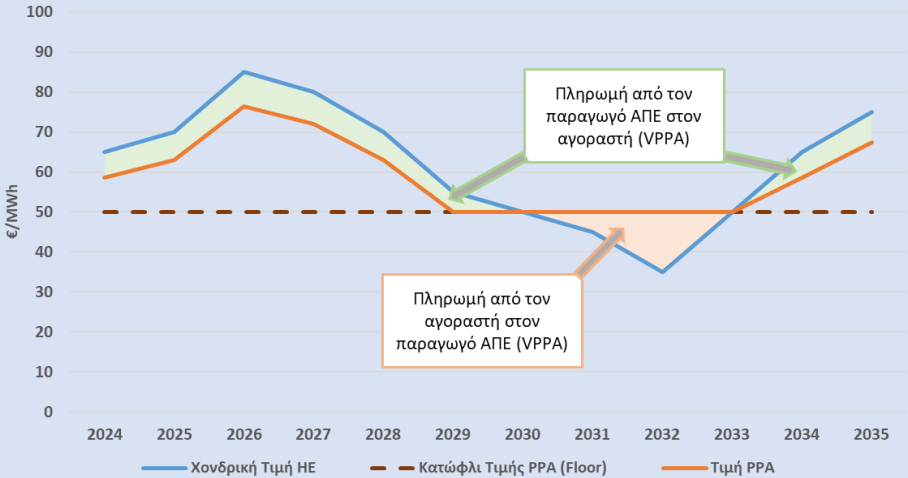
Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
<p>PPA σε Σταθερή Ονομαστική Τιμή</p>	<ul style="list-style-type: none"> Κλείδωμα σταθερής τιμής PPA από τον αγοραστή καθ' όλη την διάρκεια της PPA Ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης HE και σε μοντέλα VPPA Εφαρμόσιμο για οποιοδήποτε χρονικό ορίζοντα 	<ul style="list-style-type: none"> Μοντέλο PPA φυσικής παράδοσης HE: Ο αγοραστής πληρώνει στον παραγωγό ΑΠΕ την σταθερή ονομαστική τιμή PPA (P_{PPA}) Μοντέλο VPPA: <ol style="list-style-type: none"> $P_{wholesale} > P_{PPA}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καταβάλλει την διαφορά ($P_{wholesale} - P_{PPA}$) στον αγοραστή $P_{wholesale} < P_{PPA}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ με την διαφορά ($P_{PPA} - P_{wholesale}$) $P_{wholesale} = P_{PPA}$: Μηδενικός οικονομικός διακανονισμός μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή
<p>Σταθερή τιμή PPA με κλιμάκωση (βηματική)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Κλείδωμα μιας αρχικής τιμής PPA από τον αγοραστή που περιοδικά αυξάνεται (ή σπανιότερα μειώνεται) Η κλιμάκωση εκφράζεται είτε σε ονομαστικούς όρους (χωρίς πληθωρισμό), είτε σε πραγματικούς όρους με αναπροσαρμογές λόγω πληθωρισμού. Για διευκόλυνση του υπολογισμού και της διαπραγμάτευσης, προτιμάται η αξιοποίηση ενός σταθερού ετήσιου ποσοστιαίου συντελεστή αύξησης της τιμής Κατευθυντήριες γραμμές αποτελούν η ελαχιστοποίηση της διαφοράς της αρχικής συμφωνηθείσας P_{PPA} ως προς την $P_{wholesale}$ και η προσπάθεια αντιστοίχισης της P_{PPA} με την μελλοντική εξέλιξη της $P_{wholesale}$ Ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης HE και σε μοντέλα VPPA Εφαρμόσιμο για οποιοδήποτε χρονικό ορίζοντα 	<ul style="list-style-type: none"> Μοντέλο PPA φυσικής παράδοσης HE: Ο αγοραστής πληρώνει στον παραγωγό ΑΠΕ τη συμφωνηθείσα τιμή PPA όπως αυτή διαμορφώνεται ανά περίοδο (P_{PPA}) Μοντέλο VPPA: <ol style="list-style-type: none"> $P_{wholesale} > P_{PPA}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καταβάλλει τη διαφορά ($P_{wholesale} - P_{PPA}$) στον αγοραστή $P_{wholesale} < P_{PPA}$:

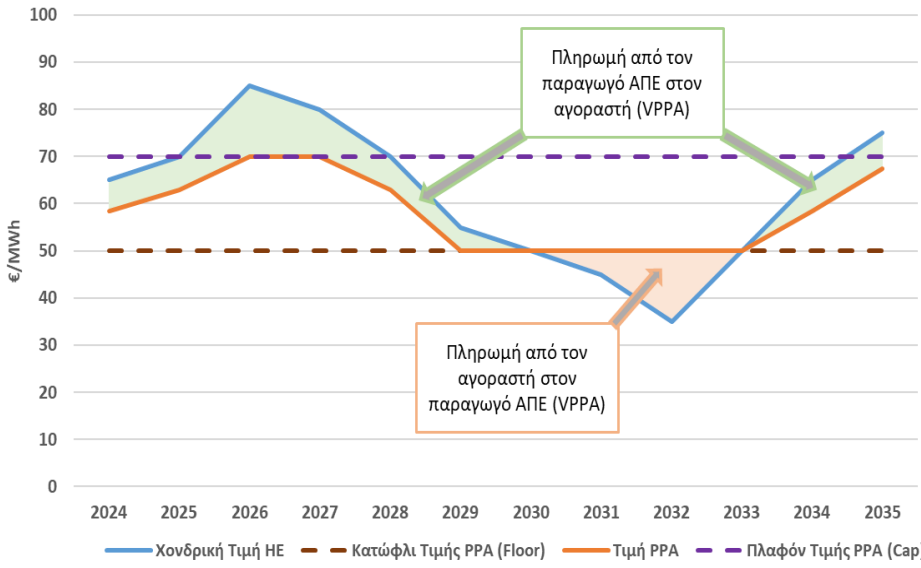
Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
	<p>€ /MWh</p> <p>2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035</p> <p>— Χονδρική Τιμή ΗΕ — Τιμή PPA</p> <p>Πληρωμή από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή (VPPA)</p> <p>Πληρωμή από τον αγοραστή στον παραγωγό ΑΠΕ (VPPA)</p>	<p>Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ με την διαφορά ($P_{PPA} - P_{wholesale}$)</p> <p>iii. $P_{wholesale} = P_{PPA}$: Μηδενικός οικονομικός διακανονισμός μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή</p>
<p>Σταθερή τιμή PPA με αναπροσαρμογή λόγω πληθωρισμού</p>	<ul style="list-style-type: none"> Κλείδωμα μιας αρχικής τιμής PPA από τον αγοραστή που αυξάνεται ετησίως λόγω πληθωρισμού Αξιοποίηση κάποιου προκαθορισμένου δείκτη, όπως ο Δείκτης Τιμών Καταναλωτή Κατευθυντήριες γραμμές αποτελούν η ελαχιστοποίηση του αρχικού κόστους επένδυσης του παραγωγού με βάση την τρέχουσα $P_{wholesale}$ και η μελλοντική αναπροσαρμογή της P_{PPA} με βάση τον πληθωρισμό Ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ και σε μοντέλα VPPA Εφαρμόσιμο για οποιοδήποτε χρονικό ορίζοντα 	<ul style="list-style-type: none"> Μοντέλο PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ: Ο αγοραστής πληρώνει στον παραγωγό ΑΠΕ τη συμφωνηθείσα τιμή PPA όπως αυτή διαμορφώνεται ανά περίοδο (P_{PPA}) Μοντέλο VPPA: i. $P_{wholesale} > P_{PPA}$:

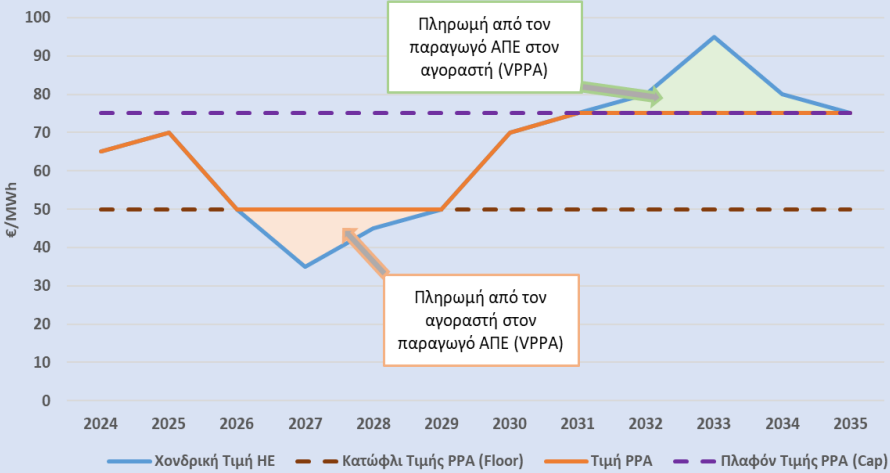


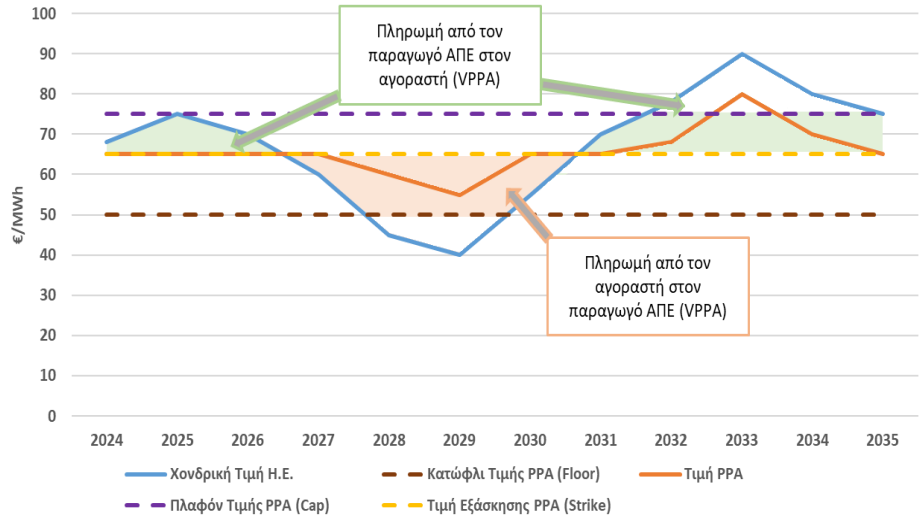
Πίνακας 15: Σχήματα Κυμαινόμενης Τιμολόγησης PPA ([79], [80], [81])

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
<p>Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής ΗΕ και παράλληλη ύπαρξη κάτω</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Διαμόρφωση κυμαινόμενης τιμής PPA ▪ Συσχέτιση της P_{PPA} με την $P_{\text{wholesale}}$ και την παροχή έκπτωσης προς τον αγοραστή ▪ Ύπαρξη κατωφλίου τιμής PPA (PPA_{floor}) για την εξασφάλιση της βιωσιμότητας του παραγωγού ΑΠΕ ▪ Συνήθης ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ, αλλά συμβατότητα και με μοντέλα VPPA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Μοντέλο PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ: <ul style="list-style-type: none"> i. $PPA_{\text{floor}} < P_{\text{discount}}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{\text{PPA}} = P_{\text{discount}}$ ii. $P_{\text{discount}} \leq PPA_{\text{floor}}$:

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
<p>ορίου (floor) για την τιμή PPA</p>	<ul style="list-style-type: none"> Εφαρμόσιμο συνήθως για μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα  <p>€ / MWh</p> <p>2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035</p> <p>— Χονδρική Τιμή ΗΕ — Κατώφλι Τιμής PPA (Floor) — Τιμή PPA</p>	<p>Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{PPA} = PPA_{floor}$</p> <ul style="list-style-type: none"> Μοντέλο VPPA: <ul style="list-style-type: none"> i. $PPA_{floor} \leq P_{discount}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καλείται να καταβάλλει στον αγοραστή την διαφορά ($P_{wholesale} - P_{PPA}$), όπου $P_{PPA} = P_{discount}$ ii. $P_{discount} < PPA_{floor}$ και $P_{wholesale} \neq PPA_{floor}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ σύμφωνα με την διαφορά ($P_{PPA} - P_{wholesale}$), όπου $P_{PPA} = PPA_{floor}$ iii. $P_{wholesale} = PPA_{floor}$: Μηδενικός οικονομικός διακανονισμός μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή, ενώ $P_{PPA} = PPA_{floor}$
<p>Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής ΗΕ με παράλληλη ύπαρξη άνω (cap) και κάτω ορίου</p>	<ul style="list-style-type: none"> Παρόμοια δομή με το προηγούμενο σχήμα τιμολόγησης και προσθήκη ενός άνω ορίου της τιμής PPA (PPA_{cap}) για τον περιορισμό έκθεσης κινδύνου του αγοραστή σε μεγάλες αυξήσεις της $P_{wholesale}$ Συνήθης ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ, αλλά συμβατότητα και με μοντέλα VPPA Εφαρμόσιμο συνήθως για μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα 	<ul style="list-style-type: none"> Μοντέλο PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ: <ul style="list-style-type: none"> i. $PPA_{floor} < P_{discount} < PPA_{cap}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{PPA} = P_{discount}$ ii. $P_{discount} \geq PPA_{cap}$:

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
(floor) για την τιμή PPA	 <p>Πληρωμή από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή (VPPA)</p> <p>Πληρωμή από τον αγοραστή στον παραγωγό ΑΠΕ (VPPA)</p> <p>— Χονδρική Τιμή ΗΕ — Κατώφλι Τιμής PPA (Floor) — Τιμή PPA — Πλαφόν Τιμής PPA (Cap)</p>	<p>Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{PPA} = PPA_{cap}$</p> <p>iii. $P_{discount} \leq PPA_{floor}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{PPA} = PPA_{floor}$</p> <p>▪ Μοντέλο VPPA:</p> <p>i. $PPA_{floor} \leq P_{discount} \leq PPA_{cap}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καλείται να καταβάλλει στον αγοραστή την διαφορά ($P_{wholesale} - P_{PPA}$), όπου $P_{PPA} = P_{discount}$</p> <p>ii. $P_{discount} > PPA_{cap}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καλείται να καταβάλλει στον αγοραστή την διαφορά ($P_{wholesale} - P_{PPA}$), όπου $P_{PPA} = PPA_{cap}$</p> <p>iii. $P_{discount} < PPA_{floor}$ και $P_{wholesale} \neq PPA_{floor}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ σύμφωνα με την διαφορά ($P_{PPA} - P_{wholesale}$), όπου $P_{PPA} = PPA_{floor}$</p> <p>iv. $P_{wholesale} = PPA_{floor}$: Μηδενικός οικονομικός διακανονισμός μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή, ενώ $P_{PPA} = PPA_{floor}$</p>

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
<p>Collar</p>	<ul style="list-style-type: none"> Οι 2 βασικές διαφοροποιήσεις συγκριτικά με το προηγούμενο σχήμα είναι η μη ύπαρξη έκπτωσης στην $P_{wholesale}$ και ο μηδενικός οικονομικός διακανονισμός σε VPPA όταν η $P_{wholesale}$ βρίσκεται εντός της περιοχής («collar») μεταξύ καθορισμένων PPA_{floor} και PPA_{cap} Ο αγοραστής μέσω της PPA_{floor} προστατεύει τον παραγωγό ΑΠΕ από πολύ χαμηλές τιμές της αγοράς ΗΕ, ενώ αντίστοιχα ο παραγωγός ορίζει μια τιμή PPA_{cap} για την προστασία του αγοραστή σε υψηλές τιμές της αγοράς ΗΕ Κατευθυντήρια γραμμή αποτελεί η μείωση της P_{PPA} χωρίς όμως απόλυτο κλείδωμα τιμής Συνήθης ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ, αλλά συμβατότητα και με μοντέλα VPPA Εφαρμόσιμο συνήθως για μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα 	<ul style="list-style-type: none"> Μοντέλο PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ: <ul style="list-style-type: none"> i. $PPA_{floor} < P_{wholesale} < PPA_{cap}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{PPA} = P_{wholesale}$ ii. $P_{wholesale} \geq PPA_{cap}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{PPA} = PPA_{cap}$ iii. $P_{wholesale} \leq PPA_{floor}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για την ΗΕ σε τιμή $P_{PPA} = PPA_{floor}$ Μοντέλο VPPA: <ul style="list-style-type: none"> i. $PPA_{floor} \leq P_{wholesale} \leq PPA_{cap}$: Μηδενικός οικονομικός διακανονισμός μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή, ενώ $P_{PPA} = PPA_{floor}$ ii. $P_{wholesale} > PPA_{cap}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καλείται να καταβάλλει στον αγοραστή την διαφορά ($P_{wholesale} - P_{PPA}$), όπου $P_{PPA} = PPA_{cap}$ iii. $P_{wholesale} < PPA_{floor}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ σύμφωνα με την διαφορά ($P_{PPA} - P_{wholesale}$), όπου $P_{PPA} = PPA_{floor}$
<p>Reverse Collar</p>	<ul style="list-style-type: none"> Σπάνια εφαρμόσιμο σχήμα που αφορά μόνο μοντέλα VPPA Καθορισμός μιας επιπλέον παραμέτρου - τιμή εξάσκησης PPA (PPA_{strike}) μεταξύ PPA_{floor} και PPA_{cap} περιορίζοντας τον οικονομικό διακανονισμό εντός αυτής της περιοχής 	<ul style="list-style-type: none"> Μοντέλο VPPA: <ul style="list-style-type: none"> i. $PPA_{strike} < P_{wholesale} \leq PPA_{cap}$:

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
	<ul style="list-style-type: none"> Κατευθυντήρια γραμμή αποτελεί ο περιορισμός της αστάθειας στον οικονομικό διακανονισμό μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή μέσω της χρήσης της PPA_{strike} Ο παραγωγός μέσω της PPA_{floor} προστατεύει τον αγοραστή από ασυνήθιστα μικρές $P_{wholesale}$, ενώ αντίστροφα ο αγοραστής καθορίζει ένα όριο PPA_{cap} για την προστασία του παραγωγού από ασυνήθιστα υψηλές $P_{wholesale}$ και υψηλές πληρωμές στον ίδιο 	<p>Ο παραγωγός ΑΠΕ καλείται να καταβάλλει στον αγοραστή την διαφορά ($P_{wholesale} - P_{PPA}$), όπου $P_{PPA} = PPA_{strike}$</p> <p>ii. $PPA_{floor} \leq P_{wholesale} < PPA_{strike}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ σύμφωνα με την διαφορά ($P_{PPA} - P_{wholesale}$), όπου $P_{PPA} = PPA_{strike}$</p> <p>iii. $P_{wholesale} > PPA_{cap}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καλείται να καταβάλλει στον αγοραστή την διαφορά ($PPA_{cap} - PPA_{strike}$), ενώ $P_{PPA} = P_{wholesale} - (PPA_{cap} - PPA_{strike})$</p> <p>iv. $P_{wholesale} < PPA_{floor}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ σύμφωνα με την διαφορά ($PPA_{strike} - PPA_{floor}$), ενώ $P_{PPA} = P_{wholesale} - (PPA_{floor} - PPA_{strike})$</p> <p>v. $P_{wholesale} = PPA_{strike}$: Μηδενικός οικονομικός διακανονισμός μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή, $P_{PPA} = PPA_{strike}$</p>
<p>Σημείωση: Τα δεδομένα, οι παράμετροι και οι υποθέσεις θεωρούνται έστω σε ετήσιο επίπεδο, ωστόσο πρακτικά οι διάφοροι υπολογισμοί πραγματοποιούνται με δεδομένα υψηλότερης ανάλυσης και μεσοσταθμικές τιμές μεγαλύτερων περιόδων όπως θα δούμε στο επόμενο κεφάλαιο.</p> <ul style="list-style-type: none"> $P_{wholesale}$: η τιμή της χονδρεμπορικής τιμής αγοράς ΗΕ, $P_{discount}$: η τιμή μετά την έκπτωση επί της χονδρεμπορικής τιμής αγοράς ΗΕ, PPA_{floor}: το κατώφλι - κάτω όριο της τιμής PPA, PPA_{cap}: το πλαφόν - άνω όριο της τιμής PPA, PPA_{strike}: η παράμετρος - τιμή εξάσκησης που ορίζεται σε σχήμα τιμολόγησης PPA της μορφής «Reverse Collar», P_{PPA}: η τιμή PPA 		

Πίνακας 16: Υβριδικά Σχήματα Τιμολόγησης PPA ([79], [80], [81])¹³

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
<p>Συνδυασμός «PPA σε Σταθερή Ονομαστική Τιμή» & «Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής ΗΕ»</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Καθορισμός συστήματος σταθερής τιμής για ένα σταθερό ποσοστό της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ και συστήματος κυμαινόμενης τιμολόγησης (έκπτωση επί της χονδρικής τιμής $P_{\text{wholesale}}$) για την εναπομένουσα ποσότητα ΗΕ ▪ Η ποσοστιαία κατανομή μπορεί να αντιστοιχεί είτε στην παραγωγή μιας μονάδας ΑΠΕ, είτε ενός χαρτοφυλακίου ΑΠΕ όπου για παράδειγμα έστω 3 περιουσιακά στοιχεία ΑΠΕ υπόκεινται σε σύστημα σταθερής τιμής και 1 σε σύστημα κυμαινόμενης τιμολόγησης ▪ Η τιμή P_{PPA} προκύπτει ως σταθμισμένος μέσος όρος σταθερής και κυμαινόμενης τιμής ▪ Η ανάγκη ύπαρξης εγγυημένου εσόδου για την πλευρά του παραγωγού επιβάλλει απαιτήσεις για σταθερό ποσοστό της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ υπό σύστημα σταθερής τιμής ▪ Από την πλευρά του αγοραστή, το υβριδικό σύστημα προτιμάται σε περίπτωση επιθυμίας μη απόλυτου κλειδώματος της τιμής P_{PPA} και βελτίωσης της P_{PPA} ως προς την $P_{\text{wholesale}}$ ▪ Ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ και σε μοντέλα VPPA ▪ Εφαρμόσιμο για οποιοδήποτε χρονικό ορίζοντα 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Μοντέλο PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ: Ο αγοραστής πληρώνει στον παραγωγό ΑΠΕ την σταθμισμένη μέση τιμή PPA (P_{PPA}) ▪ Μοντέλο VPPA: <ol style="list-style-type: none"> i. $P_{\text{wholesale}} > P_{\text{PPA}}$: Ο παραγωγός ΑΠΕ καταβάλλει την διαφορά ($P_{\text{wholesale}} - P_{\text{PPA}}$) στον αγοραστή ii. $P_{\text{wholesale}} < P_{\text{PPA}}$: Ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ με την διαφορά ($P_{\text{PPA}} - P_{\text{wholesale}}$) iii. $P_{\text{wholesale}} = P_{\text{PPA}}$:

¹³ **Σημείωση:** Τα δεδομένα, οι παράμετροι και οι υποθέσεις θεωρούνται έστω σε ετήσιο επίπεδο, ωστόσο πρακτικά οι διάφοροι υπολογισμοί πραγματοποιούνται με δεδομένα υψηλότερης ανάλυσης και μεσοσταθμικές τιμές μεγαλύτερων περιόδων όπως θα δούμε στο επόμενο κεφάλαιο

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
	<p>Πληρωμή από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή (VPPA)</p> <p>Πληρωμή από τον αγοραστή στον παραγωγό ΑΠΕ (VPPA)</p> <p>€ / MWh</p> <p>2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035</p> <p>Χονδρική Τιμή ΗΕ Κυμαινόμενη Τιμή PPA Σταθερή Τιμή PPA Σταθμισμένη Τιμή PPA</p>	<p>Μηδενικός οικονομικός διακανονισμός μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή</p>
<p>Συνδυασμός «PPA σε Σταθερή Ονομαστική Τιμή» & «Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής ΗΕ με παράλληλη ύπαρξη άνω (cap)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Συνδυασμός σχήματος «PPA σε Σταθερή Ονομαστική Τιμή» για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα της συμφωνίας και δομής τιμολόγησης «Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής ΗΕ με παράλληλη ύπαρξη άνω (cap) και κάτω ορίου (floor) για την τιμή PPA» για την υπολειπόμενη χρονική περίοδο της συμφωνίας ▪ Κατευθυντήρια γραμμή είναι η επιθυμία ανάληψης του μεσοπρόθεσμου κινδύνου από τον αγοραστή και η απροθυμία του να κλειδώσει σε σταθερές μακροχρόνιες τιμές P_{PPA} ▪ Ενσωμάτωση σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης ΗΕ και σε μοντέλα VPPA ▪ Εφαρμόσιμο για οποιοδήποτε χρονικό ορίζοντα 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ανάλογα με το σύστημα τιμολόγησης που χρησιμοποιείται ανά χρονική περίοδο, υπάρχει και ο αντίστοιχος οικονομικός διακανονισμός, όπως έχει ήδη αναλυθεί παραπάνω για καθεμιά από τις διαφορετικές δομές τιμολόγησης

Σχήμα Τιμολόγησης PPA και κάτω ορίου (floor) για την τιμή PPA»	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
	<p>100 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0</p> <p>2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035</p> <p>— Χονδρική Τιμή Η.Ε. — Κατώφλι Τιμής PPA (Floor) — Τιμή PPA — Πλαφόν Τιμής PPA (Cap)</p> <p>Πληρωμή από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή (VPPA)</p> <p>Πληρωμή από τον αγοραστή στον παραγωγό ΑΠΕ (VPPA)</p>	
Clawback	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ιδιαίτερα πολύπλοκη δομή τιμολόγησης PPA ▪ Κλείδωμα τιμής από τον αγοραστή ο οποίος επωφελείται από τις καθοδικές κινήσεις της τιμής αγοράς ($P_{wholesale}$) ▪ Καθορισμός σταθερής τιμής εξάσκησης (PPA_{strike}) για την εισαγωγή ανώτατου ορίου απωλειών για τον παραγωγό ΑΠΕ ▪ Η γενικευμένη προσέγγιση έχει ως εξής: <ul style="list-style-type: none"> ○ Καθ' όλο το αρχικό διάστημα όπου $PPA_{strike} > P_{wholesale}$, ο αγοραστής λαμβάνει το όφελος από την διαφορά των δύο τιμών, ○ Καθώς η $P_{wholesale}$ πέφτει σε χαμηλότερα επίπεδα κάτω της PPA_{strike}, η τιμή της PPA γίνεται κυμαινόμενη με καμιά πληρωμή ωστόσο να πραγματοποιείται από τον αγοραστή στον παραγωγό ΑΠΕ, ○ Επακόλουθες ανοδικές τάσεις της $P_{wholesale}$ ρέουν προς τον παραγωγό μέχρι να ανακτήσει πλήρως το ποσό που δεν είχε καταβληθεί από τον αγοραστή σε προηγούμενες περιόδους <p>Παρουσίαση της μεθοδολογίας υπολογισμών κατά την εφαρμογή του σχήματος τιμολόγησης “Clawback”:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Έστω ανά ετήσια περίοδο t, προκύπτουν οι 4 περιπτώσεις υπολογισμού των μεταβλητών Clawback και Cumulative_Loss: 	

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Περίπτωση 1: $[P_{\text{wholesale}}(t) \geq PPA_{\text{strike}}(t)]$ και $[Cumulative_Loss(t-1) > P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t)]$ <ul style="list-style-type: none"> ○ $Clawback(t) = P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t)$ ○ $Cumulative_Loss(t) = Cumulative_Loss(t-1) + Clawback(t)$ ▪ Περίπτωση 2: $[P_{\text{wholesale}}(t) \geq PPA_{\text{strike}}(t)]$ και $[Cumulative_Loss(t-1) \leq P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t)]$ <ul style="list-style-type: none"> ○ $Clawback(t) = Cumulative_Loss(t-1)$ ○ $Cumulative_Loss(t) = 0$ ▪ Περίπτωση 3: $[P_{\text{wholesale}}(t) < PPA_{\text{strike}}(t)]$ και $[Cumulative_Loss(t-1) + P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t) \leq PPA_{\text{strike}}(t)]$ <ul style="list-style-type: none"> ○ $Clawback(t) = P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t)$ ○ $Cumulative_Loss(t) = Cumulative_Loss(t-1) + Clawback(t)$ ▪ Περίπτωση 4: $[P_{\text{wholesale}}(t) < PPA_{\text{strike}}(t)]$ και $[Cumulative_Loss(t-1) + P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t) > PPA_{\text{strike}}(t)]$ <ul style="list-style-type: none"> ○ $Clawback(t) = \text{“Capped”}$ (σημείο στο οποίο έχει φτάσει ο αγοραστής μετά από μια σειρά από χαμηλές τιμές $P_{\text{wholesale}}$ και για προστασία του παραγωγού έχει επιβληθεί πλαφόν μέσω του περιορισμού που επιβάλλει η PPA_{strike}) ○ $Cumulative_Loss(t) = - PPA_{\text{strike}}(t)$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Ο οικονομικός διακανονισμός μεταξύ Παραγωγού ΑΠΕ και Αγοραστή στο μοντέλο VPPA προκύπτει ως $[P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t) - Clawback(t)]$ εάν $Cumulative_Loss(t) \geq 0$ ή $Clawback(t) = \text{“Capped”}$, αλλιώς θεωρείται μηδενικός • Εάν το αποτέλεσμα του οικονομικού διακανονισμού είναι θετικό υπάρχει ροή χρημάτων από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή, ενώ εάν είναι αρνητικό, ο αγοραστής καλείται να αποζημιώσει τον παραγωγό. Σημειώνεται ότι στην περίπτωση όπου $Clawback(t) = \text{“Capped”}$ οι υπολογισμοί στην εξίσωση $[P_{\text{wholesale}}(t) - PPA_{\text{strike}}(t) - Clawback(t)]$ γίνονται λαμβάνοντας $Clawback(t) = 0$, ενώ $Cumulative_Loss(0) = 0$ για καθεμιά από τις 4 παραπάνω περιπτώσεις • Η τιμή PPA (P_{PPA}) θεωρείται ίση με $[PPA_{\text{strike}}(t) + Clawback(t)]$ τόσο στην περίπτωση του VPPA όσο και σε μοντέλα PPA φυσικής παράδοσης HE

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας PPA	Οικονομικός Διακανονισμός Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA						
		Αριθμητικό Παράδειγμα Σχήματος Τιμολόγησης Clawback						
		Έτος	$P_{\text{wholesale}}$ (€/MWh)	PPA_{strike} (€/MWh)	Clawback (€/MWh)	Cumulative_Loss (€/MWh)	Οικονομικός διακανονισμός – VPPA (€/MWh)	P_{PPA} (€/MWh)
		2024	70	50	0	0	20	50
		2025	55	50	0	0	5	50
		2026	50	50	0	0	0	50
		2027	40	50	-10	-10	0	40
		2028	35	50	-15	-25	0	35
		2029	60	50	10	-15	0	60
		2030	75	50	15	0	10	65
		2031	65	50	0	0	15	50
		2032	45	50	-5	-5	0	45
		2033	30	50	-20	-25	0	30
		2034	20	50	Capped	-50	-30	50
		2035	20	50	Capped	-50	-30	50

2.2.2 Οφέλη & Ρίσκα Στρατηγικών Τιμολόγησης PPA

Ο συγκεντρωτικός Πίνακας 17 αναλύει τις ευκαιρίες και τα ρίσκα που προκύπτουν για παραγωγό ΑΠΕ και αγοραστή ως αποτέλεσμα εφαρμογής των διάφορων σχημάτων τιμολόγησης της υπο-ενότητας 2.2.1.

Πίνακας 17: Οφέλη & Ρίσκα εφαρμογής των διαφόρων Σχημάτων Τιμολόγησης PPA ([79], [80], [81])

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Κατηγορία Σχήματος Τιμολόγησης PPA	Ευκαιρίες - Οφέλη	Ρίσκα
PPA σε Σταθερή Ονομαστική Τιμή	Σταθερή	<ul style="list-style-type: none"> Απλή δομή με προβλεπόμενες ταμειακές ροές Αποτελεσματική αντιστάθμιση του πληθωρισμού από την πλευρά του αγοραστή μέσω κλειδώματος P_{PPA} σε επίπεδα κάτω των αναμενόμενων μελλοντικών $P_{\text{wholesale}}$ Ευκαιρία για τον παραγωγό να καλύψει μελλοντικό πληθωρισμό μέσω επίτευξης 	<ul style="list-style-type: none"> Ρίσκο τιμής HE: Ο αγοραστής επωμίζεται το ρίσκο εάν οι μελλοντικές τιμές $P_{\text{wholesale}}$ διαμορφωθούν σε χαμηλά επίπεδα Ρίσκο χρονικού ορίζοντα: Σε περίπτωση διαμόρφωσης της $P_{\text{wholesale}}$ σε χαμηλά επίπεδα, ο αγοραστής θεωρεί ότι κλείδωσε σε μία ασύμφορη μακροχρόνια συμφωνία χωρίς τρόπο διαφυγής

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Κατηγορία Σχήματος Τιμολόγησης PPA	Ευκαιρίες - Οφέλη	Ρίσκα
		<p>υψηλότερων ταμειακών εισροών τα πρώτα έτη της συμφωνίας και εφόσον η P_{PPA} έχει καθοριστεί σε υψηλά επίπεδα</p>	
<p>Σταθερή τιμή PPA με κλιμάκωση (βηματική)</p>	<p>Σταθερή</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Απλή δομή με προβλεπόμενες ταμειακές ροές ▪ Εναρμόνιση με τα κόστη πληθωρισμού και υψηλή ικανότητα προσαρμογής στις ανάγκες παραγωγού και αγοραστή ▪ Ευκαιρία για τον αγοραστή να κλειδώσει τιμή P_{PPA} σε χαμηλότερα επίπεδα από τις αναμενόμενες μελλοντικές $P_{wholesale}$ ▪ Η κλιμάκωση είναι συνήθως θετική, επιτρέποντας στον αγοραστή να συμφωνήσει σε χαμηλότερη αρχική τιμή P_{PPA} παρατηρώντας μια πρώιμη ταμειακή εξοικονόμηση 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ρίσκο τιμής HE: Ο αγοραστής επωμίζεται το ρίσκο εάν οι μελλοντικές τιμές $P_{wholesale}$ διαμορφωθούν σε χαμηλά επίπεδα. Παρόλα αυτά, ορισμένοι αγοραστές προτιμάνε το σχήμα λόγω της ρευστότητας που παρέχει σε περιόδους που οι $P_{wholesale}$ διαμορφώνονται σε υψηλά επίπεδα. Αντίθετα, ο παραγωγός ΑΠΕ αναλαμβάνει το ρίσκο μικρότερων ταμειακών εισροών κατά το πρώτο διάστημα της συμφωνίας (εφόσον η κλιμάκωση είναι θετική) ▪ Ρίσκο χρονικού ορίζοντα: Σε περίπτωση διαμόρφωσης της $P_{wholesale}$ σε χαμηλά επίπεδα, ο αγοραστής θεωρεί ότι κλείδωσε σε μία ασύμφορη μακροχρόνια συμφωνία χωρίς τρόπο διαφυγής ▪ Δείκτης Κλιμάκωσης (ή Πληθωρισμού): Η διαφάνεια και εγκυρότητα του δείκτη κλιμάκωσης (ή πληθωρισμού) παίζει καθοριστικό ρόλο
<p>Σταθερή τιμή PPA με αναπροσαρμογή λόγω πληθωρισμού</p>	<p>Σταθερή</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Απλή δομή με προβλεπόμενες ταμειακές ροές ▪ Εναρμόνιση των τιμών P_{PPA} με τα κόστη πληθωρισμού της αγοράς ▪ Ελάττωση ρίσκου αγοραστή μέσω της ετήσιας προσαρμογής της P_{PPA} ως προς τον πληθωρισμό ▪ Ευκαιρία για τον αγοραστή να κλειδώσει τιμή P_{PPA} σε χαμηλότερα επίπεδα από τις αναμενόμενες μελλοντικές $P_{wholesale}$ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Αντίστοιχα με το σχήμα της προηγούμενης περίπτωσης

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Κατηγορία Σχήματος Τιμολόγησης PPA	Ευκαιρίες - Οφέλη	Ρίσκα
		<ul style="list-style-type: none"> Επιτρέπεται στον αγοραστή να συμφωνήσει σε χαμηλότερη αρχική τιμή P_{PPA} παρατηρώντας μια πρόωμη ταμειακή εξοικονόμηση 	
Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής HE και παράλληλη ύπαρξη κάτω ορίου (floor) για την τιμή PPA	Κυμαινόμενη	<ul style="list-style-type: none"> Εξασφάλιση από τον αγοραστή ενός σταθερού ποσοστού/ποσού έκπτωσης επί της $P_{wholesale}$ καθ' όλη την διάρκεια της PPA Εγγύηση ελάχιστης τιμής PPA για τον παραγωγό ΑΠΕ μέσω της ύπαρξης PPA_{floor} και εξασφάλιση της οικονομικής απόδοσης του έργου του 	<ul style="list-style-type: none"> Ρίσκο τιμής HE: Τα σχήματα κυμαινόμενης τιμολόγησης επιφυλάσσουν μεγαλύτερο ρίσκο και πολυπλοκότητα με λιγότερο προβλεπόμενες ταμειακές ροές συγκριτικά με τα σχήματα σταθερής τιμολόγησης. Ο παραγωγός ΑΠΕ αναλαμβάνει συνήθως το αρχικό ρίσκο. Σε χαμηλές τιμές $P_{wholesale}$ όταν $P_{discount} < PPA_{floor}$, το ρίσκο μεταβιβάζεται από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή
Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής HE με παράλληλη ύπαρξη άνω (cap) και κάτω ορίου (floor) για την τιμή PPA	Κυμαινόμενη	<ul style="list-style-type: none"> Εξασφάλιση από τον αγοραστή ενός σταθερού ποσοστού/ποσού έκπτωσης επί της $P_{wholesale}$ καθ' όλη την διάρκεια της PPA Όφελος του αγοραστή από την επιβολή του PPA_{cap} και τον περιορισμό έκθεσης του σε μεγάλες αυξήσεις της $P_{wholesale}$ Εγγύηση ελάχιστης τιμής PPA για τον παραγωγό ΑΠΕ μέσω ύπαρξης PPA_{floor} και εξασφάλιση οικονομικής απόδοσης του έργου σε περίπτωση που οι τιμές $P_{wholesale}$ πέσουν σε αρκετά χαμηλά επίπεδα 	<ul style="list-style-type: none"> Ρίσκο τιμής HE: Ο παραγωγός ΑΠΕ επωμίζεται μεγαλύτερο ρίσκο σε σχέση με το προηγούμενο σχήμα με πολύ πιθανή την ύπαρξη υψηλότερου επιπέδου τιμής PPA_{floor} και απώτερο στόχο την αύξηση της αποζημίωσης του. Σε ένα μοντέλο VPPA, το ρίσκο τιμής μεταξύ της περιοχής PPA_{floor} και PPA_{cap} αναλαμβάνεται επίσης από τον παραγωγό. Από την πλευρά του, ο αγοραστής εκτίθεται σε κίνδυνο για χαμηλές $P_{wholesale}$ όταν $P_{discount} < PPA_{floor}$, ενώ ο κίνδυνος είναι περιορισμένος για υψηλές $P_{wholesale}$ και όταν $P_{discount} > PPA_{cap}$
Collar	Κυμαινόμενη	<ul style="list-style-type: none"> Προστασία του παραγωγού από πολύ χαμηλές $P_{wholesale}$ μέσω της ύπαρξης PPA_{floor} και δυνατότητα πώλησης της ενέργειας σε $P_{wholesale}$ Προστασία του αγοραστή σε τιμές $P_{wholesale} > PPA_{cap}$ μέσω της ύπαρξης PPA_{cap} 	<ul style="list-style-type: none"> Ρίσκο τιμής HE: Ο παραγωγός ΑΠΕ αναλαμβάνει συνήθως το αρχικό ρίσκο. Υψηλότερο επίπεδο PPA_{floor} σημαίνει οικονομικά αποδοτικότερο σχήμα για τον παραγωγό. Σε ένα μοντέλο VPPA, το ρίσκο τιμής μεταξύ της περιοχής PPA_{floor} και PPA_{cap} αναλαμβάνεται επίσης από τον παραγωγό.

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Κατηγορία Σχήματος Τιμολόγησης PPA	Ευκαιρίες - Οφέλη	Ρίσκα
			Ο αγοραστής εκτίθεται σε κίνδυνο όταν $P_{wholesale} < PPA_{floor}$, ενώ ο κίνδυνος είναι περιορισμένος όταν $P_{wholesale} > PPA_{cap}$
Reverse Collar	Κυμαινόμενη	<ul style="list-style-type: none"> Περιορισμός οικονομικού διακανονισμού μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή λόγω της σταθερής τιμής PPA_{strike} Προστασία του παραγωγού από ασυνήθιστα υψηλές $P_{wholesale}$ μέσω της ύπαρξης PPA_{cap} Προστασία του αγοραστή από ασυνήθιστα μικρές $P_{wholesale}$ μέσω της ύπαρξης PPA_{floor} 	<ul style="list-style-type: none"> Ρίσκο τιμής HE: Ο αγοραστής αναλαμβάνει το ρίσκο τιμής μεταξύ της περιοχής PPA_{floor} και PPA_{cap}. Ο παραγωγός εκτίθεται σε κίνδυνο για $P_{wholesale} < PPA_{floor}$, ενώ ο κίνδυνος που αντιμετωπίζει για $P_{wholesale} > PPA_{cap}$ είναι περιορισμένος. Όσο υψηλότερο είναι το επίπεδο της PPA_{floor}, τόσο μικρότερη οικονομικά είναι η αποδοτικότητα του έργου για τον παραγωγό και εμφανίζεται ανάγκη υψηλότερης PPA_{strike}
Συνδυασμός «PPA σε Σταθερή Ονομαστική Τιμή» & «Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής HE»	Υβριδικό	<ul style="list-style-type: none"> Ελκυστικό σχήμα για χρηματοδότηση από χρηματοπιστωτικά ιδρύματα 	<ul style="list-style-type: none"> Μεγαλύτερο ρίσκο και πολυπλοκότητα συγκριτικά με τα σχήματα σταθερής τιμολόγησης Ρίσκο Τιμής HE: Ο παραγωγός ΑΠΕ και ο αγοραστής διαμοιράζονται το ρίσκο. Ο αγοραστής αναλαμβάνει το ρίσκο σχετικά με το σταθερό μέρος της P_{PPA}, ενώ ο παραγωγός εκτίθεται στο κίνδυνο που δημιουργείται από το κυμαινόμενο μέρος της P_{PPA}
Συνδυασμός «PPA σε Σταθερή Ονομαστική Τιμή» & «Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής HE με παράλληλη ύπαρξη άνω (cap) και κάτω ορίου (floor) για την τιμή PPA»	Υβριδικό	<ul style="list-style-type: none"> Ελκυστικό σχήμα για χρηματοδότηση από χρηματοπιστωτικά ιδρύματα 	<ul style="list-style-type: none"> Μεγαλύτερο ρίσκο και πολυπλοκότητα συγκριτικά με τα σχήματα σταθερής τιμολόγησης Ρίσκο Τιμής HE: Ο παραγωγός ΑΠΕ και ο αγοραστής διαμοιράζονται το ρίσκο. Ο αγοραστής αναλαμβάνει το ρίσκο καθ' όλο το διάστημα εφαρμογής του συστήματος σταθερής τιμολόγησης P_{PPA}, ενώ στην περίπτωση κυμαινόμενης τιμολόγησης P_{PPA} το ρίσκο μεταβιβάζεται κατά κύριο λόγο προς τον παραγωγό. Όσο μικρότερη είναι η περίοδος σταθερής τιμολόγησης και όσο χαμηλότερα είναι το επίπεδο της PPA_{floor} κατά την περίοδο

Σχήμα Τιμολόγησης PPA	Κατηγορία Σχήματος Τιμολόγησης PPA	Ευκαιρίες - Οφέλη	Ρίσκα
			κυμαινόμενης τιμολόγησης, τόσο μικρότερη είναι η οικονομική απόδοση του έργου ΑΠΕ
Clawback	Υβριδικό	<ul style="list-style-type: none"> Ελκυστικό σχήμα για μεγάλους εταιρικούς αγοραστές – καταναλωτές ΗΕ που είναι ευαίσθητοι στις διακυμάνσεις της τιμής ΗΕ (π.χ. μεγάλοι βιομηχανικοί όμιλοι) όπως και για μικρότερους εταιρικούς αγοραστές, καθώς η αρχική ωφέλεια του αγοραστή ανεξάρτητα της κατεύθυνσης κίνησης της τιμής είναι ιδιαίτερα ελκυστική 	<ul style="list-style-type: none"> Ιδιαίτερα πολύπλοκη δομή τιμολόγησης Ρίσκο Τιμής ΗΕ: Το ρίσκο διαμοιράζεται μεταξύ των δύο βασικών αντισυμβαλλόμενων με τον παραγωγό να αναλαμβάνει το αρχικό ρίσκο που προέρχεται από τυχόν καθοδική κατεύθυνση των τιμών της χονδρικής αγοράς για μεγάλο διάστημα
<ul style="list-style-type: none"> P_{wholesale}: η τιμή της χονδρεμπορικής τιμής αγοράς ΗΕ, P_{discount}: η τιμή μετά την έκπτωση επί της χονδρεμπορικής τιμής αγοράς ΗΕ, PPA_{floor}: το κατώφλι - κάτω όριο της τιμής PPA, PPA_{cap}: το πλαφόν - άνω όριο της τιμής PPA, PPA_{strike}: η παράμετρος - τιμή εξάσκησης που ορίζεται σε σχήμα τιμολόγησης PPA της μορφής «Reverse Collar», P_{PPA}: η τιμή PPA 			

2.2.3 Επίδραση του Φαινομένου Κανιβαλισμού Τιμής ΗΕ στην Τιμολόγηση ΡΡΑ

Ο παράγοντας υψηλότερου ρίσκου ανάπτυξης έργων ΑΠΕ αφορά την διακοπτόμενη φύση παραγωγής βάσει μετεωρολογικών δεδομένων. Το ρίσκο αυτό συνδέεται με την εμφάνιση του φαινομένου «κανιβαλισμού» της τιμής ΗΕ όπου όλοι οι παραγωγοί ίδιας τεχνολογίας ΑΠΕ σε μια συγκεκριμένη περιοχή, παράγουν αυξημένες ή μειωμένες ποσότητες ΗΕ ταυτόχρονα. Στη συνέχεια περιγράφεται το φαινόμενο και η σύνδεση του με τις ΡΡΑ, αφού η βασική κατανόηση των διάφορων εννοιών που ακολουθούν κρίνεται απαραίτητη κατά την εξέταση της οικονομικής απόδοσης ενός έργου ΑΠΕ που συμμετέχει σε διμερή συμφωνία.

Για την πλήρη κατανόηση του φαινομένου «κανιβαλισμού» της τιμής ΗΕ, αναφέρεται ο τρόπος καθορισμού της τιμής ΗΕ στη spot αγορά με επίκεντρο την Αγορά Επόμενης Ημέρας¹⁴. Η Ελληνική αγορά ΗΕ στηρίζεται στην μέθοδο «οριακής τιμολόγησης» όπου παραγωγοί διάφορων τεχνολογιών υποβάλλουν προσφορές για μια ποσότητα ΗΕ και την τιμή στην οποία δεσμεύονται να την παρέχουν ώστε να καλυφθεί η προβλεπόμενη ζήτηση ΗΕ της επόμενης ημέρας. Οι προσφορές που υποβάλλονται από τους παραγωγούς εξαρτώνται από το οριακό κόστος παραγωγής (ή λειτουργικό κόστος). Το ΕΧΕ τοποθετεί τις προσφορές από τη χαμηλότερη στην υψηλότερη μέχρι την πλήρη κάλυψη της ζήτησης ΗΕ του εκάστοτε ωριαίου διαστήματος της επόμενης ημέρας. Οι τεχνολογίες παραγωγής ΗΕ δεν είναι όλες διαθέσιμες ανά πάσα χρονική στιγμή, επομένως το ενεργειακό μίγμα και η τελευταία τεχνολογία που απαιτείται για την κάλυψη της ζήτησης διαμορφώνουν τη spot τιμή του αντίστοιχου διαστήματος. Σε περιόδους όπου η παραγωγή ΗΕ από φθηνότερες τεχνολογίες είναι υψηλή καλύπτοντας μεγαλύτερο μέρος των συνολικών απαιτήσεων ζήτησης, αναγκάζει ακριβότερες τεχνολογίες να έχουν χαμηλότερα επίπεδα παραγωγής, και κατά συνέπεια η spot τιμή πέφτει. Αντίθετα, όταν φθηνές τεχνολογίες είναι μη διαθέσιμες, απαιτείται υψηλότερη παραγωγή από ακριβότερες αυξάνοντας τη spot τιμή για τα συγκεκριμένα διαστήματα. Σε κάθε περίπτωση, η spot τιμή που διαμορφώνεται για κάθε (ωριαία) αγοραία χρονική μονάδα είναι μία-κοινή και όλες οι τεχνολογίες παραγωγής ΗΕ αποζημιώνονται βάσει αυτής.

Οι ΑΠΕ, ως τεχνολογίες χαμηλού οριακού κόστους και μηδενικού κόστους καυσίμου, έχουν προτεραιότητα συμμετοχής στη spot αγορά (εκτός ειδικών περιπτώσεων όπου υπόκεινται σε περικοπές εξαιτίας περιορισμών δικτύου, κ.ά.). Η ταυτόχρονη παραγωγή ΗΕ από ΑΠΕ ίδιας τεχνολογίας εξαναγκάζει ακριβότερες τεχνολογίες ορυκτών καυσίμων να έχουν χαμηλότερα επίπεδα παραγωγής καθώς δεν απαιτείται η συμμετοχή τους για την κάλυψη των αναγκών ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου. Επομένως, ως απόρροια της μεθόδου οριακής τιμολόγησης για την Αγορά Επόμενης Ημέρας, σχηματίζονται χαμηλότερα επίπεδα τιμής για συγκεκριμένα ωριαία διαστήματα και εποχιακές περιόδους. Η παράλληλη αύξηση του ανταγωνισμού μονάδων ΑΠΕ ίδιας τεχνολογίας με δυνατότητα προσφοράς παρεμφερών τιμών για τη συμμετοχή τους στο ενεργειακό μίγμα, όπως και το αποτέλεσμα διαμόρφωσης μειωμένης spot τιμής ΗΕ, αποτελεί το γνωστό φαινόμενο του «κανιβαλισμού» το οποίο μακροπρόθεσμα χρήζει προσεκτικότερης διερεύνησης λόγω αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ [82].

Η «capture price» ενός έργου συγκεκριμένης τεχνολογίας ΑΠΕ, δηλαδή η πραγματική τιμή αποζημίωσης του, επηρεάζεται αρνητικά από το φαινόμενο του «κανιβαλισμού». Η «capture price» αφορά την μεσοσταθμική τιμή ΗΕ που ο παραγωγός λαμβάνει εντός συγκεκριμένης χρονικής περιόδου, στον καθορισμό της οποίας ενσωματώνεται ο εποχιακός παράγοντας και η ικανότητα παροχής παραγωγής βασικού φορτίου¹⁵. Ο υπολογισμός γίνεται συνήθως σε

¹⁴ Σχόλιο: Επισημαίνεται ότι, εντός των πλαισίων της παρούσας εργασίας, οποιαδήποτε αναφορά σε χονδρική/χονδρεμπορική/spot τιμή αντιστοιχεί στον δείκτη τιμής Αγοράς Επόμενης Ημέρας (της αγοράς με τη μεγαλύτερη ρευστότητα), εκτός εάν διευκρινίζεται διαφορετικά

¹⁵ Ορισμός «Παραγωγής Βασικού Φορτίου»: Ικανότητα μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής να είναι σε θέση να συμβάλει, σε συνεχή βάση, στην κάλυψη της ζήτησης καθ' όλη την διάρκεια της ημέρας. Συνήθης χρήση του όρου για μονάδες που αξιοποιούν ορυκτά καύσιμα για την παραγωγή ΗΕ, οι οποίες σε αντίθεση με τα ΑΠΕ, έχουν την δυνατότητα παροχής ενέργειας στο δίκτυο ΗΕ σε όλα τα χρονικά διαστήματα και εποχές του έτους

επίπεδο ενός συγκεκριμένου περιουσιακού στοιχείου ΑΠΕ για μηνιαίο ή ετήσιο διάστημα, συνυπολογίζοντας την παραγωγή ΗΕ και τη spot τιμή ανά (ωριαία) αγοραία χρονική μονάδα. Μέσω της αξιοποίησης ενός συντελεστή «capture factor» συγκεκριμένης χρονικής περιόδου, ο οποίος ισούται με το λόγο της «capture price» προς την τιμή βασικού φορτίου¹⁶, η πλευρά του παραγωγού ΑΠΕ έχει στην διάθεση της έναν υποβοηθητικό δείκτη κατά την εξέταση των διάφορων οικονομικών πτυχών ενός συμβολαίου PPA. Ενδεικτικά, στην περίπτωση ενός Φ/Β ο συντελεστής είναι θεωρητικά κοντά στην 1 σε χειμερινές περιόδους με χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ ίδιας τεχνολογίας, ενώ αντίθετα, υπολογίζεται κάτω της 1 σε θερινές περιόδους [9]. Ο συντελεστής είναι μοναδικός ανά τεχνολογία παραγωγής ΗΕ και ανά συγκεκριμένο έργο, ωστόσο έχει συνδεθεί κυρίως με τις ΑΠΕ εξαιτίας του ρίσκου που επιφέρει το διακοπτόμενο προφίλ παραγωγής που διαθέτουν. Μεγαλύτερη ωριμότητα μιας τεχνολογίας ΑΠΕ σε μία χώρα συμβάλλει σε χαμηλότερο «capture factor», και αντίστροφα.

Έχοντας κατανοήσει την έννοια του «capture factor» και της «capture price» ενός έργου ΑΠΕ, αντιληπτή γίνεται πλέον, η σύνδεση με την διαπραγμάτευση μιας PPA. Η παρακολούθηση της εξέλιξης της «capture price» μιας μονάδας ΑΠΕ καθ' όλο το διάστημα λειτουργίας της οφείλεται να αξιολογείται, καθώς επηρεάζεται άμεσα η οικονομική απόδοση του έργου. Ωστόσο, η όποια αξιολόγηση από τον παραγωγό ΑΠΕ και λοιπούς εμπλεκόμενους, απαιτεί προβλέψεις των μελλοντικών επιπέδων της τιμής ΗΕ για το εξεταζόμενο διάστημα. Μελέτη της Pexarark ισχυρίζεται ότι κατά την διαπραγμάτευση της τιμής PPA, πλείστοι παραγωγοί και αγοραστές χρησιμοποιούν «λανθασμένα» ως τιμή αναφοράς την τιμή βασικού φορτίου. Αντιθέτως, η ίδια μελέτη υποστηρίζει ότι, για βελτιστοποίηση των αποφάσεων, απαιτείται ενσωμάτωση του φαινομένου του «κανιβαλισμού» στην τιμή PPA, ως εξής [82]:

$$P_{PPA} = \frac{\sum_{t \in n} \text{Forward_Price}_t * \text{Capture_Factor}_t * CV_t}{\text{Overall_CV}} - \text{Risk_Adjustment} \quad (2.1)$$

Όπου:

- P_{PPA} (€/MWh): Η (μεσοσταθμική) τιμή αναφοράς PPA βάσει της οποίας τιμολογείται η δεσμευμένη ποσότητα ΗΕ κατά την διάρκεια του συνολικού διαστήματος της PPA,
- Forward_Price_t (€/MWh): Η πρόβλεψη της μελλοντικής μέσης τιμής ΗΕ για το διάστημα t (ή αξιοποίηση διαθέσιμων καμπυλών forward και future τιμών ΗΕ),
- Capture_Factor_t (%): Ο «capture factor» της εξεταζόμενης μονάδας ΑΠΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα t,
- CV_t (MWh): Η δεσμευμένη PPA ποσότητα ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα t,
- Overall_CV (MWh): Η αθροιστική δεσμευμένη PPA ποσότητα ΗΕ για το συνολικό διάστημα της PPA,
- t : Το δεδομένο χρονικό διάστημα κατά την διάρκεια της PPA (συνήθως μηνιαίο ή ετήσιο),
- n (έτη): Η διάρκεια της PPA,
- Risk_Adjustment (€/MWh): Προσαρμογή της τιμής λόγω ανάληψης μέρους του ρίσκου του φαινομένου «κανιβαλισμού» από τον παραγωγό ΑΠΕ

Συνοψίζοντας, η γνώση και η μελλοντική εκτίμηση του «capture factor» καθίσταται καίριας σημασίας για την αξιολόγηση της επένδυσης ενός νέου έργου ΑΠΕ που πρόκειται να συμμετέχει σε ένα μοντέλο PPA, καθώς λαμβάνονται υπόψη η τεχνολογία του έργου ΑΠΕ και

¹⁶ Ορισμός «Τιμής Βασικού Φορτίου»: Η μέση τιμή της spot αγοράς εντός μιας χρονικής περιόδου (ημερησία, μηνιαία, ετήσια, κ.ά.) συνυπολογίζοντας όλες τις spot τιμές για κάθε (ωριαία) αγοραία χρονική μονάδα εντός της συγκεκριμένης περιόδου

η εξάρτηση από την αγορά ΗΕ και τη ζώνη προσφορών στην οποία εξετάζει να συμμετέχει ο κάτοχος του. Για ακριβέστερη λήψη αποφάσεων, πέρα από τη μελλοντική εκτίμηση, απαιτείται περαιτέρω η μελέτη σχετικών ιστορικών δεδομένων και παραμέτρων.

Μια άλλη πτυχή της ΡΡΑ που επηρεάζεται από το φαινόμενο «κανιβαλισμού» είναι η πώληση της περίσσειας παραγωγής ΗΕ (άνω δέσμευσης ΡΡΑ) στο δίκτυο από τον παραγωγό, όπως επίσης και η κάλυψη των δεσμεύσεων του προς τον αγοραστή μέσω αγοράς ΗΕ από τη spot αγορά που απαιτούν ορισμένα μοντέλα συμφωνίας. Διευκρινίζοντας, υπάρχει η περίπτωση όπου ένας παραγωγός ΑΠΕ παράγει περισσότερη ΗΕ από ότι απαιτεί η δέσμευση της ΡΡΑ και θέλει να πουλήσει την επιπλέον ΗΕ στη spot αγορά, όμως άλλοι παραγωγοί ίδιας τεχνολογίας ΑΠΕ παράγουν και αυτοί παράλληλα περισσότερη ΗΕ, μειώνοντας από κοινού, τη spot τιμή για το δεδομένο χρονικό διάστημα. Από την άλλη, σε διαστήματα με μειωμένη ταυτόχρονη παραγωγή ΗΕ από μονάδες ΑΠΕ ίδιας τεχνολογίας, αυξάνεται δυνητικά η spot τιμή ΗΕ και κατ' επέκταση το κόστος που επωμίζεται ο παραγωγός ΑΠΕ λόγω υποχρέωσης προς τον αγοραστή για την κάλυψη της ποσότητας που δεν παρήγαγε ο σταθμός του [5]. Επικεντρώνοντας λοιπόν στην πλευρά του παραγωγού ΑΠΕ, τα κέρδη από την περίσσεια παραγωγή είναι σχετικά χαμηλά, ενώ τα κόστη σε περίπτωση υπο-απόδοσης του σταθμού είναι συγκριτικά υψηλά. Απόρροια αποτελεί η θεώρηση ενός πρόσθετου «capture factor» για την ποσοτικοποίηση των πρόσθετου εσόδου και κόστους. Η πτυχή του «κανιβαλισμού» τιμής ΗΕ που αναλύθηκε εντός αυτής της παραγράφου συνδέεται με το ρίσκο αντιστοίχισης προφίλ της υπο-ενότητας 2.3.1.

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας και τεχνοοικονομικής αξιολόγησης που λαμβάνει χώρα, η αξιοποίηση του «capture factor» τόσο στην περίπτωση της τιμής ΡΡΑ για την δεσμευμένη ποσότητα ΗΕ, όσο και σε περίπτωση εμφάνισης περίσσειας ή ελλιπούς παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ του μοντέλου ΡΡΑ, γίνεται διακριτή στην ενότητα 3.4 όπου πραγματοποιείται μοντελοποίηση του εσόδου/κόστους του παραγωγού ΑΠΕ που συμμετέχει σε συμφωνία ΡΡΑ.

2.2.4 Βασικοί Παράγοντες Σύνθεσης Τελικής Τιμής ΡΡΑ

Στις προηγούμενες υπο-ενότητες το επίκεντρο αποτέλεσε η ανάλυση του βασικού συστατικού στοιχείου της τιμής ΡΡΑ που αντιστοιχεί στη χρέωση δυναμικότητας. Ωστόσο, πληθώρα παραμέτρων καθορίζουν τις αποφάσεις των αντισυμβαλλόμενων μερών της συμφωνίας επηρεάζοντας σε μεγαλύτερο ή μικρότερο βαθμό, την διαπραγματεύση και την τελική διαμόρφωση της τιμής. Ενδεικτικά, ακολουθούν ορισμένοι από τους παράγοντες:

- Η πηγή χρηματοδότησης του έργου ΑΠΕ,
- Το μέγεθος του παραγωγού ΑΠΕ,
- Το κόστος κατασκευής, λειτουργίας και συντήρησης τεχνολογιών ΑΠΕ,
- Η ενοικίαση ή η ιδιοκτησία του χώρου εγκατάστασης του έργου ΑΠΕ,
- Τα τεχνικά χαρακτηριστικά, η απόδοση, η διαθεσιμότητα πόρων και η γεωγραφική τοποθέτηση του έργου ΑΠΕ,
- Το κόστος σύνδεσης του έργου ΑΠΕ στο δίκτυο ΗΕ,
- Οι στρατηγικές των ανταγωνιστών στην εξεταζόμενη αγορά ΗΕ,
- Η σχέση και το επίπεδο καθετοποίησης των μερών που συνάπτουν ΡΡΑ,
- Οι προσδοκώμενες μελλοντικές τιμές ΗΕ,
- Η κατηγορία αγοραστή και η εξάρτηση του από το κόστος της ΗΕ,
- Η συμφωνηθείσα ΡΡΑ ποσότητα ΗΕ,
- Οι συνολικές ανάγκες ζήτησης ΗΕ του αγοραστή και το ποσοστό κάλυψης από ΡΡΑ,
- Η πιστοληπτική ικανότητα πωλητή και αγοραστή,

- Η κατανομή του ρίσκου μεταξύ των αντισυμβαλλομένων,
- Ο χρονικός ορίζοντας της συμφωνίας,
- Η ποσότητα της παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ και το χρονικό διάστημα ισχύος του εκάστοτε σχήματος τιμολόγησης σε περίπτωση εφαρμογής υβριδικού σχήματος τιμολόγησης,
- Η ύπαρξη παραπάνω της μίας, ζωνών τιμολόγησης σε μία αγορά ΗΕ,
- Η σύναψη «cross-border PPA», η σύζευξη ή μη των αγορών που περιλαμβάνονται εντός συμφωνίας, καθώς και οι συναλλαγματικές ισοτιμίες,
- Η ενσωμάτωση εγγυήσεων προέλευσης της ΗΕ από ΑΠΕ στη συμφωνία και τιμή PPA,
- Ο καθορισμός κάτω και άνω ορίων για την τιμή PPA,
- Η τιμή αναφοράς που χρησιμοποιείται στην διαμόρφωση της τιμής PPA, όπως π.χ. η επιλογή αξιοποίησης του δείκτη αγοράς επόμενης ημέρας, κάποιας ενδο-ημερήσιας τιμής αναλόγως χρονικού διαστήματος συναλλαγής ή κάποιας άλλης ένδειξης, όπως επίσης και η χρονική ανάλυση του δείκτη (π.χ. ωριαία ανάλυση ή κάποια μέση ή μεσοσταθμική τιμή που αφορά την συνολική περίοδο οικονομικού διακανονισμού),
- Το σχετικό νομικό και κανονιστικό πλαίσιο της(ων) χώρας(ών) που εντάσσεται(ονται) εντός συμφωνίας,
- Η ύπαρξη σχημάτων κρατικής επιδότησης και αποζημίωσης παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ εντός της αγοράς όπου τοποθετείται το έργο ΑΠΕ της συμφωνίας ([7], [8], [80])

2.3 Κατηγορίες Σχημάτων PPAs ως προς την Συμφωνηθείσα Ποσότητα ΗΕ

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η έννοια της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ περιλαμβάνει την ποσότητα ΗΕ που δεσμεύεται να παρέχει ο παραγωγός ΑΠΕ στον αγοραστή καθ' όλη την διάρκεια της συμφωνίας τους. Η ενότητα 2.3 προσδιορίζει τις κεντρικές κατηγορίες ρίσκου που καθορίζουν την διάκριση των σχημάτων PPAs βάσει δεσμεύσεων παράδοσης ΗΕ από τον παραγωγό στον αγοραστή, αποτυπώνει συγκεντρωτικά τα επικρατέστερα μοντέλα που εφαρμόζονται στην αγορά ΗΕ, ενώ τέλος στις υπο-ενότητες 2.3.3 και 2.3.4 γίνεται ειδική αναφορά σε πτυχές που αφορούν την πλευρά του παραγωγού ΑΠΕ και τη θέση του.

2.3.1 Κατηγορίες Ρίσκου Καθορισμού Σχημάτων PPAs

Η δημιουργία ενός σχήματος PPA στηρίζεται κατά κύριο λόγο στη δέσμευση ή μη του παραγωγού ΑΠΕ για την παράδοση συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ προς τον αγοραστή και το χρονικό διάστημα κατά το οποίο απαιτείται να γίνει ο διακανονισμός. Η δυναμικότητα του παραγωγού ΑΠΕ και το προφίλ ζήτησης ΗΕ του αγοραστή συνθέτουν τα διάφορα σχήματα PPAs δημιουργώντας ανάλογα ρίσκα και υποχρεώσεις για τους αντισυμβαλλόμενους. Η καλύτερη δυνατή κατανομή του ρίσκου μεταξύ των αντισυμβαλλόμενων είναι το ζητούμενο από όλες τις πλευρές της συμφωνίας. Η γενικότερη προσέγγιση επιτάσσει ότι αυστηρότερες υποχρεώσεις του παραγωγού οδηγούν σε υψηλότερο ρίσκο εκπλήρωσης τους και απαιτήσεις υψηλότερης αποζημίωσης (τιμής PPA) από τον ίδιο. Ακολουθούν οι 3 κατηγορίες ρίσκου που συμβάλλουν στον καθορισμό της διάκρισης των PPAs βάσει συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ:

1) Ρίσκο Τιμής ΗΕ:

- Περιλαμβάνεται το ρίσκο εσφαλμένης εκτίμησης των διακυμάνσεων και της κατεύθυνσης της χονδρικής τιμής ΗΕ συγκριτικά με την προκαθορισμένη τιμή PPA,
- Αφορά τον κίνδυνο εμπόρου (merchant risk) που βιώνει ο παραγωγός ΑΠΕ για την άγνωστη παραγόμενη ποσότητα ΗΕ και την επιθυμητή ή μη, έκθεση

του στις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς, συγκριτικά πάντα με τους όρους της PPA και του ποσού παραγωγής που καλύπτεται εντός συμφωνίας,

- Από πλευράς αγοραστή, αντιστοιχεί στο ρίσκο μακροχρόνιου κλειδώματος τιμής και της πιθανότητας διαμόρφωσης χαμηλών τιμών στη χονδρική αγορά ΗΕ ([6],[15])

2) Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile):

- Σχετίζεται με το ρίσκο ταιριάσματος του προφίλ παραγωγής του έργου ΑΠΕ με την ζήτηση ΗΕ του αγοραστή και τη δεσμευμένη PPA ποσότητα ανά δεδομένο ωριαίο χρονικό διάστημα. Αφορά δηλαδή, το χρηματοοικονομικό κίνδυνο πρόβλεψης της μελλοντικής κατανάλωσης ΗΕ του αγοραστή και της δέσμευσης του για αγορά πολύ μικρότερης ή μεγαλύτερης ποσότητας ΗΕ από την απαιτούμενη για ένα καθορισμένο χρονικό διάστημα,
- Επηρεάζεται από την ωριαία spot τιμή ΗΕ και τα διαστήματα έγχυσης/λήψης ΗΕ,
- Από μεριάς παραγωγού ΑΠΕ, αναφέρεται στο ρίσκο αγοράς πρόσθετης ΗΕ από το δίκτυο σε spot τιμή ώστε να καλυφθούν οι δεσμεύσεις προς τον αγοραστή, όπως επίσης και στο ρίσκο πώλησης του πλεονάσματος ΗΕ (άνω δεσμεύσεων PPA) παραγόμενης ΗΕ στη spot αγορά,
- Από μεριάς αγοραστή, εκδηλώνεται σε περίπτωση κατανάλωσης ΗΕ άνω των δεσμεύσεων PPA με την οποία διαφορά να καλύπτεται από το δίκτυο σε spot τιμή του ωριαίου διαστήματος που εμφανίζεται. Θεωρητικά, η ζήτηση ενός εταιρικού αγοραστή είναι σχετικά σταθερή και αναμενόμενη. Παρόλα αυτά, οποιαδήποτε χρονική στιγμή μπορεί να εμφανιστεί απόκλιση, επηρεάζοντας το κόστος προμήθειας της απαιτούμενης ΗΕ για την κάλυψη των αναγκών του. Μη κατάλληλη μελέτη του προφίλ ζήτησης ΗΕ του αγοραστή και εμφάνιση αρκετών χρονικών διαστημάτων υπερκάλυψης της ζήτησης του από την PPA, αναγκάζει συνήθως τον αγοραστή να πληρώνει το σύνολο της συμφωνηθείσας ΗΕ (στη προκαθορισμένη τιμή PPA) είτε την καταναλώνει είτε όχι,
- Άμεσα συνδεδεμένο με το φαινόμενο «κаниβαλισμού» της χονδρικής τιμής ΗΕ που χρήζει προσεκτικότερης διερεύνησης με την πάροδο των ετών, όπως ήδη έχει αναλυθεί στην υπο-ενότητα 2.2.3 ([6], [9], [83])

3) Ρίσκο Συμφωνηθείσας Ποσότητας ΗΕ:

- Αναφέρεται στην «πιο μακροπρόθεσμη» υποχρέωση του παραγωγού για την παράδοση συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ προς τον αγοραστή,
- Αντιστοιχεί στο ρίσκο της μακροπρόθεσμης αναντιστοιχίας μεταξύ της προβλεπόμενης και της πραγματικής παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ επηρεάζοντας επομένως, την βιωσιμότητα του παραγωγού ΑΠΕ,
- Υποχρεώσεις παραγωγού ΑΠΕ για αγορά ΗΕ από το δίκτυο σε spot τιμές εάν η πραγματικά παραγόμενη ΗΕ του έργου δεν καλύπτει το σύνολο των δεσμεύσεων ποσότητας ΗΕ που επιβάλλει η PPA ([9], [84])

2.3.2 Σχήματα PPAς ως προς την Συμφωνηθείσα Ποσότητα ΗΕ

Στην υπο-ενότητα 2.3.2 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα βασικά σχήματα PPAς ως προς την συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ, με την γενικότερη προσέγγιση να διακρίνει τις συμφωνίες σε συμβόλαια μεταβλητής και σταθερής ποσότητας. Συγκεκριμένα, ο Πίνακας 18 παρουσιάζει

συνοπτική περιγραφή των σχημάτων, ενώ ο Πίνακας 19 αντιπαραθέτει την αντιστοίχιση των σχημάτων με τα επιχειρηματικά μοντέλα που αναλύθηκαν στην ενότητα 2.1.

Πίνακας 18: Σχήματα PPA ως προς την Συμφωνηθείσα Ποσότητα HE ([5], [6], [84])

Σχήμα PPA	Κατηγορία Σχήματος PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας	Ενδεικτικό Προφίλ Παραγωγής ΑΠΕ και Συμφωνηθείσα PPA Ποσότητα HE	Κατανομή Ρίσκου
Πληρωμή επί της πραγματικής παραγόμενης HE (Pay-As-Produced)	Μεταβλητό	<ul style="list-style-type: none"> Επιλέξιμο από τους παραγωγούς ΑΠΕ Δέσμευση του αγοραστή για την αγορά του συνόλου (100%) ή προκαθορισμένου σταθερού ποσοστού της πραγματικής παραγωγής HE του έργου ΑΠΕ σε κάθε δεδομένη χρονική στιγμή Το ποσοστό συμφωνίας PPA επί της πραγματικής παραγωγής του έργου ΑΠΕ πιθανώς να ποικίλλει και ενδεικτικά να είναι διαφορετικό για κάθε μήνα του έτους ή σταθερό καθ' όλη την διάρκεια του έτους Πώληση της συμφωνηθείσας ποσότητας από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή βάσει προκαθορισμένης δομής τιμολόγησης PPA Διακανονισμός της περίσσειας παραγόμενης HE (άνω δέσμευσης PPA) στην spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ, αποτελώντας κόστος ή όφελος 	<p>Προφίλ Παραγωγής Α/Γ</p> <p>— Προφίλ Παραγωγής — Προφίλ Συμφωνηθείσας Ποσότητας PPA</p>	<ul style="list-style-type: none"> Ο αγοραστής επωμίζεται το ρίσκο τιμής HE, καθώς μια προκαθορισμένη τιμή P_{PPA} καθ' όλη την διάρκεια της συμφωνίας οδηγεί σε όφελος ή ζημιά ανάλογα με την διαμόρφωση των τιμών $P_{wholesale}$ Στη συνήθη περίπτωση, δεν υπάρχει υποχρέωση παράδοσης συγκεκριμένης ποσότητας HE από τον παραγωγό στον αγοραστή σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα. Ο αγοραστής επωμίζεται το ρίσκο αντιστοίχισης του προφίλ λόγω της μη ακριβούς πρόβλεψης της πραγματικής παραγωγής HE του έργου ΑΠΕ και την εμφάνιση περίσσειας ανάγκης ζήτησης HE από τη μεριά του σε συγκεκριμένα διαστήματα (είτε εποχιακά, είτε χρονικά εντός της ημέρας, κ.ά.) Δεν υφίσταται υποχρέωση παράδοσης συγκεκριμένης απόλυτης ποσότητας HE στον αγοραστή από τον παραγωγό ΑΠΕ. Ο κίνδυνος που αφορά το σύνολο της συμφωνηθείσας ποσότητας HE μοιράζεται μεταξύ αγοραστή και παραγωγού με τον δεύτερο να φέρει την ευθύνη σε περίπτωση υπο- ή υπερ-απόδοσης της εγκατάστασης του

Σχήμα PPA	Κατηγορία Σχήματος PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας	Ενδεικτικό Προφίλ Παραγωγής ΑΠΕ και Συμφωνηθείσα PPA Ποσότητα ΗΕ	Κατανομή Ρίσκου												
		για τον ίδιο ανάλογα με την διαμόρφωση των τιμών της χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ $P_{wholesale}$		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Κατηγορία Ρίσκου</th> <th>Παραγωγός ΑΠΕ</th> <th>Αγοραστής</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ρίσκο Τιμής ΗΕ</td> <td>-</td> <td>↑↑↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)</td> <td>-</td> <td>↑↑↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ</td> <td>↑↑</td> <td>↑↑</td> </tr> </tbody> </table>	Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής	Ρίσκο Τιμής ΗΕ	-	↑↑↑↑	Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	-	↑↑↑↑	Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑	↑↑
Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής														
Ρίσκο Τιμής ΗΕ	-	↑↑↑↑														
Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	-	↑↑↑↑														
Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑	↑↑														
Προκαθορισμένο Προφίλ (Pre-defined profile)	Σταθερό	<ul style="list-style-type: none"> Δημιουργία ενός τεχνητού προφίλ παραγωγής ΗΕ βασισμένο σε ιστορικά δεδομένα, εποχικούς δείκτες και επιθυμητό περιθώριο ασφαλείας από την πλευρά του παραγωγού με στόχο την παράδοση συγκεκριμένης συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό ΑΠΕ προς τον αγοραστή εντός ενός καθορισμένου ευρύτερου χρονικού διαστήματος (π.χ. έτος, τρίμηνο, μήνας, ημέρα) Δέσμευση του παραγωγού ΑΠΕ για την παράδοση της συμφωνηθείσας ποσότητας εντός του συμφωνηθέντος ευρύτερου χρονικού διαστήματος βάσει 		<ul style="list-style-type: none"> Ο αγοραστής αναλαμβάνει το ρίσκο της τιμής ΗΕ για την συμφωνημένη PPA ποσότητα, καθώς πιθανό μακροχρόνιο κλείδωμα τιμής P_{PPA} ίσως μελλοντικά να τον οδηγήσει σε απώλειες εάν η $P_{wholesale}$ διαμορφώνεται σε χαμηλά επίπεδα Ο παραγωγός ΑΠΕ έχει την υποχρέωση παράδοσης μιας συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό στον αγοραστή εντός ενός ευρύτερου χρονικού διαστήματος, χωρίς ωστόσο να έχουν σημασία οι χρονικές περιόδους εντός αυτού. Το μεγαλύτερο μέρος του ρίσκου για την αντιστοίχιση του προφίλ φέρει ο αγοραστής, λαμβάνοντας υπόψη π.χ. ότι μια ακριβής πρόβλεψη της συνολικής ημερήσιας κατανάλωσης του αγοραστή και της συνολικής ημερήσιας παραγωγής του έργου ΑΠΕ δεν συνεπάγεται ταίριασμα των δύο σε ωριαίο επίπεδο της ίδιας ημέρας 												

Σχήμα PPA	Κατηγορία Σχήματος PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας	Ενδεικτικό Προφίλ Παραγωγής ΑΠΕ και Συμφωνηθείσα PPA Ποσότητα ΗΕ	Κατανομή Ρίσκου												
		<p>προκαθορισμένης δομής τιμολόγησης, χωρίς επιπρόσθετες υποχρεώσεις για ενδιάμεσες χρονικές περιόδους παράδοσης εντός του ευρύτερου χρονικού διαστήματος, π.χ. ο παραγωγός δεσμεύεται να παρέχει συγκεκριμένη ποσότητα ΗΕ εντός της ημέρας χωρίς καθορισμένες υποχρεώσεις για κάθε ώρα της ημέρας</p> <ul style="list-style-type: none"> Δυνατότητα πώλησης της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ (άνω δέσμευσης PPA) στη spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ, αποτελώντας κόστος ή όφελος για τον ίδιο ανάλογα με την διαμόρφωση των τιμών $P_{wholesale}$ Υποχρέωση του παραγωγού για αγορά ΗΕ σε spot τιμές σε περιπτώσεις μειωμένης παραγωγής και μη κάλυψης της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ εντός του ευρύτερου καθορισμένου διαστήματος 	<p>Ενδεικτικό Προφίλ Παραγωγής ΑΠΕ και Συμφωνηθείσα PPA Ποσότητα ΗΕ</p>	<ul style="list-style-type: none"> Ο παραγωγός ΑΠΕ επιμίζεται τον κίνδυνο για το σύνολο της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ, αφού ανεξάρτητα των καιρικών συνθηκών, έχει δεσμευθεί να προσφέρει συγκεκριμένη ποσότητα ΗΕ στον αγοραστή εντός του καθορισμένου ευρύτερου χρονικού διαστήματος <table border="1"> <thead> <tr> <th>Κατηγορία Ρίσκου</th> <th>Παραγωγός ΑΠΕ</th> <th>Αγοραστής</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ρίσκο Τιμής ΗΕ</td> <td>↑</td> <td>↑↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)</td> <td>↑</td> <td>↑↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ</td> <td>↑↑↑↑</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>	Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής	Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑	Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑	↑↑↑	Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑↑↑	-
Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής														
Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑														
Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑	↑↑↑														
Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑↑↑	-														

Σχήμα PPA	Κατηγορία Σχήματος PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας	Ενδεικτικό Προφίλ Παραγωγής ΑΠΕ και Συμφωνηθείσα PPA Ποσότητα ΗΕ	Κατανομή Ρίσκου								
Ίδιο Προφίλ κατά τις ώρες αιχμής (All day peak load)	Σταθερό	<ul style="list-style-type: none"> Δέσμευση του παραγωγού ΑΠΕ για την παράδοση συγκεκριμένης (ίσης) ποσότητας ΗΕ στον αγοραστή για τις ώρες αιχμής φορτίου (08:00 – 20:00 CET, Δευτέρα - Παρασκευή) εντός της ημέρας (με την ποσότητα να προσαρμόζεται ή όχι σε μηνιαία βάση) Δυνατότητα πώλησης της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ (άνω δέσμευσης PPA) στη spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ, αποτελώντας κόστος ή όφελος για τον ίδιο ανάλογα με την διαμόρφωση των τιμών $P_{wholesale}$ Υποχρέωση του παραγωγού για αγορά ΗΕ σε spot τιμές σε περιπτώσεις μειωμένης παραγωγής και μη κάλυψης της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ 	<p>Προφίλ Παραγωγής Α/Γ</p> <p>Προφίλ Παραγωγής Φ/Β</p>	<ul style="list-style-type: none"> Ο αγοραστής αναλαμβάνει το ρίσκο της τιμής ΗΕ για την συμφωνημένη PPA ποσότητα ΗΕ, καθώς πιθανό μακροχρόνιο κλείδωμα τιμής P_{PPA} ίσως μελλοντικά να τον οδηγήσει σε απώλειες εάν η $P_{wholesale}$ διαμορφώνεται σε χαμηλά επίπεδα Οι υπόλοιποι κίνδυνοι σχετικά με την συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ και την αντιστοίχιση του προφίλ επιμερίζονται μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή 								
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Κατηγορία Ρίσκου</th> <th>Παραγωγός ΑΠΕ</th> <th>Αγοραστής</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ρίσκο Τιμής ΗΕ</td> <td>↑</td> <td>↑↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)</td> <td>↑↑</td> <td>↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ</td> <td>↑↑</td> <td>↑↑</td> </tr> </tbody> </table>	Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής	Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑	Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑↑	↑↑
Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής										
Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑										
Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑↑	↑↑										
Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑	↑↑										

Σχήμα PPA	Κατηγορία Σχήματος PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας	Ενδεικτικό Προφίλ Παραγωγής ΑΠΕ και Συμφωνηθείσα PPA Ποσότητα ΗΕ	Κατανομή Ρίσκου								
Ετήσιο Βασικό Φορτίο (Annual Baseload)	Σταθερό	<ul style="list-style-type: none"> Δέσμευση του αγοραστή για την αγορά συγκεκριμένης σταθερής ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό ΑΠΕ για κάθε ώρα της ημέρας του έτους Δυνατότητα πώλησης της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ (άνω δέσμευσης PPA) στην spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ, αποτελώντας κόστος ή όφελος για τον ίδιο ανάλογα με την διαμόρφωση των τιμών $P_{wholesale}$ Υποχρέωση του παραγωγού για αγορά ΗΕ σε spot τιμές σε περιπτώσεις μειωμένης παραγωγής και μη κάλυψης της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ 	<p>Προφίλ Παραγωγής Α/Γ</p> <p>Προφίλ Παραγωγής Φ/Β</p>	<ul style="list-style-type: none"> Ο αγοραστής αναλαμβάνει το ρίσκο της τιμής ΗΕ για την συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ, καθώς πιθανό μακροχρόνιο κλείδωμα τιμής P_{PPA} ίσως μελλοντικά να τον οδηγήσει σε απώλειες εάν η $P_{wholesale}$ διαμορφώνεται σε χαμηλά επίπεδα Ο παραγωγός ΑΠΕ επωμίζεται το ρίσκο αντιστοίχισης του προφίλ και το ρίσκο για το σύνολο της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ, καθώς εγγυάται την παροχή συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ στον αγοραστή για κάθε ώρα της ημέρας σε ετήσια βάση 								
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Κατηγορία Ρίσκου</th> <th>Παραγωγός ΑΠΕ</th> <th>Αγοραστής</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ρίσκο Τιμής ΗΕ</td> <td>↑</td> <td>↑↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)</td> <td>↑↑↑↑</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ</td> <td>↑↑↑↑</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>	Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής	Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑	Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑↑↑↑	-
Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής										
Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑										
Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑↑↑↑	-										
Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑↑↑	-										

Σχήμα PPA	Κατηγορία Σχήματος PPA	Περιγραφή – Πλαίσιο Λειτουργίας	Ενδεικτικό Προφίλ Παραγωγής ΑΠΕ και Συμφωνηθείσα PPA Ποσότητα ΗΕ	Κατανομή Ρίσκου												
Μηνιαίο Βασικό Φορτίο (Monthly Baseload)	Σταθερό	<ul style="list-style-type: none"> Δέσμευση του αγοραστή για την αγορά συγκεκριμένης σταθερής ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό ΑΠΕ για κάθε ώρα της ημέρας του μήνα (με την ποσότητα να προσαρμόζεται σε εποχιακές μεταβολές, π.χ. στα Φ/Β μεγαλύτερη ποσότητα τους θερινούς μήνες και λιγότερη τους χειμερινούς και αντίστροφα στα αιολικά) Δυνατότητα πώλησης της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ (άνω δέσμευσης PPA) στη spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ, αποτελώντας κόστος ή όφελος για τον ίδιο ανάλογα με την διαμόρφωση των τιμών $P_{wholesale}$ Υποχρέωση του παραγωγού για αγορά ΗΕ σε spot τιμές σε περιπτώσεις μειωμένης παραγωγής και μη κάλυψης της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ 	<p>Προφίλ Παραγωγής Α/Γ</p> <p>Προφίλ Παραγωγής Φ/Β</p>	<p>Αντίστοιχα με την περίπτωση του «Ετήσιου Βασικού Φορτίου»</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Κατηγορία Ρίσκου</th> <th>Παραγωγός ΑΠΕ</th> <th>Αγοραστής</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ρίσκο Τιμής ΗΕ</td> <td>↑</td> <td>↑↑↑</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)</td> <td>↑↑↑↑</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ</td> <td>↑↑↑↑</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>	Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής	Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑	Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑↑↑↑	-	Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑↑↑	-
			Κατηγορία Ρίσκου	Παραγωγός ΑΠΕ	Αγοραστής											
Ρίσκο Τιμής ΗΕ	↑	↑↑↑														
Ρίσκο Αντιστοίχισης Προφίλ (Shape/Profile)	↑↑↑↑	-														
Ρίσκο Συμφωνηθείσας PPA Ποσότητας ΗΕ	↑↑↑↑	-														

Πίνακας 19: Αντιστοίχιση Σχημάτων PPAs βάσει Συμφωνηθείσας Ποσότητας ΗΕ με τα Επιχειρηματικά Μοντέλα PPAs

Επιχειρηματικά Μοντέλα PPAs	Σχήματα PPAs βάσει συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ				
	Πληρωμή επί της πραγματικής παραγόμενης ΗΕ (Pay-As-Produced)	Προκαθορισμένο Προφίλ (Pre-defined profile)	Ίδιο Προφίλ κατά τις ώρες αιχμής (All day peak load)	Ετήσιο Βασικό Φορτίο (Annual Baseload)	Μηνιαίο Βασικό Φορτίο (Monthly Baseload)
Direct/ Private-wire PPA	✓	✗	✗	✗	✗
On-site PPA	✓	✗	✗	✗	✗
Physical/ Sleeved PPA	✓	✓	✓	✓	✓
Financial/ Synthetic/Virtual PPA	✓	✓	✓	✓	✓
Multi-buyer PPA	✓	✓	✓	✓	✓
Multi-seller PPA	✓	✓	✓	✓	✓
Cross-border PPA	✓	✓	✓	✓	✓
Multi-technology PPA	✓	✓	✓	✓	✓

2.3.3 Συμφωνίες PPA Μεταβλητής Συμφωνηθείσας Ποσότητας ΗΕ

Τα συμβόλαια μεταβλητής συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ ή αλλιώς «Pay-As-Produced (PaP)» είναι ιδιαίτερα επιλέξιμα από τους παραγωγούς ΑΠΕ, καθώς παρέχεται υψηλότερος βαθμός ελέγχου του ρίσκου που αντιμετωπίζουν κατά την διάρκεια της συμφωνίας. Τα βασικά χαρακτηριστικά της PaP είναι τα ακόλουθα:

- Δέσμευση του αγοραστή για την αγορά του συνόλου ή ενός προκαθορισμένου σταθερού μέρους της πραγματικής παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ σε κάθε δεδομένη χρονική στιγμή,
- Πώληση της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή βάσει συμφωνηθέντος προκαθορισμένου σχήματος τιμολόγησης PPA,
- Λιγότερο αποδεκτό σχήμα συμφωνίας από τον αγοραστή συγκριτικά με συμφωνίες σταθερής συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ, καθώς το ρίσκο της τιμής ΗΕ και το ρίσκο της αντιστοίχισης του προφίλ (συμπεριλαμβανομένου του ρίσκου «κανιβαλισμού» τιμής) μεταβιβάζονται πλήρως από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή,
- Διαμόρφωση μικρότερης μέσης τιμής PPA αναλογικά με μια συμφωνία σταθερής συμφωνηθείσας ποσότητας,
- Δυνατότητα πώλησης της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ (άνω δέσμευσης PPA) στη spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ ([5], [6])

Τα αναμενόμενα έσοδα του παραγωγού ΑΠΕ που συνδέονται άμεσα με την δεσμευμένη PPA ποσότητα ΗΕ παίζουν καθοριστικό ρόλο για τον ίδιο, καθώς καλείται να αντισταθμίσει το ρίσκο πρόβλεψης της παραγόμενης ΗΕ του έργου ΑΠΕ και διαπραγμάτευσης ποσότητας ΗΕ ικανής να του εξασφαλίσει βιωσιμότητα και κατ' επέκταση κερδοφορία. Χρηματοδότες/δανειστές και άλλοι φορείς σχετιζόμενοι με το έργο ΑΠΕ εστιάζουν ιδιαίτερα την προσοχή τους σε αυτό το έσοδο, απαιτώντας να καλύπτονται οι ελάχιστες προσδοκίες τους ως προς την απόδοση του έργου. Επιπρόσθετα έσοδα του παραγωγού που αφορούν το υπολειπόμενο μέρος της παραγόμενης ΗΕ που δεν αξιοποιείται για τις δεσμεύσεις της PPA και προέρχονται από την συμμετοχή του παραγωγού ΑΠΕ στη spot αγορά ΗΕ συμβάλλουν στην γενικότερη θετική αντιμετώπιση του έργου και στην κάλυψη πιθανών αναγκών του παραγωγού ΑΠΕ σε ειδικές περιπτώσεις ύπαρξης επιπρόσθετων υποχρεώσεων ελάχιστης ποσότητας παράδοσης στον αγοραστή. Στην τελευταία περίπτωση, ο παραγωγός ΑΠΕ θα αναγκαστεί, σε περίπτωση υπο-αποδόσεως της μονάδας του, να αγοράσει ΗΕ από τη spot αγορά για να καλύψει τις υποχρεώσεις του προς τον αγοραστή.

Το αναμενόμενο έσοδο από την περίσσεια παραγόμενη ΗΕ είναι συνήθως υψηλότερο από το αντίστοιχο που εμφανίζεται εντός των σχημάτων σταθερής συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ. Αυτό οφείλεται κατά κύριο λόγο στο γεγονός ότι, η ωριαία διάρθρωση του προφίλ περίσσειας παραγωγής ΗΕ που δεν περιλαμβάνεται εντός των δεσμεύσεων PPA, ακολουθεί την ίδια πορεία (θετική κατεύθυνση) με το προφίλ της συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ, σε αντίθεση με τα συστήματα σταθερής συμφωνηθείσας ποσότητας όπου υπάρχουν δύο κατευθύνσεις (θετική και αρνητική) όπως αναφέρεται στην υπο-ενότητα 2.3.4 ([5], [9]).

2.3.4 Συμφωνίες PPA Σταθερής Συμφωνηθείσας Ποσότητας ΗΕ

Οι PPAς που έχουν δομηθεί ως συμβόλαια παράδοσης σταθερής συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή παρουσιάζουν τα παρακάτω βασικά σημεία:

- Δέσμευση από τον παραγωγό ΑΠΕ για την συναλλαγή σταθερής προκαθορισμένης ποσότητας ενέργειας με τον αγοραστή εντός συγκεκριμένης χρονικής περιόδου, ακολουθώντας τη δομή τιμολόγησης της συμφωνίας,

- Τα σχήματα «Βασικού Φορτίου» αποτελούν τη συνήθη προσέγγιση με τον παραγωγό ΑΠΕ να υποχρεώνεται σε συναλλαγή σταθερής ποσότητας ΗΕ με τον αγοραστή σε ωριαίο (συνήθως) επίπεδο,
- Λιγότερο κοινή προσέγγιση αποτελεί ένα σχήμα «Προκαθορισμένου Προφίλ» με τον παραγωγό ΑΠΕ να δεσμεύεται για συναλλαγή συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ εντός ενός ευρύτερου χρονικού διαστήματος (π.χ. σε ημερήσια/μηνιαία/τριμηνιαία/ετήσια βάση) χωρίς δεσμεύσεις για συγκεκριμένες χρονικές περιόδους συναλλαγής εντός του διαστήματος αυτού,
- Υποχρέωση του παραγωγού ΑΠΕ για την κάλυψη της δεσμευμένης ΡΡΑ ποσότητας ΗΕ σε περιπτώσεις υπο-απόδοσης του έργου ΑΠΕ, μέσω αγοράς της απαιτούμενης πρόσθετης ΗΕ σε spot τιμές («shaping/profile cost»),
- Δυνατότητα πώλησης της περίσσειας παραγόμενης ΗΕ (άνω δέσμευσης ΡΡΑ) στη spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ,
- Συνδυασμός με μοντέλα σταθερής τιμολόγησης ΡΡΑ και σχετικά υψηλές τιμές, είτε με κάποιο σχήμα κυμαινόμενης τιμολόγησης με ύπαρξη κάτω ορίου, με στόχο την άμβλυση του ρίσκου που αντιμετωπίζει ο παραγωγός λόγω της δέσμευσης του για παράδοση συγκεκριμένης ποσότητας ΗΕ. Μια ΡΡΑ «Βασικού Φορτίου» επιδεικνύει υψηλότερες τιμές εν συγκρίσει με μια ΡΡΑ «Προκαθορισμένου Προφίλ» λόγω υψηλότερου «shaping/profile cost» που αναλαμβάνει ο παραγωγός

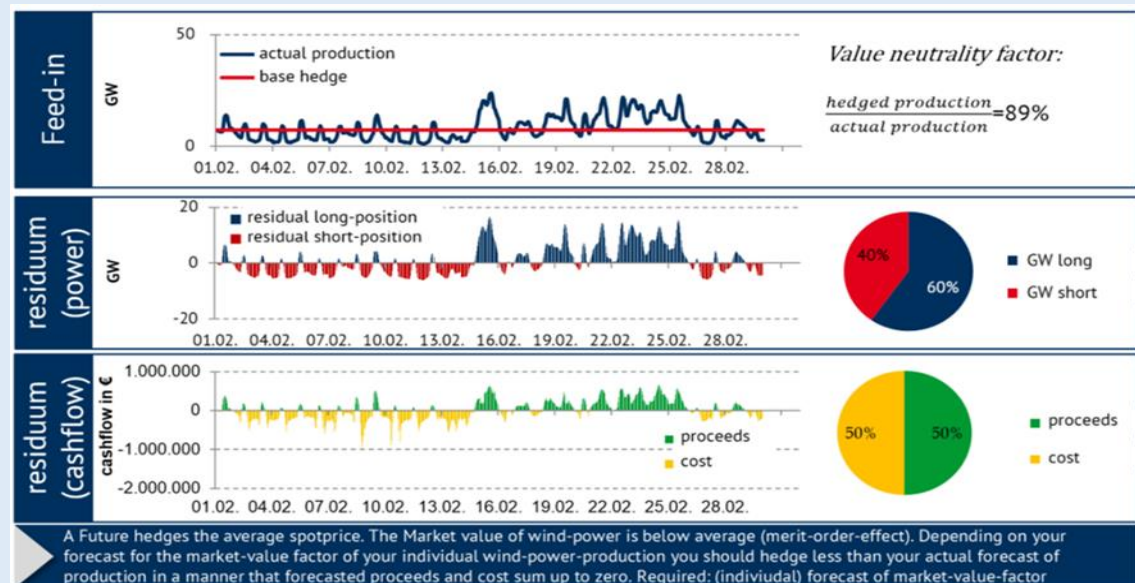
Στα πλαίσια εφαρμογής ΡΡΑ «Βασικού Φορτίου», του πιο διαδεδομένου σχήματος σταθερής ποσότητας στην αγορά ΗΕ, η ποσότητα ΗΕ διαχειρίζεται σε ωριαία (συνήθως) βάση με την ανησυχία του παραγωγού ΑΠΕ να επικεντρώνεται στα επίπεδα του χρηματοοικονομικού κινδύνου που καλείται να αντιμετωπίσει λόγω της έκθεσης του στην πιθανή αστάθεια των τιμών της spot αγοράς. Η πλεονάζουσα παραγόμενη ΗΕ που δεν αξιοποιείται για τις δεσμεύσεις ΡΡΑ πωλείται από τον παραγωγό ΑΠΕ στη spot αγορά ανάλογα με την ωριαία τιμή της εκάστοτε περιόδου. Αντίστροφα, σε περιόδους υπολειτουργίας του έργου ΑΠΕ, κάτω του ορίου της συμφωνηθείσας ΡΡΑ ποσότητας, ο παραγωγός ΑΠΕ υποχρεώνεται να αγοράσει το έλλειμμα σε ωριαίες τιμές της spot αγοράς ώστε να καλύψει την υποχρέωση του προς τον αγοραστή. Επομένως, οι συμφωνίες «Βασικού Φορτίου» δομούνται με ίδια ή διαφορετική συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ για τις διάφορες χρονικές περιόδους του έτους, ώστε ο παραγωγός ΑΠΕ να είναι σε θέση να αντισταθμίσει μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής κατά τις περιόδους όπου οι καιρικές συνθήκες είναι ευνοϊκές, ενώ παράλληλα να μειώσει το ρίσκο έκθεσης του σε δυσμενείς καιρικές συνθήκες και τον κίνδυνο εμφάνισης ελλειμματικής παραγωγής που οφείλει να καλύψει από υπηρεσίες εξισορρόπησης και την αγορά πρόσθετης απαιτούμενης ΗΕ σε spot τιμές ([5], [6]).

Στο παρακάτω πλαίσιο καταγράφεται ένας τρόπος διαχείρισης και επιλογής του κατάλληλου μεγέθους δεσμευμένης ποσότητας ΗΕ σε εφαρμογή σχήματος ΡΡΑ «Βασικού Φορτίου» ώστε ο παραγωγός ΑΠΕ να είναι σε θέση να αντισταθμίσει τον πιθανό κίνδυνο που εμφανίζεται λόγω αστάθειας και διακυμάνσεων της τιμής ΗΕ στη spot αγορά.

Επιλογή κατάλληλου μεγέθους συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ σε ΡΡΑ «Βασικού Φορτίου»

Για την επιτυχή αντιστάθμιση του ρίσκου τιμής ΗΕ στη spot αγορά, καλείται να παρθεί μια απόφαση σχετικά με το ύψος της ποσότητας ΗΕ που θα περιλαμβάνεται εντός της διμερούς συμφωνίας, σε ένα χρονικό σημείο όπου υπάρχει μηδενική διαθέσιμη πληροφορία για τη δομή της ΡΡΑ. Σύμφωνα με μελέτες της Energy Brainpool¹⁷ ([85], [86]), η μέθοδος αντιστάθμισης

ουδέτερης αξίας αποτελεί μία επιλογή ελαχιστοποίησης του συγκεκριμένου ρίσκου που θα επέτρεπε την αντιστάθμιση της μεταβλητής παραγωγής ενός αιολικού ή Φ/Β. Στο ακόλουθο σχήμα παρατίθεται σχηματική αναπαράσταση της προσέγγισης έστω για έναν αιολικό σταθμό:



Η πώληση αιολικής/ηλιακής ΗΕ ως προθεσμιακό συμβόλαιο (ή συμβόλαιο μελλοντικής εκπλήρωσης) οδηγεί σε υπερ- και υπο-κάλυψη της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ ή αντίστοιχα σε απομένουσα θετική (long) ή αρνητική (short) θέση για τις διαφορετικές (ωριαίες) αγοραίες χρονικές μονάδες. Η διαπραγμάτευση της απομένουσας ΗΕ (πλεόνασμα ή έλλειμμα) στη spot αγορά συμβάλλει στη δημιουργία εσόδου ή κόστους, αναλόγως της (ωριαίας) αγοραίας χρονικής μονάδας που λαμβάνει χώρα η συναλλαγή. Η αντιστάθμιση ουδέτερης αξίας είναι δυνατόν να επιτευχθεί εάν ο παραγωγός πουλάει μέσω PPA αρκετή ποσότητα ΗΕ ώστε να αντισταθμίσει τα αναμενόμενα προαναφερθέντα έσοδα και κόστη της spot αγοράς.

Σύμφωνα με το παράδειγμα του σχήματος, αυτό επιτυγχάνεται με την πώληση του 89% της παραγόμενης ΗΕ μέσω PPA. Το ποσοστό του 89% αντιστοιχεί στο βασικό συντελεστή ισοτιμίας (Base Parity Ratio – BPR) του εξεταζόμενου αιολικού έργου. Ο συντελεστής BPR ενδέχεται να ποικίλλει από έργο σε έργο και από συμφωνία σε συμφωνία, ενώ συνήθως μοντελοποιείται σε μηνιαία ή ετήσια βάση.

Πιο συγκεκριμένα, έστω το αιολικό πάρκο εγκατεστημένης ισχύος 44 MW, αναμενόμενης ετήσιας παραγωγής ΗΕ της τάξεως των 87.600 MWh και προσδοκώμενου BPR ίσο με 89%:

- Συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ: $89\% \cdot [87.600 \text{ MWh} / 8.760 \text{ h}] = 8,9 \text{ MW} \approx 9 \text{ MW}$

Δεδομένου ότι το 89% της μέσης αναμενόμενης ωριαίας ισχύος των 10 MW διατίθεται για μια συμφωνία PPA, τα επιπλέον έσοδα από το απούλητο μέρος του 11% αξιοποιούνται για την κάλυψη του κόστους που προκύπτει για την αγορά ΗΕ στην spot αγορά από τον παραγωγό ΑΠΕ ώστε να καλύψει τις δεσμεύσεις του προς τον αγοραστή σε περιόδους όπου η παραγωγή του δεν είναι αρκετή. Επισημαίνεται ότι στην πράξη, η προσέγγιση της αντιστάθμισης ουδέτερης αξίας δεν λειτουργεί τέλεια, καθώς η παραγωγή ΗΕ, ο βασικός συντελεστής ισοτιμίας και η τιμή ΗΕ δεν αποτελούν στατιστικά ανεξάρτητες μεταβλητές, ενώ επιπρόσθετα πρέπει να ληφθεί υπόψη ο παράγοντας του σφάλματος πρόβλεψης.

¹⁷ Η Energy Brainpool, με έδρα στο Βερολίνο, παρέχει υπηρεσίες ανάλυσης και προσφοράς συμβουλών σε συμμετέχοντες της ενεργειακής αγοράς για θέματα σχεδιασμού ενεργειακών αγορών, πρόβλεψης τιμών και διαχείρισης ρίσκου στο ενεργειακό τομέα

3 Παράμετροι Εισόδου Τεχνοοικονομικής Αξιολόγησης

Το κεφάλαιο 3 επικεντρώνεται στην προετοιμασία υλοποίησης της τεχνοοικονομικής αξιολόγησης εξετάζοντας με λεπτομέρεια τις διάφορες παραμέτρους και παράγοντες που επηρεάζουν την οικονομική απόδοση και κερδοφορία ενός παραγωγού ΑΠΕ που αποφασίζει να αναπτύξει ένα νέο έργο ΑΠΕ και να διερευνήσει τη συμμετοχή του σε ένα επιχειρηματικό μοντέλο της μορφής «sleeved PPA».

Η ανάλυση πραγματοποιείται για έναν παραγωγό ΑΠΕ τοποθετημένο στην Ελλάδα και διαθέσιμη σύνδεση στο «δημόσιο» δίκτυο ΗΕ, ενώ εξετάζεται τόσο η τεχνολογία ενός φωτοβολταϊκού όσο και ενός χερσαίου αιολικού συστήματος τάξεως μεγέθους των 10 MW. Διευκρινίζεται ότι ο αγοραστής αποζημιώνει τον παραγωγό ΑΠΕ για το σύνολο της δεσμευμένης PPA ποσότητας ΗΕ είτε την καταναλώνει είτε όχι, η διαχείριση της περίσσειας ή της μειωμένης παραγόμενης ΗΕ διευθετείται στη spot αγορά ΗΕ με όφελος ή ζημιά για τον παραγωγό ΑΠΕ, ενώ υπονοείται ελεύθερη συμμετοχή του παραγωγού ΑΠΕ στη spot αγορά ΗΕ για το διάστημα με έναρξη από την παύση ισχύος της συμφωνίας PPA μέχρι τη συνολική διάρκεια ζωής της επένδυσης. Αναφέρεται ότι περικοπές ή άλλα έκτακτα γεγονότα που μειώνουν την απόδοση της μονάδας ΑΠΕ δεν λαμβάνονται υπόψη στην πραγματοποιηθείσα μελέτη. Τέλος, συμπληρώνεται ότι ο παραγωγός ΑΠΕ καλύπτει ένα μέρος του αρχικού κεφαλαίου επένδυσης μέσω τραπεζικής χρηματοδότησης.

3.1 Δημιουργία Προφίλ Παραγωγής ΗΕ

Μία από τις βασικότερες συνιστώσες υλοποίησης της τεχνοοικονομικής ανάλυσης αποτελεί η διαμόρφωση των πρότυπων καμπυλών παραγωγής ΗΕ για το εξεταζόμενο Φ/Β και αιολικό έργο αντίστοιχα, δηλαδή η δημιουργία του προφίλ της ποσότητας ΗΕ που δύναται να παράγει μελλοντικά η εξεταζόμενη μονάδα ΑΠΕ βάσει ιστορικών στοιχείων.

Εναλλακτικές προσεγγίσεις εκτίμησης της παραγωγής ΗΕ αξιοποιούνται από τον παραγωγό ΑΠΕ [5]:

- Αρχική αξιοποίηση ενός σεναρίου P50:
Μέσο επίπεδο παραγωγής ΗΕ με πιθανότητα 50% η τελική πραγματική παραγόμενη ΗΕ να είναι ίση ή μεγαλύτερη από το εκτιμώμενο επίπεδο P50 καθ' όλη την διάρκεια ζωής του έργου,
- Συμπληρωματική χρήση σεναρίων P10, P75, P90 ανάλογα με το ρίσκο που είναι διατεθειμένος να αναλάβει:
P90: πιο συντηρητικό σενάριο όπου υπολογίζεται ένα μέσο επίπεδο παραγωγής του έργου ΑΠΕ με πιθανότητα 90% η τελική πραγματική παραγόμενη ΗΕ να είναι ίση ή μεγαλύτερη από το εκτιμώμενο σενάριο καθ' όλη την διάρκεια ζωής του έργου,
P10: πιο αισιόδοξο σενάριο με μικρότερη πιθανότητα υλοποίησης

Συνήθως αξιοποιείται ένα πιο συντηρητικό προφίλ παραγωγής προσφέροντας σημαντικά περιθώρια στον παραγωγό ΑΠΕ και περίσσεια ΗΕ που δεν περιλαμβάνεται στις δεσμεύσεις PPA με το επιπλέον έσοδο να αξιοποιείται καταρχάς για την κάλυψη των υποχρεώσεων σε περιπτώσεις μειωμένης παραγωγής του σταθμού του και δευτερευόντως την εξασφάλιση ενός περιθωρίου κέρδους.

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, δημιουργήθηκε ένα ετήσιο προφίλ παραγωγής ΗΕ με ωριαία ανάλυση δεδομένων μέσω του διαδικτυακού εργαλείου «Renewables.ninja¹⁸». Το εν λόγω εργαλείο αποτελεί μια πλατφόρμα που επιτρέπει την εκτέλεση προσομοιώσεων της ωριαίας παραγωγής Φ/Β και αιολικών έργων τοποθετημένων

¹⁸ Πηγή: <https://www.renewables.ninja/>

σε οποιαδήποτε γεωγραφική περιοχή, λαμβάνοντας υπόψη μετεωρολογικά δεδομένα προσομοίωσης καιρού από μοντέλα παγκόσμιας επαν-ανάλυσης και δορυφορικές παρατηρήσεις, και πιο συγκεκριμένα από το σύνολο δεδομένων MERRA-2 (global) ([87], [88]). Τα δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας μετατρέπονται σε παραγόμενη ΗΕ αξιοποιώντας το μοντέλο GSEE (Global Solar Energy Estimator) του Stefan Pfenninger [89], ενώ η ταχύτητα του ανέμου μετατρέπεται σε παραγόμενη ΗΕ με τη χρήση του μοντέλου VWF (Virtual Wind Farm) του Iain Staffell [90].

3.1.1 Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος

Ο Πίνακας 20 περιλαμβάνει αναλυτικά τις τεχνικές παραμέτρους που αξιοποιήθηκαν ως είσοδοι στην διαδικτυακή πλατφόρμα «Renewables.ninja» ώστε να δημιουργηθεί το ετήσιο προφίλ παραγωγής με ωριαία ανάλυση δεδομένων και να χρησιμοποιηθεί για την υλοποίηση της τεχνοοικονομικής ανάλυσης ενός Φ/Β έργου 10 MW. Διευκρινίζεται ότι, για την δημιουργία του τελικού προφίλ παραγωγής, χρησιμοποιήθηκαν ιστορικά δεδομένα που παρέχονται από την πλατφόρμα καλύπτοντας την συνολική περίοδο 2010 – 2022¹⁹. Δηλαδή, η τελική παραγόμενη ΗΕ ενός συγκεκριμένου ωριαίου διαστήματος του έτους αντιστοιχεί στο μέσο όρο των ωριαίων διαθέσιμων δεδομένων της συγκεκριμένης ημέρας και μήνα για το σύνολο της προαναφερθείσας περιόδου.

Περαιτέρω, στον ίδιο πίνακα αποτυπώνονται συνοπτικά τα εξαγόμενα αποτελέσματα της διαδικτυακής εφαρμογής μετά την επεξεργασία που περιεγράφηκε στην προηγούμενη παράγραφο. Αντίστοιχη μεθοδολογία με την παραγωγή ΗΕ, εφαρμόστηκε και για την δημιουργία του προφίλ των υπόλοιπων μεταβλητών αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται. Η Εικόνα 16 απεικονίζει το τελικό ωριαίο και μηνιαίο προφίλ παραγωγής ΗΕ που υπολογίστηκε για το 1^ο έτος λειτουργίας του Φ/Β σταθμού. Σημειώνεται ότι, το ωριαίο προφίλ αναφέρεται στο μέσο όρο της παραγωγής ΗΕ των αντίστοιχων ωριαίων διαστημάτων του 1^{ου} έτους λειτουργίας του σταθμού.

Πίνακας 20: Τεχνικές Παράμετροι Φ/Β Συστήματος

Τοποθεσία	
Γεωγραφική Περιοχή Τοποθεσίας	Κοζάνη, Δήμος Κοζάνης, Νομός Κοζάνης, Περιφερειακή Ενότητα Κοζάνης, Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας
Γεωγραφικό Πλάτος	40.3007 ²⁰
Γεωγραφικό Μήκος	21.7883 ²¹
Μετεωρολογικά Δεδομένα	
Πηγή Δεδομένων	MERRA-2 (global)
Βασικές Παράμετροι Εισόδου	
Ονομαστική Εγκατεστημένη Ισχύς	10 MW
Κατηγορίας Συστήματος Στήριξης Φ/Β Πλαισίων ²²	μονο-αξονικό σύστημα tracking
Κλίση γωνίας εγκατάστασης ²³	35°

¹⁹ Σχόλιο: Το κατέβασμα των δεδομένων από την διαδικτυακή πλατφόρμα «Renewables.ninja» πραγματοποιήθηκε στις 23/05/2023

²⁰ Όπως αυτόματα παρέχεται από την διαδικτυακή πλατφόρμα «Renewables.ninja» επιλέγοντας την περιοχή της Κοζάνης

²¹ Όπως αυτόματα παρέχεται από την διαδικτυακή πλατφόρμα «Renewables.ninja» επιλέγοντας την περιοχή της Κοζάνης

²² Οι 3 επιλογές της πλατφόρμας «Renewables.ninja» για το σύστημα στήριξης των Φ/Β πλαισίων είναι οι εξής: σύστημα σταθερής κλίσης, μονο-αξονικό σύστημα tracking και δι-αξονικό σύστημα tracking

²³ Η γωνία εγκατάστασης ορίζεται ως η γωνία από το οριζόντιο επίπεδο των Φ/Β πλαισίων που συνιστούν την Φ/Β συστοιχία όπου 0°: οριζόντιο επίπεδο και 90°: κατακόρυφο επίπεδο, ενώ δεν υπάρχει εφαρμογή για την περίπτωση δι-αξονικού συστήματος tracking

Αζιμούθιο (προσανατολισμός) ²⁴	180° (Νότος)
Κατηγορίες Απωλειών Φ/Β Συστήματος ²⁵	
Ακαθαρσίες στην επιφάνεια των Φ/Β πλαισίων που παρεμποδίζουν την διείσδυση της ηλιακής ακτινοβολίας	2%
Σκίαση στα Φ/Β πλαίσια από αντικείμενα σε κοντινή απόσταση ή επίδραση του φαινομένου της αυτοσκίασης από άλλα πλαίσια	3%
Ύπαρξη χιονιού στις Φ/Β συστοιχίες	0%
Ηλεκτρικές απώλειες λόγω κακού κατασκευαστικού συνδυασμού των Φ/Β πλαισίων σε συστοιχίες (ηλεκτρικές ανομοιογένειες στις χαρακτηριστικές τους καμπύλες)	2%
Απώλειες αντιστάσεων στην καλωδίωση DC και AC που συνδέει τα Φ/Β πλαίσια, τους αντιστροφέις, και άλλα τμήματα του Φ/Β συστήματος	2%
Απώλειες αντιστάσεων στις ηλεκτρικές συνδέσεις του Φ/Β συστήματος	0,5%
Υποβάθμιση της ισχύος (αποικοδόμηση) που προκαλείται από το φως αμέσως μετά την εγκατάσταση κατά τους πρώτους μήνες λειτουργίας του Φ/Β συστήματος (εφαρμογή έστω μόνο για τους 4 πρώτους μήνες του 1 ^{ου} έτους)	1,5%

²⁴ Για μια Φ/Β συστοιχία με σταθερή γωνία κλίσης, το αζιμούθιο είναι η δεξιόστροφη γωνία που σχηματίζεται από τον μαγνητικό βορρά περιγράφοντας τον προσανατολισμό της Φ/Β συστοιχίας. Μια γωνία αζιμούθιου 180° υπονοεί νότιο προσανατολισμό της Φ/Β συστοιχίας, ενώ μια γωνία αζιμούθιου 0° βόρειο προσανατολισμό. Αντίστοιχα, στην περίπτωση ενός μονο-αξονικού συστήματος παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου, το αζιμούθιο αποτελεί την δεξιόστροφη γωνία του άξονα παρακολούθησης από τον μαγνητικό βορρά, ενώ δεν υπάρχει εφαρμογή σε δι-αξονικά συστήματα tracking. Στόχος είναι η τοποθέτηση της Φ/Β συστοιχίας προς την κατεύθυνση όπου επιτυγχάνεται μεγιστοποίηση της παραγόμενης ΗΕ ανάλογα με την γεωγραφική θέση και τα μετεωρολογικά δεδομένα. Για το βόρειο ημισφαίριο, η αύξηση της γωνίας αζιμούθιου ευνοεί την παραγωγή ΗΕ κατά τις απογευματινές ώρες, ενώ αντίστοιχα η μείωση της γωνίας αζιμούθιου ευνοεί την παραγωγή ΗΕ κατά τις πρωινές ώρες. Το ανάποδο ισχύει για το νότιο ημισφαίριο

²⁵ Οι διάφορες κατηγορίες απωλειών καταγράφηκαν όπως αποτυπώνονται στην διαδικτυακή εφαρμογή «PVWatts Calculator» του Εθνικού Εργαστηρίου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (National Renewable Energy Laboratory, NREL), ενώ οι τιμές συμπληρώθηκαν με βάση τις προκαθορισμένες τιμές που δίνει η ίδια εφαρμογή. Το NREL είναι το εθνικό εργαστήριο του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ, του Γραφείου Ενεργειακής Απόδοσης και Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, το οποίο διαχειρίζεται η Alliance for Sustainable Energy, LLC (<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>)

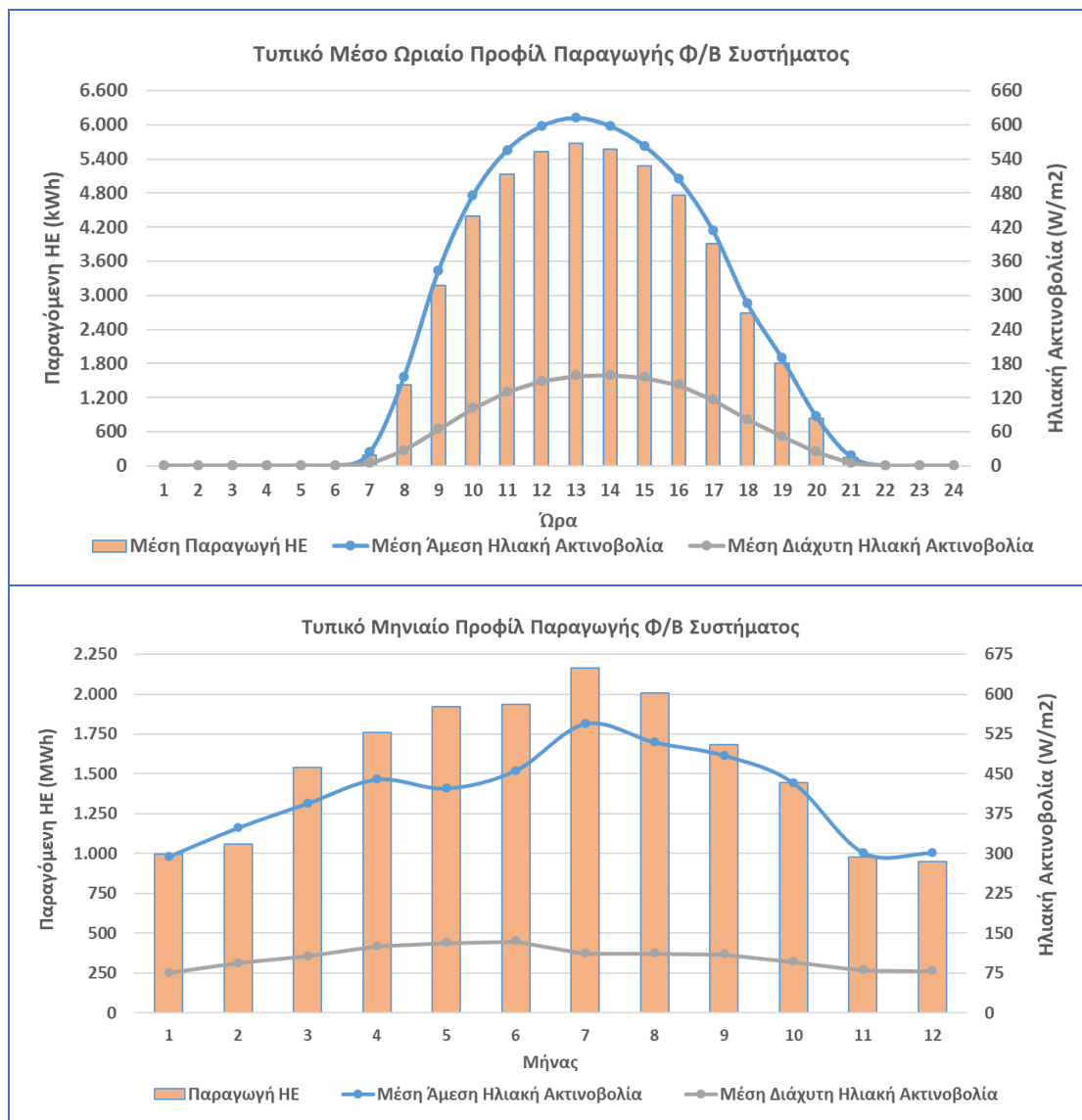
Σημειώνεται ότι τυχόν απώλειες από αυξημένη θερμοκρασία των πλαισίων συμπεριλαμβάνονται στην εκτίμηση της απόδοσης των Φ/Β πλαισίων που λαμβάνει υπόψη την επίδραση της ηλιακής ακτινοβολίας στην θερμοκρασία τους εν συγκρίσει με τις STC συνθήκες (δηλαδή για ακτινοβολία ίση με 1.000 W/m², θερμοκρασία πλαισίου 25°C (77°F) και ατμοσφαιρική μάζα 1,5). Συνεπώς, η συγκεκριμένη κατηγορία απωλειών δεν πρέπει να συμπεριληφθεί στον υπολογισμό του υποκειμένου συντελεστή απωλειών καθώς θα αποτελούσε διπλομέτρηση [89]

Απώλειες λόγω της διαφοράς μεταξύ των ονομαστικών τιμών των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών που δίνει ο κατασκευαστής για τα πλαίσια μιας Φ/Β συστοιχίας και των πραγματοποιηθέντων μετρήσεων κατά την διάρκεια ελέγχων στο πεδίο	1%			
Ετήσια υποβάθμιση της απόδοσης του Φ/Β συστήματος λόγω της παρόδου των ετών	0,5%			
Περιορισμένη ή/και μηδενική διαθεσιμότητα του Φ/Β συστήματος λόγω της διενέργειας προγραμματισμένων ή μη διαδικασιών συντήρησης και αποκατάστασης βλαβών, διακοπών δικτύου, ή άλλων λειτουργικών παραγόντων	3%			
Απόδοση του αντιστροφέα (ονομαστική ισχύς εξόδου (AC) του αντιστροφέα προς την ονομαστική ισχύ εισόδου (DC) του αντιστροφέα)	96%			
Υπολογισμός Συντελεστή Απωλειών Φ/Β Συστήματος (%)				
Συντελεστής Απωλειών Φ/Β Συστήματος συμπεριλαμβανομένου του παράγοντα απωλειών της αποικοδόμησης (κατά το 1ο έτος λειτουργίας του Φ/Β συστήματος)	17,5%			
Συντελεστής Απωλειών Φ/Β Συστήματος μη συμπεριλαμβανομένου του παράγοντα απωλειών της αποικοδόμησης (κατά το 1ο έτος λειτουργίας του Φ/Β συστήματος)	16,3%			
Συνοπτικά Αποτελέσματα Πλατφόρμας «Renewables.ninja»²⁶				
Μήνας	Συντελεστής Ισχύος (Capacity Factor) – 1^ο Έτος Λειτουργίας	Μέση Άμεση Ηλιακή Ακτινοβολία (W/m2)	Μέση Διάχυτη Ηλιακή Ακτινοβολία (W/m2)	Μέση Θερμοκρασία – 2 m άνω του εδάφους (°C)
Ιανουάριος	13,41%	293,22	75,34	2,97

²⁶ Η «άμεση ηλιακή ακτινοβολία» αποτελεί το σημαντικότερο μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας το οποίο φθάνει σε μια επιφάνεια ως δέσμη των ακτίνων που προέρχονται απευθείας από τον ήλιο, ενώ η «διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία» είναι το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας το οποίο διαχέεται από την ατμόσφαιρα και φθάνει στην επιφάνεια

Σχόλιο: Οι τιμές του πίνακα που αποτυπώνονται ως «Μέση Άμεση Ηλιακή Ακτινοβολία (W/m2)», «Μέση Διάχυτη Ηλιακή Ακτινοβολία (W/m2)» και «Μέση Θερμοκρασία (°C)» αναφέρονται στους μηνιαίους μέσους όρους και αντίστοιχα τον ετήσιο μέσο όρο των τιμών των ωριαίων διαστημάτων με τιμές ακτινοβολίας διάφορες του 0

Φεβρουάριος	15,75%	347,54	93,35	5,68
Μάρτιος	20,67%	393,52	106,46	8,25
Απρίλιος	24,43%	438,67	124,94	13,16
Μάιος	25,81%	422,05	131,20	18,10
Ιούνιος	26,90%	455,60	134,61	23,52
Ιούλιος	29,13%	543,51	111,65	27,12
Αύγουστος	26,99%	508,76	111,72	27,05
Σεπτέμβριος	23,35%	483,84	109,79	22,19
Οκτώβριος	19,41%	431,83	95,62	15,76
Νοέμβριος	13,58%	301,14	80,09	10,55
Δεκέμβριος	12,78%	300,35	78,34	5,53
Σύνολο Έτους	21,05%	419,74	107,08	15,98



Εικόνα 16: Τυπικό Μέσο Ωρικό και Μηνιαίο Προφίλ Παραγωγής ΗΕ Φ/Β Συστήματος – 1ο Έτος Λειτουργίας²⁷

²⁷ Σχόλιο: Στο πρώτο σχήμα, οι καμπύλες της «Μέσης Άμεσης Ηλιακής Ακτινοβολίας» και της «Μέσης Διάχυτης Ηλιακής Ακτινοβολίας» λαμβάνουν υπόψη όλα τα ωριαία διαστήματα, συμπεριλαμβανομένων αυτών με μηδενικές τιμές ακτινοβολίας. Αντίθετα, στο δεύτερο σχήμα, εξαιρούνται τα διαστήματα με εμφάνιση μηδενικής ακτινοβολίας, για την σχεδίαση των αντίστοιχων καμπυλών

3.1.2 Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος

Η μεθοδολογία διαμόρφωσης του τελικού προφίλ παραγωγής ΗΕ που εφαρμόστηκε για την περίπτωση των Φ/Β συστημάτων (υπο-ενότητα 3.1.1), αξιοποιήθηκε αντίστοιχα και για το χερσαίο αιολικό σύστημα. Ο Πίνακας 21 καταγράφει αναλυτικά τις τεχνικές παραμέτρους που εισάχθηκαν στο διαδικτυακό εργαλείο «Renewables.ninja» για την δημιουργία του προφίλ παραγωγής ενός αιολικού συστήματος 10 MW²⁸, όπως επίσης και μια συγκεντρωτική εικόνα των εξαγόμενων αποτελεσμάτων μετά επεξεργασίας.

Στην παρούσα μελέτη, γίνεται χρήση ανεμογεννητριών από την πλατφόρμα Vestas 4 MW η οποία περιλαμβάνει διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών που έχουν σχεδιαστεί για ένα ευρύ φάσμα συνθηκών ανέμου και τοποθεσίας (συμπεριλαμβανομένων χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών) [91]. Πιο συγκεκριμένα, αξιοποιείται το μοντέλο ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα V117 – 4 / 4,2 MW, ιδανικά σχεδιασμένο για αντοχή σε συνθήκες μέτριας έως υψηλής ταχύτητας ανέμου. Ο Πίνακας 21 περιλαμβάνει τα τεχνικά χαρακτηριστικά του επιλεγμένου μοντέλου ανεμογεννήτριας [92].

Αντίστοιχα, η Εικόνα 17 απεικονίζει το τελικό ωριαίο και μηνιαίο προφίλ παραγωγής ΗΕ που υπολογίστηκε για ένα έτος λειτουργίας του αιολικού σταθμού.

Πίνακας 21: Τεχνικές Παράμετροι Χερσαίου Αιολικού Συστήματος

Τοποθεσία	
Γεωγραφική Περιοχή Τοποθεσίας	Δήμος Τροιζηνίας-Μεθάνων, Νομός Αττικής, Περιφερειακή Ενότητα Νήσων, Περιφέρεια Αττικής
Γεωγραφικό Πλάτος	37.4972 ²⁹
Γεωγραφικό Μήκος	23.3626 ³⁰
Μετεωρολογικά Δεδομένα	
Πηγή Δεδομένων	MERRA-2 (global)
Βασικές Παράμετροι Εισόδου	
Ονομαστική Εγκατεστημένη Ισχύς	10 MW
Ύψος hub	90 m
Μοντέλο ανεμογεννήτριας	Vestas V117 4000
Τεχνικά Χαρακτηριστικά Ανεμογεννήτριας V117 – 4 / 4,2 MW	
Δεδομένα Λειτουργίας	
Ονομαστική Ισχύς	4.000/4.200 kW
Ταχύτητα ανέμου εκκίνησης	3 m/s
Ταχύτητα ανέμου περικοπής	25 m/s
Ταχύτητα ανέμου επανεκκίνησης	23 m/s
Κλάση	IEC IB -T/IEC IIA -T/IEC S –T
Τυπικό εύρος θερμοκρασίας λειτουργίας	-20°C έως +45°C με μείωση απόδοσης άνω των 30°C
Σύστημα κλίσης	
Ρύθμιση Ισχύος	σύστημα ρυθμιζόμενης γωνίας πτερυγίων αναλόγως της ταχύτητας του ανέμου
Θόρυβος	
Μέγιστη ισχύς ήχου	106 dB
Ρότορας	
Διάμετρος	117 m

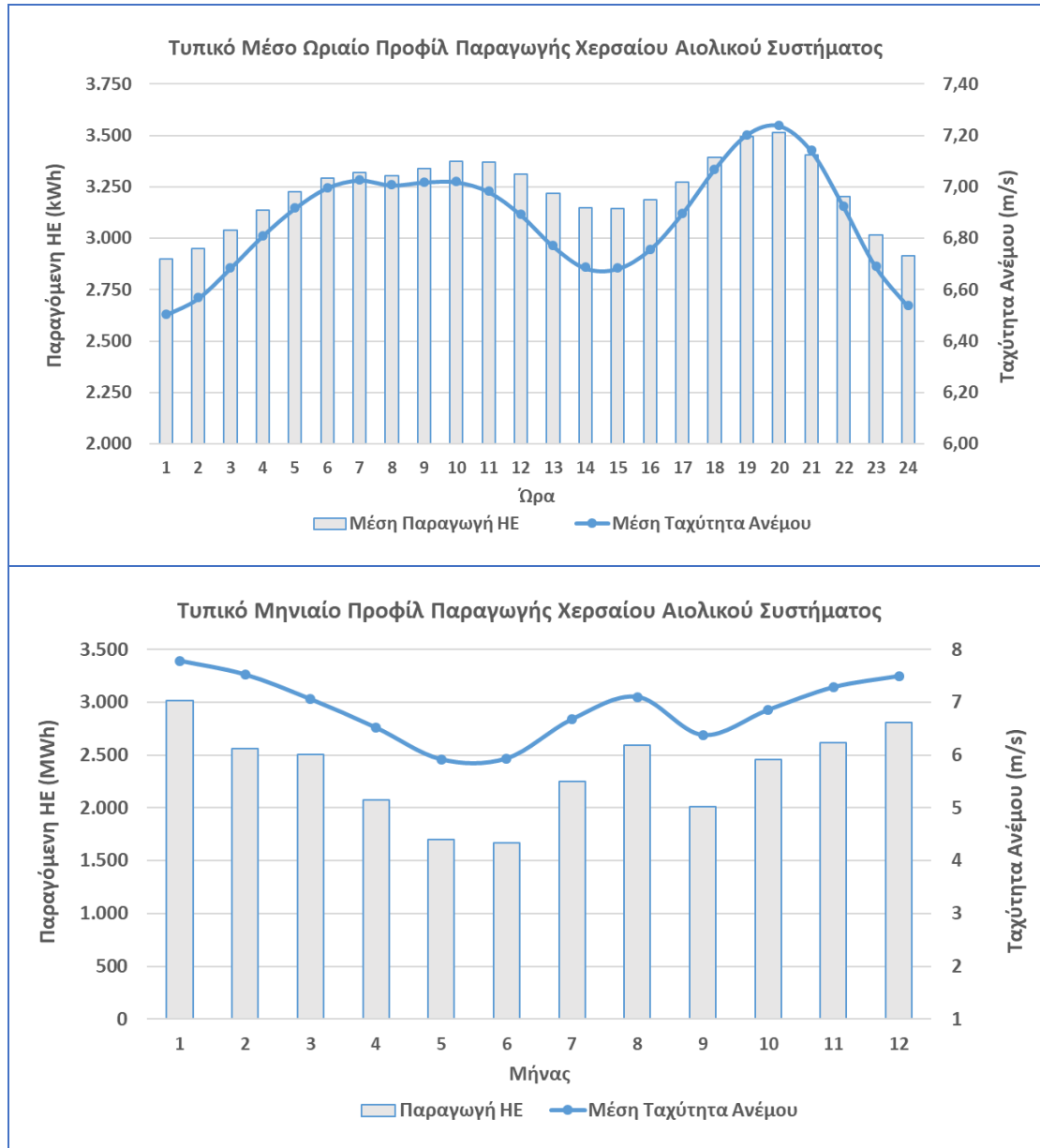
²⁸ Σχόλιο: Το κατέβασμα των δεδομένων από την διαδικτυακή πλατφόρμα «Renewables.ninja» πραγματοποιήθηκε στις 23/05/2023

²⁹ Όπως αυτόματα παρέχεται από την διαδικτυακή πλατφόρμα «Renewables.ninja» επιλέγοντας την περιοχή της Τροιζηνίας

³⁰ Όπως αυτόματα παρέχεται από την διαδικτυακή πλατφόρμα «Renewables.ninja» επιλέγοντας την περιοχή της Τροιζηνίας

Περιοχή σάρωσης (δηλ. η κυκλική περιοχή που δημιουργείται από τα πτερύγια καθώς περιστρέφονται με τον άνεμο)	10.751 m ²	
Σύστημα πέδησης	πλήρες σύστημα πτέρωσης των πτερυγίων με 3 ρυθμιζόμενους κυλίνδρους	
Διαστάσεις Κελύφους		
Ύψος Μεταφοράς	3,4 m	
Εγκατεστημένο ύψος (συμπεριλαμβανομένου του CoolerTop®)	6,9 m	
Μήκος	12,8 m	
Πλάτος	4,2 m	
Πύργος		
Ελάχιστο ύψος hub (IEC IIA)	84 m	
Μέγιστο ύψος hub (IEC IB)	91,5 m	
Διαστάσεις Hub		
Μέγιστο ύψος μεταφοράς	3,8 m	
Μέγιστο πλάτος μεταφοράς	3,8 m	
Μέγιστο μήκος μεταφοράς	5,5 m	
Διαστάσεις πτερυγίων		
Μήκος	57,2 m	
Μέγιστο πλάτος (max chord)	4 m	
Μέγιστο βάρος ανά μονάδα για μεταφορά	70 ton	
Κιβώτιο ταχυτήτων		
Τύπος κιβωτίου ταχυτήτων	2 πλανητικά στάδια (μείωση ταχύτητας και αύξηση ροπής) και ένα σπειροειδές στάδιο (δηλ. ένα κυλινδρικό γρανάζι τα δόντια του οποίου ακολουθούν την επιφάνεια του βήματος με ελικοειδή τρόπο)	
Ηλεκτρικά Χαρακτηριστικά		
Συχνότητα	50/60 Hz	
Γεννήτρια	Γεννήτρια τύπου 4-πόλων (50 Hz)/ 6-πόλων (60 Hz) Γεννήτρια διπλής τροφοδοσίας με δακτυλίουσ ολίσθησης	
Επιπρόσθετα Χαρακτηριστικά – Επιλογές		
Λειτουργία σε υψηλά επίπεδα ανέμου	Σύστημα ελέγχου του φαινομένου σκίασης	Σύστημα ελέγχου και παρακολούθησης
Δυνατότητα εφαρμογής στρατηγικών βέλτιστης λειτουργίας (από 3,6 έως 4,2 MW)	Λειτουργία χαμηλής θερμοκρασίας έως - 30° C	Σύστημα καταστολής πυρκαγιάς
Ανελκυστήρας προσωπικού	Σύστημα προστασίας από νυχτερίδες	Ανιχνευτής πάγου και σύστημα απο-παγοποίησης
Φώτα αεροπορίας, κ.ά.		
Συνοπτικά Αποτελέσματα Πλατφόρμας «renewables.ninja»		
Μήνας	Συντελεστής Ισχύος (Capacity Factor)	Μέση Ταχύτητα Ανέμου (m/s)
Ιανουάριος	40,56%	7,78
Φεβρουάριος	38,10%	7,52
Μάρτιος	33,62%	7,06
Απρίλιος	28,83%	6,52
Μάιος	22,82%	5,92
Ιούνιος	23,22%	5,93
Ιούλιος	30,27%	6,67
Αύγουστος	34,90%	7,10
Σεπτέμβριος	27,96%	6,38

Οκτώβριος	33,00%	6,85
Νοέμβριος	36,39%	7,28
Δεκέμβριος	37,79%	7,49
Ετήσιο	32,27%	6,87



Εικόνα 17: Τυπικό Μέσο Ωριαίο και Μηνιαίο Προφίλ Παραγωγής ΗΕ Χερσαίου Αιολικού Συστήματος

3.2 Δημιουργία Προφίλ Τιμής PPA & Τιμής ΗΕ

Η ενότητα 3.2 εστιάζει στην επιλογή και τη διαμόρφωση δύο βασικών παραμέτρων εισόδου της τεχνοοικονομικής αξιολόγησης, και συγκεκριμένα:

- α) την τιμή PPA που αφορά την ποσότητα ΗΕ που εντάσσεται στη συμφωνία μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή, και
- β) τη διακύμανση της τιμής ΗΕ ανά ωριαίο χρονικό διάστημα, στην οποία ο παραγωγός ΑΠΕ δύναται να πουλήσει περίσσεια παραγόμενη ΗΕ (άνω δεσμεύσεων PPA) στη spot αγορά ΗΕ, είτε αντίστοιχα να καλύψει τις υποχρεώσεις του προς τον αγοραστή

σε περιπτώσεις υπο-απόδοσης του έργου του. Επιπρόσθετα, συμπεριλαμβάνεται η περίπτωση όπου ο παραγωγός ΑΠΕ δεν είναι εντός μιας PPA και συμμετέχει ελεύθερα στη spot αγορά ΗΕ για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ, λαμβάνοντας ως αποζημίωση την εκάστοτε spot τιμή

3.2.1 Τιμή PPA

Η παράμετρος της τιμής PPA αντιστοιχεί στην τιμή που προκαθορίζεται από παραγωγό ΑΠΕ και αγοραστή στα πλαίσια της συμφωνίας τους. Διευκρινίζεται ότι η τιμή αναφέρεται στην πώληση της PPA ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό στον αγοραστή, χωρίς να περιλαμβάνει επιπρόσθετα κόστη/έσοδα του παραγωγού που προκύπτουν από την κατανομή του ρίσκου που εμφανίζει το μοντέλο της «sleeved PPA» και από άλλες υπηρεσίες (π.χ. πώληση εγγυήσεων προέλευσης από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή).

Στα πλαίσια της τεχνοοικονομικής αξιολόγησης, εξετάστηκαν τα εξής σχήματα τιμολόγησης PPA:

- Σχήμα Σταθερής Ονομαστικής Τιμής PPA,
- Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής ΗΕ και παράλληλη ύπαρξη κάτω ορίου για την τιμή PPA,
- Σχήμα Έκπτωσης επί της χονδρικής τιμής ΗΕ με παράλληλη ύπαρξη άνω και κάτω ορίου για την τιμή PPA,

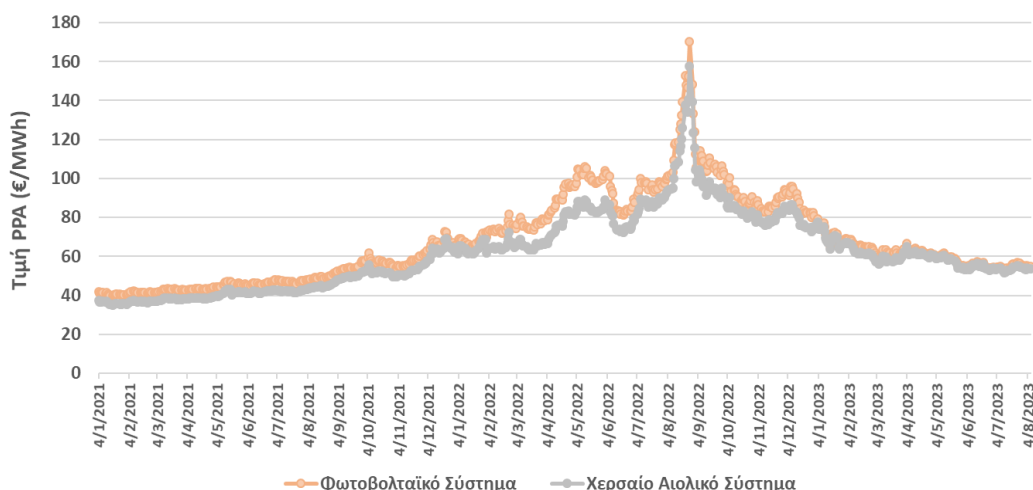
Επιπρόσθετα, καθίσταται εφικτή, η προσαρμογή της τιμής PPA λόγω ετήσιου πληθωρισμού για καθένα από τα παραπάνω σχήματα.

Πιο συγκεκριμένα, τα σενάρια που εξετάστηκαν για την τιμή της PPA αποτυπώνονται στο κεφάλαιο 5, ενώ η χονδρική τιμή ΗΕ που λαμβάνεται υπόψη στα σχήματα κυμαινόμενης τιμολόγησης PPA υπολογίζεται όπως αναλύεται στην υπο-ενότητα 3.2.2.

Η Εικόνα 18 παρουσιάζει μια ένδειξη εξέλιξης της τιμής PPA σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης για την περίοδο που καλύπτεται από τις αρχές του 2021 έως και τις αρχές του Αυγούστου 2023. Παρατηρώντας τα πρόσφατα νούμερα εντός του 2023, συμπεραίνουμε ότι οι τιμές των συμφωνιών PPAs έχουν εκτιμηθεί κατά μέσο όρο στα 60 €/MWh προσεγγιστικά τόσο για τα Φ/Β συστήματα, όσο και για τα χερσαία αιολικά³¹.

³¹ Πηγή: PPA Trends, PexaQuote, Pexapark

Σημείωση: Επισημαίνεται ότι οι τιμές «PPA Trends» που παρέχει ελεύθερα η πλατφόρμα της Pexapark δεν αποτελούν πραγματικές τιμές συναλλαγών PPA, ωστόσο δίνουν μια συνολική εικόνα της εξέλιξης των τιμών PPA. Πιο συγκεκριμένα, αναφέρονται στην δια-τομεακή επισκόπηση της εξέλιξης των τιμών 10-ετών συμφωνιών Pay-As-Produced (με σταθερή δομή τιμολόγησης) με βάση κυλιόμενο μέσο όρο που υπολογίζεται από συμφωνίες που έχουν κλείσει με ημερομηνία έναρξης μες τον επόμενο και τον μεθεπόμενο χρόνο (με έναρξη τον Ιανουάριο του επόμενου έτους). Συμφωνίες διαφορετικών σχημάτων ή και διαφορετικής διάρκειας δεν λαμβάνονται υπόψη στον υπολογισμό. Επιπρόσθετα, βάσει κατανόησης, σημειώνεται ότι τα ρίσκα των διάφορων σχημάτων PPAs (π.χ. ρίσκο τιμής ΗΕ, ρίσκο αντιστοίχισης προφίλ, κόστη αποκλίσεων κ.ά.), πιθανές εκπτώσεις λόγω προσυμφωνημένης κατανομής ρίσκου μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή, όπως επίσης και το μέρος που αντιστοιχεί στις εγγυήσεις προέλευσης, δεν ενσωματώνονται εντός του δείκτη των «PPA Trends». Ο δείκτης επαν-υπολογίζεται καθημερινά, χρησιμοποιώντας μοντέλα αποτίμησης που έχει αναπτύξει η Pexapark με βάση την προθεσμιακή καμπύλη που έχει δημιουργήσει η ίδια βάσει forward και future τιμών ΗΕ



Εικόνα 18: Ενδειξη Εξέλιξης της Τιμής PPA σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης κατά την διάρκεια της περιόδου 4/1/2021 – 7/8/2023 [93]

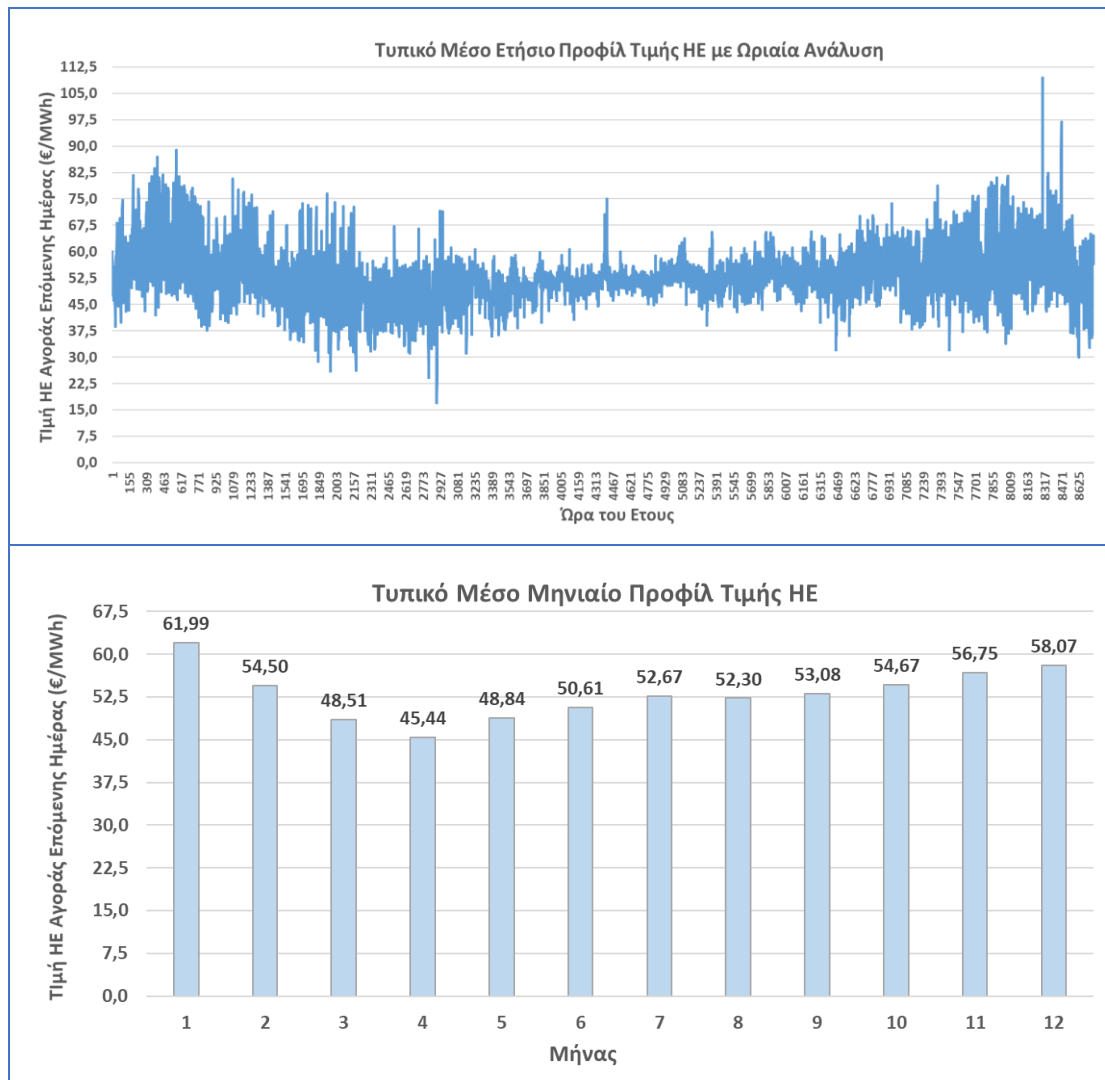
3.2.2 Τιμή Αγοράς ΗΕ

Για τη δημιουργία του προφίλ τιμής αγοράς ΗΕ, αξιοποιήθηκαν ιστορικά δεδομένα που παρέχονται από την πλατφόρμα του ENTSO-E³² για την τιμή Αγοράς Επόμενης Ημέρας της Ελλάδας καλύπτοντας τη συνολική περίοδο 2015 – 2020³³. Τα δεδομένα της πλατφόρμας διατίθενται σε ωριαία ανάλυση, υποστηρίζοντας την παραγωγή ενός ετήσιου προφίλ τιμής ΗΕ με ωριαία διαστήματα όπου η τελική τιμή ΗΕ ενός συγκεκριμένου ωριαίου διαστήματος αντιστοιχεί στο μέσο όρο των ωριαίων διαθέσιμων δεδομένων της συγκεκριμένης ημέρας και μήνα για το σύνολο της περιόδου 2015 – 2020. Διευκρινίζεται ότι, χρησιμοποιούνται δεδομένα της Αγοράς Επόμενης Ημέρας, καθώς ενδείκνυται ως αξιόπιστος δείκτης στην πλειονότητα των περιπτώσεων, ως η αγορά ΗΕ με τη μεγαλύτερη ρευστότητα.

Το εξαγόμενο ετήσιο προφίλ τιμής ΗΕ θεωρείται ότι διατηρείται σταθερό καθ' όλη την διάρκεια ζωής της επένδυσης, ενώ αντιστοιχεί σε μια μέση ετήσια τιμή των 53,13 €/MWh. Η Εικόνα 19 απεικονίζει την τιμή ΗΕ καθ' όλη την διάρκεια ενός έτους, όπως επίσης και τη μέση μηνιαία τιμή ΗΕ.

³² Πηγή: ENTSO-E Transparency Platform, Day-ahead Prices <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>

³³ Σχόλιο: Επισημαίνεται ότι δεν χρησιμοποιήθηκαν πιο πρόσφατα δεδομένα (2021 – σήμερα) σε μια προσπάθεια εξάλειψης του παράγοντα της ενεργειακής κρίσεως και των μεγάλων διακυμάνσεων της τιμής ΗΕ λόγω του πολέμου στην Ουκρανία



Εικόνα 19: Τυπικό Μέσο Ετήσιο με Ωριαία Ανάλυση και Τυπικό Μέσο Μηνιαίο Προφίλ Τιμής ΗΕ

3.3 Βασικές Υποθέσεις & Εξισώσεις Ποσότητας ΗΕ

Η ενότητα 3.3 περιλαμβάνει τις υποθέσεις και τον τρόπο διαχείρισης της παραγόμενης ΗΕ του έργου ΑΠΕ και της επιλεγόμενης ποσότητας ΗΕ της συμφωνίας ΡΡΑ στα πλαίσια της τεchnοοικονομικής ανάλυσης που πραγματοποιείται. Οι επόμενες υπο-ενότητες αναφέρονται διακριτά στις τρεις κατηγορίες σχημάτων ΡΡΑ βάσει συμφωνηθείσας ποσότητας ΗΕ που εξετάζονται εντός της παρούσας εργασίας. Περισσότερες πληροφορίες για τα επιλεχθέντα σχήματα καταγράφονται εντός της υπο-ενότητας 2.1.3 και της ενότητας 2.3.

3.3.1 Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP)

Οι δύο βασικές συνιστώσες ποσότητας ΗΕ που απαιτούν διερεύνηση από πλευράς ενός παραγωγού ΑΠΕ που εξετάζει τη συμμετοχή του σε ένα μοντέλο ΡΡΑ της μορφής «sleeved ΡΡΑ» είναι: α) η παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ, και β) η ποσότητα ΗΕ που περιλαμβάνεται εντός δεσμεύσεων ΡΡΑ, και πιο συγκεκριμένα το προκαθορισμένο ποσοστό της παραγόμενης ΗΕ που παραδίδεται στον αγοραστή – καταναλωτή ΗΕ ανά πάσα χρονική στιγμή. Το σχήμα PaP είναι αρκετά ξεκάθαρο, με μια περίσσεια ποσότητα ΗΕ να αναμένεται σε περιπτώσεις όπου το συμβόλαιο ΡΡΑ δεν περιλαμβάνει το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ.

Ακολουθούν οι βασικές σχέσεις ποσότητας ΗΕ που διέπουν το μοντέλο PaP και αξιοποιούνται σε επόμενα στάδια της ανάλυσης:

$$CV_{MTU,D} = \text{Contracted_Rate}_{MTU,D} * MQ_{MTU,D} \quad (3.1)$$

$$\text{Hedged_Production}_{MTU,D} = \begin{cases} 0, & \text{εάν } MQ_{MTU,D} = 0 \\ CV_{MTU,D}, & \text{εάν } MQ_{MTU,D} > 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\text{Excess_Energy}_{MTU,D} = \begin{cases} 0, & \text{εάν } MQ_{MTU,D} = 0 \\ MQ_{MTU,D} - CV_{MTU,D}, & \text{εάν } MQ_{MTU,D} > 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

Όπου:

- **Hedged_Production_{MTU,D}(MWh)**: Το ποσό της παραγόμενης ΗΕ του έργου ΑΠΕ που αντισταθμίζεται με τη δεσμευμένη ποσότητα PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- **MQ_{MTU,D}(MWh)**: Η αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (ενότητα 3.1),
- **Contracted_Rate_{MTU,D}(%)**: Το ποσοστό δέσμευσης παράδοσης ΗΕ του συμβολαίου PPA επί της παραγόμενης ποσότητας ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- **CV_{MTU,D}(MWh)**: Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D,
- **Excess_Energy_{MTU,D}(MWh)**: Η περίσσεια παραγόμενη ΗΕ, δηλαδή η διαφορά μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και του δεσμευμένου μέρους της PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- **MTU,D**: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D
- **MQ_{MTU,D} ≥ 0, CV_{MTU,D} ≥ 0, MQ_{MTU,D} - CV_{MTU,D} ≥ 0**

Αναφορικά με τον προσδιορισμό της ποσότητας CV_{MTU,D}, εξετάζουμε έστω μια σειρά από σενάρια για το Contracted_Rate_{MTU,D} της τάξεως του 20%, 40%, 60%, 80% και 100%, το οποίο ποσοστό θεωρείται σταθερό καθ' όλη την διάρκεια της συμφωνίας.

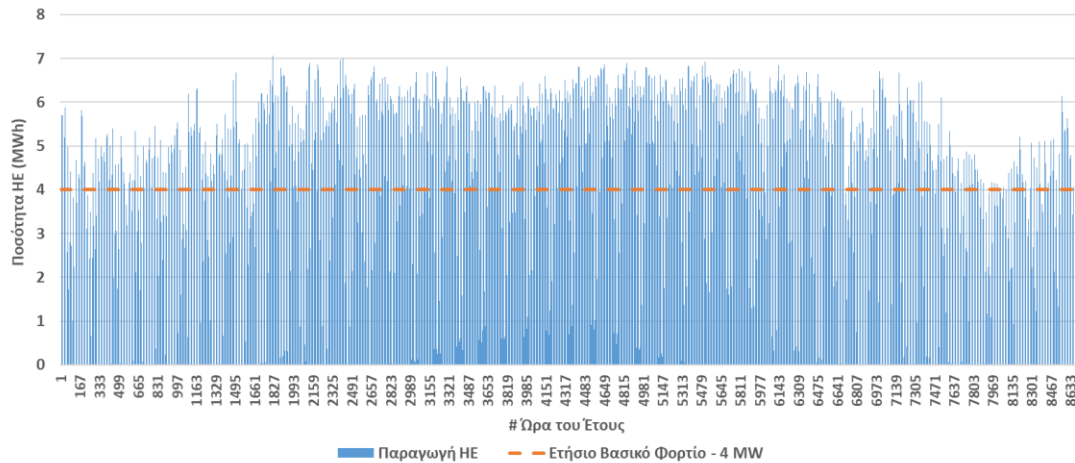
3.3.2 Περίπτωση Baseload

Για την κατανόηση της εφαρμόζουσας προσέγγισης και των τύπων που παρατίθενται παρακάτω για την περίπτωση σχήματος PPA «Βασικού Φορτίου», παρουσιάζεται ενδεικτικά ένα παράδειγμα βάσει του προφίλ παραγωγής Φ/Β συστήματος της υπο-ενότητας 3.1.1, και έστω την ύπαρξη δέσμευσης «Ετήσιου Βασικού Φορτίου» της τάξεως των 4 MW (Εικόνα 20). Η Εικόνα 21 παρουσιάζει την ωριαία αναντιστοιχία μεταξύ της παραγωγής του Φ/Β και της δέσμευσης PPA 4 MW κατά την διάρκεια του μήνα Ιουλίου του 1^{ου} έτους λειτουργίας του Φ/Β. Τα ωριαία διαστήματα με περίσσεια παραγωγή άνω δεσμεύσεως PPA αποτυπώνονται με πράσινες μπάρες, ενώ οι ωριαίες περίοδοι με εμφάνιση ελλείμματος παραγωγής αντιστοιχούν σε κόκκινες μπάρες. Αντιληπτό γίνεται το ρίσκο αναντιστοιχίας του προφίλ που επωμίζεται ο παραγωγός ΑΠΕ, καθώς ο ίδιος:

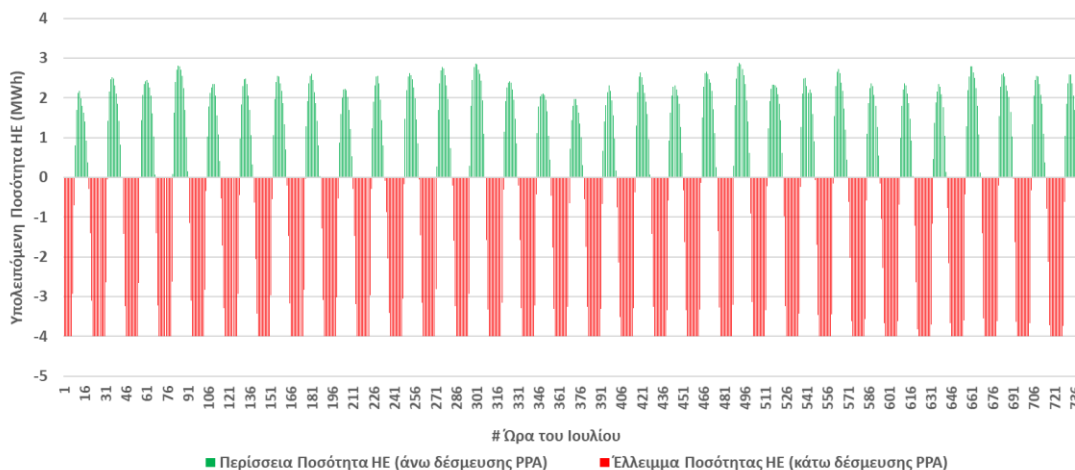
- Καλύπτει το κόστος της δέσμευσης PPA προς τον αγοραστή στις αντίστοιχες ωριαίες spot τιμές, σε περιπτώσεις ανεπαρκούς παραγωγής ΗΕ (κόκκινες μπάρες), ενώ

- Απολαμβάνει τα έσοδα από την πώληση της περίσσειας παραγωγής ΗΕ επί την αντίστοιχη ωριαία spot τιμή

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στην υπο-ενότητα 2.3.4, ο ισοσκελισμός του κόστους αγοράς από την spot αγορά με το επιπλέον έσοδο από την ίδια αγορά αποτελεί μια γενικευμένη κατευθυντήρια γραμμή που δύναται να ακολουθήσει ο παραγωγός ΑΠΕ κατά την διερεύνηση σχημάτων PPAs «Βασικού Φορτίου» και την λήψη μελλοντικών αποφάσεων.



Εικόνα 20: Αποτύπωση ετήσιου προφίλ παραγωγής ΗΕ με ωριαία ανάλυση ενός Φ/Β μεγέθους 10MW έναντι δέσμευσης «Ετήσιου Βασικού Φορτίου» 4 MW κατά την διάρκεια του 1^{ου} έτους λειτουργίας του σταθμού



Εικόνα 21: Ωραία ασυμφωνία τυπικού προφίλ παραγωγής ΗΕ ενός Φ/Β μεγέθους 10MW και «Βασικού Φορτίου» 4 MW κατά την διάρκεια του μήνα Ιουλίου του 1^{ου} έτους λειτουργίας του σταθμού

Μετά την παραπάνω παρένθεση, ακολουθούν οι βασικές εξισώσεις ποσότητας ενέργειας που συνιστούν το μοντέλο «Βασικού Φορτίου»:

$$\text{Hedged_Production}_{\text{MTU,D}} = \begin{cases} \text{BL}_{\text{MTU,D}}, & \text{εάν } \text{MQ}_{\text{MTU,D}} > \text{BL}_{\text{MTU,D}} \\ \text{MQ}_{\text{MTU,D}}, & \text{εάν } \text{MQ}_{\text{MTU,D}} \leq \text{BL}_{\text{MTU,D}} \end{cases} \quad (3.4)$$

$$\text{Residual_Energy}_{\text{MTU,D}} = \begin{cases} 0, & \text{εάν } \text{MQ}_{\text{MTU,D}} = \text{BL}_{\text{MTU,D}} \\ \text{MQ}_{\text{MTU,D}} - \text{BL}_{\text{MTU,D}}, & \text{εάν } \text{MQ}_{\text{MTU,D}} \neq \text{BL}_{\text{MTU,D}} \end{cases} \quad (3.5)$$

Όπου:

- **Hedged Production_{MTU,D}(MWh)**: Το ποσό της παραγόμενης ΗΕ του έργου ΑΠΕ που αντισταθμίζεται με τη δεσμευμένη ποσότητα PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- **$MQ_{MTU,D}$ (MWh)**: Η αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (ενότητα 3.1),
- **$BL_{MTU,D}$ (MWh)**: Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D,
- **Residual Energy_{MTU,D}(MWh)**: Η αναντιστοιχία μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- **MTU,D**: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D
- **$MQ_{MTU,D} \geq 0$, $BL_{MTU,D} \geq 0$**

Στη συνέχεια, ακολουθούν τα σενάρια «Ετήσιου Βασικού Φορτίου» και «Μηνιαίου Βασικού Φορτίου» που αξιοποιήθηκαν για το εξεταζόμενο Φ/Β (Πίνακας 22) και αιολικό σύστημα (Πίνακας 23)³⁴.

Πίνακας 22: Παράμετροι Εισόδου $BL_{MTU,D}$ «Βασικού Φορτίου» για το Φ/Β Σύστημα

Μήνας	Ετήσιο Βασικό Φορτίο	Μηνιαίο Βασικό Φορτίο		
		Περίπτωση 1	Περίπτωση 2	Περίπτωση 3
1	2 MW, 4 MW, 6 MW, 8 MW	1,4 MW	3,3 MW	5,2 MW
2		1,6 MW	3,7 MW	5,7 MW
3		2,1 MW	4,6 MW	7,0 MW
4		2,5 MW	5,1 MW	7,8 MW
5		2,6 MW	5,1 MW	7,7 MW
6		2,7 MW	5,2 MW	7,8 MW
7		2,9 MW	5,7 MW	8,4 MW
8		2,7 MW	5,4 MW	8,2 MW
9		2,3 MW	4,9 MW	7,5 MW
10		1,9 MW	4,3 MW	6,7 MW
11		1,4 MW	3,3 MW	5,2 MW
12		1,3 MW	3,1 MW	4,9 MW

Πίνακας 23: Παράμετροι Εισόδου $BL_{MTU,D}$ «Βασικού Φορτίου» για το Χερσαίο Αιολικό Σύστημα

Μήνας	Ετήσιο Βασικό Φορτίο	Μηνιαίο Βασικό Φορτίο				
		Περίπτωση 1	Περίπτωση 2	Περίπτωση 3	Περίπτωση 4	Περίπτωση 5
1	2 MW, 4 MW, 6 MW, 8 MW	2,2 MW	3,1 MW	4,1 MW	5,0 MW	5,9 MW
2		2,2 MW	3,0 MW	3,8 MW	4,6 MW	5,4 MW
3		2,0 MW	2,7 MW	3,4 MW	4,1 MW	4,7 MW
4		1,1 MW	2,0 MW	2,9 MW	3,8 MW	4,7 MW
5		1,1 MW	1,7 MW	2,3 MW	2,9 MW	3,4 MW
6		1,1 MW	1,7 MW	2,3 MW	2,9 MW	3,6 MW
7		1,1 MW	2,1 MW	3,0 MW	4,0 MW	4,9 MW
8		1,9 MW	2,7 MW	3,5 MW	4,3 MW	5,0 MW
9		1,3 MW	2,1 MW	2,8 MW	3,5 MW	4,3 MW

³⁴ Σημείωση: Αναφέρεται ότι για τα σενάρια «Μηνιαίου Βασικού Φορτίου» χρησιμοποιήθηκε προσεγγιστικά η μέση τιμή παραγόμενης ΗΕ του αντίστοιχου μηνιαίου διαστήματος για την διαμόρφωση του σεναρίου ενδιάμεσης περίπτωσης, ενώ ο υπολογισμός της τυπικής απόκλισης του αντίστοιχου μηνιαίου διαστήματος χρησιμοποιήθηκε για τα υπόλοιπα σενάρια (τα νούμερα στρογγυλοποιούνται στην πλησιέστερη 100άδα)

Μήνας	Ετήσιο Βασικό Φορτίο	Μηνιαίο Βασικό Φορτίο				
		Περίπτωση 1	Περίπτωση 2	Περίπτωση 3	Περίπτωση 4	Περίπτωση 5
10		1,6 MW	2,5 MW	3,3 MW	4,1 MW	5,0 MW
11		2,2 MW	2,9 MW	3,6 MW	4,4 MW	5,1 MW
12		2,2 MW	3,0 MW	3,8 MW	4,6 MW	5,3 MW

3.3.3 Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP) με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ

Στην υπο-ενότητα 3.3.3 εξετάζεται η περίπτωση ενός σχήματος PaP με παράλληλη υποχρέωση του παραγωγού ΑΠΕ για παράδοση ελάχιστης ποσότητας ΗΕ προς τον αγοραστή υπό το πλαίσιο του συμβολαίου PPA. Μελετώντας τις περιπτώσεις που αναλύθηκαν εντός των δύο προηγούμενων υπο-ενοτήτων, οι εξισώσεις ποσότητας ΗΕ του συγκεκριμένου μοντέλου έχουν ως εξής:

$$CV_{MTU,D} = \text{Contracted_Rate}_{MTU,D} * MQ_{MTU,D} \quad (3.6)$$

$$CV'_{MTU,D} = \max(CV_{MTU,D}, MIN_{MTU,D}) \quad (3.7)$$

$$\text{Hedged_Production}_{MTU,D} = \begin{cases} CV_{MTU,D}, \text{ \acute{e}\acute{\alpha}\nu [MQ_{MTU,D} > MIN_{MTU,D}] \text{ και } [CV_{MTU,D} \geq MIN_{MTU,D}] \\ MIN_{MTU,D}, \text{ \acute{e}\acute{\alpha}\nu [MQ_{MTU,D} > MIN_{MTU,D}] \text{ και } [CV_{MTU,D} < MIN_{MTU,D}] \\ MQ_{MTU,D}, \text{ αλλιώς} \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\text{Residual_Energy}_{MTU,D} = \begin{cases} MQ_{MTU,D} - CV_{MTU,D}, \text{ \acute{e}\acute{\alpha}\nu [MQ_{MTU,D} > MIN_{MTU,D}] \text{ και } [CV_{MTU,D} \geq MIN_{MTU,D}] \\ 0, MQ_{MTU,D} = MIN_{MTU,D} \\ MQ_{MTU,D} - MIN_{MTU,D}, \text{ αλλιώς} \end{cases} \quad (3.9)$$

Όπου:

- ***Hedged_Production_{MTU,D}(MWh)***: Το ποσό της παραγόμενης ΗΕ του έργου ΑΠΕ που αντισταθμίζεται με τη δεσμευμένη ποσότητα PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- ***MQ_{MTU,D}(MWh)***: Η αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (ενότητα 3.1),
- ***Contracted_Rate_{MTU,D}(%)***: Το ποσοστό δέσμευσης παράδοσης ΗΕ του συμβολαίου PPA επί της παραγόμενης ποσότητας ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- ***CV_{MTU,D}(MWh)***: Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D,
- ***MIN_{MTU,D}(MWh)***: Η υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ από τον παραγωγό ΑΠΕ στον αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D,
- ***CV'_{MTU,D}(MWh)***: Η αναπροσαρμοσμένη συμφωνηθείσα PPA ποσότητα μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή λόγω υποχρέωσης παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D,
- ***Residual_Energy_{MTU,D}(MWh)***: Η αναντιστοιχία μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- ***MTU,D***: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D

$$- \quad MQ_{MTU,D} \geq 0, \quad CV_{MTU,D} \geq 0, \quad MIN_{MTU,D} \geq 0, \quad MQ_{MTU,D} - CV_{MTU,D} \geq 0$$

Οι υποθέσεις που λαμβάνονται υπόψη εντός της παρούσας εργασίας για το ποσοστό δέσμευσης παράδοσης ΗΕ του συμβολαίου PPA ($Contracted_Rate_{MTU,D}$), όπως επίσης και την υποχρέωση ελάχιστης ποσότητας παράδοσης ΗΕ ($MIN_{MTU,D}$) είναι αυτές που περιλαμβάνει ο Πίνακας 24.

Πίνακας 24: Παράμετροι Εισόδου $Contracted_Rate_{MTU,D}$ και $MIN_{MTU,D}$

Μήνας	$Contracted_Rate_{MTU,D}$	$MIN_{MTU,D}$	
		Φωτοβολταϊκό	Αιολικό
1	20%, 40%, 60%, 80%, 100% (σταθερό καθ' όλη την διάρκεια του έτους)	1,4 MW	3,1 MW
2		1,6 MW	3,0 MW
3		2,1 MW	2,7 MW
4		2,5 MW	2,0 MW
5		2,6 MW	1,7 MW
6		2,7 MW	1,7 MW
7		2,9 MW	2,1 MW
8		2,7 MW	2,7 MW
9		2,3 MW	2,1 MW
10		1,9 MW	2,5 MW
11		1,4 MW	2,9 MW
12		1,3 MW	3,0 MW

3.4 Ποσοτικοποίηση Εσόδου & Κόστους Παραγωγού ΑΠΕ από την PPA

Στη ενότητα 3.4 πραγματοποιείται μοντελοποίηση υπολογισμού των εσόδων και του κόστους «ενέργειας» που εμφανίζει ο παραγωγός ΑΠΕ λόγω συμμετοχής του στα διαφορετικά σχήματα PPA, και πιο συγκεκριμένα, των εσόδων του παραγωγού από την πώληση της PPA ποσότητας ΗΕ στον αγοραστή και την πώληση περίσσειας ΗΕ στη spot αγορά, όπως επίσης και του κόστους δεσμεύσεων πρόσθετης ΗΕ από τη spot αγορά προς τον αγοραστή.

3.4.1 Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP)

Τα έσοδα του παραγωγού που προέρχονται από την συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ θεωρούνται αναμενόμενα και η εκτίμησή τους για μια ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D, μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω της σχέσης:

$$PPA_Expected_Revenues_{MTU,D} = CV_{MTU,D} * P_{PPA,MTU,D} \quad (3.10)$$

Όπου:

- $PPA_Expected_Revenues_{MTU,D}$ (€): Τα αναμενόμενα έσοδα που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός PPA για το μέρος της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ που συναλλάσσεται με τον αγοραστή για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- $CV_{MTU,D}$ (MWh): Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D (υπο-ενότητα 3.3.1),
- $P_{PPA,MTU,D}$ (€/MWh): Η προκαθορισμένη τιμή συναλλαγής της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.1),
- MTU,D : Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D

Για την ποσοτικοποίηση του αναμενόμενου εσόδου του παραγωγού ΑΠΕ από την περίσσεια παραγόμενη ΗΕ (άνω της δέσμευσης PPA) που συναλλάσσεται στη spot αγορά, αξιοποιείται

η ακόλουθη σχέση για κάθε ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D:

$$\text{Extra_Expected_Revenues}_{MTU,D} = \text{Excess_Energy}_{MTU,D} * P_{\text{wholesale},MTU,D} \quad (3.11)$$

Όπου:

- **Extra_Expected_Revenues_{MTU,D}(€)**: Τα εκτιμώμενα επιπλέον έσοδα που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ από την συμμετοχή του στη spot αγορά για το μέρος της αναμενόμενης παραγόμενης ΗΕ που δεν χρησιμοποιείται για τις δεσμεύσεις της PPA προς τον αγοραστή για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- **Excess_Energy_{MTU,D}(MWh)**: Η διαφορά μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και του μέρους που δεσμεύεται από την PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.3.1),
- **P_{wholesale,MTU,D}(€/MWh)**: Η προβλεπόμενη spot τιμή ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.2),
- **MTU, D**: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D

Οι υπολογισμοί που πραγματοποιούνται με βάση τις εξισώσεις (3.10) και (3.11) αναφέρονται σε ωριαία ανάλυση των δεδομένων, ωστόσο, σε ποικίλες περιπτώσεις, οι σχέσεις υπολογισμού παρουσιάζονται σε μηνιαία ή ετήσια ανάλυση. Επομένως, για λόγους πληρότητας, παρατίθενται επιπρόσθετα οι παρακάτω τύποι:

PPA_Expected_Revenues_t(€) = CV_t * P_{PPA,t} * PPA_Capture_Factor_t	(3.12)
Όπου:	
$CV_t(\text{MWh}) = \sum_{MTU,D \in t} CV_{MTU,D}$	(3.13)
$P_{PPA,t}(\text{€/MWh}) = \frac{\sum_{MTU,D \in t} P_{PPA,MTU,D}}{\sum_{MTU,D \in t} 1}$	(3.14)
$PPA_Capture_Price_t(\text{€/MWh}) = \frac{\sum_{MTU,D \in t} PPA_Expected_Revenues_{MTU,D}}{CV_t}$	(3.15)
$PPA_Capture_Factor_t = \frac{PPA_Capture_Price_t}{P_{PPA,t}}$	(3.16)
t: η δεδομένη χρονική περίοδος (συνήθως μηνιαία ή ετήσια)	

Extra_Expected_Revenues_t(€) = Excess_Energy_t * P_{wholesale,t} * Asset_Capture_Factor_t	(3.17)
Όπου:	
$\text{Excess_Energy}_t(\text{MWh}) = \sum_{MTU,D \in t} \text{Excess_Energy}_{MTU,D}$	(3.18)

$$P_{\text{wholesale},t}(\text{€/MWh}) = \frac{\sum_{\text{MTU},D \in t} P_{\text{wholesale},\text{MTU},D}}{\sum_{\text{MTU},D \in t} 1} \quad (3.19)$$

$$\text{Asset_Capture_Price}_t(\text{€/MWh}) = \frac{\sum_{\text{MTU},D \in t} \text{Extra_Expected_Revenues}_{\text{MTU},D}}{\text{Excess_Energy}_t} \quad (3.20)$$

$$\text{Asset_Capture_Factor}_t = \frac{\text{Asset_Capture_Price}_t}{P_{\text{wholesale},t}} \quad (3.21)$$

t: η δεδομένη χρονική περίοδος (συνήθως μηνιαία ή ετήσια)

3.4.2 Περίπτωση Baseload

Παρομοίως με την περίπτωση του σχήματος PaP (υπο-ενότητα 3.4.1), τα έσοδα του παραγωγού ΑΠΕ για τη συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ σε συμβόλαια PPAs «Βασικού Φορτίου», υπολογίζονται μέσω της σχέσεως:

$$\text{PPA_Expected_Revenues}_{\text{MTU},D} = \text{BL}_{\text{MTU},D} * P_{\text{PPA},\text{MTU},D} \quad (3.22)$$

Όπου:

- ***PPA_Expected_Revenues_{MTU,D}***(€): Τα αναμενόμενα έσοδα που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός PPA για το μέρος της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ που συναλλάσσεται με τον αγοραστή για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- ***BL_{MTU,D}***(MWh): Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D (υπο-ενότητα 3.3.2),
- ***P_{PPA,MTU,D}***(€/MWh): Η προκαθορισμένη τιμή συναλλαγής της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.1),
- ***MTU,D***: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D

Ποσοτικοποιώντας τα επιπρόσθετα αναμενόμενα έσοδα και κόστη του παραγωγού ΑΠΕ που προκύπτουν από την ωριαία αναντιστοιχία του προφίλ παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA και την διαπραγμάτευση πώλησης/αγοράς ΗΕ στη spot αγορά, λαμβάνεται η ακόλουθη σχέση για κάθε ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D:

$$\text{Extra_Expected_Revenues_Costs}_{\text{MTU},D} = \text{Residual_Energy}_{\text{MTU},D} * P_{\text{wholesale},\text{MTU},D} \quad (3.23)$$

Όπου:

- ***Extra_Expected_Revenues_Costs_{MTU,D}***(€): Τα εκτιμώμενα επιπρόσθετα έσοδα και κόστη που έχει ο παραγωγός ΑΠΕ στα πλαίσια συμμετοχής του στη spot αγορά για το μέρος της αναμενόμενης παραγόμενης ΗΕ που δεν αντιστοιχίζεται στις δεσμεύσεις της PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- ***Residual_Energy_{MTU,D}***(MWh): Η αναντιστοιχία μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.3.2),
- ***P_{wholesale,MTU,D}***(€/MWh): Η προβλεπόμενη spot τιμή ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.2),

- **MTU, D:** Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D

Ανάγοντας τις εξισώσεις (3.22) και (3.23) σε μηνιαίο ή ετήσιο επίπεδο, προκύπτουν οι αντίστοιχες σχέσεις:

PPA_Expected_Revenues_t(€) = BL_t * P_{PPA,t} * PPA_Capture_Factor_t	(3.24)
Όπου:	
BL_t(MWh) = $\sum_{MTU,D \in t} BL_{MTU,D}$	(3.25)
P_{PPA,t}(€/MWh) = $\frac{\sum_{MTU,D \in t} P_{PPA,MTU,D}}{\sum_{MTU,D \in t} 1}$	(3.26)
PPA_Capture_Price_t(€/MWh) = $\frac{\sum_{MTU,D \in t} PPA_Expected_Revenues_{MTU,D}}{BL_t}$	(3.27)
PPA_Capture_Factor_t = $\frac{PPA_Capture_Price_t}{P_{PPA,t}}$	(3.28)
t: η δεδομένη χρονική περίοδος (συνήθως μηνιαία ή ετήσια)	

Extra_Expected_Revenues_Costs_t(€) = Residual_Energy_t * P_{wholesale,t} * Asset_Capture_Factor_t	(3.29)
Όπου:	
Residual_Energy_t(MWh) = $\sum_{MTU,D \in t} Residual_Energy_{MTU,D}$	(3.30)
P_{wholesale,t}(€/MWh) = $\frac{\sum_{MTU,D \in t} P_{wholesale,MTU,D}}{\sum_{MTU,D \in t} 1}$	(3.31)
Asset_Capture_Price_t(€/MWh) = $\frac{\sum_{MTU,D \in t} Extra_Expected_Revenues_Costs_{MTU,D}}{Residual_Energy_t}$	(3.32)
Asset_Capture_Factor_t = $\frac{Asset_Capture_Price_t}{P_{wholesale,t}}$	(3.33)
t: η δεδομένη χρονική περίοδος (συνήθως μηνιαία ή ετήσια)	

3.4.3 Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP) με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ

Ο υπολογισμός των εσόδων του παραγωγού ΑΠΕ για τη συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ εντός ενός συμβολαίου της μορφής PaP με παράλληλη ύπαρξη δέσμευσης ελάχιστης ποσότητας παράδοσης ΗΕ προς τον αγοραστή, δίνονται για κάθε ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D ως εξής:

$$PPA_Expected_Revenues_{MTU,D} = CV'_{MTU,D} * P_{PPA,MTU,D} \quad (3.34)$$

Όπου:

- ***PPA_Expected_Revenues_{MTU,D}***(€): Τα αναμενόμενα έσοδα που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός PPA για τη συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ που συναλλάσσεται με τον αγοραστή για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- ***CV'_{MTU,D}***(MWh): Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D (υπο-ενότητα 3.3.3),
- ***P_{PPA,MTU,D}***(€/MWh): Η προκαθορισμένη τιμή συναλλαγής της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.1),
- ***MTU, D***: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D

Αντίστοιχα, τα επιπρόσθετα αναμενόμενα έσοδα και κόστη του παραγωγού ΑΠΕ που προκύπτουν από την ωριαία αναντιστοιχία του προφίλ παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA και την διαπραγμάτευση πώλησης/αγοράς ΗΕ στη spot αγορά, προκύπτουν από τον παρακάτω τύπο:

$$Extra_Expected_Revenues_Costs_{MTU,D} = Residual_Energy_{MTU,D} * P_{wholesale,MTU,D} \quad (3.35)$$

Όπου:

- ***Extra_Expected_Revenues_Costs_{MTU,D}***(€): Τα εκτιμώμενα επιπρόσθετα έσοδα και κόστη που έχει ο παραγωγός ΑΠΕ στα πλαίσια συμμετοχής του στη spot αγορά για το μέρος της αναμενόμενης παραγόμενης ΗΕ που δεν αντιστοιχίζεται στις δεσμεύσεις της PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D,
- ***Residual_Energy_{MTU,D}***(MWh): Η αναντιστοιχία μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.3.3),
- ***P_{wholesale,MTU,D}***(€/MWh): Η προβλεπόμενη spot τιμή ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.2),
- ***MTU, D***: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D

Για την αναγωγή των εξισώσεων (3.34) και (3.35) από ωριαίο σε μηνιαίο και ετήσιο επίπεδο ακολουθείται η ίδια προσέγγιση που ακολουθήθηκε στην υπο-ενότητα 3.4.2.

3.5 Τιμή Πώλησης Εγγυήσεων Προέλευσης

Οι εγγυήσεις προέλευσης αποτελούν μια ιδιαίτερα σημαντική παράμετρο που οφείλεται να λαμβάνεται στον υπολογισμό των ταμειακών εισροών του παραγωγού ΑΠΕ που συνάπτει μια συμφωνία PPA της μορφής «sleeved PPA». Παρακάτω, πραγματοποιείται σύντομη ανάλυση της επιλογής της τιμής αποζημίωσης του παραγωγού ΑΠΕ για το σύνολο της παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ για την οποία εκδίδονται εγγυήσεις προέλευσης.

3.5.1 Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος

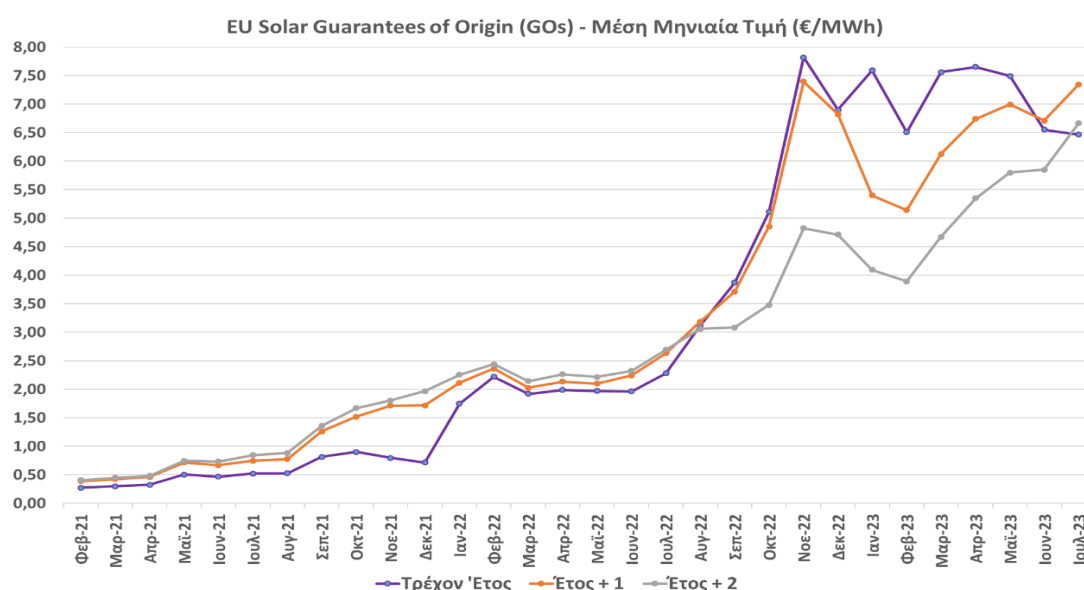
Για την επιλογή της τιμής πώλησης των πιστοποιητικών απόδειξης προέλευσης της ΗΕ από ΑΠΕ, χρησιμοποιήθηκαν ιστορικά δεδομένα που παρέχονται από την πλατφόρμα «S&P Platts

Dimensions³⁵». Στην Εικόνα 22 απεικονίζονται οι μέσες μηνιαίες τιμές πώλησης εγγυήσεων προέλευσης από Φ/Β έργα, όπως έχουν συλλεχθεί και αποτυπωθεί στην προαναφερθείσα πλατφόρμα, για συναλλαγές που έχουν πραγματοποιηθεί σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης³⁶.

Πιο συγκεκριμένα, παρατηρούνται οι 3 εξής καμπύλες:

- α) Η πρώτη καμπύλη («Τρέχον Έτος») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για το ίδιο έτος,
- β) Η δεύτερη καμπύλη («Έτος + 1») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για το επόμενο έτος,
- γ) Η τρίτη καμπύλη («Έτος + 2») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για 2 έτη μετά

Παρατηρώντας την καμπύλη «Τρέχον Έτος», είναι διακριτό ότι μέχρι και τα τέλη του 2021, οι τιμές ήταν σε αρκετά χαμηλά επίπεδα κάτω του 1 €/MWh με μια ανοδική τάση να ακολουθεί και εν τέλει μια τιμή των 6,5 €/MWh να κλείνει τον Ιούλιο του 2023. Καθώς μια συμφωνία PPA πρόκειται συνήθως για ένα μακροπρόθεσμο προϊόν και τα δεδομένα που παρέχονται για τους Φ/Β σταθμούς εκτείνονται μέχρι και δύο έτη μπροστά, προτείνεται να χρησιμοποιηθεί η τιμή που θα υπολογιστεί παρακάτω στην υπο-ενότητα 3.5.2 για τους αιολικούς σταθμούς όπου τα διαθέσιμα στοιχεία αφορούν μέχρι και τέσσερα έτη μπροστά.



Εικόνα 22: Μέση Μηνιαία Τιμή Συναλλαγών Εγγυήσεων Προέλευσης Φ/Β Έργων [94]

³⁵ Πηγή: S&P Platts Dimensions, Guarantees of Origin, Price Assessments, <https://platform.platts.spglobal.com/web/client?auth=inherit#platts/topic?serviceline=EMEA%20Power&topic=Guarantees%20of%20Origin>

Σχετικά με τα δεδομένα που περιλαμβάνονται εντός της πλατφόρμας αναφέρεται ότι:

- Ένα πιστοποιητικό εγγυήσεων προέλευσης αντιστοιχεί σε 1 MWh παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ,
- Οι εγγυήσεις προέλευσης διαπραγματεύονται είτε με συμβόλαια άμεσης παράδοσης, είτε προθεσμιακά σε εξωχρηματιστηριακές (OTC) αγορές, είτε μέσω πολυετών συμφωνιών συναλλαγής (περίπτωση PPAs),
- Οι εκτιμήσεις της πλατφόρμας αξιοποιούν δεδομένα της αγοράς που συλλέγονται από ενεργούς συμμετέχοντες (π.χ. traders, brokers, utilities, κ.ά.) μέσω καθημερινής επικοινωνίας,
- Η ελάχιστη ποσότητα συμβολαίων που λαμβάνονται υπόψη από την πλατφόρμα για την εξαγωγή της ημερήσιας εκτίμησης διαμόρφωσης της τιμής είναι 5 GWh [95]

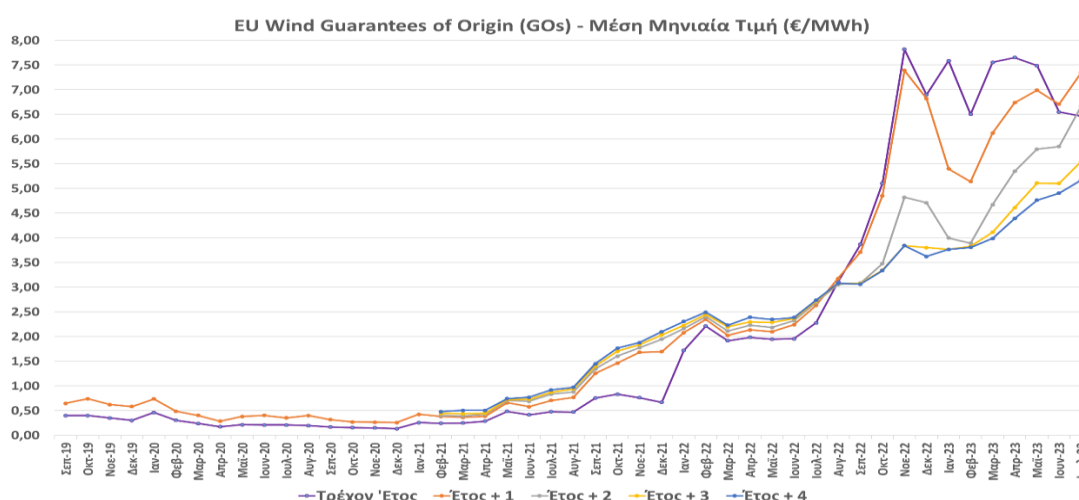
³⁶ Διευκρινίζεται ότι αναφερόμαστε στην φυσική τοποθεσία παραγωγής ΗΕ από το Φ/Β έργο

3.5.2 Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος

Ακολουθώντας την μεθοδολογία της υπο-ενότητας 3.5.1 για τα Φ/Β και χρησιμοποιώντας τα στοιχεία της πλατφόρμας «S&P Platts Dimensions», η Εικόνα 23 περιλαμβάνει τις μέσες μηνιαίες τιμές πώλησης εγγυήσεων προέλευσης από αιολικά έργα για συναλλαγές που έχουν πραγματοποιηθεί σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης, ενώ συγκεκριμένα, αποτυπώνονται οι 5 ακόλουθες καμπύλες³⁷:

- α) Η πρώτη καμπύλη («Τρέχον Έτος») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για το ίδιο έτος,
- β) Η δεύτερη καμπύλη («Έτος + 1») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για το επόμενο έτος,
- γ) Η τρίτη καμπύλη («Έτος + 2») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για 2 έτη μετά,
- δ) Η τέταρτη καμπύλη («Έτος + 3») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για 3 έτη μετά,
- ε) Η πέμπτη καμπύλη («Έτος + 4») παρουσιάζει τις τιμές εγγυήσεων προέλευσης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές συναλλαγών που έχουν κλείσει κατά την διάρκεια του αποτυπωμένου μήνα για 4 έτη μετά

Παρατηρώντας την καμπύλη «Τρέχον Έτος», είναι διακριτό ότι, όπως και στα Φ/Β, μέχρι και τα τέλη του 2021, οι τιμές ήταν σε αρκετά χαμηλά επίπεδα κάτω του 1 €/MWh με μια ανοδική τάση να ακολουθεί και εν τέλει μια τιμή των 6,5 €/MWh να κλείνει τον Ιούλιο του 2023. Προτείνεται στα πλαίσια της εργασίας, να χρησιμοποιηθεί μία μέση τιμή που θα προκύπτει από τον μέσο όρο των μηνιαίων δεδομένων που αφορούν την τρίτη, τέταρτη και πέμπτη καμπύλη και περίοδο έναρξης τον Ιανουάριο του 2022. Συνεπώς, θεωρείται ότι, η τιμή πώλησης των εγγυήσεων προέλευσης ορίζεται στα 3,5 €/MWh παραγόμενης ΗΕ καθ' όλη την διάρκεια ζωής τόσο ενός αιολικού όσο και ενός Φ/Β σταθμού.



Εικόνα 23: Μέση Μηνιαία Τιμή Συναλλαγών Εγγυήσεων Προέλευσης Αιολικών Έργων [94]

³⁷ Σχόλιο: Παρατηρείται ότι με την πάροδο των ετών και συγκεκριμένα από τον Ιούλιο του 2022 και έπειτα, οι τιμές που δίνονται από την πλατφόρμα «S&P Platts Dimensions» για τις καμπύλες «Τρέχον Έτος», «Έτος + 1», «Έτος + 2» είναι ίδιες για τα Φ/Β και τα αιολικά συστήματα

3.6 Ειδικό Τέλος ΑΠΕ

Η ανάπτυξη έργων ΑΠΕ είναι δυνατόν να συμβάλει ουσιαστικά στην ενίσχυση της τοπικής απασχόλησης, στην μείωση της ανεργίας και στην γενικότερη προσπάθεια μετριασμού της κλιματικής αλλαγής και των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, δεν παύουν ωστόσο να υπάρχουν θέματα για τις τοπικές κοινωνίες, όπως για παράδειγμα η οπτική όχληση καθώς και η δέσμευση της χρήσης γης με άμεσο οικονομικό αντίκτυπο. Σε μια προσπάθεια μετριασμού των όποιων επιπτώσεων από την εγκατάσταση έργων ΑΠΕ, θεσπίστηκε στην αρχή με το Άρθρο 25 του Ν. 3468/2006 [34] το Ειδικό Τέλος για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, τροποποιήθηκε με το Άρθρο 7 του Ν. 3851/2010 [36] και ολοκληρώθηκε θεσμικά το 2014 με την υπ' αριθμ. ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.23840/23.12.2014 [96], ενώ τέθηκε σε εφαρμογή το 2016.

Στην παρούσα χρονική περίοδο με το Άρθρο 87 του Ν. 4964/2022 [97] σε ισχύ, κάθε παραγωγός ΗΕ από σταθμό ΑΠΕ επιβαρύνεται με ετήσιο τέλος από την έναρξη λειτουργίας του, το οποίο συγκεκριμένα για την περίπτωση των μονάδων που δεν έχουν συνάψει ή δεν πρόκειται να συνάψουν Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης ή αντίστοιχη Σύμβαση Πώλησης ΗΕ, υπολογίζεται στα 2 €/MWh παραγόμενης ΗΕ που εγχέεται στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και Δίκτυο για την περίπτωση διασυνδεδεμένου σταθμού ΑΠΕ που εξετάζεται. Εξαιρούνται από την προαναφερθείσα επιβάρυνση, σταθμοί ΑΠΕ που εγκαθίστανται σε κτίρια (ανεξαρτήτως ισχύος), σταθμοί ΑΠΕ που εγκαθίστανται από αυτοπαραγωγούς, Φ/Β σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ μικρότερη του 1 MW (πλην των Πιλοτικών θαλάσσιων πλωτών Φ/Β σταθμών του ΜΕΡΟΥΣ Δ' του Ν. 4951/2022 (Α' 150) [46]), Φ/Β σταθμοί οι οποίοι έχουν ήδη συνάψει ή πρόκειται να συνάψουν Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης ή αντίστοιχη Σύμβαση Πώλησης ΗΕ (πλην των Φ/Β σταθμών που λαμβάνουν Λειτουργική Ενίσχυση με βάση τον Ν. 4414/2016 [38], ύστερα από συμμετοχή τους σε κοινή ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών).

Λαμβάνοντας υπόψη το κείμενο της προηγούμενης παραγράφου, θεωρείται ένα επιπλέον κόστος των 2 €/MWh επί της συνολικής παραγόμενης ΗΕ του διασυνδεδεμένου έργου ΑΠΕ μεγέθους 10 MW που συμμετέχει στο εξεταζόμενο μοντέλο της μορφής «sleeved PPA».

3.7 Κόστος Αποκλίσεων

Κατά τη λειτουργία του μοντέλου «sleeved PPA», η επιλεγμένη Οντότητα Εξισορρόπησης που λειτουργεί ως ενδιάμεσος μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή επιβαρύνεται με κόστη αποκλίσεων του συστήματος ΗΕ τα οποία προκύπτουν τόσο από την πλευρά της παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ, όσο και από την πλευρά της κατανάλωσης ΗΕ των εγκαταστάσεων του αγοραστή. Κατ' επέκταση, βάσει προ-συμφωνηθείσας κατανομής ρίσκου του συνολικού κόστους αποκλίσεων μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή, ο παραγωγός ΑΠΕ επωμίζεται το μερίδιο που του αναλογεί [4].

Από τη μεριά της παραγωγής ΗΕ του έργου ΑΠΕ, το συνολικό κόστος αποκλίσεων της Οντότητας με Ευθύνη Εξισορρόπησης οφείλεται στη διαφορά μεταξύ της προβλεπόμενης δηλωθείσας ΗΕ και της πραγματικά παραγόμενης ΗΕ του έργου ΑΠΕ που εγχύθηκε στο δίκτυο ΗΕ. Για την ποσοτικοποίηση του μέρους που μετακυλιέται στον παραγωγό ΑΠΕ λόγω της διακοπτόμενης φύσεως της παραγωγής της μονάδας του, ακολουθείται μια προσεγγιστική μέθοδος βάσει της συνολικής χρεοπίστωσης που εμφανίζει η Οντότητα Εξισορρόπησης. Λαμβάνοντας υπόψη το Άρθρο 89 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης³⁸ του ΑΔΜΗΕ σχετικά με τον υπολογισμό των χρεοπιστώσεων των αποκλίσεων που εμφανίζει η Οντότητα με Ευθύνη Εξισορρόπησης λόγω μη ακριβούς πρόβλεψης της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ που εκπροσωπεί στην αγορά ΗΕ, όπως επίσης και τα συνολικά της έσοδα από την αγορά ΗΕ (θεωρώντας ως αγορά αναφοράς την Αγορά Επόμενης Ημέρας) και το κόστος της για την

³⁸ Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Δεκέμβριος 2022. Κανονισμός Αγοράς Εξισορρόπησης, Έκδοση 12.0, Αθήνα

αποζημίωση των παραγωγών ΑΠΕ, προκύπτει η απλουστευμένη εξίσωση υπολογισμού του κόστους ή εσόδου της Οντότητας Εξισορρόπησης:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{FB}_t &= \mathbf{FIMB}_t * \mathbf{IP}_t + \mathbf{MS}_t * \mathbf{DAMP}_{z,t} - \mathbf{MQ}_t * \mathbf{DAMP}_{z,t} \\
 &= (\mathbf{MQ}_t - \mathbf{MS}_t) * \mathbf{IP}_t + \mathbf{MS}_t * \mathbf{DAMP}_{z,t} - \mathbf{MQ}_t * \mathbf{DAMP}_{z,t} \\
 &= (\mathbf{MQ}_t - \mathbf{MS}_t) * (\mathbf{IP}_t - \mathbf{DAMP}_{z,t})
 \end{aligned}
 \tag{3.36}$$

Όπου:

- $\mathbf{FB}_t(\text{€})$: το συνολικό οικονομικό αποτέλεσμα της Οντότητας με Ευθύνη Εξισορρόπησης για την 15-λεπτη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ,
- $\mathbf{FIMB}_t(\text{MWh})$: η ποσότητα Τελικής Απόκλισης για την Οντότητα με Ευθύνη Εξισορρόπησης για την 15-λεπτη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ,
- $\mathbf{MQ}_t(\text{MWh})$: Η παραγόμενη ΗΕ του αντίστοιχου χαρτοφυλακίου ΑΠΕ της Οντότητας με Ευθύνη Εξισορρόπησης, όπως καταμετράται στο Σημείο Σύνδεσης με το ΕΣΜΗΕ ή το Δίκτυο Διανομής, για την 15-λεπτη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ,
- $\mathbf{MS}_t(\text{MWh})$: Το Πρόγραμμα Αγοράς του αντίστοιχου χαρτοφυλακίου ΑΠΕ της Οντότητας με Ευθύνη Εξισορρόπησης, για την 15-λεπτη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ,
- $\mathbf{DAMP}_{z,t}(\text{€/MWh})$: Η τιμή Αγοράς Επόμενης Ημέρας για κάθε Ζώνη Προσφορών z για την Αγοραία Χρονική Μονάδα που αντιστοιχεί στην 15-λεπτη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ,
- $\mathbf{IP}_t(\text{€/MWh})$: Η Τιμή Απόκλισης για την 15-λεπτη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t ³⁹,
- t : Η 15-λεπτη Περίοδος Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

Για τον προσδιορισμό της χρέωσης εκπροσώπησης του παραγωγού ΑΠΕ, προτείνεται, η εξίσωση (3.36) να επιλυθεί βάσει συνολικής παραγωγής ΗΕ του διασυνδεδεμένου ελληνικού συστήματος, διακριτά για την περίπτωση των Φ/Β και των χερσαίων αιολικών συστημάτων, θέτοντας ένα λογικό σφάλμα πρόβλεψης επί αυτού⁴⁰ για τον καθορισμό του προγράμματος αγοράς. Ανάγοντας το αποτέλεσμα σε μοναδιαία τιμή, διαιρούμε το άθροισμα που αφορά τις 15-λεπτες περιόδους μιας μηνιαίας περιόδου προς τη συνολική παραγόμενη ΗΕ της αντίστοιχης τεχνολογίας και μηνιαίας περιόδου. Επομένως, ως τιμή αναφοράς της χρέωσης εκπροσώπησης (ή κόστους αποκλίσεων) του παραγωγού ΑΠΕ θεωρείται ο μέσος όρος όλων των μηνιαίων τιμών που αφορούν την περίοδο που εξετάστηκε (01/11/2020 – 31/07/2023). Ο Πίνακας 25 απεικονίζει τις υποθέσεις που λήφθηκαν υπόψη, με το κόστος αποκλίσεων να υπολογίζεται στο ύψος των 2,07 €/MWh και 3,53 €/MWh για την περίπτωση του Φ/Β και χερσαίου αιολικού αντίστοιχα.

³⁹ Σημείωση: Στην περίπτωση που για μια Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t δεν ενεργοποιήθηκε ούτε ανοδική ούτε καθοδική Ενέργεια Εξισορρόπησης η Τιμή Απόκλισης υπολογίζεται ως η μέση τιμή σε €/MWh της μικρότερης τιμής Προσφοράς ανοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης και της μεγαλύτερης τιμής Προσφοράς καθοδικής Ενέργειας Εξισορρόπησης είτε για αυτόματη είτε για χειροκίνητη ΕΑΣ για τη συγκεκριμένη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Δεκέμβριος 2022. Κανονισμός Αγοράς Εξισορρόπησης, Έκδοση 12.0, Αθήνα)

⁴⁰ Διατηρώντας σε λογικά επίπεδα τυχόν επιπλέον χρεώσεις (όπως οι χρεώσεις μη συμμόρφωσης σημαντικών συστηματικών αποκλίσεων του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης), οι οποίες αμελούνται στους υπολογισμούς που πραγματοποιούνται στην παρούσα εργασία

Πίνακας 25: Παράμετροι Εκτίμησης Χρέωσης Εκπροσώπησης (Κόστους Αποκλίσεων) Παραγωγού ΑΠΕ

Παράμετρος	Υποθέσεις – Πηγές Δεδομένων
MQ_t (MWh)	Πηγή: ENTSO-E Transparency Platform, Actual Generation per Production Type (https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show) Σημείωση: Καθώς τα διαθέσιμα δεδομένα διατίθενται σε ωριαία βάση, κατανέμονται ομοιόμορφα και ισόποσα εντός των 4 15-λεπτων Περιόδων Εκκαθάρισης Αποκλίσεων t που περιλαμβάνονται εντός του ωριαίου διαστήματος
MS_t (MWh)	Ως ποσοστό του MQ_t λαμβάνοντας υπόψη ένα υποτιθέμενο οριζόντιο σφάλμα πρόβλεψης της τάξεως του 20%
$DAMP_{z,t}$ (€/MWh)	Πηγή: ENTSO-E Transparency Platform, Day-ahead Prices (https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show) Σημείωση: Αντιστοίχιση τιμής 15-λεπτης περιόδου t με την ωριαία τιμή Αγοράς Επόμενης Ημέρας
IP_t (€/MWh)	Πηγή: Δεδομένα ΑΔΜΗΕ, Activated Balancing Energy and Settlement Prices (https://www.admie.gr/agora/statistika-agogas/dedomena?data_type%5B%5D=10444&since=&until=&op=%CE%A5%CF%80%CE%BF%CE%B2%CE%BF%CE%BB%CE%AE)

Συμπληρωματικά, προσεγγίζοντας τις αποκλίσεις από την πλευρά της κατανάλωσης, μια ένδειξη αποτελεί η τιμή που έλαβαν οι Αποκλίσεις στην Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας κατά το μήνα που αφορά στην περίοδο κατανάλωσης του Πελάτη που τιμολογείται σε έκαστο λογαριασμό, όπως αποτυπώνεται στα Δελτία του ΑΔΜΗΕ για τη Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς ΗΕ⁴¹. Η μέση τιμή χρέωσης αποκλίσεων που προκύπτει για το σύνολο της περιόδου 01/11/2020 – 31/07/2023 είναι ίση με 2,27 €/MWh.

Συνοψίζοντας και συνυπολογίζοντας τις αποκλίσεις τόσο από την πλευρά της παραγωγής ΗΕ, όσο και από την πλευρά της κατανάλωσης ΗΕ, αποφασίζεται να χρησιμοποιηθεί ένας σταθερός συντελεστής ως το κόστος αποκλίσεων που καλείται να καταβάλλει ο παραγωγός ΑΠΕ στην Οντότητα Εξισορρόπησης. Ο σταθερός αυτός συντελεστής ισούται με τη μέση τιμή των δύο προσεγγίσεων (στρογγυλοποιημένη στις μονάδες), δηλαδή 2 €/MWh και 3 €/MWh για το Φ/Β και το χερσαίο αιολικό σύστημα αντίστοιχα. Διευκρινίζεται ότι, εντός των πλαισίων της «sleeved PPA», η συνιστώσα του κόστους αποκλίσεων υποτίθεται ότι εφαρμόζεται επί των αντίστοιχων ποσοτήτων ενέργειας $Excess_Energy_{MTU,D}$ και της απόλυτης τιμής της $Residual_Energy_{MTU,D}$, όπως αναλύθηκαν στην ενότητα 3.3. Από την άλλη, όταν το έργο ΑΠΕ είναι εκτός συμφωνίας PPA, η χρέωση επιβάλλεται επί του συνόλου παραγωγής ΗΕ.

Συγκρίνοντας τα επιλεγμένα νούμερα με τις χρεώσεις που επιβάλλονται σήμερα στην αγορά ΗΕ υπάρχουν εμφανείς διαφορές, λόγω ανταγωνισμού και εξωτερικών παραγόντων, όπως η επίδραση της παγκόσμιας ενεργειακής κρίσης, οι στρατηγικές των διάφορων παικτών της αγοράς, οι καθετοποιημένες δραστηριότητες των διάφορων παικτών, κ.ά.. Επομένως, συνιστάται ανάλυση ευαισθησίας για το συγκεκριμένο παράγοντα κόστους από την πλευρά του παραγωγού ΑΠΕ.

3.8 Κόστος Επένδυσης & Λειτουργικά Έξοδα

Η ενότητα 3.8 καταγράφει τις υποθέσεις για το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης και τα λειτουργικά έξοδα που παρουσιάζει η ανάπτυξη και λειτουργία ενός νέου έργου ΑΠΕ.

⁴¹ ΑΔΜΗΕ, Δελτίο ΑΔΜΗΕ για Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/mesostathmiki-timi-agogas>

Αναφέρεται ότι τα Φ/Β και αιολικά συστήματα είναι τεχνολογίες εντάσεως κεφαλαίου με υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης και χαμηλά κόστη λειτουργίας και συντήρησης.

3.8.1 Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος

Το αρχικό κόστος επένδυσης ενός Φ/Β συστήματος αποτελείται από τις ακόλουθες γενικές κατηγορίες κόστους ([98], [99]):

- Κόστος κατασκευής: Κόστος Φ/Β πλαισίων, βραχιόνων, αντιστροφών, συστήματος στήριξης Φ/Β πλαισίων, κιβωτίων συνδυασμού (combiner boxes), μετασχηματιστών κιβωτίων (box transformers), γραμμών συλλογής (collection lines) κ.ά.,
- Μηχανικό Κόστος: Κόστος εξοπλισμού και εργασιών σχετιζόμενων με τον σταθμό ενίσχυσης,
- Επιπρόσθετες δαπάνες: Έξοδα αγοράς γης, τέλη σύνδεσης στο δίκτυο, κόστη καλωδίωσης και επιπλέον απαιτούμενου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, διαδικασίες αδειοδότησης και αδειών, μελέτες, συμβουλευτικές υπηρεσίες, ανάπτυξη συστημάτων ελέγχου και παρακολούθησης των ενδείξεων λειτουργίας του σταθμού

Τα λειτουργικά έξοδα, από την άλλη, περιλαμβάνουν τα παρακάτω:

- Το κόστος Ο&Μ που σχετίζεται με την διαχείριση, την λειτουργία και την συντήρηση του Φ/Β έργου, καθορίζεται από τη γήρανση του συστήματος και διευρύνεται με την πάροδο του χρόνου,
- Πιθανό κόστος ενοικίασης γης και σταθμού ενίσχυσης,
- Το διοικητικό κόστος και το κόστος διαχείρισης που περιλαμβάνει αποσβέσεις, μισθούς και παροχές εργαζομένων, δαπάνες δραστηριοτήτων ελέγχου και διαχείρισης, μέτρων τηλεδιαχείρισης, κ.ά.

Σαφές είναι ότι το κόστος καυσίμου (δηλαδή η ηλιακή ενέργεια) είναι μηδενικό, ενώ κόστη που συνδέονται με την διατήρηση της σταθερότητας ολόκληρου του συστήματος ΗΕ, δηλαδή κόστη αποκλίσεων, έχουν ήδη αναλυθεί εντός της ενότητας 3.7 και συμπεριλαμβάνονται διακριτά στη μελέτη που πραγματοποιείται.

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, θεωρείται ένα συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης της τάξεως των 700 €/kW [100], το οποίο σημειώνεται ότι δεν περιλαμβάνει κόστος αγοράς γης και ανάληψη κόστους ανάπτυξης νέου υποσταθμού από τον παραγωγό ΑΠΕ. Αντίστοιχα, το ετήσιο λειτουργικό κόστος, συμπεριλαμβανομένου κόστους ασφάλισης, εκτιμάται στο επίπεδο των 18 €/kW [101].

3.8.2 Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος

Το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης αφορά το σύνολο των επενδυτικών δαπανών που πραγματοποιήθηκαν πριν την έναρξη λειτουργίας του αιολικού έργου περιλαμβάνοντας όσες επιβλήθηκαν κατά την φάση κατασκευής των εγκαταστάσεων και της προμήθειας υλικών. Μεταξύ άλλων περιλαμβάνεται το πλήρες κόστος των ανεμογεννητριών, της κατασκευής των δρόμων, της σύνδεσης του δικτύου, κ.ά.. Πιο συγκεκριμένα, η διάσπαση του κεφαλαιουχικού κόστους περιλαμβάνει τις παρακάτω κατηγορίες ([102], [103]):

- Κόστος ανεμογεννήτριας: Κόστος μεταφοράς και εγκατάστασης των πτερυγίων, των γεννητριών, των μετατροπέων DC-AC, των μετασχηματιστών, του ανεμόμετρου και ανεμοδείκτη και του υπόλοιπου βασικού εξοπλισμού,

- Κόστος σύνδεσης στο δίκτυο: Κόστη προμήθειας καλωδίωσης, εγκατάστασης υποσταθμού και επιπρόσθετου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που απαιτείται για την σύνδεση στο δίκτυο, τέλη σύνδεσης κ.ά.,
- Κόστος εργασίας: Απαιτούμενη ανθρώπινη εργασία για την ανέγερση και θεμελίωση των εγκαταστάσεων του πάρκου, την κατασκευή δρόμων και κτιρίων, την σύνδεση στο δίκτυο, κ.λπ.,
- Άλλες δαπάνες κεφαλαίου: Κόστη ανάπτυξης και μηχανικό κόστος, έξοδα αγοράς γης, διαδικασίες αδειοδότησης και αδειών, μελέτες, συμβουλευτικές υπηρεσίες, ανάπτυξη συστημάτων ελέγχου και παρακολούθησης των ενδείξεων του σταθμού

Αντίστοιχα, τα λειτουργικά κόστη διαθέτουν:

- Το κόστος Ο&Μ που σχετίζεται με τις διαδικασίες που αφορούν την καθημερινή λειτουργία του σταθμού, συμπεριλαμβανομένων δαπανών επισκευής και ανταλλακτικών και του κόστους συντήρησης των ηλεκτρικών εγκαταστάσεων,
- Πιθανό κόστος ενοικίασης γης και υποσταθμού,
- Διαχειριστικά και Διοικητικά έξοδα συμπεριλαμβανομένων μισθών και παροχών εργαζομένων, δραστηριοτήτων ελέγχου και διαχείρισης, μέτρων τηλεδιαχείρισης, αποσβέσεις κ.ά.

Το κόστος καυσίμου (δηλαδή ο άνεμος) είναι μηδενικό, ενώ κόστη που αφορούν την αγορά εξισορρόπησης και την εκκαθάριση αποκλίσεων περιλαμβάνονται διακριτά στην τεchnοοικονομική ανάλυση και περιγράφονται εντός της ενότητας 3.7.

Επομένως, για την περίπτωση του χερσαίου αιολικού συστήματος, λαμβάνεται ένα συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης της τάξεως των 1,100 €/kW [100], το οποίο σημειώνεται ότι δεν περιλαμβάνει κόστος αγοράς γης και ανάληψη κόστους ανάπτυξης νέου υποσταθμού από τον παραγωγό ΑΠΕ. Ενώ, το ετήσιο λειτουργικό κόστος, συμπεριλαμβανομένου κόστους ασφάλισης, κυμαίνεται στα επίπεδα των 47 €/kW [101].

3.9 Λοιπές Οικονομικές Παράμετροι

Λοιπές οικονομικές παράμετροι του μοντέλου τεchnοοικονομικής αξιολόγησης που δεν αναλύονται εντός των προηγούμενων ενότητων του κεφαλαίου 3, λαμβάνουν τις τιμές αναφοράς που παρουσιάζει ο Πίνακας 26.

Μεταξύ άλλων, οι παραγωγοί ΑΠΕ καταβάλλουν ως εταιρείες, φόρους στους οποίους συμπεριλαμβάνονται ο φόρος προστιθέμενης αξίας, φόρο επιτηδεύματος και πρόσθετες επιβαρύνσεις, φόρος εισοδήματος εταιρείας. Ωστόσο, σημειώνεται ότι πιθανές εξαιρέσεις και φοροελαφρύνσεις από φορολογία για συγκεκριμένη χρονική περίοδο δεν λαμβάνονται υπόψη στην τεchnοοικονομική ανάλυση, καθώς εμφανίζουν παροδική διάρκεια ενώ η μελέτη αφορά κατά βάση μακροπρόθεσμη διάρκεια.

Επιπλέον, σημαντικές είναι παράμετροι αναφορικά με τόκους και δαπάνες που αφορούν πληρωμές σε τράπεζες και επενδυτές από τον παραγωγό ΑΠΕ για την κάλυψη του προκαταβολικού κεφαλαίου που έλαβε, αντικατοπτρίζοντας ουσιαστικά τον αντιληπτό κίνδυνο του έργου, το ρυθμιστικό και επενδυτικό κλίμα και την απόδοση του έργου.

Πίνακας 26: Λοιπές Οικονομικές Παράμετροι Εισόδου Τεchnοοικονομικής Ανάλυσης

Παράμετρος	Τιμή
Εκτιμώμενη Συνολική Διάρκεια Ζωής της μονάδας ΑΠΕ (n)	25 έτη
Διάρκεια PPA (n _{PPA})	10 έτη
Ετήσια Εκτιμώμενη Αύξηση Τιμών (Πληθωρισμός) επί του Κόστους Λειτουργίας & Συντήρησης (inflation)	2%

Παράμετρος	Τιμή
Μοναδιαία Χρέωση Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (UOCC_Unit_Cost) ⁴²	0,44 €/MWh παραγόμενης ΗΕ ⁴³
Συντελεστής ΦΠΑ επί του Κόστους Επένδυσης (Ko_VAT) ⁴⁴	24%
Συντελεστής ΦΠΑ επί του Κόστους Λειτουργίας & Συντήρησης (O&M_VAT)	24%
Συντελεστής ΦΠΑ επί του Κόστους Αποκλίσεων (IC_VAT)	24%
Συντελεστής ΦΠΑ επί του εσόδου/κόστους Ενέργειας (Energy_VAT)	6%
Συντελεστής ΦΠΑ επί του εσόδου πώλησης Εγγυήσεων Προέλευσης (GOs_VAT)	6%
Συντελεστής ΦΠΑ επί του UOCC (UOCC_VAT)	6%
Συντελεστής Προεξόφλησης (after-tax WACC)	4,1% ⁴⁵
Φόρος Εισοδήματος (IT)	22% ⁴⁶ (ως Α.Ε.)
Ποσοστό Ιδίων Κεφαλαίων / Δανεισμού	20% / 80%
Ποσοστό Επιδότησης	0%
Τρόπος Εξόφλησης Δανείου	Ισόποσες Τοκοχρεωλυτικές Δόσεις
Επιτόκιο Δανεισμού (Debt_Interest)	5%
Περίοδος Δανεισμού	12 έτη
Μέθοδος υπολογισμού του ετήσιου ποσού αποσβέσεως	Μέθοδος Σταθερής Αποσβέσεως
Ποσοστό Απόσβεσης (Περίοδος Αποσβέσεως)	7% ⁴⁷ (15 έτη) ([104], [105], [106], [107])

⁴² Θεωρείται ότι ο κάτοχος του σταθμού ΑΠΕ είναι υπόχρεος καταβολής τέλους για την κάλυψη των Λειτουργικών και Επενδυτικών δαπανών του Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ) σύμφωνα με τον Κώδικα του ΔΑΠΕΕΠ (<https://www.dapeep.gr/dimosieuseis/rithmistiko-plaisio/>)

⁴³ Απόφαση ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 899/2022. Καθορισμός της τιμής της Μοναδιαίας Χρέωσης Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (UOCC) για το έτος 2023. Αθήνα, 9 Δεκεμβρίου 2022.

<https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2023/02/%CE%A9277%CE%99%CE%94%CE%9E-8%CE%95%CE%9D.pdf>

⁴⁴ Σημείωση: Στην περίπτωση του Φ/Β υποτέθηκε ένα ποσοστό του 30%, για το κόστος των Φ/Β πάνελ προς το συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης του συστήματος. Το συγκεκριμένο μέρος του κόστους επένδυσης είναι μη φορολογητέο

⁴⁵ Πηγή: IRENA (2022), Renewable power generation costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. <https://www.irena.org/Publications/2023/May/The-cost-of-financing-for-renewable-power>

⁴⁶ Πηγή: <https://www.taxheaven.gr/news/62113/klimakes-forologias-2022>

⁴⁷ Σύμφωνα με την παράγραφο 4 του άρθρου 24 του Ν. 4172/2013 [106], δίνεται ένας συντελεστής απόσβεσης του 4% για ένα μέρος του κόστους επένδυσης ενός Φ/Β ή αιολικού σταθμού, ενώ για το υπόλοιπο μέρος δίνεται 10% χωρίς να γίνεται σαφής διάκριση. Επιπρόσθετα, μέσω συμπληρωματικής οδηγίας [107], επισημαίνεται ότι «Σε κάθε περίπτωση ο χαρακτηρισμός των παγίων περιουσιακών στοιχείων καθώς και η υπαγωγή τους σε συγκεκριμένο συντελεστή απόσβεσης είναι θέμα πραγματικό και κρίνεται καταρχήν από την ίδια την επιχείρηση και στη συνέχεια από την αρμόδια ελεγκτική αρχή».

Λαμβάνοντας υπόψη τις προηγούμενες προτάσεις, υποθέτοντας έστω ότι το 50% του κόστους επένδυσης υπάγεται σε 4% και το υπόλοιπο 50% σε 10%, υπολογίζεται ένα μέσο ποσοστό απόσβεσης ίσο με 7%

4 Μέθοδοι Αξιολόγησης Επενδύσεων

Η οικονομική σκοπιμότητα της επένδυσης ενός παραγωγού σε ένα έργο ΑΠΕ και συμμετοχής του σε διμερές συμβόλαιο PPA εξετάζεται με σύγκριση του βαθμού μακροπρόθεσμης, οικονομικής απόδοσης των διάφορων εναλλακτικών επιλογών που διατίθενται στην αγορά ΗΕ. Οι επενδύσεις σε τεχνολογίες παραγωγής ανανεώσιμης ΗΕ είναι οικονομικά σκόπιμες εάν τα έσοδα ή οι εισροές από τη διάθεση της παραγόμενης ΗΕ είτε σε έναν καταναλωτή μέσω PPA είτε στο δίκτυο ΗΕ μέσω συμμετοχής στη spot αγορά ΗΕ οδηγούν σε κέρδη ικανά να ικανοποιήσουν τους επιχειρηματικούς στόχους του επενδυτή. Κάθε επενδυτικό σχέδιο προτού πραγματοποιηθεί, οφείλεται σε πρώτο στάδιο, να εξετάζεται ως προς τη βιωσιμότητά του, με την χρηματοοικονομική ανάλυση να στοχεύει στην αποδοχή ή την απόρριψη του.

Για την αξιολόγηση της επένδυσης και των διάφορων εξεταζόμενων σεναρίων, θεωρείται η προσέγγιση με βάση το σύνολο της επένδυσης και την αξιοποίηση των δεικτών/κριτηρίων που παρουσιάζονται στις επόμενες ενότητες του κεφαλαίου 4.

4.1 Μέθοδος Περιόδου Επανάκτησης του Κεφαλαίου – ΠΕΚ

Η μέθοδος Περιόδου Επανάκτησης του Κεφαλαίου, ή περιόδου αποπληρωμής κεφαλαίου, ή αλλιώς επανείσπραξης της επένδυσης υπολογίζει το σύνολο των απαιτούμενων ετών ώστε οι καθαρές ταμειακές εισροές που προκύπτουν κατά την διάρκεια ενός επενδυτικού σχεδίου να καλύψουν το κόστος της αρχικής πραγματοποιηθείσας επένδυσης.

Η περίοδος αποπληρωμής του κεφαλαίου υπολογίζεται αφού προστεθούν οι καθαρές ταμειακές εισροές που προβλέπονται να πραγματοποιηθούν κατά την διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου έως ότου το σύνολο τους καλύψει (αποπληρώσει) το αρχικό κόστος επένδυσης. Στις χρηματοροές που χρησιμοποιούνται για την μέθοδο ΠΕΚ συναθροίζεται το καθαρό έσοδο μετά την φορολογία και τις αποσβέσεις.

Για τον ακριβή προσδιορισμό της περιόδου επανείσπραξης στην περίπτωση που δεν είναι ακέραιος αριθμός, χρησιμοποιείται ο ακόλουθος τύπος [108]:

$$\text{ΠΕΚ (έτη)} = a + \frac{b - c}{d} \quad (4.1)$$

Όπου:

- **a (έτη):** ένα έτος πριν το έτος που η αθροιστική χρηματοροή για πρώτη φορά καλύπτει την αρχική δαπάνη,
- **b (€):** το αρχικό κόστος επένδυσης σε απόλυτη τιμή,
- **c (€):** η αθροιστική χρηματοροή ενός έτους πριν το έτος που η αθροιστική χρηματοροή για πρώτη φορά καλύπτει την αρχική δαπάνη,
- **d (€):** η χρηματοροή του έτους που η αθροιστική χρηματοροή για πρώτη φορά καλύπτει την αρχική δαπάνη

Αφού υπολογιστεί η περίοδος επανείσπραξης της επένδυσης, ακολουθεί η σύγκριση της με ένα προκαθορισμένο μέγιστο επιθυμητό χρονικό όριο επανάκτησης του κεφαλαίου το οποίο έχει τεθεί από τον επενδυτή. Εάν η περίοδος επανείσπραξης είναι μικρότερη ή ίση του μέγιστου επιθυμητού χρονικού ορίου, η επένδυση καθίσταται ελκυστική και εγκρίνεται, ενώ όσο γρηγορότερα ο επενδυτής εισπράττει ή επανακτά το αρχικό του κεφάλαιο, τόσο ταχύτερα εξασφαλίζεται η ρευστότητα του, η αποφυγή δέσμευσης των κεφαλαίων του και η δυνατότητα εκμετάλλευσης άλλων επενδυτικών ευκαιριών. Σε διαφορετική περίπτωση, το επενδυτικό σχέδιο απορρίπτεται.

Τα πλεονεκτήματα της μεθόδου ΠΕΚ είναι τα ακόλουθα:

- Αποτελεί μια απλή μέθοδο υπολογιστικά,
- Αποτυπώνει το χρονικό διάστημα κατά την διάρκεια του οποίου τα χρήματα του επενδυτή βρίσκονται σε κίνδυνο,
- Αξιοποιήσιμη από επενδυτές με προβλήματα ρευστότητας και επιθυμία γρήγορης επανείσπραξης,
- Σε περιόδους αβεβαιότητας, οικονομικών συγκυριών ή ταχείας τεχνολογικής προόδου είναι ιδιαίτερα χρήσιμη καθώς δίνεται έμφαση στις εισροές του άμεσου μέλλοντος

Από την άλλη, τα μειονεκτήματα της μεθόδου ΠΕΚ έχουν ως εξής:

- Εξετάζεται μόνο ο χρόνος επανείσπραξης του αρχικού κόστους επένδυσης, αγνοώντας τις καθαρές χρηματικές ροές που πραγματοποιούνται μετά την περίοδο επανάκτησης του επενδυμένου κεφαλαίου,
- Δεν εκτιμάται η αποδοτικότητα του επενδυμένου κεφαλαίου, αλλά η ικανότητα αποπληρωμής σε μετρητά,
- Αγνοείται η διαχρονική αξία του χρήματος, δηλαδή το μέγεθος και ο χρόνος πραγματοποίησης των ταμειακών ροών κατά την διάρκεια της περιόδου επανείσπραξης του αρχικού κόστους επένδυσης,
- Δίνεται έμφαση σε βραχυχρόνια σχέδια επένδυσης και στο «σίγουρο και γρήγορο» κέρδος, έστω και η απόδοση δεν έχει σημαντική διάρκεια. Δηλαδή, δεν ευνοούνται έργα που αργούν να δώσουν τις χρηματικές ροές, παρόλο που πιθανόν να δίνουν υψηλές ροές

Η μέθοδος ΠΕΚ χρησιμοποιείται συνήθως συμπληρωματικά άλλων κριτηρίων αξιολόγησης της επένδυσης που δίνουν βαρύτητα στην διαχρονική αξία του χρήματος και την αποδοτικότητα της επένδυσης, καθώς από μόνη της δεν θεωρείται ως ένα ορθό και αξιόπιστο κριτήριο. Οι μέθοδοι της ΚΠΑ και του ΕΒΑ που αποτυπώνονται στις επόμενες ενότητες, προτιμώνται καθώς λαμβάνουν υπόψη τις καθαρές ταμειακές ροές αναγνωρίζοντας την διαχρονική αξία του χρήματος. Σε κάθε περίπτωση, μια μικρή περίοδος αποπληρωμής του κεφαλαίου υπονοεί μια υψηλή ετήσια καθαρή ροή, με την μέθοδο ΠΕΚ θεωρείται ως ένα έμμεσο μέτρο κερδοφορίας της επένδυσης ([109], [110]).

4.2 Μέθοδος Καθαρής Παρούσας Αξίας – ΚΠΑ

Η μέθοδος της ΚΠΑ μαζί με την μέθοδο του ΕΒΑ (ενότητα 4.3) θεωρούνται ως τα πλέον κατάλληλα κριτήρια αξιολόγησης ιδιωτικής αποδοτικότητας, καθώς θεμελιώνονται πάνω στην διαχρονική αξία του χρήματος και τον διαφορετικό χρόνο πραγματοποίησης των χρηματικών εκροών-εισροών του σχεδίου επένδυσης. Η πλειοψηφία των επενδυτικών σχεδίων, όπως και η περίπτωση ανάπτυξης ενός έργου ΑΠΕ, διαθέτουν πόρους ή έξοδα ή ταμειακές εκροές στο παρόν, δηλαδή στη φάση κατασκευής τους, για να αποκομίσουν εισπράξεις ή έσοδα ή ταμειακές εισροές στο μέλλον κατά την παραγωγική τους λειτουργία.

Οι διαφορετικές χρονικές ροές μετρητών δεν είναι ομοιογενείς και εκφράζουν το πραγματικό μέγεθος, απαιτώντας τη μετατροπή τους σε αξίες ενιαίας χρονικής βάσης σε ένα ορισμένο έτος ώστε να μπορούν να αθροιστούν:

- Η τεχνική μετατροπής των μελλοντικών ποσών σε παρούσες αξίες βάσει κάποιου επιτοκίου καλείται προεξόφληση,

- Η παρούσα αξία μιας μονάδας χρήματος που θα αποκτηθεί μελλοντικά μετά από ένα χρόνο είναι μικρότερη, καθώς δεν απολαμβάνουμε την πρόσθετη αμοιβή του επιτοκίου ή το πλεονέκτημα της ρευστότητας,
- Ο συντελεστής μετατροπής ή αναγωγής ή προεξόφλησης εξαρτάται από το επιτόκιο (r) και το χρόνο (t) αναγωγής ή προεξόφλησης και ισούται με $1/(1+r)^t$. Ο συντελεστής προεξόφλησης είναι πάντα χαμηλότερος της μονάδας, ενώ όσο πιο μελλοντικά απομακρυσμένες είναι οι αξίες τόσο χαμηλότερη παρουσία αξία εμφανίζουν

Η εκτίμηση της οικονομικής αποδοτικότητας ενός σχεδίου επένδυσης που στηρίζεται σε τραπεζική χρηματοδότηση, διερευνάει εάν:

- το σχέδιο επένδυσης είναι σε θέση να εκπληρώσει τις δανειακές υποχρεώσεις του σε ορισμένο χρόνο,
- η επένδυση αποδίδει ικανοποιητικό κέρδος για τα κεφάλαια που δεσμεύει και χρησιμοποιεί για τη δεδομένη εναλλακτική χρήση, και
- ο επενδυτής μπορεί να συσσωρεύσει χρηματικούς πόρους για να τους διαθέσει για μελλοντική επανεπένδυση

Η ΚΠΑ υπολογίζεται μέσω της προεξόφλησης στο παρόν, για κάθε έτος χωριστά, της διαφοράς μεταξύ όλων των μελλοντικών χρηματικών (ταμειακών) (α) εισροών (ή εσόδων) και (β) εκροών (ή εξόδων) για ολόκληρο το χρόνο ζωής του σχεδίου επένδυσης με βάση έναν συντελεστή προεξόφλησης. Η έννοια της παρούσας αξίας εκφράζει όλες τις ροές του σχεδίου επένδυσης στην τωρινή τους αξία, δηλαδή σε αυτή που ισχύει την στιγμή που ο επενδυτής καλείται να λάβει την απόφαση:

$$\text{ΚΠΑ (€)} = -I + \sum_{t=1}^n \frac{\text{ΚΤΡ}_t}{(1+r)^t} + \frac{\text{ΥΑ}_n}{(1+r)^n} \quad (4.2)$$

Όπου:

- ΚΤΡ_t (€): η Καθαρή Ταμειακή Ροή (Ταμειακή Εισροή – Ταμειακή Εκροή) στο τέλος του έτους t ,
- I (€): το αρχικό κόστος επένδυσης,
- r (%): το επιτόκιο προεξόφλησης που υποδεικνύει τον κίνδυνο των αναμενόμενων ΚΤΡ,
- n (έτη): η διάρκεια ζωής της επένδυσης,
- ΥΑ_n (€): η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τέλος της διάρκειας ζωής της (ως θετική εισροή),
- t : ο χρόνος ή η περίοδος προεξόφλησης (1, 2, 3, ..., n)

Για τον υπολογισμό των ΚΤΡ_t αποσαφηνίζονται τα εξής σημεία:

- Οι αποσβέσεις χρησιμοποιούνται για τη σταδιακή επανάκτηση του κεφαλαίου που δεσμεύεται σε επενδυτικές χρήσεις, αποτελώντας στοιχείο λογιστικού κόστους. Δεν είναι πραγματική εκροή (εκταμίευση) και δεν συμπεριλαμβάνονται στις ταμειακές εκροές. Καθώς είναι ενσωματωμένες στο κόστος επένδυσης, η συμπερίληψη τους στις ταμειακές ροές θα αποτελούσε διπλή καταμέτρηση. Επομένως, οι αποσβέσεις χρησιμοποιούνται μόνο για τον υπολογισμό της φορολογίας, η οποία στη συνέχεια χρησιμοποιείται για την εύρεση της καθαρής μετά φόρων χρηματικής ροής,
- Αξιολογώντας μια επένδυση μετά από φόρους, οι φόροι του έτους t καταλογίζονται στο έτος $t+1$, ενώ ο τύπος υπολογισμού είναι ο ακόλουθος ([108], [111]):

Φορολογία (€) =

$$\text{Φορολογικός Συντελεστής} \times [\text{Χρηματικές Εισροές} - (\text{Χρηματικές Εκροές} - \text{Αποσβέσεις} - \text{Τόκοι μακροπρόθεσμων δανείων})] \quad (4.3)$$

- Τα χρεολύσια και οι τόκοι σε περιπτώσεις δανεισμού δεν συμπεριλαμβάνονται στην ανάλυση των επενδυτικών σχεδίων και τις ταμειακές εκροές,
- Η απόδοση (μέρισμα ή τόκος) που απαιτεί ο χρηματοδότης της επένδυσης δεν πρέπει να αφαιρείται από τις ΚΤΡ, καθώς λαμβάνεται μέσω του επιτοκίου προεξόφλησης

Μετά τον υπολογισμό της ΚΠΑ έχουμε τις εξής περιπτώσεις:

- ΚΠΑ > 0: η αποδοτικότητα είναι άνω του επιτοκίου προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης γίνεται αποδεκτό,
- ΚΠΑ < 0, η αποδοτικότητα είναι κάτω του επιτοκίου προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης απορρίπτεται,
- ΚΠΑ = 0: οι ΚΤΡ της επένδυσης αρκούν για να καλύψουν το αρχικό κόστος της και να αποδώσουν στον επενδυτή την απαιτούμενη απόδοση, με το έργο επένδυσης να γίνεται αποδεκτό εάν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική

Συνοπτικά, αποτυπώνονται παρακάτω οι κατευθυντήριες γραμμές επιλογής του επιτοκίου προεξόφλησης:

- α) Μελετάται το επιτόκιο που προσφέρουν ανάλογες εναλλακτικές στην κεφαλαιαγορά (ως το ελάχιστο επιτρεπτό), εφόσον η τελευταία λειτουργεί ομαλά και αντανακλά τις πραγματικές συνθήκες προσφοράς και ζήτησης κεφαλαίων,
- β) Στο επιτόκιο του σημείου α προστίθεται ένα «περιθώριο κινδύνου» (risk premium), ανάλογα με τον βαθμό αβεβαιότητας του συγκεκριμένου σχεδίου επένδυσης,
- γ) Προϋποθέτοντας ότι το επιτόκιο προεξόφλησης αντιπροσωπεύει το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου που χρησιμοποιείται για την χρηματοδότηση της συγκεκριμένης επένδυσης, η υπολογιζόμενη ΚΠΑ αντιπροσωπεύει το πλεόνασμα σε τρέχουσες τιμές που πραγματοποιεί ο επενδυτής επιπλέον (υπεραξία) του τι θα μπορούσε να πραγματοποιήσει επενδύοντας το συγκεκριμένο κεφάλαιο με απόδοση ίση με το επιτόκιο προεξόφλησης,
- δ) Το επιτόκιο προεξόφλησης αναφέρεται συνήθως στην ελάχιστη αποδεκτή αποδοτικότητα που δεν μπορεί να είναι χαμηλότερη του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου της επιχείρησης - επενδυτή (WACC)

Τα πλεονεκτήματα της μεθόδου ΚΠΑ έχουν ως εξής:

- Η διαχρονική αξία του χρήματος λαμβάνεται υπόψη, εκφράζοντας την γενικότερη προτίμηση για το παρόν,
- Οι ΚΤΡ προεξοφλούνται με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης - επενδυτή παρέχοντας σαφή αναγνώριση του κόστους χρηματοδότησης και της αποδοτικότητας που απαιτούν οι μέτοχοι,
- Εκφράζεται σε απόλυτα χρηματικά ποσά,
- Οι ΚΠΑ διαφόρων προτάσεων επενδύσεων δύνανται να προστεθούν διευκολύνοντας τον υπολογισμό μιας αθροιστικής ΚΠΑ,
- Οι ΚΤΡ της ΚΠΑ, τροποποιούμενες, ενσωματώνουν τον κίνδυνο της επένδυσης,

- Από μία σειρά αποδεκτών επενδυτικών προτάσεων με ίδιο προεξοφλητικό επιτόκιο, καθίσταται εύκολη η αποδοχή των προτάσεων με τις υψηλότερες ΚΠΑ

Αντίστοιχα, τα μειονεκτήματα της μεθόδου ΚΠΑ είναι τα ακόλουθα:

- Υποθέτει ότι τα κεφάλαια που αποδεσμεύονται από την επένδυση έχουν την δυνατότητα επανεπένδυσης με αποδοτικότητα ίση με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου. Όμως, η πραγματική αποδοτικότητα επανεπένδυσης μπορεί να διαφέρει από το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου καταλήγοντας σε λάθος υπολογισμό ΚΠΑ,
- Θεωρείται ότι το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου παραμένει σταθερό καθ' όλη την διάρκεια ζωής της επένδυσης, γεγονός ίσως μη πραγματικό,
- Ερμηνεύεται δύσκολα κατά την σύγκριση προτάσεων επενδύσεων με αρκετά διαφορετικό κόστος αρχικής επένδυσης ([110], [112], [113]).

4.3 Μέθοδος Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης – EBA

Ο EBA αντιστοιχεί στο προεξοφλητικό επιτόκιο που εξισώνει την παρούσα αξία των ταμειακών εισροών με την παρούσα αξία των ταμειακών εκροών που αναμένεται να προκύψουν ως συνέπεια του αξιολογούμενου επενδυτικού έργου. Ή αλλιώς, ορίζεται ως το προεξοφλητικό επιτόκιο που εξισώνει την παρούσα αξία των ΚΤΡ με το αρχικό κόστος επένδυσης, αποτελώντας ουσιαστικά το επιτόκιο που μηδενίζει την ΚΠΑ του επενδυτικού σχεδίου. Η σχέση υπολογισμού του EBA είναι η παρακάτω:

$$\text{ΚΠΑ} = 0 \Rightarrow -I + \sum_{t=1}^n \frac{\text{ΚΤΡ}_t}{(1 + \text{EBA})^t} + \frac{\text{YA}_n}{(1 + \text{EBA})^n} = 0 \quad (4.4)$$

Όπου:

- **ΚΤΡ_t (€):** η Καθαρή Ταμειακή Ροή (Ταμειακή Εισροή – Ταμειακή Εκροή) στο τέλος του έτους t,
- **I (€):** το αρχικό κόστος επένδυσης,
- **EBA (%):** ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης,
- **n (έτη):** η διάρκεια ζωής της επένδυσης,
- **YA_n (€):** η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τέλος της διάρκειας ζωής της (ως θετική εισροή),
- **t:** ο χρόνος ή η περίοδος προεξόφλησης (1, 2, 3, ..., n)

Για τον υπολογισμό των ΚΤΡ_t ισχύουν οι ίδιες υποθέσεις που αναφέρθηκαν παραπάνω στην μέθοδο της ΚΠΑ (ενότητα 4.2). Η αξιολόγηση της επενδυτικής πρότασης βασίζεται στην σύγκριση της τιμής του EBA που υπολογίζεται με ένα προκαθορισμένο επιτόκιο (i), το οποίο αντιπροσωπεύει την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση της υπό εξέταση επένδυσης (ή αλλιώς την απόδοση της καλύτερης εναλλακτικής επένδυσης):

- EBA > i: η επένδυση γίνεται αποδεκτή και αξίζει να χρηματοδοτηθεί,
- EBA < i: η επένδυση απορρίπτεται,
- EBA = i: η επένδυση είναι οριακή και ο επενδυτής είναι αδιάφορος

Το επιτόκιο i με το οποίο συγκρίνεται ο EBA πρέπει να αντανακλά το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου που χρησιμοποιείται για την χρηματοδότηση της επένδυσης. Η αποδοχή μιας επένδυσης με EBA μεγαλύτερο του επιτοκίου i αναμένεται να προκαλέσει αύξηση στην αξία του μετοχικού κεφαλαίου του επενδυτή, αφού γίνεται δεκτή μια επένδυση με αποδοτικότητα υψηλότερη από εκείνη που απαιτείται για την διατήρηση της τρέχουσας τιμής των μετοχών

του. Η διαφορά δηλαδή μεταξύ του EBA και του i υποδεικνύει ένα περιθώριο κερδοφορίας της επένδυσης.

Ο υπολογισμός του EBA αφορά την λύση ενός πολυωνύμου n βαθμού:

- Η εξεύρεση της λύσης δεν είναι εύκολη, απαιτώντας συνήθως την χρήση υπολογιστή,
- Εναλλακτικά, αξιοποιείται η μέθοδος της δοκιμής και απόκλισης όπου δοκιμάζονται, διαδοχικά, διάφορα επιτόκια, μέχρις ότου να βρεθεί εκείνο που μηδενίζει την ΚΠΑ. Επιλέγεται ένας αρχικός τυχαίος συντελεστής και ακολουθείται η εξής διαδικασία:
 - Εάν η διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας των ΚΤΡ και του αρχικού κόστους επένδυσης είναι μεγαλύτερη του μηδενός, τότε ξαναδοκιμάζεται ένας μεγαλύτερος συντελεστής προεξόφλησης,
 - Εάν η διαφορά της παρούσας αξίας των ΚΤΡ και του αρχικού κόστους επένδυσης είναι μικρότερη του μηδενός, τότε ξαναδοκιμάζεται ένας μικρότερος συντελεστής προεξόφλησης,
 - Εάν η διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας των ΚΤΡ και του αρχικού κόστους επένδυσης είναι μηδενική, τότε έχει υπολογιστεί ο EBA,
 - Η χρήση ενός προεξοφλητικού επιτοκίου που δίνει μια θετική ΚΠΑ και ενός άλλου προεξοφλητικού επιτοκίου που δίνει μια αρνητική ΚΠΑ αποτελεί μια ξεκάθαρη ένδειξη ότι ο EBA είναι μεταξύ των δύο προεξοφλητικών επιτοκίων

Η χρήση της μεθόδου του EBA ενδέχεται να παρουσιάσει ορισμένες φορές το πρόβλημα ύπαρξης πολλαπλών τιμών επιτοκίου που μηδενίζουν την ΚΠΑ. Το φαινόμενο αυτό εμφανίζεται όταν το πολυώνυμο $\sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+EBA)^t} + \frac{Y_{An}}{(1+EBA)^n}$ της εξίσωσης (4.4) αλλάζει πρόσημο μεταξύ των μονώνυμων του, ενώ ειδικότερα, ο αριθμός των EBA που εμφανίζονται είναι ίσος με τις εναλλαγές πρόσημου. Πρακτικά, κανένα από τα επιτόκια που προκύπτουν, δεν θεωρείται «σωστό» από οικονομικής σκοπιάς, καθώς κανένα δεν αντιπροσωπεύει την πραγματική αξία της επένδυσης.

Τα πλεονεκτήματα της μεθόδου EBA παρατίθενται παρακάτω:

- Λαμβάνεται υπόψη η διαχρονική αξία του χρήματος,
- Παροχή συντελεστή εσωτερικής αποδοτικότητας που άμεσα μπορεί να συγκριθεί με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου

Ενώ, τα μειονεκτήματα της μεθόδου EBA είναι τα ακόλουθα:

- Η χρήση της διαδικασίας δοκιμής και λάθους γίνεται ανεξέλεγκτη σε περιπτώσεις πολλών προτάσεων επενδύσεων με μεγάλη διάρκεια ζωής,
- Η εξίσωση υπολογισμού του EBA, υπό ορισμένες συνθήκες, δίνει πολλαπλούς συντελεστές εσωτερικής απόδοσης,
- Δεν αποτυπώνεται η απόλυτη οικονομική συνεισφορά των προτάσεων επένδυσης, αλλά μόνο η σχετική συνεισφορά τους (ποσοστό),
- Υποθέτει διαφορετικά επιτόκια επανεπένδυσης των μελλοντικών καθαρών ταμειακών εισροών (δηλαδή διαφορετικούς EBA) που αναμένεται να προκύψουν από διαφορετικά επενδυτικά προγράμματα, παρόλο που ο επενδυτής-επιχείρηση είναι μία και οι προοπτικές επανεπένδυσης των καθαρών ταμειακών εισροών που εισέρχονται στο ίδιο ταμείο, παραμένουν κοινές για όλα τα προγράμματα ([110], [112], [113]).

4.4 Σύγκριση των μεθόδων ΚΠΑ & ΕΒΑ

Οι μέθοδοι των ΚΠΑ & ΕΒΑ συμβάλλουν συνήθως στη λήψη παρόμοιων αποφάσεων σχετικά με την αποδοχή ή απόρριψη διάφορων μεμονωμένων επενδύσεων. Κατά την αξιολόγηση συμβατικών επενδύσεων, δηλαδή επενδύσεων όπου το αρχικό κεφάλαιο ακολουθείται από θετικές, μη αρνητικές ΚΤΡ, τα κριτήρια της ΚΠΑ και του ΕΒΑ οδηγούν στο ίδιο συμπέρασμα. Αντίθετα, σε μη συμβατικές επενδύσεις, δηλαδή σε επενδύσεις όπου το αρχικό κεφάλαιο ακολουθείται από θετικές και αρνητικές ΚΤΡ, προτείνεται η χρήση της μεθόδου της ΚΠΑ.

Σημαντικές διαφορές μεταξύ των δύο μεθόδων γίνονται διακριτές όταν εξετάζονται δύο αμοιβαία αποκλειόμενες προτάσεις για επένδυση. Η μέθοδος της ΚΠΑ και η μέθοδος του ΕΒΑ μπορεί να οδηγήσουν σε διαφορετικές αποφάσεις στις εξής περιπτώσεις:

- α) Διαφορά στο μέγεθος των εξεταζόμενων επενδυτικών σχεδίων:

Εάν μία απλή αξιολόγηση ενός μεγάλου με ένα μικρό επενδυτικό σχέδιο δεν είναι αρκετή, αλλά ενδιαφερόμαστε επιπλέον για τις χρηματοοικονομικές συνέπειες από τη μη αποδοχή μιας εκ των δύο επενδύσεων, η αξιοποίηση της ΚΠΑ είναι αναγκαία. Το κριτήριο του ΕΒΑ δεν είναι κατάλληλο για την επιλογή επενδύσεων, καθώς αγνοείται η διάσταση του μεγέθους κεφαλαίου που απαιτείται, ενώ το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου δεν ενσωματώνεται άμεσα στην διαδικασία υπολογισμού του ΕΒΑ,

- β) Διαφορά στην διάρκεια ζωής των εξεταζόμενων επενδυτικών σχεδίων:

Συγκρίνοντας ένα μακροχρόνιο επενδυτικό σχέδιο με ένα βραχυχρόνιο, προτιμάται η χρήση του κριτηρίου της ΚΠΑ.

- γ) Διαφορά στην διαχρονική διάρθρωση των ταμειακών ροών των επενδυτικών σχεδίων:

Σε περίπτωση σύγκρισης ενός επενδυτικού σχεδίου του οποίου οι ταμειακές ροές αυξάνονται με την πάροδο του χρόνου με ένα σχέδιο του οποίου οι ταμειακές ροές μειώνονται με την πάροδο του χρόνου, το επιτόκιο με το οποίο επανεπενδύονται οι ταμειακές ροές των επιμέρους επενδυτικών σχεδίων διαδραματίζει σημαντικό ρόλο. Επιπρόσθετα, στην περίπτωση αξιολόγησης αποκλειόμενων επενδύσεων με το ίδιο αρχικό κεφάλαιο, αλλά διαφορετική χρονική διάρθρωση των ΚΤΡ τους, είναι επιθυμητή ξανά η χρήση της ΚΠΑ

Συνοψίζοντας, σε περίπτωση που αξιολογείται ένας αριθμός επενδυτικών προτάσεων, δεν προκρίνεται πάντα το έργο με την υψηλότερη ΚΠΑ ή τον υψηλότερο ΕΒΑ, καθώς οι δυο μέθοδοι μπορεί να οδηγούν σε αντιφατικά αποτελέσματα:

- Ενδεικτικά, δύναται να προτιμηθεί ένα έργο με χαμηλότερο ΕΒΑ, εάν η ΚΠΑ είναι σημαντικά υψηλότερη,
- Η αντίθεση ανάμεσα στα δύο κριτήρια προέρχεται από τις διαφορετικές υποθέσεις ως προς το επιτόκιο που λαμβάνεται για την επανεπένδυση των εισροών των επενδύσεων. Με τη μέθοδο της ΚΠΑ υποτίθεται ότι οι ταμειακές εισροές από μια επένδυση επανεπενδύονται με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, ενώ η μέθοδος του ΕΒΑ προϋποθέτει την αξιοποίηση του ΕΒΑ για την επανεπένδυση τους,
- Για την επιλογή της κατάλληλης μεθόδου, πρέπει να προσδιοριστεί το επιτόκιο που αναμένεται να χρησιμοποιηθεί στην επένδυση των ταμειακών ροών που θα προκύψουν από την επιλογή ενός επενδυτικού σχεδίου, π.χ. εάν προκύψουν κάποιες ταμειακές εισροές στο τέλος του 1ου έτους της επένδυσης αυτές θα επενδυθούν για την υπόλοιπη διάρκεια ζωής της επένδυσης με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου ή με τον ΕΒΑ,

- Καταλήγοντας, εάν οι δύο μέθοδοι οδηγούν σε διαφορετικά συμπεράσματα, η μέθοδος της ΚΠΑ προκρίνεται ([109], [110], [112], [113])

4.5 Δείκτης Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας - LCOE

Ειδικά για την περίπτωση αξιολόγησης προτάσεων ενεργειακών επενδύσεων, αξιοποιείται ευρύτερα η χρήση του Δείκτη Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelised Cost of Energy – LCOE) για τον προσδιορισμό της εκτιμώμενης κερδοφορίας της εν λόγω επένδυσης. Συνοπτικά, αναφέρονται τα παρακάτω σημεία για το συντελεστή LCOE:

- Υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ΗΕ κατά την διάρκεια ζωής μιας μονάδας, ενσωματώνοντας τα επί μέρους κόστη εκφρασμένα σε τιμές παρούσας αξίας,
- Εκτιμά το συνολικό κόστος ή οικονομικά οφέλη διάφορων τεχνολογιών παραγωγής ΗΕ, διαφορετικής κλίμακας και διαφορετικών ποσών επένδυσης,
- Αποτελεί δείκτη αξιολόγησης της οικονομικής εφικτότητας ανάπτυξης τεχνολογίας παραγωγής ΗΕ και ένδειξη ανταγωνιστικότητας έναντι άλλων τεχνολογιών,
- Προσφέρει μια αρχική εκτίμηση της βιωσιμότητας ενός ενεργειακού έργου, ωστόσο η προσήλωση σε τεχνολογίες «ελαχίστου κόστους» πολλές φορές δεν δίνει την απαραίτητη βάση για επιχειρηματικές αποφάσεις. Η απομονωμένη μελέτη του LCOE καθίσταται ιδιαίτερα χρήσιμη σε ένα μονοπωλιακό περιβάλλον, αλλά η αδυναμία σε απελευθερωμένες αγορές είναι εμφανής

Κατά τη διερεύνηση ενός σχήματος PPA, το LCOE αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για τον προσδιορισμό της τιμής PPA και κατ' επέκταση της διάρκειας αποπληρωμής της επένδυσης του παραγωγού και την κερδοφορία του έργου. Οικονομική εφικτότητα ανάπτυξης ενός έργου ΑΠΕ είναι υπαρκτή όταν η τιμή PPA είναι μεγαλύτερη του LCOE, ενώ πιο συγκεκριμένα, σε περίπτωση «εταιρικών» PPAs, το LCOE προσδιορίζει μία «δίκαιη» τιμή PPA συγκριτικά με ένα τυπικό συμβόλαιο προμήθειας της λιανικής αγοράς ΗΕ ([4], [114]).

Ο υπολογισμός του LCOE προκύπτει από το πηλίκο του συνολικού κόστους ως προς την συνολική αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ κατά την συνολική διάρκεια ζωής της επένδυσης, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας [115]:

$$\text{LCOE (€/MWh)} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.5)$$

Όπου:

- I_t (€): το κόστος επένδυσης κατά το έτος t ,
- M_t (€): το κόστος λειτουργίας και συντήρησης κατά το έτος t ,
- F_t (€): το κόστος καυσίμου κατά το έτος t ,
- E_t (MWh): η παραγωγή ΗΕ κατά το έτος t ,
- n (έτη): η διάρκεια ζωής της επένδυσης,
- r (%): το επιτόκιο αναγωγής, το οποίο είναι εξαρτώμενο από το κόστος κεφαλαίου και τον αναλαμβανόμενο κίνδυνο,
- t : ο χρόνος ή η περίοδος προεξόφλησης (1, 2, 3, ..., n)

Μια πιο αναλυτική παρουσίαση του υπολογισμού του LCOE έχει ως εξής [116]:

$$\text{LCOE (€/MWh)} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + \text{OM}_t + F_t - \text{PTC}_t - D_t - T_t + R_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.6)$$

Όπου:

- I_t (€): το κόστος επένδυσης κατά το έτος t ,
- OM_t (€): το κόστος λειτουργίας και συντήρησης κατά το έτος t ,
- F_t (€): το κόστος καυσίμου κατά το έτος t ,
- PTC_t (€): η πίστωση φόρου παραγωγής κατά το έτος t ,
- D_t (€): η απόσβεση κατά το έτος t ,
- T_t (€): ο φόρος κατά το έτος t ,
- R_t (€): τα δικαιώματα εκμετάλλευσης κατά το έτος t ,
- E_t (MWh): η παραγωγή ΗΕ κατά το έτος t ,
- n (έτη): η διάρκεια ζωής της επένδυσης,
- r (%): το επιτόκιο αναγωγής, το οποίο είναι εξαρτώμενο από το κόστος κεφαλαίου και τον αναλαμβανόμενο κίνδυνο,
- t : ο χρόνος ή η περίοδος προεξόφλησης (1, 2, 3, ..., n)

Στην περίπτωση των τεχνολογιών ΑΠΕ, οι διάφορες εκπτώσεις (πιστώσεις) φορολογίας μειώνουν τον δείκτη του LCOE, επιτρέποντας τους να ανταγωνιστούν τις υπόλοιπες τεχνολογίες παραγωγής (φυσικό αέριο, πετρέλαιο, άνθρακας) στην αγορά ΗΕ. Ένα μειωμένο LCOE θα μπορούσε να συμβάλει σε μια χαμηλότερη συμφωνηθείσα τιμή PPA, ωστόσο σημειώνεται ότι στην πλειονότητα των περιπτώσεων, τέτοιου είδους πιστώσεις (εάν υπάρχουν) είναι παροδικές και προτείνεται να μην λαμβάνονται υπόψη στην μελέτη μακροπρόθεσμων συμφωνιών PPAs.

Οι τύποι των εξισώσεων (4.5) και (4.6) λαμβάνουν υπόψη όλα τα αναμενόμενα κεφαλαιουχικά έξοδα και τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης που εμφανίζει ένα έργο ΑΠΕ, αλλά δεν περιλαμβάνουν την επίδραση άλλων στοιχείων, συνθηκών και ρίσκων που περικλείουν μια PPA, όπως για παράδειγμα την υποχρέωση του παραγωγού ΑΠΕ να παραδίδει συγκεκριμένη ποσότητα ΗΕ εντός συγκεκριμένης χρονικής περιόδου κ.ά.. Η ακριβής αξιολόγηση του δείκτη LCOE η οποία συμπεριλαμβάνει τους επιπρόσθετους παράγοντες που προκύπτουν από την PPA, θα μπορούσε να αποτρέψει μια αποτυχημένη χρηματοδότηση ενός έργου και να ωφελήσει το σύνολο των εμπλεκόμενων μερών. Στην υλοποίηση της τεχνοοικονομικής μελέτης που πραγματοποιείται εντός των πλαισίων της παρούσας εργασίας γίνεται μια προσπάθεια αναγνώρισης των ρίσκων της PPA, όπως γίνεται διακριτό από τη συμπερίληψη σχετικών χρηματοροών στον υπολογισμό των KTP (ενότητα 4.7).

4.6 Ανάλυση Ευαισθησίας

Κάθε φορά που απαιτείται η λήψη μιας επιχειρηματικής απόφασης ως προς την υλοποίηση μιας επένδυσης, αναγκαία κρίνεται η εξερεύνηση της μεταβολής της αποδοτικότητας του σχεδίου επένδυσης εάν μεταβληθούν ορισμένες από τις παραμέτρους καθορισμού της. Για παράδειγμα, όταν μελετάται η ανάπτυξη ενός έργου ΑΠΕ, η εφαρμογή της ανάλυσης ευαισθησίας οφείλεται να λαμβάνει χώρα από το πρώτο κιάλας στάδιο, δηλαδή το στάδιο

προγραμματισμού όταν λαμβάνονται αποφάσεις σχετικά με την τεχνολογία, την ενέργεια, τα εργατικά, τις απαιτούμενες εισροές και υλικά, κ.λπ..

Εντοπίζοντας τους κρίσιμους παράγοντες που επηρεάζουν το αποτέλεσμα, μειώνεται η αβεβαιότητα, αισιόδοξες και απαισιόδοξες εναλλακτικές αναγνωρίζονται, και ο βέλτιστος συνδυασμός εισροών επιλέγεται. Για τον εντοπισμό των κρίσιμων μεταβλητών, απαιτείται η πρωταρχική ανάλυση της δομής των ταμειακών ροών. Οι μεταβλητές με το υψηλότερο μερίδιο εισροών/εκροών είναι οι κρίσιμες με την ανάλυση ευαισθησίας να πραγματοποιείται επί αυτών μέσω της ανάθεσης διαφορετικών τιμών κατά την εφαρμογή των διάφορων μεθόδων αξιολόγησης επενδύσεων. Συνοψίζοντας, η τεχνική της ανάλυσης ευαισθησίας συνίσταται σε μια διαδικασία ανάλυσης αισιόδοξων, κανονικών και απαισιόδοξων σεναρίων ([117], [118]).

4.7 Προσδιορισμός Ετήσιων Καθαρών Ταμειακών Ροών & Αριθμητή και Παρανομαστή LCOE

Η ενότητα 4.7 περιλαμβάνει τον τρόπο καθορισμού των ετήσιων καθαρών ταμειακών ροών (KTP) που αξιοποιούνται για τους υπολογισμούς των δεικτών ΠΕΚ, ΚΠΑ και ΕΒΑ, όπως επίσης πραγματοποιείται ο προσδιορισμός του αριθμητή και του παρανομαστή για την εκτίμηση του LCOE. Βάσει αυτών προκύπτουν τα αποτελέσματα της τεchnοοικονομικής αξιολόγησης που αποτυπώνονται στο επόμενο κεφάλαιο.

4.7.1 Περίπτωση Pay-As-Produced (PaP)

$KTP_t = EBITDA_t - Income_Tax_{t-1}$	(4.7)
$Αριθμητής\ LCOE: I_t + Total_Cost_t - GOs_Revenues_t * (1 + GOs_VAT) + Income_Tax_{t-1}$	(4.8)
$Παρανομαστής\ LCOE: MQ_t$	(4.9)
Όπου: $EBITDA_t = (Gross_Profit_Energy_Revenues_t) * (1 + Energy_VAT) + GOs_Revenues_t * (1 + GOs_VAT) - Total_Cost_t$	(4.10)
$Gross_Profit_Energy_Revenues_t = \begin{cases} PPA_Expected_Revenues_t + Extra_Expected_Revenues_t, & \text{εάν } t \leq n_{PPA} \\ DAM_Market_Revenues_t, & \text{εάν } t > n_{PPA} \end{cases}$	(4.11)
$DAM_Market_Revenues_t = \sum_{MTU,D \in t} MQ_{MTU,D} * P_{wholesale,MTU,D}$	(4.12)
$MQ_t(MWh) = \sum_{MTU,D \in t} MQ_{MTU,D}$	(4.13)
$Excess_Energy_t(MWh) = \sum_{MTU,D \in t} Excess_Energy_{MTU,D}$	(4.14)
$GOs_Revenues_t = P_{GOs} * MQ_t$	(4.15)
$RES_Special_Fee_t = URSF * MQ_t$	(4.16)
$Imbalance_Cost_t = \begin{cases} IC * Excess_Energy_t, & \text{εάν } t \leq n_{PPA} \\ IC * MQ_t, & \text{εάν } t > n_{PPA} \end{cases}$	(4.17)
$O\&M_t = O\&M_Unit_Cost * Installed_Capacity * (1 + inflation)^{(t-1)}$	(4.18)

$UOCC_t = UOCC_Unit_Cost * MQ_t$	(4.19)
$Total_Cost_t = RES_Special_Fee_t + Imbalance_Cost_t * (1 + IC_VAT) + O\&M_t * (1 + O\&M_VAT) + UOCC_t * (1 + UOCC_VAT)$	(4.20)
Περίπτωση KTP: $Income_Tax_t = IT * (EBITDA_t - D_t - Debt_Interest_t)$	(4.21)
Περίπτωση LCOE: $Income_Tax_t = IT * [GOs_Revenues_t * (1 + GOs_VAT) - Total_Cost_t - D_t - Debt_Interest_t]$	(4.22)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ KTP_t(€): Η ετήσια Καθαρή Ταμειακή Ροή του παραγωγού ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ $Gross_Profit_Energy_Revenues_t$(€): Τα μικτά κέρδη του παραγωγού ΑΠΕ από την πώληση ΗΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ $PPA_Expected_Revenues_t$(€): Τα αναμενόμενα έσοδα που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός PPA για το μέρος της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ που συναλλάσσεται με τον αγοραστή για το δεδομένο έτος t (υπο-ενότητα 3.4.1), ▪ $Extra_Expected_Revenues_t$(€): Τα εκτιμώμενα επιπλέον έσοδα που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ από τη συμμετοχή του στη spot αγορά για το μέρος της αναμενόμενης παραγόμενης ΗΕ που δεν χρησιμοποιείται για τις δεσμεύσεις της PPA προς τον αγοραστή για το δεδομένο έτος t (υπο-ενότητα 3.4.1), ▪ n_{PPA} (έτη): Η διάρκεια της συμφωνίας PPA (ενότητα 3.9), ▪ $DAM_Market_Revenues_t$(€): Τα προσδοκώμενα έσοδα που έχει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός του έτους t από τη συμμετοχή του στη spot αγορά⁴⁸ για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ κατά το διάστημα μη ενεργούς συμφωνίας PPA, ▪ $MQ_{MTU,D}$(MWh): Η αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (ενότητα 3.1), ▪ $Excess_Energy_{MTU,D}$(MWh): Η περίσσεια παραγόμενη ΗΕ, δηλαδή η διαφορά μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και του δεσμευμένου μέρους της PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.3.1), ▪ $P_{wholesale,MTU,D}$(€/MWh): Η προβλεπόμενη spot τιμή ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.2), ▪ MTU, D: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D, ▪ $GOs_Revenues_t$(€): Τα έσοδα του παραγωγού ΑΠΕ από την πώληση εγγυήσεων προέλευσης για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ P_{GOs}(€/MWh): Η μοναδιαία τιμή πώλησης εγγυήσεων προέλευσης (ενότητα 3.5), ▪ MQ_t(MWh): Η αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ $RES_Special_Fee_t$(€): Το συνολικό ετήσιο κόστος που αφορά το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ $URSF$(€/MWh): Η μοναδιαία χρέωση Ειδικού Τέλους ΑΠΕ (ενότητα 3.6), ▪ $Imbalance_Cost_t$(€): Το αναμενόμενο κόστος αποκλίσεων που επωμίζεται ο παραγωγός ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ IC(€/MWh): Το μοναδιαίο κόστος αποκλίσεων που επωμίζεται ο παραγωγός (ενότητα 3.7), ▪ $Excess_Energy_t$(MWh): Η περίσσεια παραγόμενη ΗΕ, δηλαδή η διαφορά μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA, αθροιστικά για το δεδομένο έτος t, ▪ $O\&M_t$(€): Τα συνολικά λειτουργικά έξοδα (O&M) του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ $O\&M_Unit_Cost$(€/kW): Το μοναδιαίο λειτουργικό κόστος (O&M) του έργου ΑΠΕ (ενότητα 3.8), 	

⁴⁸ Θεωρώντας την Αγορά Επόμενης Ημέρας ως αγορά αναφοράς

- **Installed_Capacity(kW)**: Η ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς του έργου ΑΠΕ,
- **inflation (%)**: Η ετήσια εκτιμώμενη αύξηση τιμών (πληθωρισμός) επί του λειτουργικού κόστους (O&M) (ενότητα 3.9),
- **UOCC_t(€)**: Το συνολικό ετήσιο κόστος που αφορά τη χρέωση Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ για το δεδομένο έτος t ,
- **UOCC_Unit_Cost(€/MWh)**: Η μοναδιαία χρέωση Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ενότητα 3.9),
- **Total_Cost_t**: Το συνολικό κόστος κατά το έτος t ,
- **I_t**: το κόστος επένδυσης (συμπεριλαμβανομένου ΦΠΑ, υπο-ενότητα 3.9) κατά το έτος t (ενότητα 3.8),
- **EBITDA_t(€)**: Τα κέρδη του παραγωγού ΑΠΕ προ τόκων, φόρων και αποσβέσεων κατά την διάρκεια του δεδομένου έτους t ,
- **Energy_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του εσόδου/κόστους ενέργειας (ενότητα 3.9),
- **GOs_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του εσόδου πώλησης εγγυήσεων προέλευσης (ενότητα 3.9),
- **IC_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του κόστους αποκλίσεων (ενότητα 3.9),
- **O&M_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του λειτουργικού κόστους (O&M) (ενότητα 3.9),
- **UOCC_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί της χρέωσης Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ενότητα 3.9),
- **Income_Tax_t(€)**: Η φορολογία για το δεδομένο έτος t ,
- **IT(%)**: Συντελεστής φόρου εισοδήματος (ενότητα 3.9),
- **D_t(€)**: Η απόσβεση για το δεδομένο έτος t (ενότητα 3.9),
- **Debt_Interest_t(€)**: Ο τόκος του δανείου για το δεδομένο έτος t (ενότητα 3.9),
- **t**: η δεδομένη ετήσια χρονική περίοδος

4.7.2 Περιπτώσεις Baseload & Pay-As-Produced (PaP) με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ

$KTP_t = EBITDA_t - Income_Tax_{t-1}$	(4.23)
Αριθμητής LCOE: $I_t + Total_Cost_t \mp Extra_Expected_Revenues_Costs_t$ $\quad * (1 + Energy_VAT) - GOs_Revenues_t * (1 + GOs_VAT)$ $\quad + Income_Tax_{t-1}$	(4.24)
Παρανομαστής LCOE: $\begin{cases} BL_t \text{ ή } CV'_t \text{ αντίστοιχα, } \text{εάν } t \leq n_{PPA} \\ MQ_t, \text{ εάν } t > n_{PPA} \end{cases}$	(4.25)
Όπου: $EBITDA_t = (Gross_Profit_Energy_Revenues_t) * (1 + Energy_VAT)$ $\quad + GOs_Revenues_t * (1 + GOs_VAT) - Total_Cost_t$	(4.26)
$Gross_Profit_Energy_Revenues_t$ $= \begin{cases} PPA_Expected_Revenues_t \pm Extra_Expected_Revenues_Costs_t, \text{ εάν } t \leq n_{PPA} \\ DAM_Market_Revenues_t, \text{ εάν } t > n_{PPA} \end{cases}$	(4.27)
$DAM_Market_Revenues_t = \sum_{MTU,D \in t} MQ_{MTU,D} * P_{wholesale,MTU,D}$	(4.28)
$MQ_t(MWh) = \sum_{MTU,D \in t} MQ_{MTU,D}$	(4.29)
$BL_t(MWh) = \sum_{MTU,D \in t} BL_{MTU,D}$	(4.30)

$CV'_t(\text{MWh}) = \sum_{\text{MTU,D} \in t} CV'_{\text{MTU,D}}$	(4.31)
$\text{Residual_Energy}_t(\text{MWh}) = \sum_{\text{MTU,D} \in t} \text{Residual_Energy}_{\text{MTU,D}} $	(4.32)
$\text{GOs_Revenues}_t = P_{\text{GOs}} * \text{MQ}_t$	(4.33)
$\text{RES_Special_Fee}_t = \text{URSF} * \text{MQ}_t$	(4.34)
$\text{Imbalance_Cost}_t = \begin{cases} \text{IC} * \text{Residual_Energy}_t, & \text{εάν } t \leq n_{\text{PPA}} \\ \text{IC} * \text{MQ}_t, & \text{εάν } t > n_{\text{PPA}} \end{cases}$	(4.35)
$\text{O\&M}_t = \text{O\&M_Unit_Cost} * \text{Installed_Capacity} * (1 + \text{inflation})^{(t - 1)}$	(4.36)
$\text{UOCC}_t = \text{UOCC_Unit_Cost} * \text{MQ}_t$	(4.37)
$\text{Total_Cost}_t = \text{RES_Special_Fee}_t + \text{Imbalance_Cost}_t * (1 + \text{IC_VAT}) + \text{O\&M}_t * (1 + \text{O\&M_VAT}) + \text{UOCC}_t * (1 + \text{UOCC_VAT})$	(4.38)
Περίπτωση KTP: $\text{Income_Tax}_t = \text{IT} * (\text{EBITDA}_t - \text{D}_t - \text{Debt_Interest}_t)$	(4.39)
Περίπτωση LCOE: $\text{Income_Tax}_t = \text{IT} * [\text{GOs_Revenues}_t * (1 + \text{GOs_VAT}) - \text{Total_Cost}_t \pm \text{Extra_Expected_Revenues_Costs}_t - \text{D}_t - \text{Debt_Interest}_t]$	(4.40)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ $KTP_t(\text{€})$: Η ετήσια Καθαρή Ταμειακή Ροή του παραγωγού ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ $Gross_Profit_Energy_Revenues_t(\text{€})$: Τα μικτά κέρδη του παραγωγού ΑΠΕ από την πώληση ΗΕ για το δεδομένο έτος t, ▪ $PPA_Expected_Revenues_t(\text{€})$: Τα αναμενόμενα έσοδα που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός PPA για το μέρος της συμφωνηθείσας PPA ποσότητας ΗΕ που συναλλάσσεται με τον αγοραστή για το δεδομένο έτος t (υπο-ενότητα 3.4.2 και 3.4.3), ▪ $Extra_Expected_Revenues_Costs_t(\text{€})$: Τα εκτιμώμενα επιπρόσθετα έσοδα και κόστη που έχει ο παραγωγός ΑΠΕ στα πλαίσια συμμετοχής του στη spot αγορά για το μέρος της αναμενόμενης παραγόμενης ΗΕ που δεν αντιστοιχίζεται στις δεσμεύσεις της PPA για το δεδομένο έτος t (υπο-ενότητα 3.4.2 και 3.4.3), ▪ n_{PPA} (έτη): Η διάρκεια της συμφωνίας PPA (ενότητα 3.9), ▪ $DAM_Market_Revenues_t(\text{€})$: Τα προσδοκώμενα έσοδα που έχει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός του έτους t από τη συμμετοχή του στη spot αγορά⁴⁹ για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ κατά το διάστημα μη ενεργούς συμφωνίας PPA, ▪ $\text{MQ}_{\text{MTU,D}}(\text{MWh})$: Η αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (ενότητα 3.1), ▪ $\text{BL}_{\text{MTU,D}}(\text{MWh})$: Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D - Περίπτωση «Baseload» (υπο-ενότητα 3.3.2), ▪ $\text{CV}'_{\text{MTU,D}}(\text{MWh})$: Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή εντός του δεδομένου χρονικού διαστήματος MTU,D - Περίπτωση «PaP με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ» (υπο-ενότητα 3.3.3), ▪ $\text{Residual_Energy}_{\text{MTU,D}}(\text{MWh})$: Η αναντιστοιχία μεταξύ της αναμενόμενης παραγωγής του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D, (υπο-ενότητα 3.3.2 και 3.3.3), ▪ $P_{\text{wholesale,MTU,D}}(\text{€/MWh})$: Η προβλεπόμενη spot τιμή ΗΕ για το δεδομένο χρονικό διάστημα MTU,D (υπο-ενότητα 3.2.2), 	

⁴⁹ Θεωρώντας την Αγορά Επόμενης Ημέρας ως αγορά αναφοράς

- **MTU, D**: Η δεδομένη ωριαία αγοραία χρονική μονάδα MTU μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας D,
- **GOs_Revenues_t(€)**: Τα έσοδα του παραγωγού ΑΠΕ από την πώληση εγγυήσεων προέλευσης για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ για το δεδομένο έτος t,
- **P_{GOs}(€/MWh)**: Η μοναδιαία τιμή πώλησης εγγυήσεων προέλευσης (ενότητα 3.5),
- **MQ_t(MWh)**: Η αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t,
- **BL_t(MWh)**: Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή για το δεδομένο έτος t - Περίπτωση «Baseload»,
- **CV'_t(MWh)**: Η συμφωνηθείσα PPA ποσότητα ΗΕ μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή για το δεδομένο έτος t - Περίπτωση «PaP με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ»,
- **RES_Special_Fee_t(€)**: Το συνολικό ετήσιο κόστος που αφορά το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ για το δεδομένο έτος t,
- **URSF(€/MWh)**: Η μοναδιαία χρέωση Ειδικού Τέλους ΑΠΕ (ενότητα 3.6),
- **Imbalance_Cost_t(€)**: Το αναμενόμενο κόστος αποκλίσεων που επωμίζεται ο παραγωγός ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t,
- **IC(€/MWh)**: Το μοναδιαίο κόστος αποκλίσεων που επωμίζεται ο παραγωγός (ενότητα 3.7),
- **Residual_Energy_t(MWh)**: Οι απόλυτες ωριαίες αναντιστοιχίες του προφίλ παραγωγής του έργου ΑΠΕ και της δέσμευσης PPA, αθροιστικά για το σύνολο του δεδομένου έτους t,
- **O&M_t(€)**: Τα συνολικά λειτουργικά έξοδα (O&M) του έργου ΑΠΕ για το δεδομένο έτος t,
- **O&M_Unit_Cost(€/kW)**: Το μοναδιαίο λειτουργικό κόστος (O&M) του έργου ΑΠΕ (ενότητα 3.8),
- **Installed_Capacity(kW)**: Η ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς του έργου ΑΠΕ,
- **inflation (%)**: Η ετήσια εκτιμώμενη αύξηση τιμών (πληθωρισμός) επί του λειτουργικού κόστους (O&M) (ενότητα 3.9),
- **UOCC_t(€)**: Το συνολικό ετήσιο κόστος που αφορά τη χρέωση Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για το σύνολο της παραγόμενης ΗΕ για το δεδομένο έτος t,
- **UOCC_Unit_Cost(€/MWh)**: Η μοναδιαία χρέωση Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ενότητα 3.9),
- **EBITDA_t(€)**: Τα κέρδη του παραγωγού ΑΠΕ προ τόκων, φόρων και αποσβέσεων κατά την διάρκεια του δεδομένου έτους t,
- **Energy_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του εσόδου/κόστους ενέργειας (ενότητα 3.9),
- **GOs_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του εσόδου πώλησης εγγυήσεων προέλευσης (ενότητα 3.9),
- **IC_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του κόστους αποκλίσεων (ενότητα 3.9),
- **O&M_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί του λειτουργικού κόστους (O&M) (ενότητα 3.9),
- **UOCC_VAT(%)**: Συντελεστής ΦΠΑ επί της χρέωσης Παραγωγού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ενότητα 3.9),
- **Income_Tax_t(€)**: Η φορολογία για το δεδομένο έτος t,
- **IT(%)**: Συντελεστής φόρου εισοδήματος (ενότητα 3.9),
- **D_t(€)**: Η απόσβεση για το δεδομένο έτος t (ενότητα 3.9),
- **Debt_Interest_t(€)**: Ο τόκος του δανείου για το δεδομένο έτος t (ενότητα 3.9),
- **t**: η δεδομένη ετήσια χρονική περίοδος

5 Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής Αξιολόγησης

Το κεφάλαιο 5 περιλαμβάνει το σύνολο των σεναρίων και των αποτελεσμάτων της τεχνοοικονομικής ανάλυσης που πραγματοποιείται ώστε να διερευνηθεί η πλευρά του παραγωγού στα πλαίσια υλοποίησης επένδυσης ανάπτυξης έργου ΑΠΕ και την ύπαρξη διμερούς συμφωνίας της μορφής «sleeved PPA». Τα σεναρία που αναλύονται έχουν δομηθεί συνδυάζοντας διαφορετικές μεθόδους τιμολόγησης PPA με διαφορετικά σχήματα παράδοσης της δεσμευμένης ποσότητας ΗΕ, ενώ οι τιμές των παραμέτρων που χρησιμοποιούνται για τους υπολογισμούς έχουν όπως ορίζονται στο κεφάλαιο 3. Επομένως, στις ενότητες 5.1 και 5.2 παρουσιάζονται οι οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης που προσδιορίζονται στο κεφάλαιο 4 για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών και των αιολικών συστημάτων αντίστοιχα. Στη συνέχεια, στην ενότητα 5.3, πραγματοποιείται ενδεικτική ανάλυση ευαισθησίας για τη μελέτη της επίδρασης μεταβολής κάποιων βασικών μεταβλητών στα οικονομικά αποτελέσματα. Κύριο στοιχείο που αναδεικνύεται εντός της ανάλυσης που ακολουθεί είναι η τιμή της συμφωνίας PPA που καθιστά βιώσιμη την επένδυση για τον παραγωγό ΑΠΕ.

5.1 Περίπτωση Φωτοβολταϊκού Συστήματος

5.1.1 Σενάρια Σταθερής Ονομαστικής Τιμής PPA

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται οι εκτιμώμενοι οικονομικοί δείκτες για τα εξής 4 συνδυαστικά σεναρία:

- α) Σενάριο 1: Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced,
- β) Σενάριο 2: Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload,
- γ) Σενάριο 3: Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload,
- δ) Σενάριο 4: Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ

Ακολουθούν κάποια από τα βασικά συμπεράσματα που εξάγονται από την ανάλυση των αποτελεσμάτων:

- Επενδύσεις Φ/Β που περιλαμβάνουν συμφωνίες PPA της μορφής PaP καθίσταται αποδεκτές για μικρότερες προκαθορισμένες τιμές PPA με τα σχήματα PaP με παράλληλη υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ να ακολουθούν, ενώ οι συμφωνίες τύπου Baseload απαιτούν υψηλότερες τιμές για την εξασφάλιση της οικονομικής βιωσιμότητας,
- Το παραπάνω σημείο υποστηρίζεται επιπρόσθετα από τον υπολογισμό του LCOE για όλη την διάρκεια ζωής του έργου, το οποίο για την περίπτωση του σχήματος PaP εκτιμάται εντός του διαστήματος 34 - 35 €/MWh, για το σχήμα PaP με παράλληλη υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ μεταξύ 35 - 37 €/MWh, ενώ στα Baseload σχήματα κυμαίνεται μεταξύ 35 - 41 €/MWh,

- Ανεξαρτήτου εφαρμοσμένου σχήματος που αφορά την συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ, η επένδυση καθίσταται αποδεκτή για μικρότερες τιμές PPA καθώς μειώνεται η ποσότητα (ή το ποσοστό) δεσμευμένης ποσότητας ΗΕ,
- Το μέγιστο όφελος που θα μπορούσε να επιτευχθεί για έναν παραγωγό ΑΠΕ φαίνεται να φτάνει σε υψηλότερα επίπεδα σε Baseload συμφωνίες, αρκεί βέβαια να γίνει αποδεκτή μια υψηλότερη τιμή PPA από όλες τις μεριές (πωλητής και αγοραστής),
- Μεγαλύτερες δεσμευμένες PPA ποσότητες ΗΕ διαμορφώνουν υψηλότερα επίπεδα LCOE όσον αφορά σχήματα Baseload, καθώς υπάρχουν επιπρόσθετες υποχρεώσεις του παραγωγού προς τον αγοραστή. Αντίθετα, στα υπόλοιπα σχήματα όπου δεν εμφανίζονται οι ίδιες δεσμεύσεις, ισχύει το αντίστροφο αποτέλεσμα,
- Παρόλο που τα σενάρια της περίπτωσης μηνιαίου baseload είναι ενδεικτικά και υπολογίστηκαν κατά προσέγγιση, θα μπορούσε να εξαχθεί ένα γενικό συμπέρασμα σύμφωνα με το οποίο ένας παραγωγός που έχει κάνει σωστές εκτιμήσεις του μελλοντικού προφίλ παραγωγής του θα μπορούσε μέσω μικρότερων δεσμεύσεων που περιέχει η PPA μηνιαίου baseload να επιτύχει παρόμοιο οικονομικό αποτέλεσμα με PPA ετήσιου baseload

Πίνακας 27: Σενάριο 1 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Φ/Β)

ΚΠΑ (€)							
Contracted_Rate _{MTU,D} (%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	-610.964,029	611,173	612.186,375	1.223.761,577	1.835.336,779	2.446.911,981	3.058.487,183
80%	-129.122,753	360.137,409	849.397,570	1.338.657,732	1.827.917,894	2.317.178,055	2.806.438,217
60%	352.718,523	719.663,645	1.086.608,766	1.453.553,887	1.820.499,008	2.187.444,130	2.554.389,251
40%	834.559,800	1.079.189,881	1.323.819,961	1.568.450,042	1.813.080,123	2.057.710,204	2.302.340,285
20%	1.316.401,076	1.438.716,116	1.561.031,157	1.683.346,197	1.805.661,238	1.927.976,278	2.050.291,319
ΕΒΑ (%)							
Contracted_Rate _{MTU,D} (%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	3,382%	4,101%	4,852%	5,634%	6,448%	7,293%	8,168%
80%	3,946%	4,538%	5,151%	5,785%	6,438%	7,112%	7,804%
60%	4,529%	4,987%	5,456%	5,936%	6,428%	6,931%	7,445%
40%	5,132%	5,446%	5,765%	6,089%	6,418%	6,752%	7,091%
20%	5,756%	5,917%	6,079%	6,243%	6,408%	6,574%	6,742%
ΠΕΚ (έτη)							
Contracted_Rate _{MTU,D} (%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	15,85	14,51	13,31	12,14	11,00	9,88	8,97

80%	14,76	13,80	12,85	11,92	11,01	10,10	9,32
60%	13,81	13,10	12,40	11,71	11,03	10,35	9,70
40%	12,88	12,41	11,95	11,50	11,04	10,59	10,13
20%	11,96	11,74	11,51	11,28	11,06	10,83	10,61
LCOE (€/MWh)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)							
100%	34,06						
80%	34,26						
60%	34,46						
40%	34,66						
20%	34,86						

Πίνακας 28: Σενάριο 2 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Φ/Β)

ΚΠΑ (€)							
BL _{MTU,D} (kWh)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
8.000	-9.670.267,386	-7.306.134,339	-4.942.001,292	-2.577.868,245	-213.735,198	2.150.397,849	4.514.530,896
6.000	-6.665.639,546	-4.892.539,760	-3.119.439,975	-1.346.340,190	426.759,595	2.199.859,381	3.972.959,166
4.000	-3.760.615,968	-2.578.549,445	-1.396.482,921	-214.416,398	967.650,126	2.149.716,649	3.331.783,173
2.000	-953.738,564	-362.705,302	228.327,960	819.361,222	1.410.394,483	2.001.427,745	2.592.461,007
ΕΒΑ (%)							
BL _{MTU,D} (kWh)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
8.000	-4,172%	-2,666%	-0,875%	1,273%	3,845%	6,880%	10,356%
6.000	-2,212%	-0,833%	0,746%	2,556%	4,621%	6,948%	9,524%
4.000	0,150%	1,273%	2,502%	3,844%	5,303%	6,879%	8,565%
2.000	2,991%	3,669%	4,377%	5,114%	5,880%	6,675%	7,498%
ΠΕΚ (έτη)							
BL _{MTU,D} (kWh)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
8.000	> 50	36,94	28,20	21,08	14,94	10,42	7,38
6.000	34,33	28,04	22,62	17,74	13,68	10,33	7,90
4.000	24,50	21,08	17,87	14,94	12,63	10,42	8,62
2.000	16,72	15,27	14,06	12,91	11,79	10,70	9,64
LCOE (€/MWh)							
BL _{MTU,D} (kWh)							

8.000	40,11
6.000	39,19
4.000	37,86
2.000	35,46

Πίνακας 29: Σενάριο 3 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)

ΚΠΑ (€)							
Προφίλ BL _{MTU,D}	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
Περίπτωση 3	-7.700.637,908	-5.676.794,286	-3.652.950,663	-1.629.107,041	394.736,582	2.418.580,204	4.442.423,826
Περίπτωση 2	-4.262.229,404	-2.938.395,861	-1.614.562,319	-290.728,776	1.033.104,767	2.356.938,310	3.680.771,853
Περίπτωση 1	-1.004.359,540	-377.945,246	248.469,048	874.883,342	1.501.297,636	2.127.711,930	2.754.126,224
ΕΒΑ (%)							
Προφίλ BL _{MTU,D}	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
Περίπτωση 3	-2,936%	-1,466%	0,247%	2,251%	4,581%	7,253%	10,244%
Περίπτωση 2	-0,296%	0,920%	2,267%	3,754%	5,387%	7,167%	9,083%
Περίπτωση 1	2,934%	3,651%	4,401%	5,184%	6,000%	6,848%	7,727%
ΠΕΚ (έτη)							
Προφίλ BL _{MTU,D}	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
Περίπτωση 3	38,68	30,69	24,18	18,49	13,74	9,92	7,45
Περίπτωση 2	26,03	22,09	18,45	15,10	12,50	10,03	8,22
Περίπτωση 1	16,85	15,31	14,02	12,80	11,62	10,46	9,40
LCOE (€/MWh)							
Προφίλ BL _{MTU,D}							
Περίπτωση 3	39,26						
Περίπτωση 2	37,84						
Περίπτωση 1	35,27						

Πίνακας 30: Σενάριο 4 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β)

ΚΠΑ (€)							
Contracted Rate _{MTU,D} (%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	-2.233.764,358	-1.297.543,976	-361.323,595	574.896,787	1.511.117,169	2.447.337,551	3.383.557,933

80%	-1.782.670,460	-961.224,153	-139.777,847	681.668,460	1.503.114,766	2.324.561,073	3.146.007,379
60%	-1.361.213,450	-647.213,329	66.786,792	780.786,913	1.494.787,034	2.208.787,155	2.922.787,276
40%	-1.055.910,913	-418.430,483	219.049,947	856.530,377	1.494.010,807	2.131.491,237	2.768.971,667
20%	-1.004.359,540	-377.945,246	248.469,048	874.883,342	1.501.297,636	2.127.711,930	2.754.126,224
EBA (%)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	1,622%	2,611%	3,671%	4,805%	6,013%	7,294%	8,644%
80%	2,090%	2,983%	3,933%	4,939%	6,003%	7,122%	8,295%
60%	2,541%	3,339%	4,180%	5,065%	5,991%	6,961%	7,971%
40%	2,877%	3,604%	4,365%	5,161%	5,990%	6,853%	7,749%
20%	2,934%	3,651%	4,401%	5,184%	6,000%	6,848%	7,727%
ΠΕΚ (έτη)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	20,11	17,61	15,27	13,38	11,60	9,88	8,56
80%	18,89	16,74	14,79	13,18	11,62	10,09	8,86
60%	17,78	15,94	14,38	12,98	11,63	10,31	9,16
40%	16,98	15,40	14,08	12,84	11,64	10,45	9,38
20%	16,85	15,31	14,02	12,80	11,62	10,46	9,40
LCOE (€/MWh)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)							
100%	36,13						
80%	35,87						
60%	35,59						
40%	35,34						
20%	35,27						

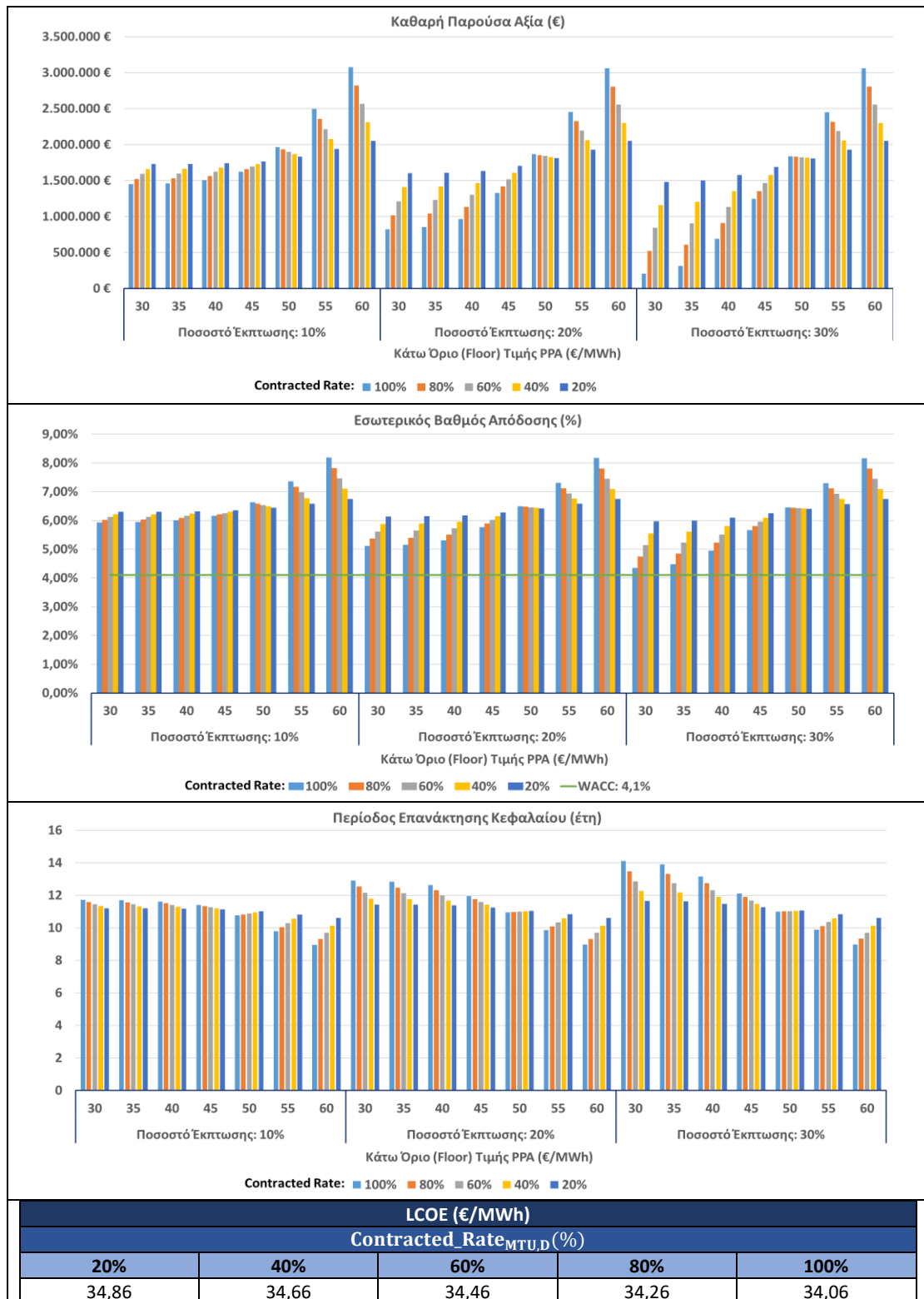
5.1.2 Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA

Αντίστοιχα, τα σενάρια που εξετάστηκαν εντός της υπο-ενότητας 5.1.2 είναι τα ακόλουθα:

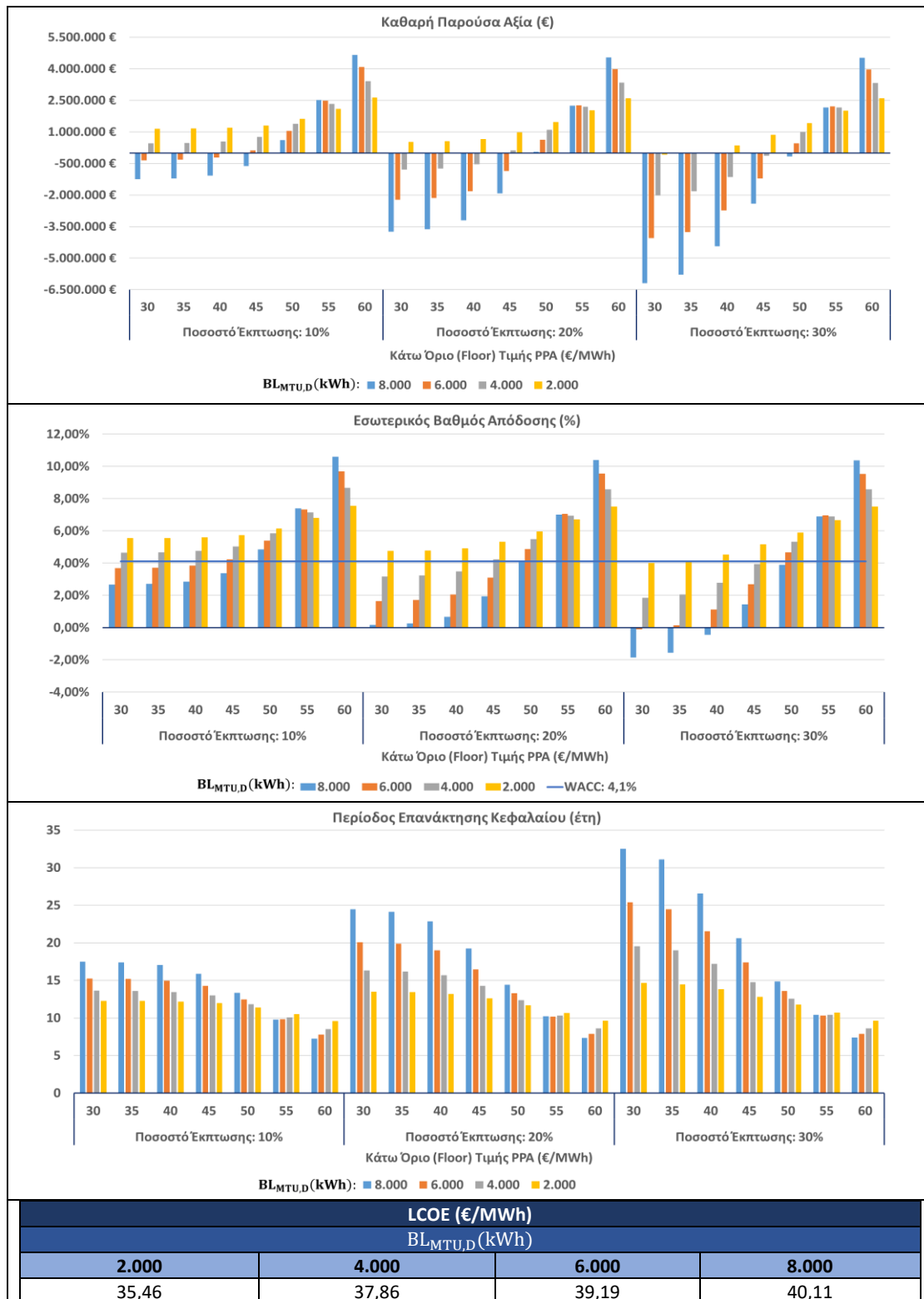
- α) Σενάριο 5: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced,
- β) Σενάριο 6: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload,
- γ) Σενάριο 7: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload,
- δ) Σενάριο 8: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ

Μεταξύ των κύριων αποτελεσμάτων περιλαμβάνονται τα εξής:

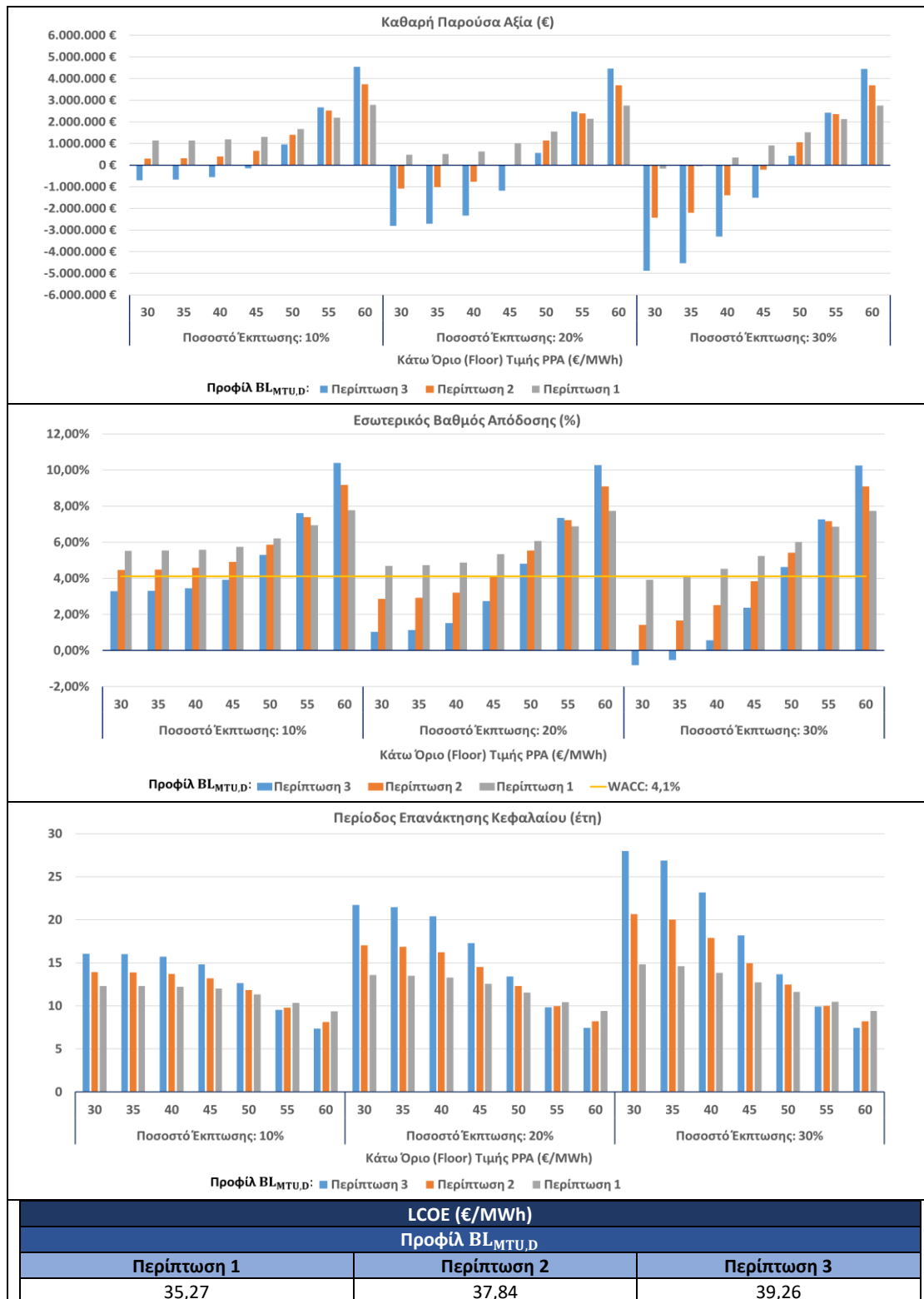
- Όπως αναμένεται, μεγαλύτερο ποσοστό έκπτωσης επιφέρει μικρότερο όφελος στον παραγωγό ΑΠΕ ανεξαρτήτου σχήματος που αφορά την ποσότητα ΗΕ που εντάσσεται εντός της PPA, ωστόσο τα δεδομένα τείνουν να εξισορροπούνται καθώς αυξάνεται το προκαθορισμένο κάτω όριο της τιμής PPA με αποτέλεσμα στις πιο υψηλές τιμές του κάτω ορίου να έχουμε όμοια οικονομικά αποτελέσματα ανεξαρτήτου ποσοστού έκπτωσης. Το τελευταίο σχετίζεται άμεσα με την χονδρεμπορική αγορά ΗΕ, αφού εάν το κάτω όριο τεθεί σε υψηλότερα επίπεδα της μέσης χονδρικής τιμής ΗΕ, το ποσοστό έκπτωσης καθίσταται αδιάφορο,
- Ο βασικός ρόλος του κατώτερου ορίου είναι η προστασία του παραγωγού από τις χαμηλές τιμές της χονδρικής, επομένως παίζει καθοριστικό ρόλο στην αξιολόγηση βιωσιμότητας της επένδυσης. Συγκριτικά με τα σενάρια της υπο-ενότητας 5.1.1, η ζημιά που εμφανίζεται κατά την διερεύνηση των διάφορων υποτιθέμενων σεναρίων παρουσιάζεται μειωμένη, κατά συνέπεια περιορίζεται το ρίσκο του παραγωγού ΑΠΕ,
- Σε σχήματα Baseload, όπως και στο σχήμα PaP με υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ, είναι διακριτό ότι σε εφαρμογή μεγαλύτερου ποσοστού εκπτώσεων, ο παραγωγός οφείλει να διαπραγματευτεί υψηλότερο κάτω όριο τιμής PPA για την εξασφάλιση της αποδοτικότητας της επένδυσης του. Ενώ, στην περίπτωση του PaP, ο παραγωγός δύναται να προβεί σε μεγαλύτερες εκπτώσεις ώστε να προσελκύσει τον αγοραστή,
- Μειωμένη ποσότητα (ή ποσοστό) δεσμευμένης ποσότητας ΗΕ απαιτεί χαμηλότερα κάτω όρια τιμής PPA για την αποδοχή της επένδυσης, ασχέτως του εφαρμόσιμου σχήματος που αφορά την συμφωνηθείσα ποσότητα ΗΕ



Εικόνα 24: Σενάριο 5 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Φ/Β)



Εικόνα 25: Σενάριο 6 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Φ/Β)



Εικόνα 26: Σενάριο 7 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)



Εικόνα 27: Σενάριο 8 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β)

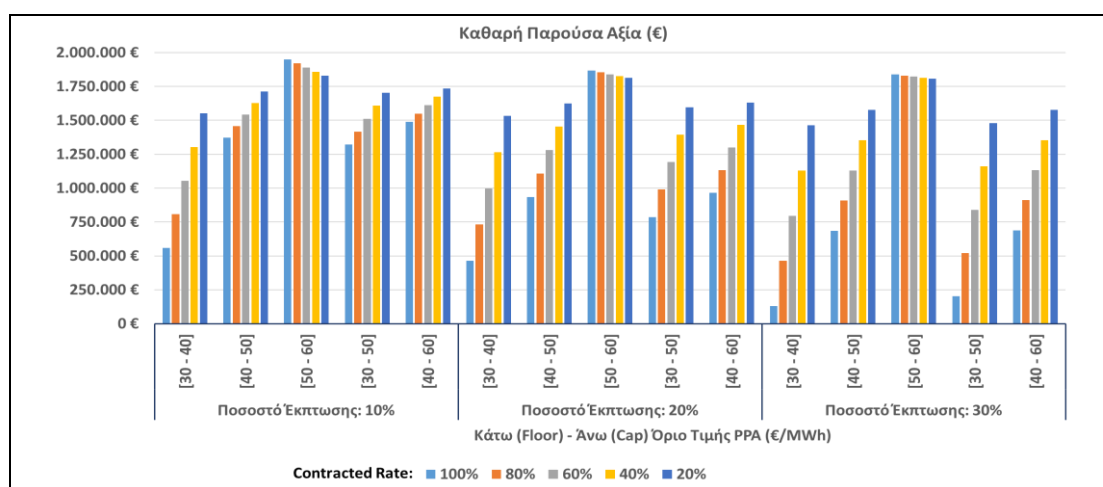
5.1.3 Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA

Τα σενάρια που διερευνώνται εντός της υπο-ενότητας έχουν ως εξής:

- α) Σενάριο 9: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced,
- β) Σενάριο 10: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload,
- γ) Σενάριο 11: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload,
- δ) Σενάριο 12: Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ

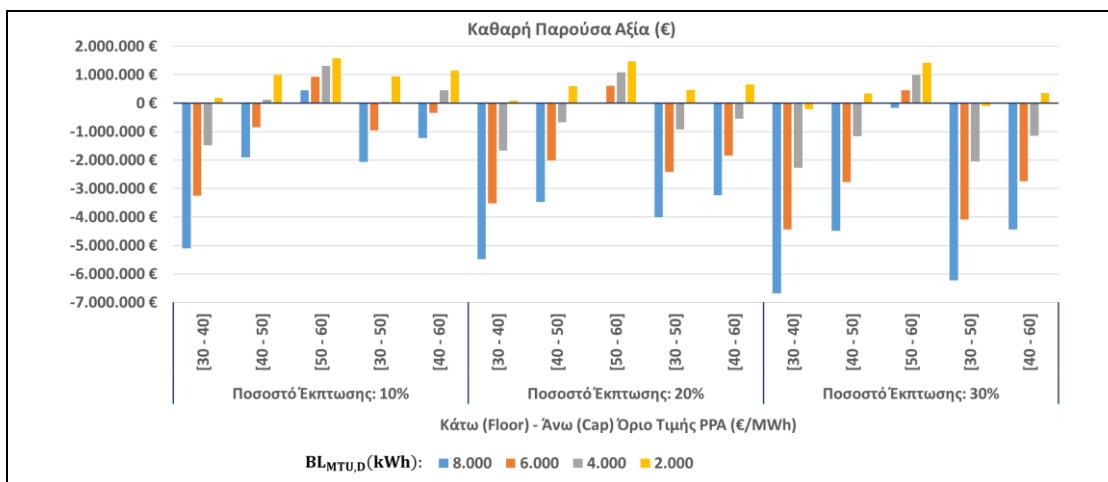
Τα εξαγόμενα συμπεράσματα περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων, τα παρακάτω βασικά σημεία:

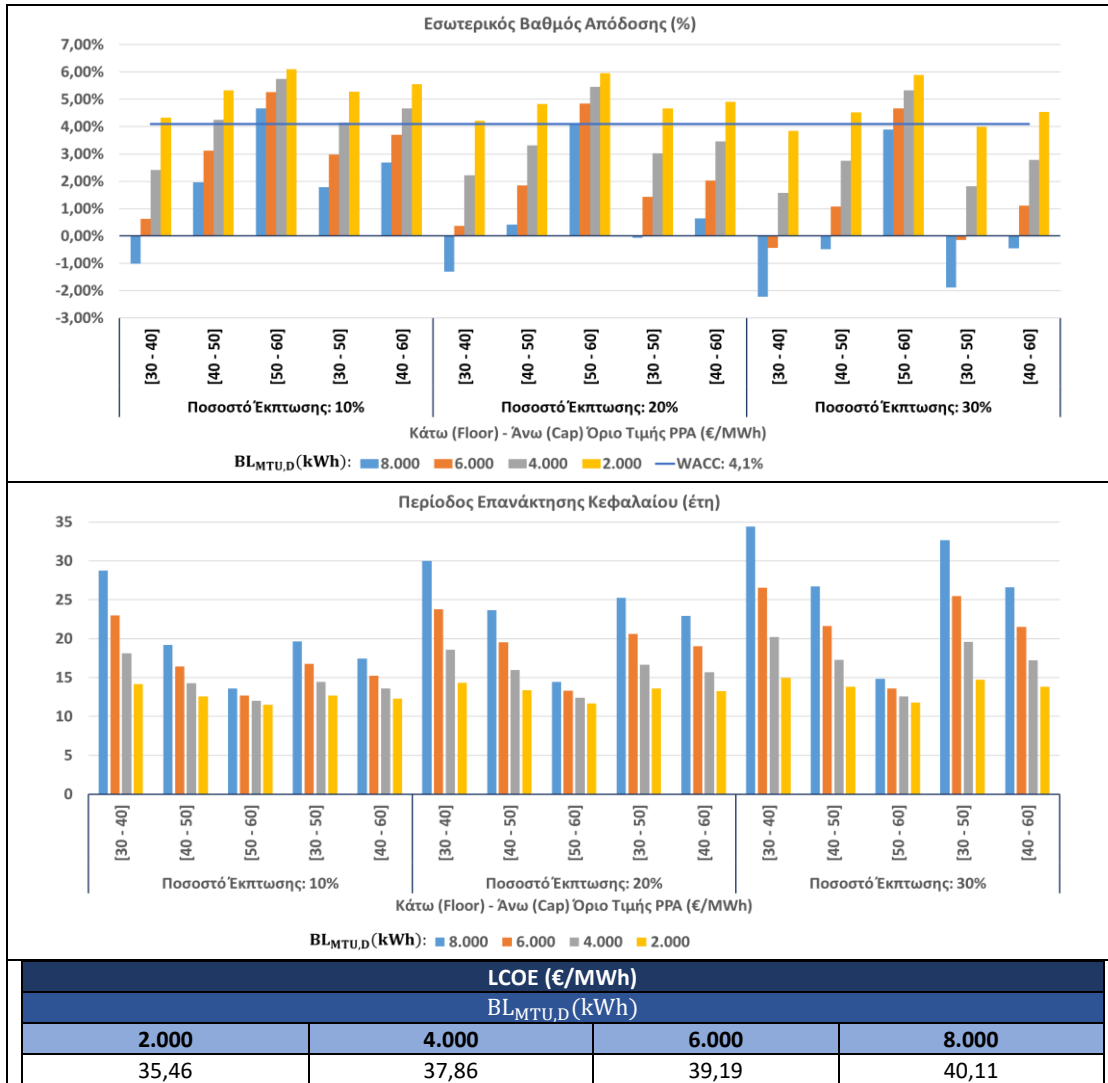
- Η συμπερίληψη άνω και κάτω ορίου στην τιμή της PPA περιορίζει το όφελος που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ, καθώς με την επιβολή του άνω ορίου ο παραγωγός δεν μπορεί να εκμεταλλευτεί τις υψηλές τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ,
- Η επιλογή υψηλότερων επιπέδων κάτω και άνω ορίου συμβάλλουν σε μεγαλύτερα αναμενόμενα επίπεδα απόδοσης της επένδυσης,
- Ένα σχήμα έκπτωσης επί της χονδρικής με άνω και κάτω όριο δεν φαίνεται να ταιριάζει σε σχήματα Baseload αφού οδηγεί σε χαμηλά ή αρνητικά οικονομικά αποτελέσματα, ίσως να έχει νόημα η εφαρμογή του σε περιπτώσεις χαμηλών δεσμεύσεων PPA,
- Συγκριτικά με τα σενάρια των υπο-ενοτήτων 5.1.1 και 5.1.2, το σχήμα τιμολόγησης που αναλύεται εντός της συγκεκριμένης υπο-ενότητας επιφέρει σε γενικές γραμμές χειρότερα οικονομικά αποτελέσματα στον παραγωγό ΑΠΕ



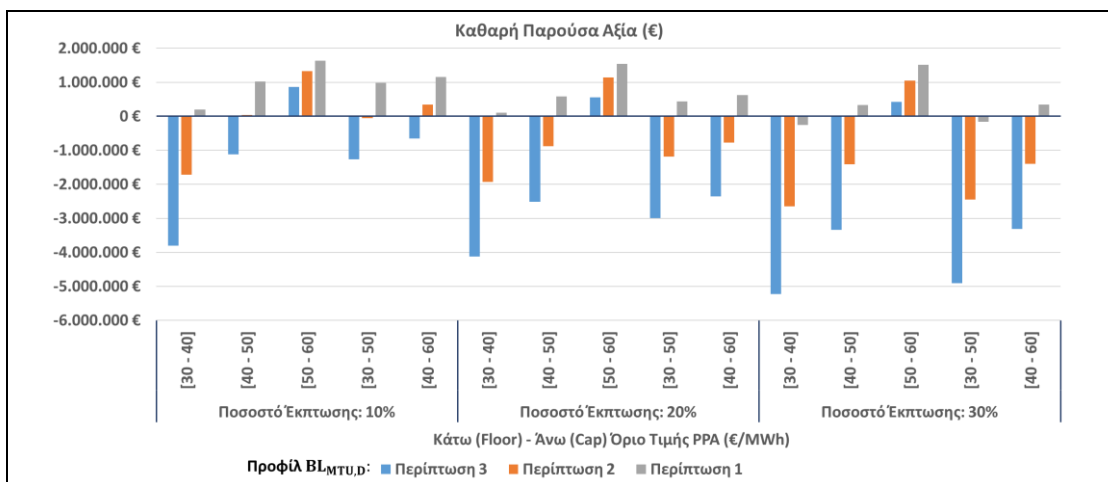


Εικόνα 28: Σενάριο 9 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Φ/Β)



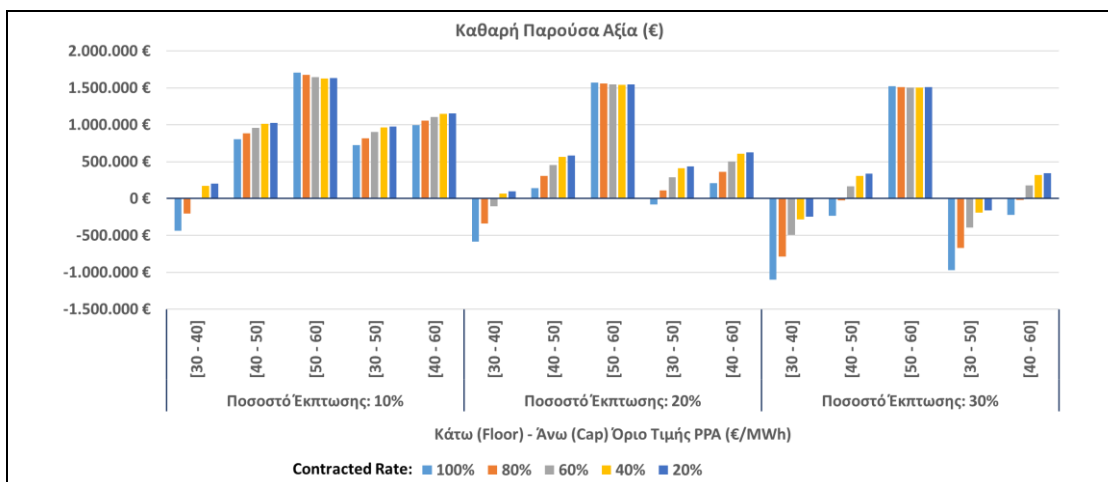


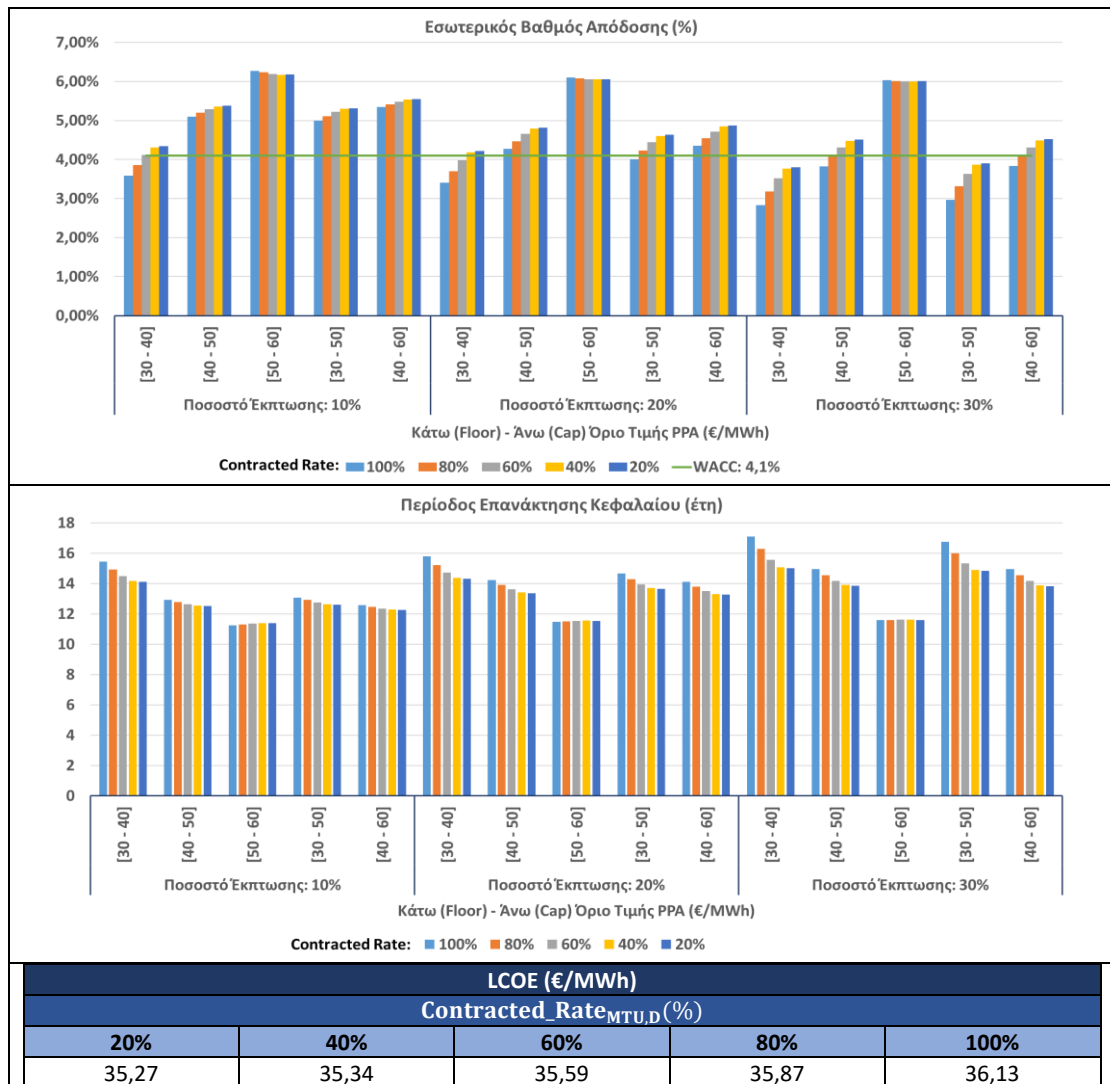
Εικόνα 29: Σενάριο 10 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Φ/Β)





Εικόνα 30: Σενάριο 11 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)





Εικόνα 31: Σενάριο 12 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β)

5.2 Περίπτωση Χερσαίου Αιολικού Συστήματος

5.2.1 Σενάρια Σταθερής Ονομαστικής Τιμής PPA

Στην υπο-ενότητα 5.2.1 αξιολογείται η επένδυση του παραγωγού ΑΠΕ σε χερσαίο αιολικό σύστημα και η συμμετοχή του σε συμφωνία PPA και συγκεκριμένα εξετάζονται τα αντίστοιχα 4 σενάρια που περιλαμβάνονται στην υπο-ενότητα 5.1.1 για τα Φ/Β. Αναλύοντας τα αποτελέσματα, συνοπτικά λαμβάνουμε τα παρακάτω συμπεράσματα:

- Στο σύνολο των σεναρίων, τα αιολικά συστήματα παρουσιάζουν μικρότερη οικονομική βιωσιμότητα και απόδοση συγκριτικά με τα Φ/Β, όπως ήταν αναμενόμενο λόγω του μεγαλύτερου κόστους που διαθέτουν και γίνεται αντιληπτό από τον υπολογισμό του LCOE ο οποίος εκτιμάται στα 42- 45 €/MWh,
- Τα αιολικά συστήματα απαιτούν υψηλότερες τιμές PPA συγκριτικά με τα Φ/Β ώστε η συμφωνία να καθίσταται αποδεκτή από την πλευρά του παραγωγού ΑΠΕ. Το σημείο αυτό γίνεται ιδιαίτερα διακριτό στις συμφωνίες τύπου PaP και της παραλλαγής PaP με υποχρέωση ελάχιστης ποσότητας παράδοσης HE όπου απαιτείται μια τιμή PPA κοντά στα 60 €/MWh ώστε να εξασφαλιστεί η βιωσιμότητα του παραγωγού ΑΠΕ,
- Όπως και στην περίπτωση των Φ/Β, αντίστοιχα και εδώ, υπάρχουν ενδείξεις ότι το μέγιστο όφελος του παραγωγού ΑΠΕ θα μπορούσε να επιτευχθεί μέσω της επιλογής σχημάτων baseload κατάλληλου μεγέθους. Συμπληρωματικά, σημειώνεται ότι σε αντίθεση με τα Φ/Β όπου σχήματα της μορφής PaP καθίστανται ελκυστικά στη διαπραγμάτευση λόγω διατήρησης τιμής PPA σε χαμηλά επίπεδα, στην περίπτωση του χερσαίου αιολικού δεν φαίνεται να ισχύει το ίδιο επιχείρημα,
- Η απόδοση των σεναρίων ετήσιου και μηνιαίου baseload είναι ανάλογη του επιλεγμένου προφίλ δεσμευμένης PPA ποσότητας HE με τον παραγωγό ΑΠΕ να καλείται να λάβει σωστές αποφάσεις για την μεγιστοποίηση του κέρδους του βάσει της δυναμικότητας παραγωγής του έργου που διαθέτει

Πίνακας 31: Σενάριο 1 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)

Contracted Rate _{MTU,D} (%)	ΚΠΑ (€)						
	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	-4.623.978,62 €	-3.670.220,47 €	-2.716.462,33 €	-1.762.704,18 €	-808.946,04 €	144.812,11 €	1.098.570,25 €
80%	-3.860.830,11 €	-3.097.823,60 €	-2.334.817,08 €	-1.571.810,56 €	-808.804,05 €	-45.797,53 €	717.208,98 €
60%	-3.097.681,61 €	-2.525.426,72 €	-1.953.171,83 €	-1.380.916,95 €	-808.662,06 €	-236.407,17 €	335.847,71 €
40%	-2.334.533,10 €	-1.953.029,84 €	-1.571.526,59 €	-1.190.023,33 €	-808.520,07 €	-427.016,81 €	-45.513,55 €
20%	-1.571.384,60 €	-1.380.632,97 €	-1.189.881,34 €	-999.129,71 €	-808.378,08 €	-617.626,45 €	-426.874,82 €
	EBA (%)						
	Τιμή PPA (€/MWh)						

Contracted_Rate _{MTU,D} (%)	30	35	40	45	50	55	60
100%	0,56%	1,23%	1,93%	2,67%	3,43%	4,22%	5,04%
80%	1,09%	1,65%	2,22%	2,82%	3,43%	4,06%	4,71%
60%	1,65%	2,08%	2,52%	2,97%	3,43%	3,90%	4,38%
40%	2,22%	2,52%	2,82%	3,12%	3,43%	3,74%	4,06%
20%	2,82%	2,97%	3,12%	3,27%	3,43%	3,59%	3,74%
ΠΕΚ (έτη)							
Contracted_Rate _{MTU,D} (%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	22,85	20,51	18,31	16,22	14,50	13,06	11,68
80%	20,97	19,18	17,47	15,83	14,50	13,35	12,22
60%	19,18	17,89	16,63	15,47	14,50	13,63	12,78
40%	17,47	16,63	15,83	15,10	14,50	13,92	13,35
20%	15,83	15,47	15,10	14,79	14,50	14,21	13,36
LCOE (€/MWh)							
Contracted_Rate _{MTU,D} (%)							
100%	42,77						
80%	43,06						
60%	43,35						
40%	43,64						
20%	43,93						

Πίνακας 32: Σενάριο 2 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)

BL _{MTU,D} (kWh)	ΚΠΑ (€)						
	30	35	40	45	50	55	60
8.000	-12.063.345,34 €	-9.699.212,29 €	-7.335.079,24 €	-4.970.946,20 €	-2.606.813,15 €	-242.680,10 €	2.121.452,95 €
6.000	-8.914.927,82 €	-7.141.828,03 €	-5.368.728,25 €	-3.595.628,46 €	-1.822.528,68 €	-49.428,89 €	1.723.670,89 €
4.000	-5.817.073,21 €	-4.635.006,69 €	-3.452.940,16 €	-2.270.873,64 €	-1.088.807,12 €	93.259,41 €	1.275.325,93 €
2.000	-3.142.133,49 €	-2.551.100,23 €	-1.960.066,96 €	-1.960.066,96 €	-778.000,44 €	-186.967,18 €	404.066,08 €
BL _{MTU,D} (kWh)	ΕΒΑ (%)						
	30	35	40	45	50	55	60
8.000	-3,74%	-2,54%	-1,19%	0,32%	2,02%	3,90%	5,96%
6.000	-2,11%	-1,08%	0,05%	1,28%	2,62%	4,06%	5,60%
4.000	-0,24%	0,55%	1,39%	2,27%	3,20%	4,18%	5,20%

2.000	1,62%	2,06%	2,51%	2,51%	3,45%	3,94%	4,44%
ΠΕΚ (έτη)							
BL _{MTU,D} (kWh)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
8.000	> 50	41,27	30,63	23,73	18,07	13,64	10,15
6.000	36,80	29,99	24,78	20,34	16,35	13,35	10,77
4.000	26,01	22,87	20,00	17,33	14,93	13,14	11,42
2.000	19,28	17,94	16,65	16,65	14,45	13,56	12,68
LCOE (€/MWh)							
BL _{MTU,D} (kWh)							
8.000	43,51						
6.000	43,25						
4.000	42,94						
2.000	43,52						

Πίνακας 33: Σενάριο 3 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)

ΚΠΑ (€)							
Προφίλ BL _{MTU,D}	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
Περίπτωση 5	-7.108.772,77 €	-5.698.065,44 €	-4.287.358,10 €	-2.876.650,76 €	-1.465.943,43 €	-55.236,09 €	1.355.471,24 €
Περίπτωση 4	-5.931.534,55 €	-4.744.772,14 €	-3.558.009,74 €	-2.371.247,34 €	-1.184.484,93 €	2.277,47 €	1.189.039,88 €
Περίπτωση 3	-4.790.361,23 €	-3.835.154,32 €	-2.879.947,41 €	-1.924.740,51 €	-969.533,60 €	-14.326,69 €	940.880,22 €
Περίπτωση 2	-3.772.227,20 €	-3.046.146,88 €	-2.320.066,57 €	-1.593.986,25 €	-867.905,94 €	-141.825,63 €	584.254,69 €
Περίπτωση 1	-2.821.841,72 €	-2.329.826,77 €	-1.837.811,82 €	-1.345.796,87 €	-853.781,92 €	-361.766,97 €	130.247,97 €
ΕΒΑ (%)							
Προφίλ BL _{MTU,D}	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
Περίπτωση 5	-1,06%	-0,16%	0,79%	1,81%	2,90%	4,05%	5,27%
Περίπτωση 4	-0,32%	0,48%	1,31%	2,20%	3,13%	4,10%	5,12%
Περίπτωση 3	0,44%	1,11%	1,81%	2,54%	3,30%	4,09%	4,91%
Περίπτωση 2	1,16%	1,69%	2,23%	2,80%	3,38%	3,98%	4,60%
Περίπτωση 1	1,85%	2,23%	2,61%	3,00%	3,39%	3,80%	4,21%
ΠΕΚ (έτη)							
Προφίλ BL _{MTU,D}	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
Περίπτωση 5	29,88	25,68	22,00	18,68	15,63	13,36	11,31

Περίπτωση 4	26,33	23,15	20,25	17,55	15,09	13,27	11,55
Περίπτωση 3	23,27	20,90	18,68	16,57	14,75	13,30	11,90
Περίπτωση 2	20,76	19,06	17,43	15,88	14,59	13,49	12,42
Περίπτωση 1	18,55	17,46	16,38	15,40	14,57	14,57	14,57
LCOE (€/MWh)							
Προφίλ BL_{MTU,D}							
Περίπτωση 5	43,24						
Περίπτωση 4	43,11						
Περίπτωση 3	43,12						
Περίπτωση 2	43,39						
Περίπτωση 1	44,03						

Πίνακας 34: Σενάριο 4 – Σταθερή Ονομαστική Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)

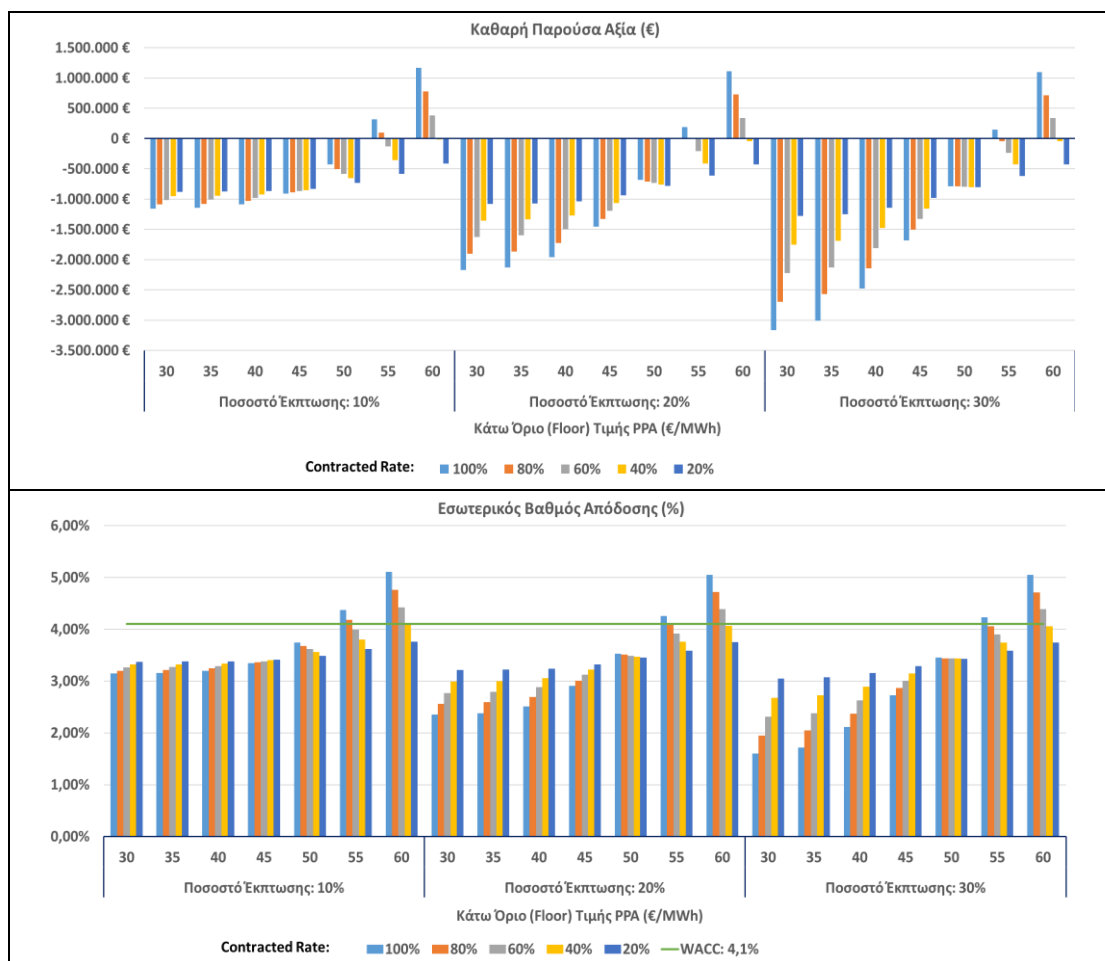
ΚΠΑ (€)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	-4.721.747,98 €	-3.750.252,13 €	-2.778.756,28 €	-1.807.260,43 €	-835.764,58 €	135.731,26 €	1.107.227,11 €
80%	-4.125.918,76 €	-3.305.399,82 €	-2.484.880,88 €	-1.664.361,94 €	-843.843,01 €	-23.324,07 €	797.194,87 €
60%	-3.814.304,88 €	-3.075.627,70 €	-2.336.950,52 €	-1.598.273,34 €	-859.596,17 €	-120.918,99 €	617.758,19 €
40%	-3.772.247,73 €	-3.046.156,53 €	-2.320.065,32 €	-2.320.065,32 €	-867.882,91 €	-141.791,70 €	584.299,50 €
20%	-3.772.227,20 €	-3.046.146,88 €	-2.320.066,57 €	-1.593.986,25 €	-867.905,94 €	-141.825,63 €	584.254,69 €
ΕΒΑ (%)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	0,49%	1,17%	1,89%	2,63%	3,41%	4,21%	5,05%
80%	0,91%	1,50%	2,11%	2,74%	3,40%	4,08%	4,78%
60%	1,13%	1,67%	2,22%	2,80%	3,39%	4,00%	4,63%
40%	1,16%	1,69%	2,23%	2,23%	3,38%	3,98%	4,60%
20%	1,16%	1,69%	2,23%	2,80%	3,38%	3,98%	4,60%
ΠΕΚ (έτη)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)	Τιμή PPA (€/MWh)						
	30	35	40	45	50	55	60
100%	23,09	20,70	18,45	16,32	14,54	13,07	11,66
80%	21,61	19,66	17,80	16,01	14,55	13,31	12,11
60%	20,86	19,13	17,47	15,88	14,58	14,58	12,37
40%	20,76	19,06	17,43	17,43	14,59	13,49	12,42

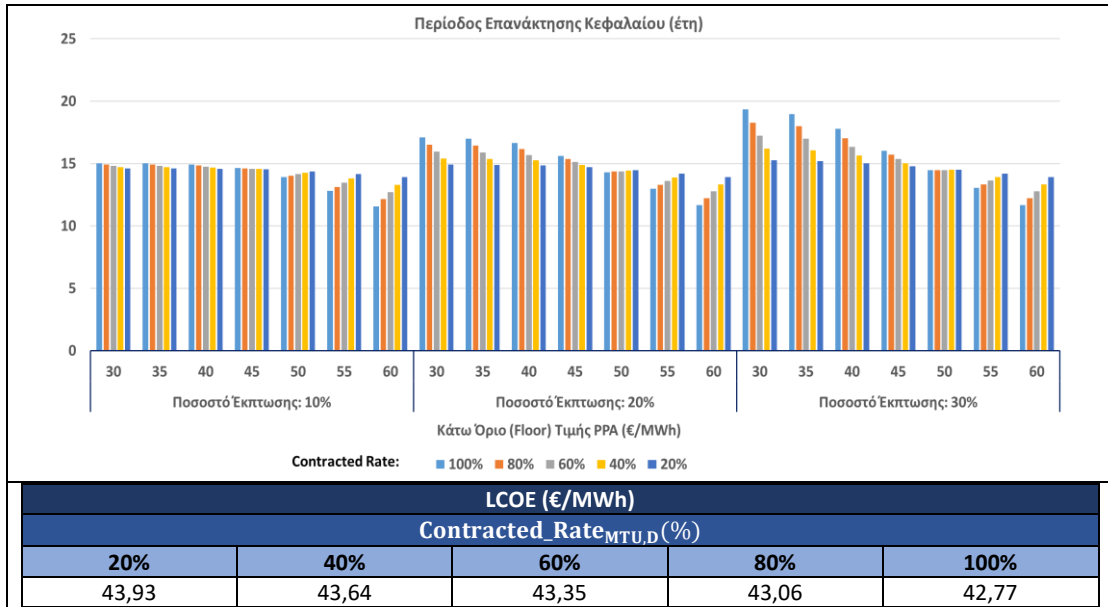
20%	20,76	19,06	17,43	15,88	14,59	13,49	12,42
LCOE (€/MWh)							
Contracted_Rate_{MTU,D}(%)							
100%	42,80						
80%	43,12						
60%	43,34						
40%	43,39						
20%	43,39						

5.2.2 Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA

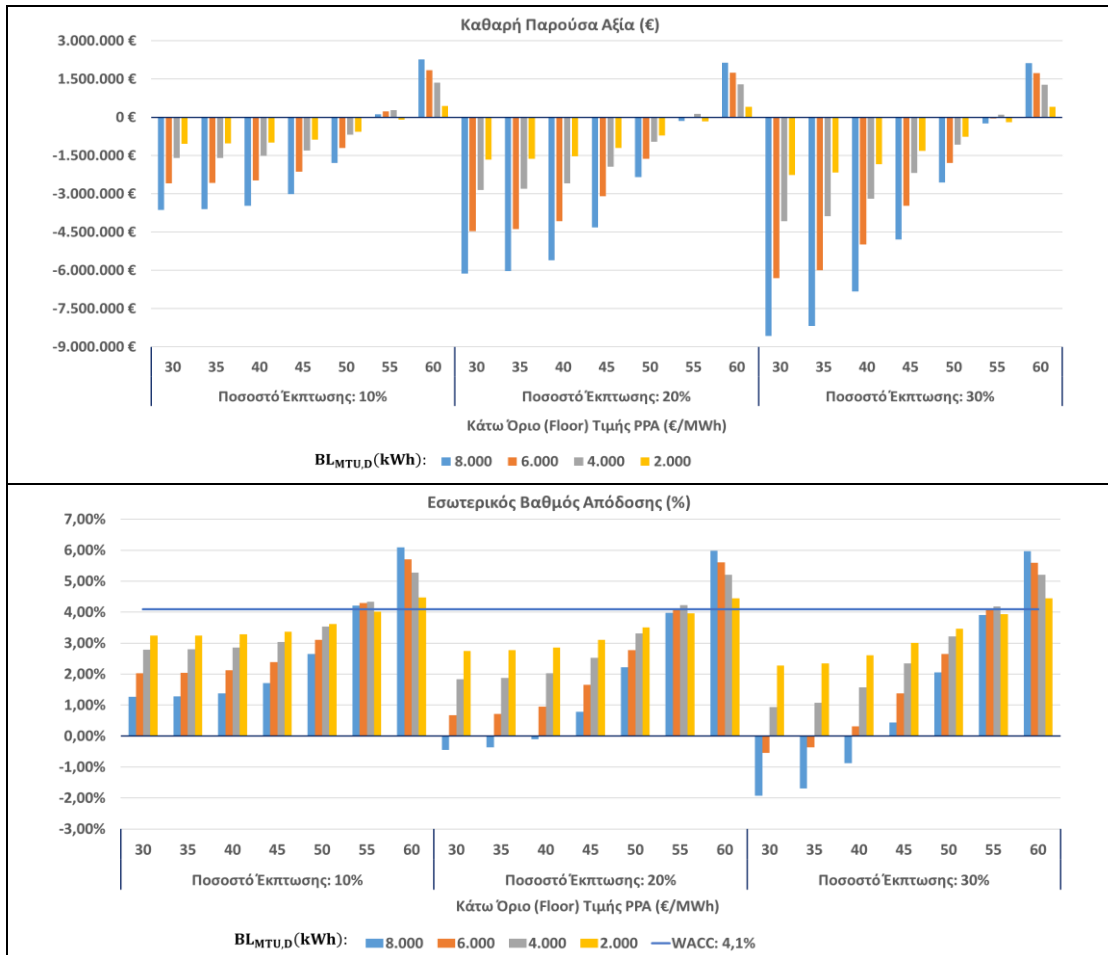
Μελετώντας τα αντίστοιχα σενάρια που πραγματοποιήθηκαν εντός της υπο-ενότητας 5.1.2, προκύπτουν τα παρακάτω σημεία:

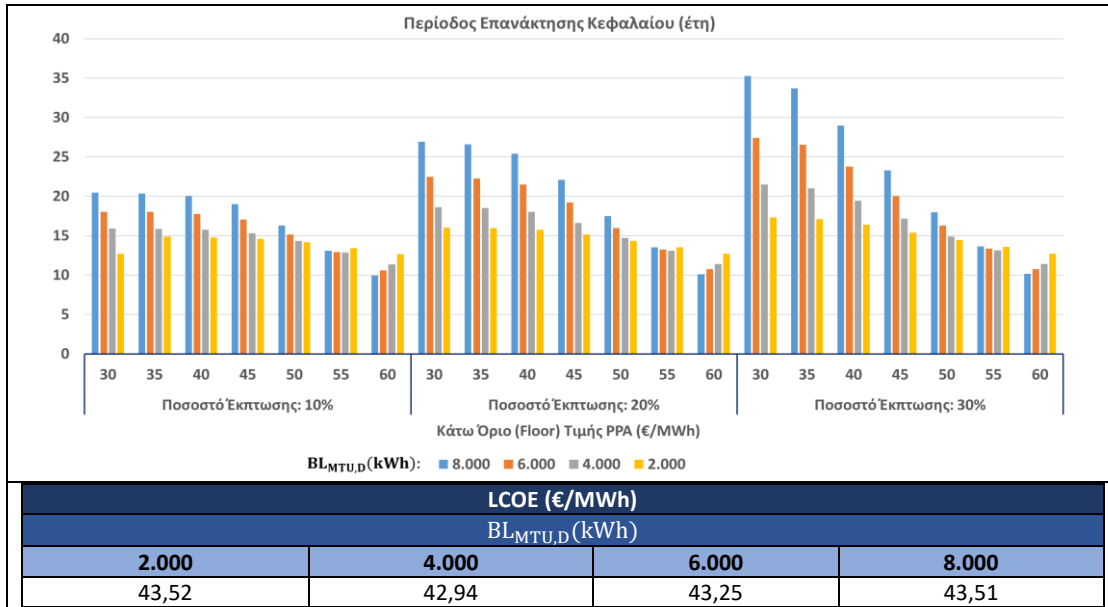
- Μεγαλύτερα ποσοστά έκπτωσης συμβάλλουν σε εμφάνιση χειρότερων οικονομικών αποτελεσμάτων για τον παραγωγό ΑΠΕ, ωστόσο τα δεδομένα εξισορροπούνται με την αύξηση του κάτω ορίου της τιμής PPA. Το γεγονός αυτός οφείλεται, όπως ήδη έχουμε αναφέρει, στη διαμόρφωση μέσης χονδρεμπορικής τιμής ΗΕ χαμηλότερης του επιλεγμένου κάτω ορίου, περίπτωση στην οποία το ποσοστό έκπτωσης θεωρείται αδιάφορο,
- Το ρίσκο και η ζημιά του παραγωγού ΑΠΕ περιορίζεται μέσω της επιβολής του κάτω ορίου τιμής PPA, παρόλα αυτά η αποδοχή της επένδυσης γίνεται σε αρκετά υψηλά επίπεδα του κάτω ορίου τιμής PPA της τάξεως των 55 - 60 €/MWh



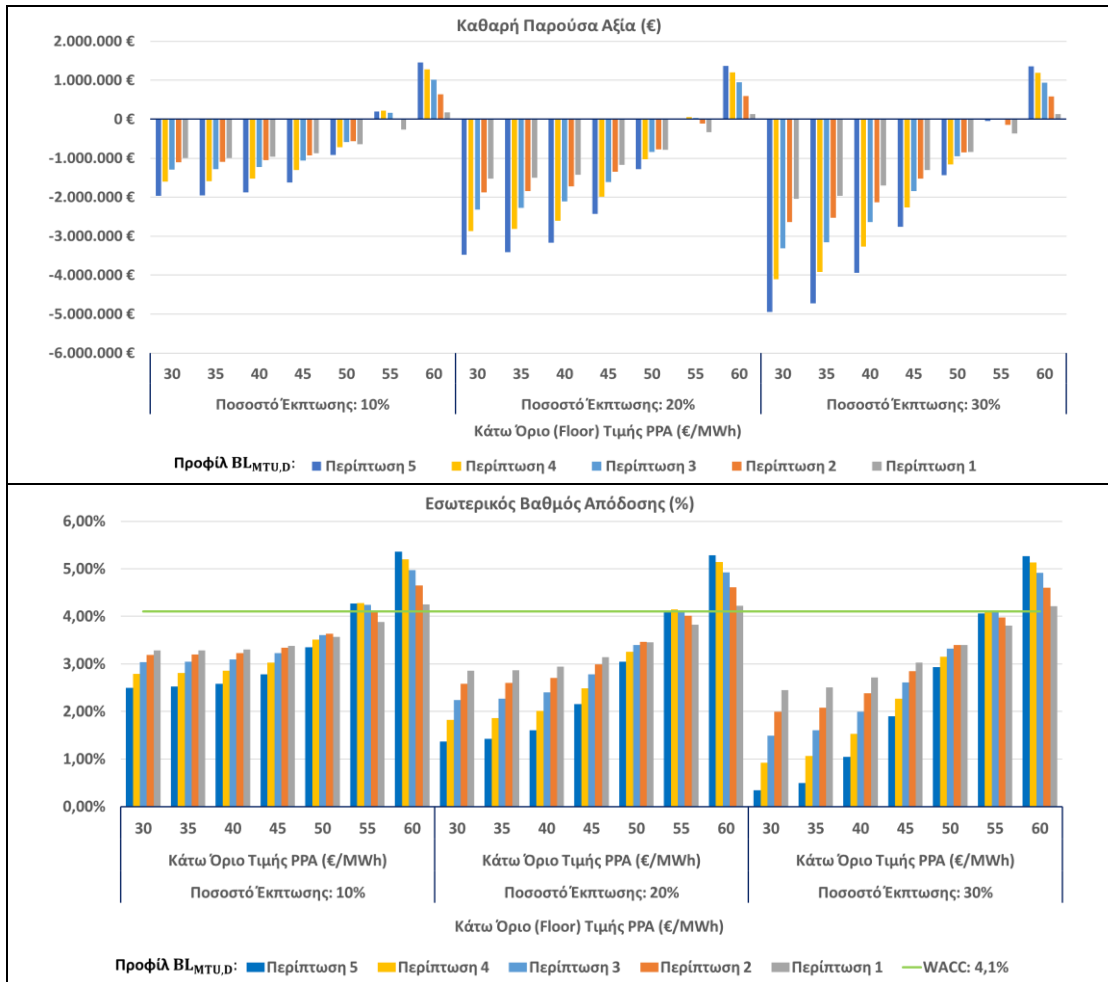


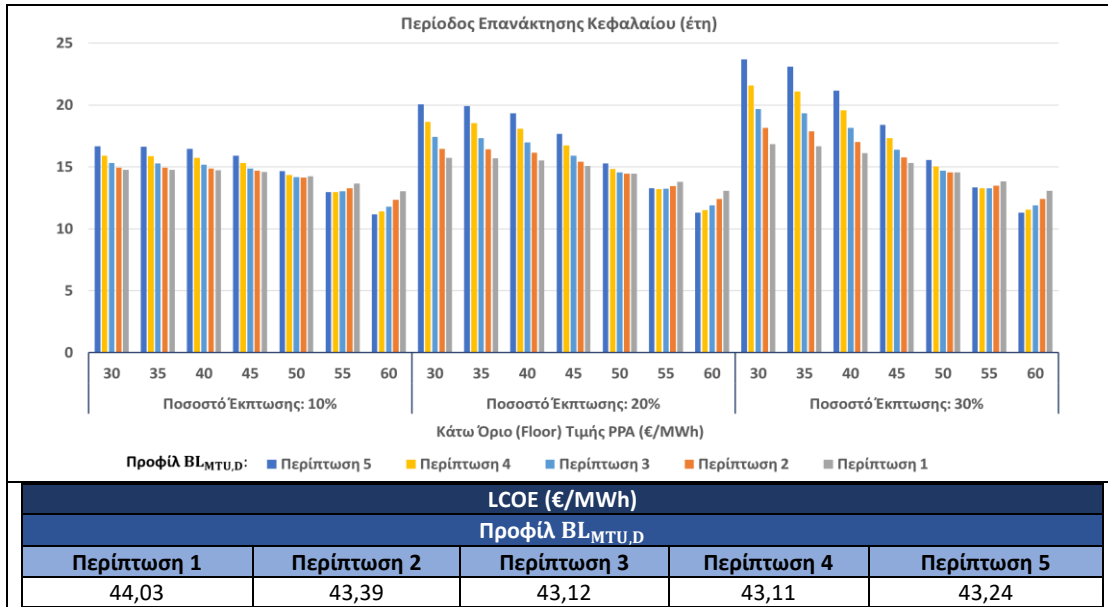
Εικόνα 32: Σενάριο 5 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)



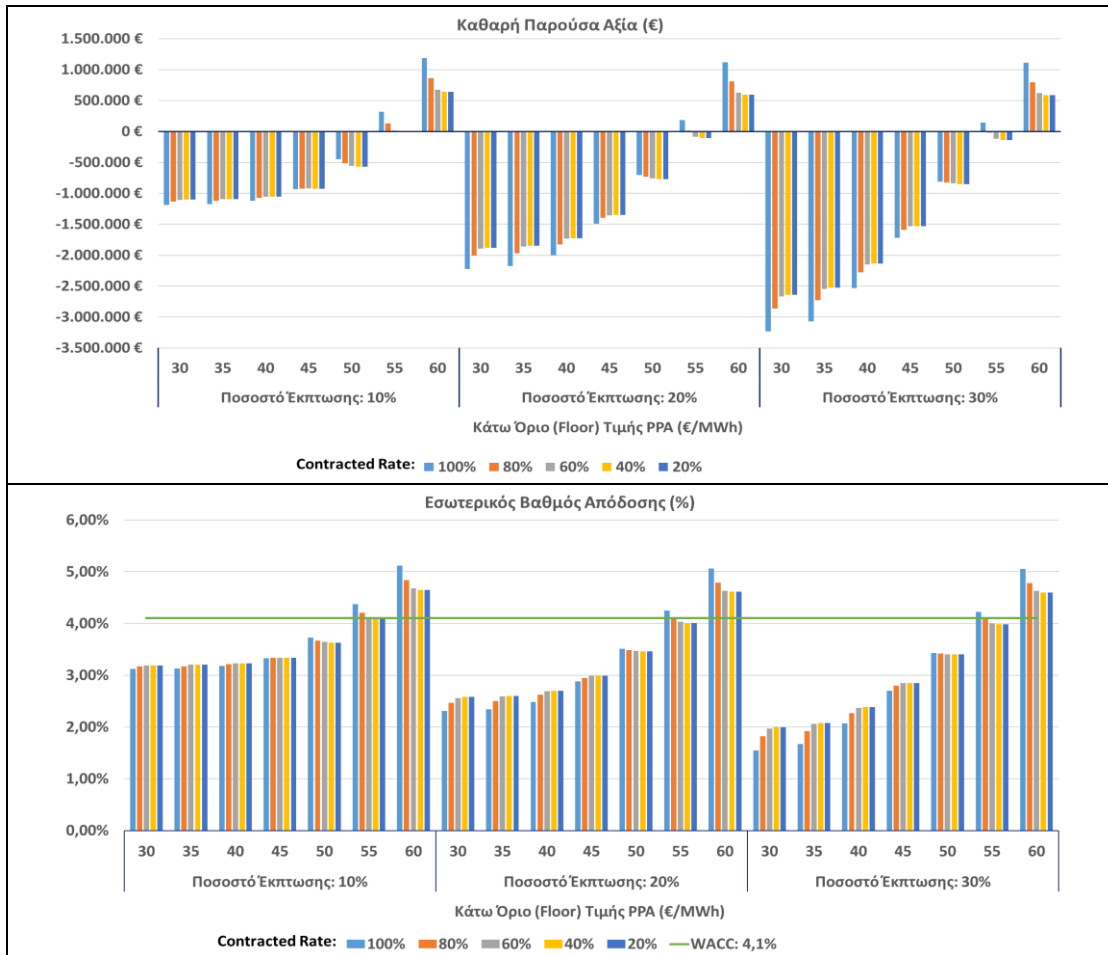


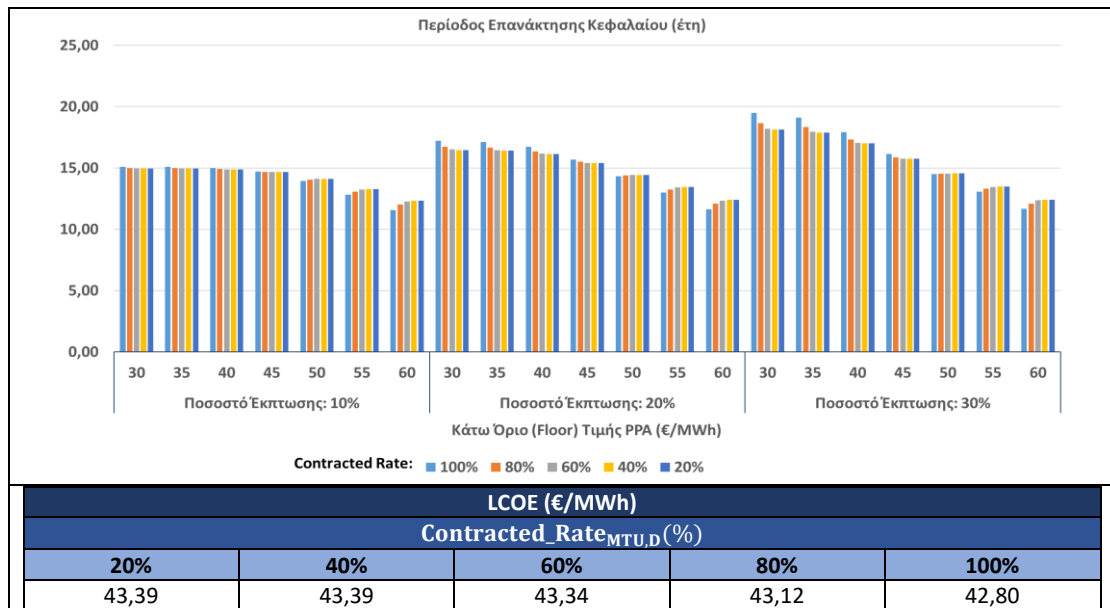
Εικόνα 33: Σενάριο 6 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)





Εικόνα 34: Σενάριο 7 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseoad (Χερσαίο Αιολικό)



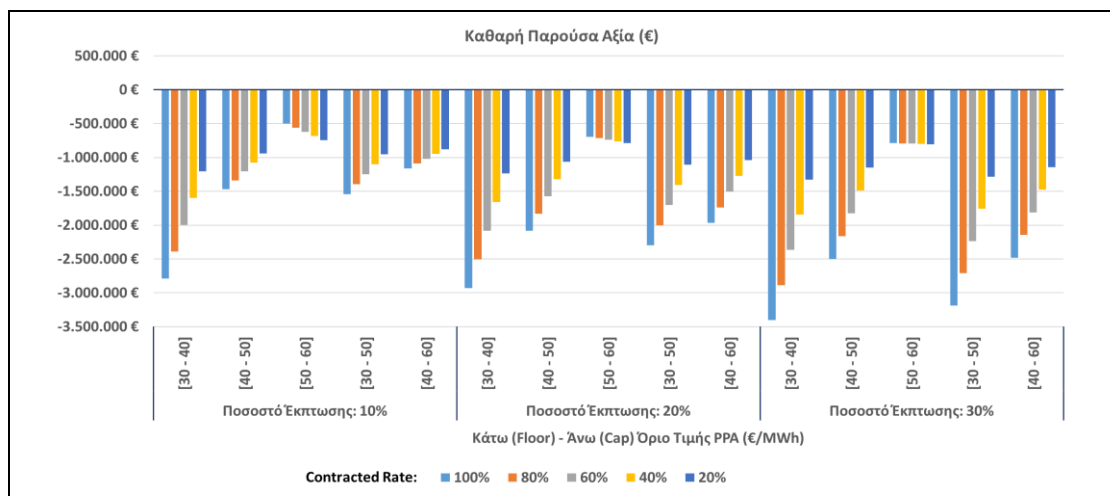


Εικόνα 35: Σενάριο 8 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)

5.2.3 Σενάρια Έκπτωσης επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA

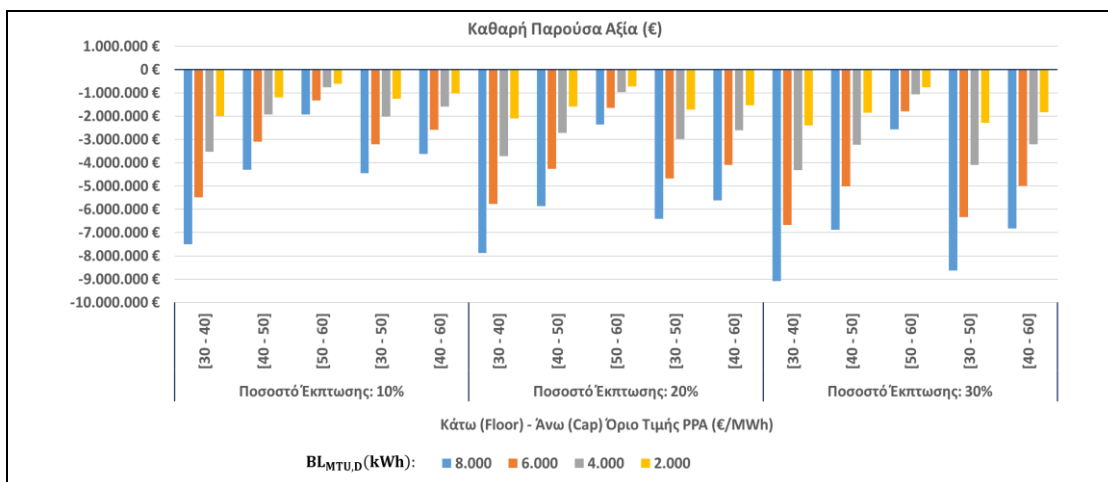
Τα σενάρια που εξετάζονται εντός της υπο-ενότητας 5.2.3 είναι τα αντίστοιχα με αυτά που μελετήθηκαν στην υπο-ενότητα 5.1.3 με τα βασικά συμπεράσματα να συνοψίζονται ως εξής:

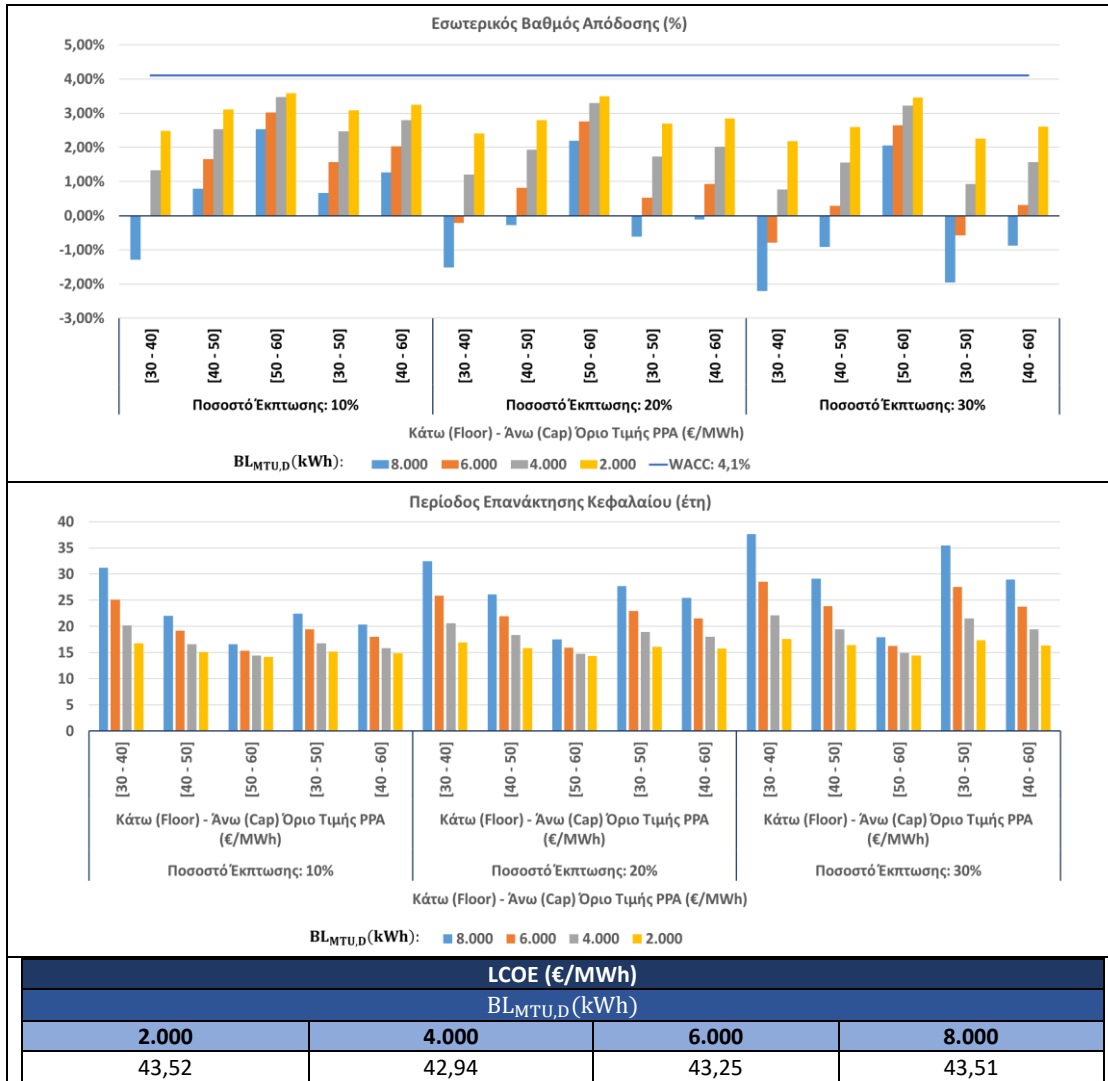
- Η ύπαρξη άνω και κάτω ορίου στην τιμή της PPA περιορίζει το όφελος που λαμβάνει ο παραγωγός ΑΠΕ, καθώς με την επιβολή του άνω ορίου ο παραγωγός δεν μπορεί να εκμεταλλευτεί τις υψηλές τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ,
- Βάσει των σεναρίων και των υποθέσεων που πραγματοποιήθηκαν, τα αποτελέσματα παραμένουν αρνητικά για το σύνολο περιπτώσεων, επομένως η εφαρμογή του συγκεκριμένου σχήματος τιμολόγησης καθίσταται δύσκολη για την περίπτωση των αιολικών συστημάτων, αφού απαιτεί αρκετά υψηλές τιμές ορίων που θα πρέπει να διαπραγματευτούν μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή



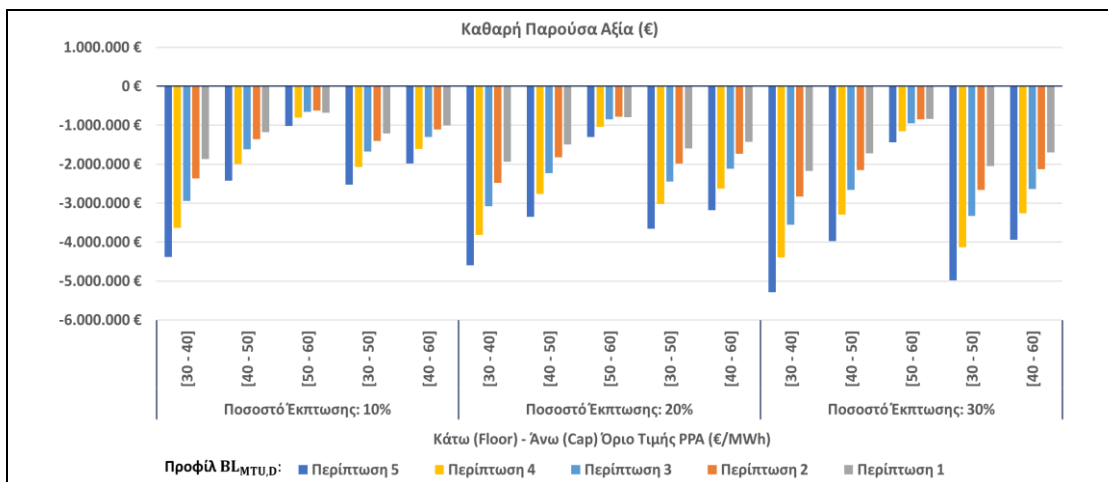


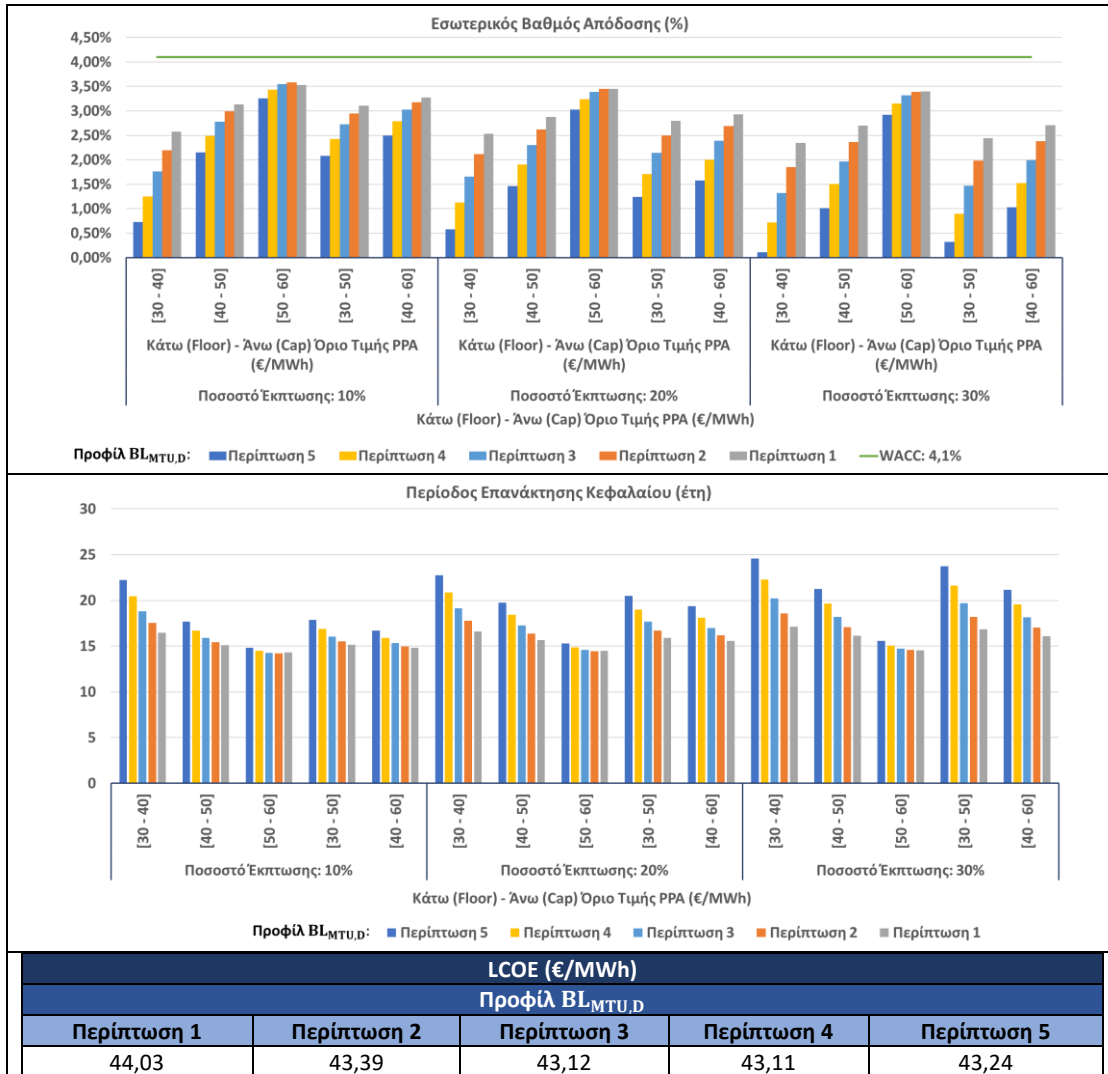
Εικόνα 36: Σενάριο 9 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)



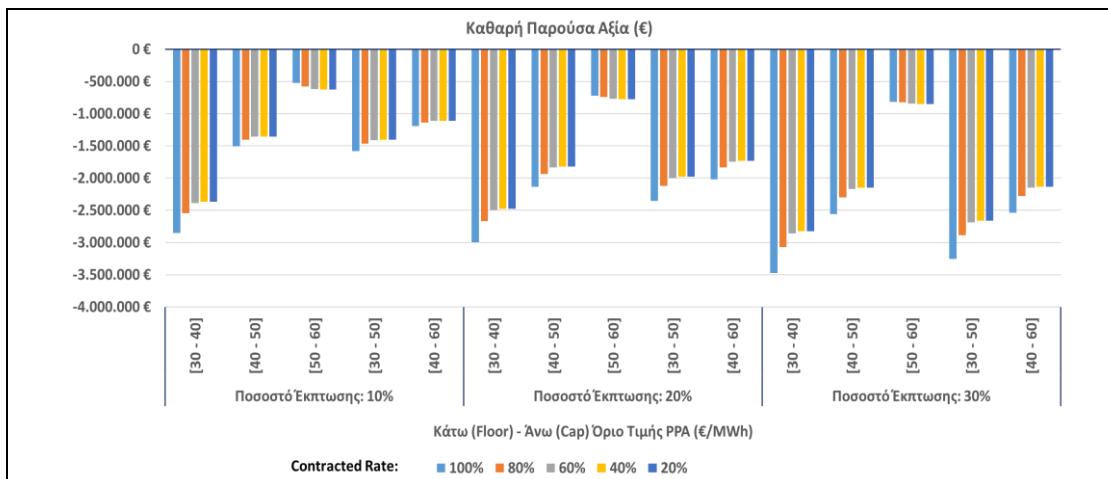


Εικόνα 37: Σενάριο 10 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Ύπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)





Εικόνα 38: Σενάριο 11 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)





Εικόνα 39: Σενάριο 12 – Έκπτωση επί της Χονδρικής Τιμής ΗΕ και Παράλληλη Υπαρξη Κάτω & Άνω Ορίου για την Τιμή PPA & Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)

5.3 Ανάλυση Ευαισθησίας

Τα σενάρια και τα αποτελέσματα που περιλαμβάνονται στις ενότητες 5.1 και 5.2 βασίζονται σε ένα σύνολο παραδοχών και υποθέσεων που αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 3, επομένως εμπεριέχεται ένα σημαντικό κομμάτι αβεβαιότητας καθώς πραγματοποιούνται μελλοντικές εκτιμήσεις για την διαμόρφωση των διάφορων παραμέτρων υπολογισμού των οικονομικών δεικτών αξιολόγησης. Μέσω ανάλυσης ευαισθησίας, προσδιορίζεται η «ευαισθησία» της επένδυσης σε μεταβολές των αρχικών υποθέσεων που λαμβάνονται για τις διάφορες μεταβλητές και παρατηρείται ο ρόλος και η επίδραση τους στην αξιολόγηση της επένδυσης. Ο παραγωγός ΑΠΕ οφείλει να διερευνήσει λεπτομερώς το σύνολο των παραμέτρων ώστε να καταλήξει σε ασφαλή συμπεράσματα και να περιοριστεί το ρίσκο του σχετικά με την αποδοχή ή την απόρριψη ενός σχεδίου επένδυσης.

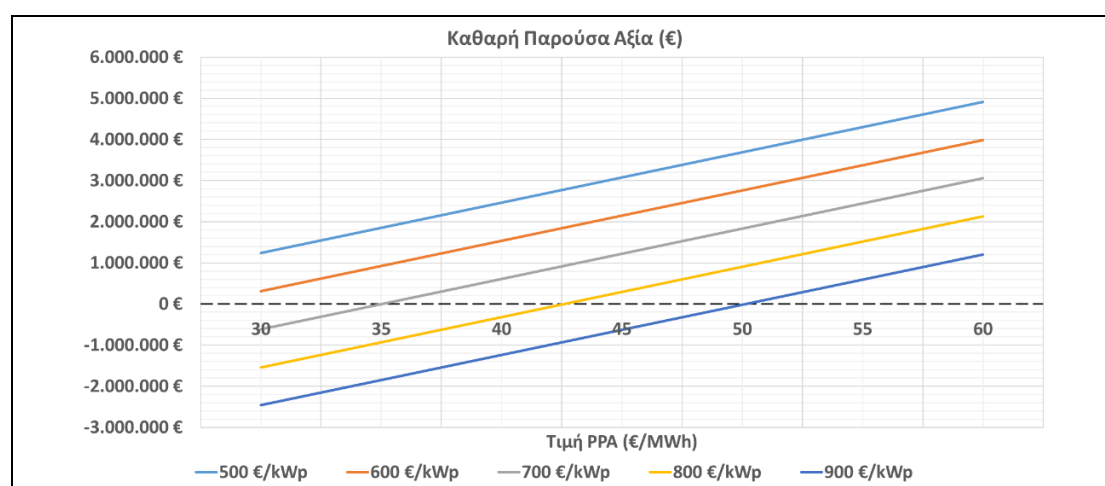
Στην συνέχεια της ενότητας πραγματοποιείται ενδεικτική ανάλυση ευαισθησίας και μελέτη της επίδρασης μεταβολής μερικών σημαντικών παραμέτρων στη διαμόρφωση των δεικτών αξιολόγησης. Σημειώνεται ότι η ανάλυση ευαισθησίας που λαμβάνει χώρα αναφέρεται στα σενάρια σταθερής ονομαστικής τιμής των υπο-ενοτήτων 5.1.1 και 5.2.1 για Φ/Β και αιολικά αντίστοιχα, και συγκεκριμένα στην περίπτωση που δύναται να επιτευχθεί το μεγαλύτερο οικονομικό όφελος για τον παραγωγό.

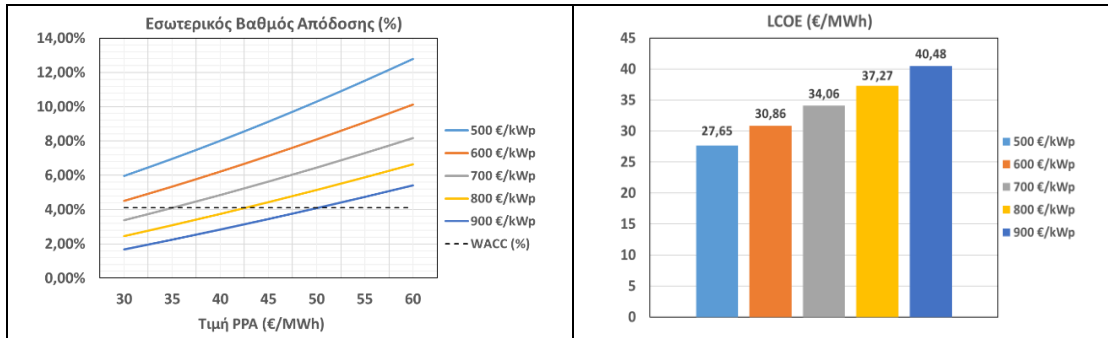
5.3.1 Κόστος Επένδυσης

Στην πραγματική αγορά παραγωγής ΗΕ, το κόστος επένδυσης σε ένα Φ/Β ή αιολικό σύστημα δεν είναι σταθερό καθ' όλο το εύρος της εγκατεστημένης ισχύος, ωστόσο για την υλοποίηση των συγκριτικών αξιολογήσεων που πραγματοποιούνται εντός της παρούσας εργασίας, θεωρείται ένα μέσο σταθερό κόστος επένδυσης. Μεταβάλλοντας το κόστος επένδυσης, οι διάφοροι οικονομικοί δείκτες που υπολογίστηκαν στις προηγούμενες υπο-ενότητες του κεφαλαίου τροποποιούνται, όπως παρουσιάζονται στις εικόνες που ακολουθούν.

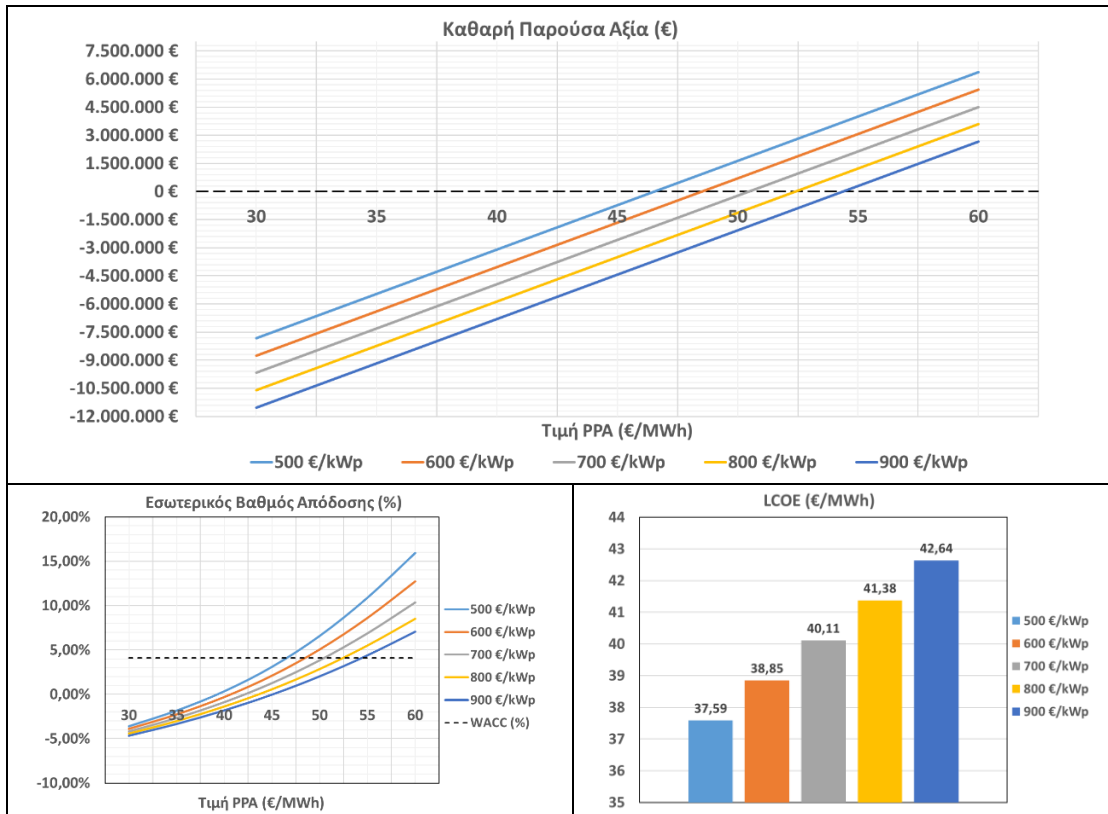
Στην περίπτωση των Φ/Β, καθώς τροποποιείται το κόστος επένδυσης μεταξύ του εύρους 500 - 900 €/kWp, εξάγονται τα εξής συμπεράσματα:

- Η αύξηση στο αρχικό κόστος επένδυσης, όπως είναι αναμενόμενο, προκαλεί μείωση στους δείκτες της ΚΠΑ και του ΕΒΑ και αύξηση του LCOE, απαιτώντας υψηλότερες προκαθορισμένες τιμές PPA για την εξασφάλιση της οικονομικής αποδοτικότητας της επένδυσης,
- Στην περίπτωση του PaP, παρατηρείται ότι σε χαμηλότερα κόστη επένδυσης (500 - 600 €/kWp) οι τιμές της 10-ετούς συμφωνίας PPA δύνανται να φτάσουν σε επίπεδα κάτω των 30 €/MWh ώστε να εξασφαλιστεί η βιωσιμότητα του παραγωγού, σε αντίθεση για παράδειγμα με την περίπτωση ενός κόστους επένδυσης των 900 €/kWp όπου μια τιμή PPA κοντά στα 50 €/MWh καθιστά τη διαπραγμάτευση με τον αγοραστή πολυπλοκότερη (Εικόνα 40),
- Στην περίπτωση των baseload σχημάτων, η ανάγκη για κλείδωμα τιμής PPA εντός του εύρους 45-55 €/MWh για τις διάφορες εξεταζόμενες περιπτώσεις μεταβολής του κόστους επένδυσης, ανεβάζει το κόστος για τον αγοραστή και δυσχεραίνει την επικοινωνία μεταξύ των 2 βασικών αντισυμβαλλόμενων (Εικόνα 41, Εικόνα 42),
- Τέλος, σε PaP σχήματα με υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ, φαίνεται ότι στην εξεταζόμενη περίπτωση του χαμηλότερου επιπέδου κόστους επένδυσης (500 €/kWp), μια τιμή PPA της τάξεως των 32-33 €/MWh είναι ικανή να καταστήσει το Φ/Β έργο βιώσιμο, ενώ υψηλό κόστος επένδυσης (900 €/kWp) χρειάζεται 52-53 €/MWh ώστε να μπορέσει ο παραγωγός να προχωρήσει στην επένδυση (Εικόνα 43)

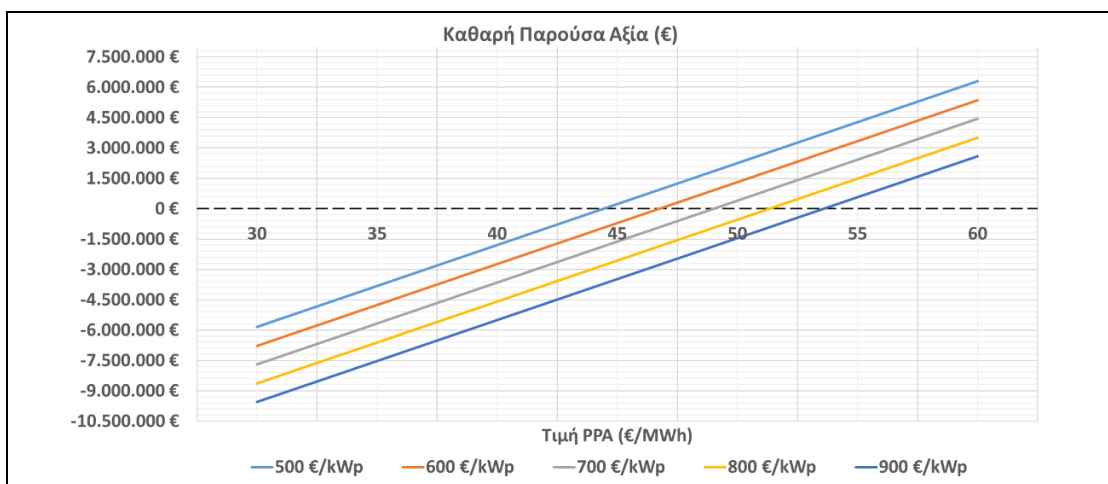


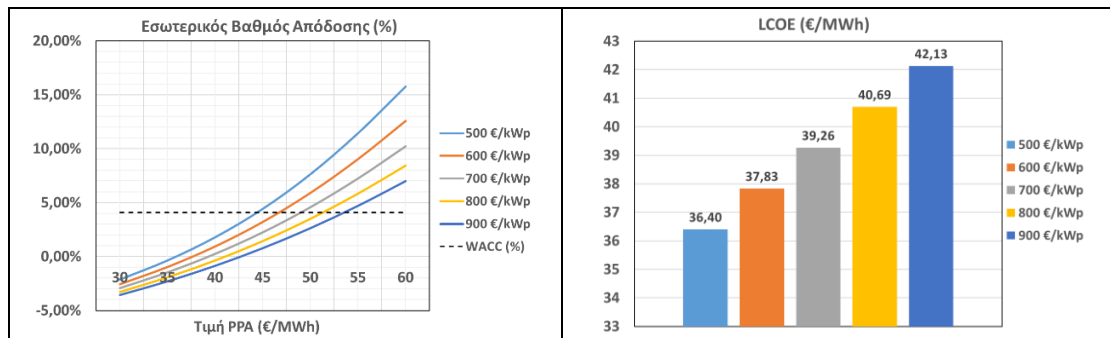


Εικόνα 40: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced (Φ/Β)

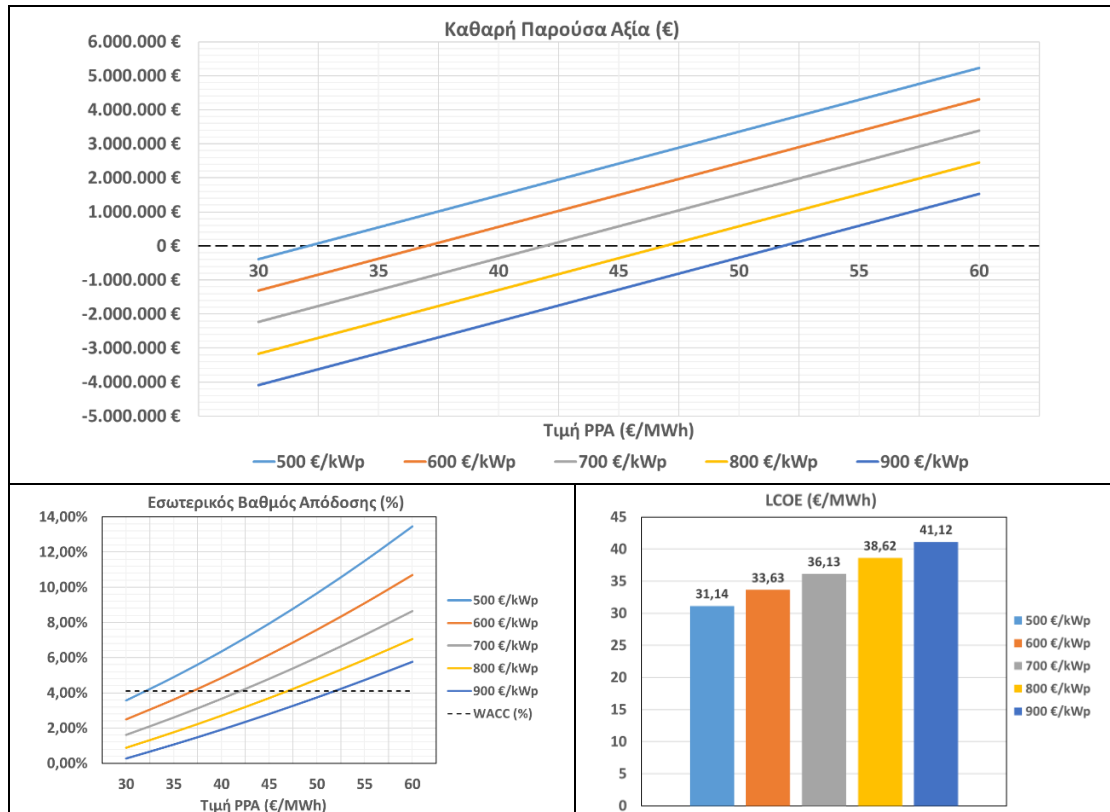


Εικόνα 41: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Ετήσιο Baseload (Φ/Β)





Εικόνα 42: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)



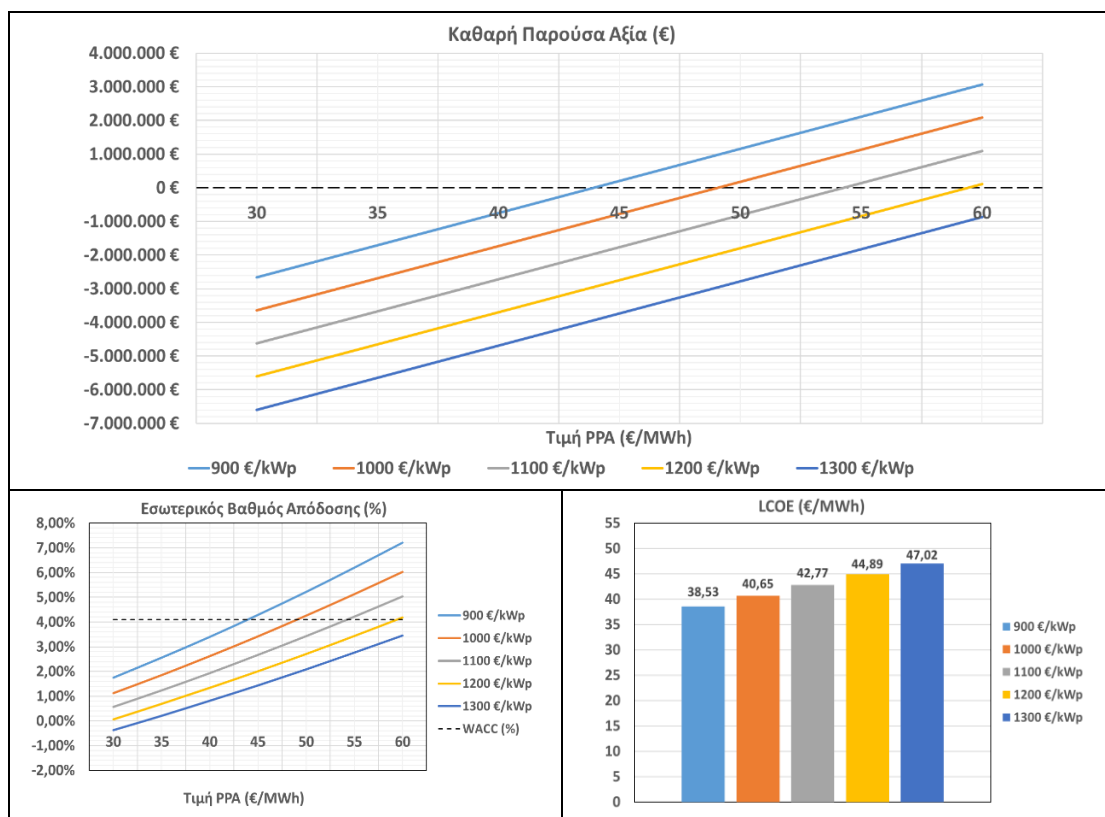
Εικόνα 43: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β)

Αντίστοιχα αποτελέσματα διαπιστώνονται με την ανάλυση ευαισθησίας των αιολικών, όπου το κόστος επένδυσης μεταβάλλεται από 900 έως 1.300 €/kWp:

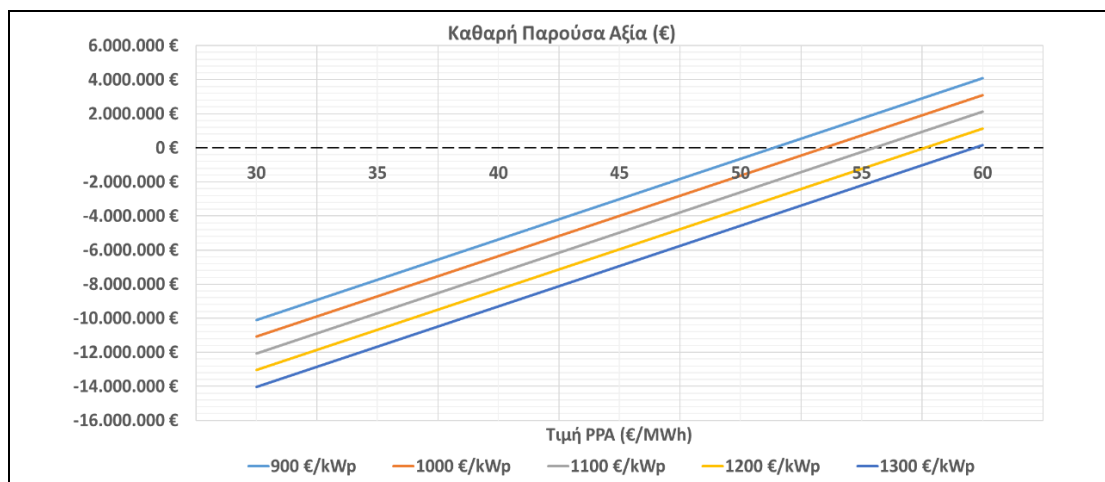
- Η αύξηση στο αρχικό κόστος επένδυσης οδηγεί σε μείωση των δεικτών της ΚΠΑ και του EBA και αύξηση του LCOE, απαιτώντας υψηλότερες τιμές PPA για την αποδοχή της επένδυσης από τον παραγωγό,
- Στην περίπτωση του ΡαΡ, παρατηρείται ότι σε χαμηλότερα κόστη επένδυσης (900 €/kWp) η τιμή PPA δύναται να φτάσει σε επίπεδα των 43-44 €/MWh ώστε να εξασφαλιστεί η βιωσιμότητα του παραγωγού, σε αντίθεση για παράδειγμα με την περίπτωση ενός κόστους επένδυσης των 1.300 €/kWp όπου η απαιτούμενη τιμή PPA ξεπερνά τα επίπεδα των 60 €/MWh καθιστώντας ιδιαίτερα δύσκολη τη συμφωνία παραγωγού - αγοραστή (Εικόνα 44),
- Στην περίπτωση των baseload σχημάτων, η ανάγκη για κλείδωμα τιμής PPA εντός του εύρους 48-63 €/MWh για το σύνολο των εξεταζόμενων περιπτώσεων κόστους επένδυσης, φαίνεται να παράγει αποτελέσματα συγκρίσιμα με το ΡαΡ σχήμα με τον

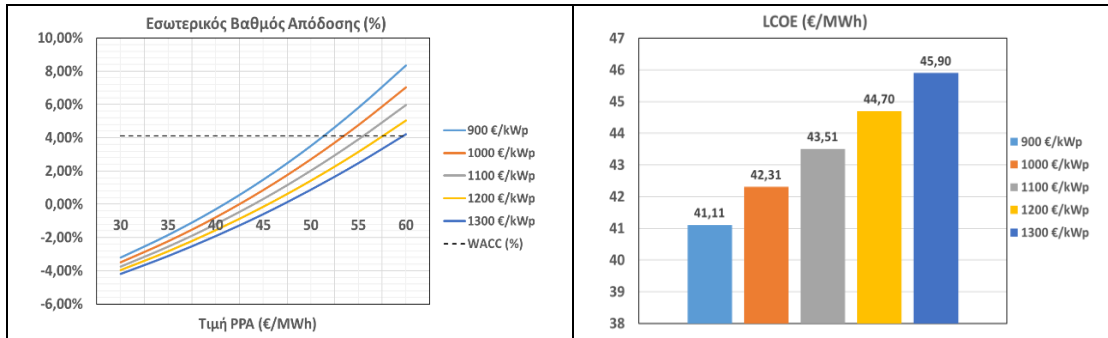
παραγωγό να καλείται να διερευνήσει σε μεγαλύτερο βάθος τις επιλογές του (Εικόνα 45, Εικόνα 46),

- Η ανάλυση του σχήματος PaP με παράλληλη υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ παρουσιάζει παρόμοια αποτελέσματα με το σχήμα PaP (Εικόνα 47)

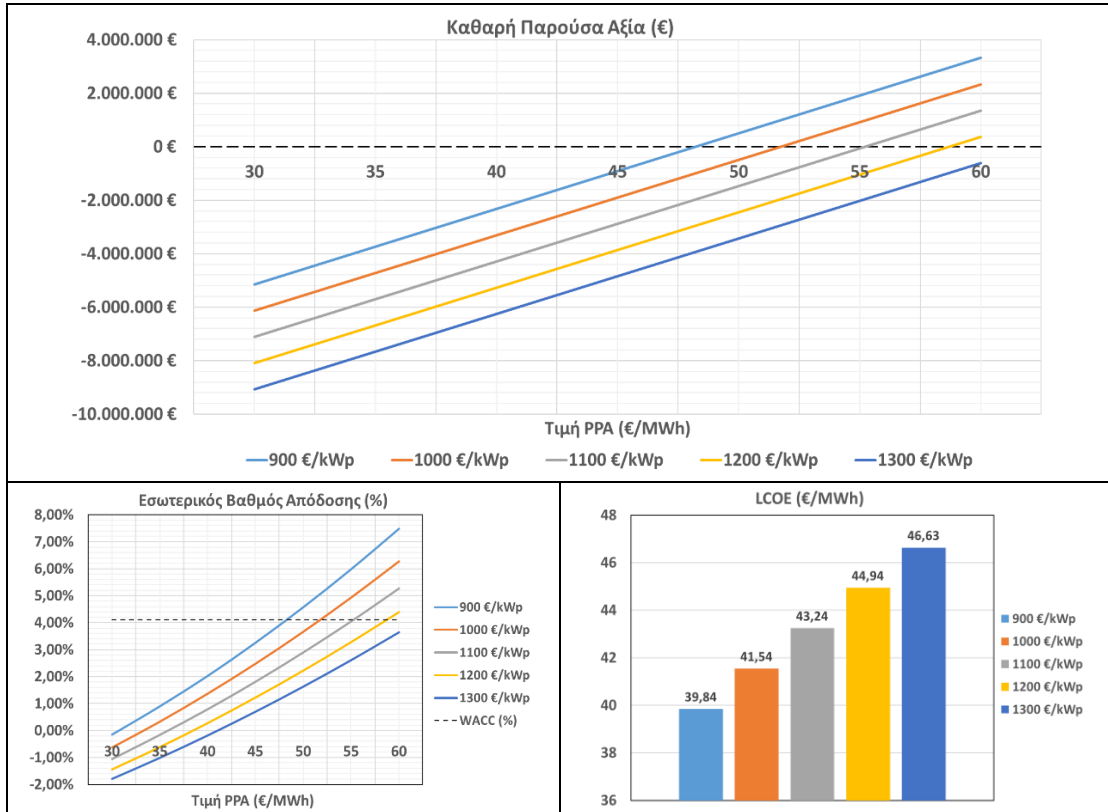


Εικόνα 44: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)

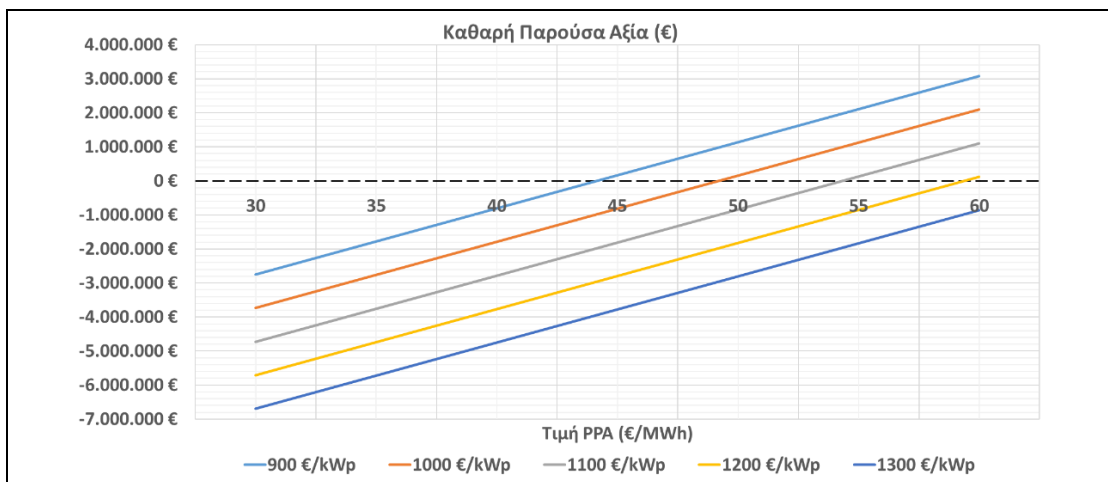


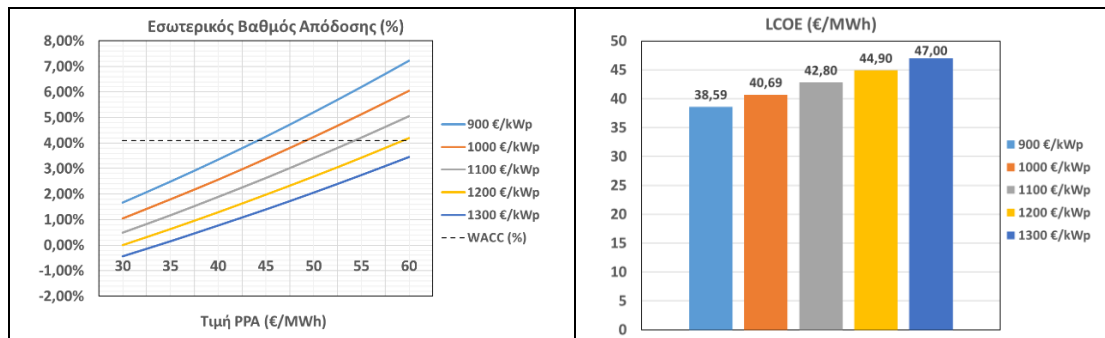


Εικόνα 45: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)



Εικόνα 46: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)





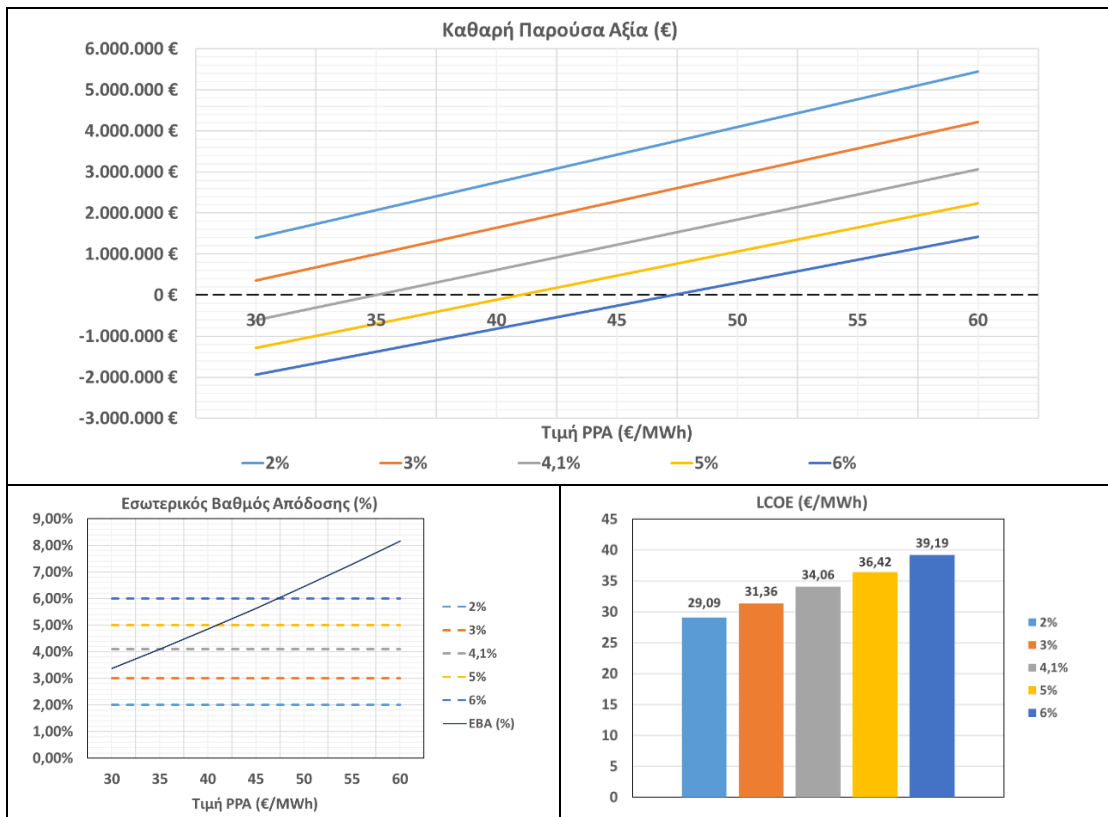
Εικόνα 47: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Επένδυσης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)

5.3.2 Συντελεστής Προεξόφλησης

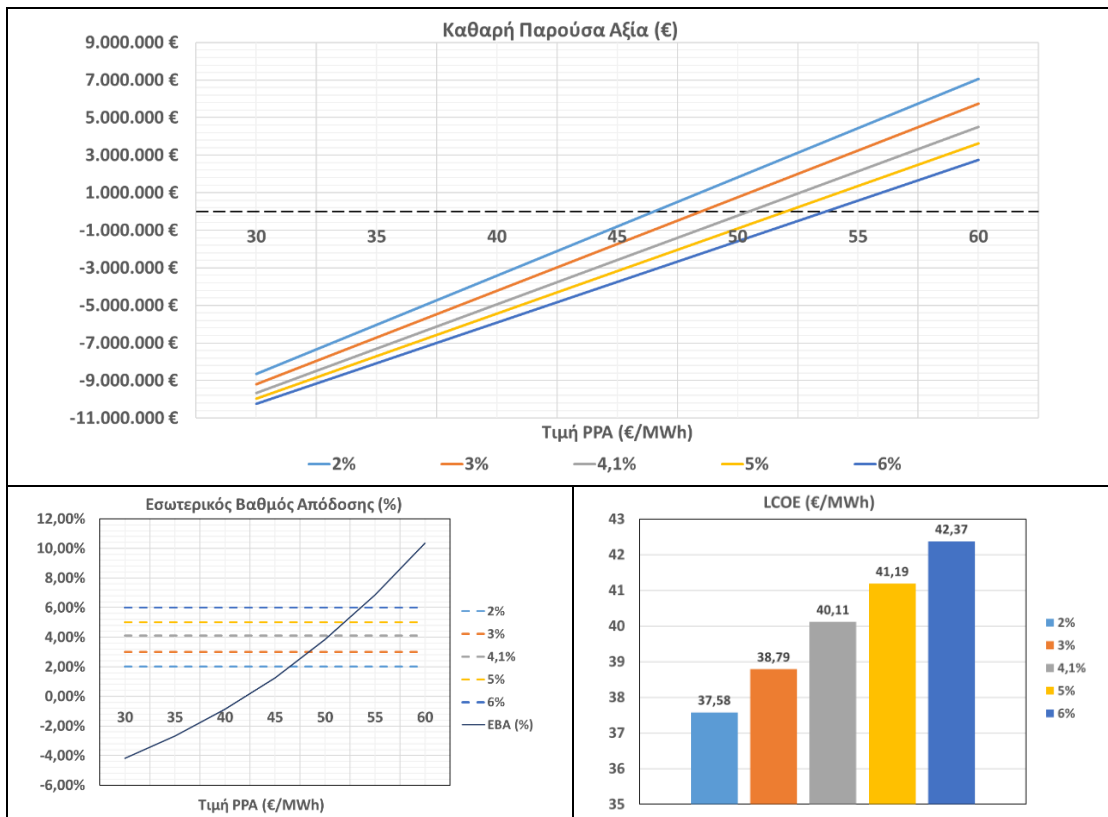
Όπως ήδη έχει καταγραφεί εντός του κεφαλαίου 4, ο συντελεστής προεξόφλησης ή αλλιώς το επιτόκιο αναγωγής εξαρτάται από πληθώρα παραμέτρων με την επίδραση της επιλογής του να είναι καίριας σημασίας για τον υπολογισμό των διάφορων δεικτών αξιολόγησης. Διατηρώντας σταθερές όλες τις υπόλοιπες παραμέτρους που καθορίστηκαν στο κεφάλαιο 4 και μεταβάλλοντας μόνο την τιμή του επιτοκίου αναγωγής, εξετάζουμε την επίδραση του στη διαμόρφωση των εξεταζόμενων δεικτών. Η αύξηση του συντελεστή προεξόφλησης οδηγεί λογικά σε μείωση της ΚΠΑ καθώς το αντίστοιχο ετήσιο όφελος διαιρείται με τον όρο $(1+r)^t$ για αναγωγή σε παρούσα αξία. Αντίθετα, το LCOE αυξάνεται με την αύξηση του συντελεστή προεξόφλησης, καθώς η μείωση του παρανομαστή στον τύπο υπολογισμού του δείκτη είναι μεγαλύτερη της μείωσης του αριθμητή. Απόρροια είναι η εμφάνιση υψηλότερων προκαθορισμένων τιμών PPA για τη βιωσιμότητα του έργου ΑΠΕ.

Πιο συγκεκριμένα, για τα Φ/Β συστήματα, συμπεραίνουμε τα εξής:

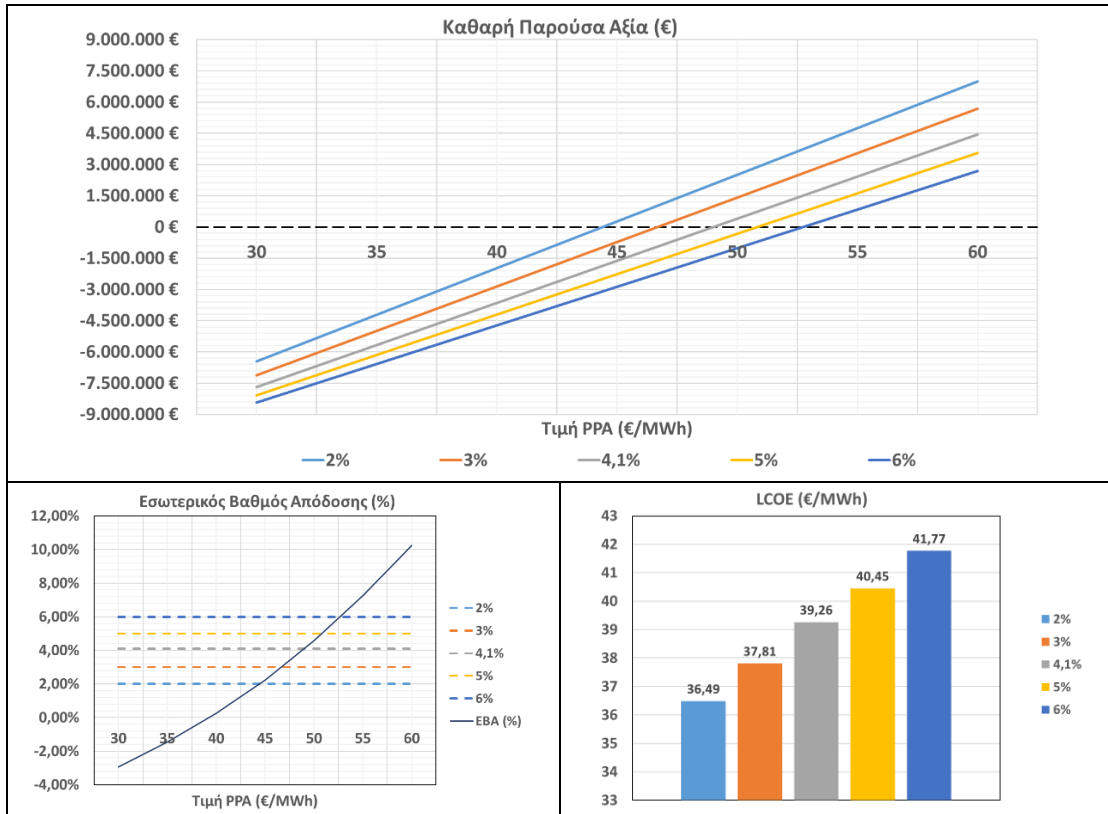
- Στην περίπτωση του PaP, παρατηρείται ότι σε χαμηλότερα επίπεδα συντελεστή προεξόφλησης (2-3%) οι τιμές της 10-ετούς συμφωνίας PPA δύνανται να φτάσουν σε επίπεδα κάτω των 30 €/MWh ώστε να εξασφαλιστεί η βιωσιμότητα του παραγωγού, ενώ σε υψηλότερα ύψη του συντελεστή (6%) η τιμή PPA φτάνει σε επίπεδα της τάξεως των 47-48 €/MWh δημιουργώντας προκλήσεις στις διαπραγματεύσεις του παραγωγού με τους δυνητικούς αγοραστές (Εικόνα 48),
- Στην περίπτωση των baseload σχημάτων, εμφανίζονται μικρότερες αποκλίσεις ως προς την τιμή PPA που καθιστά αποδεκτή την επένδυση για τα διάφορα μεγέθη του συντελεστή προεξόφλησης που μελετώνται με τα αποτελέσματα να καταδεικνύουν την ανάγκη κλειδώματος μιας τιμής PPA εντός του εύρους 45-54 €/MWh (Εικόνα 49, Εικόνα 50),
- Σε σχήμα PaP με υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ, φαίνεται ότι στο χαμηλότερο εξεταζόμενο επιτόκιο (2%), μια τιμή PPA των 32 €/MWh καθιστά το Φ/Β έργο βιώσιμο, ενώ υψηλότερος συντελεστής προεξόφλησης (6%) απαιτεί τιμή PPA στα 50 €/MWh ώστε ο παραγωγός να προχωρήσει στην επένδυση (Εικόνα 51)



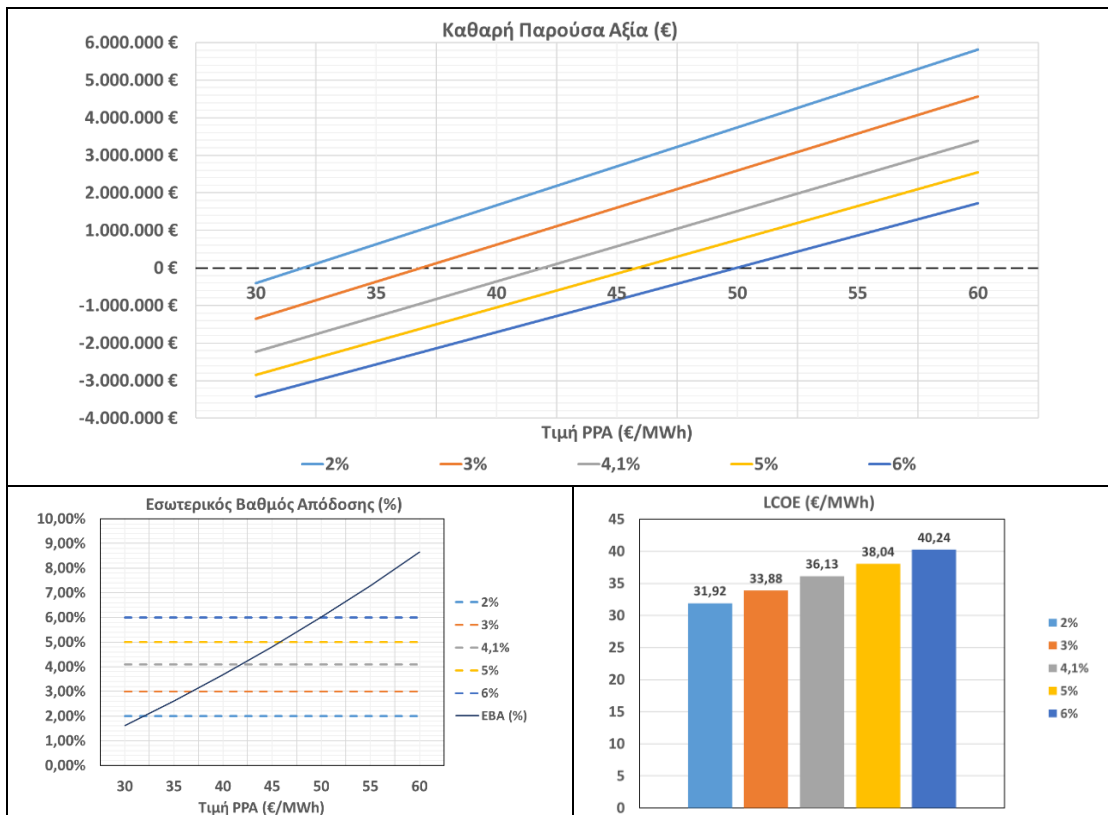
Εικόνα 48: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced (Φ/Β)



Εικόνα 49: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Ετήσιο Baseload (Φ/Β)



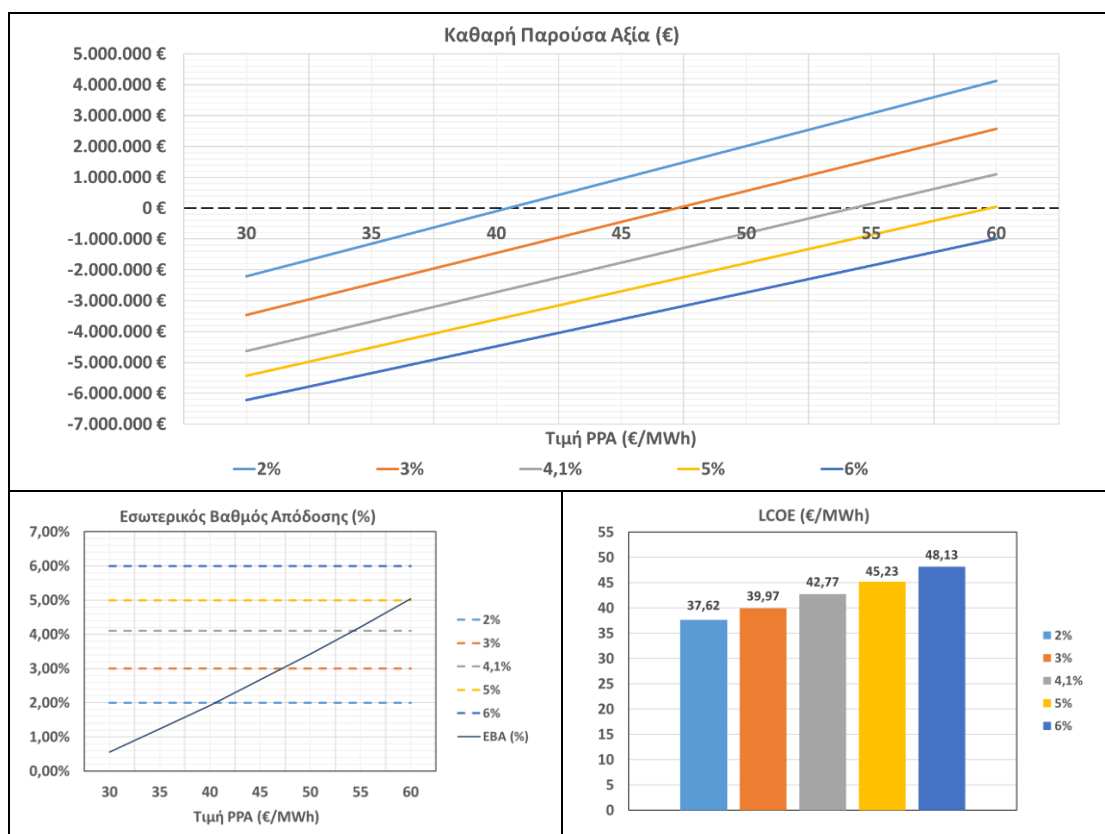
Εικόνα 50: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)



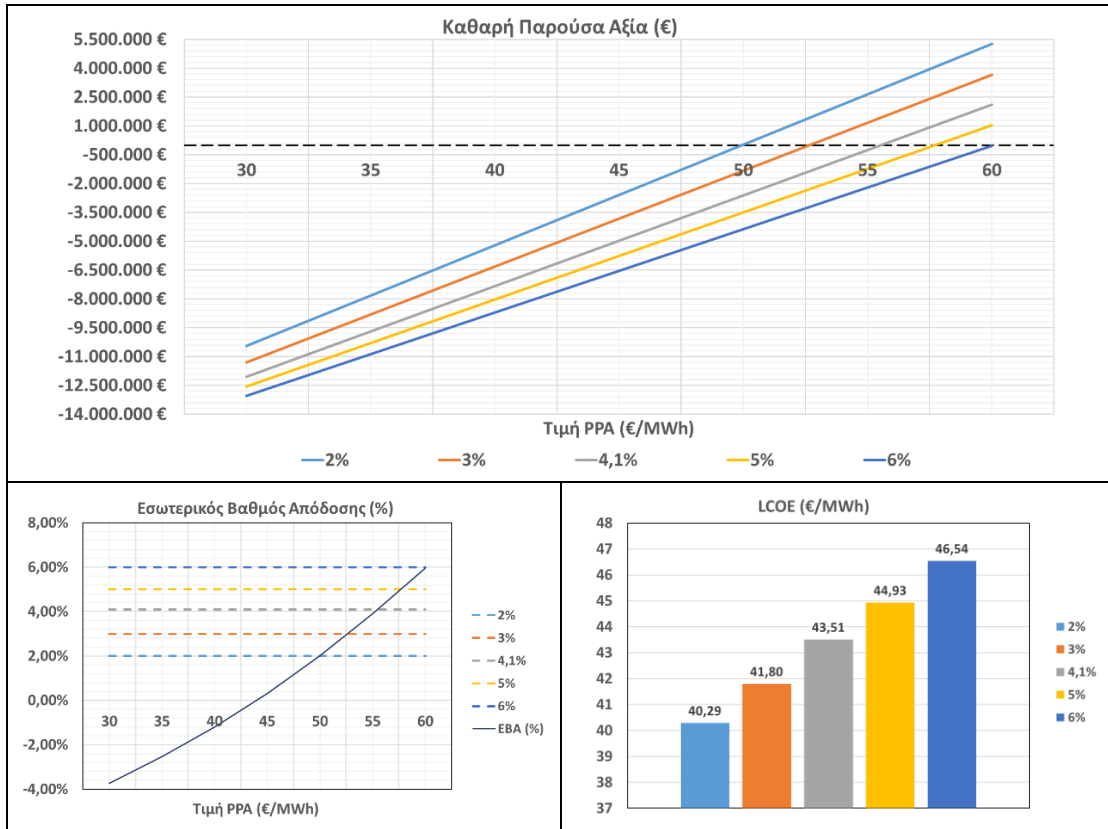
Εικόνα 51: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Φ/Β)

Παρομοίως, μέσω της πραγματοποίησης ανάλυσης ευαισθησίας ως προς την μεταβολή του επιτοκίου αναγωγής για την περίπτωση των αιολικών συστημάτων, διαπιστώνονται τα παρακάτω:

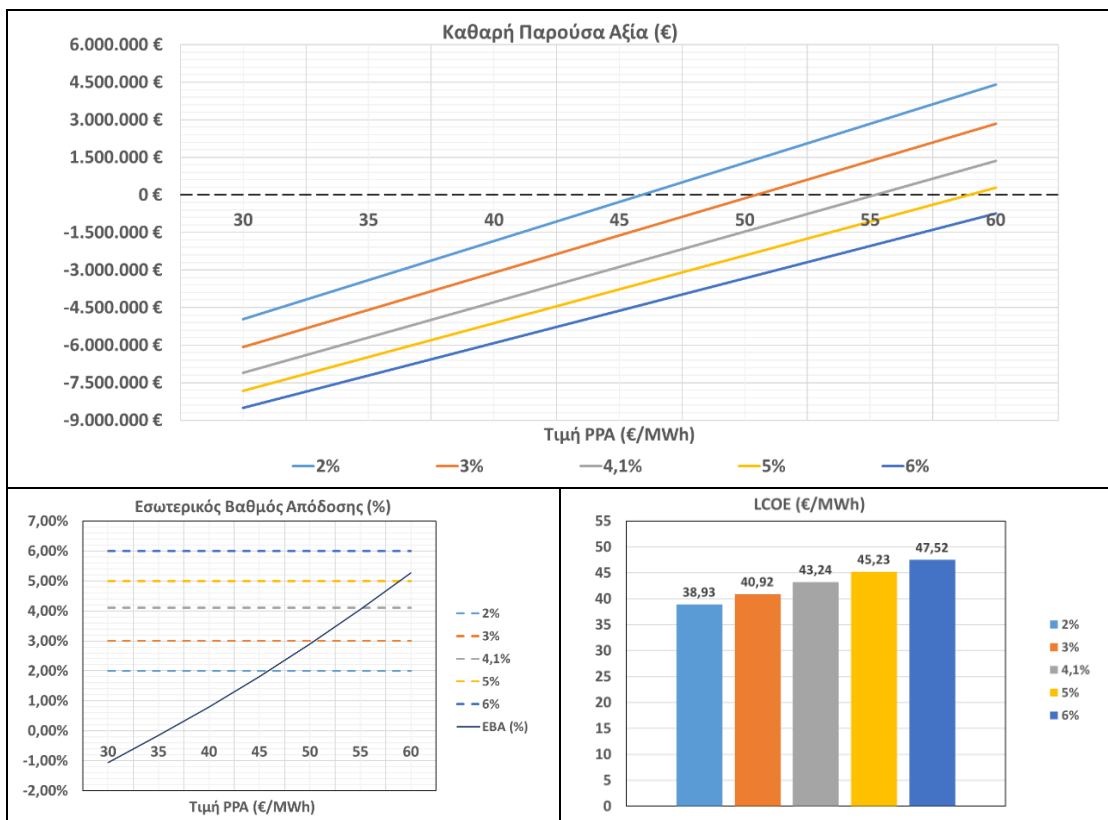
- Στην περίπτωση του PaP, παρατηρείται ότι σε χαμηλότερα επίπεδα συντελεστή προεξόφλησης (2%) η τιμή PPA δύναται να φτάσει σε επίπεδα των 40 €/MWh ώστε να γίνει αποδεκτή η επένδυση από την πλευρά του παραγωγού, ενώ σε υψηλότερα επίπεδα του συντελεστή (6%) η τιμή PPA πρέπει να ξεπεράσει τα 60 €/MWh (Εικόνα 52),
- Όπως και στην περίπτωση των Φ/Β, τα baseload σχήματα παρουσιάζουν μικρότερες αποκλίσεις ως προς το εύρος διακύμανσης της τιμής PPA που καθιστά αποδεκτή την επένδυση για τα διάφορα μεγέθη του συντελεστή προεξόφλησης, καταδεικνύοντας την ανάγκη για μια προκαθορισμένη τιμή της τάξεως των 50-63 €/MWh (Εικόνα 53, Εικόνα 54),
- Η ανάλυση του σχήματος PaP με παράλληλη υποχρέωσης παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ παρουσιάζει παρόμοια αποτελέσματα με το σχήμα PaP (Εικόνα 55)



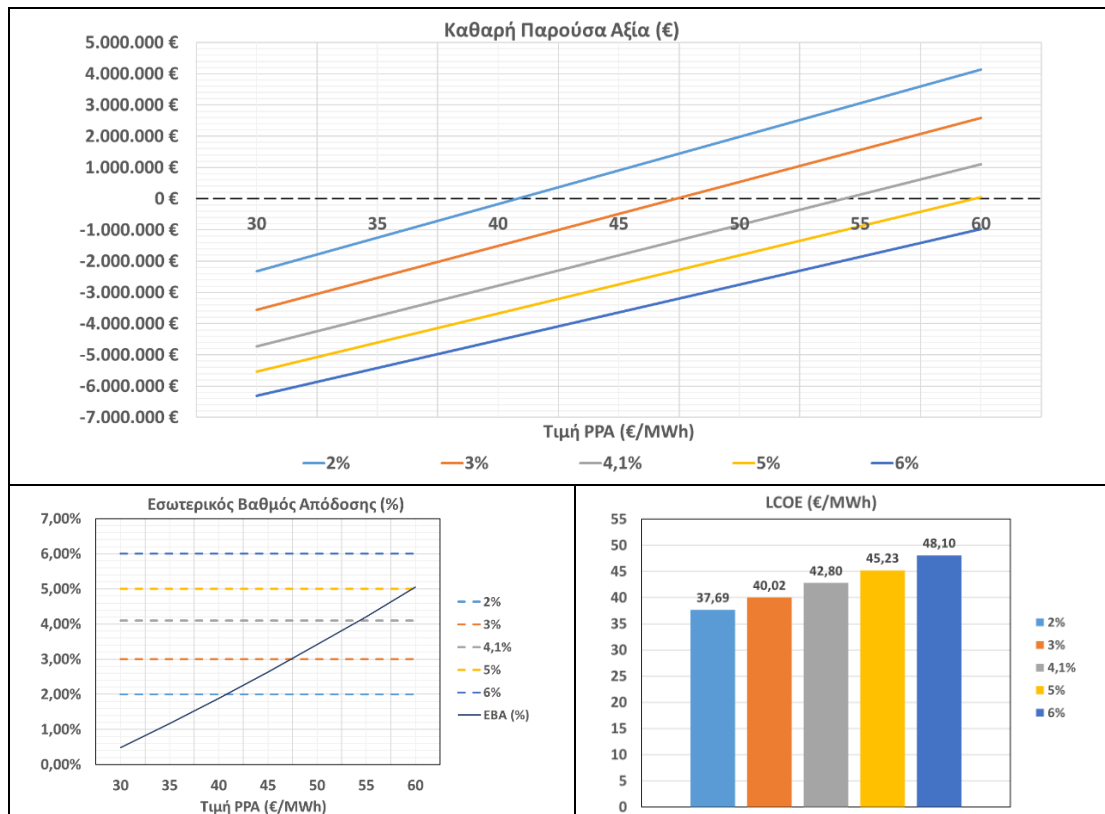
Εικόνα 52: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)



Εικόνα 53: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)



Εικόνα 54: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)



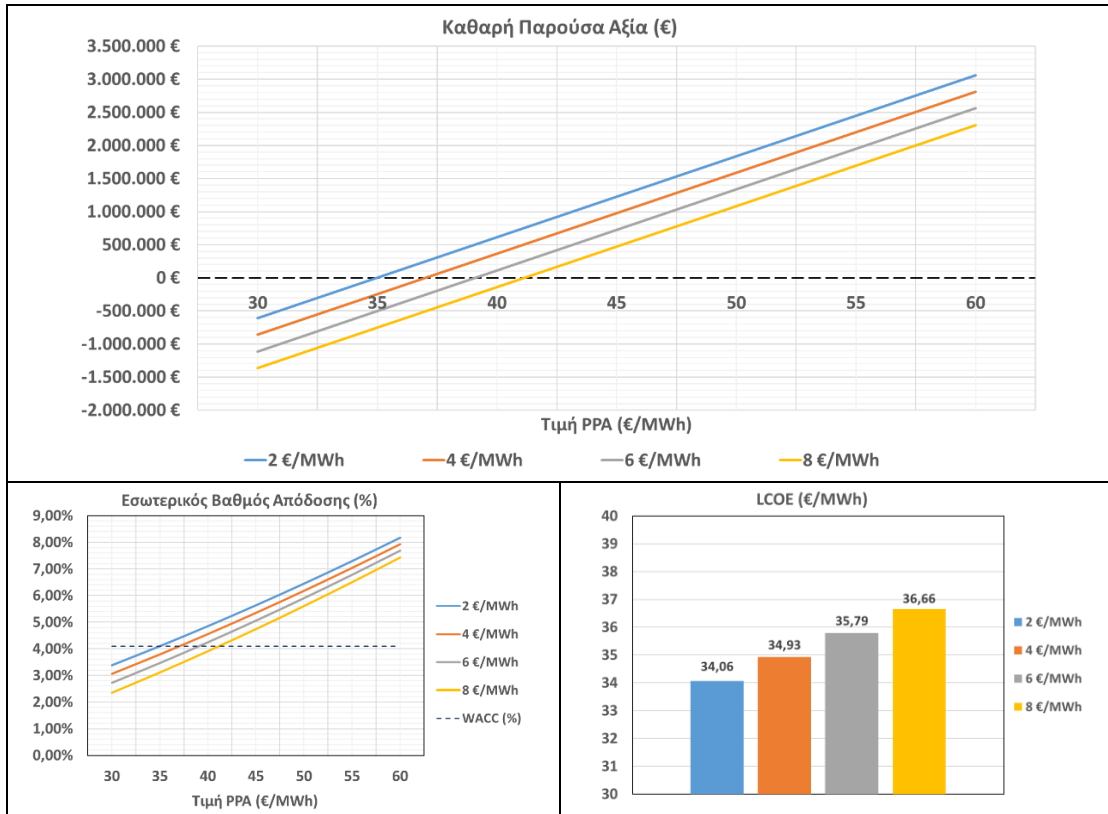
Εικόνα 55: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Συντελεστή Προεξόφλησης - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)

5.3.3 Κόστος Αποκλίσεων

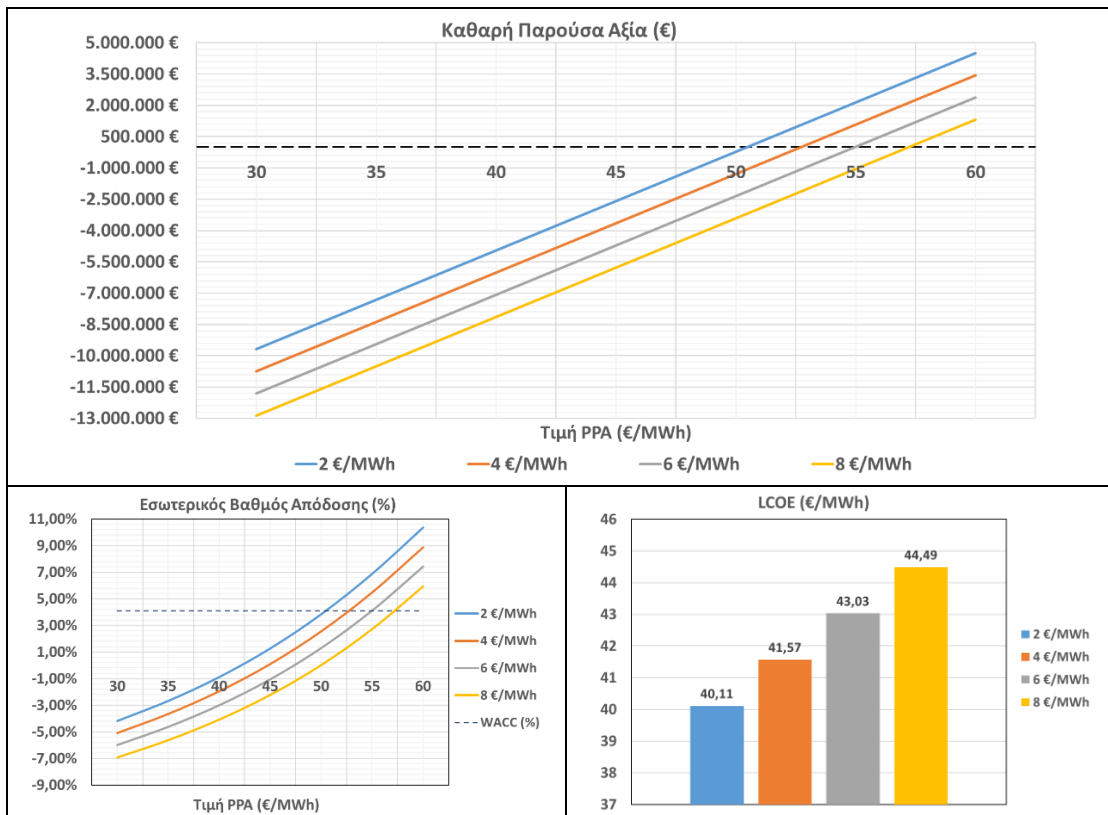
Στην υπο-ενότητα 5.3.3 μελετάται η επίδραση μεταβολής του κόστους αποκλίσεων το οποίο όπως ήδη έχει αναφερθεί εντός της ενότητας 3.7, εξαρτάται από πληθώρα παραγόντων συμπεριλαμβανομένων των στρατηγικών και των καθετοποιημένων δραστηριοτήτων των διάφορων παικτών της αγοράς ΗΕ.

Όσον αφορά τα φωτοβολταϊκά συστήματα, εμφανίζονται τα παρακάτω βασικά σημεία:

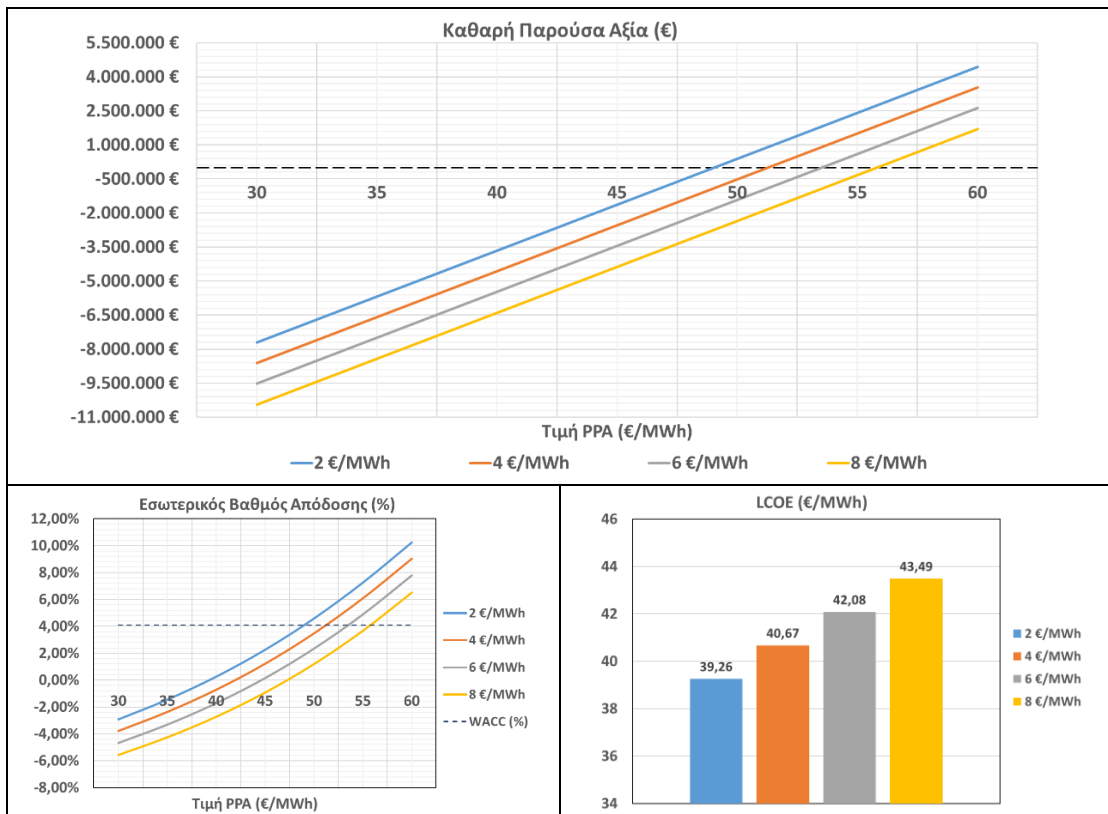
- Σε ένα σχήμα PaP, η αύξηση του κόστους αποκλίσεων από 2 €/MWh σε 8 €/MWh οδηγεί σε αύξηση της ελάχιστης τιμής PPA που καθιστά αποδεκτό το σχέδιο επένδυσης για την πλευρά του παραγωγού από τα 35 στα 41-42 €/MWh (Εικόνα 56),
- Αντίστοιχα, σε σχήματα baseload, η τιμή PPA των 49-50 €/MWh που αντιστοιχεί στην εξασφάλιση βιωσιμότητας του έργου ΑΠΕ για ένα κόστος αποκλίσεων των 2 €/MWh ανεβαίνει στα επίπεδα των 56-57 €/MWh για κόστος αποκλίσεων της τάξεως των 8 €/MWh (Εικόνα 57, Εικόνα 58),
- Σε σχήμα PaP με υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ, φαίνεται ότι στο χαμηλότερο εξεταζόμενο κόστος αποκλίσεων (2 €/MWh), μια τιμή PPA των 42 €/MWh καθιστά το Φ/Β έργο βιώσιμο, ενώ υψηλότερο κόστος αποκλίσεων (8 €/MWh) απαιτεί μια τιμή PPA κοντά στα 48 €/MWh (Εικόνα 59)



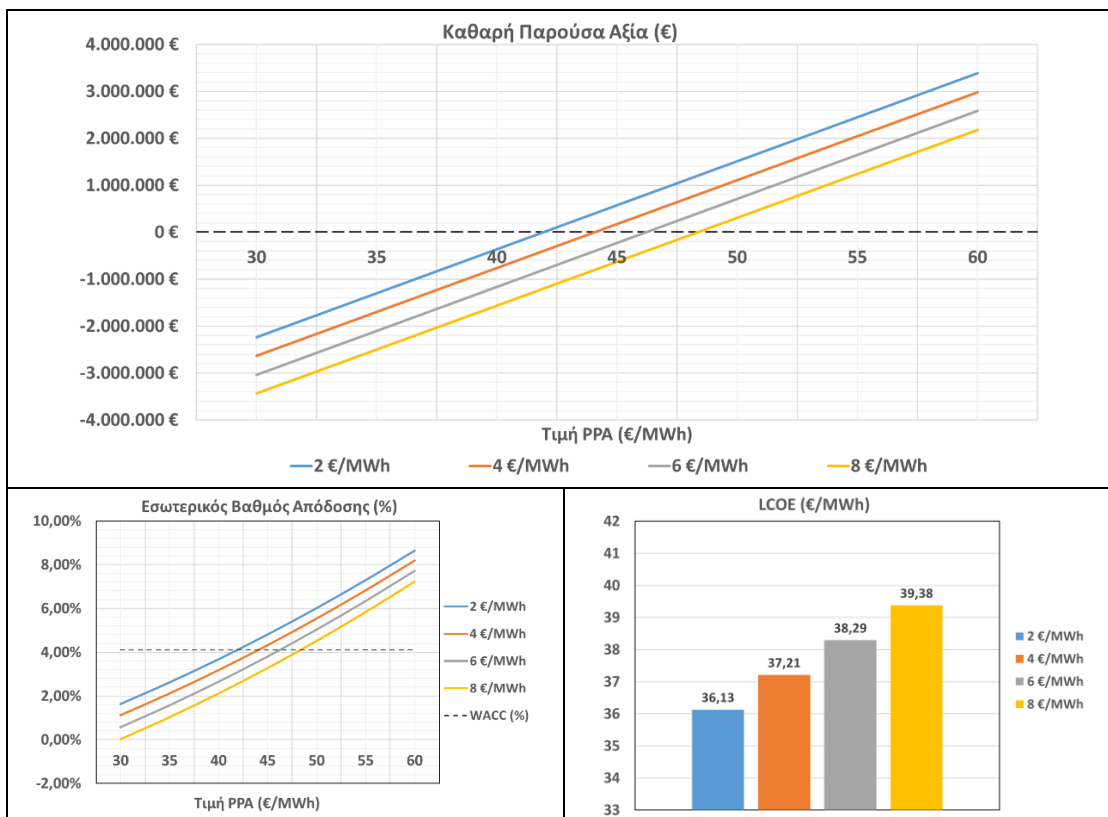
Εικόνα 56: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced (Φ/Β)



Εικόνα 57: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Ετήσιο Baseload (Φ/Β)



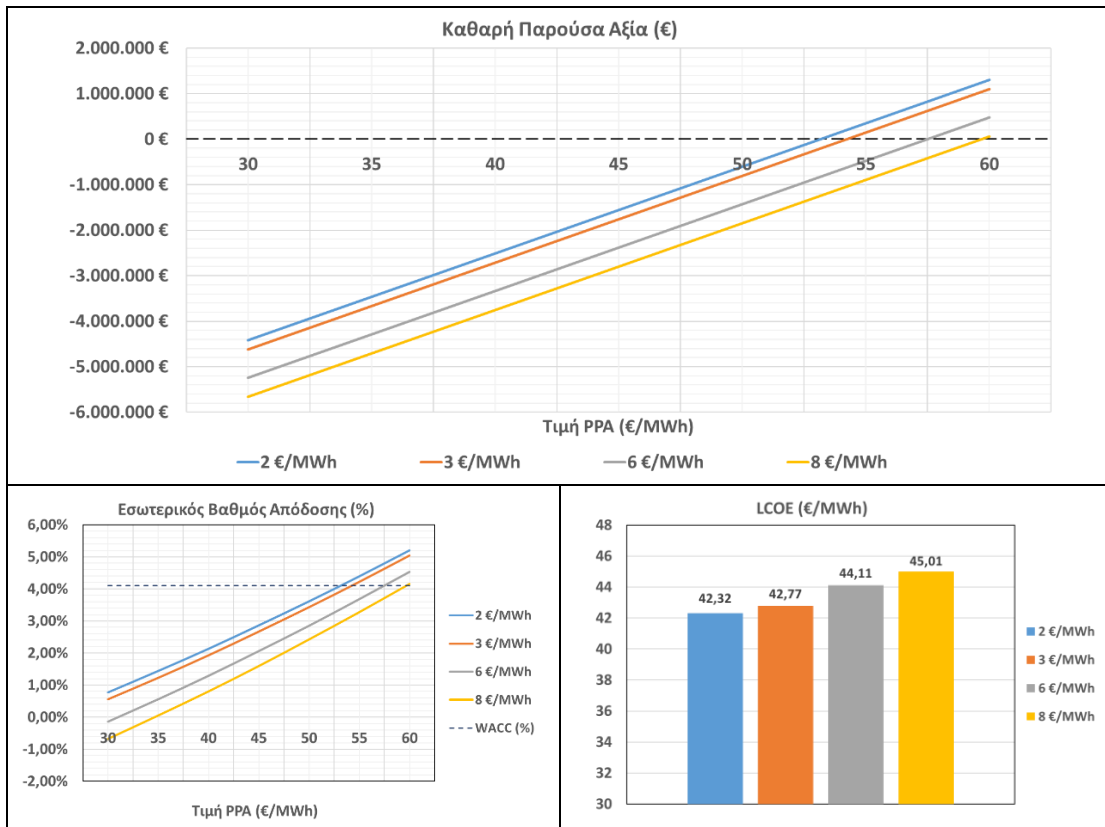
Εικόνα 58: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)



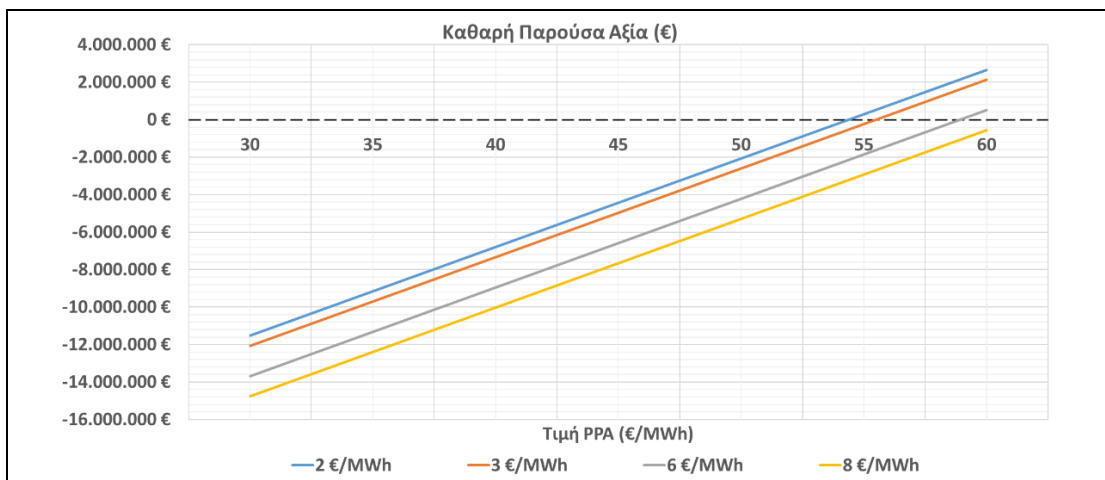
Εικόνα 59: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας HE (Φ/Β)

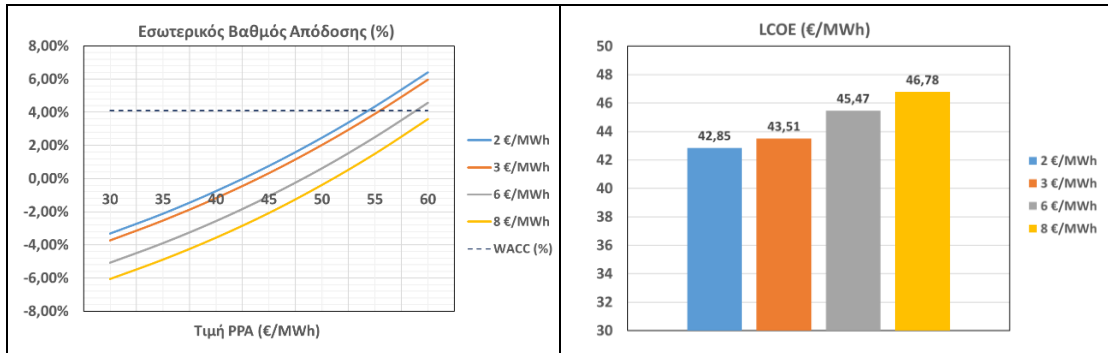
Ακολουθούν τα κύρια συμπεράσματα για την περίπτωση των αιολικών συστημάτων:

- Στα σχήματα PaP, η αύξηση του κόστους αποκλίσεων από 2 €/MWh σε 8 €/MWh οδηγεί σε αύξηση της ελάχιστης τιμής PPA που καθιστά αποδεκτό το σχέδιο επένδυσης για την πλευρά του παραγωγού από τα 53-54 €/MWh στα 60 €/MWh (Εικόνα 60),
- Σε σχήματα baseload, η τιμή PPA των 54-55 €/MWh που αντιστοιχεί στην εξασφάλιση βιωσιμότητας του έργου ΑΠΕ για ένα κόστος αποκλίσεων των 2 €/MWh ανεβαίνει στα επίπεδα των 61-62 €/MWh για κόστος αποκλίσεων της τάξεως των 8 €/MWh (Εικόνα 61, Εικόνα 62),
- Σε σχήμα PaP με υποχρέωση παράδοσης ελάχιστης ποσότητας ΗΕ, εμφανίζονται παρόμοια συμπεράσματα με τα σχήματα PaP (Εικόνα 63)

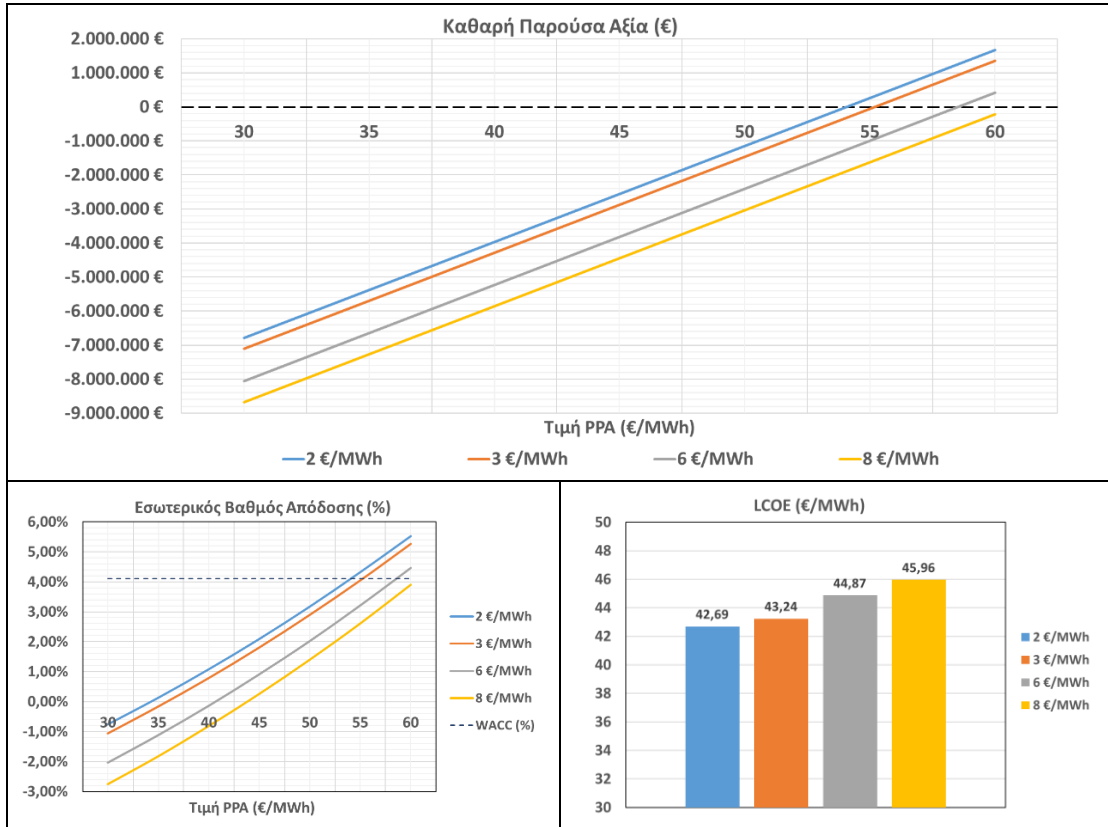


Εικόνα 60: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)

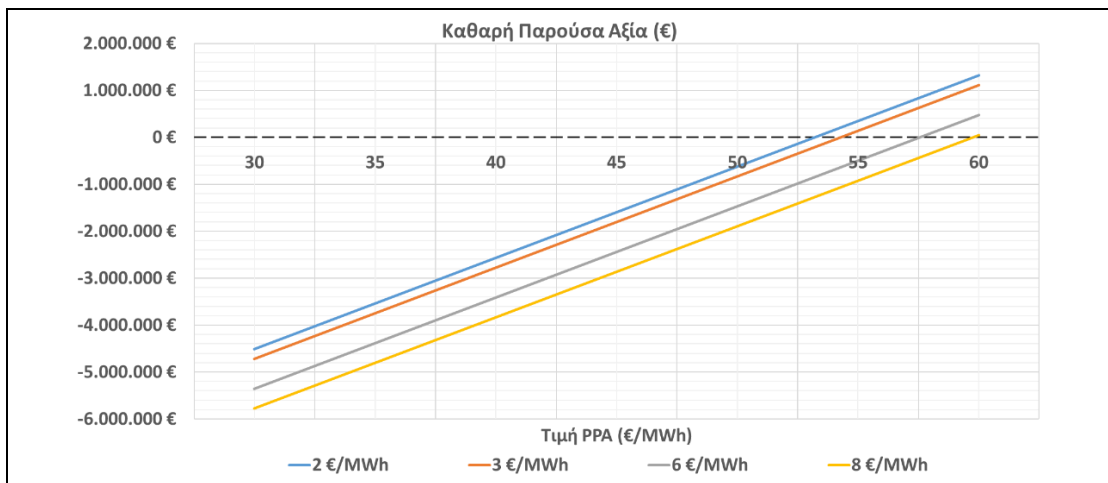


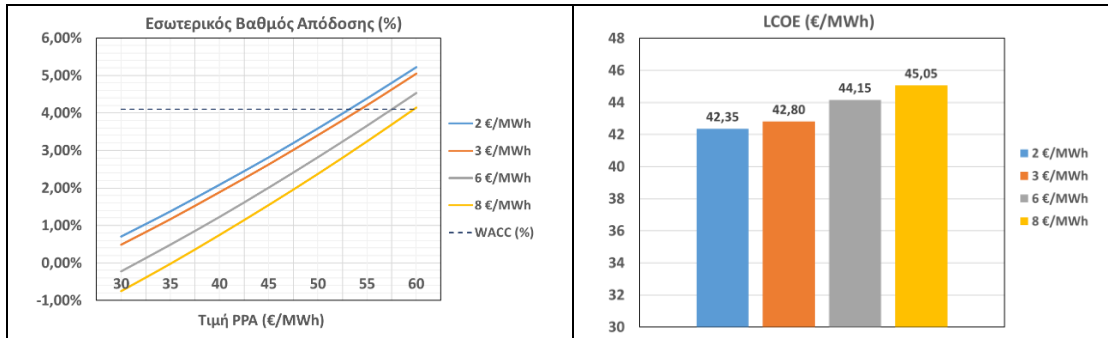


Εικόνα 61: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)



Εικόνα 62: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)



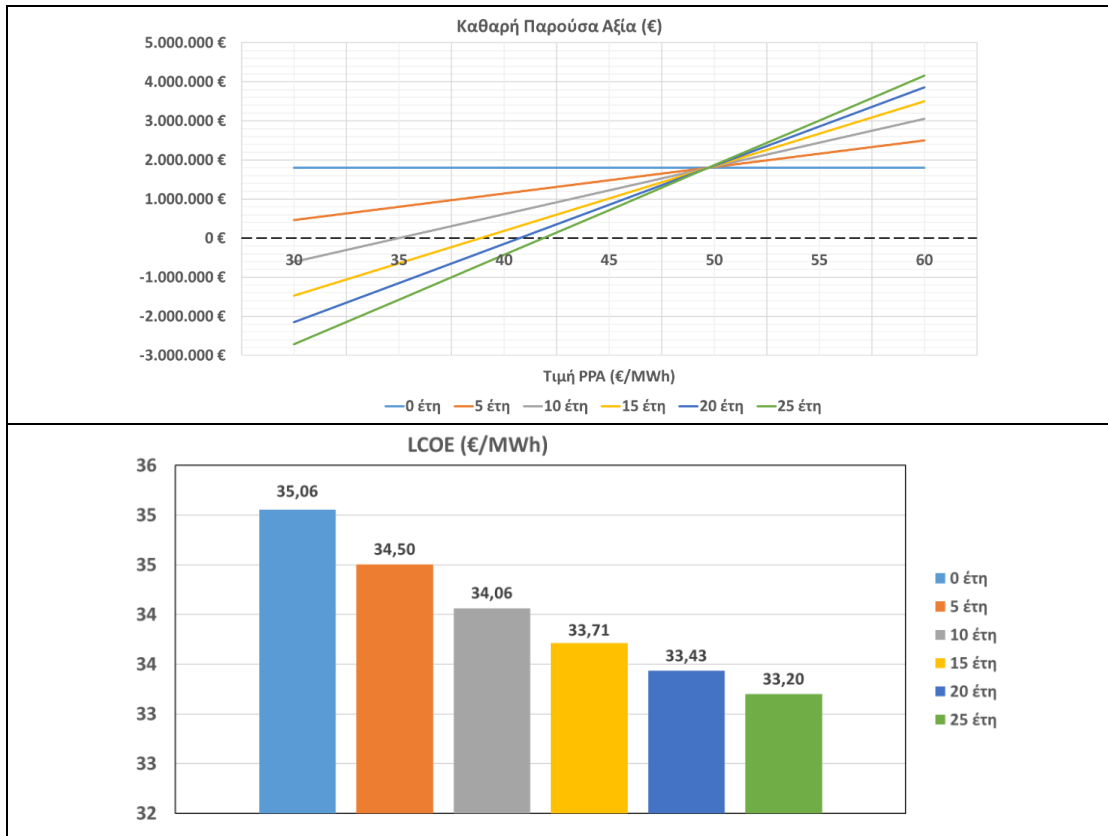


Εικόνα 63: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το Κόστος Αποκλίσεων - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)

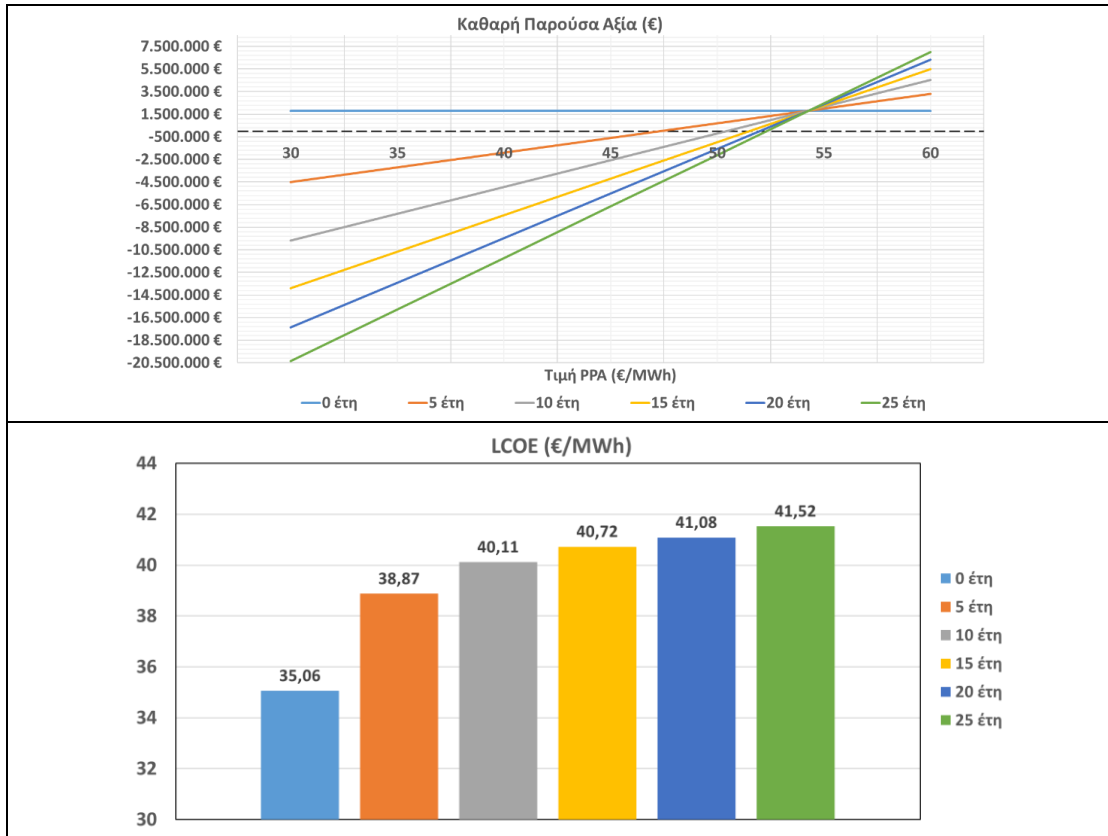
5.3.4 Διάρκεια PPA

Το χρονικό διάστημα ισχύος της διμερούς συμφωνίας PPA μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή αποτελεί ιδιαίτερα σημαντική παράμετρο που οφείλει να εξετάσει προσεκτικά ο παραγωγός ΑΠΕ προτού προχωρήσει στην επένδυση, καθώς αναδεικνύεται πρωταρχικά η ικανότητα εξασφάλισης της βιωσιμότητας του έργου ΑΠΕ και σε δεύτερο στάδιο οι προοπτικές μεγιστοποίησης του περιθωρίου κέρδους του. Το αποτέλεσμα συνδέεται άμεσα με την επιλογή του προφίλ της χονδρεμπορικής τιμής ΗΕ, αφού έχει θεωρηθεί ότι με τη λήξη της PPA, το έργο ΑΠΕ συμμετέχει στη χονδρεμπορική αγορά ΗΕ.

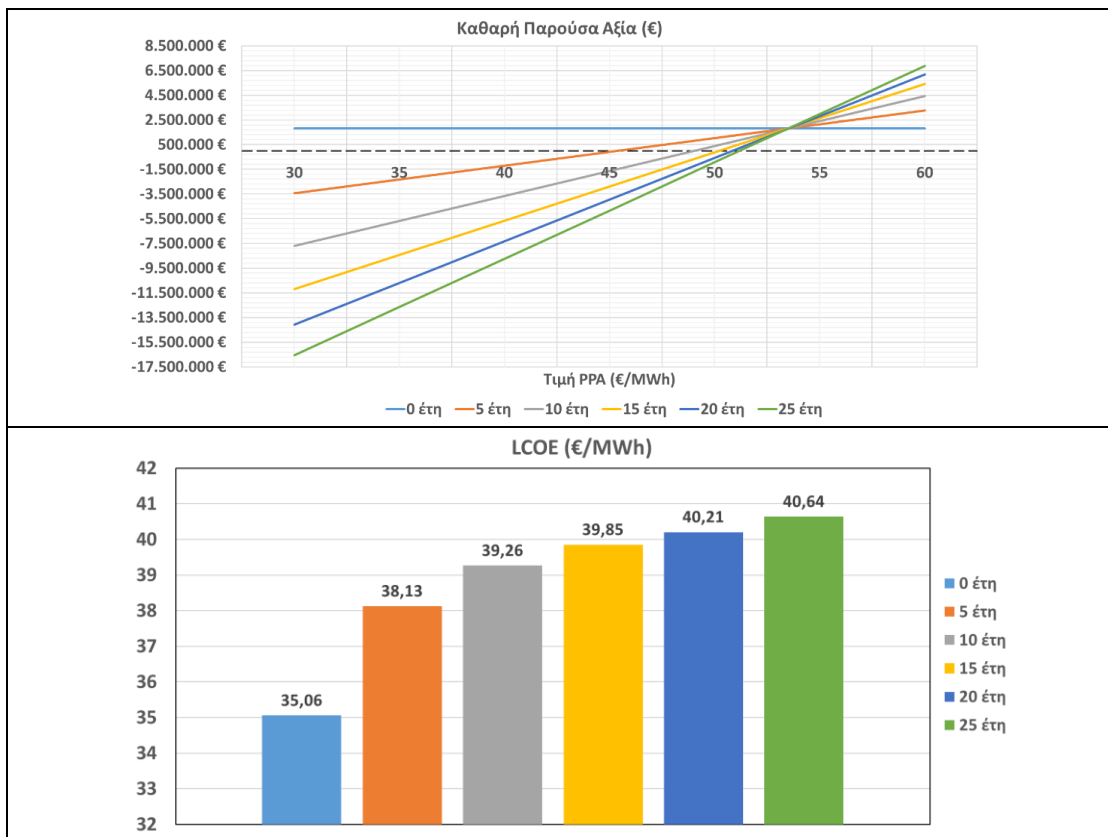
Λαμβάνοντας υπόψη τα προαναφερόμενα και τις υποθέσεις που πραγματοποιήθηκαν εντός της παρούσας εργασίας, διαπιστώνεται για την περίπτωση των Φ/Β, ότι μεγαλύτερη διάρκεια συμφωνίας PPA απαιτεί μεγαλύτερη τιμή PPA ώστε το σχέδιο επένδυσης να καταστεί αποδεκτό από την πλευρά του παραγωγού. Επιπρόσθετα, παρατηρείται ότι σε συμφωνίες μεγαλύτερης διάρκειας που περιλαμβάνουν μεγαλύτερες τιμές PPA είναι δυνατόν να επιτευχθεί μεγαλύτερο όφελος για το παραγωγό.



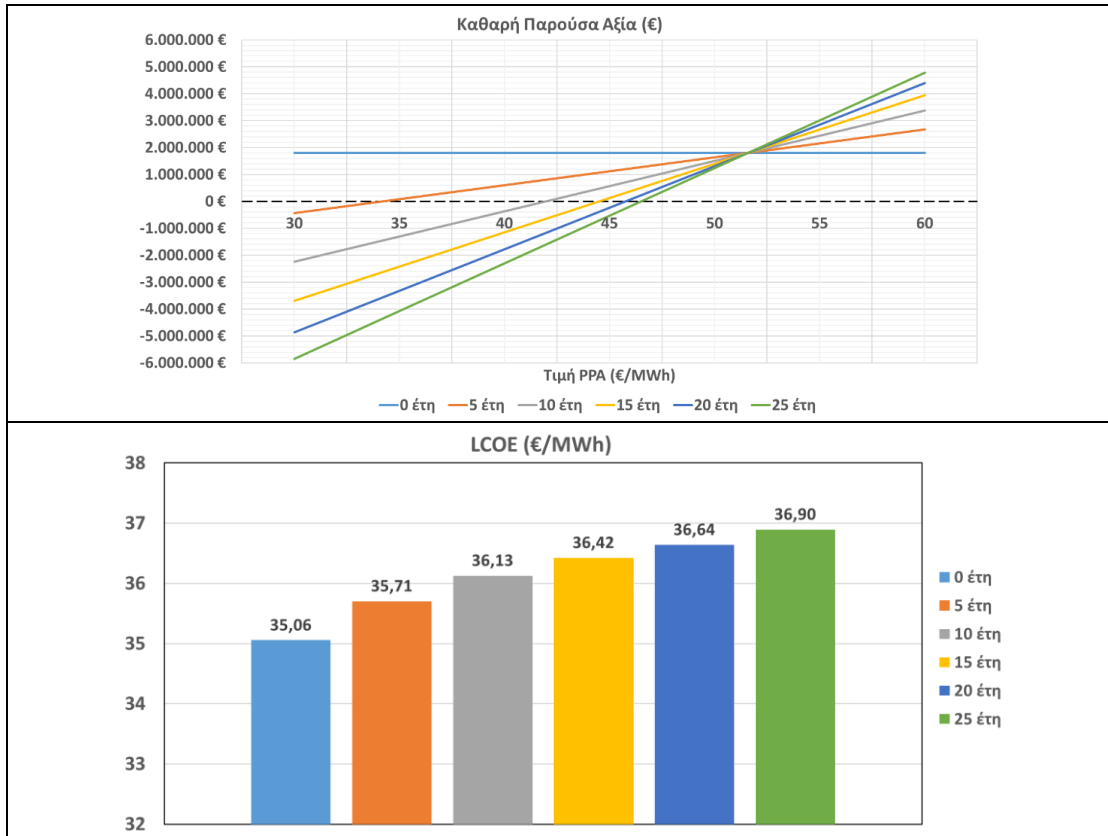
Εικόνα 64: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Pay-As-Produced (Φ/Β)



Εικόνα 65: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Ετήσιο Baseload (Φ/Β)

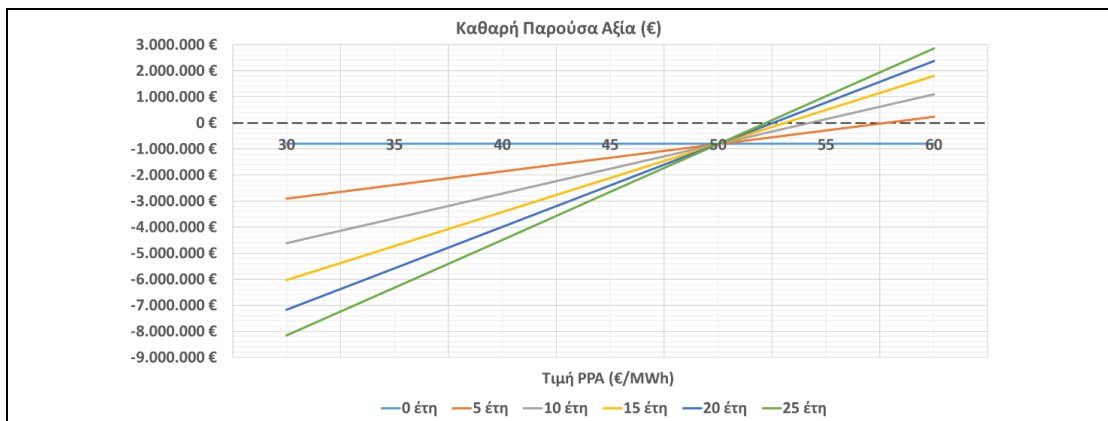


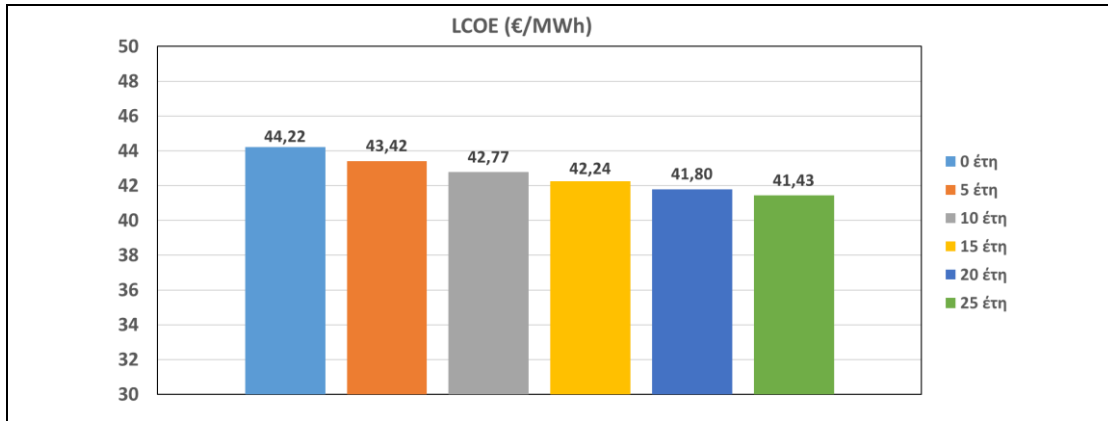
Εικόνα 66: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Μηνιαίο Baseload (Φ/Β)



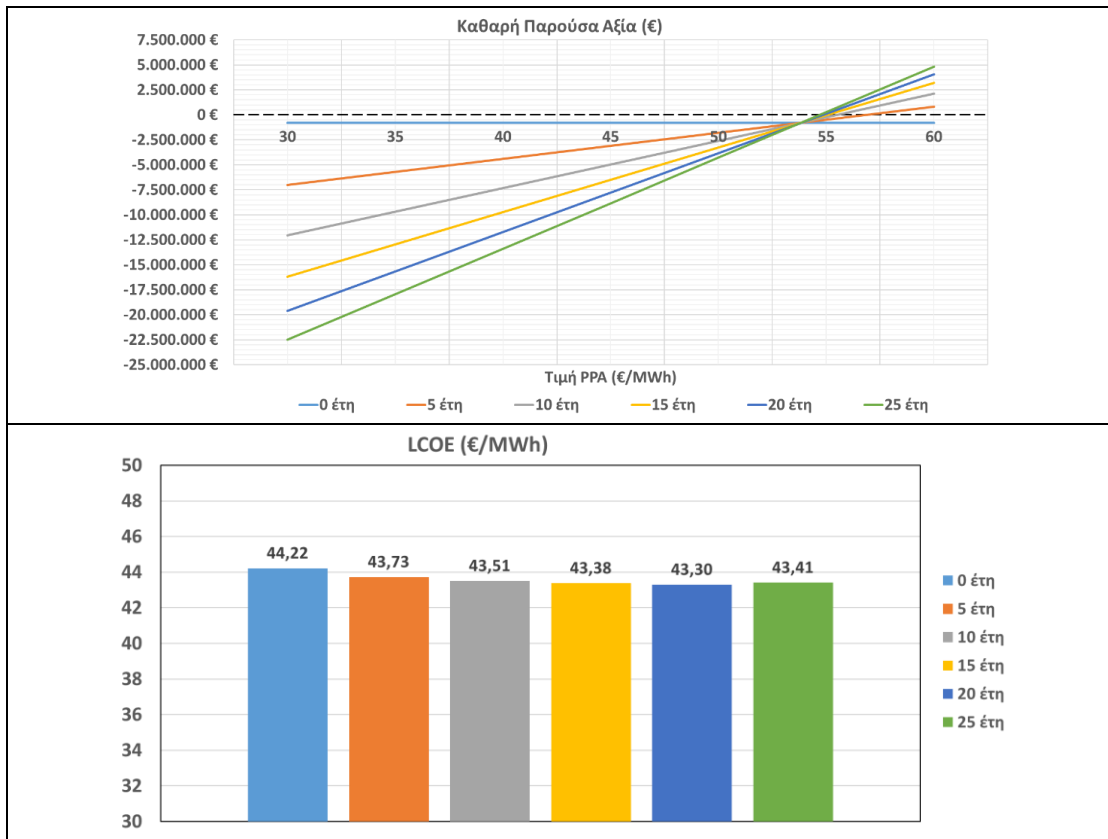
Εικόνα 67: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Pay-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας HE (Φ/Β)

Σε αντίθεση με την περίπτωση των Φ/Β, στα αιολικά συστήματα, όσο μεγαλύτερη είναι η διάρκεια της συμφωνίας PPA τόσο μικρότερη τιμή PPA απαιτείται ώστε η επένδυση να γίνει αποδεκτή από τον παραγωγό ΑΠΕ, με τις διαφορές σε σχήματα της μορφής baseload να είναι πάρα πολύ μικρές. Επιπροσθέτως, συμφωνίες μεγαλύτερης διάρκειας που περιλαμβάνουν μεγαλύτερες τιμές PPA οδηγούν σε μεγαλύτερο όφελος για το παραγωγό.

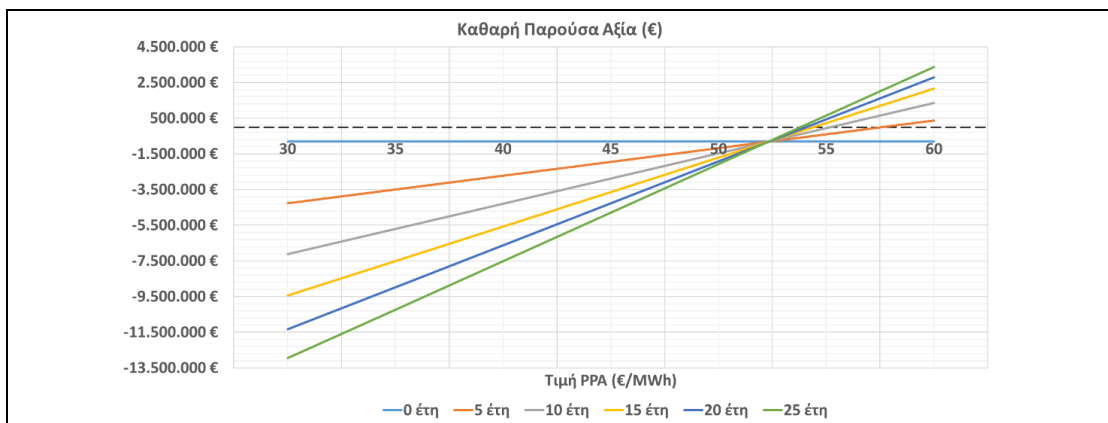


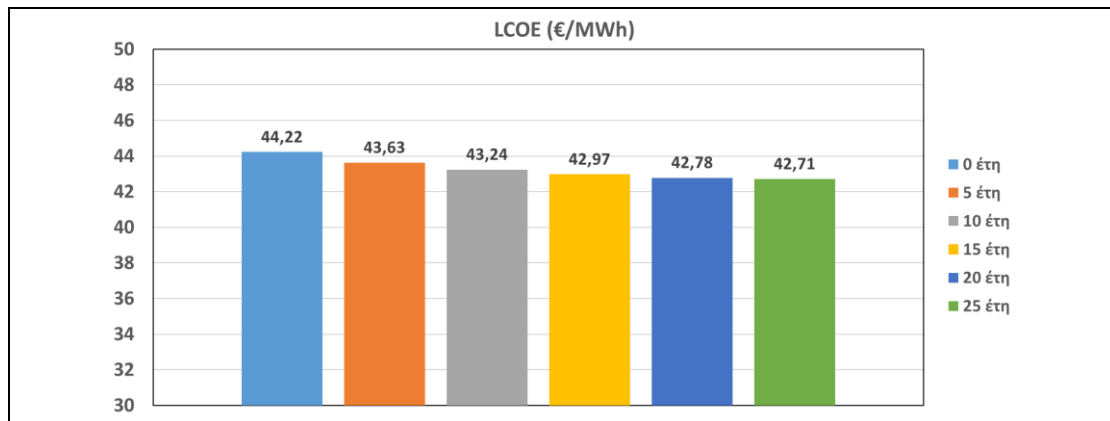


Εικόνα 68: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Ραγ-As-Produced (Χερσαίο Αιολικό)

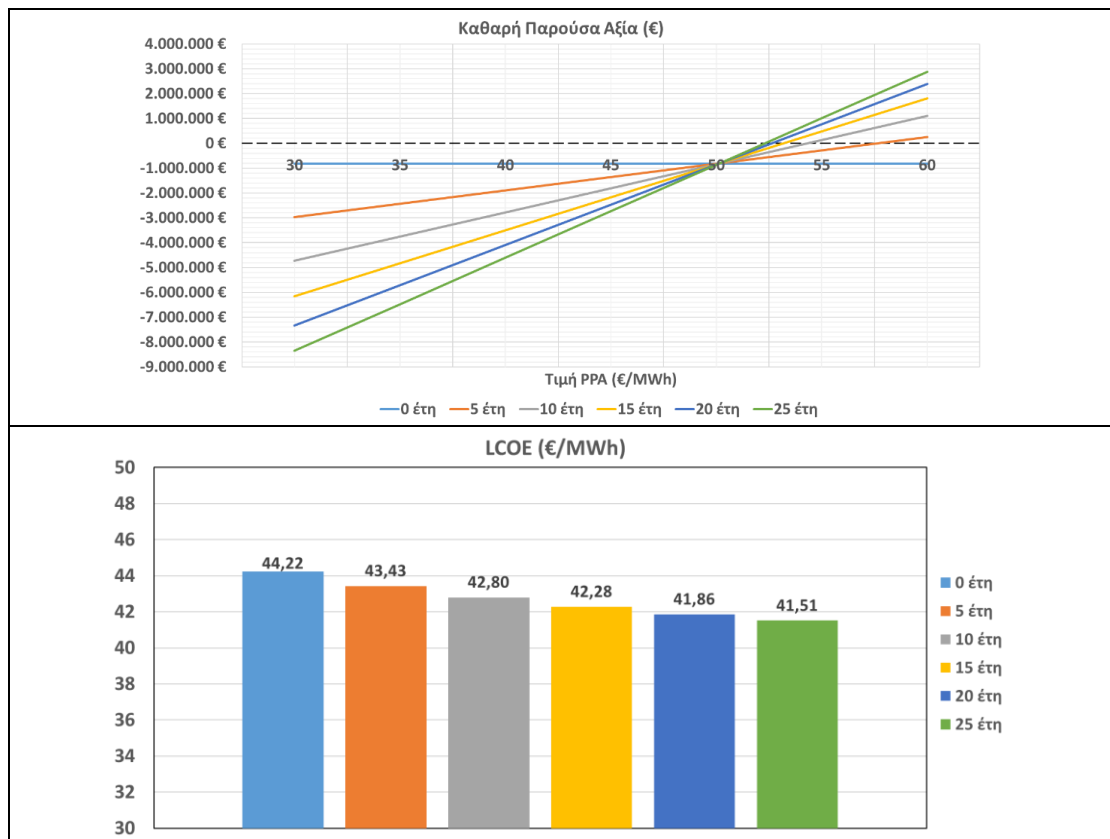


Εικόνα 69: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Ετήσιο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)





Εικόνα 70: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Μηνιαίο Baseload (Χερσαίο Αιολικό)



Εικόνα 71: Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Διάρκεια PPA - Ray-As-Produced με Υποχρέωση Παράδοσης Ελάχιστης Ποσότητας ΗΕ (Χερσαίο Αιολικό)

6 Επίλογος – Συμπεράσματα

Μια καλά διαρθρωμένη συμφωνία εταιρικής PPA θα αποτελούσε όφελος τόσο για τον παραγωγό ΑΠΕ όσο και τον εταιρικό αγοραστή προσφέροντας δυνατότητα στον δεύτερο να προμηθευτεί ΗΕ από ΑΠΕ την οποία μέχρι σήμερα δεν μπορούσε να εξασφαλίσει μέσω του παραδοσιακού τρόπου προμήθειας. Ωστόσο, μια συμφωνία PPA δεν ταιριάζει σε όλους, αφού λαμβάνοντας υπόψη τη διμερή φύση της, προσφέρεται μεγάλη ευελιξία στους όρους συμφωνίας συνοδευόμενη από διαχειρίσιμα και μη ρίσκα. Η διαπραγμάτευση «δίκαιων» όρων για την ισοκατανομή του οφέλους και του ρίσκου μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και αγοραστή αποτελεί ιδιαίτερη πρόκληση και αποτέλεσμα εμπειριστατωμένης μελέτης των παραγόντων που αναλύθηκαν στα διάφορα κεφάλαια και ενότητες που προηγήθηκαν.

Η παρούσα εργασία επικεντρώθηκε στην ανάλυση της οπτικής γωνίας του παραγωγού ΑΠΕ, ενώ η μελέτη περίπτωσης που πραγματοποιήθηκε για τον Ελλαδικό χώρο δείχνει ότι στο σύνολο των υποτιθέμενων σεναρίων, η Φ/Β τεχνολογία παρουσιάζει μεγαλύτερη οικονομική βιωσιμότητα και απόδοση συγκριτικά με τα αιολικά συστήματα. Ωστόσο, η ύπαρξη ευνοϊκών συνθηκών της αγοράς παραγωγής ΗΕ, η τελική διαμόρφωση των διάφορων παραμέτρων που αξιοποιούνται και η επιλογή κατάλληλου συνδυασμού σχήματος τιμολόγησης και σχήματος που αφορά τη δεσμευμένη ποσότητα ΗΕ δύνανται να καταστήσουν τη συμφωνία PPA κερδοφόρα και για την περίπτωση των αιολικών. Ο παραγωγός ΑΠΕ οφείλει να εξετάζει εις βάθος τις επιλογές του ώστε να αξιολογεί σε κάθε περίπτωση το ρίσκο που ενδέχεται να αναλάβει, όπως επίσης και την εμφάνιση ευκαιριών. Προϋπόθεση σε κάθε περίπτωση βέβαια, αποτελεί η αποδοχή των όρων συμφωνίας και από τον αγοραστή, επομένως οι διάφορες υποθέσεις οφείλουν να ενσωματώνουν το σύνολο των απόψεων.

Οι κύριοι παράγοντες επιτυχίας της συμφωνίας PPA από την πλευρά του παραγωγού ΑΠΕ έχουν ως εξής:

- **Σταθερότητα ταμειακών ροών και οικονομικής απόδοσης του έργου ΑΠΕ:** Μία συμφωνία PPA δημιουργεί ένα περιβάλλον μακροχρόνια αναμενόμενων ταμειακών εισροών δίνοντας στους παραγωγούς την ευκαιρία να συνεργαστούν με αγοραστές με υψηλή πιστοληπτική ικανότητα. Διευκολύνεται με αυτό τον τρόπο, η πρόσβαση των παραγωγών σε χρηματοδότηση και οι παραγωγοί αποκτούν ξεκάθαρη εικόνα για το μέλλον και τα σχέδια τους. Το συνεχώς μειούμενο κόστος τεχνολογιών ΑΠΕ, παράλληλα με την αστάθεια και τις διακυμάνσεις της χονδρεμπορικής τιμής ΗΕ, καθιστά μια συμφωνία PPA και την επένδυση σε ΑΠΕ ως μία επιλογή χαμηλού ρίσκου, εξασφαλίζοντας την οικονομική βιωσιμότητα και απόδοση του έργου ΑΠΕ. Κατά πλειοψηφία, πρωταρχικός στόχος της PPA αποτελεί η αντιστάθμιση του κινδύνου έναντι μελλοντικών διακυμάνσεων της spot τιμής ΗΕ. Το κόστος καυσίμου των τεχνολογιών παραγωγής ΗΕ, η διακοπτόμενη παραγωγή ΗΕ από τεχνολογίες ΑΠΕ, οι αυξημένες τιμές εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, η συμμετοχή ή όχι συμβατικών τεχνολογιών παραγωγής ΗΕ στο μείγμα του δικτύου, η συμμόρφωση ως προς το ισχύον κανονιστικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, τα κόστη δικτύου λόγω επενδύσεων σε υποδομές για την ενσωμάτωση των ΑΠΕ είναι μερικοί από τους παράγοντες που οδηγούν σε μεγάλες διακυμάνσεις της spot τιμής ΗΕ. Επομένως, μία PPA δίνει την δυνατότητα για κλείδωμα τιμής ΗΕ για μακροχρόνιο διάστημα με προβλέψιμες εισροές, μετριάζοντας το χρηματοοικονομικό κίνδυνο της αβεβαιότητας λόγω πιθανών διακυμάνσεων της spot τιμής,
- **Μειωμένη εξάρτηση από κρατικούς μηχανισμούς υποστήριξης και αποζημίωσης:** Η σταδιακή κατάργηση των σχημάτων κρατικής υποστήριξης και αποζημίωσης της παραγόμενης ΗΕ από ΑΠΕ (σχήματα FiT, FiP) αποτελεί μονόδρομο για την ώθηση των παραγωγών προς την αναζήτηση νέων εναλλακτικών τρόπων επένδυσης σε ΑΠΕ με στόχο την μακροπρόθεσμη βιωσιμότητα και αποδοτικότητα της επένδυσης τους,
- **Κατανομή χρηματοοικονομικού ρίσκου:** Μέσω των συμβολαίων PPAs προσφέρεται μεγαλύτερη ευελιξία ως προς τον επιμερισμό του κινδύνου μεταξύ των βασικών αντισυμβαλλόμενων. Ο παραγωγός ΑΠΕ μέσω σύναψης PPA με εγγυημένους αγοραστές, αποκτά ικανότητες ξεκλειδώματος χαμηλότερου αρχικού κόστους επένδυσης και σε ορισμένες περιπτώσεις («multi-buyer» PPAs) διαφοροποίησης του κινδύνου αθέτησης πληρωμών από την πλευρά του αγοραστή,
- **Εναρμόνιση της αναπτυξιακής στρατηγικής με την δυναμική της αγοράς:** Οι φιλόδοξοι στόχοι που τίθενται για τα ΑΠΕ και τον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής αυξάνουν τις ανάγκες ηλεκτροδότησης ποικίλων τομέων τελικής κατανάλωσης ΗΕ (π.χ. τομέας μεταφορών) συμβάλλοντας σε αυξανόμενη ζήτηση ΗΕ από έργα ΑΠΕ. Οι

PPAs έχουν την δυνατότητα να προωθήσουν την πράσινη ενέργεια αποτελώντας ταυτόχρονα μια πιθανή λύση για τον περιορισμό των δημοσίων δαπανών περί της υποστήριξης και επιδότησης των ΑΠΕ. Σημειώνεται, ότι με κατάλληλο σχεδιασμό και υπό προϋποθέσεις, οι PPAs θα μπορούσαν ακόμα και να λειτουργούν σε συνδυασμό με σχήματα κρατικής υποστήριξης και αποζημίωσης της ΗΕ για μία συγκεκριμένη μεταβατική περίοδο. Ανώτερο στόχο των κυβερνήσεων θα πρέπει ωστόσο, να αποτελέσει η σταδιακή κατάργηση των κρατικών σχημάτων υποστήριξης με την τρέχουσα μορφή τους και η πιθανή αντικατάστασή τους από κάποια σχήματα κρατικής επιδότησης που θα ενισχύουν την ταχεία ανάπτυξη της αγοράς των PPAs και των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ,

- **Διερεύνηση νέων πεδίων εφαρμογής και ενσωμάτωσης των PPAs:** Στο ευρύτερο πλαίσιο ενεργειακής μετάβασης, τα μοντέλα PPAs θα μπορούσαν να φανούν εξίσου χρήσιμα σε περαιτέρω πεδία. Λόγω της ευελιξίας που προσφέρεται, μεγάλα έργα ΑΠΕ θα μπορούσαν ενδεικτικά να τροφοδοτήσουν μακροπρόθεσμα, τεχνολογίες «power-to-X» για την παραγωγή υδρογόνου που έχει χαρακτηριστεί ως το καύσιμο του μέλλοντος, να υποστηρίξουν τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας και συστήματα διαχείρισης της ζήτησης και παραγωγής. Η υποστήριξη της κυβέρνησης μέσω χρηματοδοτήσεων και ανάπτυξης απαραίτητων υποδομών καθίσταται απαραίτητη,
- **Ανάπτυξη κανονιστικού και ρυθμιστικού πλαισίου:** Η ανάπτυξη επιπρόσθετου κανονιστικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την επιτυχή οργάνωση της αγοράς σύναψης διμερών συμφωνιών PPAs πρωταρχικά σε επίπεδο ΕΕ και έπειτα μέσω της ενσωμάτωσης των οδηγιών στο νομοθετικό επίπεδο της χώρας, κρίνεται απαραίτητη για την προώθηση των PPAs. Ένας παραγωγός θέλει να αισθάνεται την ασφάλεια ενός ολοκληρωμένου συστήματος και περιβάλλοντος που διέπει τη λειτουργία των PPAs χωρίς εμπόδια και ερωτηματικά ώστε να προχωρήσει στην εξέταση σχετικών επενδυτικών σχεδίων. Τυχόν μετέπειτα τροποποιήσεις στον νομικό και ρυθμιστικό πλαίσιο οφείλουν να λαμβάνουν υπόψη υφιστάμενες συμφωνίες PPA ώστε να μην επηρεάζεται η «δίκαιη» κατανομή του ρίσκου μεταξύ αγοραστή και παραγωγού ΑΠΕ. Τέλος, ασυνέπειες ρυθμιστικών καθεστώτων μεταξύ διαφορετικών χωρών πρέπει να διευθετούνται, καθώς ενδέχεται να δημιουργήσουν επιπλοκές στη σύναψη PPA,
- **Διαχείριση πιστωτικού κινδύνου:** Η πιστοληπτική ικανότητα του αγοραστή, δηλαδή η ικανότητα του αγοραστή να εκπληρώνει τις οικονομικές υποχρεώσεις του προς τον παραγωγό ΑΠΕ, αποτελεί καίριο παράγοντα ελκυστικότητας σύναψης μακροχρόνιας PPA από τον παραγωγό ΑΠΕ. Η ανάπτυξη μεθόδων παροχής εγγυήσεων προς τον παραγωγό ενδεχομένως να αποτελεί λύση, καθώς μειωμένες ευκαιρίες χρηματοδότησης του έργου ΑΠΕ παρουσιάζονται όταν ο αγοραστής δεν θεωρείται φερέγγυος, αφού οι πιθανοί δανειστές επιθυμούν, με τη σειρά τους, εξασφαλίσεις για την επιστροφή του χρέους από τον παραγωγό ΑΠΕ.

Βιβλιογραφία

- [1] Thumann, A., & Woodroof, E. (2008). Energy Project Financing: Resources and Strategies for Success (1st ed.). River Publishers. <https://doi.org/10.1201/9781003169321>
- [2] Kumar, A. (November 09, 2021). Mechanisms for Analyzing and Negotiating RPPAs. On-line Training of SAARC Professionals on Power Purchase Agreements of Renewable Energy Projects. SAARC Energy Centre
- [3] German Energy Agency. (October, 2019). How to use PPAs for cost-efficient extension of renewable energies - Experiences with Power Purchase Agreements from Europe and the U.S. / Lessons learned for China
- [4] Luca Mendicino, Daniele Menniti, Anna Pinnarelli, Nicola Sorrentino, Corporate power purchase agreement: Formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study, Applied Energy, Volume 253, 2019, 113577, ISSN 03 06-2619
- [5] Akinci, E., Cizuk, S. (February 2021). Nordic PPAs – Effects on renewable growth and implications for electricity markets. The Oxford Institute for Energy Studies
- [6] Dr Brunnberg, D., & Johnsen, J. (October 2019). Power Purchase Agreements: A European Outlook. Aquila Capital Investmentgesellschaft mbH
- [7] Coussi, M., Harada, L. N. (2020). Power Purchase Agreements: An Emerging Tool at the Centre of the European Energy transition A Focus on France, 29, European Energy and Environmental Law Review, Issue 5, pp. 195-205. <https://kluwerlawonline.com/journalarticle/European+Energy+and+Environmental+Law+Review/29.5/EELR2020043>
- [8] https://www.windustry.org/community_wind_toolbox_13_power_purchase_agreement
- [9] Dr Trabesinger, W., Kanellakopoulou, M., & Bavin, D. (2022). Deconstructing Baseload PPAs: Essential tips for developers and lenders. Pexapark
- [10] ΟΔΗΓΙΑ (ΕΕ) 2018/2001 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 11ης Δεκεμβρίου 2018 για «την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές». <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>
- [11] Douglas, B., et al. (January 2020). Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe. RE-Source European platform for corporate renewable energy sourcing
- [12] Bruck, Maira & Sandborn, Peter. (2021). Pricing Bundled Renewable Energy Credits Using a Modified LCOE for Power Purchase Agreements. Renewable Energy. 170. 10.1016/j.renene.2021.01.127
- [13] ΟΔΗΓΙΑ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ για την ενεργειακή απόδοση και την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) 2023/955. Βρυξέλλες, 13 Ιουλίου 2023. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CONSIL:PE_15_2023_INIT
- [14] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_2061
- [15] Reid E., & Dingenen, S. (18 February 2021). Bird & Bird & Corporate PPAs: An International Perspective 2020/2021
- [16] WindEurope. The Corporate PPA tool. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-corporate-ppa-tool/>

- [17] Pedretti, L., Kanellkopoulou, M. (2023). Market Outlook 2023, Navigating the energy transition peaks and valleys: a shock-therapy for renewables and a lesson to remember. Pexapark
- [18] ICIS Analytics. (2023). Why is the market seeing a turn to short-term PPAs?
- [19] Πρόταση ΟΔΗΓΙΑ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ για την τροποποίηση της οδηγίας (ΕΕ) 2018/2001 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, του κανονισμού (ΕΕ) 2018/1999 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου και της οδηγίας 98/70/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου όσον αφορά την προώθηση της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και την κατάργηση της οδηγίας (ΕΕ) 2015/652 του Συμβουλίου [COM(2021) 557 final]. Βρυξέλλες, 14.7.2021. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb7eb9c-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0017.02/DOC_1&format=PDF
- [20] ΟΔΗΓΙΑ (ΕΕ) 2019/944 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την τροποποίηση της οδηγίας 2012/27/ΕΕ. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- [21] ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΕ) 2019/943 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943>
- [22] Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, το Συμβούλιο, την Ευρωπαϊκή Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή και την Επιτροπή των Περιφερειών, REPowerEU: Κοινή ευρωπαϊκή δράση για πιο προσιτά οικονομικά, εξασφαλισμένα και βιώσιμα ενέργεια [COM(2022) 108 final]. Στρασβούργο, 8.3.2022. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022DC0108>
- [23] Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, το Συμβούλιο, την Ευρωπαϊκή Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή και την Επιτροπή των Περιφερειών, Σχέδιο REPowerEU [COM(2022) 230 final]. Βρυξέλλες, 18.5.2022. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0006.02/DOC_1&format=PDF
- [24] ΣΥΣΤΑΣΗ (ΕΕ) 2022/822 ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ της 18ης Μαΐου 2022 σχετικά με την επιτάχυνση των διαδικασιών αδειοδότησης για έργα ανανεώσιμης ενέργειας και τη διευκόλυνση των συμφωνιών αγοράς ενέργειας. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022H0822>
- [25] ΕΓΓΡΑΦΟ ΕΡΓΑΣΙΑΣ ΤΩΝ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ Καθοδήγηση προς τα κράτη μέλη σχετικά με ορθές πρακτικές για την επιτάχυνση των διαδικασιών αδειοδότησης για έργα ανανεώσιμης ενέργειας και τη διευκόλυνση των συμφωνιών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που συνοδεύει το έγγραφο Σύσταση της Επιτροπής σχετικά με την επιτάχυνση των διαδικασιών αδειοδότησης για έργα ανανεώσιμης ενέργειας και τη διευκόλυνση των συμφωνιών αγοράς ενέργειας [SWD(2022) 149 final]. Βρυξέλλες, 18.5.2022. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0149>
- [26] Πρόταση ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ για την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΕ) 2019/943 και (ΕΕ) 2019/942, καθώς και των οδηγιών (ΕΕ) 2018/2001 και (ΕΕ) 2019/944, με σκοπό τη βελτίωση του σχεδιασμού της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ένωσης. Στρασβούργο, 14.3.2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148>
- [27] Vaerenbergh, A.,V. (23 May 2023). The Role of PPAs in the new Electricity Market Design Proposal. Law of Energy Market Design Series – Scandinavian Institute of Maritime Law

University of Oslo. https://www.jus.uio.no/nifs/english/research/events/seminar-series-on-energy-market-design/2023/ppas-in-the-new-electricity-market-design-proposal_23-05-2023_van-verenbergh.pdf

- [28] ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΕ) αριθ. 648/2012 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 4ης Ιουλίου 2012 για τα εξωχρηματιστηριακά παράγωγα, τους κεντρικούς αντισυμβαλλομένους και τα αρχεία καταγραφής Συναλλαγών. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012R0648&from=EN>
- [29] European Federation of Energy Traders (EFET). (18-06-2019). CPPA standard. <https://www.efet.org/home/documents?id=26>
- [30] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 4936 ΦΕΚ Α 105/27.5.2022. Εθνικός Κλιματικός Νόμος Μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή, επείγουσες διατάξεις για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και την προστασία του περιβάλλοντος
- [31] Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος. (2023). Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, Συνεπτυγμένο Σχέδιο – Πρόταση. Αθήνα. https://energypress.gr/sites/default/files/media/syneptygmeno-shedio-esek_2023.pdf
- [32] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 2244/1994 ΦΕΚ 168/Α/7-10-1994. Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις
- [33] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 2773/1999 ΦΕΚ Α 286/22.12.1999. Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις
- [34] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3468/2006 ΦΕΚ Α' 129/27-06-2006. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις
- [35] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3734/2009 - ΦΕΚ 8/Α/28-1-2009. Προώθηση της συμπαράγωγής δυο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις
- [36] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3851/2010 - ΦΕΚ 85/Α/4-6-2010. Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
- [37] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 4254/2014 ΦΕΚ Α' 85/07-04-2014. Μέτρα στήριξης και ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας στο πλαίσιο εφαρμογής του ν. 4046/2012 και άλλες διατάξεις
- [38] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 4414/2016 ΦΕΚ 149/Α/9-8-2016. Νέο καθεστώς στήριξης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης - Διατάξεις για το νομικό και λειτουργικό διαχωρισμό των κλάδων προμήθειας
- [39] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 4602 Τεύχος Α' 45/09.03.2019. Έρευνα, εκμετάλλευση και διαχείριση του γεωθερμικού δυναμικού της Χώρας, σύσταση Ελληνικής Αρχής Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών, ιδιοκτησιακός διαχωρισμός δικτύων διανομής φυσικού αερίου και άλλες διατάξεις
- [40] ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882/2019 - ΦΕΚ 1021/Β/27-3-2019. Επαναπροσδιορισμός κατηγοριών χερσαίων αιολικών σταθμών, καθορισμός των Τιμών Αναφοράς σύμφωνα με τις παρ. 5 και 6 του άρθρου 4 του ν. 4414/2016 και καθορισμός του Επιτοκίου Αναγωγής των κατηγοριών χερσαίων αιολικών σταθμών, σύμφωνα με την παρ. 10 του άρθρου 3 του ν. 4414/2016

- [41] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 5037/2023 ΦΕΚ 78/Α/28-3-2023. Μετονομασία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων και διεύρυνση του αντικειμένου της με αρμοδιότητες επί των υπηρεσιών ύδατος και της διαχείρισης αστικών αποβλήτων, ενίσχυση της υδατικής πολιτικής - Εκσυγχρονισμός της νομοθεσίας για τη χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω της ενσωμάτωσης των Οδηγιών ΕΕ 2018/2001 και 2019/944 - Ειδικότερες διατάξεις για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την προστασία του περιβάλλοντος
- [42] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 4643/2019 ΦΕΚ 193/Α/3-12-2019. Απελευθέρωση αγοράς ενέργειας, εκσυγχρονισμός της ΔΕΗ, ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ και στήριξη των Α.Π.Ε. και λοιπές διατάξεις
- [43] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 4903 ΦΕΚ Α 46/5.3.2022. Πρότυπες προτάσεις για έργα υποδομής και λοιπές επείγουσες διατάξεις
- [44] ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190/2020 ΦΕΚ 1045/Β/26-3-2020. Προσθήκη νέων κατηγοριών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. και καθορισμός των Τ.Α., επαναπροσδιορισμός των κατηγοριών σταθμών 11, 29 και 30 και τροποποίηση των Τ.Α. του Πίνακα 1 της περίπτωσης β' της παρ. 1 του άρθρου 4 του ν. 4414/2016 (ΦΕΚ Α' 149) και τροποποίηση των τιμών του Επιτοκίου Αναγωγής των κατηγοριών σταθμών, σύμφωνα με την παρ. 10 του άρθρου 3 του ν. 4414/2016 (ΦΕΚ Α' 149), όπως ισχύει
- [45] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 4843 ΦΕΚ Α 193/20.10.2021. Ενσωμάτωση της Οδηγίας (ΕΕ) 2018/2002 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 11ης Δεκεμβρίου 2018 «σχετικά με την τροποποίηση της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ για την ενεργειακή απόδοση», προσαρμογή στον Κανονισμό 2018/1999/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 11ης Δεκεμβρίου 2018 σχετικά με τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και στον κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμό 2019/826/ΕΕ της Επιτροπής, της 4ης Μαρτίου 2019, «για την τροποποίηση των Παραρτημάτων VIII και IX της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου σχετικά με το περιεχόμενο των περιεκτικών αξιολογήσεων του δυναμικού αποδοτικής θέρμανσης και ψύξης» και συναφείς ρυθμίσεις για την ενεργειακή απόδοση στον κτιριακό τομέα, καθώς και την ενίσχυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και του ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, και άλλες επείγουσες διατάξεις
- [46] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 4951 ΦΕΚ Α' 129/04-07-2022. Εκσυγχρονισμός της αδειοδοτικής διαδικασίας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας Β' φάση, Αδειοδότηση παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πλαίσιο ανάπτυξης Πιλοτικών Θαλάσσιων Πλωτών Φωτοβολταϊκών Σταθμών και ειδικότερες διατάξεις για την ενέργεια και την προστασία του περιβάλλοντος
- [47] ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/65534/1864/2023 ΦΕΚ 3940/Β/17-6-2023. Προσθήκη νέας κατηγορίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης στον Πίνακα 1 της περ. β' της παρ. 1 του άρθρου 4 του ν. 4414/2016 και καθορισμός της Τ.Α. σύμφωνα με την παρ. 7 του άρθρου 4 του ν. 4414/2016 (Α' 149)
- [48] ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 570/2016. (12 Δεκεμβρίου 2016). Επί των οριστικών αποτελεσμάτων της Ηλεκτρονικής Δημοπρασίας της 12ης Δεκεμβρίου 2016, και επί της υπ' αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ι215192/12.12.2016 ένστασης της εταιρείας «PRIME ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ» η οποία υποβλήθηκε σύμφωνα με την παρ. 14.3 του άρθρου 14 της υπ' αριθμ. 417/Απόφασης ΡΑΕ «Διενέργεια Πιλοτικής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις

σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 7 παρ. 8 του Ν. 4414/2016» (ΦΕΚ Β' 3627, ΑΔΑ: ΩΠΛΗΙΔΞ-Δ32)

- [49] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. (Οκτώβριος 2020). Έκθεση Αποτελεσμάτων των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών για σταθμούς ΑΠΕ της περιόδου 2018-2020, που διενεργήθηκαν από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)
- [50] ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 461/2021. (27 Μαΐου 2021). α) Επί των οριστικών αποτελεσμάτων της Ηλεκτρονικής Δημοπρασίας της 24ης Μαΐου 2021 σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 4/2020 Προκήρυξη για τη διενέργεια Κοινής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ προς ένταξη σε καθεστώς στήριξης με τη μορφή λειτουργικής ενίσχυσης για την Κατηγορία V, στο πλαίσιο της υπ' αριθμ. 1648/2020 Απόφασης ΡΑΕ, «Διενέργεια Κοινής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 5 του άρθρου 7 του ν. 4414/2016 (Α' 149)» (ΦΕΚ Β' 5760/28.12.2020). β) Έκδοση των αποτελεσμάτων Κοινής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 4/2020 Προκήρυξη για την Κατηγορία V
- [51] ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 691/2022 (8 Σεπτεμβρίου 2022). α) Επί των οριστικών αποτελεσμάτων της Ηλεκτρονικής Δημοπρασίας της 5ης Σεπτεμβρίου 2022 σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 2/2022 Προκήρυξη για τη διενέργεια Κοινής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ προς ένταξη σε καθεστώς στήριξης με τη μορφή λειτουργικής ενίσχυσης, στο πλαίσιο της υπ' αριθμ. 606/2022 Απόφασης ΡΑΕ «Διενέργεια Κοινής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 5 του άρθρου 7 του ν. 4414/2016 (Α' 149)» (ΦΕΚ Β' 3658/13.07.2022). β) Έκδοση των αποτελεσμάτων της Κοινής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 2/2022 Προκήρυξη
- [52] ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/53607/1559/2023 - ΦΕΚ 3328/Β/19-5-2023. Τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/66576/5877/28.06.2022 υπουργικής απόφασης «Καθορισμός εγκατεστημένου ισχύος, ανά τεχνολογία ή και κατηγορία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α., η οποία δημοπρατείται μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, αριθμού ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ανά έτος, χρονοδιαγράμματος πραγματοποίησης των ανταγωνιστικών διαδικασιών και άλλων θεμάτων που αφορούν στις ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών, με βάση την παρ. 3 του άρθρου 7 του ν. 4414/2016» (Β' 3522)
- [53] Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/84014/7123/2022 ΦΕΚ 4333/Β/12-8-2022. Καθορισμός πλαισίου προτεραιότητας στην χορήγηση οριστικών Προσφορών Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και σταθμούς αποθήκευσης από τον Διαχειριστή του Δικτύου και τον Διαχειριστή του Συστήματος, συμπεριλαμβανομένων των περιοχών που έχουν χαρακτηρισθεί ως κορεσμένα δίκτυα κατά παρέκκλιση κάθε άλλης γενικής ή ειδικής διάταξης, σύμφωνα με το άρθρο 89 του ν. 4951/2022
- [54] Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/7063/374 ΦΕΚ Β 275/20-1-2023. Τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/84014/7123/12.08.2022 απόφασης του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Καθορισμός πλαισίου προτεραιότητας στη χορήγηση οριστικών Προσφορών Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και σταθμούς αποθήκευσης από τον Διαχειριστή του Δικτύου και τον Διαχειριστή του Συστήματος, συμπεριλαμβανομένων των περιοχών που έχουν χαρακτηρισθεί ως κορεσμένα δίκτυα κατά παρέκκλιση κάθε άλλης γενικής ή ειδικής διάταξης, σύμφωνα με το άρθρο 89 του ν. 4951/2022» (Β' 4333)

- [55] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 5027/2023 ΦΕΚ 48/Α/2-3-2023. Σύστημα Καινοτομίας στον δημόσιο τομέα - Ρυθμίσεις Γενικής Γραμματείας Ανθρωπίνου Δυναμικού Δημοσίου Τομέα - Ρυθμίσεις για τη λειτουργία των Ο.Τ.Α. α' και β' βαθμού και των αποκεντρωμένων διοικήσεων και για την ευζωία των ζώων συντροφιάς - Λοιπές επείγουσες ρυθμίσεις του Υπουργείου Εσωτερικών και άλλες διατάξεις
- [56] Απόφαση Ρ.Α.Ε. 163/2023 ΦΕΚ 1313/Β/7-3-2023. Τροποποίηση του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς σύμφωνα με το άρθρο 10 του ν. 4425/2016 και του Κανονισμού Εκκαθάρισης Συναλλαγών της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 13 του ν. 4425/2016
- [57] Κανονισμός (ΕΕ) 2022/1854 του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου της 6ης Οκτωβρίου 2022 σχετικά με παρέμβαση έκτακτης ανάγκης για την αντιμετώπιση των υψηλών τιμών ενέργειας.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&from=EL>
- [58] Bavin, D., Hischer, D., et al. (August 2022). PPA Times, Monthly PPA News Digest. Pexapark
- [59] <https://www.ot.gr/2022/03/11/english-edition/greek-industry-turn-to-ppas-for-cheap-res-electricity/>
- [60] <https://energypress.gr/news/i-linde-hellas-enas-ek-ton-pelaton-toy-irona-sta-prasina-ppas-o-apologismos-apo-ta-14-symvolaia>
- [61] <https://www.powergame.gr/green-power/276826/to-protο-fotovoltaiko-me-ppa-stin-ellada-apo-tin-cero-generation-tis-macquarie/>
- [62] <https://energypress.gr/news/pexapark-endiaferoyse-symfonies-stin-ellada-gia-dimeri-symvolaia-ti-allaxe-kai-anaptyssetai>
- [63] <https://energypress.gr/news/macquarie-erga-ape-1-gw-stin-ellada-eos-2025-apokleistika-me-etairika-ppas-sta-38-45-eumwh-oi>
- [64] <https://balkangreenenergynews.com/cero-signs-greeces-first-utility-scale-corporate-ppa-for-solar-power/>
- [65] <https://energypress.gr/news/oloklirothike-o-diagonismos-gia-tin-kataskeyi-toy-fotovoltaikoy-mamoyth-550-mw-tis-dei-stin>
- [66] https://www.imerisia.gr/epiheiriseis/energeia/14961_dei-ananeosimes-stin-terna-me-235-ekat-fotovoltaiko-parko-sti
- [67] <https://energypress.gr/news/endiaferon-stin-elliniki-agera-apo-epiheiriseis-kai-dimoys-gia-ta-prasina-ppas-analysi-tis>
- [68] <https://energypress.gr/news/symfonia-dei-paragogi-me-biohalko-gia-prasino-ppa-allazei-o-hartis-tis-promitheias-stin-ypsili>
- [69] <https://energypress.gr/news/symfonia-tis-dei-gia-10etes-ppa-me-tin-titan-apo-tin-iron-i-promitheia-tis-tsimentobiomihania>
- [70] <https://energypress.gr/news/symfonia-gia-dekaetes-ppa-me-rwe-dei-ananeosimes-ekleise-i-italiki-sofidel-gia-ergostasio-stin>
- [71] <https://energypress.gr/news/makrohronia-symbasi-ageras-ilektrikis-energeias-apo-fotovoltaika-ypegrapsan-i-iron-kai-i>
- [72] <https://energymag.gr/news/energeia/ape/chryso-metallio-gia-ti-dei-sta-ppa-iouliou-meta-ti-symfonia-me-tin-meton-energeiaki/>

- [73] <https://energypress.gr/news/xekinaei-i-kataskeyi-3-fotoboltaikon-280-mwp-apo-dei-kai-rwe-sti-dytiki-makedonia>
- [74] WBCSD, E&Y, & Norton Rose Fulbright. (25 Oct 2016). Corporate Renewable Power Purchase Agreements: Scaling up globally. World Business Council for Sustainable Development
- [75] Broom, R., et al. (6 February 2020). Corporate Power Purchase Agreements The Preferred Route for Corporates to Secure Renewable Energy Supplies in a Decarbonized World. Squire Patton Boggs
- [76] Kansal, R. (November 2018). Introduction to the Virtual Power Purchase Agreement. Rocky Mountain Institute
- [77] Chenghui Tang and Fan Zhang 2019. Classification, principle and pricing manner of renewable power purchase agreement. IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 295 052054
- [78] Dewhurst, H., Waldner, M., & Dr Trabesinger, W. (January 2021). Prices Alongside the LCOE. Pexapark. BloombergNEF
- [79] <https://zeigo.com/blog/ppa-pricing-structure-easy/>
- [80] World Business Council for Sustainable Development. (7 Jun 2021). Pricing structures for corporate renewable PPAs. WBCSD
- [81] Aggarwal, V., & Santhosh, A. (June 2022). Virtual Power Purchase Agreement for C&I Consumers in India. World Wide Fund for Nature (WWF)
- [82] Kanellakopoulou, M., & Dr Trabesinger, W. (2022). The Cannibalization Effect: Behind the Renewables' Silent Risk. Pexapark
- [83] World Business Council for Sustainable Development. (26 Mar 2018). Innovation in Power Purchase Agreement Structures
- [84] Brindley, G., et al. (March 2020). Risk mitigation for corporate renewable PPAs. RE-Source European platform for corporate renewable energy sourcing
- [85] Huneke, F., Göß, S., et al. (16.02.2018). POWER PURCHASE AGREEMENTS: FINANCIAL MODEL FOR RENEWABLE ENERGIES. Energy Brainpool. Berlin
- [86] Huneke, F., & Claußner, M. (29 January 2019). POWER PURCHASE AGREEMENTS II: MARKET ANALYSIS, PRICING AND HEDGING STRATEGIES. Energy Brainpool. Berlin
- [87] <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/>
- [88] Rienecker MM, Suarez MJ, Gelaro R, Todling R, et al. (2011). MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. Journal of Climate, 24(14): 3624-3648. doi: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1
- [89] Pfenninger, Stefan and Staffell, Iain (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114, pp. 1251-1265. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060
- [90] Staffell, Iain and Pfenninger, Stefan (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114, pp. 1224-1239. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068
- [91] <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform>
- [92] <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V117-4-2-MW>
- [93] PPA Trends, PexaQuote, Pexapark

- [94] S&P Platts Dimensions, Guarantees of Origin, Price Assessments, <https://platform.platts.spglobal.com/web/client?auth=inherit#platts/topic?serviceline=E MEA%20Power&topic=Guarantees%20of%20Origin>
- [95] PLatts S&P Global Commodity Insights, Specifications Guide European Electricity, October 2022, https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/_assets/files/en/our-methodology/methodology-specifications/european_power_methodology.pdf
- [96] ΦΕΚ Β', 3497/29-12-2014. ΚΥΑ, Αριθμ. ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.23840/23.12.2014. Υπουργείο Εσωτερικών - Περιβάλλοντος, Ενέργειας, και Κλιματικής Αλλαγής. Επιμερισμός ειδικού τέλους στους οικιακούς καταναλωτές σε περιοχές όπου λειτουργούν σταθμοί ΑΠΕ
- [97] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 4964 ΦΕΚ Α 150/30.7.2022. Διατάξεις για την απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, θέσπιση πλαισίου για την ανάπτυξη των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης, την προστασία του περιβάλλοντος και λοιπές διατάξεις
- [98] Dong, J.; Liu, D.; Zhang, Y.; Wang, Y.; Dou, X. A Novel LCOE Pricing Model for Renewable Energy with Power Purchase Agreement: A Case Study in China. Processes 2021, 9, 1780. <https://doi.org/10.3390/pr9101780>
- [99] Steen, M., Lisell, L., & Mosey, G. (2013). Feasibility Study of Economics and Performance of Solar PV at the Atlas Industrial Park in Duluth, Minnesota (No. NREL/TP-7A40-56772)
- [100] Grant Thornton (Apr 12, 2023), Mapping of national investment needs for achieving green transition needs by 2030 and the catalytic role of the RRF Loan Pillar, Insights on RES generation and storage
- [101] IHS Markit, S&P Global Commodity Insights, LCOE and Costs – Europe. https://connect.ihsmarket.com/cs/analytics-hub/analytics/LCOE_Costs_EU?tab=lcoe
- [102] Blanco, M.I. (2009). The economics of wind energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issues 6–7, Pages 1372-1382, ISSN 1364-0321
- [103] Christensen, M., K., Instefjord, K., R., & Tonhaugen, T., M. (June 2019). Power purchase agreement vs. investment in power generation: Analysing the trade-offs for a large industrial power consumer considering wind power in the Norwegian market. Master's thesis in Industrial Economics and Technology Management. Norwegian University of Science and Technology (NTNU)
- [104] <https://www.taxheaven.gr/news/32236/syntelesths-aposbeshs-aiolikwn-parkwn-kai-fwtoboltaikwn-monadwn-paragwghs-hlektrikhs-energeias>
- [105] <https://www.capital.gr/tax/3697646/foroapopseis-9-2-2023/>
- [106] ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 4172 ΦΕΚ Α' 167/23-07-2013 Φορολογία εισοδήματος, επείγοντα μέτρα εφαρμογής του ν. 4046/2012, του ν. 4093/2012 και του ν. 4127/2013 και άλλες διατάξεις. <https://www.kodiko.gr/nomothesia/document/250460/nomos-4172-2013>
- [107] ΔΕΑΦ Β 1168150 ΕΞ 2016/17.11.2016 έγγραφο ΓΓΔΕ. <https://www.taxheaven.gr/circulars/25014/ario-prwt-deaf-b-1168150-ex-2016>
- [108] Papadamou, S., & Syriopoulos, K. (2015). Βασικές αρχές αξιολόγησης επενδύσεων: Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική προσέγγιση [Undergraduate textbook]. Kallipos, Open Academic Editions. <https://hdl.handle.net/11419/4365>
- [109] Αρτίκης Γ. (2002). Χρηματοοικονομική Διοίκηση-Αποφάσεις Επενδύσεων. Αθήνα, Εκδόσεις Interbooks

- [110] Δρ. Ιωάννης Ν. Αποστολόπουλος. Μακροπρόθεσμες Επενδυτικές Αποφάσεις. [Online] 2021
- [111] Πετράκης, Π.Ε. (2010). Αξιολόγηση Επενδύσεων, Εκδόσεις QUAESTOR ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ Ε.Π.Ε.
- [112] Φιλιάτος Γ.Κ. & Αθανασόπουλος Π.Ι. (1985), Εισαγωγή στη Χρηματοοικονομική Διοικητική, Εκδόσεις Παπαζήση
- [113] Δράκου Α. & Καραθανάση Γ.(2010), Χρηματοοικονομική Διοίκηση των Επιχειρήσεων, Εκδόσεις Ε. Μπένου, 2η Έκδοση
- [114] Wu, H., Yuan, Y., Jiang, T. LCOE Calculation Model and Application Analysis of Wind Power Investment Project. Northwest Hydropower 2020, 05, 107–110
- [115] John Foster & Liam Wagner & Alexandra Bratanova, 2014. "LCOE models: A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions," Energy Economics and Management Group Working Papers 4-2014, School of Economics, University of Queensland, Australia
- [116] Bruck M, Sandborn P, Goudarzi N. A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). Renew Energy 2018;122:131–9
- [117] Anuar, M. A. (2005). Appraisal techniques used in evaluating capital investments: conventional capital budgeting and the real options approach (Doctoral dissertation, © Melati Ahmad Anuar)
- [118] Behrens, W., & Hawranek, P. M. (1991). Manual for the preparation of industrial feasibility studies. Vienna: United Nations Industrial Development Organization
- [119] <https://www.worldenergynews.gr/ananeosimes/articles/547885/to-protos-prasinotis-ppa-tis-vioxalko-me-aioliko-parko-35-mw>