



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ &  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ &  
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ



## ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΣΠΟΥΔΩΝ

«ΤΕΧΝΟ – ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»

**Ανάλυση και Αποτίμηση του Κόστους Επενδύσεων σε  
Έργα ΑΠΕ στις Χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Βασίλειος Ν. Κραμπής

Επιβλέπων : Χρυσόστομος Δούκας

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2020



.....

Βασίλειος Ν. Κραμπής

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

Copyright © Βασίλειος Ν. Κραμπής, 2020

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 το συγγραφέα.

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

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται την εκτίμηση του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC) και του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) για χερσαία αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκές μονάδες στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, για τα έτη 2019 και 2020. Μέσω της συλλογής και ανάλυσης της ελληνικής και ξένης βιβλιογραφίας, σχετικής με την αποτίμηση των WACC και LCOE, και τη μελέτη της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, επιλέγονται οι μεθοδολογίες υπολογισμού και οι παράγοντες που επιδρούν στο κόστος κεφαλαίου και το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για μεγαλύτερη αξιοπιστία των εκτιμήσεων του WACC και περαιτέρω ανάλυση της επίπτωσης των παραμέτρων ενδιαφέροντος στον υπολογισμό, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας, καθώς και σύγκριση των προβλέψεων με παλαιότερα αποτελέσματα. Όσον αφορά στο LCOE, αξιολογούνται και συγκρίνονται εναλλακτικές μεθοδολογίες και αξιοποιείται η μέθοδος προεξόφλησης ταμειακών ροών για την αποτίμησή του. Επιπλέον, προκειμένου να επιτευχθεί μεγαλύτερη αξιοπιστία στα αποτελέσματα, εφαρμόζεται ανάλυση ευαισθησίας με βάση πέντε παραμέτρους εισόδου. Τέλος, πραγματοποιείται εφαρμογή και παραμετροποίηση του εργαλείου CREST για την εκτίμηση του LCOE στην Ελλάδα για έργα αιολικής και ηλιακής ενέργειας, καθώς και συγκρίσεις με τα αποτελέσματα της μεθόδου προεξόφλησης.

## **ABSTRACT**

This diploma thesis pertains to the estimation of Weighted Average Cost of Capital (WACC) and Levelized Cost of Energy (LCOE) for onshore wind and solar PV energy in the countries of the European Union, for 2019 and 2020. Firstly, through the collection and analysis of data collected from Greek and foreign language literature, related to the valuation of WACC and LCOE and the study of the Greek electricity market, the calculation methodologies and the factors that affect the cost of capital and the electricity generation cost are selected. An important point of reference is that for greater dependability of WACC estimates and a further analysis of the impact of the input parameters on the calculation, a sensitivity analysis is conducted, as well as a comparison of the forecasts with the previous results. Regarding the LCOE, alternative methodologies are evaluated and compared and the cash flow discounting method (NPV) is utilized for its valuation. Moreover, in order to achieve greater robustness of the results, a sensitivity analysis based on five input parameters, is applied. Last but not least, the implementation and parameterization of the CREST tool are presented, for the assessment of the LCOE of Greece for the case of onshore wind and solar energy, along with comparisons of the results of the NPV method.

## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στο Εργαστήριο Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης του Τομέα Ηλεκτρικών Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Αποφάσεων της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Η διπλωματική εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2019-2020 υπό την επίβλεψη του κ. Χάρη Δούκα, Αναπληρωτή Καθηγητή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο και οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον διδάκτορα κ. Δημήτριο Αγγελόπουλο, για την πολύτιμη καθοδήγησή του και τη συνεργασία μας σε όλα τα στάδια υλοποίησης της εργασίας.

Κυρίως όμως, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά την οικογένειά μου για τη στήριξή της καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους φίλους μου για όλες τις όμορφες στιγμές που περάσαμε κατά τη διάρκεια του μεταπτυχιακού.

# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ .....	i
ABSTRACT .....	ii
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ .....	iii
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ .....	iv
ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ .....	vi
ΛΙΣΤΑ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ .....	vii
ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ.....	viii
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1.....</b>	<b>1</b>
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	3
1.1 Αντικείμενο διπλωματικής εργασίας.....	3
1.2 Δομή της εργασίας.....	4
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.....</b>	<b>5</b>
2 Η ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΟΙ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	7
2.1 Ενεργειακό μίγμα στην Ελλάδα .....	7
2.1.1 Εγκατεστημένη Ισχύς στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	7
2.1.2 Εγκατεστημένη ισχύς στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	9
2.1.3 Ηλεκτροπαραγωγή Διασυνδεδεμένου Συστήματος.....	9
2.1.4 Ηλεκτροπαραγωγή μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος .....	11
2.2 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα.....	12
2.2.1 Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ).....	12
2.2.2 Η παρούσα κατάσταση .....	13
2.2.3 Στόχοι ΑΠΕ .....	16
2.2.4 Προκλήσεις ΑΠΕ .....	20
2.3 Εξελίξεις στην Ελληνική Αγορά ΑΠΕ – Δημοπρασίες ΡΑΕ .....	23
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.....</b>	<b>27</b>
3 ΜΕΣΟ ΣΤΑΘΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ .....	29
3.1 Εισαγωγή.....	29

3.2	Παρουσίαση Μεθοδολογίας.....	30
3.3	Εφαρμογή Μεθοδολογίας – Υπολογισμοί.....	35
3.4	Ανάλυση Ευαισθησίας .....	40
3.5	Σύγκριση με παλαιότερα αποτελέσματα .....	43
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....</b>		<b>47</b>
4	<b>ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....</b>	<b>49</b>
4.1	Εισαγωγή.....	49
4.2	Μέθοδος προεξόφλησης ταμειακών ροών .....	49
4.3	Απλοποιημένη Μέθοδος sLCOE.....	54
4.4	Εφαρμογή μεθοδολογίας – Υπολογισμοί .....	57
4.4.1	Χερσαία Αιολικά Πάρκα.....	57
4.4.2	Φωτοβολταϊκές Εγκαταστάσεις.....	60
4.5	Ανάλυση Ευαισθησίας .....	63
4.5.1	Μεταβολή στο κόστος κατασκευής.....	64
4.5.2	Μεταβολή στις υπόλοιπες εξεταζόμενες μεταβλητές.....	67
4.6	Συμπεράσματα.....	73
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5.....</b>		<b>75</b>
5	<b>ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ CREST .....</b>	<b>77</b>
5.1	Εισαγωγή.....	77
5.2	Εφαρμογή για την εκτίμηση του LCOE.....	77
5.3	Σύγκριση αποτελεσμάτων .....	81
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6.....</b>		<b>85</b>
6	<b>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΕΚΤΑΣΕΙΣ.....</b>	<b>87</b>
6.1	Συμπεράσματα.....	87
6.2	Μελλοντικές προεκτάσεις .....	88
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α – ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ WACC .....		89
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β – ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ LCOE .....		97
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....		105

## ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1 Ποσοστιαία κατανομή παραγωγής ενέργειας για τα έτη 2004-2015 [5][6] .....	10
Πίνακας 2 Εθνικοί στόχοι για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ (MW) για τα έτη 2014 και 2020 [7].....	13
Πίνακας 3: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ τα τελευταία χρόνια [4][6][8] .....	15
Πίνακας 4: Εξέλιξη μεριδίων ΑΠΕ ανά στόχο και τομέα μέχρι το έτος 2030 [9].....	18
Πίνακας 5: Εξέλιξη της προόδου ως προς το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ ανά τομέα μέχρι το έτος 2030 [9]. .....	18
Πίνακας 6: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) μονάδων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή [9].....	19
Πίνακας 7: Εξέλιξη ηλεκτροπαραγωγής (GWh) από μονάδες ΑΠΕ [9] .....	19
Πίνακας 8: Συμμετοχή των ΑΠΕ (ktoe) για την κάλυψη θερμικών αναγκών στην τελική κατανάλωση [9] .....	20
Πίνακας 9: Συμμετοχή των ΑΠΕ (ktoe) στον τομέα των μεταφορών [9] .....	20
Πίνακας 10: Εταιρείες που χρησιμοποιήθηκαν για το υπολογισμό του μέσου ευρωπαϊκού beta .....	33
Πίνακας 11: Σύνοψη εξισώσεων που χρησιμοποιήθηκαν στο υπολογισμό του WACC .....	35
Πίνακας 12: Τιμές των μεταβλητών που έχουν κοινή τιμή για το σύνολο των χωρών στο βασικό σενάριο .....	36
Πίνακας 13: Υπολογισμός WACC, CoD και CoE για το έτος 2019 .....	36
Πίνακας 14: Υπολογισμός WACC, CoD και CoE για το έτος 2020 .....	38
Πίνακας 15: Σενάρια ανάλυσης ευαισθησίας WACC .....	40
Πίνακας 16: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων WACC, έτος 2019 .....	41
Πίνακας 17: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων WACC, έτος 2020 .....	42
Πίνακας 18: Εκτιμήσεις WACC, CoD και CoE για το έτος 2014 [11] .....	43
Πίνακας 19: Σύγκριση εκτιμήσεων WACC στις χώρες της ΕΕ για τα έτη 2014, 2019 και 2020.....	45
Πίνακας 20: Συνοπτική σύγκριση μεθόδων εκτίμησης LCOE.....	56
Πίνακας 21: Κόστος εγκατάστασης και συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικών πάρκων σε επιλεγμένα κράτη της ΕΕ.....	58
Πίνακας 22: Εκτίμηση LCOE για χερσαία αιολικά πάρκα για το 2019 και 2020.....	58
Πίνακας 23: Κόστος εγκατάστασης και συντελεστής χρησιμοποίησης φωτοβολταϊκών σε επιλεγμένα κράτη της ΕΕ.....	61
Πίνακας 24: Εκτίμηση LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις για το 2019 και 2020 .....	61
Πίνακας 25: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020 ..	64
Πίνακας 26: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020 .....	65
Πίνακας 27: Σενάρια ανάλυσης ευαισθησίας LCOE για τις υπόλοιπες μεταβλητές ενδιαφέροντος.....	67
Πίνακας 28: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων LCOE για αιολικά πάρκα, έτος 2020 .....	71
Πίνακας 29: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, έτος 2020.....	72
Πίνακας 30: Σενάρια εκτίμησης LCOE με χρήση του εργαλείου CREST .....	78

Πίνακας 31: Σύγκριση εκτιμήσεων LCOE για αιολικά πάρκα για τις μεθόδους προεξόφλησης και CREST .....	82
Πίνακας 32: Σύγκριση εκτιμήσεων LCOE για φωτοβολταϊκές μονάδες για τις μεθόδους προεξόφλησης και CREST .....	83
Πίνακας 33: Δεδομένα ανά χώρα για τους υπολογισμούς WACC, έτος 2019 .....	89
Πίνακας 34: Δεδομένα ανά χώρα για τους υπολογισμούς WACC, έτος 2020 .....	90
Πίνακας 35: Εκτίμηση WACC για το 2019 με λόγο D:E 75:25 και διαφορετικές τιμές project spread	91
Πίνακας 36: Εκτίμηση WACC για το 2019 με λόγο D:E 70:30 και διαφορετικές τιμές project spread	92
Πίνακας 37: Εκτίμηση WACC για το 2019 με λόγο D:E 80:20 και διαφορετικές τιμές project spread	93
Πίνακας 38: Εκτίμηση WACC για το 2020 με λόγο D:E 75:25 και διαφορετικές τιμές project spread .	94
Πίνακας 39: Εκτίμηση WACC για το 2020 με λόγο D:E 70:30 και διαφορετικές τιμές project spread	95
Πίνακας 40: Εκτίμηση WACC για το 2020 με λόγο D:E 80:20 και διαφορετικές τιμές project spread	96
Πίνακας 41: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020 .....	97
Πίνακας 42: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020 .....	98
Πίνακας 43: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικούς λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020 .....	99
Πίνακας 44: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικούς λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020 .....	100
Πίνακας 45: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικές τιμές project spread, έτος 2020	101
Πίνακας 46: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικές τιμές project spread, έτος 2020 .....	102
Πίνακας 47: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020 .....	103
Πίνακας 48: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020 .....	104

## ΛΙΣΤΑ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1: Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς του Διασυνδεδεμένου Συστήματος στην Ελλάδα για την περίοδο 2016 έως 2020 [3] .....	8
Διάγραμμα 2: Ποσοστό (%) της ισχύος ανά παραγωγό (πλην ΑΠΕ) στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος [2] .....	9
Διάγραμμα 3: Ανάλυση της ηλεκτροπαραγωγής του Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την περίοδο 2009-2019 [5][6] .....	10
Διάγραμμα 4: Ποσοστό (%) της ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές μονάδες ανά παραγωγό στο σύνολο της συνολικής παραγωγής [4][5] .....	11
Διάγραμμα 5: Συμμετοχή των ΑΠΕ και ΥΗΣ στη ζήτηση από το 2004 μέχρι το 2018 [5][6] .....	14
Διάγραμμα 6: Η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ σε λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα για την περίοδο 2009-2019 [6] .....	15
Διάγραμμα 7: Εθνική ηλεκτροπαραγωγή μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ από το 2009 μέχρι σήμερα [6] .	16
Διάγραμμα 8: Απεικόνιση του WACC στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2019 .....	37

Διάγραμμα 9: Απεικόνιση του WACC στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020.....	39
Διάγραμμα 10: Εξέλιξη του WACC στις χώρες της ΕΕ κατά τα έτη 2019 και 2020 .....	40
Διάγραμμα 11: Απεικόνιση του WACC στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2014 [11].....	44
Διάγραμμα 12: Συνοπτική μεθοδολογία υπολογισμού του LCOE για τη μέθοδο προεξόφλησης .....	53
Διάγραμμα 13: Απεικόνιση του LCOE για χερσαία αιολικά έργα στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020	59
Διάγραμμα 14: Εξέλιξη του LCOE για χερσαία αιολικά έργα κατά τα έτη 2019 και 2020 .....	60
Διάγραμμα 15: Απεικόνιση του LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020.....	62
Διάγραμμα 16: Εξέλιξη του LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις κατά τα έτη 2019 και 2020 .....	63
Διάγραμμα 17: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τα διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020.....	65
Διάγραμμα 18: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τα διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020 .....	66
Διάγραμμα 19: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τα διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020.....	67
Διάγραμμα 20: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τα διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020.....	68
Διάγραμμα 21: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τους διάφορους λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020 .....	68
Διάγραμμα 22: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τους διάφορους λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020.....	69
Διάγραμμα 23: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τα διαφορετικά project spreads, έτος 2020	69
Διάγραμμα 24: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τα διαφορετικά project spreads, έτος 2020 ....	70
Διάγραμμα 25: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τις διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020 .....	70
Διάγραμμα 26: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τις διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020 ...	71

## ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 1: Δεδομένα εισόδου στο εργαλείο CREST για την περίπτωση των αιολικών πάρκων .....	79
Εικόνα 2: Παραμετροποίηση εργαλείου CREST και εκτιμήσεις για την περίπτωση των αιολικών πάρκων .....	79
Εικόνα 3: Παραμετροποίηση εργαλείου CREST και εκτιμήσεις για την περίπτωση των αιολικών πάρκων .....	80
Εικόνα 4: Δεδομένα εισόδου στο εργαλείο CREST για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών μονάδων	80
Εικόνα 5: Παραμετροποίηση εργαλείου CREST και εκτιμήσεις για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών μονάδων.....	81
Εικόνα 6: Παραμετροποίηση εργαλείου CREST και εκτιμήσεις για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών μονάδων .....	81



# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

---



## 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 Αντικείμενο διπλωματικής εργασίας

Στη σύγχρονη εποχή η ανθρωπότητα έχει έρθει αντιμέτωπη με ένα πλήθος περιβαλλοντικών, κοινωνικών και οικονομικών προβλημάτων. Οι επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, καθώς και η έλλειψη φυσικών πόρων γίνονται ολοένα και περισσότερο εμφανείς σε όλοκληρο τον κόσμο.

Η διατήρηση των φυσικών πόρων και η ανάγκη άμβλυνσης της κλιματικής αλλαγής καθιστούν επιτακτική την αύξηση της συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών στην παραγωγή ενέργειας. Η ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ήταν πιο δαπανηρή σε σχέση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας τα προηγούμενα χρόνια. Ωστόσο, η σημαντική βελτίωση της τεχνολογίας τα τελευταία χρόνια και η εμπιστοσύνη των επενδυτών σε έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έχουν αυξήσει την ανταγωνιστικότητα των αιολικών και φωτοβολταϊκών έργων. Επιπλέον, η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές χαρακτηρίζεται από χαμηλό κόστος συντήρησης και λειτουργίας σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες. Η περαιτέρω ανάπτυξη της τεχνολογίας θα βοηθήσει τις ανανεώσιμες πηγές να γίνουν πλήρως ανταγωνιστικές στα προσεχή χρόνια.

Στην Ελλάδα, το μερίδιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας επί της της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας έχει σημειώσει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια, ιδίως στα αιολικά και στα φωτοβολταϊκά συστήματα, χάρη στη σημαντική μείωση του τεχνολογικού κόστους. Παράλληλα, η ανάπτυξη ανταγωνιστικών δημοπρασιών για φωτοβολταϊκά και αιολικά συστήματα και η μετάβαση στο νέο καθεστώς στήριξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, το οποίο συνδυάζει τις ανταγωνιστικές μειοδοτικές διαδικασίες με την προσαύξηση επί της αγοραίας τιμής (feed – in premium) έχουν αυξήσει το ενδιαφέρον και την εμπιστοσύνη των επενδυτών και δανειστών. Λόγω της θετικής εμπειρίας των ανταγωνιστικών δημοπρασιών και των μεγάλων νησιών που διασυνδέονται με το ελληνικό ηπειρωτικό σύστημα, η αιολική και ηλιακή ενέργεια μπορούν να αυξήσουν σημαντικά την επιρροή τους και να συμβάλλουν στη διαφοροποίηση του ελληνικού ενεργειακού μίγματος, δεδομένου του μειούμενου κόστους παραγωγής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η εκτίμηση του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC) και του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) για χερσαία αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκές μονάδες στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, για τα έτη 2019 και 2020 και η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων, μέσω εφαρμογής ανάλυσης ευαισθησίας και συγκρίσεων με παλαιότερα αποτελέσματα. Η διάρθρωση της εργασίας παρουσιάζεται στην επόμενη ενότητα.

## 1.2 Δομή της εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία περιλαμβάνει έξι κεφάλαια:

- Το παρόν Κεφάλαιο 1, αποτελεί την εισαγωγή της εργασίας και παρουσιάζει το αντικείμενο της μελέτης και τη δομή της.
- Το Κεφάλαιο 2, παρέχει πληροφορίες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και την τρέχουσα κατάσταση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Ειδικότερα, γίνεται μία εκτενής αναφορά στο εθνικό σχέδιο δράσης της Ελλάδας, τους στόχους και προκλήσεις των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και παρουσιάζονται οι εξελίξεις στην ελληνική αγορά.
- Στο Κεφάλαιο 3, πραγματοποιείται ο υπολογισμός του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC) για χερσαία αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκές μονάδες. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζεται η μεθοδολογία υπολογισμού και τα αποτελέσματα για τα έτη 2019 και 2020 και γίνεται σύγκριση με παλαιότερες εκτιμήσεις.
- Στο Κεφάλαιο 4, παρατίθεται η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για την αποτίμηση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) και τα αποτελέσματα της εφαρμογής της σε έργα ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση.
- Στο Κεφάλαιο 5, εφαρμόζεται το εργαλείο CREST (Cost of Renewable Energy Spreadsheet Tool) του NREL για την εκτίμηση του LCOE σε χερσαία αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκές μονάδες στην Ελλάδα. Πραγματοποιείται, επιπλέον, ανάλυση και αξιολόγηση των αποτελεσμάτων σε σύγκριση με τις εκτιμήσεις του προηγούμενου κεφαλαίου.
- Στο Κεφάλαιο 6, παρουσιάζονται τα τελικά συμπεράσματα από την εκπόνηση της και αναφέρονται οι μελλοντικές επεκτάσεις της.
- Τέλος, στα Παραρτήματα Α και Β παρατίθενται βοηθητικά δεδομένα εισόδου και αναλυτικοί υπολογισμοί των WACC και LCOE για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν.

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2**

### **Η ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΟΙ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ**

---



## **2 Η ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΟΙ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ**

### **2.1 Ενεργειακό μίγμα στην Ελλάδα**

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα επιτυγχάνεται με την αξιοποίηση διαφορετικών πρωτογενών πηγών ενέργειας, όπως τα ορυκτά καύσιμα (φυσικό αέριο, λιγνίτης), οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), ή άλλες σύγχρονες τεχνολογίες (πχ. μεγάλα υδροηλεκτρικά). Τα νησιά του μη διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ), ή και ελαφρύ (ντίζελ) και τους σταθμούς ΑΠΕ (κυρίως αιολικούς και φωτοβολταϊκούς).

Στο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της ηπειρωτικής Ελλάδας είναι συνδεδεμένα τα νησιά του Ιονίου, καθώς και ορισμένα νησιά του Αιγαίου στα επίπεδα υψηλής (150kV και 66kV) και υπερυψηλής τάσης (400kV) και μαζί με το σύστημα αυτό αποτελούν το Διασυνδεδεμένο Σύστημα [1].

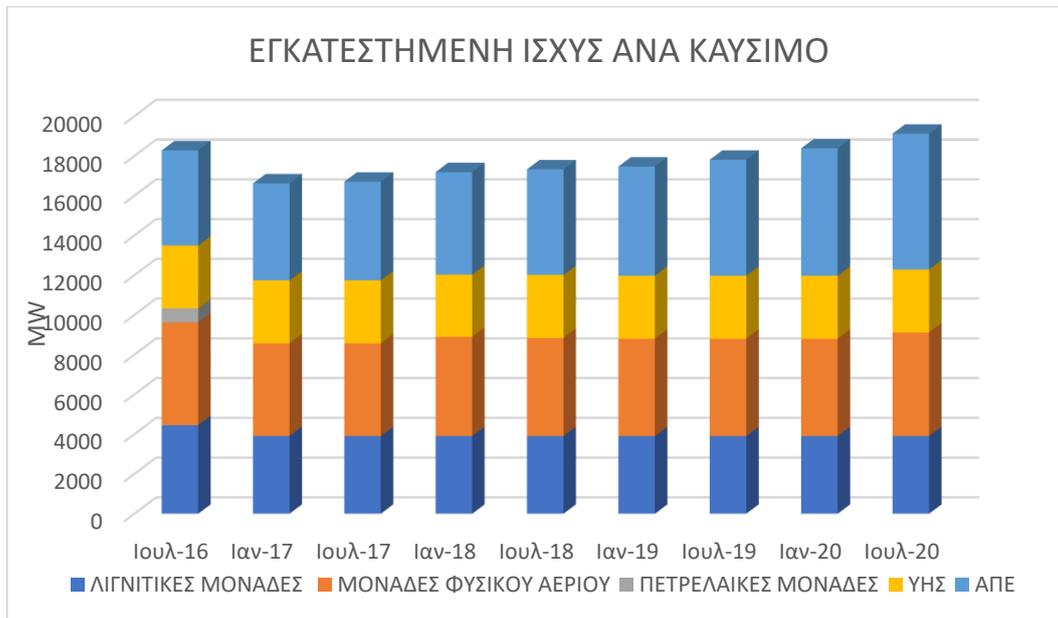
Τη σπονδυλική στήλη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, που μεταφέρουν ηλεκτρισμό, κυρίως από το σπουδαιότερο για την χώρα μας ενεργειακό κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας. Στην περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, η οποία στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, στα οποία καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα υπόλοιπα νησιά, τα οποία αναφέρονται ως «Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», εξυπηρετούνται από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι λειτουργούν με πετρέλαιο. Συμπληρωματικά, σε ορισμένα νησιά η ζήτηση καλύπτεται από ΑΠΕ. Οι μεγαλύτεροι σταθμοί παραγωγής στα μη διασυνδεδεμένα νησιά βρίσκονται στην Κρήτη και τη Ρόδο (με συνολική ισχύ θερμικών σταθμών μεγαλύτερη των 1.000 MW).

#### **2.1.1 Εγκατεστημένη Ισχύς στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα**

Σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας για τον Ιούλιο 2020 [2] για την καθαρή ισχύ των μονάδων του Διασυνδεδεμένου Συστήματος, οι λιγνιτικές μονάδες ανέρχονταν σε 3904 MW, οι μονάδες φυσικού αερίου σε 5211 MW, οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες (ΥΗΣ) σε 3171 MW και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) σε 6836 MW. Έτσι, το σύνολο της καθαρής εγκατεστημένης ισχύος σε ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικές μονάδες φθάνει σε 10,000 MW, ξεπερνώντας την καθαρή ισχύ σε θερμικές μονάδες (9155 MW). Η συνολική καθαρή ισχύς του συνόλου των μονάδων του Διασυνδεδεμένου Συστήματος, ανέρχεται σε 19122 MW.

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά καύσιμο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα για τα τελευταία 4 χρόνια αναπαρίσταται στο παρακάτω διάγραμμα.

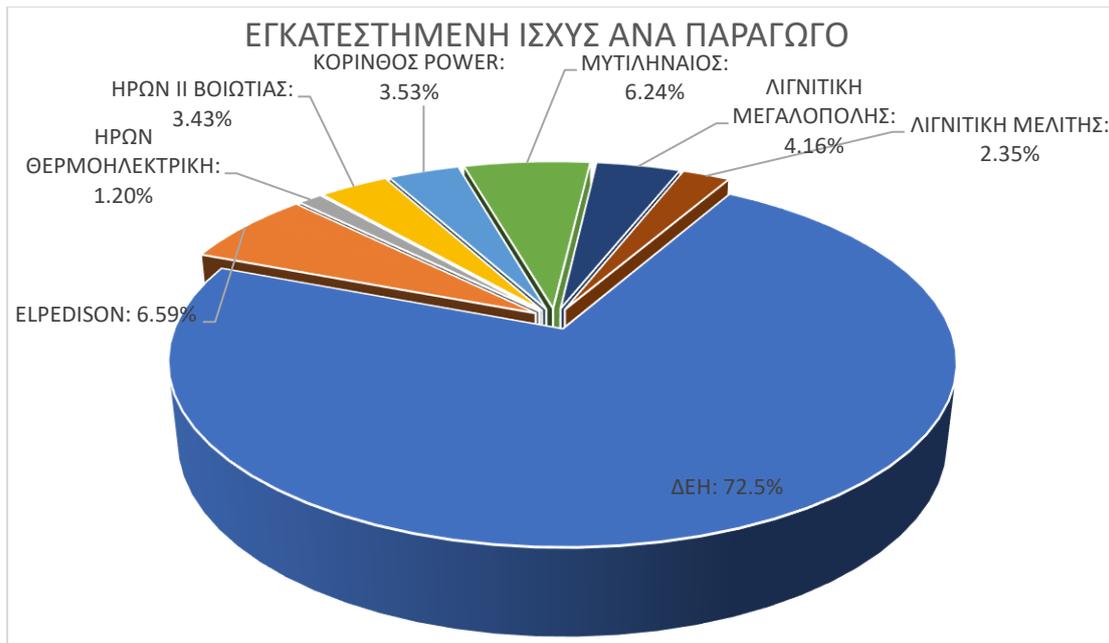


Διάγραμμα 1: Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος του Διασυνδεδεμένου Συστήματος στην Ελλάδα για την περίοδο 2016 έως 2020 [3]

Παρατηρώντας το παραπάνω γράφημα, προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα :

- Οι ΑΠΕ διαδραματίζουν έναν διαρκώς αυξανόμενο ρόλο στην ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας, με την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ να έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Νέες μονάδες ΑΠΕ συνολικής ισχύος 2052 MW ενσωματώθηκαν στο σύστημα από τον Ιούλιο του 2016 μέχρι τον Ιούλιο του 2020.
- Η εγκατεστημένη ισχύς στις θερμικές μονάδες φυσικού αερίου αποτελεί σημαντικό κομμάτι της συνολικής εγκατεστημένης.
- Το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος που βασίζεται στο λιγνίτη παραμένει ένα σημαντικό ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, παρόλο που βαίνει μειούμενο τα τελευταία χρόνια.
- Η καθαρή ισχύς σε υδροηλεκτρικές μονάδες διατηρείται σταθερή για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Στο επόμενο σχήμα παρουσιάζεται το μερίδιο της εγκατεστημένης ισχύος ανά παραγωγό (χωρίς ΑΠΕ) στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος, σύμφωνα με στοιχεία του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας για τον Ιούλιο του 2020 [2].



Διάγραμμα 2: Ποσοστό (%) της ισχύος ανά παραγωγό (πλην ΑΠΕ) στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος [2]

### 2.1.2 Εγκατεστημένη ισχύς στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Με βάση τα επίσημα στοιχεία του Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα για τον Ιούνιο 2019 ανήλθε σε 2194 MW, 79.9% εκ της οποίας αφορά τη συνολική ισχύ των θερμικών μονάδων (1753.3 MW), ενώ η συνολική ισχύς που παράγεται από ΑΠΕ είναι 440.75 MW (20.1%). Στο σύνολο των ΑΠΕ, τα 306.75 MW (69.6%) είναι αιολικοί σταθμοί, τα 129.75 MW (29.4%) είναι μονάδες φωτοβολταϊκών (Φ/Β), ενώ οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί συνεισφέρουν ισχύ 0.3 MW. Τέλος, οι μονάδες βιοαερίου έχουν ισχύ 1 MW και οι υβριδικές μονάδες 2.95 MW [4].

### 2.1.3 Ηλεκτροπαραγωγή Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Το σύνολο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο τέλος του 2019 για το διασυνδεδεμένο σύστημα ήταν 52173 GWh, σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [5]. Από τα παραπάνω, το μίγμα ηλεκτροπαραγωγής είχε διαμορφωθεί όπως φαίνεται παρακάτω:

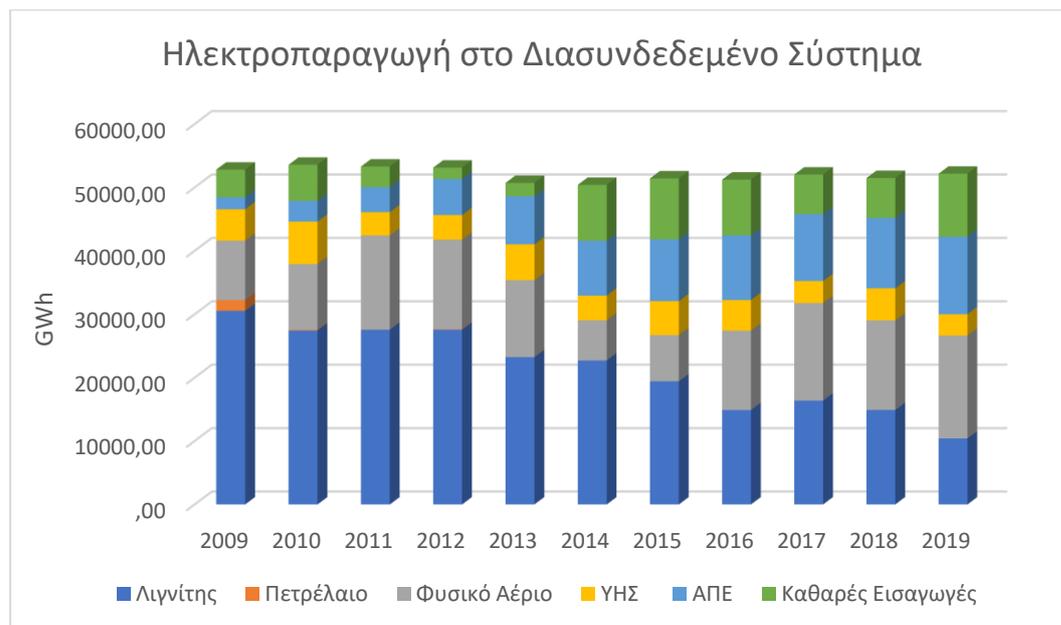
- Λιγνίτης – 10418 GWh (20%)
- Φυσικό αέριο – 16228 GWh (31%)
- ΑΠΕ – 12200 GWh (24%)
- Υδροηλεκτρικά – 3363 GWh (6%)
- Εισαγωγές – 9944 GWh (19%)

Ο παρακάτω πίνακας περιέχει το μίγμα ηλεκτροπαραγωγής από το 2009 μέχρι το 2019, σύμφωνα με επίσημα στοιχεία των ΑΔΜΗΕ και ΔΑΠΕΕΠ [5][6].

Πίνακας 1 Ποσοστιαία κατανομή παραγωγής ενέργειας για τα έτη 2004-2015 [5][6]

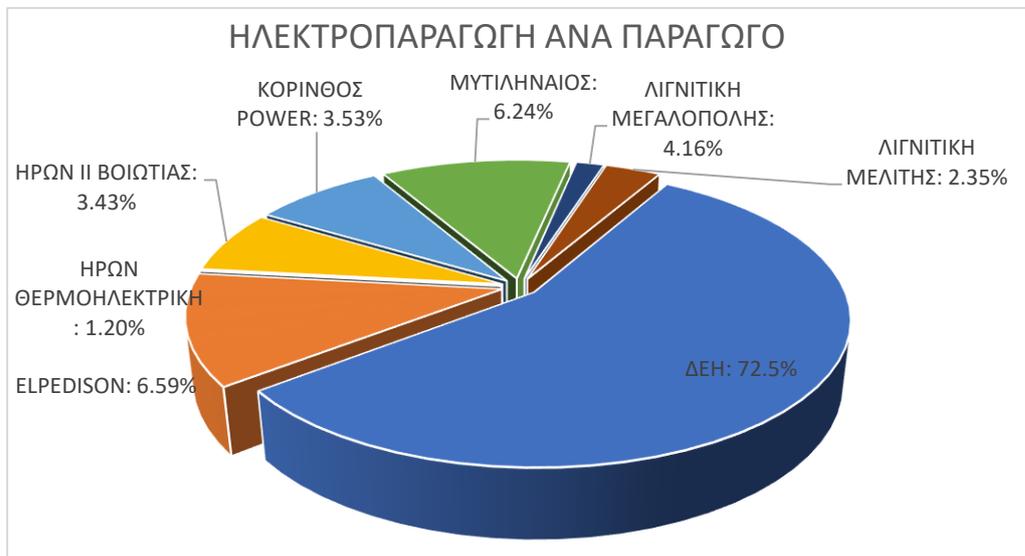
Ποσοστιαία Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh)						
ΕΤΟΣ	Λιγνιτική	Πετρέλαιο	Φυσικό Αέριο	ΥΗΣ	ΑΠΕ	Καθαρές Εισαγωγές
2009	57.82%	3.21%	17.75%	9.38%	3.57%	8.27%
2010	51.21%	0.21%	19.34%	12.51%	6.08%	10.65%
2011	51.73%	0.02%	27.86%	6.90%	7.43%	6.06%
2012	51.86%	0.15%	26.61%	7.32%	10.70%	3.36%
2013	45.80%	0.00%	23.96%	11.12%	14.97%	4.15%
2014	45.04%	0.00%	12.57%	7.75%	17.14%	17.49%
2015	37.76%	0.00%	14.13%	10.48%	18.95%	18.68%
2016	29.07%	0.00%	24.42%	9.45%	19.89%	17.17%
2017	31.49%	0.00%	29.59%	6.64%	20.30%	11.98%
2018	28.95%	0.00%	27.46%	9.81%	21.58%	12.20%
2019	19.97%	0.00%	31.10%	6.45%	23.42%	19.06%

Στο επόμενο σχήμα φαίνεται η καθαρή ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα για την περίοδο 2009 έως 2019. Όπως προκύπτει, τα τελευταία χρόνια έχει αυξηθεί σημαντικά η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, ενώ η λιγνιτική παραγωγή έχει μειωθεί σημαντικά. Όσον αφορά στη συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου, παίζουν πρωτεύοντα ρόλο, παρόλο που η συνεισφορά τους παρουσίασε μείωση στα μέσα της δεκαετίας. Επιπλέον, φαίνεται ότι η Ελλάδα εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 3: Ανάλυση της ηλεκτροπαραγωγής του Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την περίοδο 2009-2019 [5][6]

Ακολούθως, στο διάγραμμα 4 παρουσιάζεται το ποσοστό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες ανά παραγωγό στο σύνολο της ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ για τον Ιούλιο του 2020 [4].



Διάγραμμα 4: Ποσοστό (%) της ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές μονάδες ανά παραγωγό στο σύνολο της συνολικής παραγωγής [4][5]

#### 2.1.4 Ηλεκτροπαραγωγή μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Με βάση τα επίσημα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, η συνολική ηλεκτροπαραγωγή στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα για τον Ιούνιο 2020 ανήλθε σε 334.45 GWh, 78.7% εκ της οποίας αφορά ενέργεια θερμικών μονάδων (263.2GWh). Η συνολική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ είναι 71.25 GWh, 21.3%, εκ της οποίας το μεγαλύτερο ποσοστό οφείλεται σε αιολικούς σταθμούς (42.3 GWh) [4].

## 2.2 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα

Ιστορικά, η χρήση και εφαρμογή των ΑΠΕ για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών υπήρξε ιδιαίτερα διαδεδομένη στην Ελλάδα, ειδικά με τη χρήση θερμικών ηλιακών συστημάτων για την κάλυψη αναγκών για ζεστό νερό, καθώς και με τη χρήση βιομάζας για την κάλυψη θερμικών αναγκών στα νοικοκυριά. Επιπρόσθετα, η Ελλάδα υπήρξε πρωτοπόρος τόσο στη χρήση ανεμογεννητριών, όσο και φωτοβολταϊκών συστημάτων για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα αυτά, το τεράστιο δυναμικό της Ελλάδας σε ΑΠΕ παραμένει σε μεγάλο βαθμό ανεκμετάλλευτο, ενώ με εξαίρεση τη βιομηχανία θερμικών ηλιακών συστημάτων, δεν έχει επιτευχθεί η ανάπτυξη ανταγωνιστικής εγχώριας βιομηχανικής παραγωγής συστημάτων ΑΠΕ.

Στην Ελλάδα, το μερίδιο των ΑΠΕ επί της της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας έχει σημειώσει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια, ιδίως στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα, χάρη στα γενναιόδωρα feed-in-tariffs και τη σημαντική μείωση του τεχνολογικού κόστους. Παράλληλα, αναπτύσσονται ανταγωνιστικές δημοπρασίες για φωτοβολταϊκά και αιολικά συστήματα. Ακόμα, υπάρχει μετάβαση στο νέο καθεστώς στήριξης των ΑΠΕ, το οποίο συνδυάζει τις ανταγωνιστικές μειοδοτικές διαδικασίες με την προσαύξηση επί της αγοραίας τιμής (feed-in premium).

Λόγω της θετικής εμπειρίας των ανταγωνιστικών δημοπρασιών και των μεγάλων νησιών που διασυνδέονται με το ελληνικό ηπειρωτικό σύστημα, η αιολική και ηλιακή ενέργεια θα μπορούσαν να αυξήσουν την επιρροή τους και να συμβάλλουν στη διαφοροποίηση του ελληνικού ενεργειακού μίγματος, δεδομένου του μειούμενου κόστους παραγωγής των ΑΠΕ.

### 2.2.1 Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)

Η κοινή ενεργειακή πολιτική και στρατηγική που προωθείται στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης προτείνει την κατάρτιση Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας για κάθε κράτος-μέλος της. Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ, εκπονήθηκε στο πλαίσιο εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής σε σχέση με τη διείσδυση των ΑΠΕ, την Εξοικονόμηση Ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου, με στόχο την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής.

Για το σύνολο των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μέχρι το 2020, προβλέπονται:

- Μείωση της κατανάλωσης ενέργειας κατά 20%.
- Διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%, σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28/ΕΚ.

- Μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 κατά 20%, σύμφωνα με την Οδηγία 2009/29/ΕΚ.

Ειδικά για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές αερίων ρύπων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005, και 18% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση.

Η Ελληνική κυβέρνηση με το Νόμο 3851/2010 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%. Συγκεκριμένα:

- Συμμετοχή των ΑΠΕ σε ποσοστό 40% στην ηλεκτροπαραγωγή
- Συμμετοχή των ΑΠΕ σε ποσοστό 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης
- Συμμετοχή των ΑΠΕ σε ποσοστό 10% στις μεταφορές

Στον επόμενο πίνακα φαίνεται η Υπουργική Απόφαση για την επιδιωκόμενη εγκατεστημένη ισχύ μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ για τα έτη 2014 και 2020.

Πίνακας 2 Εθνικοί στόχοι για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ (MW) για τα έτη 2014 και 2020 [7]

	2014	2020
<b>Υδροηλεκτρικά</b>	3700	4650
<b>Μικρά (0-15 MW)</b>	300	350
<b>Μεγάλα (&gt;15 MW)</b>	3400	4200
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	1500	2200
<b>Ηλιοθερμικά</b>	120	250
<b>Αιολικά</b>	4000	7500
<b>Βιομάζα</b>	200	350

## 2.2.2 Η παρούσα κατάσταση

Στην κατεύθυνση επίτευξης των στόχων έχει σημειωθεί σημαντική πρόοδος. Κατά το έτος 2012 τα ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων και των μεγάλων ΥΗΣ, κάλυψαν ποσοστό 18% της συνολικής ζήτησης στο Σύστημα, ενώ κατά το 2013 το αντίστοιχο ποσοστό ξεπέρασε το 26% της συνολικής ζήτησης. Για το έτος 2014, η συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο έπεσε στο 24.9%, έχοντας σημαντικά μικρότερη συνεισφορά από τους μεγάλους ΥΗΣ. Το έτος 2015, το ποσοστό αυτό αυξήθηκε εκ νέου, φτάνοντας στο 29.43% της συνολικής ζήτησης. Το 2017 σημειώθηκε καμπή στη συμμετοχή των ΑΠΕ στη ζήτηση, ωστόσο στο επόμενο έτος οι ΑΠΕ είχαν νέα αύξηση στη συνεισφορά τους, ξεπερνώντας το 30%. Στο επόμενο γράφημα φαίνεται η συμμετοχή των ΑΠΕ και των μεγάλων ΥΗΣ στη ζήτηση από το 2004 μέχρι το 2018.



*Διάγραμμα 5: Συμμετοχή των ΑΠΕ και ΥΗΣ στη ζήτηση από το 2004 μέχρι το 2018 [5][6]*

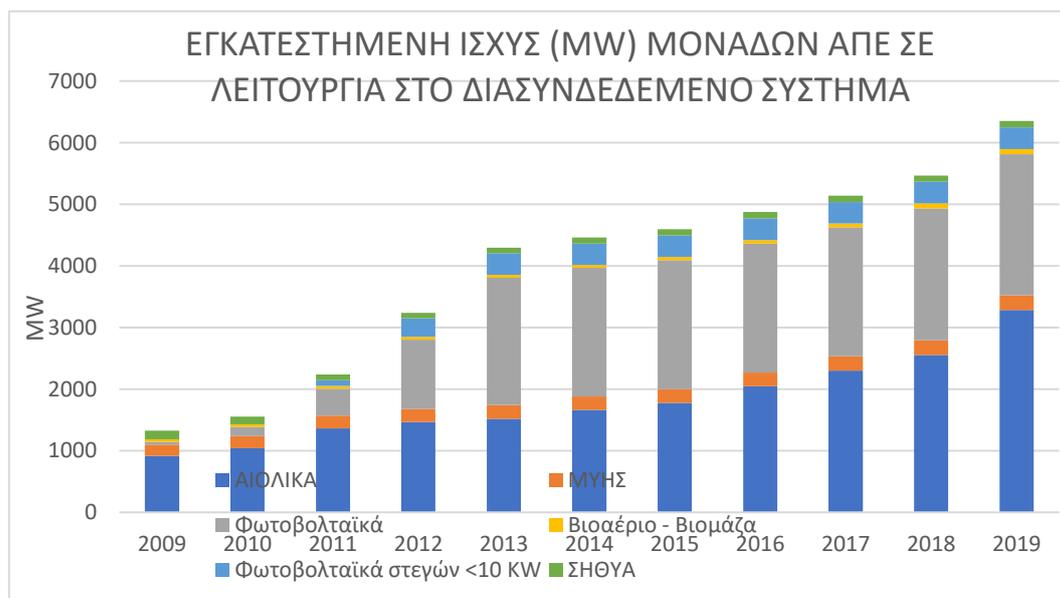
Όπως φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα, η συμμετοχή αυξήθηκε από το 11% το 2004 σε περίπου 32% σε διάστημα 15 χρόνων.

Στον επόμενο πίνακα φαίνεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ΑΠΕ τόσο στο διασυνδεδεμένο, όσο και στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα από το 2004 μέχρι σήμερα. Είναι ορατό ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ σημείωσε πολύ σημαντική αύξηση από το 2009 μέχρι το 2013, κυρίως λόγω της διεύδυσης των φωτοβολταϊκών. Επιπλέον, φαίνεται ότι η διεύδυση των φωτοβολταϊκών μονάδων παραμένει σχετικά στάσιμη τα τελευταία χρόνια, σε αντίθεση με τα αιολικά που γνωρίζουν σημαντική αύξηση στο μερίδιό τους.

Πίνακας 3: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ τα τελευταία χρόνια [4][6][8]

Έτος	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά	ΜΥΗΣ	Βιομάζα	Σύνολο
2004	472	1	59	24	556
2005	491	1	64	24	580
2006	749	5	77	24	855
2007	846	9	95	39	989
2008	1020	12	158	40	1230
2009	1172	48	180	41	1441
2010	1298	191	197	41	1727
2011	1640	522	205	45	2412
2012	1753	1238	213	45	3249
2013	1810	2206	220	46	4282
2014	1978	2221	220	47	4466
2015	2092	2229	224	52	4597
2016	2370	2230	223	58	4881
2017	2624	2230	230	61	5145
2018	2860	2270	239	83	5452
2019	3589	2418	240	88	6335

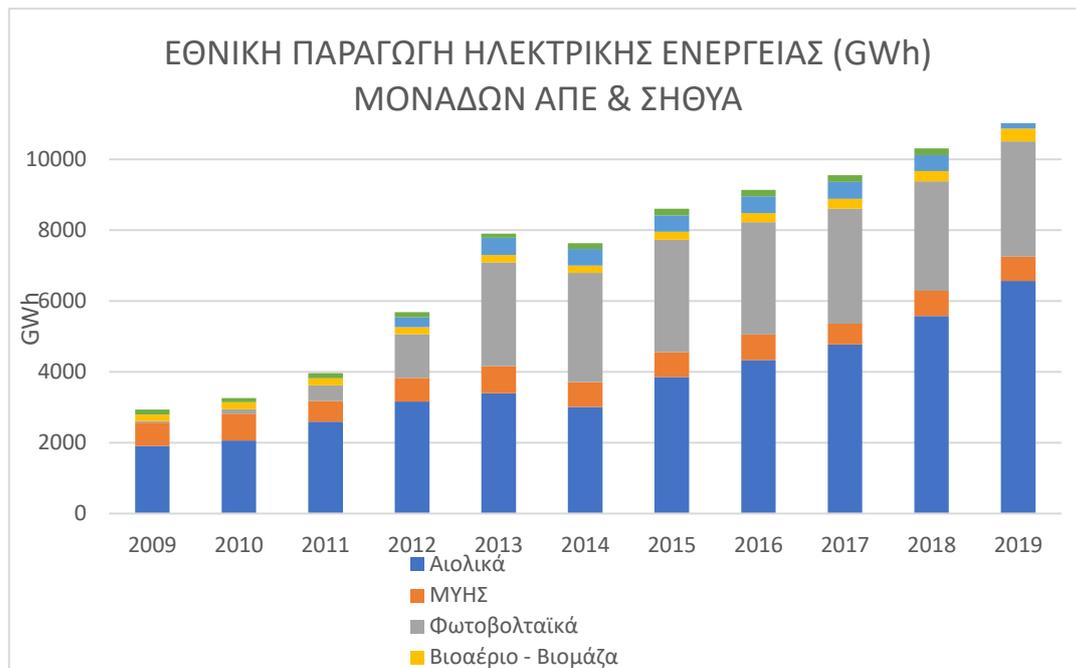
Στο επόμενο σχήμα παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ σε λειτουργία στο διασυνδεδεμένο σύστημα, από το 2009 μέχρι σήμερα. Από το σχήμα φαίνεται ότι η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα μέχρι το 2013 οφειλόταν κυρίως στην αύξηση των εγκαταστάσεων Φ/Β λόγω των ιδιαίτερα ελκυστικών τιμών που είχαν θεσμοθετηθεί, ενώ τα τελευταία χρόνια η αύξηση της ισχύος ΑΠΕ οφείλεται στις αιολικές μονάδες.



Διάγραμμα 6: Η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ σε λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα για την περίοδο 2009-2019 [6]

Τέλος, στο διάγραμμα αποτυπώνεται η εξέλιξη της παραγόμενης ενέργειας από τους σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από το 2009 και ύστερα.

Από τα δύο παραπάνω σχήματα φαίνεται ότι για το 2014, ενώ σημειώθηκε αύξηση στην εγκατεστημένη των ΑΠΕ, η ηλεκτρική ενέργεια που παράχθηκε ήταν μικρότερη από το έτος 2013. Αυτό οφείλεται κυρίως στη μειωμένη παραγωγή των Α/Π και των ΜΥΗΣ. Τα επόμενα χρόνια η παραγωγή των Α/Π έχει σημειώσει σημαντική αύξηση.



Διάγραμμα 7: Εθνική ηλεκτροπαραγωγή μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ από το 2009 μέχρι σήμερα [6]

### 2.2.3 Στόχοι ΑΠΕ

Ο εθνικός στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας είναι η επίτευξη μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 35%. Επισημαίνεται ότι για μεθοδολογικούς λόγους, καθώς ακόμη δεν έχουν εκδοθεί οι προβλεπόμενες τεχνικές οδηγίες από την ΕΕ, δεν προσμετράται σε αυτό το μερίδιο ως συνεισφορά από ΑΠΕ το μερίδιο της χρήσης αντλιών θερμότητας για την κάλυψη ψυκτικών αναγκών με ενεργειακά αποδοτικότερο τρόπο.

Επιπρόσθετα, το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στοχεύεται να ανέλθει σε ποσοστό τουλάχιστον 60%, το μερίδιο των ΑΠΕ για τις ανάγκες θέρμανσης και ψύξης να ξεπεράσει το 40% και το μερίδιο των ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών να ξεπεράσει το 14%.

Οι ποσοτικοί αυτοί στόχοι, σε συνάρτηση και με την εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης, μεταφράζονται σε συγκεκριμένα ποσοτικά μεγέθη τόσο με όρους εγκατεστημένης ισχύος, όσο και με τον αριθμό τεχνολογιών/συστημάτων ΑΠΕ στη τελική χρήση (πχ. διείσδυση

βιοκαυσίμων στις μεταφορές, λέβητες βιομάζας για κάλυψη αναγκών θέρμανσης και ζεστού νερού χρήσης, αντλίες θερμότητας στα κτίρια για κάλυψη των αναγκών θέρμανσης και ψύξης κλπ.). Συνεπώς, η ποσοτική συσχέτιση αυτών των μεγεθών είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την επίτευξη των σχετικών στόχων βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης.

Είναι προφανές ότι ο βασικός πυλώνας για την επίτευξη του κεντρικού στόχου για τις ΑΠΕ είναι η συμμετοχή τους στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, ο συγκεκριμένος τομέας αποτελεί την κύρια προτεραιότητα πολιτικής και πρέπει να έχει την υψηλότερη απαίτηση για την έγκαιρη και αποδοτική εφαρμογή όλων των σχεδιαζόμενων μέτρων. Η ικανοποίηση του συγκεκριμένου στόχου προϋποθέτει την πολύ μεγάλη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, η οποία για τις περισσότερες τεχνολογίες προβλέπεται να οδηγήσει σε υπερδιπλασιασμό της σημερινής εγκατεστημένης ισχύος τους. Γίνεται αντιληπτό ότι το παραπάνω αποτελεί ένα πολύ φιλόδοξο, αλλά παράλληλα και ρεαλιστικό στόχο αναλογικά με το τεχνικο-οικονομικό δυναμικό που υπάρχει και το ήδη εκδηλωμένο επενδυτικό ενδιαφέρον. Ωστόσο, για την επίτευξή του είναι αναγκαία η βέλτιστη ανταπόκριση και λειτουργία τόσο των εμπλεκόμενων δημοσίων φορέων, του ρυθμιστή και των διαχειριστών, όσο και της ίδιας της αγοράς των ΑΠΕ. Την ίδια στιγμή, ο εξηλεκτρισμός και η σύζευξη των τομέων τελικής κατανάλωσης αποτελεί βασικό στόχο για την προώθηση των ΑΠΕ και την αύξηση της συμμετοχής τους στην τελική κατανάλωση.

Στο πλαίσιο αυτό, ο σταδιακός εξηλεκτρισμός του τομέα των μεταφορών είναι η πιο σημαντική πρόκληση για τα επόμενα χρόνια. Πιο συγκεκριμένα, αναμένεται αξιοσημείωτη διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων με σημαντική συνεισφορά σε διάφορες διαστάσεις του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) [9], ενώ ο πλήρης εξηλεκτρισμός των σιδηροδρομικών μεταφορών θα έχει επιτευχθεί πολύ νωρίτερα. Στόχος είναι η διείσδυση αυτή να επιτευχθεί με τον τρόπο οικονομικά αποδοτικό για την εθνική οικονομία, ενώ παράλληλα θα πρέπει να έχουν αναπτυχθεί έγκαιρα οι κατάλληλες υποδομές και το αναγκαίο κανονιστικό πλαίσιο, καθώς αυτά αποτελούν προϋποθέσεις προς την κατεύθυνση του εξηλεκτρισμού του τομέα των μεταφορών. Επιπλέον, στόχο αποτελεί η όσο μεγαλύτερη και αποδοτικότερη σύζευξη των τομέων κατανάλωσης, με έμφαση στη μεγιστοποίηση της χρήσης των ΑΠΕ. Ο μεγάλος βαθμός εξηλεκτρισμού διαφόρων χρήσεων στην τελική κατανάλωση αποτελεί βασική συνιστώσα για την επίτευξη αυτού του στόχου. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η δυνατότητα έγχυσης υδρογόνου ή μεθανίου που παράγεται από ΑΠΕ στο δίκτυο φυσικού αερίου. Προς αυτή την κατεύθυνση θα εξεταστεί αρχικά η βιωσιμότητα και η αποδοτικότητα ενός τέτοιου σχήματος και εφόσον κριθεί θετική θα προωθηθούν τα κατάλληλα μέτρα και πολιτικές.

Επίσης, τίθεται και στόχος για την προώθηση συστημάτων ΑΠΕ στα κτίρια και συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής, μέσω σχημάτων αυτοπαραγωγής και ενεργειακού συμψηφισμού.

Ειδικότερα, προβλέπεται μέχρι το έτος 2030 η συνολική λειτουργία τέτοιων συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ εγκατεστημένης ισχύος 1 GW ικανών να καλύπτουν τις μέσες ηλεκτρικές καταναλώσεις τουλάχιστον 330.000 ελληνικών νοικοκυριών [9].

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται τα προβλεπόμενα ποσοστά συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση από το 2020 μέχρι το 2030.

Πίνακας 4: Εξέλιξη μεριδίων ΑΠΕ ανά στόχο και τομέα μέχρι το έτος 2030 [9]

<b>Εξέλιξη μεριδίων ΑΠΕ</b>	<b>2020</b>	<b>2022</b>	<b>2025</b>	<b>2027</b>	<b>2030</b>
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας [%]	19.70%	23.40%	27.10%	29.60%	35.00%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη[%]	30.60%	33.80%	36.80%	38.30%	42.50%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [%]	29.20%	38.60%	46.80%	52.90%	61.00%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές [%]	6.60%	7.30%	10.10%	11.70%	19.00%

Στον πίνακα 5 φαίνεται η πρόβλεψη για την εξέλιξη της συνεισφοράς των ΑΠΕ ανά τομέα μέχρι το 2030.

Πίνακας 5: Εξέλιξη της προόδου ως προς το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ ανά τομέα μέχρι το έτος 2030 [9].

<b>Εξέλιξη προόδου ως προς στο μερίδιο ενέργειας από ΑΠΕ για την επίτευξη του στόχου του 2030</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2027</b>	<b>2030</b>
στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	31.80%	53.60%	68.50%	100.00%
στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη	27.00%	52.30%	64.50%	100.00%
στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρικής ενέργειας	29.60%	55.40%	74.60%	100.00%
στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές	5.60%	28.30%	41.30%	100.00%

Όπως φαίνεται από τους παραπάνω πίνακες, η εξέλιξη των μεριδίων για την συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και στη θέρμανση εμφανίζουν μία σχετικά γραμμική εξέλιξη. Αντίθετα, η συμμετοχή των ΑΠΕ στις μεταφορές προβλέπεται να είναι πιο έντονη σταδιακά μετά το έτος 2025 και ειδικά προς το τέλος της επόμενης δεκαετίας και την περίοδο 2028-2030, όπου στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής θα έχουν το απόλυτα κυρίαρχο μερίδιο συγκριτικά με όλα τα υπόλοιπα καύσιμα.

Είναι αξιοσημείωτο ότι ο οδικός χάρτης που προτείνεται στο ΕΣΕΚ, ενώ προφανώς δεν είναι γραμμικός, είναι απόλυτα συμβατός με την προβλεπόμενη χρονική εξέλιξη του εν λόγω στόχου στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Κανονισμού για την Ενεργειακή Διακυβέρνηση και ενσωματώνει την απαραίτητη ευελιξία που πρέπει να υπάρχει σε επίπεδο εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού αναφορικά με την ανταπόκριση των αγορών και τη βέλτιστη εφαρμογή και απόδοση των σχεδιαζόμενων πολιτικών και μέτρων.

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, οι κυρίαρχες εφαρμογές για την επόμενη περίοδο που θα συνεισφέρουν στην επίτευξη των στόχων είναι τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα, τα οποία κρίνονται ως τα πλέον ώριμα και ανταγωνιστικά με κανόνες αγοράς.

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζεται η εξέλιξη αυτών των μεγεθών για τις τεχνολογίες ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Όπως διαφαίνεται, η εγκατεστημένη ισχύς των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ σχεδόν τριπλασιάζεται κατά την περίοδο 2017-2030. Τονίζεται ότι δεν υπάρχει συγκεκριμένος χρονοπρογραμματισμός για τα θαλάσσια αιολικά πάρκα, η συμμετοχή τους όμως στο μίγμα για την επίτευξη του στόχου της ηλεκτροπαραγωγής θεωρείται δεδομένη.

Πίνακας 6: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) μονάδων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή [9]

Έτος	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά	Βιοαέριο - Βιομάζα	ΥΗΣ	Ηλιοθερμικοί Σταθμοί	Γεωθερμία	Σύνολο
2020	3600	3000	100	3400	0	0	10100
2022	4200	3900	100	3700	0	0	11900
2025	5200	5300	100	3800	100	0	14500
2027	6000	6300	200	3900	100	0	16500
2030	7000	7700	300	3900	100	100	19100

Πίνακας 7: Εξέλιξη ηλεκτροπαραγωγής (GWh) από μονάδες ΑΠΕ [9]

Έτος	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά	Βιοαέριο - Βιομάζα	ΥΗΣ	Ηλιοθερμικοί Σταθμοί	Γεωθερμία	Σύνολο
2020	7300	4500	500	5500	0	0	17800
2022	10100	6000	500	6400	0	0	23000
2025	12600	8200	800	6400	300	0	28300
2027	14400	9700	1000	6600	300	300	32300
2030	17200	11800	1600	6600	300	600	38100

Ακόμα, στόχο για την επόμενη περίοδο αποτελεί η σταδιακή αξιολόγηση, μέσω και πιλοτικών εγκαταστάσεων, νέων εφαρμογών ή τεχνολογιών για ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ, όπως:

- αξιοποίηση κυματικής ενέργειας,
- παραγωγή υδρογόνου
- συνδυαστικές εγκαταστάσεις για αφαλάτωση,
- διεσπαρμένα συστήματα παραγωγής, όπως μικρές ανεμογεννήτριες.

Αναφορικά με τη διείσδυση και συμμετοχή των ΑΠΕ για την κάλυψη θερμικών αναγκών στην τελική κατανάλωση, αναμένεται σημαντική ενίσχυση του ρόλου των αντλιών θερμότητας, ειδικά στον τριτογενή τομέα, αυξημένη συμμετοχή των θερμικών ηλιακών συστημάτων και της γεωθερμίας, καθώς και σταθερή συνεισφορά της βιομάζας.

Πίνακας 8: Συμμετοχή των ΑΠΕ (ktoe) για την κάλυψη θερμικών αναγκών στην τελική κατανάλωση [9]

Έτος	Βιοενέργεια	Ηλιακά	Θερμότητα Περιβάλλοντος & Γεωθερμία	Σύνολο
2020	1035	296	431	1761
2022	106	303	590	1952
2025	1087	312	715	2115
2027	1086	326	792	2204
2030	1142	411	906	246

Καταληκτικά, στον τομέα των μεταφορών αναμένεται στο τέλος της επόμενης δεκαετίας ιδιαίτερα σημαντική συνεισφορά από τα ηλεκτρικά οχήματα. Η συνεισφορά των βιοκαυσίμων θα παραμείνει κυρίαρχη, με ιδιαίτερα αυξανόμενο το μερίδιο των προηγμένων βιοκαυσίμων ειδικά κατά την τελευταία περίοδο του διαστήματος 2020-2030 (πίνακας 9).

Πίνακας 9: Συμμετοχή των ΑΠΕ (ktoe) στον τομέα των μεταφορών [9]

Έτος	Βιοκαύσιμα	Ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ	Σύνολο
2020	228	5	233
2022	238	11	249
2025	283	27	310
2027	287	46	333
2030	371	94	465

#### 2.2.4 Προκλήσεις ΑΠΕ

Η πολυπλοκότητα, οι χρονικές καθυστερήσεις και η μεταβλητότητα του υφιστάμενου θεσμικού πλαισίου αποτελούν τις βασικότερες προκλήσεις για την αδειοδότηση μονάδων ΑΠΕ και την προώθησή τους για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για την διείσδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είναι αναγκαία η ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου πλαισίου σχετικά με τη χωροθέτηση εγκαταστάσεων ΑΠΕ με εφαρμογή στο σύνολο της επικράτειας και ξεκάθαρους κανόνες, κριτήρια και περιορισμούς. Την ίδια στιγμή, απαιτείται συνολική αναμόρφωση του αδειοδοτικού πλαισίου λαμβάνοντας υπόψη το νέο καθεστώς λειτουργικής ενίσχυσης, την επιδίωξη ανάπτυξης και λειτουργίας ενός μεγάλου αριθμού νέων έργων ΑΠΕ, καθώς και τη δυνατότητα απευθείας συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Χρειάζεται αποτελεσματικός συντονισμός και συνεργασία μεταξύ των εμπλεκόμενων θεσμικών φορέων, καθώς και ανάπτυξη ενός αποδοτικού μηχανισμού παρακολούθησης όλων των λειτουργικών παραμέτρων, έτσι ώστε να επιτευχθεί αποτελεσματική λειτουργία του αναμορφωμένου αδειοδοτικού πλαισίου, καθώς επίσης και παρακολούθηση της αποτελεσματικότητας του υφιστάμενου καθεστώτος στήριξης.

Πρόκληση για την επόμενη περίοδο αποτελεί το γεγονός ότι πρέπει να ληφθούν υπόψη όλα τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά, και ειδικά αυτό της στοχαστικής παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ, ώστε να προσαρμοστούν αντίστοιχα σε σχεδιαστικό επίπεδο οι παράμετροι λειτουργίας των νέων ενεργειακών αγορών που θα επιτρέπουν τη βέλτιστη συμμετοχή των ΑΠΕ στο νέο μοντέλο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Τεχνικά, θεωρείται κρίσιμη η ανάπτυξη του κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για τις μονάδες αποθήκευσης και τη συμμετοχή τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η συμμετοχή των μονάδων αυτών είναι σημαντική, έτσι ώστε να επιτευχθούν υψηλά μερίδια συμμετοχής των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό, θα πρέπει να δρομολογηθεί άμεσα και η δυνατότητα ανάπτυξης μονάδων αποθήκευσης εντός της μονάδας παραγωγής ΑΠΕ, μέσω απλοποιημένων διαδικασιών.

Παρόμοια πρόκληση για το μέλλον αποτελεί η ανάπτυξη και λειτουργία νέων κατηγοριών έργων ΑΠΕ με τεχνολογική καινοτομία για ηλεκτροπαραγωγή, όπως για παράδειγμα η εγκατάσταση και λειτουργία μικρών ανεμογεννητριών. Η καθυστέρηση ως προς την ολοκλήρωση του κανονιστικού πλαισίου για αυτή την κατηγορία έργων καθυστερεί την ουσιαστική αξιολόγηση αυτών των συστημάτων σε επίπεδο οικονομίας και κοινωνικής αποδοχής. Αντίστοιχη πρόκληση αποτελούν τα θαλάσσια αιολικά πάρκα για το κανονιστικό πλαίσιο, καθώς η έγκαιρη και ολοκληρωμένη ανάπτυξη του αποτελεί προϋπόθεση για να βρίσκονται σε λειτουργία τέτοια έργα μέχρι το 2030.

Όσον αφορά στα μέτρα ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς και του δικτύου διανομής για τη βέλτιστη και ταχεία εγκατάσταση νέων έργων ΑΠΕ, οι προκλήσεις που υπάρχουν είναι ποικίλες και χρειάζονται άμεση αντιμετώπιση, αφού ήδη προκαλούνται μεγάλες καθυστερήσεις στην ένταξη σταθμών ΑΠΕ στα ενεργειακά δίκτυα. Η διαχειριστική πολυπλοκότητα και οι χρονικές καθυστερήσεις λόγω εξωγενών παραγόντων αποτελούν τα βασικότερα εμπόδια στην υλοποίησή τους.

Σταδιακά, κατά την επόμενη περίοδο, αναμένεται να αποτελέσει πρόκληση, τόσο τεχνική όσο και οικονομική, η ριζική ανανέωση του τεχνικού εξοπλισμού των μονάδων που ολοκληρώνουν τη διάρκεια ζωής τους, αν και αυτό αναμένεται να έχει έντονα χαρακτηριστικά ως φαινόμενο μετά το έτος 2030.

Στο κομμάτι της γεωθερμίας, παρά το γεγονός ότι υπάρχουν περιοχές στην επικράτεια που διαθέτουν σημαντικό γεωθερμικό δυναμικό προς εκμετάλλευση, η ελλιπής ενημέρωση και οι τεχνικές δυσκολίες αποτελούν τα βασικότερα εμπόδια στην εφαρμογή και ανάπτυξη των σχετικών δικτύων τηλεθέρμανσης. Για την εκμετάλλευση πεδίων για ηλεκτροπαραγωγή δεν έχουν υπάρξει εξελίξεις το τελευταίο διάστημα, είτε λόγω τεχνικών ελλείψεων και προβληματικών αδειοδοτικών διαδικασιών, είτε λόγω αντιδράσεων από τις τοπικές κοινωνίες. Το αποτέλεσμα είναι να στερούνται από το ηλεκτρικό σύστημα μονάδες ηλεκτροπαραγωγής συνεχούς και ευέλικτης παραγωγής.

Όσον αφορά στις πολιτικές για την προώθηση των ΑΠΕ στις μεταφορές, πρέπει να σημειωθεί ότι ο εξηλεκτρισμός του τομέα των μεταφορών με συμμετοχή των ΑΠΕ, συμβάλλει στη μεγαλύτερη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας, ενώ παράλληλα προκύπτουν οφέλη σε θέματα βελτίωσης ενεργειακής απόδοσης και μείωσης εκπομπών και ρύπων. Το υψηλό αρχικό κόστος των ηλεκτρικών οχημάτων αποτελεί το βασικότερο πρόβλημα για την προώθηση της ηλεκτροκίνησης, γεγονός που έχει αντίκτυπο και στην βιωσιμότητα των απαιτούμενων υποδομών φόρτισης με την ηλεκτροκίνηση. Η ολοκλήρωση του θεσμικού πλαισίου για τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτροκίνησης, καθώς και η ανάπτυξη των απαιτούμενων υποδομών αποτελεί σημαντική παράμετρο για προώθηση της ηλεκτροκίνησης. Την ίδια στιγμή αναμένεται σταδιακή μείωση του κόστους κτήσης των ηλεκτροκίνητων οχημάτων, μείωση που αναμένεται να επιταχυνθεί μέχρι το έτος 2025.

Σημαντικές προκλήσεις για το επόμενο διάστημα αποτελούν η ενημέρωση των καταναλωτών σχετικά με τα οφέλη των βιοκαυσίμων, η παροχή κινήτρων προς τους πολίτες και τις επιχειρήσεις, η ολοκλήρωση του κανονιστικού πλαισίου, η πιστοποίηση των κριτηρίων αειφορίας από εθελοντικά σχήματα και η αποτελεσματικότερη ανάλυση και επεξεργασία των στατιστικών στοιχείων που συλλέγονται από το πληροφοριακό σύστημα λαμβάνοντας υπόψη τις απαιτήσεις υποβολής στοιχείων της νέας οδηγίας.

### **2.3 Εξελίξεις στην Ελληνική Αγορά ΑΠΕ – Δημοπρασίες ΡΑΕ**

Η ανάπτυξη του τομέα των ΑΠΕ υπό την μορφή επενδύσεων σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής έχει επιφέρει σημαντικά οφέλη για την λειτουργία και εκκαθάριση της εγχώριας αγοράς, με σημαντικότερο όλων τη μείωση της οριακής τιμής συστήματος, λόγω του χαμηλού μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες αυτές και την εξαίρεση από την ημερήσια επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού θερμικών μονάδων με υψηλό μέσο μεταβλητό κόστος. Επιπλέον, η διεσπαρμένη παραγωγή από τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ έχει ως συνέπεια την ύπαρξη μικρότερων απωλειών στη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Δημιουργεί ωστόσο μεγαλύτερες απαιτήσεις ως προς τη διαχείριση αυτής και ειδικότερα από μονάδες ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής.

Το μοντέλο επένδυσης σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ που ίσχυε μέχρι πρόσφατα και μεταφραζόταν σε ουσιαστική απουσία παρακολούθησης της λειτουργίας της εκάστοτε μονάδας, πλέον είναι ουσιαστικά μη εφαρμόσιμο, καθώς με την αύξηση του μεριδίου των μονάδων αυτών στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει και οι μονάδες αυτές να αναλάβουν ενεργό ρόλο στη λειτουργία και εκκαθάριση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Λαμβάνοντας υπόψη και τις πρόσφατες κατευθύνσεις της ΕΕ, οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ οφείλουν πλέον να λειτουργούν με κοινούς κανόνες και υποχρεώσεις σε σχέση με τις υπόλοιπες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής στο πλαίσιο της συμμετοχής τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αναλαμβάνοντας έτσι πιθανά ρίσκα για την οικονομική απόρριψη της παραγόμενης ενέργειάς τους και υποχρεώσεις για βέλτιστη πρόβλεψη της παραγωγής τους.

Στο περιβάλλον αυτό, εκτός από υποχρεώσεις, δημιουργούνται και άλλες οικονομικές ευκαιρίες για τις μονάδες αυτές, καθώς θα έχουν την δυνατότητα προσφοράς υπηρεσιών εξισορρόπησης, ενώ για αυτές που θα συνεχίσουν να λαμβάνουν και επιμέρους λειτουργική ενίσχυση στη βάση της παραγωγής τους, η ενίσχυση αυτή θα αξιολογείται στη βάση της μεσοσταθμικής αξίας της παραγόμενης ενέργειας της τεχνολογίας ΑΠΕ στην οποία ανήκουν. Με τον τρόπο αυτό, οι μονάδες με την μεγαλύτερη αξία της παραγόμενης ενέργειας στη βάση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα ανταμείβονται συγκριτικά περισσότερο σε σχέση με τις μονάδες με την αντίστοιχη χαμηλότερη αξία παραγόμενης ενέργειας στη βάση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Σημαντικό ρόλο στο νέο πλαίσιο συμμετοχής των μονάδων ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται σταδιακά να διαδραματίσουν και οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης, οι οποίοι θα μπορούν να αναλαμβάνουν την εκπροσώπηση των μονάδων αυτών στις επιμέρους ηλεκτρικές αγορές, καθώς και ο Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου,

ο οποίος καλείται αρχικά να διαδραματίσει ένα υποστηρικτικό και μεταβατικό ρόλο για ένα μεγάλο αριθμό έργων ΑΠΕ με υποχρεώσεις συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Βασική συνιστώσα του νέου πλαισίου στήριξης αποτελεί η διενέργεια ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών για τεχνολογίες και κατηγορίες έργων ΑΠΕ, ώστε μόνο τα έργα που επιλέγονται από αυτές τις διαδικασίες στη βάση της βέλτιστης οικονομικής προσφοράς να είναι επιλέξιμα για λειτουργική ενίσχυση. Η πρώτη πιλοτική ανταγωνιστική διαδικασία που διενεργήθηκε το Δεκέμβριο του 2016 για νέα φωτοβολταϊκά πάρκα συνολικής ισχύος 40 MW, είχε θετική αξιολόγηση, καθώς σημειώθηκε προσέλκυση ενός ικανού αριθμού υποψήφιων έργων, ενώ και η μεσοσταθμική τιμή που επιτεύχθηκε στη βάση των επιλεχθέντων έργων ήταν αρκετά ικανοποιητική.

Στις 2 Ιουλίου 2018, πραγματοποιήθηκαν οι τρεις πρώτοι διαγωνισμοί της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας για ΑΠΕ με σκοπό τη λειτουργική ενίσχυση νέων φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων μέσω της δημοπράτηση συνολικής ισχύος 283 MW σε τρεις ανταγωνιστικές διαδικασίες [10]. Δικαίωμα συμμετοχής στις δημοπρασίες και των τριών κατηγοριών είχαν 182 υποψήφια έργα, συνολικής ισχύος περίπου 495 MW. Επομένως, με βάση τον «κανόνα του 75%», σύμφωνα με τον οποίο η συνολική ισχύς των έργων που πήραν μέρος θα πρέπει να είναι 1.75 φορές μεγαλύτερη από τη δημοπρατούμενη, μέσω των διαγωνισμών εκχωρήθηκαν περίπου 283 MW. Πιο αναλυτικά, στη δημοπρασία της πρώτης κατηγορίας (για φωτοβολταϊκά εγκατεστημένης ισχύος μικρότερης ή ίσης του 1 MW) συμμετείχαν 155 έργα, συνολικής ισχύος 93.66 MW. Επομένως, η δημοπρατούμενη ισχύς ανήλθε σε 53.52 MW. Στη δεύτερη κατηγορία έδωσαν το παρών 13 υποψήφια έργα, ισχύος 93.44 MW, άρα δημοπρατήθηκε ισχύς 53.4 MW. Τέλος, στην κατηγορία των αιολικών πάρκων (μέγιστης ισχύος παραγωγής μεγαλύτερης των 3 MW και μικρότερης ή ίσης των 50 MW), συμμετείχαν 14 έργα συνολικής ισχύος 308.68 MW. Ως αποτέλεσμα, η συνολική δημοπρατούμενη ισχύς διαμορφώθηκε στα 176.39 MW.

Φαίνεται από τα παραπάνω ότι οι ανταγωνιστικές διαδικασίες αποτελούν πλέον ένα ισχυρό εργαλείο βέλτιστου τεχνολογικού και οικονομικού σχεδιασμού της εθνικής πολιτικής για τον ενεργειακό σχεδιασμό και την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων. Οφείλει πλέον η Πολιτεία μαζί με την υποστήριξη των θεσμικών φορέων να κάνει την βέλτιστη χρήση, λαμβάνοντας υπόψη όλες τις ιδιαιτερότητες, αλλά έχοντας πάντα ως στόχο την περαιτέρω ανάπτυξη των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ με τον πιο συμφέροντα τρόπο για την κοινωνία και την οικονομία.

Στον τομέα της γεωθερμίας, η αξιοποίηση της έχει οικονομικά και κοινωνικά οφέλη και θα πρέπει στο μέλλον να ξεπεραστούν σημαντικά γραφειοκρατικά ζητήματα με στόχο την προσέλκυση επενδύσεων. Στο πλαίσιο αυτό, το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας αναμένεται να προωθήσει ένα νέο νόμο για την εκμετάλλευση του γεωθερμικού δυναμικού της

χώρας, προσδοκώντας έτσι ότι μπορεί να αποτελέσει βασικό συστατικό του ενεργειακού της μίγματος. Η γεωθερμία μπορεί να αξιοποιηθεί σε πολλούς τομείς, όπως τη θέρμανση, τη μεταποίηση και την αγροτική οικονομία. Ειδικά στο κομμάτι της έρευνας, το Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (ΙΓΜΕ) ξεκίνησε την έρευνα του γεωθερμικού δυναμικού στην Ελλάδα από τη δεκαετία του 1970 [10]. Μάλιστα, το 2016 το ΙΓΜΕ στο πλαίσιο του έργου ΓΕΩΘΕΝ μελέτησε περιοχές για τον εντοπισμό πεδίων υψηλής θερμοκρασίας για την αξιοποίηση τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και πεδίων χαμηλής ενθαλπίας για χρήση της γεωθερμίας σε αγροτικές εφαρμογές. Παράλληλα, ιδιαίτερο ενδιαφέρον προκάλεσε πρόσφατα η υπογραφή προγραμματικής σύμβασης μεταξύ του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ) και της Περιφέρειας Στερεάς Ελλάδας για την αξιοποίηση της γεωθερμικής ενέργειας στο Νομό Φθιώτιδας. Η σύμβαση προβλέπει, μεταξύ άλλων, τη δυνατότητα εκμίσθωσης και αξιοποίησης του γεωθερμικού δυναμικού, σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο και την τεχνικοοικονομική μελέτη επενδύσεων. Σημαντική είναι, επίσης, η εξέλιξη ότι η ΔΕΗ Ανανεώσιμες, από κοινού με στρατηγικό επενδυτή, σχεδιάζει την κατασκευή τριών γεωθερμικών σταθμών στη Νίσυρο, στη Λέσβο και στα Μέθανα, ενώ τον Ιανουάριο 2018 υπεγράφη μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ του Υπουργείου Ναυτιλίας και Νησιωτικής Πολιτικής και της ΔΕΗ Ανανεώσιμες για την κατασκευή μονάδας αφαλάτωσης στη Σαντορίνη, που θα λειτουργεί με γεωθερμία. Το έργο αυτό θα λύσει οριστικά το ζήτημα του πόσιμου νερού, ενώ θα συνεισφέρει στον αγροτικό κλάδο.



## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3**

### **ΜΕΣΟ ΣΤΑΘΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ**

---



## 3 ΜΕΣΟ ΣΤΑΘΜΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

### 3.1 Εισαγωγή

Το παρόν κεφάλαιο στοχεύει στον προσδιορισμό του επενδυτικού κινδύνου για επενδύσεις χερσαίων αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών μονάδων στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης [11]. Τα προφίλ ρίσκου είναι επωφελή για τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής και τους επενδυτές. Η κατανόηση των κινδύνων που προκαλούνται από την πολιτική επιτρέπει στους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής να υιοθετήσουν τις κατάλληλες δράσεις, μειώνοντας έτσι τους κινδύνους και τα κόστη που συνδέονται με επενδύσεις ΑΠΕ, ενώ οι πιστωτές ενημερώνονται αποτελεσματικά για τους επενδυτικούς κινδύνους που εμπεριέχουν τα έργα ΑΠΕ στις χώρες της ΕΕ. Αυτοί οι κίνδυνοι αντιμετωπίζονται μέσω της υιοθέτησης μίας αποτελεσματικής και βιώσιμης ενεργειακής πολιτικής

Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC) θεωρείται κατάλληλο εργαλείο για την αξιολόγηση επενδυτικών ρίσκων και την ποσοτικοποίηση του αντίστοιχου κόστους κεφαλαίου. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία [12][13], το WACC αποτελεί έναν αποτελεσματικό δείκτη για τον ποσοτικό προσδιορισμό του συνολικού κόστους κεφαλαίου και, ως εκ τούτου, χρησιμεύει ως κατάλληλο μέτρο για την επιλογή του κατάλληλου προεξοφλητικού επιτοκίου που χρησιμοποιείται στην οικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων σε ΑΠΕ.

Κάποιες επιπρόσθετες χρησιμότητες του WACC είναι:

- Αποτελεί μέτρο σύγκρισης μεταξύ των εταιρειών: Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη σύγκριση εταιρειών με παρόμοιους επιχειρηματικούς κινδύνους και τη μέση τιμή του κλάδου. Προσφέρει έτσι πληροφορίες σχετικά με τις επιχειρήσεις που χρησιμοποιούν κεφάλαια στο ελάχιστο κόστος. Μία εταιρεία που έχει χαμηλότερο WACC σε σύγκριση με άλλες εταιρείες που δραστηριοποιούνται στον ίδιο κλάδο βρίσκεται σε πλεονεκτική κατάσταση και μπορεί να δημιουργήσει μεγαλύτερη αξία για τα ενδιαφερόμενα μέρη.
- Καθοδηγεί τη διοίκηση της επιχείρησης στο να αξιολογήσει την αποδοχή ή απόρριψη του έργου: αυτό πραγματοποιείται μέσω της σύγκρισης με τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (EBA). Ο EBA συγκρίνεται με το κόστος κεφαλαίου της εταιρείας για να αποφασιστεί η βιωσιμότητα του έργου. Εάν ο Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης είναι μεγαλύτερος από το κόστος κεφαλαίου, το έργο μπορεί να εκτελεστεί, ειδάλλως το έργο απορρίπτεται.

Το κεφάλαιο έχει χωριστεί σε ενότητες ως εξής. Στην επόμενη ενότητα παρουσιάζεται αναλυτικά η μεθοδολογία και το εφαρμοσμένο μοντέλο για τον ποσοτικό προσδιορισμό του κόστους κεφαλαίου. Ακολουθεί η εφαρμογή της μεθοδολογίας και η αποτίμηση του WACC

στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τα έτη 2019 και 2020. Στην ενότητα 3.4 αποτυπώνεται η εφαρμογή της ανάλυση ευαισθησίας για το WACC με βάση αλλαγές στην τιμή του λόγου χρέους προς ίδια κεφάλαια και του spread στα έργα ΑΠΕ. Το κεφάλαιο ολοκληρώνεται με τη σύγκριση των αποτελεσμάτων με παλαιότερα αποτελέσματα, όπως αυτά υπολογίστηκαν στην εργασία των Angelopoulos et al (2016) [11].

### 3.2 Παρουσίαση Μεθοδολογίας

Το κόστος κεφαλαίου αποτελεί κρίσιμη συνιστώσα στη διαδικασία λήψης επενδυτικών αποφάσεων και στη διαδικασία αποτίμησης της εταιρείας από τους επενδυτές. Θεωρείται ως το σύνολο των εξόδων και τόκων που πρέπει να καταβληθούν προκειμένου να συγκεντρωθούν όλα τα απαραίτητα κεφάλαια για τη χρηματοδότηση δυνητικών επενδύσεων και, ως εκ τούτου, αντιπροσωπεύει τον εσωτερικό ρυθμό απόδοσης που ισούται με την τρέχουσα τιμή μετοχής προς την παρούσα αξία της αναμενόμενης μελλοντικής ταμειακής ροής. Σε αυτό το πλαίσιο, αντιπροσωπεύει το κόστος ευκαιρίας ή, αντίστοιχα, τον συγκεκριμένο βαθμό απόδοσης που ένας προμηθευτής κεφαλαίου απαιτεί ως αποζημίωση για την επένδυση κεφαλαίου.

#### Μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου

Το WACC χρησιμοποιείται προκειμένου να αποτιμηθεί το μέσο κόστος κεφαλαίου των επενδύσεων. Γενικά, το συνολικό κεφάλαιο μίας εταιρείας ή ενός έργου μπορεί να αποτελείται τόσο από εξωτερικό δανεισμό όσο και από ίδια κεφάλαια. Το WACC είναι το άθροισμα του κόστους κάθε στοιχείου κεφαλαίου πολλαπλασιασμένο με το αντίστοιχο ποσοστό που του αναλογεί. Ο μαθηματικός τύπος που χρησιμοποιήθηκε για την αποτίμηση του WACC στην παρούσα εργασία φαίνεται παρακάτω:

$$WACC = \frac{E}{E + D} * CoE + \frac{D}{E + D} * CoD * (1 - Tax) \quad (1)$$

όπου

- WACC: μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου
- CoE: κόστος ιδίων κεφαλαίων
- E: αγοραία αξία ιδίων κεφαλαίων
- CoD: κόστος δανεισμού
- D: αγοραία αξία χρέους
- Tax: φορολογικός συντελεστής επιχειρηματικού χώρου

Για τον υπολογισμό του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου, η απόδοση που απαιτείται από τους μετόχους και από τους δανειστές είναι αναγκαία, όπως επίσης και η αναλογία μεταξύ των αντίστοιχων μεριδίων κεφαλαίου. Τα στοιχεία αυτά αναλύονται στις επόμενες ενότητες της εργασίας.

### Κόστος ιδίων κεφαλαίων

Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων απεικονίζει το ελάχιστο απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης που αναμένουν οι επενδυτές μετοχών από τις επενδύσεις τους. Αποτελεί επίσης κατάλληλο δείκτη για την ποσοτικοποίηση του επιπέδου κινδύνου των διαφόρων επενδυτικών εναλλακτικών λύσεων. Πιο συγκεκριμένα, μεγαλύτερες τιμές κόστους των ιδίων κεφαλαίων αντικατοπτρίζουν έναν υψηλότερο βαθμό κινδύνου και συνεπώς, οι επενδυτικές αποφάσεις διαφέρουν, καθώς εξαρτώνται από τη διαφορετική αντίληψη κινδύνου ανάμεσα στους επενδυτές.

Για τον υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων έχει χρησιμοποιηθεί το υπόδειγμα αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων (CAPM). Ο μαθηματικός τύπος φαίνεται παρακάτω:

$$CoE = RfR + beta * MRP \quad (2)$$

όπου

- CoE: κόστος ιδίων κεφαλαίων
- RfR: επιτόκιο χωρίς κίνδυνο
- Beta: συντελεστής beta
- MRP: επασφάλιστρο κινδύνου αγοράς

Το υπόδειγμα αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων θεωρείται η πιο αποδεκτή και ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδος για τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων στις αποφάσεις της χρηματοοικονομικής αγοράς, παρά το γεγονός ότι διάφορα μέλη της ακαδημαϊκής κοινότητας έχουν εκφράσει τις επιφυλάξεις τους.

Επιτόκιο χωρίς κίνδυνο: Το επιτόκιο που λαμβάνεται από επενδύσεις χωρίς ρίσκο θεωρείται ένα επιτόκιο χωρίς κίνδυνο. Για τον ποσοτικό υπολογισμό του RfR, χρησιμοποιούνται εναλλακτικές επιλογές στην επιστημονική βιβλιογραφία. Ορισμένοι από τους πιο συχνά χρησιμοποιούμενους δείκτες είναι το επιτόκιο των αμερικανικών κρατικών ομολόγων μηδενικού κουπονιού ή των γερμανικών κρατικών ομολόγων, καθώς επίσης και το διατραπεζικό επιτόκιο Λονδίνου (LIBOR), η καμπύλη zero swap (LIBOR) ή το overnight indexed swap (OIS). Κοινή πρακτική αποτελεί η άμεση σύνδεση των επιτοκίων χωρίς κίνδυνο με τα επιτόκια κρατικών ομολόγων, καθώς προσφέρουν τον πιο κατάλληλο τρόπο αποτίμησης ενός περιουσιακού στοιχείου χωρίς κίνδυνο.

Δύο διαφορετικές προσεγγίσεις [14] προσδιορίζονται για την εκτίμηση του κόστους των ιδίων κεφαλαίων, μεθοδολογία υπό όρους και άνευ όρων. Με βάση την πρώτη, ο κίνδυνος της χώρας συμπεριλαμβάνεται στο επασφάλιστρο κινδύνου αγοράς και το επιτόκιο χωρίς κίνδυνο αποτελεί το «πραγματικό» επιτόκιο χωρίς κίνδυνο (π.χ. απόδοση ομολόγων του Γερμανικού

Δημοσίου). Αντιθέτως, η δεύτερη μεθοδολογία προϋποθέτει ότι ο κίνδυνος χώρας ενσωματώνεται στο επιτόκιο χωρίς κίνδυνο και, επομένως, το επιτόκιο χωρίς κίνδυνο αντιπροσωπεύεται από το επιτόκιο των εθνικών μακροπρόθεσμων κρατικών ομολόγων.

Για την ποσοτικοποίηση του RfR στην παρούσα μεθοδολογία, έχει χρησιμοποιηθεί το επιτόκιο του δεκαετούς κρατικού ομολόγου της εκάστοτε χώρας. Ο υπολογισμός πραγματοποιήθηκε με βάση το μέσο όρο των μηνιαίων στοιχείων για το 2019 και το 2020. Να σημειωθεί ότι για το 2020 χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία μέχρι και τον Αύγουστο. Τα δεδομένα αντλήθηκαν από τη στατιστική βάση δεδομένων της Ευρωπαϊκής Κεντρικής Τράπεζας [15]. Τα δεδομένα για το RfR είναι εκφρασμένα σε ευρώ, με εξαίρεση τις Βουλγαρία, Τσεχία, Δανία, Κροατία, Ουγγαρία, Πολωνία, Ρουμανία και Σουηδία όπου είναι ποσοτικοποιημένο στο κρατικό νόμισμα.

Beta: Το beta μετρά τον κίνδυνο ή την αστάθεια της τιμής της μετοχής μίας εταιρείας σε σύγκριση με την αγορά στο σύνολο της. Για παράδειγμα, μία εταιρεία με beta 1.1 θεωρητικά θα δει την τιμή της μετοχής της να αυξάνεται κατά 1.1% για κάθε αύξηση 1% στην αγορά. Με άλλα λόγια, αν η αγορά παρουσιάσει αύξηση 8%, τότε μία μετοχή με beta 1.5 θα έχει αύξηση 12%.

Αποτελεί έναν πολύ σημαντικό δείκτη που χρησιμοποιείται στο Capital Asset Pricing Model (CAPM) με σκοπό τον αποτελεσματικό και ακριβή υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων μίας εταιρείας, το οποίο με τη σειρά του, έχει εφαρμογή σε πολλά μοντέλα αποτίμησης, όπως το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου.

Το beta μίας εταιρείας μπορεί να υπολογιστεί από τις παρατηρήσεις της αγοράς. Ωστόσο, δεδομένου ότι η μόχλευση (χρέος) μπορεί να έχει σημαντικό αντίκτυπο στην τιμή της μετοχής μίας εταιρείας, είναι σημαντική η αφαίρεση της μόχλευσης για να αφαιρεθούν αυτές οι επιδράσεις. Το unlevered beta μπορεί στη συνέχεια να αναλυθεί σε σχέση με τα unlevered betas συγκρίσιμων εταιρειών που δραστηριοποιούνται σε κάποια αντίστοιχη βιομηχανία. Αυτό δίνει στον αναλυτή τη δυνατότητα επιλογής της κατάλληλης τιμής beta που αντιπροσωπεύει το πραγματικό ρίσκο λειτουργίας σε αυτόν τον κλάδο.

Στην παρούσα μεθοδολογία έχει χρησιμοποιηθεί το πενταετές beta με χρήση μηνιαίων παρατηρήσεων για πλήθος 27 επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται στον κλάδο της ΑΠΕ στην Ευρώπη [16]. Το μέσο Ευρωπαϊκό beta υπολογίστηκε ίσο με 0.72. Για το πενταετές beta στην περίπτωση της Ελλάδας χρησιμοποιήθηκε επίσης η μέση τιμή του ευρωπαϊκού beta. Η τιμή του beta που υπολογίστηκε για το 2020 χρησιμοποιήθηκε επίσης για τον υπολογισμό WACC για το 2019.

Η αναλυτική λίστα των εταιρειών που χρησιμοποιήθηκαν για τον προσδιορισμό του μέσου ευρωπαϊκού beta παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 10: Εταιρείες που χρησιμοποιήθηκαν για το υπολογισμό του μέσου ευρωπαϊκού beta

Εταιρεία	Χώρα	Εταιρεία	Χώρα
Terna Energy SA	Ελλάδα	Uniper	Γερμανία
EDP Renovaveis SA	Ισπανία	Innogy	Γερμανία
ERG SpA	Ιταλία	Fortum	Φινλανδία
Falck Renewables SpA	Ιταλία	Verbund	Αυστρία
Orsted A/S	Δανία	Naturgy Energy Group	Ισπανία
PNE AG	Γερμανία	CEZ	Τσεχία
E.ON	Γερμανία	Endesa	Ισπανία
Engie SA	Γαλλία	Enagas SA	Ισπανία
Enel	Ιταλία	Snam	Ιταλία
Électricité de France SA	Γαλλία	EVN Group	Αυστρία
RWE	Γερμανία	PGE Polska Grupa Energetyczna	Πολωνία
EnBW	Γερμανία	Galp Energia	Πορτογαλία
Iberdrola	Ισπανία	Electrica	Ρουμανία
<b>Volitalia</b>	Γαλλία		

Επασφάλιστρο κινδύνου αγοράς: Το ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς είναι η απόδοση του χαρτοφυλακίου στην υπέρβαση του επιτοκίου χωρίς κίνδυνο. Δεν υπάρχει συναίνεση για τον ακριβή ποσοτικό προσδιορισμό του ασφάλιστρου κινδύνου αγοράς, παρά το γεγονός ότι υπάρχει εκτενής διεθνής βιβλιογραφία σε αυτό το θέμα.

Στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης, επιλέγονται οι τιμές για το MRP έχουν ληφθεί από τις μελέτες των Fernandez et al. για το 2019 και 2020 [17][18] αντίστοιχα. Οι τελευταίες διαθέσιμες αριθμητικές τιμές χρησιμοποιούνται για κάθε χώρα της ΕΕ. Για τις χώρες όπου το MRP δεν εντοπίστηκε (Κύπρος, Λετονία και Μάλτα) χρησιμοποιήθηκε η μέση ευρωπαϊκή τιμή.

### Κόστος δανεισμού

Το κόστος χρέους είναι το συνολικό ποσό των τόκων που καταβάλλει μία επιχείρηση ή μία οντότητα προκειμένου να δανειστεί κεφάλαιο. Γενικά, οι δανειστές απαιτούν υψηλότερα επιτόκια, ώστε να χρηματοδοτήσουν ριψοκίνδυνες επενδύσεις ή επιχειρήσεις, γεγονός το οποίο ως επί το πλείστον οδηγεί σε υψηλότερες τιμές του κόστους χρηματοδότησης χρέους.

Το κόστος χρέους μπορεί να ποσοτικοποιηθεί μέσω αθροίσματος του επιτοκίου χωρίς κίνδυνο και του επασφάλιστρου κινδύνου, έτσι ώστε να ενσωματωθούν οι αντιληπτοί κίνδυνοι. Ο υπολογισμός του κόστους δανεισμού για το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου

πραγματοποιείται σε μετά φόρων βάση, καθώς οι πληρωμές τόκων είναι γενικά έξοδα που εκπίπτουν από το φόρο.

Για τον υπολογισμό του κόστους χρέους έχει χρησιμοποιηθεί η μεθοδολογία της Eurelectric [19][20] σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$CoD = European RfR + CDS + PS \quad (3)$$

όπου

- CoD: κόστος δανεισμού
- European RfR: επιτόκιο χωρίς κίνδυνο σε ευρωπαϊκό επίπεδο
- CDS: πενταετές spread συμβολαίων ανταλλαγής πιστωτικού κινδύνου της εκάστοτε χώρας
- PS: spread έργου ΑΠΕ

Με βάση την παραπάνω μεθοδολογία, το κόστος χρέους υπολογίζεται στη βάση του πενταετούς spread συμβολαίων ανταλλαγής πιστωτικού κινδύνου της εκάστοτε χώρας συν το σχετικό spread του έργου.

Επιτόκιο χωρίς κίνδυνο σε ευρωπαϊκό επίπεδο: Το επιτόκιο που χρησιμοποιήθηκε ως ευρωπαϊκό χωρίς κίνδυνο είναι το επιτόκιο του δεκαετούς ομολόγου γερμανικού δημοσίου. Ο υπολογισμός πραγματοποιήθηκε με βάση το μέσο όρο των μηνιαίων στοιχείων για το 2019 και το 2020 (στοιχεία μέχρι και τον Αύγουστο). Για το έτος 2019 υπολογίστηκε ίσο με -0.25%, ενώ για το 2020 ίσο με -0.47%.

5 year CDS: Το πενταετές credit default swap υπολογίστηκε για τιμές κλεισίματος μέσα στο 2020 και 2019 [21][22]. Για τις χώρες που δεν βρέθηκαν πληροφορίες (Εσθονία, Λουξεμβούργο, Μάλτα και Σλοβενία) χρησιμοποιήθηκε η μέση τιμή σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

PS: Για το spread των έργων ΑΠΕ πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας. Οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν είναι 1%, 2% και 3% [20][23].

### **Αναλογία χρέους προς ίδια κεφάλαια**

Η κεφαλαιακή διάρθρωση αναφέρεται στο ποσό του χρέους και των ιδίων κεφαλαίων που μία εταιρεία ή ένα έργο χρησιμοποιεί για τη χρηματοδότησή της. Τα μερίδια χρέους και ιδίων κεφαλαίων εξαρτώνται από το επίπεδο του μέσης αναλογίας χρέους προς ίδια κεφάλαια για τον σχετικό τομέα, καθώς και από τη στρατηγική της εταιρείας.

Η χρηματοδότηση χρέους θεωρείται μία πιο επιθετικογενής στρατηγική λόγω της πιθανότητας επίτευξης υψηλότερων κερδών, αλλά ταυτόχρονα αυξάνει τον κίνδυνο πτώχευσης, εξαιτίας πιθανής αδυναμίας εξυπηρέτησης του χρέους. Στην περίπτωση των επενδύσεων σε βιομηχανίες έντασης κεφαλαίου, η μόχλευση κεφαλαίου είναι συνήθως υψηλή. Επιπρόσθετα, το χρεωστικό

κεφάλαιο θεωρείται λιγότερο ακριβό από τα ίδια κεφάλαια, καθώς εμπεριέχει χαμηλότερο κίνδυνο για τους επενδυτές.

Για τους σκοπούς της συγκεκριμένης εργασίας, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας για την αναλογία του χρέους προς ίδια κεφάλαια. Οι αναλογίες που χρησιμοποιήθηκαν είναι 80:20, 75:25 και 70:30. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται σε επόμενη ενότητα.

Οι μαθηματικοί τύποι που εφαρμόστηκαν για τον υπολογισμό του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου και τα σχετικά στοιχεία τους συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 11: Σύνοψη εξισώσεων που χρησιμοποιήθηκαν στο υπολογισμό του WACC

Financial Indicator	Component
$WACC = \frac{E}{E + D} * CoE + \frac{D}{E + D} * CoD * (1 - Tax)$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. WACC: Weighted Average Cost of Capital</li> <li>2. E: Market Value of Equity</li> <li>3. D: Market Value of Debt</li> <li>4. CoE: Cost of Equity</li> <li>5. CoD: Cost of Debt</li> <li>6. Tax: Corporate Tax Rate</li> </ol>
$CoE = RfR + beta * MRP$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. RfR: Risk-free Rate</li> <li>2. beta: beta Coefficient</li> <li>3. MRP: Market Risk Premium</li> </ol>
$CoD = European RfR + CDS + PS$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. European RfR: Risk-free Rate at EU-level</li> <li>2. CDS: 5-year Credit Default Spread of the Examined Country</li> <li>3. PS: Renewable Energy Project Spread</li> </ol>

### 3.3 Εφαρμογή Μεθοδολογίας – Υπολογισμοί

Η εφαρμογή της παραπάνω μεθοδολογίας υλοποιήθηκε για τον υπολογισμό του WACC για έργα ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση, για το 2019 και 2020. Στον ακόλουθο πίνακα παρατίθενται οι τιμές των μεταβλητών που έχουν κοινή τιμή για το σύνολο των χωρών στο βασικό σενάριο. Αναλυτικές πληροφορίες για την τιμή των μεταβλητών που αλλάζουν ανά χώρα παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α.

Πίνακας 12: Τιμές των μεταβλητών που έχουν κοινή τιμή για το σύνολο των χωρών στο βασικό σενάριο

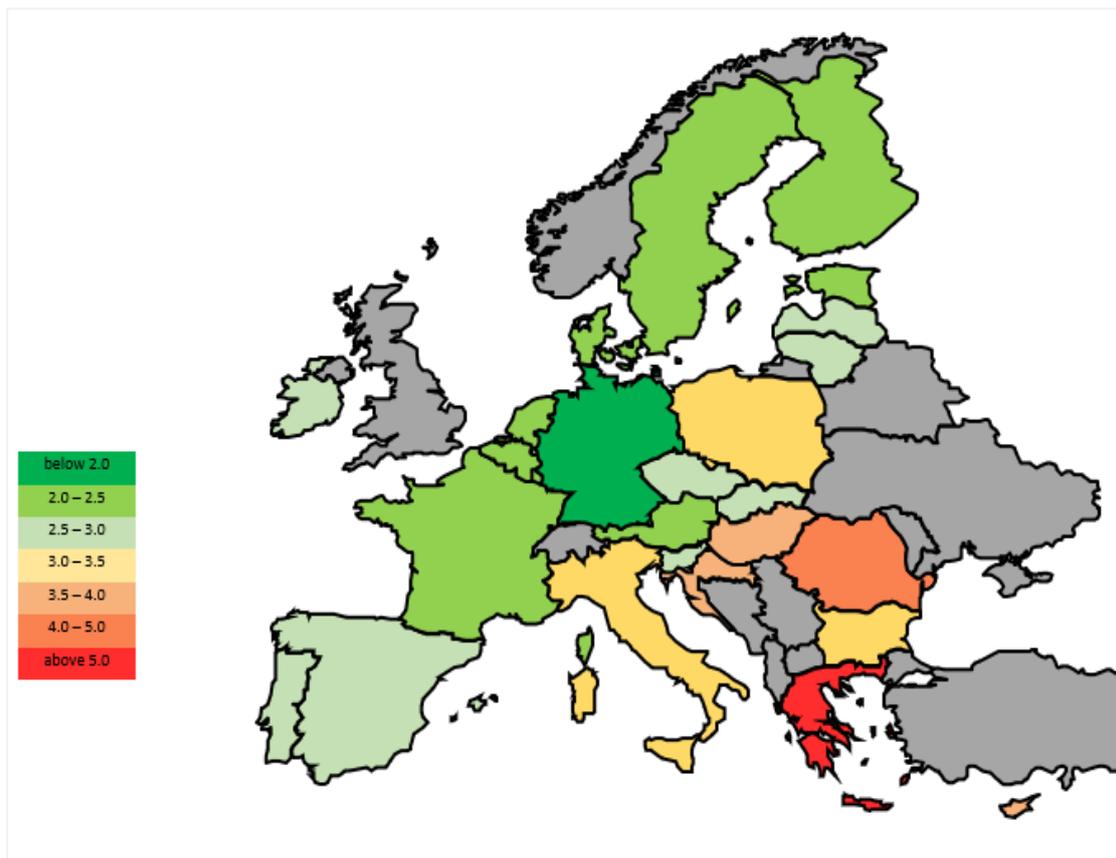
Παράμετρος	2019	2020
Επιτόκιο χωρίς κίνδυνο σε ευρωπαϊκό επίπεδο	-0.253%	-0.470%
Λόγος δανεισμού προς ίδια κεφάλαια	75:25	75:25
Spread έργου ΑΠΕ	2%	2%
Παράμετρος beta	0.72	0.72

Στον πίνακα 13 παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου, του κόστους δανεισμού και του κόστους ιδίων κεφαλαίων για το 2019.

Πίνακας 13: Υπολογισμός WACC, CoD και CoE για το έτος 2019

Χώρα	2019			
	WACC	CoE	CoD	D/E ratio
Αυστρία	2.2%	4.5%	1.9%	75:25
Βέλγιο	2.2%	4.7%	1.9%	75:25
Βουλγαρία	3.3%	6.3%	2.5%	75:25
Κροατία	3.6%	8.1%	2.5%	75:25
Κύπρος	3.5%	6.1%	3.0%	75:25
Τσεχία	2.8%	6.1%	2.2%	75:25
Δανία	2.1%	4.1%	1.9%	75:25
Εσθονία	2.5%	4.3%	2.3%	75:25
Φινλανδία	2.2%	4.5%	1.9%	75:25
Γαλλία	2.1%	4.4%	1.9%	75:25
Γερμανία	2.0%	4.1%	1.8%	75:25
Ελλάδα	5.5%	13.7%	3.8%	75:25
Ουγγαρία	3.8%	8.1%	2.6%	75:25
Ιρλανδία	2.5%	4.6%	2.1%	75:25
Ιταλία	3.4%	6.5%	3.1%	75:25
Λετονία	2.8%	5.4%	2.4%	75:25
Λιθουανία	2.9%	5.4%	2.4%	75:25
Λουξεμβούργο	2.4%	4.3%	2.3%	75:25
Μάλτα	2.6%	5.7%	2.3%	75:25
Ολλανδία	2.1%	4.2%	1.9%	75:25
Πολωνία	3.2%	7.1%	2.4%	75:25
Πορτογαλία	2.8%	6.2%	2.2%	75:25
Ρουμανία	4.2%	10.1%	2.6%	75:25
Σλοβακία	2.5%	5.0%	2.2%	75:25
Σλοβενία	2.8%	5.7%	2.3%	75:25
Ισπανία	2.5%	5.3%	2.1%	75:25
Σουηδία	2.3%	4.4%	2.0%	75:25

Όπως αποτυπώνεται στον παρακάτω χάρτη, η Γερμανία έχει το χαμηλότερο WACC στην Ευρωπαϊκή Ένωση, με τιμή 2.0% για τις εγκαταστάσεις αιολικής και φωτοβολταϊκής ενέργειας. Ακολουθούν Δανία, Ολλανδία και Γαλλία τιμή WACC πολύ κοντά στο 2% (2.1 %). Σε χώρες όπου οι χρηματοοικονομικές συνθήκες δεν είναι πολύ ευνοϊκές, το WACC παίρνει τιμές έως και δύο φορές μεγαλύτερες της Γερμανίας. Χαρακτηριστικό είναι ότι η Ελλάδα έχει το υψηλότερο μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου για το σύνολο των κρατών της ΕΕ με τιμή 5.5%. Η εκτίμηση αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στο πολύ υψηλό κόστος ιδίων κεφαλαίων που έχει τιμή 13.7%. Το παραπάνω με τη σειρά του πηγάζει από τη συντηρητική μέτρηση του επασφάλιστρου κινδύνου αγοράς (market risk premium) που ισούται με 15.4%, σύμφωνα με τη μελέτη των Fernandez et al. (2019) [17] και τη Statista [24].



Διάγραμμα 8: Απεικόνιση του WACC στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2019

Στον πίνακα 14 παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου, του κόστους δανεισμού και του κόστους ιδίων κεφαλαίων για το 2020.

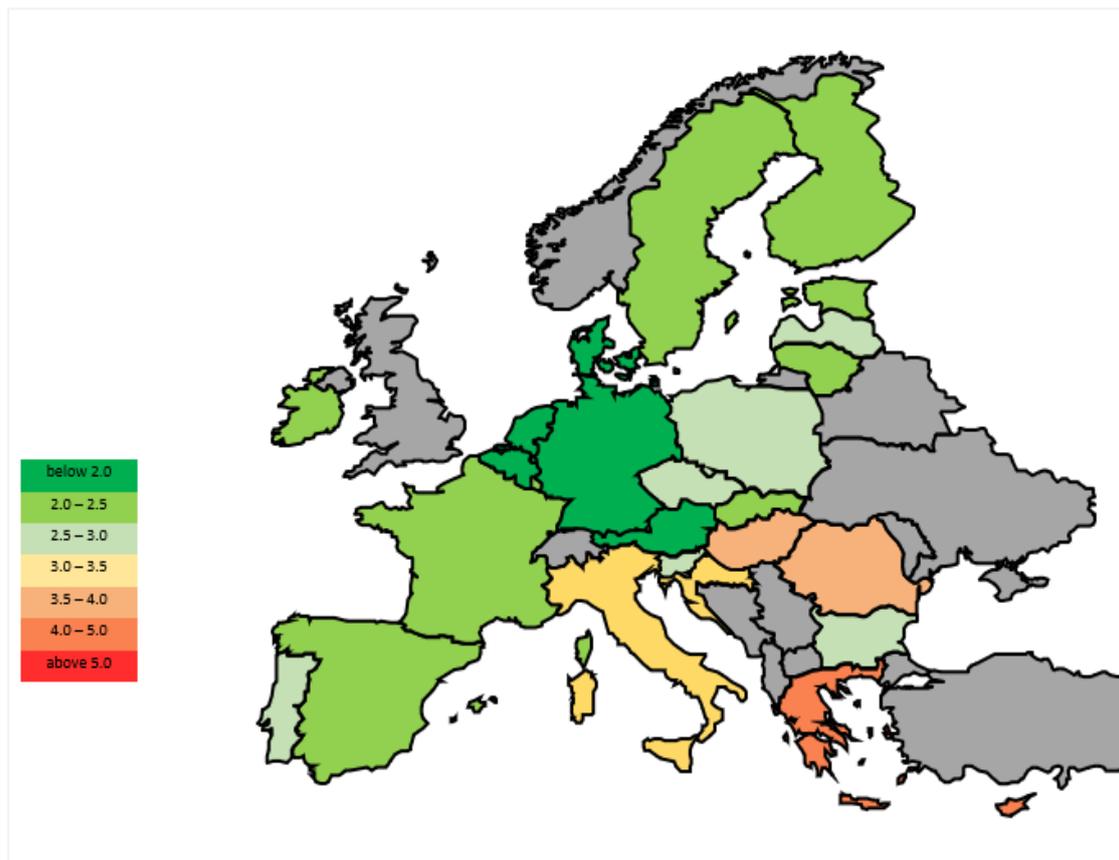
Πίνακας 14: Υπολογισμός WACC, CoD και CoE για το έτος 2020

2020				
Χώρα	WACC	CoE	CoD	D/E ratio
Αυστρία	2.0%	4.3%	1.6%	75:25
Βέλγιο	2.0%	4.4%	1.7%	75:25
Βουλγαρία	2.8%	5.7%	2.0%	75:25
Κροατία	3.1%	6.9%	2.2%	75:25
Κύπρος	4.1%	6.0%	4.0%	75:25
Τσεχία	2.6%	5.8%	1.9%	75:25
Δανία	2.0%	4.1%	1.6%	75:25
Εσθονία	2.3%	4.1%	2.1%	75:25
Φινλανδία	2.1%	4.5%	1.7%	75:25
Γαλλία	2.0%	4.4%	1.7%	75:25
Γερμανία	1.9%	4.2%	1.6%	75:25
Ελλάδα	4.3%	10.6%	3.0%	75:25
Ουγγαρία	3.5%	7.5%	2.4%	75:25
Ιρλανδία	2.3%	4.8%	1.8%	75:25
Ιταλία	3.1%	5.8%	2.9%	75:25
Λετονία	2.5%	4.9%	2.2%	75:25
Λιθουανία	2.5%	4.4%	2.1%	75:25
Λουξεμβούργο	2.2%	4.0%	2.1%	75:25
Μάλτα	2.4%	5.4%	2.1%	75:25
Ολλανδία	1.9%	3.9%	1.6%	75:25
Πολωνία	2.9%	6.4%	2.1%	75:25
Πορτογαλία	2.6%	5.7%	2.0%	75:25
Ρουμανία	3.8%	9.4%	2.2%	75:25
Σλοβακία	2.4%	4.7%	2.0%	75:25
Σλοβενία	2.6%	5.4%	2.1%	75:25
Ισπανία	2.4%	5.0%	2.1%	75:25
Σουηδία	2.1%	4.3%	1.6%	75:25

Όπως φαίνεται από τον πίνακα 14 και το διάγραμμα 9, η Γερμανία εξακολουθεί να έχει το χαμηλότερο WACC στην Ευρωπαϊκή Ένωση, με τιμή 1.9%, ωστόσο κατά το 2020 μοιράζεται την πρώτη θέση με την Ολλανδία. Ακολουθούν Βέλγιο, Δανία και Αυστρία με τιμή WACC στο 2%. Η Ελλάδα εξακολουθεί να έχει το υψηλότερο μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου για το σύνολο των κρατών της ΕΕ, παρόλο που η τιμή του σημείωσε σημαντική βελτίωση (4.3%). Η εκτίμηση αυτή οφείλεται στη συντηρητική αποτίμηση του MRP (Fernandez et al. (2020) [18] και Statista [24]), που με τιμή στο 12.7% επιφέρει κόστος ιδίων κεφαλαίων στο 10.6%.

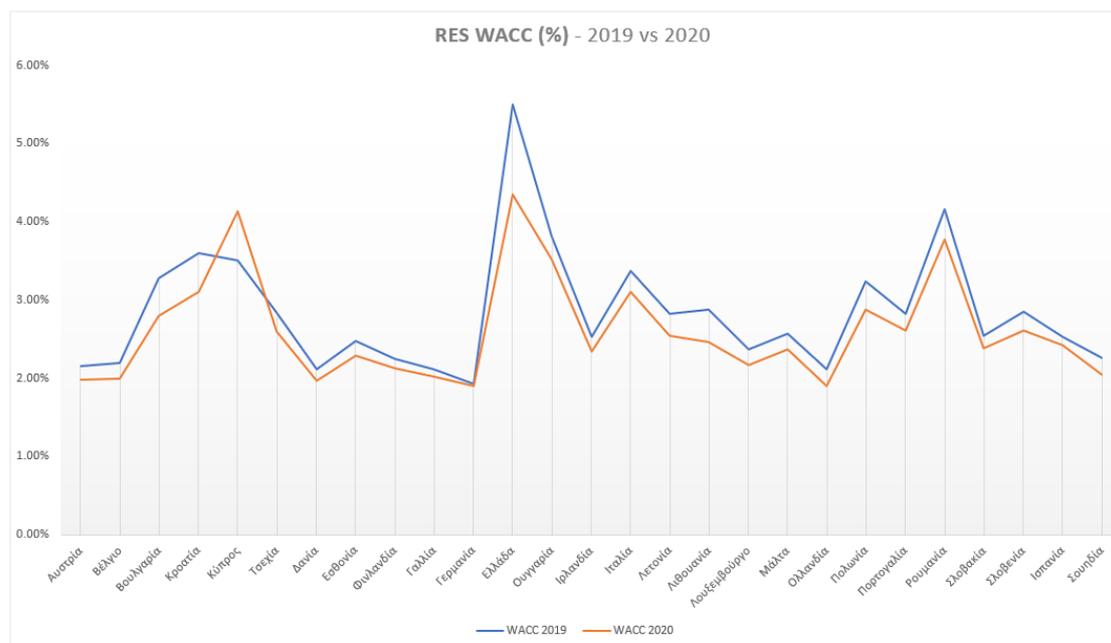
Το κόστος κεφαλαίου ποικίλλει σημαντικά μεταξύ των χωρών για διάφορους λόγους. Σε παλαιότερη έρευνα του Rainuly [25] παρέχονται διάφορες παράμετροι για τους οποίους το WACC μπορεί να διαφέρει ανάμεσα στις χώρες. Προσδιορίζονται στοιχεία, όπως η έλλειψη κεφαλαίου, οι κυβερνητικές πολιτικές, τυχόν έλλειψη πρόσβασης σε (φθινό) κεφάλαιο, οι

αντιλήψεις κινδύνου των χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων, όπως επίσης και μακροοικονομικές μεταβλητές, όπως ο πληθωρισμός και η ζήτηση πίστωσης. Σύμφωνα με την Oxera [26], το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου επηρεάζεται από την έκθεση σε συστημικό κίνδυνο που είναι έμφυτος στην αγορά και από τις αντιλήψεις αυτού του κινδύνου από τους επενδυτές. Επηρεάζεται επίσης από τη σχετική προσφορά και ζήτηση χρηματοδότησης. Το παραπάνω έχει μεγαλύτερη επίδραση σε πολλές αναπτυσσόμενες χώρες, όπου η χρηματοοικονομική βιομηχανία είναι λιγότερο ανταγωνιστική, και συνεπώς τα επιτόκια δανεισμού έχουν υψηλότερη τιμή.



Διάγραμμα 9: Απεικόνιση του WACC στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020

Στο παρακάτω διάγραμμα αποτυπώνεται η σύγκριση του WACC για τις χώρες της ΕΕ για τα έτη 2019 και 2020. Όπως προκύπτει, το WACC έχει παρουσιάσει βελτίωση για το σύνολο των χωρών. Μοναδική εξαίρεση αποτελεί η Κύπρος, όπου ο δείκτης έχει σημειώσει αύξηση από 3.5% σε 4.1%. Η μεταβολή του WACC στα δύο έτη παρουσιάζεται χαρακτηριστικά στο παρακάτω διάγραμμα. Η Ελλάδα είναι η χώρα με τη σημαντικότερη μείωση σε απόλυτες τιμές και ακολουθούν η Βουλγαρία, η Κροατία και η Λιθουανία.



Διάγραμμα 10: Εξέλιξη του WACC στις χώρες της ΕΕ κατά τα έτη 2019 και 2020

### 3.4 Ανάλυση Ευαισθησίας

Για μεγαλύτερη αξιοπιστία των εκτιμήσεων του WACC και περαιτέρω ανάλυση της επίπτωσης των παραμέτρων ενδιαφέροντος στον υπολογισμό, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στα προηγούμενα αποτελέσματα. Τα δεδομένα αφορούν τα έτη 2019 και 2020.

Η μεθοδολογία αφορά ανάλυση ευαισθησίας με δύο μεταβλητές και εξέταση όλων των συνδυασμών που προκύπτουν από τις τιμές τους. Οι υπό εξέταση μεταβλητές είναι:

- α. Λόγος δανεισμού προς ίδια κεφάλαια (D:E ratio) και
- β. spread έργου ΑΠΕ (Project Spread).

Τα σενάρια που εξετάστηκαν για κάθε έτος συνοψίζονται στον Πίνακα 15.

Πίνακας 15: Σενάρια ανάλυσης ευαισθησίας WACC

Σενάριο	Λόγος δανεισμού προς ίδια κεφάλαια	Spread έργου ΑΠΕ
Σενάριο 1 (Βασικό)	75:25	1%
Σενάριο 2	75:25	2%
Σενάριο 3	75:25	3%
Σενάριο 4	70:30	1%
Σενάριο 5	70:30	2%
Σενάριο 6	70:30	3%
Σενάριο 7	80:20	1%
Σενάριο 8	80:20	2%
Σενάριο 9	80:20	3%

Στον πίνακα 16 παρουσιάζονται τα στατιστικά στοιχεία για τις αποτιμήσεις του WACC, με βάση το σύνολο των εξεταζόμενων σεναρίων για το 2019. Τα αναλυτικά αποτελέσματα της άσκησης παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α.

Πίνακας 16: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων WACC, έτος 2019

Στατιστικά 2019					
Χώρα	Average	5 <sup>th</sup> Percentile	95 <sup>th</sup> percentile	Min	Max
Αυστρία	2.2%	1.5%	2.8%	1.4%	2.8%
Βέλγιο	2.2%	1.5%	2.8%	1.5%	2.9%
Βουλγαρία	3.3%	2.5%	4.1%	2.4%	4.1%
Κροατία	3.6%	2.8%	4.4%	2.6%	4.5%
Κύπρος	3.5%	2.7%	4.2%	2.6%	4.3%
Τσεχία	2.8%	2.1%	3.5%	2.0%	3.6%
Δανία	2.1%	1.4%	2.8%	1.4%	2.8%
Εσθονία	2.5%	1.8%	3.1%	1.7%	3.2%
Φινλανδία	2.2%	1.5%	2.9%	1.5%	3.0%
Γαλλία	2.1%	1.5%	2.7%	1.4%	2.8%
Γερμανία	2.0%	1.4%	2.6%	1.3%	2.6%
Ελλάδα	5.5%	4.6%	6.3%	4.4%	6.5%
Ουγγαρία	3.8%	2.9%	4.6%	2.8%	4.7%
Ιρλανδία	2.5%	1.8%	3.2%	1.7%	3.3%
Ιταλία	3.4%	2.7%	4.0%	2.6%	4.1%
Λετονία	2.8%	2.1%	3.5%	2.0%	3.6%
Λιθουανία	2.9%	2.1%	3.6%	2.0%	3.6%
Λουξεμβούργο	2.4%	1.7%	3.0%	1.6%	3.0%
Μάλτα	2.6%	1.9%	3.2%	1.8%	3.2%
Ολλανδία	2.1%	1.4%	2.7%	1.4%	2.8%
Πολωνία	3.2%	2.5%	4.0%	2.3%	4.1%
Πορτογαλία	2.8%	2.1%	3.5%	2.0%	3.6%
Ρουμανία	4.2%	3.3%	5.0%	3.1%	5.1%
Σλοβακία	2.5%	1.8%	3.2%	1.7%	3.3%
Σλοβενία	2.8%	2.1%	3.5%	2.0%	3.6%
Ισπανία	2.5%	1.8%	3.2%	1.7%	3.2%
Σουηδία	2.3%	1.6%	2.9%	1.5%	3.0%

Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου για την Ελλάδα για το 2019 κυμαίνεται σε υψηλά επίπεδα σε σύγκριση με τις υπόλοιπες χώρες της ΕΕ, με μέση τιμή 5.5% και εύρος από 4.4% σε 6.5%. Το 95% των παρατηρήσεων έχουν τιμή μεγαλύτερη του 4.6%. Στον αντίποδα, το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου για την Γερμανία είναι το χαμηλότερο ανάμεσα στις χώρες της ΕΕ, με μέση τιμή 2.0%, ελάχιστη τιμή πολύ κοντά στο 1% (1.3%) και μέγιστη τιμή 2.6%.

Αντίστοιχα, στον πίνακα 17 παρατίθενται τα στατιστικά στοιχεία για τις αποτιμήσεις του WACC, με βάση το σύνολο των εξεταζόμενων σεναρίων για το 2020. Τα αναλυτικά αποτελέσματα της άσκησης παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α.

Πίνακας 17: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων WACC, έτος 2020

Στατιστικά 2020					
Χώρα	Average	5 <sup>th</sup> Percentile	95 <sup>th</sup> percentile	Min	Max
Αυστρία	2.0%	1.3%	2.6%	1.2%	2.7%
Βέλγιο	2.0%	1.3%	2.6%	1.3%	2.6%
Βουλγαρία	2.8%	2.0%	3.6%	1.9%	3.6%
Κροατία	3.1%	2.3%	3.8%	2.2%	3.9%
Κύπρος	4.1%	3.4%	4.8%	3.3%	4.9%
Τσεχία	2.6%	1.8%	3.3%	1.7%	3.4%
Δανία	2.0%	1.3%	2.6%	1.2%	2.7%
Εσθονία	2.3%	1.6%	2.9%	1.5%	3.0%
Φινλανδία	2.1%	1.4%	2.8%	1.3%	2.9%
Γαλλία	2.0%	1.4%	2.6%	1.3%	2.7%
Γερμανία	1.9%	1.3%	2.5%	1.2%	2.5%
Ελλάδα	4.3%	3.5%	5.1%	3.3%	5.3%
Ουγγαρία	3.5%	2.6%	4.3%	2.5%	4.4%
Ιρλανδία	2.3%	1.6%	3.1%	1.5%	3.1%
Ιταλία	3.1%	2.4%	3.8%	2.3%	3.8%
Λετονία	2.5%	1.8%	3.2%	1.7%	3.3%
Λιθουανία	2.5%	1.7%	3.1%	1.7%	3.2%
Λουξεμβούργο	2.2%	1.5%	2.8%	1.4%	2.8%
Μάλτα	2.4%	1.7%	3.0%	1.6%	3.0%
Ολλανδία	1.9%	1.2%	2.5%	1.2%	2.6%
Πολωνία	2.9%	2.1%	3.6%	2.0%	3.7%
Πορτογαλία	2.6%	1.9%	3.3%	1.8%	3.4%
Ρουμανία	3.8%	2.9%	4.6%	2.7%	4.7%
Σλοβακία	2.4%	1.7%	3.0%	1.6%	3.1%
Σλοβενία	2.6%	1.9%	3.3%	1.8%	3.4%
Ισπανία	2.4%	1.7%	3.1%	1.7%	3.1%
Σουηδία	2.1%	1.3%	2.7%	1.3%	2.8%

Όπως προκύπτει, το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου για την Ελλάδα για το 2020 σημειώνει πτώση και έχει μέση τιμή 4.3% και εύρος από 3.3% μέχρι 5.3%. Σημαντική πτώση εμφανίζει επίσης το WACC στην Ολλανδία όπου έχει ελάχιστη τιμή 1.2%, μέγιστη τιμή 2.6%, ενώ έχει το καλύτερο 5<sup>th</sup> percentile ανάμεσα στο σύνολο των κρατών της ΕΕ, με τιμή 1.2%.

### 3.5 Σύγκριση με παλαιότερα αποτελέσματα

Στο παρόν κεφάλαιο, παρουσιάζεται μία σύγκριση των εκτιμήσεων με παλαιότερα αποτελέσματα για την Ευρωπαϊκή Ένωση, όπως αυτά είχαν παρουσιαστεί στη μελέτη των Angelopoulos et al.(2016) [11] για την περίπτωση των χερσαίων αιολικών πάρκων. Για την εκτίμηση του WACC είχε χρησιμοποιηθεί η μεθοδολογία που παρουσιάστηκε σε προηγούμενη ενότητα, καθώς και μία σειρά συνεντεύξεων με επενδυτές, προγραμματιστές έργων, τραπεζίτες, ενεργειακούς συμβούλους και αναλυτές, όπως επίσης και με εκπροσώπους μη κυβερνητικών οργανώσεων (ΜΚΟ) στον ενεργειακό τομέα. Η διαδικασία συνεντεύξεων χρησιμοποιήθηκε για την επικύρωση των αποτελεσμάτων του μοντέλου σχετικά με τον προσδιορισμό και την αξιολόγηση των κινδύνων και τον ποσοτικό προσδιορισμό του WACC για επενδύσεις στην χερσαία αιολική ενέργεια σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

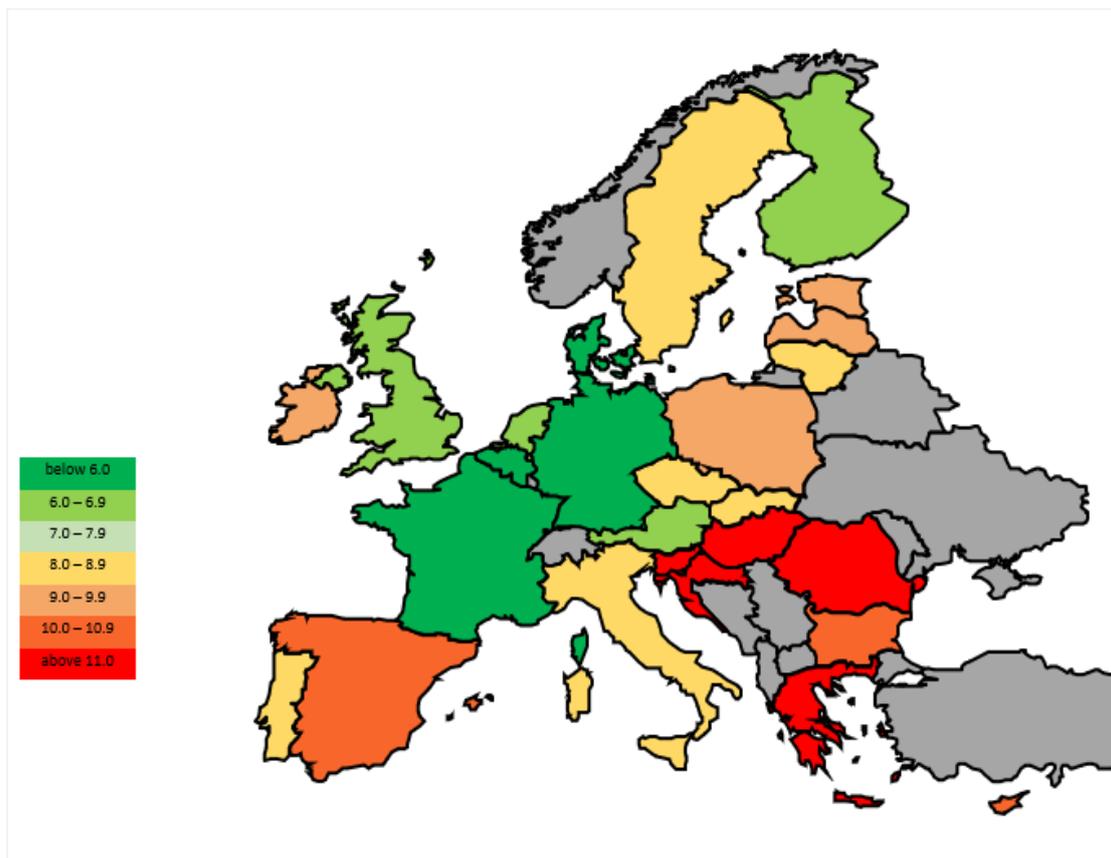
Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις των χρηματοοικονομικών δεικτών, όπως προέκυψαν από τις συνεντεύξεις. Ο λόγος χρέους προς ίδια κεφάλαια μεταβάλλεται ανάμεσα στις χώρες, με τον δείκτη της Ελλάδας (55:45) να είναι ανάμεσα στους δυσμενέστερους σε σύγκριση με την πλειοψηφία των χωρών της ΕΕ.

Πίνακας 18: Εκτιμήσεις WACC, CoD και CoE για το έτος 2014 [11]

Χώρα	2014			
	WACC	CoE	CoD	D/E ratio
Αυστρία	6.5%	8–10%	4.5–5.5%	75:25
Βέλγιο	5–6%	10.80%	5–5.5%	80:20
Βουλγαρία	10%	12–13%	7.5–8%	50:50
Κροατία	12%	–	–	70:30
Κύπρος	8–12%	15%	4.5–9%	70:30
Τσεχία	8%	12%	6.5–7.5%	70:30
Δανία	5–6.5%	10–11.2%	4.5–5.5%	80:20
Εσθονία	6.4–13%	15–20%	4.5–4.7%	65:35
Φινλανδία	6–7%	12–15%	3–5%	75:25
Γαλλία	5.7%	10.5–11.5%	5.70%	80:20
Γερμανία	3.5–4.5%	6–9%	1.8–3.2%	80:20
Ελλάδα	12%	14–16%	8.5–12.5%	55:45
Ουγγαρία	11.3%	14–15%	8–10%	65:35
Ιρλανδία	9%	11–12%	6.5–7.5%	70:30
Ιταλία	7–9%	10–13%	8–10%	65:35
Λετονία	9.30%	16.10%	6%	70:30
Λιθουανία	8–9%	16.60%	6%	70:30
Λουξεμβούργο	–	–	–	–
Μάλτα	–	–	–	–
Ολλανδία	6–6.7%	13.7–14.2%	4.7–6.3%	70:30
Πολωνία	8.7–10%	14–14.5%	6.1–8.1%	70:30
Πορτογαλία	7.5–8.5%	12–13%	6%	60:40

Χώρα	2014			
	WACC	CoE	CoD	D/E ratio
Ρουμανία	11.10%	16–18%	7–10%	50:50
Σλοβακία	8.10%	13.60%	6–7.3%	70:30
Σλοβενία	11%	17.40%	8.2–9.9%	75:25
Ισπανία	10%	13–15%	9–10%	70:30
Σουηδία	7.4–9%	10–12%	4.5–6%	60:40
Ηνωμένο Βασίλειο	6.50%	7–15%	5–5.5%	75:25

Στο παρακάτω σχήμα αποτυπώνεται η εκτίμηση WACC για τις χώρες της ΕΕ βάσει των εκτιμήσεων από τους συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις. Αυτό που ξεχωρίζει είναι οι μεγάλες αποκλίσεις στην τιμή του κόστους κεφαλαίου μεταξύ των χωρών της ΕΕ. Η Γερμανία είχε το χαμηλότερο WACC στην ΕΕ-28, με τιμές από 3.5-4.5% για τις εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας, ενώ πολλές χώρες, όπου οι χρηματοοικονομικές συνθήκες είναι λιγότερο ευνοϊκές, έχουν τιμές WACC που είναι έως και τρεις φορές μεγαλύτερες της Γερμανίας. Αυτή η σημαντική διαφορά μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός ότι, σε όλα τα συστατικά του υπολογισμού WACC, οι αντίστοιχες τιμές στη Γερμανία είναι πολύ χαμηλότερες. Ένας σημαντικός παράγοντας που πρέπει να ληφθεί υπόψη είναι ο έντονος ανταγωνισμός μεταξύ των τραπεζών στη Γερμανία, ο οποίος μειώνει σημαντικά το κόστος δανεισμού.



Διάγραμμα 11: Απεικόνιση του WACC στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2014 [11]

Στον πίνακα 19 παρατίθεται η σύγκριση του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου για έργα αιολικής ενέργειας για την περίοδο 2014 έως 2020.

Πίνακας 19: Σύγκριση εκτιμήσεων WACC στις χώρες της ΕΕ για τα έτη 2014, 2019 και 2020

RES WACC comparison			
Year	2014	2019	2020
Χώρα	WACC	WACC	WACC
Αυστρία	6.5%	2.2%	2.0%
Βέλγιο	5–6%	2.2%	2.0%
Βουλγαρία	10%	3.3%	2.8%
Κροατία	12%	3.6%	3.1%
Κύπρος	8–12%	3.5%	4.1%
Τσεχία	8%	2.8%	2.6%
Δανία	5–6.5%	2.1%	2.0%
Εσθονία	6.4–13%	2.5%	2.3%
Φινλανδία	6–7%	2.2%	2.1%
Γαλλία	5.7%	2.1%	2.0%
Γερμανία	3.5–4.5%	2.0%	1.9%
Ελλάδα	12%	5.5%	4.3%
Ουγγαρία	11.3%	3.8%	3.5%
Ιρλανδία	9%	2.5%	2.3%
Ιταλία	7–9%	3.4%	3.1%
Λετονία	9.30%	2.8%	2.5%
Λιθουανία	8–9%	2.9%	2.5%
Λουξεμβούργο	–	2.4%	2.2%
Μάλτα	–	2.6%	2.4%
Ολλανδία	6–6.7%	2.1%	1.9%
Πολωνία	8.7–10%	3.2%	2.9%
Πορτογαλία	7.5–8.5%	2.8%	2.6%
Ρουμανία	11.10%	4.2%	3.8%
Σλοβακία	8.10%	2.5%	2.4%
Σλοβενία	11%	2.8%	2.6%
Ισπανία	10%	2.5%	2.4%
Σουηδία	7.4–9%	2.3%	2.1%

Η βελτίωση της οικονομικής κατάστασης και η ασφάλεια του οικονομικού περιβάλλοντος, καθώς και η μεγαλύτερη εμπιστοσύνη που δείχνουν οι επενδυτές και δανειστές στα έργα ΑΠΕ αντικατοπτρίζεται χαρακτηριστικά στην πολύ σημαντική μείωση του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου από το 2014 στο 2020.

Η Ελλάδα αποτελεί χαρακτηριστικό παράδειγμα, αφού παρουσιάζει μείωση στο WACC από 12% το 2014 σε 5.5% το 2019 και 4.3% στο 2020. Η Κροατία εμφανίζει επίσης πολύ μεγάλη βελτίωση, αφού έχει σημειώσει μεταβολή από 12% σε 3.1%.

Η περαιτέρω ωρίμανση της τεχνολογίας και η αύξηση της εμπιστοσύνης των δανειστών σε έργα ΑΠΕ αναμένεται στο μέλλον να οδηγήσει σε επιπρόσθετη μείωση του WACC για έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4**

### **ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

---



## 4 ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

### 4.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), καθώς και οι μεθοδολογικές συμβάσεις και βασικές παραδοχές για τη διασφάλιση της συνοχής μεταξύ των εκτιμήσεων κόστους για τις διαφορετικές χώρες. Γίνεται σύντομη βιβλιογραφική αναφορά σε μελέτες της ξένης βιβλιογραφίας που πραγματεύονται την εκτίμηση του LCOE με βάση το προτεινόμενο μοντέλο και διάφορες παραλλαγές του. Παρουσιάζονται επίσης τα οικονομικά δεδομένα και η μεθοδολογία πίσω από τον υπολογισμό του LCOE για κάθε τεχνολογία παραγωγής. Σημειώνεται ότι μόνο μερικές παράμετροι κόστους έχουν συμπεριληφθεί στο γενικευμένο μοντέλο και δεν έχουν ληφθεί υπόψη αρκετοί παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος.

Για τον ποσοτικό προσδιορισμό του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο δύο μέθοδοι. Η μέθοδος προεξόφλησης [27] και η απλοποιημένη μέθοδος με βάση το συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου βάσει προσόδου (annuity method) που έχει σχεδιαστεί από την NREL [28]. Το κεφάλαιο ξεκινάει με την παρουσίαση των δύο μοντέλων και την καταγραφή των κύριων πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων τους. Στη συνέχεια, η μέθοδος προεξόφλησης χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του LCOE σε αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα στις χώρες της EU-27. Ακολουθεί ανάλυση ευαισθησίας στα αποτελέσματα και συμπεράσματα.

### 4.2 Μέθοδος προεξόφλησης ταμειακών ροών

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να υπολογιστεί με πολλούς διαφορετικούς τρόπους. Μία ευρέως αποδεκτή προσέγγιση είναι το σταθμισμένο κόστος (LCOE) με βάση τη μέθοδο προεξόφλησης [27]. Η μέθοδος αυτή αποτελεί ένα χρήσιμο εργαλείο για τη σύγκριση του μοναδιαίου κόστους διαφορετικών τεχνολογιών κατά τη διάρκεια λειτουργίας τους. Αυτά τα κόστη προεξοφλούνται στην εμπορική λειτουργία μίας γεννήτριας ηλεκτρικής ενέργειας. Οι IEA και NEA [27][29], DECC [30], CASES [31] ακολουθούν την μεθοδολογία που παρουσιάζεται στο παρόν κεφάλαιο, με διάφορες παραδοχές στα κόστη που λαμβάνονται υπόψιν.

Το μοντέλο έχει χρησιμοποιηθεί εκτενώς στη διεθνή βιβλιογραφία με διάφορες παραλλαγές. Οι Egli et al. (2018) [32] αξιολογούν την χρηματοοικονομική κατάσταση στις ΑΠΕ με ενσωμάτωση της επίδρασης του πληθωρισμού στο μεσοσταθμικό κόστος, ενώ οι Ondraczek et al. (2015) [33] αποτυπώνουν την επίπτωση των διάφορων παραγόντων κόστους στο LCOE για φωτοβολταϊκά έργα. Στις μελέτες των Aldersey-Williams et al. (2019) [34][35] πραγματοποιείται εκτίμηση του LCOE για τη Μεγάλη Βρετανία με τη μέθοδο NPV και περιγράφονται οι ομοιότητες και διαφορές με άλλες μεθόδους πρόβλεψης του κόστους

ενέργειας, μεταξύ των οποίων η μέθοδος annuity. Οι Talavera et al. (2015) [36] υπολογίζουν το LCOE σε φωτοβολταϊκά διασυνδεδεμένα συστήματα υψηλής συγκέντρωσης και πραγματοποιούν χωρική ανάλυση για την περίπτωση της Ισπανίας, ενώ οι Cirés et al. (2019) [37] διερευνούν τις προοπτικές των προβλέψεων στη μείωση του LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις με περιορισμούς στην κλίση της ράμπας. Στην έρευνα των Darling et al. (2011) [38] αναλύονται οι παραδοχές στην εκτίμηση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας για φωτοβολταϊκά και εκτελείται Monte Carlo προσομοίωση στα αποτελέσματα. Επιπρόσθετα, οι Hernández-Moro & Martínez-Duart (2013) [39] χρησιμοποιούν τη μέθοδο προεξόφλησης για την εκτίμηση του LCOE για φωτοβολταϊκές μονάδες και προχωρούν σε τροποποίηση της μεθοδολογίας για την εκτίμηση της μελλοντικής εξέλιξής του. Για την περίπτωση της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, η επίδραση του κόστους κεφαλαίου στην τιμή του LCOE για αιολικούς και ηλιακούς σταθμούς εξετάζεται από τους Tesniere et al. (2017) [40], ενώ στις αναπτυσσόμενες χώρες, ενδεικτικό παράδειγμα αποτελεί η μελέτη των Sweerts et al. (2019) [41], οι οποίοι αξιολογούν τους χρηματοοικονομικούς κινδύνους που σχετίζονται ή εμποδίζουν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Αφρική.

Η μεθοδολογία βρίσκει εφαρμογή τα τελευταία χρόνια και στις υπεράκτιες μονάδες παραγωγής. Χαρακτηριστικά, οι Ioannou et al. (2017) [42] πραγματοποιούν στοχαστική πρόβλεψη του LCOE για υπεράκτιο αιολικό πάρκο, μέσω ολοκληρωμένου μοντέλου κόστους. Οι Lerch et al. (2018) [43] πραγματοποιούν ανάλυση ευαισθησίας στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για υπεράκτια αιολικά πάρκα μεταβλητής παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη στον υπολογισμό τα έξοδα παροπλισμού. Τέλος, οι Myhr et al. (2014) [44] υπολογίζουν το LCOE για μεταβλητές υπεράκτιες αιολικές μονάδες για το σύνολο του κύκλου ζωής των μονάδων.

Ο υπολογισμός αντικατοπτρίζει γενικούς τεχνολογικούς κινδύνους, αλλά όχι συγκεκριμένους κινδύνους έργων σε συγκεκριμένες αγορές. Δεδομένου ότι τέτοιοι κίνδυνοι είναι υπαρκτοί, υπάρχει ένα κενό μεταξύ του LCOE και του χρηματοοικονομικού κόστους για τους ιδιοκτήτες-επενδυτές σε πραγματικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι αντιμετωπίζουν συγκεκριμένες αβεβαιότητες. Για τον ίδιο λόγο, το LCOE είναι πιο κοντά στο πραγματικό κόστος επενδύσεων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε ρυθμιζόμενες μονοπωλιακές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας με καθορισμένες τιμές και όχι στο πραγματικό κόστος των μονάδων παραγωγής σε ανταγωνιστικές αγορές με μεταβλητές τιμές. Λόγω των πολλών τεχνικών και δομικών καθοριστικών παραγόντων, όπως η έλλειψη δυνατότητας αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας, η μεταβλητότητα της ημερήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ή οι εποχιακές διακυμάνσεις στην προσφορά και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα οι στιγμιαίες τιμές, μπορεί να είναι ασταθείς.

Επιπρόσθετα, πρέπει να τονιστεί ότι η μεθοδολογία του LCOE αναπτύχθηκε σε μία περίοδο όπου οι αγορές ήταν ρυθμιζόμενες. Καθώς οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας αποκλίνουν από αυτήν την προέλευση, το LCOE θα πρέπει να συνοδεύεται από άλλους δείκτες όταν πρέπει να επιλεγούν διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Παρά τις παραπάνω αδυναμίες, το LCOE παραμένει ένα διαφανές μέτρο συναίνεσης του κόστους παραγωγής και ένα ευρέως χρησιμοποιούμενο εργαλείο για τη σύγκριση του κόστους των διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας στη μοντελοποίηση και χάραξη στρατηγικής. Ο υπολογισμός του LCOE βασίζεται στην ισοδυναμία της παρούσας αξίας του αθροίσματος των προεξοφλημένων εσόδων και της παρούσας αξίας του αθροίσματος των προεξοφλημένων δαπανών. Ένας εναλλακτικός τρόπος κατανόησης του LCOE είναι ότι είναι το τιμολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας με το οποίο ένας επενδυτής θα εξισορροπούσε την επένδυση μετά την πληρωμή του χρέους και των ιδίων κεφαλαίων στους επενδυτές, αφού ληφθούν υπόψη τα απαιτούμενα ποσοστά επιστροφών προς αυτούς. Αυτή η ισοδυναμία των τιμολογίων ηλεκτρικής ενέργειας και του LCOE βασίζεται σε δύο σημαντικές παραδοχές:

- Το πραγματικό προεξοφλητικό επιτόκιο που χρησιμοποιείται για την προεξόφληση κόστους και οφέλους είναι σταθερό και δεν μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια του υπό εξέταση έργου.
- Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι σταθερή και θεωρείται ότι δεν θα αλλάξει κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας, με τον αντίστοιχο συντελεστή παραγωγής, πωλείται στην συμφωνημένη τιμή. Να σημειωθεί ότι αυτή η τιμή δεν αντιστοιχεί απαραίτητα στην τιμή με την οποία πωλείται η ηλεκτρική ενέργεια τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή που εξετάζεται.

Οι παραπάνω σχέσεις επεξηγούνται στην εξίσωση που ακολουθεί (4). Με ετήσια προεξόφληση, ο υπολογισμός αρχίζει με την εξίσωση (4) εκφράζοντας την ισότητα μεταξύ της παρούσας αξίας του αθροίσματος των προεξοφλημένων εσόδων και της παρούσας αξίας του αθροίσματος των προεξοφλημένων δαπανών, συμπεριλαμβανομένων των πληρωμών σε παρόχους κεφαλαίου. Ο όρος  $t$  δηλώνει το έτος κατά το οποίο πραγματοποιείται η πώληση της παραγόμενης ενέργειας ή η πληρωμή του κόστους. Το άθροισμα εκτείνεται από την έναρξη της κατασκευής έως την ολοκλήρωση και αποσυναρμολόγηση του έργου. Όλες οι μεταβλητές είναι πραγματικές, δηλαδή καθαρές από τον πληθωρισμό. Στην αριστερή πλευρά της εξίσωσης βρίσκεται το προεξοφλημένο ποσό εισροών και στη δεξιά πλευρά το μειωμένο ποσό εκροών:

$$\sum_{t=0}^T (P_{MWh} * S_t * (1 - d)^t) / (1 + r)^t = \sum_{t=0}^T (I_t + O_t + F_t + C_t + D_t) / (1 + r)^t \quad (4)$$

όπου

- $P_{MWh}$ : τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (θεωρείται σταθερή)
- $S_t$ : παραγόμενη ενέργεια τη χρονική στιγμή  $t$
- $d$ : συντελεστής υποβάθμισης της παραγόμενης ενέργειας
- $r$ : επιτόκιο προεξόφλησης. Ως επιτόκιο προεξόφλησης χρησιμοποιείται το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου που υπολογίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο και ενσωματώνει τα μερίδια του χρέους και των ιδίων κεφαλαίων.
- $(1 + r)^t$ : συντελεστής προεξόφλησης κατά το έτος  $t$
- $I_t$ : συνολικό κόστος κατασκευής έργου
- $O_t$ : κόστος λειτουργίας και συντήρησης το έτος  $t$
- $F_t$ : κόστος καυσίμου το έτος  $t$
- $C_t$ : κόστος άνθρακα το έτος  $t$
- $D_t$ : κόστος παροπλισμού του έργου το έτος  $t$

Με δεδομένο ότι η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σταθερή, η παραπάνω σχέση μπορεί να μετασχηματιστεί στην παρακάτω:

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + F_t + C_t + D_t) / (1 + r)^t}{\sum_{t=0}^T (S_t * (1 - d)^t) / (1 + r)^t} \quad (5)$$

όπου η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται ως το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας.

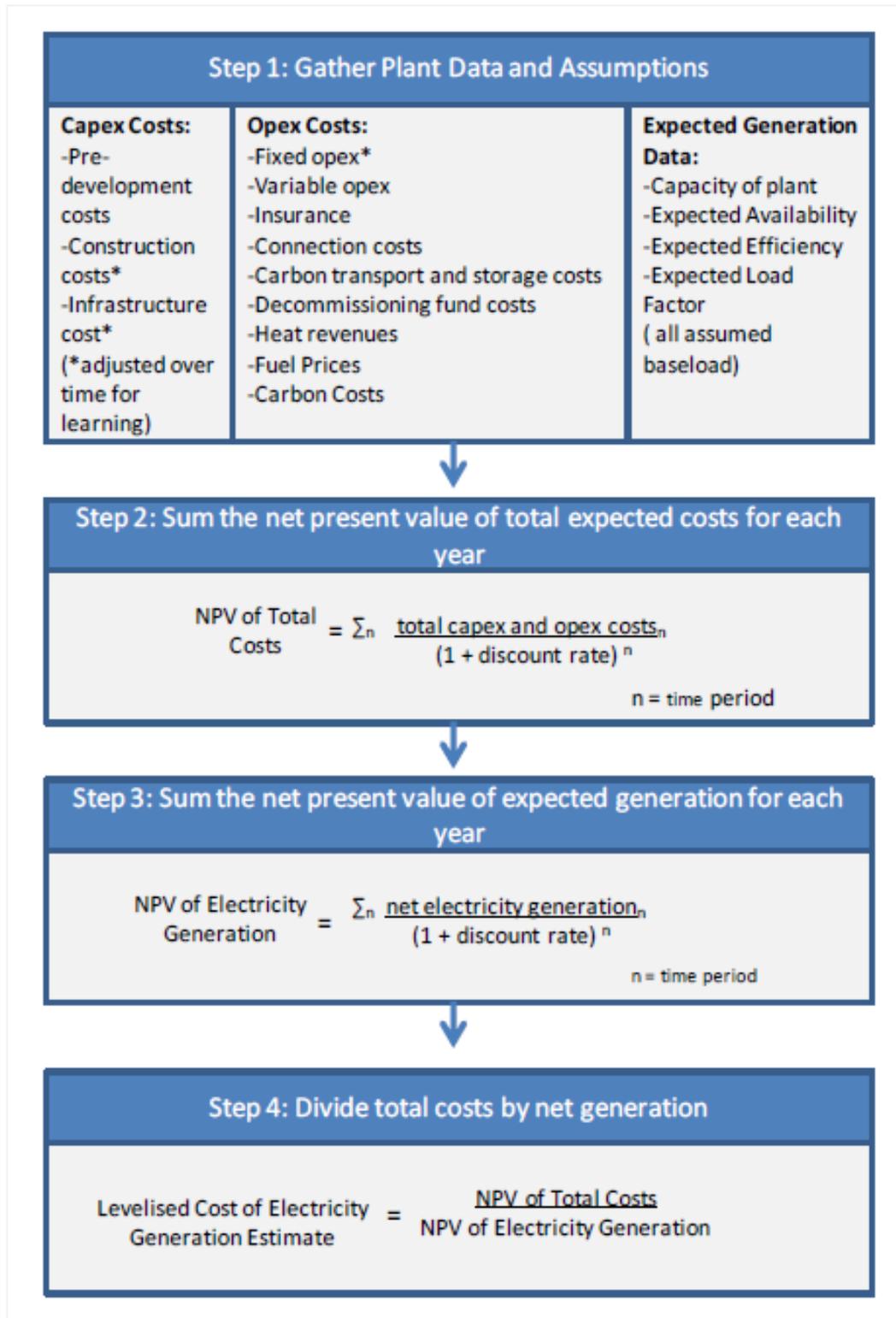
Με δεδομένο ότι η παρούσα εργασία μελετάει το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για χειρσαία αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα, τα κόστη καυσίμου και άνθρακα είναι μηδενικά. Επιπλέον, τυχόν δαπάνες παροπλισμού του εξοπλισμού θεωρούνται μηδενικά. Κατά συνέπεια, η παραπάνω εξίσωση μετασχηματίζεται στην παρακάτω:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t) / (1 + r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t (1 - d)^t / (1 + r)^t} \quad (6)$$

Η παραπάνω ισότητα χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία για τον υπολογισμό του LCOE για αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Στην παραπάνω εξίσωση, ο συντελεστής προεξόφλησης στον παρονομαστή παρουσιάζει σαν να προεξοφλούνται οι παραγόμενες MWh. Στην πραγματικότητα δεν απομειώνεται η παραγόμενη ενέργεια, αλλά τα έσοδα από αυτή την ενέργεια. Τα έσοδα σήμερα έχουν μικρότερη αξία για τον επενδυτή/ιδιοκτήτη από τα έσοδα αύριο. Δεν είναι αυτό καθαυτό το προϊόν με προεξόφληση, αλλά η οικονομική του αξία.

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται συνοπτικά η μεθοδολογία υπολογισμού του LCOE [30].



Διάγραμμα 12: Συνοπτική μεθοδολογία υπολογισμού του LCOE για τη μέθοδο προεξόφλησης

### 4.3 Απλοποιημένη Μέθοδος sLCOE

Σύμφωνα με την NREL (US National Renewable Energy Laboratory) [45], το LCOE υπολογίζεται στο πλαίσιο του ετήσιου κόστους ενέργειας, όπου το κόστος κεφαλαίου περιλαμβάνει ένα συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου βάσει προσόδου (Capital Recovery Factor – CRF) που καλύπτει το κόστος χρηματοδότησης του κεφαλαίου για το έργο.

Η μεθοδολογία υπολογισμού με αναγωγή στο ετήσιο κόστος ενέργειας βρίσκει εφαρμογή στη βιβλιογραφία για την αξιολόγηση και σύγκριση συμβατικών έργων και έργων ΑΠΕ. Οργανισμοί, όπως οι UNDP [46], Fraunhofer [47], CEC [48] έχουν εφαρμόσει τη συγκεκριμένη μεθοδολογία για την αξιολόγηση των κινδύνων σε έργα ΑΠΕ και τον υπολογισμό του LCOE.

Οι Ram et al. (2018) [49] χρησιμοποιούν τη μεθοδολογία για την ανάλυση του κόστους παραγωγής από ΑΠΕ, ορυκτά καύσιμα και πυρηνικές πηγές για τις χώρες του G20 κατά τα έτη 2015-2030, υποθέτοντας σταθερές ετήσιες ταμειακές ροές. Στην μελέτη των Breyer et al. (2009) [50] πραγματοποιείται ανάλυση της ισοτιμίας δικτύου για ευρωπαϊκές και αμερικανικές αγορές και εξετάζεται η δυναμική του grid parity, καθώς και η εξάρτησή του από την ηλιακή ακτινοβολία και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι υπολογισμοί βασίζονται στην μέθοδο annuity με ενσωμάτωση ετήσιων ασφαλιστικών εξόδων. Στο κομμάτι της ηλιακής ενέργειας, οι Bano & Rao (2016) [51] προχωρούν στον προσδιορισμό του LCOE για πέντε φωτοβολταϊκές μονάδες διαφορετικής χωρητικότητας. Οι Krupa & Harvey (2017) [52] πραγματοποιούν ανασκόπηση των ιστορικών χρηματοδοτικών μηχανισμών και πολιτικών για τις ΑΠΕ στις ΗΠΑ και σύγκριση των μεθοδολογιών για τον υπολογισμό του LCOE, ενώ οι Hdidouan & Staffell (2017) [53] διερευνούν την επίπτωση της κλιματικής αλλαγής στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για την περίπτωση της αιολικής ενέργειας. Τέλος, οι Cavazzi & Dutton (2016) [54] παρουσιάζουν ένα πληροφοριακό σύστημα για την αξιολόγηση του δυναμικού υπεράκτιας αιολικής ενέργειας στο Ηνωμένο Βασίλειο και τη μέτρηση του LCOE μέσω της απλοποιημένης μεθόδου.

Η παρακάτω εξίσωση καθορίζει τον ορισμό του NREL για το απλοποιημένο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο αναφέρεται ως sLCOE.

$$sLCOE = LCOE_{NREL} = \frac{C_0 * CRF + O}{8760 * CF} + f * h + V \quad (7)$$

όπου

- $C_0$ : κόστος κατασκευής τη χρονική στιγμή 0
- $O$ : σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης
- $CF$ : συντελεστής χρησιμοποίησης

- $f$ : κόστος καυσίμου
- $h$ : ρυθμός θερμότητας
- $V$ : μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Ο συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου υπολογίζεται με βάση την παρακάτω φόρμουλα:

$$CRF = \frac{r * (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} \quad (8)$$

όπου

- $r$ : επιτόκιο προεξόφλησης. Ως επιτόκιο προεξόφλησης χρησιμοποιείται το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου που υπολογίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο
- $n$ : ο αριθμός των πληρωμών που πραγματοποιήθηκαν για την αποπληρωμή του συνολικού κεφαλαίου

Όπως φαίνεται, η NREL υπολογίζει το συνολικό κόστος που προκύπτει σε ετήσια περίοδο και το διαιρεί με την ενέργεια που παράγεται την ίδια περίοδο. Το κόστος επένδυσης εκφράζεται σε όρους κόστους ανά εγκατεστημένο KW και τροποποιείται με ένα συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου, ο οποίος υπολογίζει την ισοδύναμη απαιτούμενη πληρωμή προσόδου για την εξυπηρέτηση του αρχικού κεφαλαίου κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Τα μεταβλητά λειτουργικά κόστη υπολογίζονται σε όρους εξόδων ανά KWh.

Δεδομένου ότι στην παρούσα μελέτη εξετάζεται το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για χερσαία αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα, τα κόστη καυσίμου είναι μηδενικά. Επιπλέον, τα μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης θεωρούνται μηδενικά και δεν εξετάζονται. Έτσι, η εξίσωση μετασχηματίζεται όπως φαίνεται παρακάτω:

$$sLCOE = LCOE_{NREL} = \frac{C_0 * CRF + O}{8760 * CF} \quad (9)$$

Η NREL δηλώνει ότι το LCOE που υπολογίζεται από την παραπάνω εξίσωση είναι «η ελάχιστη τιμή στην οποία πρέπει να πωλείται η ηλεκτρική ενέργεια, ώστε ένα ενεργειακό έργο να είναι ισοσκελισμένο» [45]. Πιο συγκεκριμένα, το sLCOE είναι η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται, ώστε το έργο να ανταποκριθεί ακριβώς στα λειτουργικά έξοδα σε ένα έτος και στο μερίδιο του κόστους κεφαλαίου (συμπεριλαμβανομένου του κόστους χρηματοδότησης αυτών των δαπανών) κατά το έτος αυτό.

Αντίστοιχα, η μέθοδος προεξόφλησης επιστρέφει τη σταθερή τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για τη δημιουργία απόδοσης ίσης με το προεξοφλητικό επιτόκιο που χρησιμοποιείται καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι κάτω από ορισμένες απλοποιητικές παραδοχές, οι μέθοδοι προεξόφλησης και προσόδου (NREL [45]) επιστρέφουν ακριβώς το ίδιο αποτέλεσμα. Αυτές οι απλοποιητικές παραδοχές είναι:

- η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι σταθερή
- τα ετήσια κόστη δεν μεταβάλλονται
- όλες οι δαπάνες κατασκευής πραγματοποιούνται στο πρώτο έτος
- η ανάκτηση κεφαλαίου ξεκινάει αμέσως και έχει περίοδο χρηματοδότησης ίση με τη διάρκεια ζωής του έργου
- δεν υπάρχουν κόστη παροπλισμού

Οι παραπάνω απαιτήσεις θα μπορούσαν να ικανοποιηθούν στην περίπτωση ενός πολύ απλού έργου, όπως μία μεμονωμένη ανεμογεννήτρια ή ένα μικρό αιολικό πάρκο.

Στη συμβατική εκτίμηση επενδύσεων με βάση τις προεξοφλημένες ταμειακές ροές, είναι διαδεδομένη η εφαρμογή παραγόντων προεξόφλησης. Προκύπτει έτσι ότι η μέθοδος προεξόφλησης για τον υπολογισμό του LCOE είναι πιο συνεπής με την παραπάνω προσέγγιση.

Αν και ο υπολογισμός του LCOE με βάση τη μέθοδο προσόδου προσφέρει το πλεονέκτημα χαμηλότερης προσπάθειας για τον υπολογισμό, ανάλογα με τις επιλεγμένες παραμέτρους εισόδου, μπορούν να προκύψουν σημαντικές αποκλίσεις συγκριτικά με τη μέθοδο προεξόφλησης. Δεδομένου ότι η εφαρμογή της μεθόδου προεξόφλησης για τον υπολογισμό του LCOE αντιπροσωπεύει καλύτερα την πραγματικότητα, το LCOE στην παρούσα μελέτη υπολογίζεται με βάση αυτή τη μέθοδο.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται μία συνοπτική αναφορά στα βασικά χαρακτηριστικά, το αποτέλεσμα, τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα κάθε μεθοδολογίας [35].

Πίνακας 20: Συνοπτική σύγκριση μεθόδων εκτίμησης LCOE

Παράμετρος	LCOE NPV	sLCOE (NREL)
<b>Βασικά χαρακτηριστικά</b>	Τα προεξοφλημένα συνολικά κόστη διαιρούνται με την προεξοφλημένη συνολική παραγόμενη ενέργεια. Τα κόστη εγκατάστασης δεν προεξοφλούνται.	Τα ετήσια κόστη (συμπεριλαμβανομένων των δαπανών χρηματοδότησης για τα κεφάλαια) διαιρούνται με την ετήσια παραγόμενη ενέργεια
<b>Αποτέλεσμα και σημασία</b>	Σταθερή τιμή ενέργειας που απαιτείται, ώστε ο παραγόμενος εσωτερικός βαθμός απόδοσης να ισούται με το προεξοφλητικό επιτόκιο	Ετήσια τιμή που απαιτείται για την κάλυψη των λειτουργικών εξόδων και των εξόδων χρηματοδότησης

Παράμετρος	LCOE NPV	sLCOE (NREL)
<b>Πλεονεκτήματα</b>	Ευρεία χρήση στην Ευρώπη Επιστρέφει μέτρηση ισοδύναμη με την ελάχιστη τιμή ενέργειας	Ευρεία χρήση τις ΗΠΑ
<b>Μειονεκτήματα</b>	Ευαίσθητη στο προεξοφλητικό επιτόκιο	Δεν είναι δυνατή η αντιμετώπιση του ετήσιου μεταβλητού κόστους (π.χ. κόστος καυσίμου) Δεν είναι συνεπής με την συμβατική αξιολόγηση έργων Δεν λαμβάνει υπόψιν την απόδοση της επένδυσης και τη χρονική αξία των ταμειακών ροών

#### 4.4 Εφαρμογή μεθοδολογίας – Υπολογισμοί

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η εφαρμογή της μεθόδου προεξόφλησης για την αποτίμηση του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου για χερσαία αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, για τα έτη 2019 και 2020.

##### 4.4.1 Χερσαία Αιολικά Πάρκα

Η αποτίμηση του LCOE για χερσαία αιολικά πάρκα (onshore wind) καθορίζεται κυρίως από τους παρακάτω παράγοντες: συνολικό κόστος εγκατάστασης (CAPEX), κόστος λειτουργίας και συντήρησης (OPEX), συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor), διάρκεια ζωής του έργου και κόστος κεφαλαίου που χρησιμοποιείται για την προεξόφληση των μελλοντικών ταμειακών ροών.

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης θεωρείται σταθερό στους υπολογισμούς καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, ίδιο για το σύνολο των κρατών της Ευρωπαϊκής Ένωσης και ίσο με τη μέση ευρωπαϊκή τιμή στα 22 €/KW [55]. Ως διάρκεια ζωής στο βασικό σενάριο λαμβάνονται τα 25 χρόνια (IRENA [56]). Για την προεξόφληση των μελλοντικών ταμειακών ροών χρησιμοποιείται το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου που υπολογίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο. Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται το συνολικό κόστος εγκατάστασης και ο συντελεστής χρησιμοποίησης για επιλεγμένα κράτη.

Πίνακας 21: Κόστος εγκατάστασης και συντελεστής χρησιμοποίησης αιολικών πάρκων σε επιλεγμένα κράτη της ΕΕ

Onshore Wind		
Χώρα	CAPEX (€/KW)	Capacity Factor
Κροατία [58]	1210	28.4%
Δανία [55][57]	1210	26.2%
Γερμανία [59]	1190	23.8%
Ελλάδα [9]	1161	27%
Πολωνία [60]	1350	27.4%
Ισπανία [61][62]	1000	24.6%
Σουηδία [55]	1226	28.1%

Σημειώνεται ότι μεταξύ των υπολογισμών για τα έτη 2019 και 2020 μεταβάλλεται μόνο το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, ενώ οι υπόλοιποι παράγοντες που επηρεάζουν το LCOE διατηρούνται ίδιοι στα δύο έτη. Επισημαίνεται επίσης ότι για χώρες για τις οποίες δεν εντοπίστηκαν πληροφορίες για το συνολικό κόστος εγκατάστασης, χρησιμοποιήθηκε η μέση ευρωπαϊκή τιμή που ισούται με 1447 €/KW [56] [62][63].

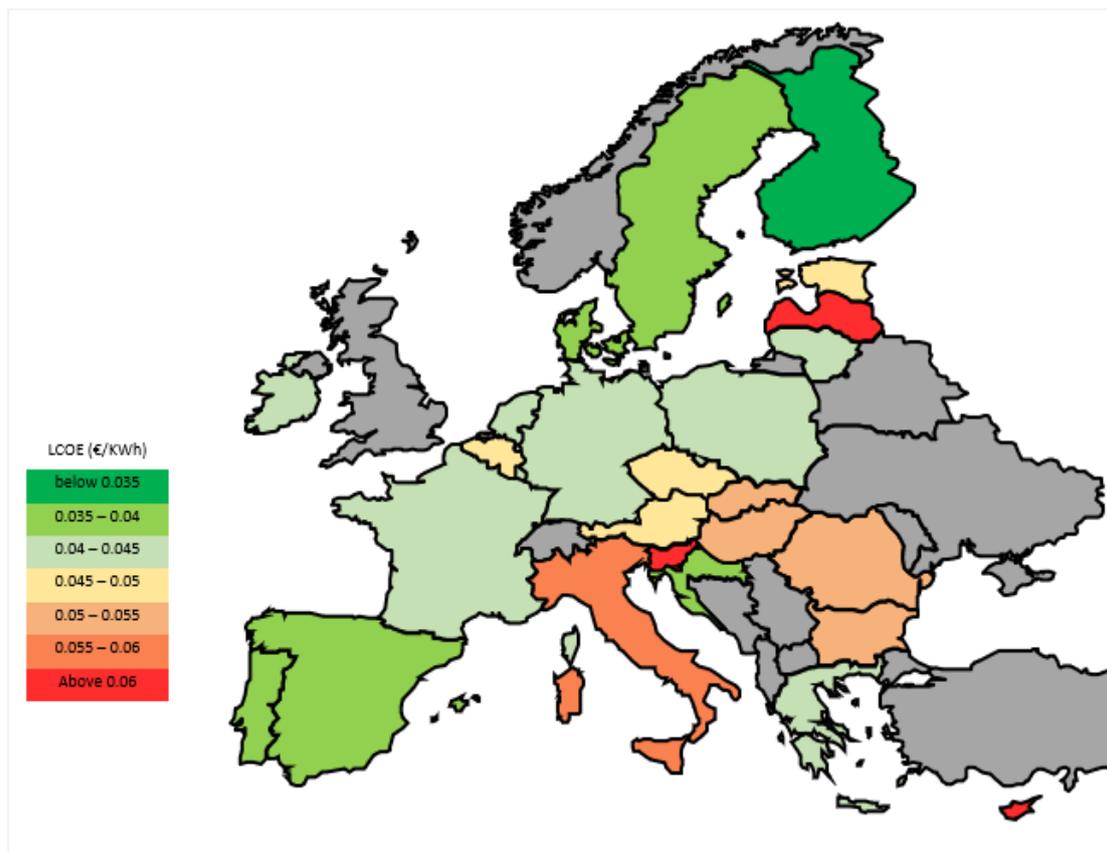
Στον πίνακα 22 παρουσιάζεται η αποτίμηση του LCOE για χερσαία αιολικά πάρκα για το 2019 και 2020.

Πίνακας 22: Εκτίμηση LCOE για χερσαία αιολικά πάρκα για το 2019 και 2020.

Onshore wind				
Χώρα	2019		2020	
	LCOE (€/KWh)	WACC	LCOE (€/KWh)	WACC
Αυστρία	0.048	2.2%	0.047	2.0%
Βέλγιο	0.046	2.2%	0.045	2.0%
Βουλγαρία	0.053	3.3%	0.051	2.8%
Κροατία	0.040	3.6%	0.038	3.1%
Κύπρος	0.073	3.5%	0.077	4.1%
Τσεχία	0.050	2.8%	0.049	2.6%
Δανία	0.038	2.1%	0.038	2.0%
Εσθονία	0.046	2.5%	0.045	2.3%
Φινλανδία	0.032	2.2%	0.032	2.1%
Γαλλία	0.041	2.1%	0.040	2.0%
Γερμανία	0.041	2.0%	0.041	1.9%
Ελλάδα	0.047	5.5%	0.043	4.3%
Ουγγαρία	0.052	3.8%	0.051	3.5%
Ιρλανδία	0.043	2.5%	0.043	2.3%
Ιταλία	0.059	3.4%	0.057	3.1%
Λετονία	0.062	2.8%	0.060	2.5%
Λιθουανία	0.045	2.9%	0.044	2.5%

Onshore wind				
2019			2020	
Χώρα	LCOE (€/KWh)	WACC	LCOE (€/KWh)	WACC
Λουξεμβούργο	0.045	2.4%	0.044	2.2%
Μάλτα	0.049	2.6%	0.048	2.4%
Ολλανδία	0.045	2.1%	0.044	1.9%
Πολωνία	0.043	3.2%	0.042	2.9%
Πορτογαλία	0.040	2.8%	0.039	2.6%
Ρουμανία	0.052	4.2%	0.050	3.8%
Σλοβακία	0.052	2.5%	0.051	2.4%
Ισπανία [61][63]	0.037	2.5%	0.036	2.4%
Σουηδία [55]	0.036	2.3%	0.036	2.1%

Ο παρακάτω χάρτης αποτελεί μία απεικόνιση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας για χερσαία αιολικά έργα στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020.

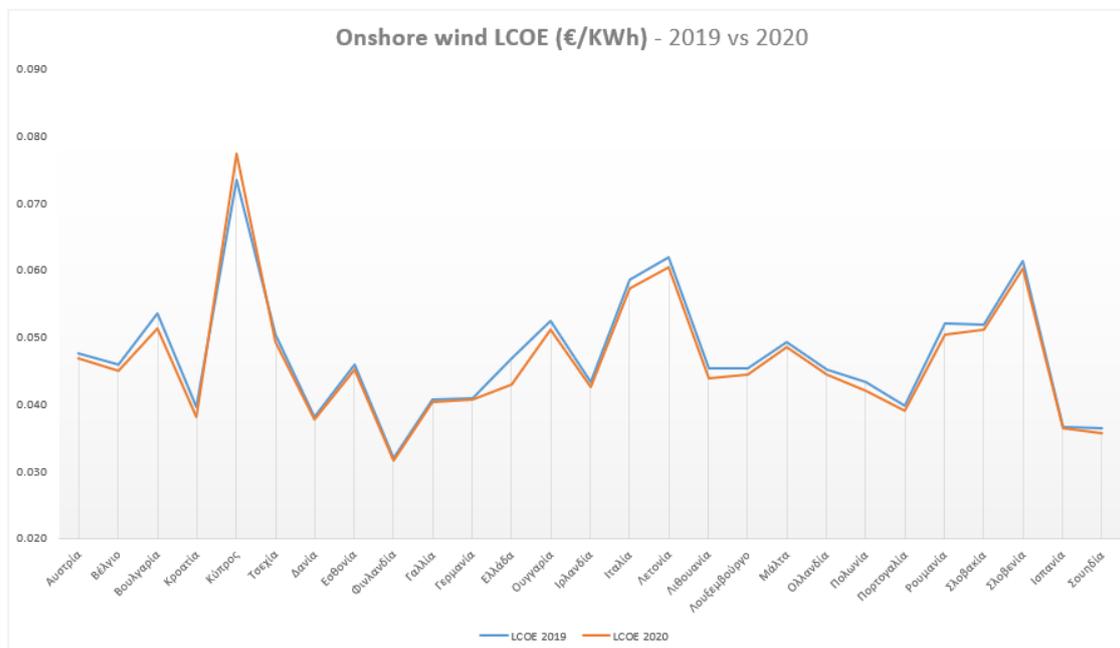


Διάγραμμα 13: Απεικόνιση του LCOE για χερσαία αιολικά έργα στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020

Όπως φαίνεται, δεσπόζουσα θέση στα αιολικά έργα έχουν οι Σκανδιναβικές χώρες και ακολουθούν οι χώρες της Ιβηρικής χερσονήσου και η Κροατία. Η Φινλανδία έχει το χαμηλότερο LCOE στην ΕΕ-27, με τιμή 0.032 € ανά μονάδα παραγόμενης KWh. Έπονται οι Σουηδία, Δανία και Ισπανία με τιμές 0.036, 0.038 και 0.036 €/KWh αντίστοιχα.

Το LCOE στην Ελλάδα κυμαίνεται σε καλά επίπεδα, με τιμή 0.043 €/KWh για το 2020. Η παραπάνω εκτίμηση επιβεβαιώνεται από τους διαγωνισμούς ΑΠΕ που διενεργούνται από το ΡΑΕ. Οι τιμές αναφοράς για αιολικές εγκαταστάσεις κυμάνθηκαν από 0.0577 €/KWh έως 0.054 €/KWh και η μεσοσταθμική τιμή ανήλθε σε 0.0557 €/KWh.

Από την παρακάτω σύγκριση του LCOE των αιολικών έργων για τα έτη 2019 και 2020 (διάγραμμα 14), προκύπτει ότι υπάρχει βελτίωση της αποτίμησης για το σύνολο των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης ανάμεσα στο 2019 και το 2020. Μοναδική εξαίρεση αποτελεί η Κύπρος, όπου το LCOE σημειώνει αύξηση από 0.073 σε 0.077 €/KWh.



Διάγραμμα 14: Εξέλιξη του LCOE για χερσαία αιολικά έργα κατά τα έτη 2019 και 2020

#### 4.4.2 Φωτοβολταϊκές Εγκαταστάσεις

Αντίστοιχα με τις αιολικές εγκαταστάσεις, η εκτίμηση του LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις επηρεάζεται κυρίως από τους παρακάτω παράγοντες: συνολικό κόστος εγκατάστασης (CAPEX), κόστος λειτουργίας και συντήρησης (OPEX), συντελεστής χρησιμοποίησης, διάρκεια ζωής του έργου και κόστος κεφαλαίου που χρησιμοποιείται για την προεξόφληση των μελλοντικών ταμειακών ροών.

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης θεωρείται σταθερό στους υπολογισμούς καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, ίδιο για το σύνολο των κρατών της Ευρωπαϊκής Ένωσης και ίσο με τη μέση ευρωπαϊκή τιμή στα 33 €/KW [64]. Ως διάρκεια ζωής στο βασικό σενάριο λαμβάνονται τα 25 χρόνια [56]. Για την προεξόφληση των μελλοντικών ταμειακών ροών χρησιμοποιείται το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου που υπολογίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο. Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται το συνολικό κόστος εγκατάστασης και ο συντελεστής χρησιμοποίησης για επιλεγμένα κράτη.

Πίνακας 23: Κόστος εγκατάστασης και συντελεστής χρησιμοποίησης φωτοβολταϊκών σε επιλεγμένα κράτη της ΕΕ

Onshore wind		
Χώρα	CAPEX (€/KW)	Capacity Factor
Κροατία [58]	1080	14.2%
Γερμανία [59]	640	10.5%
Ελλάδα [9]	552	17.5%
Ιταλία [56]	1018	16.6%
Πολωνία [60]	800	9.7%
Πορτογαλία [65]	645	19.3%
Ισπανία [61]	965	20.5%

Σημειώνεται ότι μεταξύ των υπολογισμών για τα έτη 2019 και 2020 μεταβάλλεται μόνο το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, ενώ οι υπόλοιποι παράγοντες που επηρεάζουν το LCOE διατηρούνται ίδιοι. Επισημαίνεται επίσης ότι για χώρες για τις οποίες δεν εντοπίστηκαν πληροφορίες για το συνολικό κόστος εγκατάστασης, χρησιμοποιήθηκε η μέση ευρωπαϊκή τιμή που ισούται με 1100 €/KW [64].

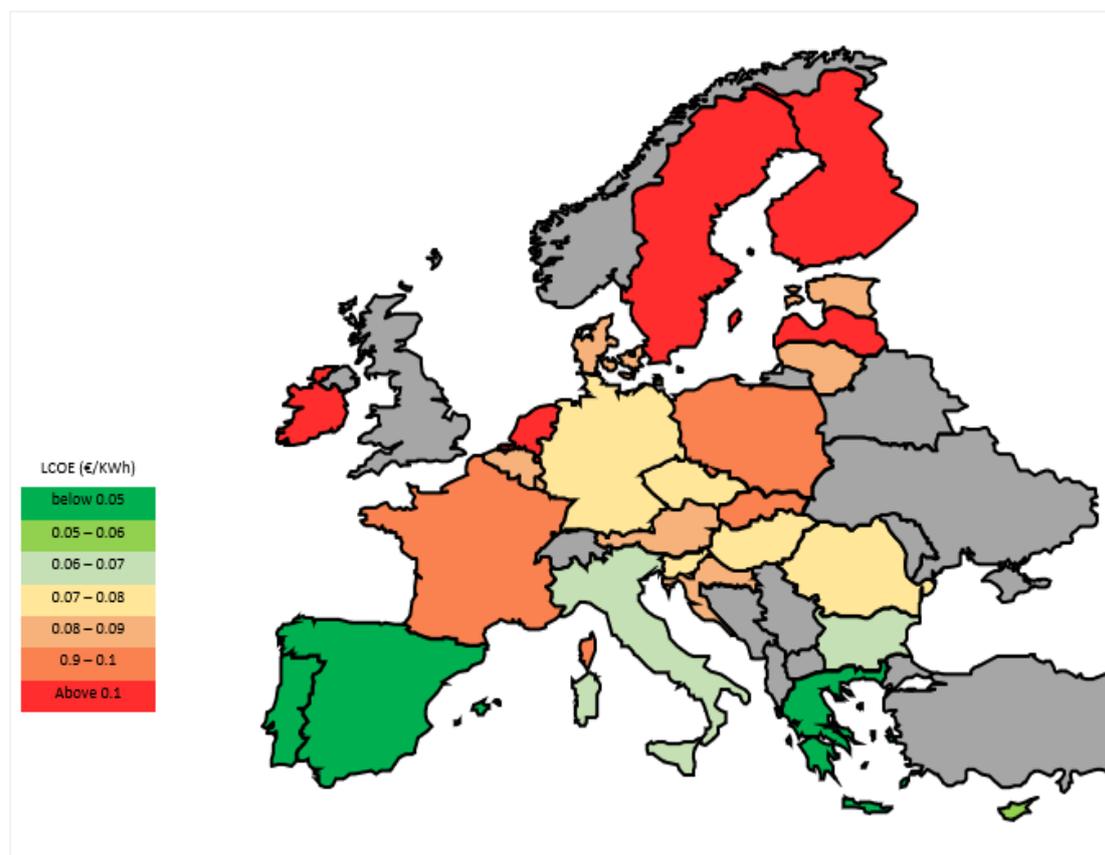
Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η αποτίμηση του LCOE για φωτοβολταϊκές μονάδες για το 2019 και 2020.

Πίνακας 24: Εκτίμηση LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις για το 2019 και 2020

Solar PV				
Χώρα	2019		2020	
	LCOE (€/KWh)	WACC	LCOE (€/KWh)	WACC
Αυστρία	0.084	2.2%	0.083	2.0%
Βέλγιο	0.086	2.2%	0.085	2.0%
Βουλγαρία	0.070	3.3%	0.067	2.8%
Κροατία	0.083	3.6%	0.080	3.1%
Κύπρος	0.055	3.5%	0.057	4.1%
Τσεχία	0.077	2.8%	0.076	2.6%
Δανία	0.088	2.1%	0.087	2.0%
Εσθονία	0.088	2.5%	0.087	2.3%
Φινλανδία	0.105	2.2%	0.104	2.1%
Γαλλία	0.094	2.1%	0.093	2.0%
Γερμανία	0.076	2.0%	0.075	1.9%
Ελλάδα	0.050	5.5%	0.048	4.3%
Ουγγαρία	0.081	3.8%	0.080	3.5%
Ιρλανδία	0.103	2.5%	0.102	2.3%
Ιταλία	0.067	3.4%	0.066	3.1%
Λετονία	0.175	2.8%	0.172	2.5%
Λιθουανία	0.083	2.9%	0.081	2.5%

Solar PV				
2019		2020		
Χώρα	LCOE (€/kWh)	WACC	LCOE (€/kWh)	WACC
Λουξεμβούργο	0.090	2.4%	0.089	2.2%
Μάλτα	0.046	2.6%	0.046	2.4%
Ολλανδία	0.102	2.1%	0.101	1.9%
Πολωνία	0.099	3.2%	0.097	2.9%
Πορτογαλία	0.043	2.8%	0.043	2.6%
Ρουμανία	0.075	4.2%	0.073	3.8%
Σλοβακία	0.092	2.5%	0.091	2.4%
Σλοβενία	0.076	2.8%	0.075	2.6%
Ισπανία	0.050	2.5%	0.049	2.4%
Σουηδία	0.102	2.3%	0.101	2.1%

Ο παρακάτω χάρτης αποτελεί μία απεικόνιση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας για φωτοβολταϊκά έργα στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020.



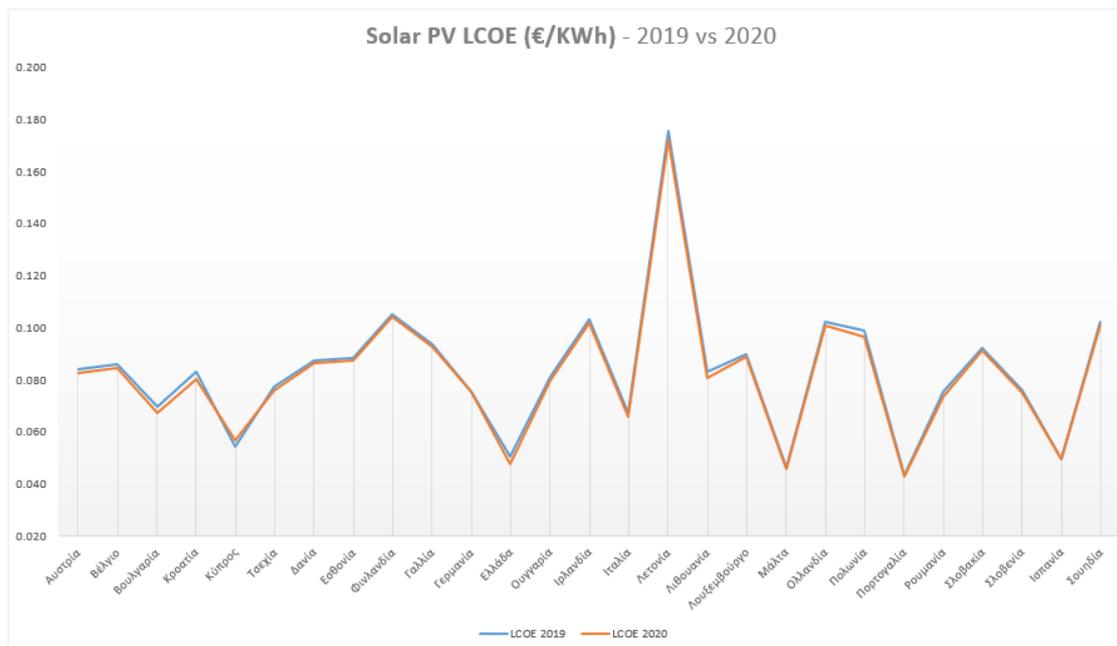
Διάγραμμα 15: Απεικόνιση του LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις στις χώρες της ΕΕ για το έτος 2020

Όπως φαίνεται, τα πρωτεία στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ανήκουν στις χώρες της Ιβηρικής χερσονήσου και την Ελλάδα. Η Πορτογαλία έχει το χαμηλότερο LCOE στην ΕΕ-

27, με τιμή 0.43 € ανά μονάδα παραγόμενης KWh. Έπονται οι Ελλάδα και Ισπανία με τιμές 0.048 και 0.049 €/KWh αντίστοιχα.

Οι αποτιμήσεις του LCOE στην Ελλάδα βρίσκονται σε συμφωνία με τις τιμές αναφοράς που δημοπρατήθηκαν στους διαγωνισμούς ΑΠΕ που διενεργούνται από το ΡΑΕ. Οι τιμές αναφοράς για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις κυμάνθηκαν από 0.0625 €/KWh έως 0.0046 €/KWh και η μεσοσταθμική τιμή ανήλθε σε 0.0498 €/KWh.

Από την παρακάτω σύγκριση του LCOE των αιολικών έργων για τα έτη 2019 και 2020 (διάγραμμα 16), προκύπτει ότι υπάρχει βελτίωση του LCOE για το σύνολο των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης ανάμεσα στο 2019 και το 2020. Μοναδική εξαίρεση αποτελεί η Κύπρος, όπου το LCOE σημειώνει αύξηση από 0.055 σε 0.057 €/KWh.



Διάγραμμα 16: Εξέλιξη του LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις κατά τα έτη 2019 και 2020

## 4.5 Ανάλυση Ευαισθησίας

Προκειμένου να επιτευχθεί μεγαλύτερη αξιοπιστία στην αποτίμηση του LCOE και να αναλυθούν περισσότερο οι αλλαγές που επέρχονται στην εκτίμηση του εξαιτίας αλλαγών στις παραμέτρους ενδιαφέροντος, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στα προηγούμενα αποτελέσματα. Τα δεδομένα που παρουσιάζονται στην τρέχουσα ενότητα αφορούν το έτος 2020.

Η ανάλυση ευαισθησίας αφορά σε πέντε μεταβλητές, εκ των οποίων μία μεταβάλλεται κάθε φορά και οι υπόλοιπες διατηρούνται σταθερές. Οι υπό εξέταση μεταβλητές είναι:

- α. Μεταβολή του συνολικού κόστους κατασκευής έργου ΑΠΕ (CAPEX % change),

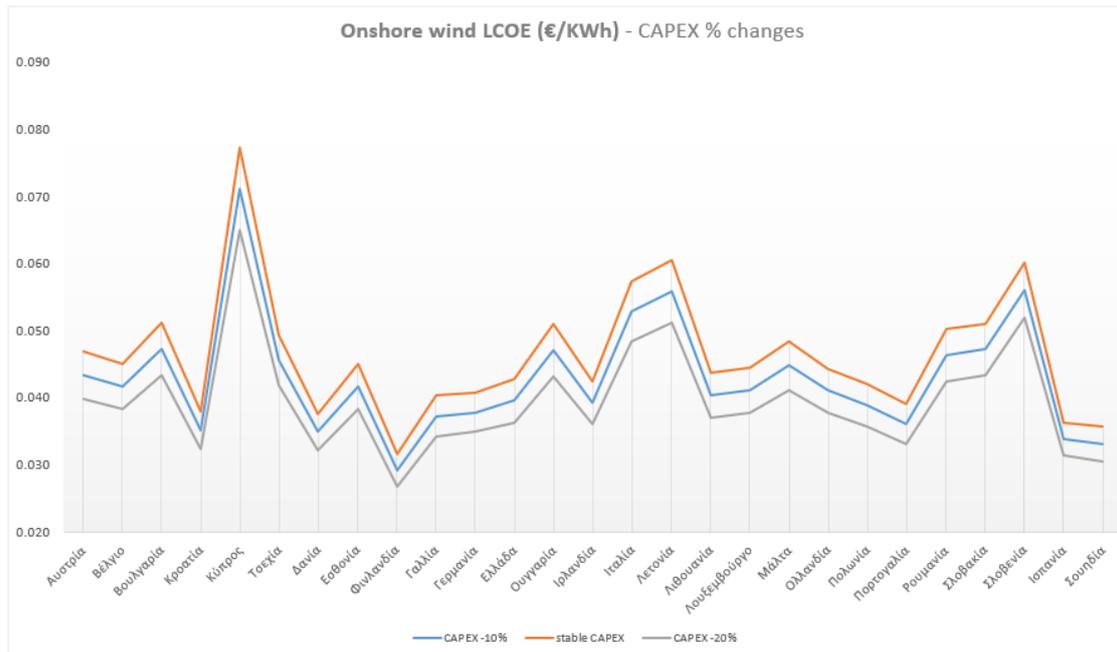
- β. ετήσια ποσοστιαία μεταβολή του κόστους λειτουργίας και συντήρησης (OPEX growth rate),
- γ. λόγος δανεισμού προς ίδια κεφάλαια (D:E ratio),
- δ. spread έργου ΑΠΕ (Project Spread) και
- ε. διάρκεια ζωής έργου ΑΠΕ (lifetime).

#### 4.5.1 Μεταβολή στο κόστος κατασκευής

Για την περίπτωση συνολικού κόστους κατασκευής έργου ΑΠΕ εξετάστηκαν τρία σενάρια για χειρσαίες αιολικές και φωτοβολταϊκές μονάδες: (α) μείωση 10%, (β) σταθερό CAPEX και (γ) μείωση 20%. Οι υπολογισμοί παρουσιάζονται παρακάτω.

Πίνακας 25: Εκτίμηση LCOE χειρσαίων αιολικών για διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020

Onshore wind			
CAPEX	-10%	Base	-20%
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.043	0.047	0.040
Βέλγιο	0.042	0.045	0.038
Βουλγαρία	0.047	0.051	0.043
Κροατία	0.035	0.038	0.032
Κύπρος	0.071	0.077	0.065
Τσεχία	0.046	0.049	0.042
Δανία	0.035	0.038	0.032
Εσθονία	0.042	0.045	0.038
Φινλανδία	0.029	0.032	0.027
Γαλλία	0.037	0.040	0.034
Γερμανία	0.038	0.041	0.035
Ελλάδα	0.040	0.043	0.036
Ουγγαρία	0.047	0.051	0.043
Ιρλανδία	0.039	0.043	0.036
Ιταλία	0.053	0.057	0.048
Λετονία	0.056	0.060	0.051
Λιθουανία	0.040	0.044	0.037
Λουξεμβούργο	0.041	0.044	0.038
Μάλτα	0.045	0.048	0.041
Ολλανδία	0.041	0.044	0.038
Πολωνία	0.039	0.042	0.036
Πορτογαλία	0.036	0.039	0.033
Ρουμανία	0.046	0.050	0.042
Σλοβακία	0.047	0.051	0.043
Σλοβενία	0.056	0.060	0.052
Ισπανία	0.034	0.036	0.031
Σουηδία	0.033	0.036	0.031



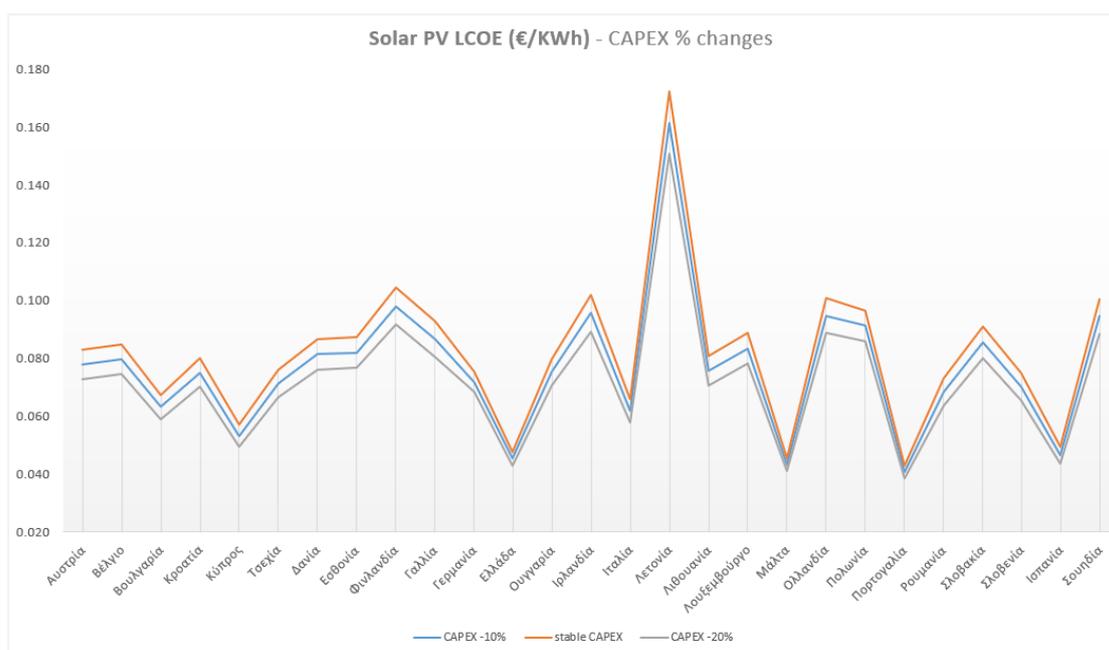
Διάγραμμα 17: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τα διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020

Η μεταβολή του κόστους εγκατάστασης έχει μεγάλη επίπτωση στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για αιολικά έργα. Χαρακτηριστικά, για την Ελλάδα το LCOE μεταβάλλεται από 0.043 €/KWh στο βασικό σενάριο σε 0.04 και 0.036 €/KWh για 10% και 20% μείωση του CAPEX αντίστοιχα. Για τη Σουηδία το LCOE μειώνεται από 0.036 σε 0.033 και 0.031 €/KWh για μείωση 10% και 20%, ενώ για τη Φινλανδία, ενδεχόμενη μείωση του κόστους εγκατάστασης στο επίπεδο του 10% έχει ως αποτέλεσμα μείωση του LCOE κάτω από τη βαθμίδα των 0.03 €/KWh.

Πίνακας 26: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020

Solar PV			
CAPEX	-10%	Base	-20%
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.078	0.083	0.073
Βέλγιο	0.080	0.085	0.074
Βουλγαρία	0.063	0.067	0.059
Κροατία	0.075	0.080	0.070
Κύπρος	0.053	0.057	0.049
Τσεχία	0.071	0.076	0.067
Δανία	0.081	0.087	0.076
Εσθονία	0.082	0.087	0.077
Φινλανδία	0.098	0.104	0.092
Γαλλία	0.087	0.093	0.080
Γερμανία	0.072	0.075	0.068
Ελλάδα	0.045	0.048	0.043
Ουγγαρία	0.075	0.080	0.071

Solar PV			
CAPEX	-10%	Base	-20%
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Ιρλανδία	0.096	0.102	0.089
Ιταλία	0.062	0.066	0.058
Λετονία	0.161	0.172	0.151
Λιθουανία	0.076	0.081	0.071
Λουξεμβούργο	0.083	0.089	0.078
Μάλτα	0.043	0.046	0.041
Ολλανδία	0.095	0.101	0.089
Πολωνία	0.091	0.097	0.086
Πορτογαλία	0.041	0.043	0.039
Ρουμανία	0.068	0.073	0.064
Σλοβακία	0.085	0.091	0.080
Σλοβενία	0.070	0.075	0.066
Ισπανία	0.047	0.049	0.044
Σουηδία	0.094	0.101	0.088



Διάγραμμα 18: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τα διαφορετικά κόστη εγκατάστασης, έτος 2020

Αντίστοιχα με τα αιολικά, η μείωση του αρχικού κόστους επένδυσης των φωτοβολταϊκών μονάδων επιφέρει σημαντική μείωση του LCOE. Για την Ισπανία το LCOE ελαττώνεται από 0.049 €/KWh στο βασικό σενάριο σε 0.047 και 0.044 €/KWh για μεταβολή -10% και -20% στο CAPEX αντίστοιχα. Στην Πορτογαλία το LCOE μειώνεται κάτω από τη βαθμίδα των 0.04 €/KWh (0.039) για ενδεχόμενη μείωση του CAPEX κοντά στο 20%.

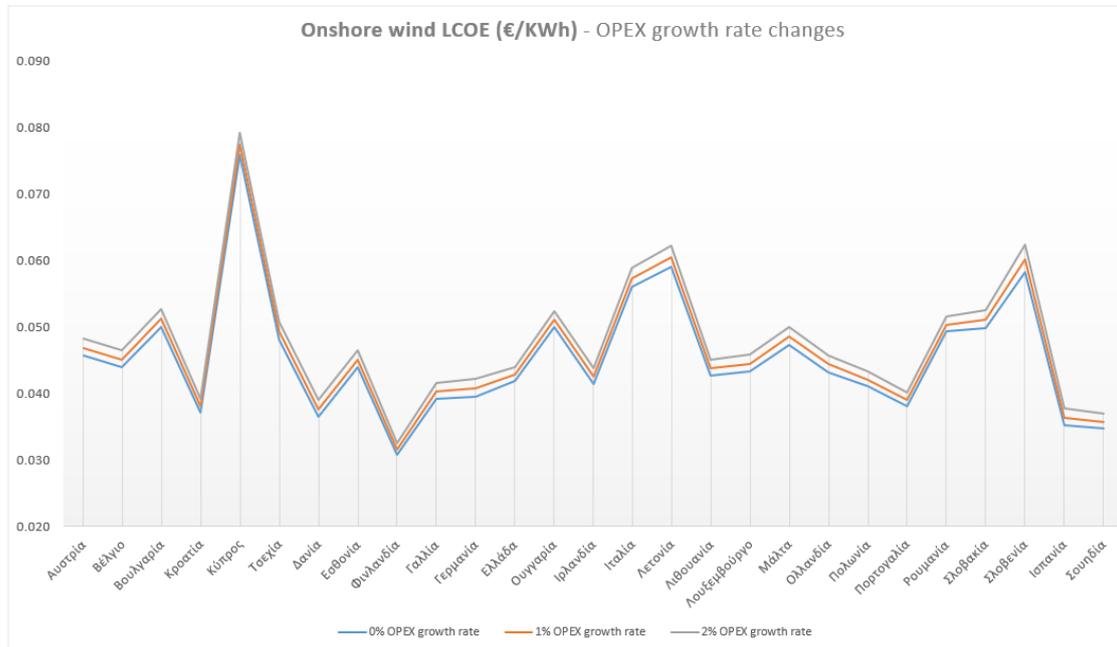
#### 4.5.2 Μεταβολή στις υπόλοιπες εξεταζόμενες μεταβλητές

Οι υπόλοιπες μεταβλητές ενδιαφέροντος αξιολογήθηκαν σε βασικό, αισιόδοξο και απαισιόδοξο σενάριο. Κάθε φορά μεταβάλλεται μία παράμετρος, ενώ οι υπόλοιπες διατηρούνται σταθερές. Στον πίνακα 27 παρουσιάζονται οι τιμές στα τρία σενάρια για τις εξεταζόμενες μεταβλητές.

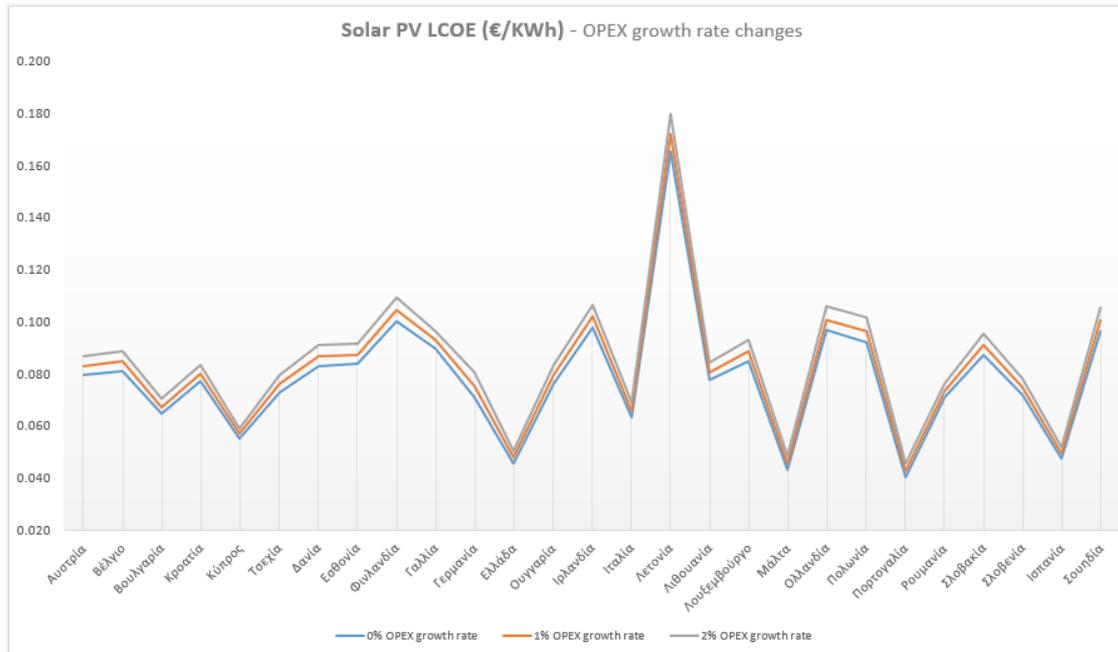
Πίνακας 27: Σενάρια ανάλυσης εναισθησίας LCOE για τις υπόλοιπες μεταβλητές ενδιαφέροντος

Παράμετρος	Απαισιόδοξο	Βασικό	Αισιόδοξο
Ετήσια μεταβολή (%) του κόστους λειτουργίας και συντήρησης	2%	1%	0%
Λόγος δανεισμού προς ίδια κεφάλαια	70:30	75:25	80:20
Spread έργου ΑΠΕ	3%	2%	1%
Διάρκεια ζωής έργου	20 χρόνια	25 χρόνια	30 χρόνια

Η αύξηση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης επιφέρει ικανή μεταβολή στην αποτίμηση του δείκτη LCOE. Στα παρακάτω διαγράμματα αναπαρίστανται τα τρία σενάρια για αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα. Οι αναλυτικοί υπολογισμοί παρατίθενται στο Παράρτημα Β

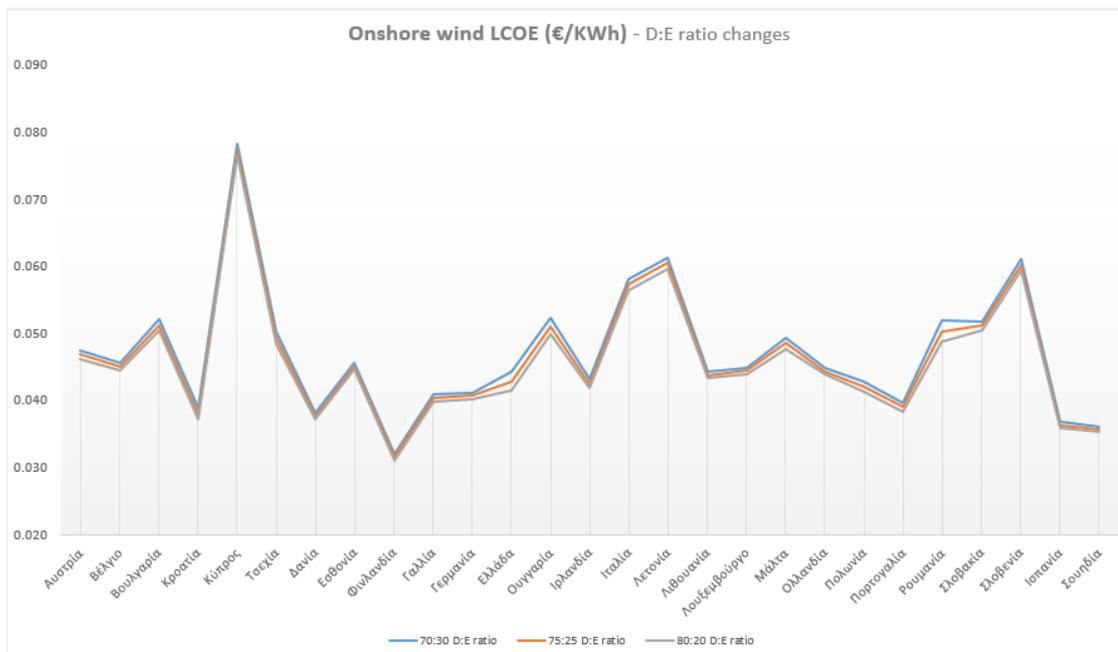


Διάγραμμα 19: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τα διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020

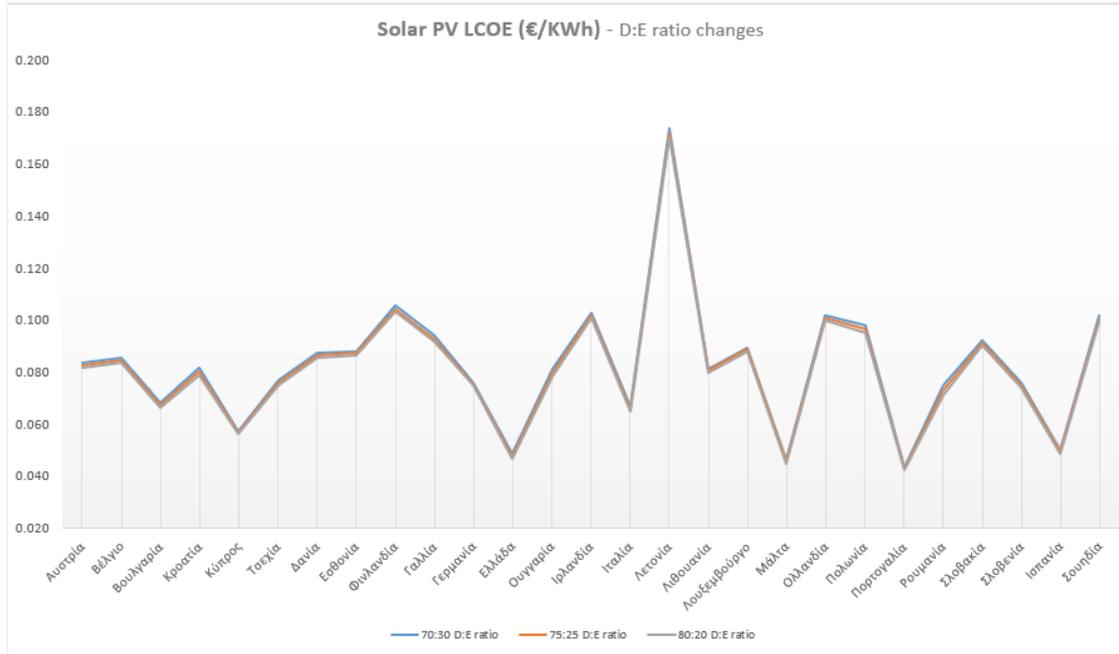


Διάγραμμα 20: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τα διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020

Μεγαλύτερη συνεισφορά των ξένων κεφαλαίων στα κόστη επένδυσης και λειτουργίας επιφέρει μείωση του WACC και εν συνέχεια του LCOE. Στα παρακάτω διαγράμματα αναπαρίστανται τα τρία σενάρια για τους λόγους D:E. Οι αναλυτικοί υπολογισμοί έχουν τοποθετηθεί στο Παράρτημα Β.

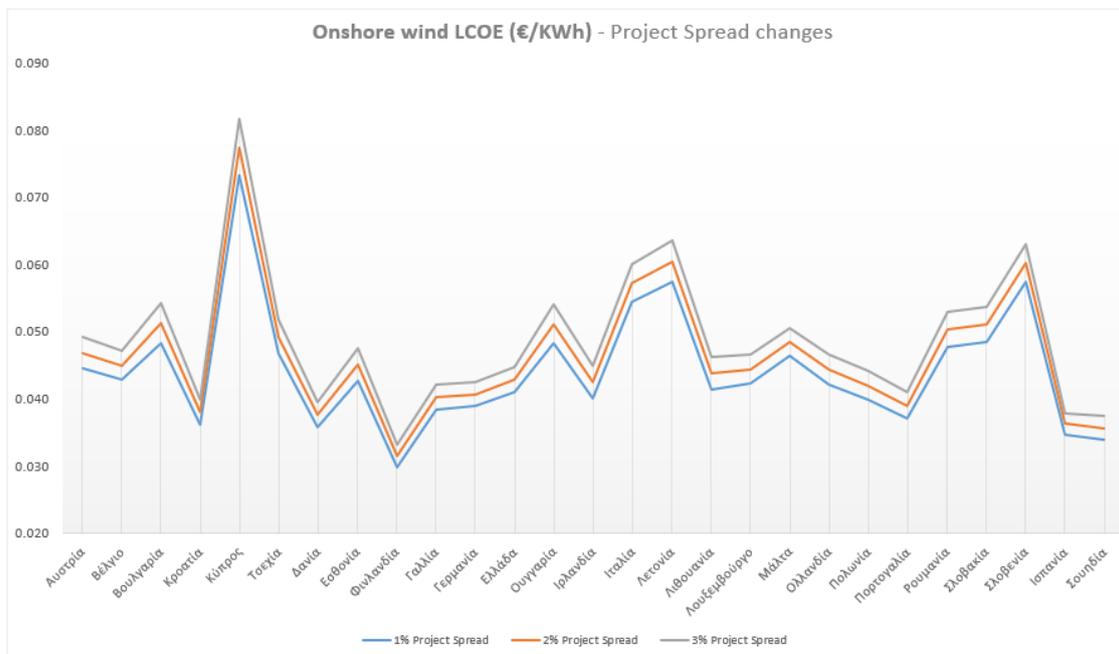


Διάγραμμα 21: Απεικόνιση LCOE ηερσαίων αιολικών για τους διάφορους λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020

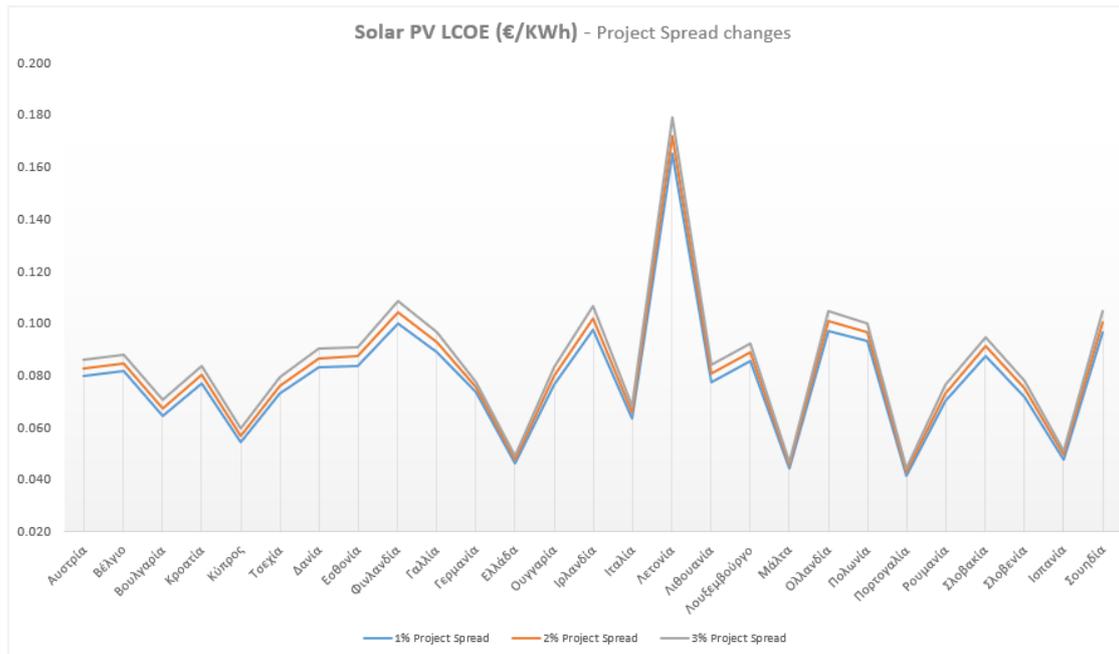


Διάγραμμα 22: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τους διάφορους λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020

Όσο μεγαλύτερο κίνδυνο διαβλέπουν οι επενδυτές στο έργο ΑΠΕ, τόσο πιο μεγάλο είναι το spread του έργου και κατά συνέπεια το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου και το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Στα επόμενα διαγράμματα αποτυπώνεται η επίπτωση του project spread στο LCOE. Οι αναλυτικοί υπολογισμοί έχουν τοποθετηθεί στο Παράρτημα Β.

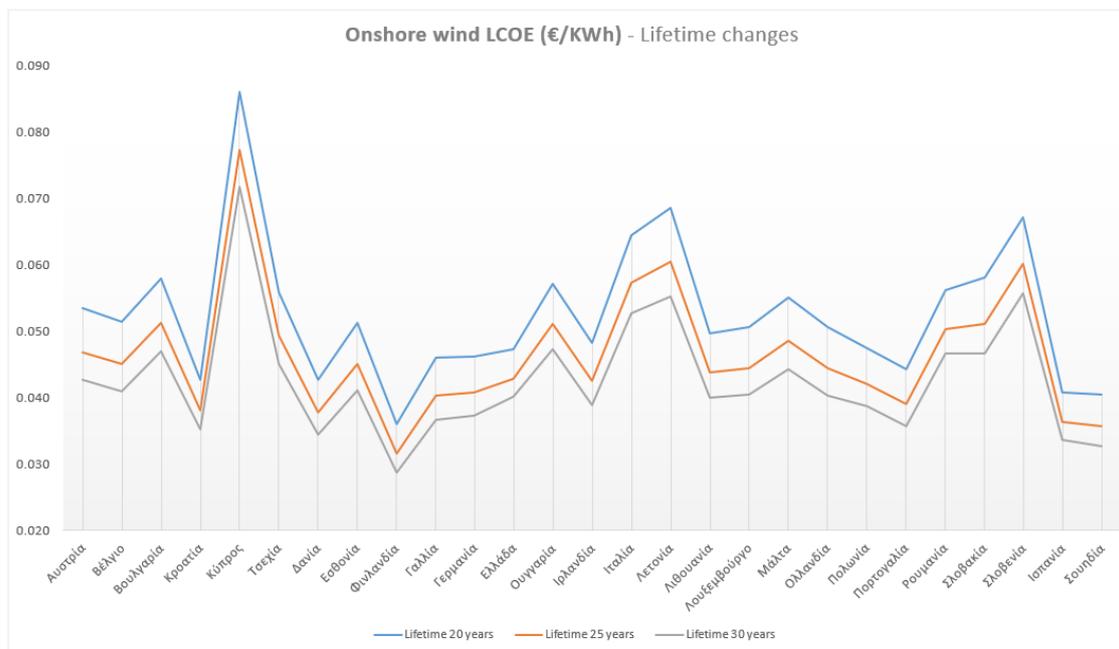


Διάγραμμα 23: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τα διαφορετικά project spreads, έτος 2020

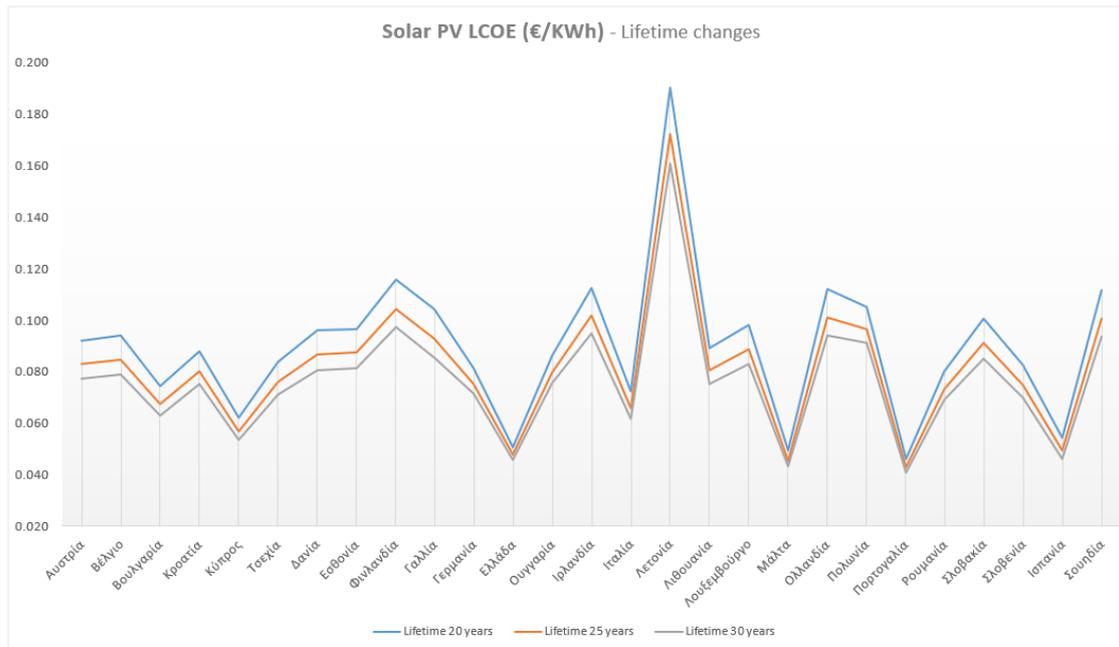


Διάγραμμα 24: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τα διαφορετικά project spreads, έτος 2020

Τέλος, η περαιτέρω ωρίμανση των τεχνολογιών ΑΠΕ και συνεπώς η αύξηση της διάρκειας ζωής των έργων επιφέρει πολύ σημαντική μεταβολή στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, στα επόμενα διαγράμματα αποτυπώνεται το LCOE στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης για διάρκεια ζωής 20, 25 και 30 χρόνια. Στο Παράρτημα Β παρατίθενται οι αναλυτικοί υπολογισμοί.



Διάγραμμα 25: Απεικόνιση LCOE χερσαίων αιολικών για τις διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020



Διάγραμμα 26: Απεικόνιση LCOE φωτοβολταϊκών για τις διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020

Στον επόμενο πίνακα παρουσιάζονται τα στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων LCOE για αιολικά πάρκα, όπως αυτές υπολογίστηκαν για τα τρία σενάρια των μεταβλητών που εξετάστηκαν στην τρέχουσα ενότητα. Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για τη Φινλανδία κυμαίνεται από 0.029 €/KWh μέχρι 0.036 €/KWh, για την Δανία από 0.034 €/KWh μέχρι 0.043 €/KWh και για την Σουηδία από 0.033 €/KWh μέχρι 0.040 €/KWh.

Πίνακας 28: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων LCOE για αιολικά πάρκα, έτος 2020

Onshore wind - 2020 statistics					
Χώρα	Average	5 <sup>th</sup> Percentile	95 <sup>th</sup> Percentile	Min	Max
Αυστρία	0.047	0.043	0.052	0.043	0.053
Βέλγιο	0.045	0.042	0.050	0.041	0.051
Βουλγαρία	0.052	0.048	0.056	0.047	0.058
Κροατία	0.038	0.036	0.042	0.035	0.043
Κύπρος	0.078	0.072	0.084	0.072	0.086
Τσεχία	0.050	0.046	0.054	0.045	0.056
Δανία	0.038	0.035	0.041	0.034	0.043
Εσθονία	0.045	0.042	0.050	0.041	0.051
Φινλανδία	0.032	0.029	0.035	0.029	0.036
Γαλλία	0.041	0.037	0.044	0.037	0.046
Γερμανία	0.041	0.038	0.045	0.037	0.046
Ελλάδα	0.043	0.040	0.046	0.040	0.047
Ουγγαρία	0.051	0.048	0.056	0.047	0.057
Ιρλανδία	0.043	0.039	0.047	0.039	0.048
Ιταλία	0.058	0.053	0.063	0.053	0.064
Λετονία	0.061	0.056	0.067	0.055	0.069
Λιθουανία	0.044	0.041	0.048	0.040	0.050

Onshore wind - 2020 statistics					
Χώρα	Average	5 <sup>th</sup> Percentile	95 <sup>th</sup> Percentile	Min	Max
Λουξεμβούργο	0.045	0.041	0.049	0.040	0.051
Μάλτα	0.049	0.045	0.053	0.044	0.055
Ολλανδία	0.045	0.041	0.049	0.040	0.051
Πολωνία	0.042	0.039	0.046	0.039	0.047
Πορτογαλία	0.039	0.036	0.043	0.036	0.044
Ρουμανία	0.051	0.047	0.055	0.047	0.056
Σλοβακία	0.051	0.047	0.056	0.047	0.058
Σλοβενία	0.061	0.056	0.066	0.056	0.067
Ισπανία	0.037	0.034	0.040	0.034	0.041
Σουηδία	0.036	0.033	0.039	0.033	0.040

Στον πίνακα 29 παρουσιάζονται τα στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων LCOE για φωτοβολταϊκές μονάδες, όπως αυτές εκτιμήθηκαν στα τρία σενάρια των μεταβλητών που εξετάστηκαν στην τρέχουσα ενότητα. Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για την Πορτογαλία κυμαίνεται από 0.041 €/KWh μέχρι 0.046 €/KWh, για την Ελλάδα από 0.045 €/KWh μέχρι 0.051 €/KWh, και για την Ισπανία από 0.046 €/KWh μέχρι 0.054 €/KWh.

Πίνακας 29: Στατιστικά στοιχεία για το σύνολο των αποτιμήσεων LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, έτος 2020

Solar PV - 2020 statistics					
Χώρα	Average	5 <sup>th</sup> Percentile	95 <sup>th</sup> Percentile	Min	Max
Αυστρία	0.083	0.078	0.090	0.077	0.092
Βέλγιο	0.085	0.080	0.092	0.079	0.094
Βουλγαρία	0.068	0.064	0.073	0.063	0.074
Κροατία	0.081	0.076	0.086	0.075	0.088
Κύπρος	0.057	0.054	0.061	0.054	0.062
Τσεχία	0.076	0.072	0.082	0.071	0.084
Δανία	0.087	0.082	0.094	0.081	0.096
Εσθονία	0.088	0.082	0.094	0.081	0.097
Φινλανδία	0.105	0.098	0.113	0.097	0.116
Γαλλία	0.093	0.087	0.101	0.085	0.104
Γερμανία	0.076	0.071	0.081	0.071	0.081
Ελλάδα	0.048	0.046	0.051	0.045	0.051
Ουγγαρία	0.080	0.076	0.085	0.076	0.086
Ιρλανδία	0.102	0.096	0.110	0.095	0.113
Ιταλία	0.066	0.062	0.071	0.062	0.072
Λετονία	0.173	0.162	0.186	0.161	0.190
Λιθουανία	0.081	0.076	0.087	0.075	0.089
Λουξεμβούργο	0.089	0.084	0.096	0.083	0.098
Μάλτα	0.046	0.043	0.049	0.043	0.049
Ολλανδία	0.101	0.095	0.109	0.094	0.112
Πολωνία	0.097	0.092	0.104	0.091	0.105
Πορτογαλία	0.043	0.041	0.046	0.041	0.046

Solar PV - 2020 statistics					
Χώρα	Average	5 <sup>th</sup> Percentile	95 <sup>th</sup> Percentile	Min	Max
Ρουμανία	0.074	0.069	0.079	0.069	0.080
Σλοβακία	0.092	0.086	0.099	0.085	0.101
Σλοβενία	0.075	0.071	0.081	0.070	0.083
Ισπανία	0.050	0.047	0.053	0.046	0.054
Σουηδία	0.101	0.095	0.109	0.094	0.111

#### 4.6 Συμπεράσματα

Το LCOE έχει γίνει μία πολύ πρακτική και πολύτιμη συγκριτική μέθοδος για την ανάλυση διαφορετικών ενεργειακών τεχνολογιών ως προς το κόστος. Ο LCOE υπολογισμός αναγνωρίζεται διεθνώς ως σημείο αναφοράς για την αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής, καθώς και μεμονωμένων έργων και επιτρέπει τη σύγκριση διαφορετικών ενεργειακών τεχνολογιών σε σχέση με το κόστος τους [66][67][68]. Το υψηλό επίπεδο διαφάνειας και σαφήνειας είναι ένας από τους λόγους για την ευρεία χρήση του. Ταυτόχρονα, είναι σε θέση να αντικατοπτρίσει τους βασικούς παράγοντες του κόστους παραγωγής καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου σε έναν μόνο αριθμό [66][69]. Από οικονομική άποψη, το LCOE περιέχει τους πιο σημαντικούς παράγοντες που συμβάλλουν στην οικονομική αξιολόγηση ενός έργου.

Καθώς το LCOE είναι μόνο ένας αριθμός, προκαλεί μεγάλη μείωση της πολυπλοκότητας και επιτρέπει μία γρήγορη και εύκολη σύγκριση διαφορετικών εναλλακτικών λύσεων. Η προσέγγιση έχει ένα ευρύ φάσμα για την εφαρμογή της [70]. Ωστόσο, η αποτύπωση του κόστους του έργου σε έναν μόνο αριθμό εμπεριέχει όρια και αυξάνει τον κίνδυνο εσφαλμένης ερμηνείας, οδηγώντας σε πιθανώς εσφαλμένες αποφάσεις. Τα όρια εξηγούνται κυρίως από το γεγονός ότι ο υπολογισμός του απαιτεί όλες τις τιμές που σχετίζονται με ολόκληρη τη διάρκεια ζωής του σταθμού παραγωγής ενέργειας, μερικές από τις οποίες πρέπει να προβλεφθούν.

Συμπερασματικά, το LCOE μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την υποστήριξη της λήψης αποφάσεων. Ωστόσο, καταληκτικές αποφάσεις σχετικά με την οικονομική βιωσιμότητα μίας τεχνολογίας δεν μπορούν να ληφθούν αποκλειστικά και μόνο με τη μέθοδο LCOE. Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι το LCOE είναι μία μέτρηση που αποτυπώνει το κόστος και δεν περιλαμβάνει έσοδα.



## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5**

### **ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ CREST**

---



## 5 ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ CREST

### 5.1 Εισαγωγή

Το μοντέλο CREST (Cost of Renewable Energy Spreadsheet Tool) [71] είναι ένα εργαλείο ανάλυσης κόστους ενέργειας που έχει σχεδιαστεί για να βοηθάει τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής στην αξιολόγηση του κατάλληλου επιτοκίου πληρωμής για μία επένδυση ΑΠΕ. Το μοντέλο στοχεύει στον προσδιορισμό του κόστους της ενέργειας ή των ελάχιστων εσόδων ανά μονάδα παραγωγής που απαιτούνται, ώστε ένα έργο ΑΠΕ να καλύψει τον ελάχιστο απαιτούμενο συντελεστή απόδοσης (μετά φόρων) που έχουν οι επενδυτές.

Περιέχει οικονομικά μοντέλα ταμειακών ροών που έχουν σχεδιαστεί για την οικονομική αξιολόγηση του έργου, το σχεδιασμό κινήτρων βάσει του κόστους και την αξιολόγηση του αντίκτυπου που έχουν οι κρατικές και ομοσπονδιακές υποστηρικτικές δομές στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Το μοντέλο είναι μία συνεργασία των NREL (National Renewable Energy Laboratory), US Department of Energy Solar Energy Technologies Office και National Association of Regulatory Utility Commissions. Αναπτύχθηκε από το Sustainable Energy Advantage (SEA) υπό τη διεύθυνση του NREL.

Το CREST έχει σχεδιαστεί για κρατικούς υπεύθυνους χάραξης πολιτικής, ρυθμιστές ενέργειας, κατασκευαστές και επενδυτές. Μερικές από τις σκοπούμενες χρήσεις του είναι:

- Εκτίμηση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας κατά το πρώτο έτος και του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας
- Πειραματισμός με τη διαδικασία καθορισμού επιτοκίων που να δημιουργούν κίνητρο και αξιολόγηση των διάφορων επιλογών
- Παρατήρηση των επιπτώσεων των διαφόρων οικονομικών παραγόντων στο κόστος ενέργειας ενός έργου ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας
- Κατανόηση των οικονομικών παραμέτρων μεταξύ έργων παραγωγής με διαφορετικά χαρακτηριστικά, όπως το μέγεθος του έργου, την ποιότητα των πόρων, την τοποθεσία και την ιδιοκτησία.

### 5.2 Εφαρμογή για την εκτίμηση του LCOE

Στο παρόν κεφάλαιο εφαρμόζεται το εργαλείο CREST για την εκτίμηση του μεσοσταθμικού κόστους ηλεκτρικής ενέργειας για χειρσαία αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκές μονάδες για την Ελλάδα. Πραγματοποιείται επίσης σύγκριση με τα αποτελέσματα που υπολογίστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Μέσω κατάλληλης παραμετροποίησης, δίνεται η δυνατότητα για αλλαγή των στοιχείων εισόδου του εργαλείου μέσω προδιαγεγραμμένων σεναρίων και αποτίμηση του LCOE για όλα τα σενάρια. Αυτό επιτυγχάνεται με χρήση γλώσσας VBA. Τα σενάρια που εξετάστηκαν αφορούν σε διαφορετικές τιμές του κόστους δανεισμού και της αναλογίας χρέους προς ίδια κεφάλαια για τα έτη 2019 και 2020. Αναλυτικές πληροφορίες παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 30: Σενάρια εκτίμησης LCOE με χρήση του εργαλείου CREST

Σενάριο	Έτος	Κόστος ιδίων κεφαλαίων	Λόγος δανεισμού προς ίδια κεφάλαια	Κόστος δανεισμού
Σενάριο 1	2020	10.6%	75:25	2.0%
Σενάριο 2	2020	10.6%	75:25	3.0%
Σενάριο 3	2020	10.6%	75:25	4.0%
Σενάριο 4	2020	10.6%	70:30	2.0%
Σενάριο 5	2020	10.6%	70:30	3.0%
Σενάριο 6	2020	10.6%	70:30	4.0%
Σενάριο 7	2020	10.6%	80:20	2.0%
Σενάριο 8	2020	10.6%	80:20	3.0%
Σενάριο 9	2020	10.6%	80:20	4.0%
Σενάριο 10	2019	13.7%	75:25	2.8%
Σενάριο 11	2019	13.7%	75:25	3.8%
Σενάριο 12	2019	13.7%	75:25	4.8%
Σενάριο 13	2019	13.7%	70:30	2.8%
Σενάριο 14	2019	13.7%	70:30	3.8%
Σενάριο 15	2019	13.7%	70:30	4.8%
Σενάριο 16	2019	13.7%	80:20	2.8%
Σενάριο 17	2019	13.7%	80:20	3.8%
Σενάριο 18	2019	13.7%	80:20	4.8%

Η παραμετροποίηση του εργαλείου και τα παραγόμενα αποτελέσματα για την περίπτωση των χερσαίων αιολικών πάρκων παρουσιάζονται στις επόμενες εικόνες.



Input Values		Scenario 10	Scenario 11	Scenario 12	Scenario 13	Scenario 14	Scenario 15	Scenario 16	Scenario 17	Scenario 18
Parameter Name	Unit									
Year		2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019
Net Capacity Factor, Yr 1	%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
Annual Production Degradation	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Project Useful Life	years	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total Installed Cost	€/kW	1161.0	1161.0	1161.0	1161.0	1161.0	1161.0	1161.0	1161.0	1161.0
Fixed O&M Expense, Yr 1	€/kW	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
O&M Cost Inflation, initial period	%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
% Debt (% of hard costs) (mortgage-style amort.)	%	75.0%	75.0%	75.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%	80.0%	80.0%
Debt Term	years	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Interest Rate on Term Debt	%	2.8%	3.8%	4.8%	2.8%	3.8%	4.8%	2.8%	3.8%	4.8%
Target After-Tax Equity IRR	%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%
Corporate Tax Rate	%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
<b>Results</b>										
Weighted Average Cost of Capital (WACC)	%	5.0%	5.5%	6.0%	5.5%	6.0%	6.5%	4.4%	4.9%	5.5%
Net Year-One Cost of Energy (COE)	€/kWh	0.045	0.047	0.049	0.048	0.050	0.052	0.042	0.044	0.047
Net Nominal Levelized Cost of Energy (LCOE)	€/kWh	0.045	0.047	0.049	0.048	0.050	0.052	0.042	0.044	0.047
Calculate LCOE										

Εικόνα 3: Παραμετροποίηση εργαλείου CREST και εκτιμήσεις για την περίπτωση των αιολικών πάρκων

Η παραμετροποίηση του εργαλείου και τα παραγόμενα αποτελέσματα για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων παρουσιάζονται στις επόμενες εικόνες.

Performance, Cost, Operating, Tax & Financing Inputs			
Check	Notes	Units	Input Value
Selected Technology		Photovoltaic	?
<b>Project Size and Performance</b>			
Generator Nameplate Capacity		kW dc	1,000
Net Capacity Factor: Select "State Average" or "Custom"		Custom	?
Net C.F.: If "Custom" method, then enter Net C.		% dc	17.5%
Production, Yr 1		kWh	1,533,000
Annual Production Degradation		%	0.0%
Project Useful Life		years	25
<b>Capital Costs</b>			
Select Cost Level of Detail		Simple	?
Total Installed Cost		€/Watt dc	0.55
Total Installed Cost (before rebates/grants, if any)		€	552,000.0
Total Installed Cost (before rebates/grants, if any)		€/Watt dc	0.8
<b>Operations &amp; Maintenance</b>			
Select Cost Level of Detail		Simple	?
Fixed O&M Expense, Yr 1		€/kW-yr dc	33.00
Variable O&M Expense, Yr 1		€/kWh	0.00
O&M Cost Inflation, initial period		%	1.0%
Initial Period ends last day of:		year	25
O&M Cost Inflation, thereafter		%	1.0%
<b>Permanent Financing</b>			
% Debt (% of hard costs) (mortgage-style amort.)		%	80%
Debt Term		years	20
Interest Rate on Term Debt		%	4.85%
Lender's Fee (% of total borrowing)		%	3.0%
Required Minimum Annual DSCR			1.00
Actual Minimum DSCR, occurs in		Year 20	1.03
Minimum DSCR Check Cell (If "Fail," read note =)		Pass/Fail	Pass
Required Average DSCR			1.10
Actual Average DSCR			1.13
Average DSCR Check Cell (If "Fail," read note =)		Pass/Fail	Pass
% Equity (% hard costs) (soft costs also equity funded)		%	20%
Target After-Tax Equity IRR		%	13.65%
Weighted Average Cost of Capital (WACC)		%	5.52%
Other Closing Costs		€	0
<b>Summary of Sources of Funding for Total Installed Cost</b>			
Senior Debt (funds portion of hard costs)		80%	441,600
Equity (funds balance of hard costs + all soft coo)		20%	110,400
Total Value of Grants (excl. pmnt in lieu of ITC, if applicab)		0%	0.00
Total Installed Cost		€	552,000
<b>Tax</b>			
Is owner a taxable entity?		Yes	?
Federal Income Tax Rate		%	28.0%
Federal Tax Benefits used as generated or carried forward?		As Generated	?
State Income Tax Rate		%	0.0%
State Tax Benefits used as generated or carried forward?		As Generated	?
Effective Income Tax Rate		%	28.00%
Depreciation Allocation		see table ==>	?
<b>Cost-Based Tariff Rate Structure</b>			
Payment Duration for Cost-Based Tariff		years	25
% of Year-One Tariff Rate Escalated		%	0.0%
Cost-Based Tariff Escalation Rate		%	0.0%
<b>Forecasted Market Value of Production: applies after Incentive Expiration</b>			
<b>Federal Incentives</b>			
Select Form of Federal Incentive		Neither	?
Additional Federal Grants (Other than section 1603)		€	0
Federal Grants Treated as Taxable Income?		No	?
<b>State Rebates, Tax Credits and/or REC Revenue</b>			
Select Form of State Incentive		Neither	?
1st Equipment Replacement		year	24
1st Replacement Cost (€ in year replaced)		€/Watt dc	0.000
2nd Equipment Replacement		year	23
2nd Replacement Cost (€ in year replaced)		€/Watt dc	0.000
<b>Reserves Funded from Operations</b>			
<b>Decommissioning Reserve</b>			
Fund from Operations or Salvage Value?		Salvage	?
<b>Initial Funding of Reserve Accounts</b>			
<b>Debt Service Reserve</b>			
# of months of Debt Service		months	0
Initial Debt Service Reserve		€	0
<b>O&amp;M Reserve/Working Capital</b>			
# of months of O&M Expense		months	0
Initial O&M and WC Reserve		€	0
Interest on All Reserves		%	0.0%
<b>Depreciation Allocation</b>			
<b>Bonus Depreciation</b>			
		No	?
<b>Allocation of Costs</b>			
Total Installed Cost		5-year MACRS	7-year MACRS
		100.0%	0.0%
			15-year
			0.0%

Εικόνα 4: Δεδομένα εισόδου στο εργαλείο CREST για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών μονάδων

Solar PV LCOE calculation for Greece										
Input Values										
Parameter Name	Unit	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6	Scenario 7	Scenario 8	Scenario 9
Year		2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
Net Capacity Factor, Yr 1	%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%
Annual Production Degradation	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Project Useful Life	years	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total Installed Cost	€/kW	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0
Fixed O&M Expense, Yr 1	€/kW	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
O&M Cost Inflation, initial period	%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
% Debt (% of hard costs) (mortgage-style amort.)	%	75.0%	75.0%	75.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%	80.0%	80.0%
Debt Term	years	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Interest Rate on Term Debt	%	2.0%	3.0%	4.0%	2.0%	3.0%	4.0%	2.0%	3.0%	4.0%
Target After-Tax Equity IRR	%	10.6%	10.6%	10.6%	10.6%	10.6%	10.6%	10.6%	10.6%	10.6%
Corporate Tax Rate	%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
Results										
Weighted Average Cost of Capital (WACC)	%	3.8%	4.3%	4.9%	4.2%	4.77%	5.3%	3.3%	3.9%	4.5%
Net Year-One Cost of Energy (COE)	€/kWh	0.047	0.048	0.050	0.048	0.049	0.051	0.045	0.047	0.048
Net Nominal Levelized Cost of Energy (LCOE)	€/kWh	0.047	0.048	0.050	0.048	0.049	0.051	0.045	0.047	0.048
Calculate LCOE										

Εικόνα 5: Παραμετροποίηση εργαλείου CREST και εκτιμήσεις για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών μονάδων

Input Values										
Parameter Name	Unit	Scenario 10	Scenario 11	Scenario 12	Scenario 13	Scenario 14	Scenario 15	Scenario 16	Scenario 17	Scenario 18
Year		2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019
Net Capacity Factor, Yr 1	%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%
Annual Production Degradation	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Project Useful Life	years	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total Installed Cost	€/kW	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0
Fixed O&M Expense, Yr 1	€/kW	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
O&M Cost Inflation, initial period	%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
% Debt (% of hard costs) (mortgage-style amort.)	%	75.0%	75.0%	75.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%	80.0%	80.0%
Debt Term	years	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Interest Rate on Term Debt	%	2.8%	3.8%	4.8%	2.8%	3.8%	4.8%	2.8%	3.8%	4.8%
Target After-Tax Equity IRR	%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%	13.7%
Corporate Tax Rate	%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
Results										
Weighted Average Cost of Capital (WACC)	%	5.0%	5.5%	6.0%	5.5%	6.0%	6.5%	4.4%	4.9%	5.5%
Net Year-One Cost of Energy (COE)	€/kWh	0.049	0.050	0.052	0.051	0.052	0.054	0.047	0.048	0.050
Net Nominal Levelized Cost of Energy (LCOE)	€/kWh	0.049	0.050	0.052	0.051	0.052	0.054	0.047	0.048	0.050
Calculate LCOE										

Εικόνα 6: Παραμετροποίηση εργαλείου CREST και εκτιμήσεις για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών μονάδων

### 5.3 Σύγκριση αποτελεσμάτων

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η σύγκριση των εκτιμήσεων LCOE που προήλθαν από το εργαλείο CREST με τις αποτιμήσεις με χρήση της μεθόδου προεξόφλησης που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, για έργα αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα.

Πίνακας 31: Σύγκριση εκτιμήσεων LCOE για αιολικά πάρκα για τις μεθόδους προεξόφλησης και CREST

Onshore wind comparison					
Year	LCOE (€/KWh)	LCOE (CREST) (€/KWh)	WACC	CoD	D:E
2020	0.041	0.042	3.8%	2.0%	75:25
2020	0.043	0.044	4.3%	3.0%	75:25
2020	0.045	0.046	4.9%	4.0%	75:25
2020	0.042	0.044	4.2%	2.0%	70:30
2020	0.044	0.046	4.8%	3.0%	70:30
2020	0.046	0.048	5.3%	4.0%	70:30
2020	0.040	0.040	3.3%	2.0%	80:20
2020	0.041	0.042	3.9%	3.0%	80:20
2020	0.044	0.044	4.5%	4.0%	80:20
2019	0.045	0.045	5.0%	2.8%	75:25
2019	0.047	0.047	5.5%	3.8%	75:25
2019	0.049	0.049	6.0%	4.8%	75:25
2019	0.047	0.048	5.5%	2.8%	70:30
2019	0.049	0.050	6.0%	3.8%	70:30
2019	0.051	0.052	6.5%	4.8%	70:30
2019	0.043	0.042	4.4%	2.8%	80:20
2019	0.045	0.044	4.9%	3.8%	80:20
2019	0.047	0.047	5.5%	4.8%	80:20

Όπως φαίνεται, οι εκτιμήσεις των δύο μοντέλων συμφωνούν σε πολύ μεγάλο βαθμό. Το εργαλείο CREST παρουσιάζει ελαφρώς πιο συντηρητικές τιμές για το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Για μεγαλύτερη ακρίβεια στους υπολογισμούς, χρησιμοποιήθηκαν διάφοροι στατιστικοί δείκτες για τη μέτρηση της ακρίβειας των μοντέλων. Το μέσο ποσοστιαίο σφάλμα (Mean Percentage Error) των δύο μεθόδων υπολογισμού ισούται με -0.42%, ενώ το μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα (Mean Absolute Percentage Error) ανέρχεται σε 1.48%.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η σύγκριση των εκτιμήσεων LCOE που προήλθαν από το εργαλείο CREST με τις αποτιμήσεις με χρήση της μεθόδου προεξόφλησης που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις.

Πίνακας 32: Σύγκριση εκτιμήσεων LCOE για φωτοβολταϊκές μονάδες για τις μεθόδους προεξόφλησης και CREST

Solar PV comparison					
Year	LCOE (€/KWh)	LCOE (CREST) (€/KWh)	WACC	CoD	D:E
2020	0.046	0.047	3.8%	2.0%	75:25
2020	0.048	0.048	4.3%	3.0%	75:25
2020	0.049	0.050	4.9%	4.0%	75:25
2020	0.047	0.048	4.2%	2.0%	70:30
2020	0.049	0.049	4.8%	3.0%	70:30
2020	0.050	0.051	5.3%	4.0%	70:30
2020	0.045	0.045	3.3%	2.0%	80:20
2020	0.047	0.047	3.9%	3.0%	80:20
2020	0.048	0.048	4.5%	4.0%	80:20
2019	0.049	0.049	5.0%	2.8%	75:25
2019	0.050	0.050	5.5%	3.8%	75:25
2019	0.052	0.052	6.0%	4.8%	75:25
2019	0.051	0.051	5.5%	2.8%	70:30
2019	0.052	0.052	6.0%	3.8%	70:30
2019	0.053	0.054	6.5%	4.8%	70:30
2019	0.048	0.047	4.4%	2.8%	80:20
2019	0.049	0.048	4.9%	3.8%	80:20
2019	0.051	0.050	5.5%	4.8%	80:20

Όπως φαίνεται, οι εκτιμήσεις των δύο μοντέλων συμφωνούν επίσης σε πολύ μεγάλο βαθμό. Το εργαλείο CREST παρουσιάζει ελαφρώς πιο συντηρητικές τιμές για το έτος 2020, ενώ αντίθετα για το 2019, η μέθοδος προεξόφλησης καταλήγει σε πιο συντηρητικές εκτιμήσεις για χρήση αναλογίας δανεισμού προς ίδια κεφάλαια στο 80:20. Το μέσο ποσοστιαίο σφάλμα (MPE) των δύο μεθόδων υπολογισμού ισούται με 0.82% και το μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα (MAPE) ανέρχεται σε 1.13%.



## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6**

### **ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΕΚΤΑΣΕΙΣ**

---



## 6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΕΚΤΑΣΕΙΣ

### 6.1 Συμπεράσματα

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται σημαντική αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα και την Ευρωπαϊκή Ένωση. Οι επενδύσεις σε ΑΠΕ έχουν προσελκύσει το ενδιαφέρον των επενδυτών. Προς αυτή την κατεύθυνση, συντελούν οι διαγωνισμοί ΑΠΕ και οι ανταγωνιστικές διαδικασίες προσφορών για αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα που διεξάγονται στην Ελλάδα και σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες.

Σημαντική μείωση παρατηρείται στο μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, συγκριτικά με τα προηγούμενα χρόνια. Η βελτίωση του οικονομικού περιβάλλοντος, η οποία αντικατοπτρίζεται στα 10ετή κρατικά ομόλογα, έχει επιφέρει σημαντική ελάττωση στο επιτόκιο που ζητούν οι δανειστές για τη χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ. Η μείωση του κόστους δανεισμού και η αύξηση του μεριδίου των ξένων κεφαλαίων στις επενδύσεις ΑΠΕ έχει επηρεάσει θετικά το κόστος κεφαλαίου.

Επιπρόσθετα, η περαιτέρω ωρίμανση που έχουν σημειώσει οι τεχνολογίες ΑΠΕ έχουν οδηγήσει σε αύξηση της εμπιστοσύνης των δανειστών και επενδυτών που εν γένει θεωρούν λιγότερο επισφαλείς τις επενδύσεις σε ΑΠΕ. Κατά συνέπεια, ο τεχνολογικός και επιχειρηματικός κίνδυνος που αναλαμβάνουν με τη χρηματοδότηση μίας νέας μονάδας ΑΠΕ είναι πολύ μικρότερος συγκριτικά με τον αντίστοιχο κίνδυνο τα προηγούμενα χρόνια. Έτσι, οι προμηθευτές κεφαλαίου δέχονται να συμμετάσχουν στην επένδυση επιζητώντας μικρότερα επιτόκια. Η μείωση που επέρχεται στα κόστη δανεισμού και κεφαλαίου επιδρούν ευεργετικά στο μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου.

Πολύ σημαντικό είναι επίσης το γεγονός ότι η εισαγωγή των ΑΠΕ στην αγορά και η κατάργηση των επιδοτούμενων συστημάτων υποστήριξης των νέων έργων (feed-in-tariff) οδήγησε σε μείωση του κινδύνου πολιτικής (Policy risk) συμβάλλοντας με αυτό τον τρόπο στη μείωση του συνολικού κινδύνου των επενδύσεων και, συνακολούθα, του κόστους αυτών.

Χαρακτηριστικά, το WACC στην Ελλάδα για επενδύσεις ΑΠΕ (χερσαία αιολικά και φωτοβολταϊκά) έχει παρουσιάσει ελάττωση από 12% για το 2014 σε 5.5% το 2019 και 4.3% στο 2020. Η Κροατία εμφανίζει επίσης πολύ μεγάλη βελτίωση, αφού έχει σημειώσει μεταβολή από 12% σε 3.1%. Αξιοσημείωτη είναι επίσης η μείωση της μέσης τιμής του κόστους κεφαλαίου για την Ευρωπαϊκή Ένωση, με μεταβολή της τιμής από 8.5% το 2014 κάτω από 3% το 2019 και 2020 (περίπου 2.85% και 2.6% αντίστοιχα).

Ταυτόχρονα, η ωρίμανση της τεχνολογίας και οι οικονομίες κλίμακος έχουν οδηγήσει σε ταχεία μείωση του συνολικού εγκατεστημένου κόστους και των δαπανών λειτουργίας και συντήρησης των αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών σταθμών. Επιπλέον, έχει επιφέρει

βελτίωση στο συντελεστή χρησιμοποίησης των εγκαταστάσεων, που σημαίνει περισσότερη παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος.

Η αύξηση της οικονομικής ανταγωνιστικότητας των ΑΠΕ έχει συμβάλει στην αξιοσημείωτη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική και ηλιακή ενέργεια. Το LCOE για αιολικά έργα διαμορφώνεται από 0.032 €/KWh μέχρι 0.077 €/KWh για το 2020. Αντίστοιχα, η ελάχιστη εκτίμηση του LCOE για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις έχει διαμορφωθεί σε 0.043 €/KWh. Πολύ σημαντικό είναι το γεγονός ότι σχεδόν όλες οι ευρωπαϊκές χώρες έχουν τιμή LCOE κάτω από 0.10 €/KWh. Μοναδική εξαίρεση αποτελούν οι Σκανδιναβικές χώρες, η Ολλανδία και η Λετονία.

## **6.2 Μελλοντικές προεκτάσεις**

Η παρούσα διπλωματική εργασία δεν έχει λάβει υπόψιν την επίπτωση της πανδημίας του Covid-19 στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Η μείωση της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια οδηγεί τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής να λειτουργούν ολοένα και λιγότερες ώρες, καθώς οι ΑΠΕ έχουν προτεραιότητα ένταξης στο ηλεκτρικό σύστημα, με αποτέλεσμα να περιορίζεται σημαντικά η κερδοφορία της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, με τις πιο καινούριες από αυτές να δυσκολεύονται να αποσβέσουν το κόστος κατασκευής τους με τις χαμηλές οριακές τιμές συστήματος. Τα ανωτέρω είναι λογικό να οδηγούν σε στροφή των ενεργειακών επενδύσεων προς τις ΑΠΕ, προς αναζήτηση επενδύσεων που θα μπορούν να έχουν προτεραιότητα ένταξης στο σύστημα, χαμηλό έως αμελητέο οριακό κόστος και γρήγορη απόσβεση της επένδυσης.

Τα παραπάνω, καθιστούν πολύ σημαντική τη μελέτη επίπτωσης της πανδημίας στο μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου για τις ΑΠΕ και στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας.

Επιπλέον, η βελτίωση της τεχνολογίας και η αύξηση της ανταγωνιστικότητας των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, μονάδων παραγωγής οι οποίες έχουν πολύ μεγάλους συντελεστές χρησιμοποίησης, καθιστούν απαραίτητη την ανάλυση και εκτίμηση του σταθμικού κόστους κεφαλαίου και του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας για αυτά.

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α – ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ WACC

Στο παράρτημα Α παρατίθενται τα αναλυτικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στους υπολογισμούς του WACC. Παρουσιάζονται επίσης οι αποτιμήσεις του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου και του κόστους δανεισμού για τα εξεταζόμενα σενάρια της ανάλυσης ευαισθησίας.

Πίνακας 33: Δεδομένα ανά χώρα για τους υπολογισμούς WACC, έτος 2019

2019				
Χώρα	Corporate Tax	RfR (2019)	MRP	CDS - 5year
Αυστρία	25%	0.06%	6.10%	0.116%
Βέλγιο	29%	0.19%	6.20%	0.191%
Βουλγαρία	10%	0.43%	8.10%	0.800%
Κροατία	18%	1.29%	9.50%	0.800%
Κύπρος	13%	1.07%	7.06%	1.250%
Τσεχία	19%	1.55%	6.30%	0.420%
Δανία	22%	-0.19%	6.00%	0.105%
Εσθονία	20%	0.00%	6.00%	0.572%
Φινλανδία	20%	0.07%	6.20%	0.113%
Γαλλία	31%	0.13%	6.00%	0.200%
Γερμανία	30%	0.00%	5.70%	0.102%
Ελλάδα	28%	2.59%	15.40%	2.100%
Ουγγαρία	9%	2.47%	7.90%	0.856%
Ιρλανδία	13%	0.33%	6.00%	0.331%
Ιταλία	24%	1.95%	6.30%	1.320%
Λετονία	20%	0.34%	7.06%	0.702%
Λιθουανία	15%	0.31%	7.06%	0.650%
Λουξεμβούργο	25%	-0.12%	6.10%	0.572%
Μάλτα	35%	0.67%	7.06%	0.572%
Ολλανδία	25%	-0.07%	6.00%	0.130%
Πολωνία	19%	2.35%	6.60%	0.674%
Πορτογαλία	21%	0.76%	7.50%	0.412%
Ρουμανία	16%	4.54%	7.70%	0.860%
Σλοβακία	21%	0.25%	6.60%	0.429%
Σλοβενία	19%	0.28%	7.60%	0.572%
Ισπανία	25%	0.66%	6.40%	0.399%
Σουηδία	21%	0.04%	6.10%	0.204%

Πίνακας 34: Δεδομένα ανά χώρα για τους υπολογισμούς WACC, έτος 2020

2020				
Χώρα	Corporate Tax	RfR (2019)	MRP	CDS - 5year
Αυστρία	25%	-0.14%	6.20%	0.082%
Βέλγιο	29%	-0.05%	6.20%	0.135%
Βουλγαρία	10%	0.28%	7.60%	0.475%
Κροατία	18%	0.88%	8.40%	0.705%
Κύπρος	13%	1.11%	6.77%	2.500%
Τσεχία	19%	1.16%	6.40%	0.379%
Δανία	22%	-0.32%	6.10%	0.093%
Εσθονία	20%	0.02%	5.70%	0.564%
Φινλανδία	20%	-0.14%	6.50%	0.140%
Γαλλία	28%	-0.07%	6.20%	0.175%
Γερμανία	30%	0.00%	5.80%	0.107%
Ελλάδα	24%	1.49%	12.70%	1.437%
Ουγγαρία	9%	2.22%	7.40%	0.856%
Ιρλανδία	13%	0.02%	6.60%	0.221%
Ιταλία	24%	1.38%	6.20%	1.345%
Λετονία	20%	0.03%	6.77%	0.659%
Λιθουανία	15%	0.26%	5.70%	0.618%
Λουξεμβούργο	25%	-0.35%	6.00%	0.564%
Μάλτα	35%	0.53%	6.77%	0.564%
Ολλανδία	25%	-0.31%	5.90%	0.109%
Πολωνία	19%	1.61%	6.60%	0.583%
Πορτογαλία	21%	0.55%	7.10%	0.495%
Ρουμανία	16%	4.25%	7.20%	0.713%
Σλοβακία	21%	0.14%	6.40%	0.496%
Σλοβενία	19%	0.20%	7.20%	0.564%
Ισπανία	25%	0.49%	6.30%	0.546%
Σουηδία	21%	-0.04%	6.10%	0.111%

Πίνακας 35: Εκτίμηση WACC για το 2019 με λόγο D:E 75:25 και διαφορετικές τιμές project spread

Year 2019	PS: 1%		PS: 2%		PS: 3%		Constant values	
Χώρα	WACC	CoD	WACC	CoD	WACC	CoD	CoE	D/E ratio
Αυστρία	1.6%	0.9%	2.2%	1.9%	2.7%	2.9%	4.5%	75:25
Βέλγιο	1.7%	0.9%	2.2%	1.9%	2.7%	2.9%	4.7%	75:25
Βουλγαρία	2.6%	1.5%	3.3%	2.5%	4.0%	3.5%	6.3%	75:25
Κροατία	3.0%	1.5%	3.6%	2.5%	4.2%	3.5%	8.1%	75:25
Κύπρος	2.8%	2.0%	3.5%	3.0%	4.2%	4.0%	6.1%	75:25
Τσεχία	2.2%	1.2%	2.8%	2.2%	3.4%	3.2%	6.1%	75:25
Δανία	1.5%	0.9%	2.1%	1.9%	2.7%	2.9%	4.1%	75:25
Εσθονία	1.9%	1.3%	2.5%	2.3%	3.1%	3.3%	4.3%	75:25
Φινλανδία	1.6%	0.9%	2.2%	1.9%	2.8%	2.9%	4.5%	75:25
Γαλλία	1.6%	0.9%	2.1%	1.9%	2.6%	2.9%	4.4%	75:25
Γερμανία	1.5%	0.8%	2.0%	1.8%	2.5%	2.8%	4.1%	75:25
Ελλάδα	5.0%	2.8%	5.5%	3.8%	6.0%	4.8%	13.7%	75:25
Ουγγαρία	3.1%	1.6%	3.8%	2.6%	4.5%	3.6%	8.1%	75:25
Ιρλανδία	1.9%	1.1%	2.5%	2.1%	3.2%	3.1%	4.6%	75:25
Ιταλία	2.8%	2.1%	3.4%	3.1%	3.9%	4.1%	6.5%	75:25
Λετονία	2.2%	1.4%	2.8%	2.4%	3.4%	3.4%	5.4%	75:25
Λιθουανία	2.2%	1.4%	2.9%	2.4%	3.5%	3.4%	5.4%	75:25
Λουξεμβούργο	1.8%	1.3%	2.4%	2.3%	2.9%	3.3%	4.3%	75:25
Μάλτα	2.1%	1.3%	2.6%	2.3%	3.1%	3.3%	5.7%	75:25
Ολλανδία	1.6%	0.9%	2.1%	1.9%	2.7%	2.9%	4.2%	75:25
Πολωνία	2.6%	1.4%	3.2%	2.4%	3.9%	3.4%	7.1%	75:25
Πορτογαλία	2.2%	1.2%	2.8%	2.2%	3.4%	3.2%	6.2%	75:25
Ρουμανία	3.5%	1.6%	4.2%	2.6%	4.8%	3.6%	10.1%	75:25
Σλοβακία	1.9%	1.2%	2.5%	2.2%	3.1%	3.2%	5.0%	75:25
Σλοβενία	2.2%	1.3%	2.8%	2.3%	3.5%	3.3%	5.7%	75:25
Ισπανία	2.0%	1.1%	2.5%	2.1%	3.1%	3.1%	5.3%	75:25
Σουηδία	1.7%	1.0%	2.3%	2.0%	2.8%	3.0%	4.4%	75:25

Πίνακας 36: Εκτίμηση WACC για το 2019 με λόγο D:E 70:30 και διαφορετικές τιμές project spread

Year 2019	PS: 1%		PS: 2%		PS: 3%		Constant values	
Χώρα	WACC	CoD	WACC	CoD	WACC	CoD	CoE	D/E ratio
Αυστρία	1.8%	0.9%	2.3%	1.9%	2.8%	2.9%	4.5%	70:30
Βέλγιο	1.9%	0.9%	2.4%	1.9%	2.9%	2.9%	4.7%	70:30
Βουλγαρία	2.9%	1.5%	3.5%	2.5%	4.1%	3.5%	6.3%	70:30
Κροατία	3.3%	1.5%	3.9%	2.5%	4.5%	3.5%	8.1%	70:30
Κύπρος	3.1%	2.0%	3.7%	3.0%	4.3%	4.0%	6.1%	70:30
Τσεχία	2.5%	1.2%	3.1%	2.2%	3.6%	3.2%	6.1%	70:30
Δανία	1.7%	0.9%	2.3%	1.9%	2.8%	2.9%	4.1%	70:30
Εσθονία	2.0%	1.3%	2.6%	2.3%	3.2%	3.3%	4.3%	70:30
Φινλανδία	1.8%	0.9%	2.4%	1.9%	3.0%	2.9%	4.5%	70:30
Γαλλία	1.8%	0.9%	2.3%	1.9%	2.8%	2.9%	4.4%	70:30
Γερμανία	1.6%	0.8%	2.1%	1.8%	2.6%	2.8%	4.1%	70:30
Ελλάδα	5.5%	2.8%	6.0%	3.8%	6.5%	4.8%	13.7%	70:30
Ουγγαρία	3.5%	1.6%	4.1%	2.6%	4.7%	3.6%	8.1%	70:30
Ιρλανδία	2.1%	1.1%	2.7%	2.1%	3.3%	3.1%	4.6%	70:30
Ιταλία	3.0%	2.1%	3.6%	3.1%	4.1%	4.1%	6.5%	70:30
Λετονία	2.4%	1.4%	3.0%	2.4%	3.6%	3.4%	5.4%	70:30
Λιθουανία	2.4%	1.4%	3.0%	2.4%	3.6%	3.4%	5.4%	70:30
Λουξεμβούργο	2.0%	1.3%	2.5%	2.3%	3.0%	3.3%	4.3%	70:30
Μάλτα	2.3%	1.3%	2.8%	2.3%	3.2%	3.3%	5.7%	70:30
Ολλανδία	1.7%	0.9%	2.3%	1.9%	2.8%	2.9%	4.2%	70:30
Πολωνία	2.9%	1.4%	3.5%	2.4%	4.1%	3.4%	7.1%	70:30
Πορτογαλία	2.5%	1.2%	3.0%	2.2%	3.6%	3.2%	6.2%	70:30
Ρουμανία	4.0%	1.6%	4.6%	2.6%	5.1%	3.6%	10.1%	70:30
Σλοβακία	2.1%	1.2%	2.7%	2.2%	3.3%	3.2%	5.0%	70:30
Σλοβενία	2.5%	1.3%	3.0%	2.3%	3.6%	3.3%	5.7%	70:30
Ισπανία	2.2%	1.1%	2.7%	2.1%	3.2%	3.1%	5.3%	70:30
Σουηδία	1.9%	1.0%	2.4%	2.0%	3.0%	3.0%	4.4%	70:30

Πίνακας 37: Εκτίμηση WACC για το 2019 με λόγο D:E 80:20 και διαφορετικές τιμές project spread

Year 2019	PS: 1%		PS: 2%		PS: 3%		Constant values	
Χώρα	WACC	CoD	WACC	CoD	WACC	CoD	CoE	D/E ratio
Αυστρία	1.4%	0.9%	2.0%	1.9%	2.6%	2.9%	4.5%	80:20
Βέλγιο	1.5%	0.9%	2.0%	1.9%	2.6%	2.9%	4.7%	80:20
Βουλγαρία	2.4%	1.5%	3.1%	2.5%	3.8%	3.5%	6.3%	80:20
Κροατία	2.6%	1.5%	3.3%	2.5%	4.0%	3.5%	8.1%	80:20
Κύπρος	2.6%	2.0%	3.3%	3.0%	4.0%	4.0%	6.1%	80:20
Τσεχία	2.0%	1.2%	2.6%	2.2%	3.3%	3.2%	6.1%	80:20
Δανία	1.4%	0.9%	2.0%	1.9%	2.6%	2.9%	4.1%	80:20
Εσθονία	1.7%	1.3%	2.3%	2.3%	3.0%	3.3%	4.3%	80:20
Φινλανδία	1.5%	0.9%	2.1%	1.9%	2.7%	2.9%	4.5%	80:20
Γαλλία	1.4%	0.9%	2.0%	1.9%	2.5%	2.9%	4.4%	80:20
Γερμανία	1.3%	0.8%	1.9%	1.8%	2.4%	2.8%	4.1%	80:20
Ελλάδα	4.4%	2.8%	4.9%	3.8%	5.5%	4.8%	13.7%	80:20
Ουγγαρία	2.8%	1.6%	3.5%	2.6%	4.3%	3.6%	8.1%	80:20
Ιρλανδία	1.7%	1.1%	2.4%	2.1%	3.1%	3.1%	4.6%	80:20
Ιταλία	2.6%	2.1%	3.2%	3.1%	3.8%	4.1%	6.5%	80:20
Λετονία	2.0%	1.4%	2.7%	2.4%	3.3%	3.4%	5.4%	80:20
Λιθουανία	2.0%	1.4%	2.7%	2.4%	3.4%	3.4%	5.4%	80:20
Λουξεμβούργο	1.6%	1.3%	2.2%	2.3%	2.8%	3.3%	4.3%	80:20
Μάλτα	1.8%	1.3%	2.4%	2.3%	2.9%	3.3%	5.7%	80:20
Ολλανδία	1.4%	0.9%	2.0%	1.9%	2.6%	2.9%	4.2%	80:20
Πολωνία	2.3%	1.4%	3.0%	2.4%	3.6%	3.4%	7.1%	80:20
Πορτογαλία	2.0%	1.2%	2.6%	2.2%	3.2%	3.2%	6.2%	80:20
Ρουμανία	3.1%	1.6%	3.8%	2.6%	4.4%	3.6%	10.1%	80:20
Σλοβακία	1.7%	1.2%	2.4%	2.2%	3.0%	3.2%	5.0%	80:20
Σλοβενία	2.0%	1.3%	2.7%	2.3%	3.3%	3.3%	5.7%	80:20
Ισπανία	1.7%	1.1%	2.3%	2.1%	2.9%	3.1%	5.3%	80:20
Σουηδία	1.5%	1.0%	2.1%	2.0%	2.7%	3.0%	4.4%	80:20

Πίνακας 38: Εκτίμηση WACC για το 2020 με λόγο D:E 75:25 και διαφορετικές τιμές project spread

Year 2020	PS: 1%		PS: 2%		PS: 3%		Constant values	
Χώρα	WACC	CoD	WACC	CoD	WACC	CoD	CoE	D/E ratio
Αυστρία	1.4%	0.6%	2.0%	1.6%	2.5%	2.6%	4.3%	75:25
Βέλγιο	1.5%	0.7%	2.0%	1.7%	2.5%	2.7%	4.4%	75:25
Βουλγαρία	2.1%	1.0%	2.8%	2.0%	3.5%	3.0%	5.7%	75:25
Κροατία	2.5%	1.2%	3.1%	2.2%	3.7%	3.2%	6.9%	75:25
Κύπρος	3.5%	3.0%	4.1%	4.0%	4.8%	5.0%	6.0%	75:25
Τσεχία	2.0%	0.9%	2.6%	1.9%	3.2%	2.9%	5.8%	75:25
Δανία	1.4%	0.6%	2.0%	1.6%	2.6%	2.6%	4.1%	75:25
Εσθονία	1.7%	1.1%	2.3%	2.1%	2.9%	3.1%	4.1%	75:25
Φινλανδία	1.5%	0.7%	2.1%	1.7%	2.7%	2.7%	4.5%	75:25
Γαλλία	1.5%	0.7%	2.0%	1.7%	2.6%	2.7%	4.4%	75:25
Γερμανία	1.4%	0.6%	1.9%	1.6%	2.4%	2.6%	4.2%	75:25
Ελλάδα	3.8%	2.0%	4.3%	3.0%	4.9%	4.0%	10.6%	75:25
Ουγγαρία	2.8%	1.4%	3.5%	2.4%	4.2%	3.4%	7.5%	75:25
Ιρλανδία	1.7%	0.8%	2.3%	1.8%	3.0%	2.8%	4.8%	75:25
Ιταλία	2.5%	1.9%	3.1%	2.9%	3.7%	3.9%	5.8%	75:25
Λετονία	1.9%	1.2%	2.5%	2.2%	3.1%	3.2%	4.9%	75:25
Λιθουανία	1.8%	1.1%	2.5%	2.1%	3.1%	3.1%	4.4%	75:25
Λουξεμβούργο	1.6%	1.1%	2.2%	2.1%	2.7%	3.1%	4.0%	75:25
Μάλτα	1.9%	1.1%	2.4%	2.1%	2.9%	3.1%	5.4%	75:25
Ολλανδία	1.3%	0.6%	1.9%	1.6%	2.5%	2.6%	3.9%	75:25
Πολωνία	2.3%	1.1%	2.9%	2.1%	3.5%	3.1%	6.4%	75:25
Πορτογαλία	2.0%	1.0%	2.6%	2.0%	3.2%	3.0%	5.7%	75:25
Ρουμανία	3.1%	1.2%	3.8%	2.2%	4.4%	3.2%	9.4%	75:25
Σλοβακία	1.8%	1.0%	2.4%	2.0%	3.0%	3.0%	4.7%	75:25
Σλοβενία	2.0%	1.1%	2.6%	2.1%	3.2%	3.1%	5.4%	75:25
Ισπανία	1.9%	1.1%	2.4%	2.1%	3.0%	3.1%	5.0%	75:25
Σουηδία	1.5%	0.6%	2.1%	1.6%	2.6%	2.6%	4.3%	75:25

Πίνακας 39: Εκτίμηση WACC για το 2020 με λόγο D:E 70:30 και διαφορετικές τιμές project spread

Year 2020	PS: 1%		PS: 2%		PS: 3%		Constant values	
Χώρα	WACC	CoD	WACC	CoD	WACC	CoD	CoE	D/E ratio
Αυστρία	1.6%	0.6%	2.1%	1.6%	2.7%	2.6%	4.3%	70:30
Βέλγιο	1.7%	0.7%	2.1%	1.7%	2.6%	2.7%	4.4%	70:30
Βουλγαρία	2.4%	1.0%	3.0%	2.0%	3.6%	3.0%	5.7%	70:30
Κροατία	2.8%	1.2%	3.4%	2.2%	3.9%	3.2%	6.9%	70:30
Κύπρος	3.6%	3.0%	4.3%	4.0%	4.9%	5.0%	6.0%	70:30
Τσεχία	2.2%	0.9%	2.8%	1.9%	3.4%	2.9%	5.8%	70:30
Δανία	1.6%	0.6%	2.1%	1.6%	2.7%	2.6%	4.1%	70:30
Εσθονία	1.8%	1.1%	2.4%	2.1%	3.0%	3.1%	4.1%	70:30
Φινλανδία	1.7%	0.7%	2.3%	1.7%	2.9%	2.7%	4.5%	70:30
Γαλλία	1.7%	0.7%	2.2%	1.7%	2.7%	2.7%	4.4%	70:30
Γερμανία	1.6%	0.6%	2.1%	1.6%	2.5%	2.6%	4.2%	70:30
Ελλάδα	4.2%	2.0%	4.8%	3.0%	5.3%	4.0%	10.6%	70:30
Ουγγαρία	3.1%	1.4%	3.8%	2.4%	4.4%	3.4%	7.5%	70:30
Ιρλανδία	1.9%	0.8%	2.5%	1.8%	3.1%	2.8%	4.8%	70:30
Ιταλία	2.7%	1.9%	3.3%	2.9%	3.8%	3.9%	5.8%	70:30
Λετονία	2.1%	1.2%	2.7%	2.2%	3.3%	3.2%	4.9%	70:30
Λιθουανία	2.0%	1.1%	2.6%	2.1%	3.2%	3.1%	4.4%	70:30
Λουξεμβούργο	1.8%	1.1%	2.3%	2.1%	2.8%	3.1%	4.0%	70:30
Μάλτα	2.1%	1.1%	2.6%	2.1%	3.0%	3.1%	5.4%	70:30
Ολλανδία	1.5%	0.6%	2.0%	1.6%	2.6%	2.6%	3.9%	70:30
Πολωνία	2.5%	1.1%	3.1%	2.1%	3.7%	3.1%	6.4%	70:30
Πορτογαλία	2.3%	1.0%	2.8%	2.0%	3.4%	3.0%	5.7%	70:30
Ρουμανία	3.6%	1.2%	4.1%	2.2%	4.7%	3.2%	9.4%	70:30
Σλοβακία	2.0%	1.0%	2.5%	2.0%	3.1%	3.0%	4.7%	70:30
Σλοβενία	2.2%	1.1%	2.8%	2.1%	3.4%	3.1%	5.4%	70:30
Ισπανία	2.1%	1.1%	2.6%	2.1%	3.1%	3.1%	5.0%	70:30
Σουηδία	1.7%	0.6%	2.2%	1.6%	2.8%	2.6%	4.3%	70:30

Πίνακας 40: Εκτίμηση WACC για το 2020 με λόγο D:E 80:20 και διαφορετικές τιμές project spread

Year 2020	PS: 1%		PS: 2%		PS: 3%		Constant values	
Χώρα	WACC	CoD	WACC	CoD	WACC	CoD	CoE	D/E ratio
Αυστρία	1.2%	0.6%	1.8%	1.6%	2.4%	2.6%	4.3%	80:20
Βέλγιο	1.3%	0.7%	1.8%	1.7%	2.4%	2.7%	4.4%	80:20
Βουλγαρία	1.9%	1.0%	2.6%	2.0%	3.3%	3.0%	5.7%	80:20
Κροατία	2.2%	1.2%	2.9%	2.2%	3.5%	3.2%	6.9%	80:20
Κύπρος	3.3%	3.0%	4.0%	4.0%	4.7%	5.0%	6.0%	80:20
Τσεχία	1.7%	0.9%	2.4%	1.9%	3.0%	2.9%	5.8%	80:20
Δανία	1.2%	0.6%	1.8%	1.6%	2.5%	2.6%	4.1%	80:20
Εσθονία	1.5%	1.1%	2.2%	2.1%	2.8%	3.1%	4.1%	80:20
Φινλανδία	1.3%	0.7%	2.0%	1.7%	2.6%	2.7%	4.5%	80:20
Γαλλία	1.3%	0.7%	1.9%	1.7%	2.4%	2.7%	4.4%	80:20
Γερμανία	1.2%	0.6%	1.8%	1.6%	2.3%	2.6%	4.2%	80:20
Ελλάδα	3.3%	2.0%	3.9%	3.0%	4.5%	4.0%	10.6%	80:20
Ουγγαρία	2.5%	1.4%	3.2%	2.4%	4.0%	3.4%	7.5%	80:20
Ιρλανδία	1.5%	0.8%	2.2%	1.8%	2.9%	2.8%	4.8%	80:20
Ιταλία	2.3%	1.9%	2.9%	2.9%	3.5%	3.9%	5.8%	80:20
Λετονία	1.7%	1.2%	2.4%	2.2%	3.0%	3.2%	4.9%	80:20
Λιθουανία	1.7%	1.1%	2.3%	2.1%	3.0%	3.1%	4.4%	80:20
Λουξεμβούργο	1.4%	1.1%	2.0%	2.1%	2.7%	3.1%	4.0%	80:20
Μάλτα	1.6%	1.1%	2.2%	2.1%	2.7%	3.1%	5.4%	80:20
Ολλανδία	1.2%	0.6%	1.8%	1.6%	2.4%	2.6%	3.9%	80:20
Πολωνία	2.0%	1.1%	2.6%	2.1%	3.3%	3.1%	6.4%	80:20
Πορτογαλία	1.8%	1.0%	2.4%	2.0%	3.0%	3.0%	5.7%	80:20
Ρουμανία	2.7%	1.2%	3.4%	2.2%	4.1%	3.2%	9.4%	80:20
Σλοβακία	1.6%	1.0%	2.2%	2.0%	2.9%	3.0%	4.7%	80:20
Σλοβενία	1.8%	1.1%	2.4%	2.1%	3.1%	3.1%	5.4%	80:20
Ισπανία	1.7%	1.1%	2.3%	2.1%	2.9%	3.1%	5.0%	80:20
Σουηδία	1.3%	0.6%	1.9%	1.6%	2.5%	2.6%	4.3%	80:20

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β – ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ LCOE

Στο Παράρτημα Β παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) για τα εξεταζόμενα σενάρια της ανάλυσης ευαισθησίας για χερσαία αιολικά έργα και φωτοβολταϊκές μονάδες, για το 2020. Τα αποτελέσματα αφορούν σε ανάλυση ευαισθησίας σε 4 μεταβλητές, εκ των οποίων μία μεταβάλλεται κάθε φορά και οι υπόλοιπες διατηρούνται σταθερές. Οι μεταβλητές είναι (α) ετήσια ποσοστιαία μεταβολή του κόστους λειτουργίας και συντήρησης (OPEX growth rate), (β) λόγος δανεισμού προς ίδια κεφάλαια (D:E ratio), (γ) spread έργου ΑΠΕ (Project Spread) και (δ) διάρκεια ζωής έργου ΑΠΕ (lifetime). Οι τιμές των παραπάνω στο βασικό σενάριο είναι (α) 1%, (β) 75:25, (γ) 2% και (δ) 25 χρόνια.

Πίνακας 41: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020

2020			
Onshore wind			
OPEX growth rate	0%	1%	2%
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.046	0.047	0.048
Βέλγιο	0.044	0.045	0.046
Βουλγαρία	0.050	0.051	0.053
Κροατία	0.037	0.038	0.039
Κύπρος	0.076	0.077	0.079
Τσεχία	0.048	0.049	0.051
Δανία	0.037	0.038	0.039
Εσθονία	0.044	0.045	0.046
Φινλανδία	0.031	0.032	0.033
Γαλλία	0.039	0.040	0.042
Γερμανία	0.039	0.041	0.042
Ελλάδα	0.042	0.043	0.044
Ουγγαρία	0.050	0.051	0.052
Ιρλανδία	0.041	0.043	0.044
Ιταλία	0.056	0.057	0.059
Λετονία	0.059	0.060	0.062
Λιθουανία	0.043	0.044	0.045
Λουξεμβούργο	0.043	0.044	0.046
Μάλτα	0.047	0.048	0.050
Ολλανδία	0.043	0.044	0.046
Πολωνία	0.041	0.042	0.043
Πορτογαλία	0.038	0.039	0.040
Ρουμανία	0.049	0.050	0.052
Σλοβακία	0.050	0.051	0.053
Σλοβενία	0.058	0.060	0.062
Ισπανία	0.035	0.036	0.038
Σουηδία	0.035	0.036	0.037

Πίνακας 42: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικά κόστη λειτουργίας & συντήρησης, έτος 2020

2020			
Solar PV			
OPEX growth rate	0%	1%	2%
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.079	0.083	0.087
Βέλγιο	0.081	0.085	0.089
Βουλγαρία	0.065	0.067	0.070
Κροατία	0.077	0.080	0.084
Κύπρος	0.055	0.057	0.059
Τσεχία	0.073	0.076	0.079
Δανία	0.083	0.087	0.091
Εσθονία	0.084	0.087	0.091
Φινλανδία	0.100	0.104	0.109
Γαλλία	0.090	0.093	0.096
Γερμανία	0.071	0.075	0.080
Ελλάδα	0.045	0.048	0.050
Ουγγαρία	0.076	0.080	0.084
Ιρλανδία	0.098	0.102	0.107
Ιταλία	0.063	0.066	0.069
Λετονία	0.165	0.172	0.180
Λιθουανία	0.077	0.081	0.084
Λουξεμβούργο	0.085	0.089	0.093
Μάλτα	0.043	0.046	0.048
Ολλανδία	0.097	0.101	0.106
Πολωνία	0.092	0.097	0.102
Πορτογαλία	0.041	0.043	0.045
Ρουμανία	0.071	0.073	0.076
Σλοβακία	0.087	0.091	0.095
Σλοβενία	0.072	0.075	0.078
Ισπανία	0.047	0.049	0.052
Σουηδία	0.096	0.101	0.105

Πίνακας 43: Εκτίμηση LCOE χειρσαίων αιολικών για διαφορετικούς λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020

2020			
Onshore wind			
D:E ratio	70:30	75:25	80:20
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.047	0.047	0.046
Βέλγιο	0.046	0.045	0.044
Βουλγαρία	0.052	0.051	0.050
Κροατία	0.039	0.038	0.037
Κύπρος	0.078	0.077	0.077
Τσεχία	0.050	0.049	0.048
Δανία	0.038	0.038	0.037
Εσθονία	0.046	0.045	0.045
Φινλανδία	0.032	0.032	0.031
Γαλλία	0.041	0.040	0.040
Γερμανία	0.041	0.041	0.040
Ελλάδα	0.044	0.043	0.041
Ουγγαρία	0.052	0.051	0.050
Ιρλανδία	0.043	0.043	0.042
Ιταλία	0.058	0.057	0.056
Λετονία	0.061	0.060	0.060
Λιθουανία	0.044	0.044	0.043
Λουξεμβούργο	0.045	0.044	0.044
Μάλτα	0.049	0.048	0.048
Ολλανδία	0.045	0.044	0.044
Πολωνία	0.043	0.042	0.041
Πορτογαλία	0.040	0.039	0.038
Ρουμανία	0.052	0.050	0.049
Σλοβακία	0.052	0.051	0.050
Σλοβενία	0.061	0.060	0.059
Ισπανία	0.037	0.036	0.036
Σουηδία	0.036	0.036	0.035

Πίνακας 44: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικούς λόγους δανεισμού προς ίδια κεφάλαια, έτος 2020

2020			
Solar PV			
D:E ratio	70:30	75:25	80:20
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.084	0.083	0.082
Βέλγιο	0.086	0.085	0.084
Βουλγαρία	0.068	0.067	0.066
Κροατία	0.082	0.080	0.079
Κύπρος	0.057	0.057	0.056
Τσεχία	0.077	0.076	0.075
Δανία	0.087	0.087	0.086
Εσθονία	0.088	0.087	0.087
Φινλανδία	0.105	0.104	0.103
Γαλλία	0.094	0.093	0.092
Γερμανία	0.076	0.075	0.075
Ελλάδα	0.049	0.048	0.047
Ουγγαρία	0.081	0.080	0.078
Ιρλανδία	0.103	0.102	0.101
Ιταλία	0.067	0.066	0.065
Λετονία	0.174	0.172	0.170
Λιθουανία	0.081	0.081	0.080
Λουξεμβούργο	0.089	0.089	0.088
Μάλτα	0.046	0.046	0.045
Ολλανδία	0.102	0.101	0.100
Πολωνία	0.098	0.097	0.095
Πορτογαλία	0.043	0.043	0.042
Ρουμανία	0.075	0.073	0.071
Σλοβακία	0.092	0.091	0.090
Σλοβενία	0.076	0.075	0.074
Ισπανία	0.050	0.049	0.049
Σουηδία	0.102	0.101	0.100

Πίνακας 45: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικές τιμές project spread, έτος 2020

2020			
Onshore wind			
Project Spread	1%	2%	3%
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.045	0.047	0.049
Βέλγιο	0.043	0.045	0.047
Βουλγαρία	0.048	0.051	0.054
Κροατία	0.036	0.038	0.040
Κύπρος	0.073	0.077	0.082
Τσεχία	0.047	0.049	0.052
Δανία	0.036	0.038	0.040
Εσθονία	0.043	0.045	0.048
Φινλανδία	0.030	0.032	0.033
Γαλλία	0.038	0.040	0.042
Γερμανία	0.039	0.041	0.042
Ελλάδα	0.041	0.043	0.045
Ουγγαρία	0.048	0.051	0.054
Ιρλανδία	0.040	0.043	0.045
Ιταλία	0.055	0.057	0.060
Λετονία	0.057	0.060	0.064
Λιθουανία	0.041	0.044	0.046
Λουξεμβούργο	0.042	0.044	0.047
Μάλτα	0.046	0.048	0.051
Ολλανδία	0.042	0.044	0.047
Πολωνία	0.040	0.042	0.044
Πορτογαλία	0.037	0.039	0.041
Ρουμανία	0.048	0.050	0.053
Σλοβακία	0.049	0.051	0.054
Σλοβενία	0.057	0.060	0.063
Ισπανία	0.035	0.036	0.038
Σουηδία	0.034	0.036	0.037

Πίνακας 46: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικές τιμές project spread, έτος 2020

2020			
Solar PV			
Project Spread	1%	2%	3%
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.080	0.083	0.086
Βέλγιο	0.082	0.085	0.088
Βουλγαρία	0.064	0.067	0.071
Κροατία	0.077	0.080	0.084
Κύπρος	0.054	0.057	0.060
Τσεχία	0.073	0.076	0.079
Δανία	0.083	0.087	0.090
Εσθονία	0.084	0.087	0.091
Φινλανδία	0.100	0.104	0.109
Γαλλία	0.089	0.093	0.097
Γερμανία	0.073	0.075	0.077
Ελλάδα	0.046	0.048	0.049
Ουγγαρία	0.077	0.080	0.083
Ιρλανδία	0.097	0.102	0.107
Ιταλία	0.063	0.066	0.068
Λετονία	0.165	0.172	0.179
Λιθουανία	0.077	0.081	0.084
Λουξεμβούργο	0.085	0.089	0.092
Μάλτα	0.044	0.046	0.047
Ολλανδία	0.097	0.101	0.105
Πολωνία	0.093	0.097	0.100
Πορτογαλία	0.041	0.043	0.044
Ρουμανία	0.070	0.073	0.076
Σλοβακία	0.087	0.091	0.095
Σλοβενία	0.072	0.075	0.078
Ισπανία	0.048	0.049	0.051
Σουηδία	0.097	0.101	0.105

Πίνακας 47: Εκτίμηση LCOE χερσαίων αιολικών για διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020

2020			
Onshore wind			
Lifetime	20 years	25 years	30 years
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.053	0.047	0.043
Βέλγιο	0.051	0.045	0.041
Βουλγαρία	0.058	0.051	0.047
Κροατία	0.043	0.038	0.035
Κύπρος	0.086	0.077	0.072
Τσεχία	0.056	0.049	0.045
Δανία	0.043	0.038	0.034
Εσθονία	0.051	0.045	0.041
Φινλανδία	0.036	0.032	0.029
Γαλλία	0.046	0.040	0.037
Γερμανία	0.046	0.041	0.037
Ελλάδα	0.047	0.043	0.040
Ουγγαρία	0.057	0.051	0.047
Ιρλανδία	0.048	0.043	0.039
Ιταλία	0.064	0.057	0.053
Λετονία	0.069	0.060	0.055
Λιθουανία	0.050	0.044	0.040
Λουξεμβούργο	0.051	0.044	0.040
Μάλτα	0.055	0.048	0.044
Ολλανδία	0.051	0.044	0.040
Πολωνία	0.047	0.042	0.039
Πορτογαλία	0.044	0.039	0.036
Ρουμανία	0.056	0.050	0.047
Σλοβακία	0.058	0.051	0.047
Σλοβενία	0.067	0.060	0.056
Ισπανία	0.041	0.036	0.034
Σουηδία	0.040	0.036	0.033

Πίνακας 48: Εκτίμηση LCOE φωτοβολταϊκών για διαφορετικές διάρκειες ζωής, έτος 2020

2020			
Solar PV			
Lifetime	20 years	25 years	30 years
Χώρα	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)	LCOE (€/KWh)
Αυστρία	0.092	0.083	0.077
Βέλγιο	0.094	0.085	0.079
Βουλγαρία	0.074	0.067	0.063
Κροατία	0.088	0.080	0.075
Κύπρος	0.062	0.057	0.054
Τσεχία	0.084	0.076	0.071
Δανία	0.096	0.087	0.081
Εσθονία	0.097	0.087	0.081
Φινλανδία	0.116	0.104	0.097
Γαλλία	0.104	0.093	0.085
Γερμανία	0.081	0.075	0.072
Ελλάδα	0.051	0.048	0.046
Ουγγαρία	0.086	0.080	0.076
Ιρλανδία	0.113	0.102	0.095
Ιταλία	0.072	0.066	0.062
Λετονία	0.190	0.172	0.161
Λιθουανία	0.089	0.081	0.075
Λουξεμβούργο	0.098	0.089	0.083
Μάλτα	0.049	0.046	0.043
Ολλανδία	0.112	0.101	0.094
Πολωνία	0.105	0.097	0.091
Πορτογαλία	0.046	0.043	0.041
Ρουμανία	0.080	0.073	0.069
Σλοβακία	0.101	0.091	0.085
Σλοβενία	0.083	0.075	0.070
Ισπανία	0.054	0.049	0.046
Σουηδία	0.111	0.101	0.094

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) Α.Ε. [online] Available at: <http://www.admie.gr>.
- [2] Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε. (EXE Α.Ε.). (2020). *Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ* [online] Available at: [http://www.enexgroup.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS\\_Monthly\\_Reports/201803\\_DAS\\_Monthly\\_Report.pdf](http://www.enexgroup.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS_Monthly_Reports/201803_DAS_Monthly_Report.pdf) - July 2020
- [3] Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε. (EXE Α.Ε.). *Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ* [online] Available at: <http://www.enexgroup.gr/agores/analysisi-agooras/deltia-iep/>
- [4] ΔΕΔΔΗΕ, *Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά* [online] Available at: [www.deddie.gr](http://www.deddie.gr).
- [5] ΑΔΜΗΕ, *Μηνιαία Δελτία Ενέργειας*, [online] Available at: <http://www.admie.gr/deltia-agooras/miniaia-deltia-energeias/>
- [6] ΔΑΠΕΕΠ [https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/EDRETH\\_RES/2016/2016\\_01\\_RES.pdf](https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/EDRETH_RES/2016/2016_01_RES.pdf)
- [7] Απόφαση Υπουργού Φ1/οικ. 19598/1.10.2010 «Απόφαση για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και την κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας», ΦΕΚ Β' 1630/11.10.2010
- [8] ΥΠΕΚΑ, «5η ΕΘΝΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΓΙΑ ΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟ ΕΤΟΣ 2010,» Σεπτέμβριος 2009
- [9] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (2019). Εθνικό Σχέδιο Δράσης για την Ενέργεια και το Κλίμα.
- [10] Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (2019). Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας
- [11] Angelopoulos, D., Brückmann, R., Jirouš, F., Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Psarras, J., Tesnière, L. and Breitschopf, B. (2016). Risks and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries. *Energy & Environment*, **27**(1), pp.82 – 104.
- [12] Klessmann C, Rathmann M, Jager D, et al. Policy options for reducing the costs of reaching the European renewables target. *Renew Energy* 2013; **57**: 390–403.
- [13] Ecofys et al. Financing renewable energy in the European energy market Final Report. Ecofys 2011 by order of European Commission, DG Energy, January 2011.
- [14] Deloitte. Overview of business valuation parameters in the energy industry, 1st ed. Deloitte, (2013).
- [15] European Central Bank. Statistical Data Warehouse. [online] Available at: <https://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=9691124>.
- [16] Finbox (2020). [online] Available at: <https://finbox.com/P/explorer/beta>.
- [17] Fernandez, P., Martinez, M. and Fernández Acín, I. (2019). Market Risk Premium and Risk-Free Rate Used for 69 Countries in 2019: A Survey. [PDF] Available at: <https://ssrn.com/abstract=3358901>.
- [18] Fernandez, P., de Apellániz, E. and Acín, J.F. (2020). Survey: Market Risk Premium and Risk – Free Rate used for 81 countries in 2020. [PDF] Available at: <https://ssrn.com/abstract=3560869>.
- [19] Eurelectric, 2012. The financial situation and investment climate of the electricity industry – economic and financial update. Eurelectric Report, April 2012.

- ([http://www.eurelectric.org/media/46533/final\\_paper-2012-540-0006-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/46533/final_paper-2012-540-0006-01-e.pdf))  
(accessed 15.06.16).
- [20] Angelopoulos, D., Doukas, H., Psarras, J. and Stamtsis, G. (2017). Risk – based analysis and policy implications for renewable energy investments in Greece. *Energy Policy*, **105**, pp.512 – 523.
- [21] World Government Bonds (2020). [online] Available at: <http://www.worldgovernmentbonds.com/>
- [22] Asset Macro (2020). [online] Available at: <https://www.assetmacro.com/>.
- [23] Levin, M., 2012. Renewable Energy Project Finance in the U.S.: 2010–2013 Overview and Future Outlook, January 2012.
- [24] Statista (2020). [online] Available at: <https://www.statista.com/>.
- [25] Painuly JP. Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renew Energy* 2001; 24:73e89. [http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481\(00\)00186-5](http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481(00)00186-5).
- [26] Oxera. Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies. Prepared for the Committee on Climate Change. Oxford: Oxera; 2011. Available from: <http://www.oxera.com/Oxera/media/Oxera/downloads/reports/Oxera-report-on-low-carbon-discount-rates.pdf?ext%4.pdf>.
- [27] IEA/NEA, 2015. Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency (IEA) and Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, France 2015 Edition.
- [28] Short, W., Packey, D., Holt, T., 1995. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden. NREL/TP-462-5173. <https://doi.org/NREL/TP-462-5173>.
- [29] IEA & NEA. Projected costs of generating electricity 2010 Edition. International Energy Agency (IEA); 2010. Available from: ([http://www.iea.org/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=2207](http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2207)).
- [30] DECC. Generation costs. Department of Energy and Climate Change (DECC). (2012). [online] Available at: [http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/about/ec\\_social\\_res/analytic\\_projs/gen\\_costs/gen\\_costs.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/about/ec_social_res/analytic_projs/gen_costs/gen_costs.aspx).
- [31] CASES. DELIVERABLE NoD.4.1. Private costs of electricity and heat generation. Cost Assessment of Sustainable Energy Systems (CASES); 2008b. Available from: [http://www.feem-project.net/cases/downloads\\_presentation.php](http://www.feem-project.net/cases/downloads_presentation.php).
- [32] Egli, F., Steffen, B. and Schmidt, T.S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. *Nature Energy*, **3**(12), pp.1084 – 1092.
- [33] Ondraczek, J., Komendantova, N. and Patt, A. (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, **75**, pp.888 – 898.
- [34] Aldersey – Williams, J., Broadbent, I.D. and Strachan, P.A. (2018). Better estimates of LCOE from audited accounts – A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT. *Energy Policy*, **128**, pp. 25 – 35.
- [35] Aldersey – Williams, J. and Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, **124**, pp.169 – 179.

- [36] Talavera, D. L., Pérez – Higuera, P., Ruíz – Arias, J.A. and Fernández, E.F. (2015). Levelised cost of electricity in high concentrated photovoltaic grid connected systems: Spatial analysis of Spain. *Applied Energy*, **151**(3), pp. 49 – 59
- [37] Cirés, E., Marcos, J., de la Parra, I., García, M. and Arroyos, L. (2019). The potential of forecasting in reducing the LCOE in PV plants under ramp – rate restrictions. *Energy*, **188**, pp. 116053.
- [38] Darling, S.B., You, F., Veselka, T. and Velosa, A. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, **4**(9), pp.3133 – 3139.
- [39] Hernández – Moro, J. and Martínez – Duart, J.M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **20**, pp.119 – 132.
- [40] Tesniere, L., de Jager, D., Noothout, P., Boutsikoudi, S., Brückmann, R., Borek, F., Naydenova, I., Nicola, S., Valach, B., Dukan, M., Jerkic, L. and Dabetic, M. (2017). *Mapping the cost of capital for wind and solar energy in South Eastern European Member States*. Netherlands: Ecofys.
- [41] Sweerts, B., Longa, F.D. and van der Zwaan, B. (2019). Financial de-risking to unlock Africa’s renewable energy potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **102**, pp.75 – 82.
- [42] Ioannou, A., Angus, A. and Brennan, F. (2017). Stochastic Prediction of Offshore Wind Farm LCOE through an Integrated Cost Model. *Energy Procedia*, **107**, pp.383 – 389.
- [43] Lerch, M., De – Prada – Gil, M., Molins, C. and Benveniste, G. (2018). Sensitivity analysis on the levelized cost of energy for floating offshore wind farms. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, **30**, pp.77 – 90.
- [44] Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A. and Nygaard, T.A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, **66**, pp. 714 – 728.
- [45] National Renewable Energy Laboratory. (2018). *Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation*. [online] Available at: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>.
- [46] Waissbein, O., Glemarec, Y., Bayraktar, H. and Schmidt, T. (2013). *Derisking Renewable Energy Investment. A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries*. New York: United Nations Development Programme.
- [47] Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H. – T. and Schlegl, T. (2018). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. [online] Available at: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018 Fraunhofer-ISE LCOE Renewable Energy Technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf).
- [48] Klein, J. and Neff, B. (2016). Cost of Generation User’s Guide Version 3. Based on Version 3.98 of the Cost of Generation Model. [online] California: California Energy Commission. Available at: <https://ww2.energy.ca.gov/2016publications/CEC-200-2016-015/CEC-200-2016-015.pdf>.
- [49] Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A. and Breyer, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015 – 2030. *Journal of Cleaner Production*, **199**, pp.687 – 704.

- [50] Breyer, C., Gerlach, A. Mueller J.W, Behacker H. and Milner A. (2009). Grid-Parity Analysis for EU and US regions and market segments – Dynamics of Grid-Parity and Dependence on Solar Irradiance, local Electricity Prices and PV Progress Ratio. In: *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*.
- [51] Bano, T. and Rao, K.V.S. (2016). Levelized Electricity Cost of Five Solar Photovoltaic Plants of Different Capacities. *Procedia Technology*, **24**, pp.505 – 12.
- [52] Krupa, J. and Harvey, L.D.D. (2017). Renewable electricity finance in the United States: A state – of – the – art review. *Energy*, **135**, pp.913 – 929.
- [53] Hdidouan, D. and Staffell, I. (2017). The impact of climate change on the levelised cost of wind energy. *Renewable Energy*, **101**, pp.575 – 592.
- [54] Cavazzi, S. and Dutton, A.G. (2016). An Offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK’s offshore wind energy potential. *Renewable Energy*, **87**, pp.212 – 228.
- [55] IEA Wind. (n.d.). *Data Viewer – Task26*. [online] Available at: <https://community.ieawind.org/task26/dataviewer>.
- [56] IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. [online] Available at: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf).
- [57] IRENA (2020). *Renewable Energy Statistics*. Abu Dhabi: The International Renewable Energy Agency. [online] Available at: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Statistics\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2020.pdf).
- [58] Republic of Croatia, Ministry of Environment and Energy (2019) *Integrated National Energy and Climate Plan for the Republic of Croatia*.
- [59] Germany, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2019) *Integrated National Energy and Climate Plan*.
- [60] Republic of Poland, Ministry of Climate (2019) *Integrated National Energy and Climate Plan*.
- [61] Spain Ministry of Environment (2019), *Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030*.
- [62] WindEurope (2020). *Financing and investment trends. The European wind industry in 2019*. WindEurope. [online] Available at: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2019.pdf>.
- [63] WindEurope (2020). *Wind energy in Europe in 2019. Trends and statistics*. WindEurope. [online] Available at: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>.
- [64] Jäger – Waldau, A. (2019). *PV Status Report 2019*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. [online] Available at: [https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118058/kjna29938enn\\_1.pdf](https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118058/kjna29938enn_1.pdf).
- [65] Portugal Ministry of Environment (2019), *Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030*.

- [66] Allan, G.; Gilmartin, M.; McGregor, P.; Swales, K. (2011): Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK. Cost competitiveness and the importance of “banded” Renewables Obligation Certificates. In: *Energy Policy* 39 (1), S. 23–39. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.029.
- [67] Joskow, P. L. (2011): Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. In: *EUI Working Paper RSCAS* 45.
- [68] Lai, C. S.; McCulloch, M. D. (2016): Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems. In: *Computing Research Repository*. Accessible Online at <http://arxiv.org/abs/1609.06000>.
- [69] Díaz, G.; Gómez-Aleixandre, J.; Coto, J. (2015): Dynamic evaluation of the levelized cost of wind power generation. In: *Energy Conversion and Management* 101, S. 721–729. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.023.
- [70] Branker, K., Pathak, M.J.M. and Pearce, J.M. (2011): A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **15** (9), pp. 4470 – 4482.
- [71] NREL. (n.d.). *CREST: Cost of Renewable Energy Spreadsheet Tool*. [online] Available at: <https://www.nrel.gov/analysis/crest.html>.