



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΣΧΟΛΗ
ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ
ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ ΣΕ
ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ
ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Λαμπρόπουλος Νικόλαος

Επιβλέπων Καθηγητής: Ιωάννης Ψαρράς

Αθήνα, Οκτώβριος 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΣΧΟΛΗ
ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ
ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ ΣΕ
ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ
ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Λαμπρόπουλος Νικόλαος

Επιβλέπων Καθηγητής: Ιωάννης Ψαρράς

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή τον Οκτώβριο του 2014.

.....

Ιωάννης Ψαρράς

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Βασίλειος Ασημακόπουλος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Δημήτριος Ασκούνης

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2014

.....
Νικόλαος Λ. Λαμπρόπουλος
Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Λαμπρόπουλος Λ. Νικόλαος, 2014.
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στον τομέα Ηλεκτρικών Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Αποφάσεων της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, στα πλαίσια των ερευνητικών δραστηριοτήτων του Εργαστηρίου Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης.

Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας είναι η αξιολόγηση του κόστους κεφαλαίου μέσω της μεθοδολογίας Μεσοσταθμικού Κόστους Κεφαλαίου (WACC) για το επενδυτικό περιβάλλον των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ).

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της διπλωματικής ήταν ο Καθηγητής κ. Ι. Ψαρράς, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεση αυτής και τη δυνατότητα που μου δόθηκε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα της διπλωματικής και λέκτορα κ. Χ. Δούκα, όπως και τον υποψήφιο διδάκτορα κ. Δημήτριο Αγγελόπουλο για την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχαν κατά τη συγγραφή της εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου για την αμέριστη βοήθεια και στήριξη που μου προσέφεραν όλα αυτά τα χρόνια.

Λαμπρόπουλος Νικόλαος

Οκτώβριος 2014

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Το κόστος κεφαλαίου έχει για πολλά χρόνια θεωρηθεί ως απαραίτητο εργαλείο για την αξιολόγηση και τη σύγκριση επενδύσεων μίας επιχείρησης και είναι ίσο με την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των επενδυτικών κεφαλαίων προς την επιχείρηση. Η αναμενόμενη αυτή απόδοση αντικατοπτρίζει το επίπεδο των επιτοκίων που επικρατούν στην αγορά και αποτελεί την προμοδότηση για τον κίνδυνο που αναλαμβάνουν όσοι επενδύουν κεφάλαια στην επιχείρηση. Το ασφάλιστρο για τον κίνδυνο καθορίζεται από το βαθμό επικινδυνότητας του κλάδου που η επιχείρηση δραστηριοποιείται. Όταν μία επιχείρηση θέλει να χρηματοδοτήσει ένα νέο έργο πιο ρισοκίνδυνο από τις συνήθεις επενδύσεις της, οι επενδυτές/δανειστές της αναμένουν μεγαλύτερη προμοδότηση για τον κίνδυνο που αναλαμβάνουν και έτσι το κόστος των κεφαλαίων που θα επενδύσουν θα είναι υψηλότερο. Η παρούσα εργασία έχει ως στόχο τη διερεύνηση των παραγόντων που διαμορφώνουν το κόστος κεφαλαίου για επενδύσεις σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και συγκεκριμένα σε χερσαία εγκατάσταση αιολικών πάρκων, φωτοβολταϊκά πλαίσια για την παραγωγή ενέργειας και υπεράκτιες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων. Ακόμη, γίνεται υπολογισμός για το κόστος κεφαλαίου σε επενδύσεις ΑΠΕ για τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου είναι οι σχέσεις που προκύπτουν από το Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου ή αλλιώς Weighted Average Cost of Capital (WACC). Τα συστατικά που εμπλέκονται για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων ΑΠΕ μέσω του WACC, είναι το κόστος των ιδίων κεφαλαίων που χρησιμοποιούνται και το κόστος των δανειακών κεφαλαίων. Για τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων χρησιμοποιείται το Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων ή αλλιώς Capital Asset Pricing Model (CAPM), ενώ για τον υπολογισμό του κόστους των δανειακών κεφαλαίων χρησιμοποιούνται δύο διαφορετικές μεθοδολογίες: Η μέθοδος Eurelectric και η μέθοδος Bloomberg. Επίσης, γίνεται ανάλυση ευαισθησίας των παραγόντων που διαμορφώνουν το κόστος κεφαλαίου. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα που προκύπτουν, είναι φανερό ότι υπάρχει διαφορά στις τιμές του WACC για τις διάφορες χώρες της ΕΕ, αφού υπάρχει διαφορά στο επενδυτικό περιβάλλον κάθε κράτους.

Λέξεις Κλειδιά: Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου, Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων, Συντελεστής Beta, Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας, Απόδοση χωρίς κίνδυνο, Ασφάλιστρα κινδύνου αγοράς, ΑΠΕ.

ABSTRACT

The cost of capital has been for many years regarded as a necessary tool for the evaluation and comparison of investments for a company and it is equal to the minimum required return of equity for the company. The expected yield reflects the level of interest rates prevailing in the market and it is the premium for the risk which is taken by the company for its investments. The premium for the risk is determined by the riskiness of the industry in which the company operates. When a company wants to fund a new project more risky than its conventional investments, investors/lenders expect a higher premium for the risk they take and thus, the cost of the invested capital will be higher. The present study aims to investigate the factors that shape the cost of capital of investments in Renewable Energy Sources (RES), specifically for onshore wind energy, Photovoltaics (PV) and offshore wind energy. Furthermore, this study estimates the cost of capital for renewable energy investments for the Member States of the European Union. The methodology used for estimating the cost of capital is the relationship resulting from the Weighted Average Cost of Capital (WACC). The components involved in calculating the cost of capital of renewable energy investments through the WACC, are the cost of equity and the cost of debt. The cost of equity is estimated using the Capital Asset Pricing Model (CAPM), and the cost of debt using two different methods: The Eurelectric method and the Bloomberg method. Also this study presents a sensitivity analysis of the factors involved in the cost of capital. According to the results obtained, it is obvious that there is a difference between the WACC values for the EU countries, since there is a difference in the investment environment in each state.

Keywords: Weighted Average Cost of Capital, Capital Asset Pricing Model, Beta coefficient, Country risk, Risk free rate, Market risk premium, RES.

Πίνακας περιεχομένων

ΠΡΟΛΟΓΟΣ.....	7
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	9
ABSTRACT.....	10
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	15
1.1 Σκοπός και αντικείμενο.....	17
1.2 Δομή.....	18
Κεφάλαιο 2: Επισκόπηση για το κόστος και τα πλεονεκτήματα από τη χρήση της τεχνολογίας ΑΠΕ	19
2.1 Εισαγωγή.....	21
2.2 Επιδράσεις που σχετίζονται με το σύστημα στην ανάπτυξη τεχνολογίας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.....	25
2.2.1 Επιπρόσθετα κόστη που σχετίζονται με το σύστημα.....	26
2.2.1.1 Επιπρόσθετα κόστη παραγωγής.....	28
2.2.1.2 Επιπρόσθετα κόστη για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος....	31
2.2.1.3 Κόστη προφίλ.....	32
2.2.1.4 Επιπρόσθετα κόστη δικτύου.....	33
2.2.1.5 Επιπρόσθετα κόστη συναλλαγών.....	34
2.2.1.6 Άλλα κόστη.....	36
2.3 Οφέλη από τη χρήση ΑΠΕ.....	36
2.3.1 Αποφυγή των αερίων του θερμοκηπίου και άλλων ατμοσφαιρικών ρύπων.....	37
2.3.2 Άλλα οφέλη.....	40
2.3.3 Επιπρόσθετα κόστη και οφέλη – Η γερμανική περίπτωση.....	40
2.4 Ειδικοί παράγοντες επίδρασης στην ανάπτυξη ΑΠΕ.....	41
2.4.1 Κόστος εφαρμογής της πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ.....	43

2.4.1.1 Επιβάρυνση των καταναλωτών.....	44
2.4.1.2 Επιβάρυνση του δημοσίου προϋπολογισμού.....	44
2.4.1.3 Ειδικό σύστημα εξισορρόπηση για τη βιομηχανία.....	47
2.4.2 Επίδραση στη σειρά προτεραιότητας και στην αξία αγοράς.....	47
2.4.3 Υποστήριξη για τις δαπάνες έρευνας και ανάπτυξης (R&D) τεχνολογιών ΑΠΕ.....	48
2.5 Μακροοικονομικές επιδράσεις ανάπτυξης ΑΠΕ.....	48
2.5.1 Ακαθάριστες επιδράσεις του τομέα ΑΠΕ.....	49
2.5.1.1 Επενδύσεις και κύκλος εργασίας.....	50
2.5.1.2 Ακαθάριστη εργασία (στο τομέα ΑΠΕ).....	50
2.5.1.3 Εισαγωγές ή εξαγωγές ορυκτών καυσίμων και τεχνολογίας συμβατικής παραγωγής.....	51
2.5.2 Καθαρές επιδράσεις.....	52
2.6 Βιβλιογραφία.....	53
Κεφάλαιο 3: Μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους κεφαλαίου σε αγορές με κίνδυνο	57
3.1 Εισαγωγή.....	59
3.2 Προεξοφλημένες ταμειακές ροές και κόστος ευκαιρίας.....	60
3.3 Μεθοδολογία WACC για τον υπολογισμό του κόστους ευκαιρίας σε μη αποδοτικές αγορές.....	62
3.3.1 Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων.....	64
3.3.2 Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων.....	65
3.3.3 Το κόστος των αποθεματικών.....	67
3.3.4 Το κόστος του προνομιούχου κεφαλαίου.....	68
3.4 Παρουσίαση εναλλακτικών τρόπων υπολογισμού του κόστους ευκαιρίας.....	68
3.4.1 Κόστος ευκαιρίας – Πρώτος εναλλακτικός τρόπος: WACC, Σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου.....	68

3.4.2 Κόστος ευκαιρίας – Δεύτερος εναλλακτικός τρόπος: CAPM, Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων της επιχείρησης.....	69
3.5 Πρακτικό παράδειγμα: Κόστος ευκαιρίας για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Κολομβία.....	69
3.6 Συμπέρασμα.....	74
3.7 Βιβλιογραφία.....	75
Κεφάλαιο 4: Ανάλυση της μεθοδολογίας αξιολόγησης του κόστους κεφαλαίου σε επενδύσεις ΑΠΕ	77
4.1 Εισαγωγή.....	79
4.2 Ανάλυση του Μεσοσταθμικού Κόστους Κεφαλαίου (WACC).....	79
4.3 Ανάλυση του κόστους των ιδίων κεφαλαίων.....	80
4.3.1 Ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς (MRP).....	81
4.3.2 Απόδοση χωρίς κίνδυνο (RFR).....	82
4.3.3 Υπολογισμός του συντελεστή Beta (β).....	86
4.3.3.1 Ζητήματα που λαμβάνονται υπόψη κατά την εκτίμηση του συντελεστή Beta.....	87
4.3.3.2 Περιορισμοί στον υπολογισμό του Beta μέσω παλινδρόμησης.....	89
4.3.3.3 Τρόποι για να ξεπεραστούν οι περιορισμοί.....	89
4.3.3.4 Βήματα για τον υπολογισμό του Beta από μία ομάδα πανομοιότυπων επιχειρήσεων.....	91
4.3.4 Συνδυασμός όλων των παραγόντων.....	92
4.3.5 Παρατηρήσεις και ερωτήματα που προκύπτουν από των υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων.....	93
4.3.6 Περιγραφή των κινδύνων που σχετίζονται με τις επενδύσεις ΑΠΕ.....	94
4.3.6.1 Κατηγοριοποίηση των κινδύνων.....	95
4.3.6.2 Ποσοτικοποίηση των κινδύνων.....	97
4.3.6.3 Βάση δεδομένων για τους κινδύνους.....	98
4.3.6.4 Δείκτες κινδύνου.....	99

4.4 Ανάλυση του κόστους των δανειακών κεφαλαίων.....	100
4.4.1 Ανάλυση μεθόδων προσέγγισης υπολογισμού του κόστους των δανειακών κεφαλαίων.....	100
4.4.2 Συνδυασμός όλων των παραγόντων.....	102
4.4.3 Παρατηρήσεις και ερωτήματα που προκύπτουν από των υπολογισμό του κόστους των δανειακών κεφαλαίων.....	103
4.5 Λόγος δανειακών κεφαλαίων προς λόγο ιδίων κεφαλαίων.....	103
4.6 Βιβλιογραφία.....	106
Κεφάλαιο 5: Αξιολόγηση του κόστους Κεφαλαίου για τις Επενδύσεις ΑΠΕ στα ευρωπαϊκά κράτη	109
5.1 Εισαγωγή.....	111
5.2 Υπολογισμός του WACC για τα 28 κράτη-μέλη της ΕΕ χρησιμοποιώντας τις δύο μεθόδους υπολογισμού για το κόστος των δανειακών κεφαλαίων.....	111
5.3 Ανάλυση ευαισθησίας των αποτελεσμάτων του WACC.....	167
5.4 Βιβλιογραφία.....	169
Κεφάλαιο 6: Συμπεράσματα-Προοπτικές	171
6.1 Συμπεράσματα.....	173
6.2 Προοπτικές.....	174
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ	175
Παράρτημα Α.....	177
Παράρτημα Β.....	179
Παράρτημα Γ.....	180

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1
ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Σκοπός και αντικείμενο

Σύμφωνα με την ευρωπαϊκή οδηγία 2009/28/EC, καθορίζεται ένα πλαίσιο στήριξης για την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στα ευρωπαϊκά κράτη-μέλη μέχρι το 2020. Συνεπώς, είναι απαραίτητη η εξασφάλιση μίας συνεχούς αξιολόγησης των υφιστάμενων μηχανισμών της πολιτικής ανάπτυξης των ΑΠΕ και η καθιέρωση μίας παραγωγικής έρευνας για τους ενδιαφερόμενους φορείς, ως προς τις μελλοντικές ανάγκες της πολιτικής υποστήριξης για τους τομείς των ΑΠΕ (ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση/ψύξη, μεταφορές). Έτσι, είναι αναγκαία η διευκόλυνση της σύγκλισης στήριξης της ανάπτυξης των ΑΠΕ σε όλη την Ευρωπαϊκή Ένωση για την ενίσχυση των επενδύσεων και του συντονισμού μεταξύ των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ). Οι εκτιμήσεις πρέπει να βασίζονται σε λεπτομερή αξιολόγηση των επιδόσεων της πολιτικής που σχετίζονται με την αποτελεσματικότητα, την αποδοτικότητα και τις συνολικές επιδράσεις από τα κόστη και τα οφέλη.

Για τη διευκόλυνση της λήψης αποφάσεων η παρούσα εργασία προσφέρει λεπτομερείς αξιολογήσεις της πολιτικής μεταξύ των χωρών, παρουσιάζοντας τη βάση δεδομένων πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ. Οι δείκτες που σχετίζονται με την αποτελεσματικότητα και την αποδοτικότητα των υφιστάμενων πολιτικών ανάπτυξης των ΑΠΕ σε όλους τους τομείς πρέπει να επεκτείνονται και να ενημερώνονται, από την ανάλυση του κόστους και των οφελών των ΑΠΕ σε επίπεδο κρατών-μελών. Οι μελλοντικές συνέπειες των επιλογών της πολιτικής υποστήριξης, πρέπει να αναλύονται με βάση το μοντέλο Green-X, τονίζοντας τις πρόσθετες ανάγκες της πολιτικής για την επίτευξη του στόχου το 2020 και τη συμβολή στις επερχόμενες συζητήσεις για το 2030. Σε γενικές γραμμές, η βελτιστοποίηση του σχεδιασμού των επιμέρους πολιτικών ΑΠΕ (τιμολόγια τροφοδότησης, ασφάλιστρα, ποσοστώσεις, κλπ.) και των μηχανισμών συνεργασίας, σύμφωνα με τις μελλοντικές ανάγκες της πολιτικής, αποτελεί βασικό στόχο της παρούσας εργασίας. Καινοτόμες ιδέες και στοιχεία του σχεδιασμού που πρέπει να αναπτυχθούν, αποτελούν συνοδευτικά μέτρα που αποσκοπούν στην εξάλειψη των μη οικονομικών εμποδίων και τη βελτίωση των συνθηκών για τη χρηματοδότηση των επενδύσεων ΑΠΕ.

Ο βασικός στόχος της παρούσας εργασίας είναι η λεπτομερής περιγραφή της προσέγγισης, της μεθοδολογίας και των παραδοχών που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου και την ποσοτικοποίηση των κινδύνων που σχετίζονται με τις επενδύσεις ΑΠΕ στην ΕΕ. Η επίπτωση και οι αλλαγές της πολιτικής της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για τους επενδυτικούς κινδύνους αναλύθηκε σε δύο στάδια: Την προσέγγιση που βασίζεται στον υπολογισμό του Μεσοσταθμικού Κόστους Κεφαλαίου ή αλλιώς Weighted Average cost of Capital (WACC) και στη συνέχεια τον προσδιορισμό κάθε πηγής κινδύνου στο συνολικό κόστος των ιδίων κεφαλαίων και των δανειακών κεφαλαίων (Κεφάλαιο 4).

1.2 Δομή

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

Πρόκειται για το παρόν Κεφάλαιο, στο οποίο παρουσιάζεται συνοπτικά ο σκοπός και το αντικείμενο της εργασίας. Επίσης, στην παρούσα υποενότητα παρουσιάζεται η δομή που υιοθετήθηκε για την υλοποίηση της εργασίας.

Κεφάλαιο 2: Επισκόπηση για το κόστος και τα πλεονεκτήματα από τη χρήση της τεχνολογίας ΑΠΕ

Στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μία εκτενής μελέτη που σχετίζεται με το κόστος και τα οφέλη που προκύπτουν από την ανάπτυξη των ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, αναλύονται οι αρνητικές και οι θετικές επιδράσεις που προκύπτουν από την ανάπτυξη ΑΠΕ σε τρία επίπεδα:

Στο επίπεδο του συστήματος, της μικροοικονομίας και της μακροοικονομίας. Για τον προσδιορισμό των συστατικών για την αξιολόγηση του κόστους κεφαλαίου σε επενδύσεις που αφορούν τις ΑΠΕ, είναι απαραίτητη η μελέτη των επιδράσεων των ΑΠΕ ως προς το κοινωνικό σύνολο καθώς και την οικονομία του κράτους που αφορά η επένδυση.

Κεφάλαιο 3: Μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους κεφαλαίου σε αγορές με κίνδυνο

Στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μία μεθοδολογία που προκύπτει από την οικονομική θεωρία, για την αξιολόγηση του κόστους κεφαλαίου για επενδύσεις. Συγκεκριμένα, αναλύονται οι μεθοδολογίες που αφορούν το Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου ή αλλιώς Weighted average Cost of Capital (WACC) και το Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων ή αλλιώς Capital Asset Pricing Model (CAPM). Επίσης, παρουσιάζεται για την καλύτερη κατανόηση των όρων, αναλυτικό παράδειγμα που αφορά επιχειρήσεις μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στο επενδυτικό περιβάλλον της Κολομβίας.

Κεφάλαιο 4: Ανάλυση της μεθοδολογίας αξιολόγησης του κόστους κεφαλαίου σε επενδύσεις ΑΠΕ

Σε αυτό το Κεφάλαιο παρουσιάζεται η μεθοδολογία αξιολόγησης του κόστους κεφαλαίου που χρησιμοποιήθηκε για την υλοποίηση της παρούσας εργασίας. Πιο συγκεκριμένα, προσδιορίζονται τα συστατικά του μοντέλου αποτίμησης κεφαλαίου WACC, για επενδύσεις που αφορούν ΑΠΕ. Αναλύεται ο τρόπος με τον οποίο υπολογίζεται το κόστος των ιδίων κεφαλαίων μέσω της μεθοδολογίας CAPM, όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 3 αλλά και ο τρόπος με τον οποίο αξιολογείται το κόστος των δανειακών κεφαλαίων για το τομέα των ΑΠΕ. Επίσης, αναλύονται οι παράγοντες κινδύνου που διαμορφώνουν τα συστατικά των μοντέλων αξιολόγησης, όπως προκύπτουν από το Κεφάλαιο 2.

Κεφάλαιο 5: Αξιολόγηση του κόστους κεφαλαίου για τις Επενδύσεις ΑΠΕ στα ευρωπαϊκά κράτη

Στο Κεφάλαιο αυτό, υπολογίζεται αναλυτικά το κόστος κεφαλαίου για επενδύσεις ΑΠΕ στο τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4. Συγκεκριμένα, η ανάλυση πραγματοποιείται για: Τις χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και τις υπεράκτιες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας, για τα 28 κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Επίσης, παρουσιάζεται η ευαισθησία στους υπολογισμούς που έχουν τα αποτελέσματα, για ορισμένα συστατικά της μεθοδολογίας WACC.

Κεφάλαιο 6: Συμπεράσματα-Προοπτικές

Το Κεφάλαιο αυτό αποτελεί τον επίλογο της εργασίας και αναδεικνύει τα κυριότερα συμπεράσματα που προέκυψαν από την παρούσα διπλωματική εργασία και τις προοπτικές για περαιτέρω έρευνα στο αντικείμενο της εργασίας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

***Επισκόπηση για το κόστος και τα
πλεονεκτήματα από τη χρήση της τεχνολογίας
ΑΠΕ***

2.1 Εισαγωγή

Για την ορθή αξιολόγηση των επιδράσεων που έχει η ανάπτυξη της τεχνολογίας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), πρέπει να είναι καθορισμένα με ακρίβεια τα όρια του συστήματος. Η ξεκάθαρη διατύπωση των απαιτήσεων, είναι απαραίτητη προϋπόθεση για τον ορθό προσδιορισμό των ορίων του συστήματος. Ζητήματα ερευνητικού ή πολιτικού χαρακτήρα πρέπει να προσδιορίζουν, ποιες επιπτώσεις, από ποιες τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και σε ποιο τομέα θα διερευνηθούν σε οικονομικό και χρονικό ορίζοντα από την ανάπτυξη της τεχνολογίας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).

- Για ερευνητικά ζητήματα ή ζητήματα πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ πρέπει να ορίζεται με σαφήνεια ποιοι είναι οι παράγοντες που αναλύονται. Δηλαδή, αναλύεται ο αντίκτυπος που έχει η πολιτική για την ανάπτυξη ΑΠΕ στην οικονομία ή αναλύεται αποκλειστικά ο αντίκτυπος που έχει η ανάπτυξη των ΑΠΕ στην οικονομία;
- Ένα ακόμη μεγαλύτερο ζήτημα είναι η διάσταση της επίδρασης από την ανάπτυξη ΑΠΕ. Με άλλα λόγια, επικεντρώνεται η έρευνα μόνο στις οικονομικές επιδράσεις ή περιλαμβάνει επίσης περιβαλλοντικές, τεχνολογικές και κοινωνικές;
- Η κατανομή του κόστους σε συστήματα τεχνολογίας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και σε συμβατικά συστήματα παραγωγής ενέργειας (στηρίζουν την παραγωγή τους σε ορυκτά καύσιμα) δεν είναι πάντα ξεκάθαρη, όπως δεν είναι ξεκάθαρη και η κατανομή του κόστους για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης ή ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα, οι επενδύσεις για την επέκταση του δικτύου ή την αποθηκευτική ικανότητα ενέργειας είναι δύσκολο να κατανεμηθούν σε συστήματα ανανεώσιμων πηγών ή συμβατικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Σε περιπτώσεις συμπαραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας που καλύπτονται δύο τομείς ενέργειας, μπορούν να χρησιμοποιηθούν συμβατικά συστήματα παραγωγής ενέργειας ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Έτσι, τα ως προς μελέτη συστήματα και τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται (θέρμανσης, ηλεκτρικής ενέργειας), πρέπει να είναι καθορισμένα με ακρίβεια.
- Ποια γεωγραφική περιοχή εξετάζεται από την ανάλυση; Η ανάλυση αφορά τις επιδράσεις για μία επιλεγμένη περιοχή, μία επιλεγμένη χώρα ή τις επιδράσεις που δημιουργούνται σε παγκόσμιο εύρος.
- Για ποιο τομέα της οικονομίας αξιολογούνται οι επιδράσεις; Για παράδειγμα, μία μελέτη μπορεί να επικεντρωθεί σε επιλεγμένους τομείς της οικονομίας ή στη συνολική οικονομία. Έτσι, είναι σημαντικό να καταστεί σαφές εάν εξετάζονται οι επιδράσεις που δημιουργούνται για το σύνολο της οικονομίας ή για συγκεκριμένους τομείς της (τομεακές οικονομικές επιδράσεις).
- Περιορίζεται η ανάλυση σε πρόσφατα αποτελέσματα που αντλούνται από δεδομένα του παρελθόντος (ιστορικά δεδομένα) ή του παρόντος ή αφορά μία μελλοντική ανάπτυξη ΑΠΕ; Οι επιδράσεις της ανάπτυξης θα περιλαμβάνονται στην ανάλυση; Γίνεται σαφές, ότι πρέπει να είναι ξεκάθαρα προσδιορισμένος ο χρονικός ορίζοντας της ανάλυσης που εξετάζεται.

Όταν εξετάζεται ο αντίκτυπος που έχει η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μπορούν να προσδιοριστούν τρεις βασικοί τύποι επιδράσεων (Σχήμα 2.1), που συμβαίνουν σε τρία διαφορετικά επίπεδα. Αυτές είναι:

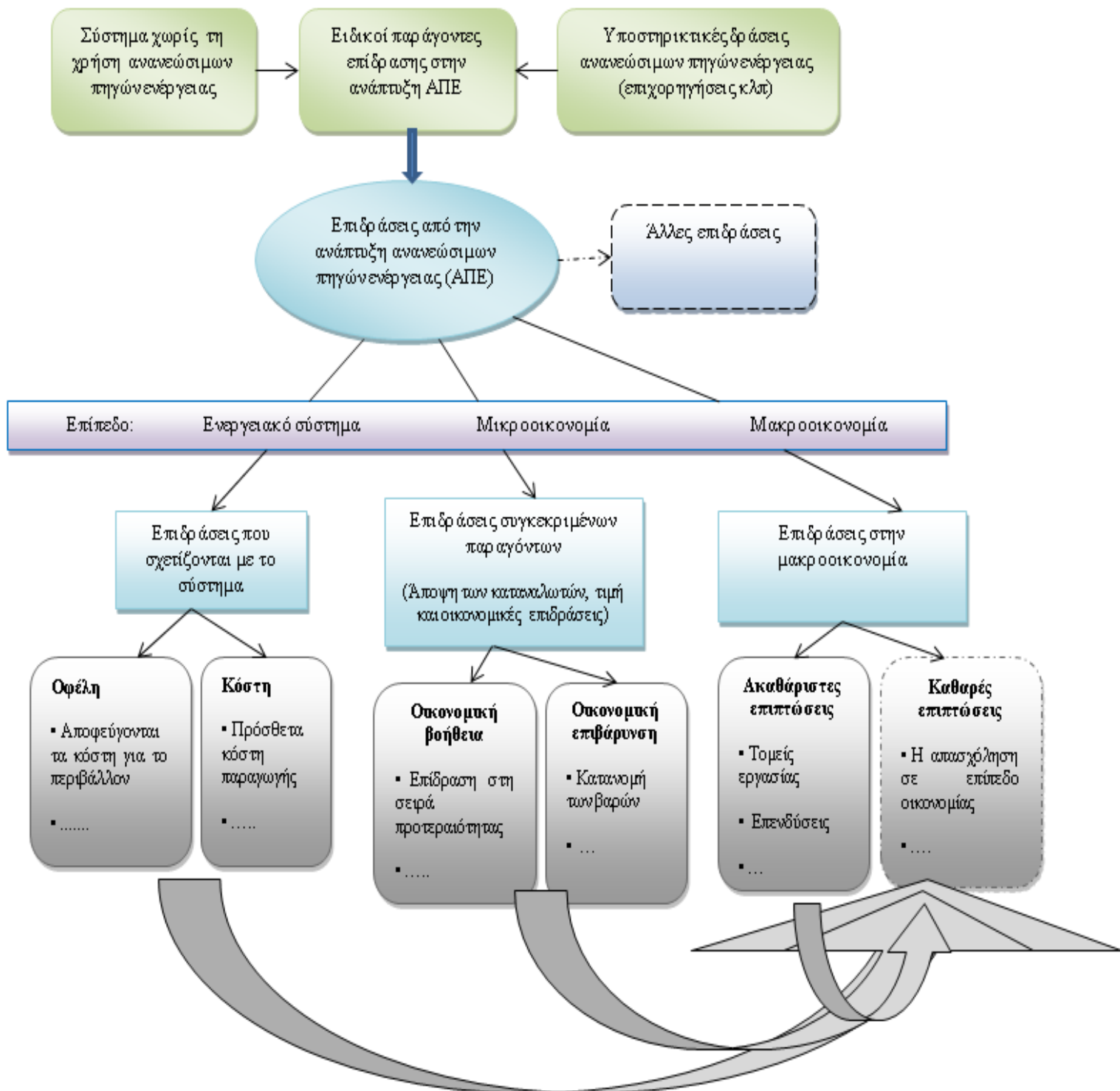
1. **Οι Επιδράσεις που σχετίζονται με το σύστημα.** Περιλαμβάνουν όλα τα πλεονεκτήματα, όπως επίσης τα άμεσα και έμμεσα κόστη που έχει η ανάπτυξη ΑΠΕ. Ενώ τα άμεσα κόστη περιλαμβάνουν εκείνα τα κόστη που συνδέονται άμεσα με την παραγωγή ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας, όπως είναι για παράδειγμα η εγκατάσταση, η λειτουργία και η συντήρηση των τεχνολογιών ΑΠΕ, τα έμμεσα κόστη αφορούν κυρίως την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο υπάρχον δίκτυο. Για παράδειγμα, έμμεσα κόστη είναι τα κόστη επέκτασης του δικτύου, τα κόστη ευστάθειας κλπ. Τα οφέλη από τη χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προκύπτουν από την αποφυγή των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα (GHG emissions) και άλλων ρυπογόνων στοιχείων για την ατμόσφαιρα. Τα κύρια χαρακτηριστικά για τα κόστη και τα οφέλη που σχετίζονται με το σύστημα, είναι ότι αντιπροσωπεύουν **τα πρόσθετα κόστη ή τα οφέλη που έχει ένα σύστημα ενέργειας που βασίζει την παραγωγή ενέργειας σε ΑΠΕ, σε σύγκριση με ένα συμβατικό σύστημα ενέργειας που βασίζει την παραγωγή ενέργειας στην πυρηνική ενέργεια ή/και στα ορυκτά καύσιμα.** Επιπλέον, οι επιδράσεις που σχετίζονται με το σύστημα αντικατοπτρίζουν **τα κόστη για τα δεδομένα εισόδου** του συστήματος, σε τιμές της αγοράς (εργασία, κεφάλαιο, φυσικοί πόροι). Τέλος, αυτά τα κόστη προσδιορίζονται για μία οπτική άποψη του συστήματος, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη πληρωμές που αφορούν την πολιτική ανάπτυξης των ΑΠΕ.
2. **Οι επιδράσεις συγκεκριμένων παραγόντων.** Επικεντρώνονται στα κόστη που προκύπτουν για κάποιους επιλεγμένους οικονομικούς παράγοντες ή ομάδες, από μικροοικονομική σκοπιά. Δείχνουν δηλαδή, σε ποιο βαθμό πρέπει να κατανεμηθούν τα πρόσθετα κόστη ή τα οφέλη, στους διάφορους οικονομικούς παράγοντες από τις πρόσθετες θετικές επιδράσεις που έχει η ανάπτυξη ΑΠΕ – δηλαδή **δείχνουν, ποιος επιβαρύνεται οικονομικά από την ανάπτυξη ΑΠΕ και ποιος επωφελείται από αυτή.** Αυτές οι επιδράσεις είναι το αποτέλεσμα της πολιτικής της ανάπτυξης ΑΠΕ, που κατευθύνει το τρόπο με τον οποίο, τα πρόσθετα κόστη ή τα οφέλη που σχετίζονται με το σύστημα **μοιράζονται μεταξύ των καταναλωτών και των παραγωγών.** Η **συνάθροιση** των οικονομικών μεταβιβάσεων μεταξύ των διαφόρων οικονομικών παραγόντων ή ομάδων είναι αδύνατη, καθώς μερικοί παράγοντες ανήκουν σε περισσότερες από μία ομάδα. Για παράδειγμα, κάποια νοικοκυριά μπορούν να χρεώνονται με κόστος εισφοράς για την ανάπτυξη ΑΠΕ, ενώ μπορούν να έχουν φωτοβολταϊκή εγκατάσταση στη στέγη των σπιτιών τους. Έτσι, είναι πιθανό να λαμβάνουν κάποιο οικονομικό όφελος από τη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, που τελικά οδηγεί σε κέρδος.
3. **Οι Μακροοικονομικές επιδράσεις** μετρώνται σε μακροοικονομικό επίπεδο και περιλαμβάνουν τις ακαθάριστες και τις καθαρές επιδράσεις που υπάρχουν σε μία οικονομία. **Οι ακαθάριστες επιδράσεις** που σχετίζονται με το τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, δείχνουν τις επιπτώσεις που υπάρχουν για όλους τους οικονομικούς φορείς, που οι δραστηριότητές τους είναι σχετικές με τις ΑΠΕ. Για παράδειγμα, αφορούν την παραγωγή, τη λειτουργία, την κατασκευή, την έρευνα για ΑΠΕ κλπ. Παρέχουν πληροφορίες για επενδύσεις, χωρίς να συμπεριλαμβάνουν τις εισαγωγές, τον κύκλο εργασιών και τις μεικτές θέσεις απασχόλησης. Επίσης, αγνοούν πιθανούς αρνητικούς παράγοντες που δε σχετίζονται με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Δε βασίζονται στη σύγκριση ενός συστήματος ενέργειας που υπάρχει ανάπτυξη ΑΠΕ με ένα συμβατικό σύστημα ενέργειας. Έτσι, είναι (θετικές) τομεακές επιδράσεις, που δεν αποκαλύπτουν αν η ανάπτυξη ΑΠΕ είναι θετική ή αρνητική για το σύνολο της οικονομίας. Για τον προσδιορισμό **των καθαρών επιδράσεων** (καθαρή εργασία, ΑΕΠ) που έχει η ανάπτυξη ΑΠΕ – καθαρά συνολικά κόστη – για το σύνολο της οικονομίας

(συμπεριλαμβάνονται όλοι οι τομείς) και πρέπει να λαμβάνονται υπόψη όλες οι θετικές και οι αρνητικές επιδράσεις που προκύπτουν από την ανάπτυξη ΑΠΕ. Για την επίτευξη αυτού, απαιτείται ένα μακροοικονομικό μοντέλο που λαμβάνει υπόψη τα κόστη και τα οφέλη που σχετίζονται με το σύστημα, όπως και τις επιδράσεις συγκεκριμένων παραγόντων από την ανάπτυξη ΑΠΕ και να τα συγκρίνει με μία κατάσταση αναφοράς (σενάριο ή σύστημα), που δε χρησιμοποιούνται ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η προσέγγιση του υπολογισμού για τα κόστη και τα οφέλη σε αυτό το Κεφάλαιο αναφέρεται σε ετήσιες επιδράσεις από πρόσφατη ανάπτυξη ΑΠΕ. Δίνεται έμφαση σε οικονομικές επιδράσεις ή σε επιδράσεις που μπορούν να ποσοτικοποιηθούν σε χρηματικές μονάδες, αλλά επίσης λαμβάνονται υπόψη όπου αυτό είναι εφικτό, τεχνολογικές, περιβαλλοντικές και κοινωνικές επιδράσεις. Πρέπει ωστόσο να αναφερθεί, ότι δεν είναι πάντα ξεκάθαρος ο διαχωρισμός μεταξύ οικονομικών, περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιδράσεων, καθώς όλες οι επιδράσεις μπορεί να έχουν κάποιο οικονομικό ρόλο. Για παράδειγμα, οι διάφορες εκπομπές (εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, μονοξειδίου του άνθρακα κλπ) ως περιβαλλοντικές επιδράσεις, έχουν επιπτώσεις και στην υγεία, που σημαίνει ότι έτσι μπορεί να επηρεαστεί η παραγωγή ή το εισόδημα.

Συνοψίζοντας, πρέπει να καταστεί σαφές, ότι τα διαφορετικά κόστη και οφέλη αντικατοπτρίζουν μόνο ορισμένους τομείς από τη συνολική επίδραση της ανάπτυξης ΑΠΕ στην οικονομία. Για να υπάρξει μία συνολική εικόνα, πρέπει όλες οι επιδράσεις από όλα τα διαφορετικά επίπεδα (συστήματος, μικροοικονομίας και μακροοικονομίας), να ενσωματωθούν σε ένα περιεκτικό μοντέλο μακροοικονομικής αξιολόγησης. Αυτό φαίνεται αναλυτικά στο παρακάτω σχήμα που παρουσιάζεται (Σχήμα 2.1).

Σχήμα 2.1: Κατηγοριοποίηση κύριων επιδράσεων σχετικών με την ανάπτυξη τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ)



2.2 Επιδράσεις που σχετίζονται με το σύστημα στην ανάπτυξη τεχνολογίας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Σε αυτή την ενότητα, παρουσιάζεται μία επισκόπηση για τα κόστη και τα οφέλη που σχετίζονται με το σύστημα και προκύπτουν από την ανάπτυξη ΑΠΕ. Προσδιορίζονται ποικίλες επιδράσεις που σχετίζονται με το σύστημα, παρουσιάζονται ορισμοί και επεξηγούνται πιθανές προσεγγίσεις αξιολόγησης.

Το επίπεδο της ανάλυσης είναι το επίπεδο του συστήματος. Ο όρος σύστημα αναφέρεται είτε συνολικά στο επίπεδο του ενεργειακού συστήματος, π.χ. στο ηλεκτρικό σύστημα ενέργειας που περιλαμβάνει τεχνολογίες ΑΠΕ και συμβατικές τεχνολογίες ή μπορεί να αναφέρεται σε επιμέρους τμήματα του συστήματος ενέργειας, οπότε να αφορά το επίπεδο της τεχνολογίας. Ενώ για ορισμένα κόστη μπορεί να γίνει αναφορά ξεχωριστά στο επίπεδο της τεχνολογίας, όπως είναι για παράδειγμα το κόστος παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκές μονάδες, υπάρχουν και κατηγορίες από κόστη τα οποία είναι πιο δύσκολο να αποδοθούν ξεχωριστά στο τεχνολογικό επίπεδο, όπως είναι το κόστος υποδομής ενός δικτύου. Σε αυτή την περίπτωση, πρέπει να αναλύονται τα πρόσθετα κόστη στο επίπεδο του ενεργειακού συστήματος που περιλαμβάνει συμβατική τεχνολογία και ΑΠΕ. Οι αντίστοιχες εκτιμήσεις προσέγγισης αναλύονται στην ενότητα 2.2.1. Οι επιδράσεις που σχετίζονται με το σύστημα αντικατοπτρίζουν **τα κόστη από παράγοντες εισροών**, ώστε να καταστεί δυνατή η ένταξη ΑΠΕ στο υπάρχον ενεργειακό σύστημα, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη φόροι, επιχορηγήσεις ή άλλες πολιτικές ανάπτυξης που επιφέρουν χρηματικό όφελος για τις επενδύσεις. Η κύρια αρχή προσδιορισμού για τα κόστη και τα οφέλη που σχετίζονται με το σύστημα περιγράφονται ακολούθως:

Συγκρίνονται τα κόστη και τα οφέλη από δύο διαφορετικά συστήματα.

- Ένα σύστημα με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ (Σενάριο ΑΠΕ), που τυπικά επιτυγχάνεται ως αποτέλεσμα της πολιτικής ανάπτυξης ΑΠΕ, που ωθεί στη χρήση ΑΠΕ.
- Ένα σύστημα αναφοράς, που τυπικά στηρίζεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας από πυρηνική ενέργεια ή/και συμβατικούς τρόπους παραγωγής με ορυκτά καύσιμα. Ωστόσο, μερικές φορές, μπορεί να υπάρξει μικρή διείσδυση ΑΠΕ. (Σενάριο αναφοράς).

Ο σχεδιασμός των σεναρίων πρέπει να είναι ευέλικτος και να βασίζεται σε ερευνητικά ζητήματα. Για παράδειγμα, αναλύοντας την επίδραση πολιτικής που επιφέρει ανάπτυξη ΑΠΕ, απαιτείται σύγκριση μεταξύ του σεναρίου ΑΠΕ, συνήθως με ένα σενάριο μικρής διείσδυσης ΑΠΕ. Σε αυτή την περίπτωση, τα κόστη και τα οφέλη που σχετίζονται με το σύστημα αντιπροσωπεύουν τα **επιπρόσθετα** κόστη και οφέλη που προκαλούνται από την πολιτική ανάπτυξης ΑΠΕ. Συγκρίνοντας ένα σενάριο ΑΠΕ με ένα σενάριο αναφοράς (χωρίς διείσδυση ΑΠΕ), απεικονίζονται όλα τα κόστη και τα οφέλη που προκύπτουν από την ανάπτυξη ΑΠΕ.

Όταν αναλύονται τα επιπρόσθετα κόστη και οφέλη, πρέπει να εξασφαλιστεί ότι **δε μετράται κάτι διπλή φορά**. Για παράδειγμα, αν τα κόστη των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα εμπεριέχονται στον υπολογισμό του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τότε το όφελος από την αποφυγή των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα πρέπει να αφαιρείται από το αρχικό κόστος παραγωγής. (βλ. επίσης Breitschopf and Diekmann, 2010 [2.2], [2.18]).

Οι ίδιες αρχές απαιτούνται επίσης για την αποφυγή της διπλής καταμέτρησης για τα κόστη που είναι σχετικά με την ευστάθεια του συστήματος. Αν **τα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας** περιλαμβάνουν δαπάνες σχετικές με επενδύσεις, καύσιμα, έξοδα συντήρησης και λειτουργίας που είναι απαραίτητα για τη σωστή και ευσταθή λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, τότε δεν πρέπει να υπολογιστούν ξεχωριστά τα επιπρόσθετα κόστη για την ευστάθεια.

Η **μείωση στα τεχνολογικά κόστη**, συμβαίνει εν μέρει λόγω κατανόησης των επιδράσεων. Καθώς τα τεχνολογικά κόστη αντικατοπτρίζονται πλήρως στις επενδυτικές δαπάνες, αποτελούν μέρος του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας ή αλλιώς *levelized cost of electricity (LCOE)* [2.17] και έτσι, μειώνουν τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής από ΑΠΕ. Επομένως, δεν απαιτείται ξεχωριστός υπολογισμός των επιδράσεων αν η ανάλυση επικεντρώνεται στο τρέχον έτος. Ωστόσο, αν θεωρηθεί μία δυναμική προοπτική ανάπτυξης πολλών έργων ΑΠΕ, συνεπάγεται την ενσωμάτωση στους υπολογισμούς για τα τεχνολογικά κόστη και τα μελλοντικά κόστη παραγωγής ενέργειας.

Όμοια, η **αύξηση των εξαγωγών ή η κατοχή ηγετικής θέσης στο μερίδιο της αγοράς**, είναι επιπρόσθετες επιδράσεις που περιλαμβάνονται στον κύκλο εργασιών των κατασκευαστών. Δεδομένου ότι επηρεάζουν το ΑΕΠ ή την απασχόληση, θεωρούνται ως μακροοικονομικές επιδράσεις και έτσι, δεν περιλαμβάνονται στις επιδράσεις που σχετίζονται με το σύστημα.

2.2.1 Επιπρόσθετα κόστη που σχετίζονται με το σύστημα

Οι τύποι για τα επιπρόσθετα κόστη που συμβαίνουν στο επίπεδο του συστήματος, βασίζονται στη σχεδίαση του ενεργειακού συστήματος και διαφέρουν από σύστημα σε σύστημα. Τα επιπρόσθετα κόστη του συστήματος μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε δύο τύπους:

- άμεσα επιπρόσθετα κόστη
- έμμεσα επιπρόσθετα κόστη

Σχετικά με τα άμεσα επιπρόσθετα κόστη του συστήματος, είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι περιλαμβάνουν πλεονεκτήματα, αφού αποφεύγεται η χρήση των συμβατικών μεθόδων παραγωγής, λόγω της προοπτικής που υιοθετείται από το σύστημα. Η διαφορά του κόστους μεταξύ της αντικατεστημένης συμβατικής παραγωγής και της καινούργιας τεχνολογίας που βασίζεται σε ΑΠΕ, προσδιορίζει αν η τελική επίδραση είναι κόστος ή όφελος. Δεδομένου ότι τα περισσότερα ΑΠΕ είναι πιο δαπανηρά από τις τεχνολογίες συμβατικής παραγωγής, τα κόστη που σχετίζονται με το σύστημα καλύπτονται στην κατηγορία για το κόστος.

Ενώ τα άμεσα επιπρόσθετα κόστη που σχετίζονται με το σύστημα μπορούν να αποδοθούν σε τεχνολογικό επίπεδο και αντικατοπτρίζουν μόνο τα κόστη που προκύπτουν για την παραγωγή θερμικής ή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μειωμένα από τα κόστη που αποφεύγονται από τη συμβατική παραγωγή, τα έμμεσα επιπρόσθετα κόστη αντικατοπτρίζουν κόστη που δεν είναι άμεσα συνδεδεμένα με την παραγωγή ενέργειας και σε μερικές περιπτώσεις, δεν μπορούν να αποδοθούν άμεσα σε επίπεδο τεχνολογίας. Καθώς ο τομέας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εξελίσσεται συνεχώς, αυτά τα έμμεσα στοιχεία του κόστους απαιτούνται για τη διατήρηση της ευστάθειας του συστήματος. Περιλαμβάνουν τα επιπρόσθετα κόστη για την επέκταση της υποδομής του δικτύου κλπ. Τα κόστη μπορούν να προκύψουν από την ενσωμάτωση των μη μεταφερόμενων ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διαφορετικοί τύποι για τα επιπρόσθετα κόστη που σχετίζονται με το σύστημα, φαίνονται στον Πίνακα 2.1.

Καθώς η παραγωγή θερμότητας είναι πιο αποκεντρωμένη, βασίζεται κυρίως σε μη διακοπτόμενα ΑΠΕ ή στο συνδυασμό ΑΠΕ με μη διακοπτόμενες πηγές ενέργειας (π.χ. φυσικό αέριο και ηλιακή ενέργεια), που συχνά βρίσκονται κοντά στους χώρους ζήτησης (η επιλογή των χώρων είναι λιγότερο εξαρτώμενη από τη διαθεσιμότητα των πόρων). Έτσι, τα έμμεσα επιπρόσθετα κόστη όπως και οι επιπρόσθετες δαπάνες για την ευστάθεια του συστήματος, μπορούν να αγνοηθούν για την παραγωγή θερμικής ενέργειας που βασίζεται σε σύστημα με διείσδυση ΑΠΕ.

Πίνακας 2.1: Επιπρόσθετα κόστη συστήματος για το σύστημα

Τύποι για τα επιπρόσθετα κόστη	Περιγραφή
<p>Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας</p> <ul style="list-style-type: none"> • άμεσο κόστος • σχετικό με τη θέρμανση και την ηλεκτρική ενέργεια 	<p>Κόστος που προκύπτει από την παραγωγή ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας:</p> <p>(i) Το κόστος για την παραγωγή ενέργειας, μειώνεται από την αποφυγή της παραγωγή ενέργειας, μέσω συμβατικών μεθόδων</p> <p>(ii) Το κόστος από συνδυασμό ΑΠΕ με συμβατικούς τρόπους παραγωγής μειώνεται από την αποφυγή αποκλειστικής παραγωγής από συμβατικούς τρόπους παραγωγής</p>
<p>Κόστος για την ευσταθή λειτουργία του δικτύου</p> <ul style="list-style-type: none"> • έμμεσο κόστος • εστιάζει στα λάθη πρόβλεψης • σχετίζεται με την παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 	<p>Το κόστος για την ευσταθή λειτουργία του δικτύου συμβαίνει λόγω των παρεκκλίσεων από την κανονική λειτουργία του συστήματος, λόγω της μεταβλητότητας στην έξοδο ενέργειας των ΑΠΕ και λόγω της ανάγκης ύπαρξης εφεδρείας, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ευσταθή λειτουργία του συστήματος. Η λειτουργία ευστάθειας μπορεί είτε να αυξάνει είτε να μειώνει την παροχή ισχύος στο δίκτυο, υπό την προϋπόθεση ύπαρξης υποδομών</p>
<p>Κόστη προφίλ</p> <ul style="list-style-type: none"> • έμμεσα κόστη • εστιάζουν στην ύπαρξη εφεδρικών μονάδων παραγωγής • κόστη που είναι σχετικά με την ηλεκτρική ενέργεια 	<p>Σύμφωνα με το Ueckerdt et al. (2013) [2.17], τα κόστη προφίλ υπάρχουν για τους εξής λόγους:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Πιθανή αύξηση του μέσου όρου του κόστους παραγωγής λόγω του υπολειπόμενου φορτίου, καθώς μειώνεται η χρήση ΑΠΕ και αντικαθίσταται από συμβατικές μονάδες παραγωγής • Πρόσθετη ισχύς από συμβατικές μονάδες παραγωγής, λόγω της μη επαρκούς ισχύος από ΑΠΕ, όπως είναι οι ανεμογεννήτριες ή οι φωτοβολταϊκές μονάδες για την κάλυψη της αιχμής του φορτίου • Πιθανή περικοπή ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται σε περιόδους με αυξημένη ζήτηση παραγωγής, αποτελεί ένα επιπλέον συστατικό του κόστους προφίλ

Κόστη δικτύου

- έμμεσα κόστη
- σχετίζονται με την ηλεκτρική ενέργεια (μπορεί να είναι σχετικά με αυτά του βιοαερίου στο τομέα της θέρμανσης)

Ενίσχυση ή επέκταση των δικτύων μεταφοράς ή των δικτύων διανομής, καθώς επίσης και διαχείριση του υπερπληθυσμού των φορτίων

Κόστος συναλλαγής

- έμμεσο κόστος

Το κόστος των συναλλαγών στην αγορά: Επιπρόσθετες προβλέψεις, σχεδιασμός, παρακολούθηση, προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, ανάθεση, κλπ.

- σχετικό με τη θερμική ή ηλεκτρική ενέργεια

Το κόστος εφαρμογής της πολιτικής ανάπτυξης ΑΠΕ: Το διοικητικό κόστος για να εφαρμοστούν πολιτικές υποστήριξης ΑΠΕ ή κόστος για την εκπλήρωση των απαιτήσεων παροχής δεδομένων (λογιστική, εγκρίσεις, κλπ)

2.2.1.1 Επιπρόσθετα κόστη παραγωγής

Τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής ποσοτικοποιούν την αλλαγή (τυπικά με αύξηση¹), ως προς τα κόστη παραγωγής θερμικής ή ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της επιταχυνόμενης ανάπτυξης των ΑΠΕ. Τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής σε ένα σύστημα ενέργειας με ΑΠΕ προκύπτουν με τους εξής τρόπους:

- είτε ως κόστη (συχνά πιο ακριβά) της τεχνολογίας ΑΠΕ που αντικαθιστά τα συμβατικά συστήματα παραγωγής ενέργειας
- ή ειδικά στο τομέα της θερμικής ενέργειας, ως κόστη συνδυασμού ΑΠΕ με συμβατική τεχνολογία, η οποία είναι μη διακοπτόμενη και μόνιμη, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η απαιτούμενη θερμοκρασία που ορίζεται. Συνήθως, ο συνδυασμός είναι ηλιακή ενέργεια με αέρια καύσιμα κλπ

Τα κόστη παραγωγής υπολογίζονται βάσει του σταθμισμένου κόστους θερμικής ή ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE). Οι παράγοντες του κόστους που περιλαμβάνονται στο LCOE, αντικατοπτρίζουν κυρίως έξοδα επενδύσεων, καυσίμων, λειτουργίας και συντήρησης των εργοστασίων παραγωγής που προορίζονται για την παροχή ενέργειας κλπ. Δεν αντικατοπτρίζουν τα κόστη που απαιτούνται για τη διασφάλιση της ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος ενέργειας.

- **Τομέας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας**

Για την ορθή αξιολόγηση του κόστους παραγωγής στο **επίπεδο του συστήματος**, το LCOE (σταθμισμένο κόστος ενέργειας) υπολογίζεται για κάθε μονάδα παραγωγής, με συντελεστή βάρους ανάλογο της ποσότητας ενέργειας που παράγεται. Η διαφορά μεταξύ των δύο συστημάτων παραγωγής (ΑΠΕ και σύστημα αναφοράς), δείχνει τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής ενέργειας, στο επίπεδο του συστήματος.

¹ Τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής μπορεί να είναι και αρνητικά, αν για παράδειγμα τα κόστη παραγωγής από ΑΠΕ είναι μικρότερα από ότι είναι αυτά της παραγωγής με συμβατική τεχνολογία.

Σχέση 2.1: Ορισμός του τύπου υπολογισμού του LCOE στο επίπεδο του συστήματος

$$adGC_{sys} = \sum_{ΑΠΕ} (LCOE_{ΑΠΕ} * Q_{ΑΠΕ}) + \sum_{ΣΜΠ} (LCOE_{ΣΜΠ} * Q_{ΠΑΡ}) - \sum_{ΑΝΦ} (LCOE_{ΑΝΦ} * Q_{ΑΝΦ})$$

- **adGC_{sys}**: Επιπρόσθετα κόστη παραγωγής στο επίπεδο του συστήματος
- **LCOE**: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας σε €/kWh
- **Q**: Ποσότητα ενέργειας σε kWh
- **ΣΜΠ**: Συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας οι οποίες είναι απαραίτητες για την εξασφάλιση της δυναμικότητας παραγωγής σε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζεται σε ΑΠΕ.
- **ΑΝΦ**: Σύστημα αναφοράς που τυπικά βασίζεται σε μεγαλύτερη διείσδυση πυρηνικής ενέργειας ή ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- **ΑΠΕ**: Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Στο επίπεδο της τεχνολογίας, το LCOE από συμβατικές μονάδες παραγωγής σε ένα σύστημα αναφοράς είναι σταθμισμένο σε συμφωνία με την αντίστοιχη ποσότητα ενέργειας που έχει αντικατασταθεί από την παραγωγή με ΑΠΕ. Η διαφορά μεταξύ του LCOE από ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων παραγωγής, με τη σταθμισμένη ενέργεια που παράγεται αποκλειστικά από μονάδες συμβατικής παραγωγής, πολλαπλασιάζεται με την ποσότητα ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και συμβατικές μονάδες παραγωγής. Έτσι, αυτή η Σχέση δίνει τελικά το επιπρόσθετο κόστος παραγωγής για κάθε ΑΠΕ στο επίπεδο της τεχνολογίας. Δηλαδή:

Σχέση 2.2: Ορισμός του τύπου υπολογισμού του LCOE στο επίπεδο της τεχνολογίας

$$adGC_{tech} = \left[(LCOE_{ΑΠΕ} + LCOE_{ΣΜΠ}) - \sum_{ΑΝΦ} (LCOE_{ΑΝΦ} * weight_{ΑΝΦ}) \right] * (Q_{ΑΠΕ} + Q_{ΣΜΠ})$$

- **adGC_{tech}**: Επιπρόσθετα κόστη παραγωγής σε τεχνολογικό επίπεδο

Η στάθμιση των τεχνολογιών παραγωγής του συστήματος αναφοράς, αντικατοπτρίζει ένα εκτιμώμενο ποσοστό υποκατάστασης, π.χ. σε ποιο βαθμό αντικαθίσταται η αντίστοιχη παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες του συστήματος αναφοράς από μονάδες ΑΠΕ. Συναθροίζοντας κάθε επιπρόσθετο κόστος παραγωγής για κάθε τεχνολογία, προκύπτει το επιπρόσθετο κόστος παραγωγής στο επίπεδο του συστήματος. Τα δεδομένα για τις σχετικές εισόδους φαίνονται στον Πίνακα 2.2:

Πίνακας 2.2: Δεδομένα εισόδου και πηγών για τα κόστη παραγωγής

Δεδομένα εισόδου	Μονάδα	Πηγές δεδομένων
Κόστη επένδυσης για κάθε τεχνολογία	€/kW	Schröder et al. (2013) [2.16] Kost et al. (2012) [2.13] Prognos (2013) [2.15] IRENA (2012) [2.10]
Κόστη λειτουργίας και συντήρησης κάθε μονάδας παραγωγής:	€/kWh	Schröder et al. (2013) [2.16] Kost et al. (2012) [2.13] Prognos (2013) [2.15] IRENA (2012) [2.10]
<ul style="list-style-type: none"> • ασφάλεια • λειτουργία • συντήρηση 		

Κόστη καυσίμου	€/J	
Ποσοστά υποκατάστασης <ul style="list-style-type: none"> • Φωτοβολταϊκές μονάδες • Ανεμογεννήτριες 	% της παραγωγής από συμβατικές μονάδες $\% \text{ Μονάδα}_1 + \% \text{ Μονάδα}_2 + \dots = 100\%$	
Μονάδα παραγωγής για κάθε εγκατεστημένο ΑΠΕ που αντισταθμίζει το χαμηλό ισχύος μίας εγκατάστασης ΑΠΕ <ul style="list-style-type: none"> • Φωτοβολταϊκές μονάδες • Ανεμογεννήτριες 	MW συμβατικής παραγωγής /MW Εγκατεστημένου ΑΠΕ	
Απόδοση: <ul style="list-style-type: none"> • Ώρες λειτουργίας κάθε τεχνολογικής μονάδας • Παραγωγή ενέργειας ανά kW • Μονάδες παραγωγής ανά τεχνολογία 	Ώρες kWh/kW kWh	
Διάρκεια ζωής κάθε τεχνολογίας Προεξοφλητικό επιτόκιο	χρόνια % ανά έτος	

- **Τομέας παραγωγής θερμικής ενέργειας**

Η απαρίθμηση για τα επιπρόσθετα κόστη που προκύπτουν χρησιμοποιώντας ΑΠΕ στο τομέα της θέρμανσης, είναι μεγαλύτερου εύρους, από ότι είναι αυτά του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς ο τομέας της θέρμανσης χαρακτηρίζεται από μεγάλη ποικιλία θερμαντικών συστημάτων και κυρίως από αποκεντρωμένη παραγωγή θερμότητας. Το σημείο έναρξης για την αξιολόγηση **στο επίπεδο της τεχνολογίας**, είναι η ποσότητα της παραγόμενης θερμότητας από κάθε ΑΠΕ ή τεχνολογία που χρησιμοποιείται σε κάθε κτιριακό τύπο.

Η διαφορά μεταξύ LCOE για τις ΑΠΕ και τους συμβατικούς τρόπους παραγωγής θερμότητας για κάθε κτιριακό τύπο, δείχνει τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής ανά τεχνολογία. Η σχέση υπολογισμού είναι η Σχέση 2.3. Καθώς ένας συγκεκριμένος τύπος ΑΠΕ αντικαθιστά ποσότητα θέρμανσης που παράγεται από περισσότερες της μίας μονάδας συμβατικής τεχνολογίας θέρμανσης² (αναφορά σε τεχνολογία), θα πρέπει να εφαρμοστεί ένα αντίστοιχο σύστημα αναφοράς για τη τεχνολογία της θέρμανσης. Η διαφοροποίηση σε κτιριακούς τύπους επιτρέπει καλύτερη αξιολόγηση για τα συνολικά κόστη θέρμανσης.

² Αντικατοπτρίζει ένα συνδυασμό διαφορετικών συμβατικών τεχνολογιών, που αντικαθίστανται από μία τεχνολογία ΑΠΕ

Σχέση 2.3: Ορισμός του τύπου υπολογισμού

$$adGC_{ΑΠΣΘtech-g} = \left(LCOE_{ΑΠΣΘ-g} - \sum_{\Sigma ΑΘ} (LCOE_{\Sigma ΑΘ-g} * S_{\Sigma ΑΘ-g}) * Q_{ΑΠΣΘ-g} \right)$$

- **adGC_{tech}**: Πρόσθετα κόστη παραγωγής σε τεχνολογικό επίπεδο
- **LCOE**: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας³ σε €/kWh
- **Q**: Ποσότητα της ενέργειας⁴ σε kWh από κάθε ανανεώσιμη πηγή θέρμανσης και g
- **S**: Η ποσότητα συμβατικής ενέργειας που έχει αντικατασταθεί από ΑΠΕ
- **ΣΑΘ**: Σύστημα αναφοράς για τη θέρμανση, π.χ. σύστημα θέρμανσης που χρησιμοποιεί αποκλειστικά ορυκτά καύσιμα
- **g**: Κτιριακός τύπος (Μονοκατοικία, διαμέρισμα, βιομηχανικά κτίρια ή υπηρεσιών)
- **ΑΠΣΘ**: Τεχνολογία παραγωγής θερμότητας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μαζί με συνοδευτικές συμβατικές τεχνολογίες, αν υπάρχει συνδυασμός αυτών

Για την αξιολόγηση του ετήσιου κόστους παραγωγής θέρμανσης στο επίπεδο του συστήματος, όλα τα έξοδα επενδύσεων (σε ετήσια βάση), καυσίμων, λειτουργίας και συντήρησης, για όλες τις τεχνολογίες των συστημάτων που χρησιμοποιούν για την παραγωγή θερμικής ενέργειας ΑΠΕ, αλλά και συμβατικές τεχνολογίες, προστίθενται και συγκρίνονται, σύμφωνα με τον αντίστοιχο υπολογισμό που γίνεται για το τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1.2 Επιπρόσθετα κόστη για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος

Οι περισσότερες ΑΠΕ που χρησιμοποιούνται για **θέρμανση**, δεν παρουσιάζουν μεταβλητότητα ως προς την έξοδο θερμοκρασίας τους και δεν είναι διαθέσιμες όλη τη διάρκεια του έτους. Έτσι, συχνά συνδυάζονται με άλλα συστήματα παραγωγής, έτσι ώστε να παρέχουν αξιόπιστη θέρμανση όλη τη διάρκεια του έτους. Για παράδειγμα, όταν χρησιμοποιείται ηλιακή θερμική ενέργεια, το σύστημα είναι συνδεδεμένο με μη διακοπτόμενες πηγές θέρμανσης, όπως είναι το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο ή η βιομάζα.

Συνεπώς, τα κόστη για τα αποκεντρωμένα συστήματα θέρμανσης, για την εξασφάλιση μόνιμης και αξιόπιστης παραγωγής θερμότητας, συμπεριλαμβάνονται στα κόστη παραγωγής θερμότητας στο τεχνολογικό σύστημα. Έτσι, τα συστήματα παραγωγής θέρμανσης με ΑΠΕ (ΑΠΘΣ) δεν επιβαρύνονται με πρόσθετα κόστη για ευσταθή λειτουργία.

Αντίθετα, στην **παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας** κάποιες ΑΠΕ παρουσιάζουν μεταβλητότητα και στοχαστικότητα ως προς την έξοδό τους. Λόγω των σχετικών δυσκολιών που υπάρχουν για την αξιόπιστη πρόβλεψη της εξόδου των συστημάτων ΑΠΕ, τα συστήματα ΑΠΕ δε λειτουργούν πλήρως αυτόνομα. Οι **προβλέψεις** που γίνονται σχετικά με την έξοδο της ενέργειας από ΑΠΕ (κυρίως ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκές μονάδες) υπόκεινται σε **σφάλματα**, τα οποία πρέπει να διορθωθούν σε σύντομο χρονικό διάστημα, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται ότι η συνολική παροχή ηλεκτρικής ενέργειας ταιριάζει με το προφίλ της ζήτησής της. Για να διορθωθούν αυτά τα σφάλματα και να διατηρηθεί η ευσταθής λειτουργία του συστήματος, π.χ. να διατηρηθεί το επίπεδο της συχνότητας σταθερό, απαιτείται εφεδρική λειτουργία η οποία συνεπάγεται πρόσθετα κόστη. Εκτός από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας ή η διαχείριση της ζήτησης, είναι μερικές εναλλακτικές λύσεις για την εξασφάλιση των απαραίτητων πόρων λειτουργίας του συστήματος.

Πρέπει να τονιστεί, ότι κάθε χώρα ασχολείται με την υλοποίηση υποδομών για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος με διαφορετικό τρόπο. Έτσι, αντιμετωπίζονται διαφορετικά είδη και ρυθμίσεις για την εξισορρόπηση των μετρήσεων και του κόστους. Ο

³ Θερμική ή ηλεκτρική ενέργεια

⁴ Θερμική ή ηλεκτρική ενέργεια

μεταβλητός χαρακτήρας της εξόδου ενέργειας ορισμένων ΑΠΕ, όπως είναι για τις ανεμογεννήτριες και τις φωτοβολταϊκές μονάδες, καθιστά την ενσωμάτωσή τους στο υπάρχον ενεργειακό σύστημα ιδιαίτερα “προκλητική” και έτσι συνεπάγονται πρόσθετα κόστη. Το Ευρωπαϊκό δίκτυο διαχείρισης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ENTSO-E), ορίζει τρεις κατηγορίες συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, που αποτελούνται από πρωτοβάθμια, δευτεροβάθμια και τριτοβάθμια συστήματα ελέγχου, ανάλογα με τη ταχύτητα απόκρισης τους, για τις διάφορες ανάγκες σε αποθεματικά ενέργειας. Στο σύγγραμμα Holttinen et al. (2012) [2.9], παρουσιάζονται οι κατηγορίες των διαφορετικών τύπων αποθήκευσης και οι εφαρμογές τους.

Τα κόστη που προκύπτουν για την εξασφάλιση της ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος, όταν σε αυτό υπάρχουν ΑΠΕ, είναι δυνατό να εκτιμηθούν εφόσον είναι διαθέσιμα τα δεδομένα για τα σφάλματα πρόβλεψης και τα αντίστοιχα κόστη από την ισχύ που χρειάζεται για την εξασφάλιση της ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος. Το πιο ιδανικό σενάριο είναι ο υπολογισμός αυτών των τιμών με μεγάλη ακρίβεια χρόνου, π.χ. σε ωριαία βάση, καθώς η τιμή της πρόσθετης ισχύος για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος αφορά μεμονωμένες στιγμές. Έτσι, προτείνεται η χρήση μίας υπολογιστικής σχέσης, με σκοπό την εκτίμηση της τιμής της ισχύος που απαιτείται για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος, στο αντίστοιχο στιγμιότυπο φόρτισης. Βάση αυτής της σχέσης, πρέπει να υπολογίζεται το κόστος που προκύπτει για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος από κάθε γεννήτρια ή να συγκρίνεται η διαφορά του κόστους ευσταθούς λειτουργίας ενός σεναρίου όπου υπάρχει στο ενεργειακό σύστημα μεγάλη διείσδυση ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, με αυτό ενός σεναρίου αναφοράς. Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι η διαθεσιμότητα των δεδομένων ή ο υπολογισμός της πρόβλεψης των σφαλμάτων σε σχέση με τη μελλοντική λειτουργία, τους υπόκειται σε αστάθμητους παράγοντες και μπορεί να περιπλέξουν τον υπολογισμό του κόστους ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος.

2.2.1.3 Κόστη προφίλ

Σύμφωνα με τον ορισμό που χρησιμοποιείται από το Ueckerdt et al. (2013) [2.17], τα **κόστη προφίλ** αντικατοπτρίζουν τα οικονομικά κόστη που προκύπτουν από το μεταβλητό χαρακτήρα της εξόδου ενέργειας των ΑΠΕ και δεν περιγράφονται από τα κόστη για το δίκτυο και την ευσταθή λειτουργία της χρήσης του συστήματος. Τα κόστη προφίλ προκύπτουν για τους εξής λόγους:

- Μία πιθανή αύξηση του μέσου κόστους παραγωγής για την κάλυψη του υπολειπόμενου φορτίου, που συμβαίνει λόγω της μείωσης της χρήσης ΑΠΕ από τη χρήση μονάδων συμβατικής ενέργειας.
- Την πρόσθετη ισχύ (εφεδρική ισχύς) που εξασφαλίζεται από μονάδες συμβατικής τεχνολογίας, λόγω της αδυναμίας κάλυψης της ζήτησης του μέγιστου φορτίου από ανεμογεννήτριες ή φωτοβολταϊκές μονάδες παραγωγής.
- Τις στιγμές που παράγεται πληθώρα ενέργειας και κατά πολύ μεγαλύτερη της ζήτησης, είναι απαραίτητη η απόρριψη της επιπλέον ενέργειας. Αυτό το γεγονός αντικατοπτρίζει ένα ακόμα συστατικό του κόστους προφίλ.

Σε σχέση με την απαιτούμενη εφεδρική ισχύ, πρέπει να σημειωθεί ότι είναι αναγκαίο οι μονάδες παραγωγής ενέργειας να είναι σχεδιασμένες με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε σε μακροχρόνια βάση να παρέχουν ασφάλεια κάλυψης του φορτίου στο δίκτυο. Συνεπώς, πρέπει να εξασφαλίζεται η κάλυψη τόσο του φορτίου που πρόκειται να συνδεθεί στο δίκτυο, όσο και η κάλυψη της αιχμής του υπάρχοντος φορτίου. Τα κόστη που είναι το αποτέλεσμα της λειτουργίας των εφεδρικών μονάδων παραγωγής που χρειάζονται για την παραγωγή

ενέργειας τις στιγμές της αιχμής, μπορούν επίσης να ονομαστούν και ‘‘κόστη επάρκειας’’ (βλ. επίσης Ueckerdt et al. 2013 [2.17]). Σε μία αγορά ενέργειας και μόνο, τις ΑΠΕ τροφοδοτούν με ενέργεια, με οριακό κόστος που προσεγγίζει το μηδέν. Συνεπώς, η ονομαστική ισχύς των συμβατικών μονάδων παραγωγής μειώνεται, καθώς χρειάζονται λιγότερο συχνά και τουλάχιστον βραχυπρόθεσμα,⁵ οι τιμές μέσου κόστους και αιχμής μειώνονται. Αυτά τα αποτελέσματα επηρεάζουν την εισοδηματική κατάσταση των παραγωγών που χρησιμοποιούν συμβατικές μονάδες παραγωγής, συμπεριλαμβανομένων και των παραγωγών που χρησιμοποιούν πιο ευέλικτες μονάδες παραγωγής με συγκριτικά υψηλότερο μεταβλητό κόστος. Ειδικές αγορές - όπως είναι οι αγορές ονομαστικής ισχύος για τις μονάδες παραγωγής - είναι μία επιλογή ώστε να διασφαλίζεται η μακροχρόνια παροχή ευέλικτων δυνατοτήτων, καθώς και να διασφαλιστεί η ανάκτηση κεφαλαίου.

Για τον υπολογισμό του κόστους προφίλ για αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, το υπολειπόμενο φορτίο – το φορτίο του συστήματος πλην την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ και δε μπορεί να χρησιμοποιηθεί – πρέπει να αναλύεται για τις ακραίες καταστάσεις του συστήματος ενέργειας. Δηλαδή, η παραγωγή ενέργειας υψηλών διακυμάνσεων από ΑΠΕ σε συνδυασμό με μικρή ζήτηση ή η μικρή διαθεσιμότητα ενέργειας από ΑΠΕ σε συνδυασμό με μεγάλη ζήτηση. Για αυτό τον υπολογισμό είναι απαραίτητη η γνώση των περιπτώσεων της μη επαρκούς κάλυψης του φορτίου ή της περίσσειας ενέργειας αντίστοιχα, καθώς και η συχνότητα αυτών των γεγονότων. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί με τη βοήθεια ενός μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον υπολογισμό του κόστους προφίλ που προκύπτει από αυξημένη παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, συγκρίνονται τα δύο σενάρια των συστημάτων ενέργειας.

Έτσι, συγκρίνονται τα αποτελέσματα του κόστους για την ανάγκη εφεδρικής ισχύος, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η επάρκεια του συστήματος. Αν δεν υπάρχει διαθέσιμο ενεργειακό μοντέλο από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, μπορούν να χρησιμοποιηθούν γενικευμένα μοντέλα που βασίζονται στη σύνδεση μεταξύ των διάφορων παραγόντων ονομαστικής ισχύος των εγκατεστημένων ΑΠΕ και το τρόπο με τον οποίο μοιράζεται η ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ, έτσι ώστε να υπολογιστεί πως κατανομούνται τα κόστη που προκύπτουν από τις ΑΠΕ. Τα κόστη από την απόρριψη ενέργειας, μπορούν να υπολογιστούν εύκολα πολλαπλασιάζοντας την ενέργεια που απορρίπτεται με την πραγματική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1.4 Επιπρόσθετα κόστη δικτύου

Η χρήση των ΑΠΣΘ δύσκολα απαιτεί επέκταση ή ενίσχυση του δικτύου θέρμανσης, καθώς η παραγωγή θερμικής ενέργειας από ΑΠΣΘ είναι τυπικά αποκεντρωμένη και εγκατεστημένη κοντά στην κατανάλωση. Δεν υπάρχει πρακτικά διαφορά μεταξύ της χρήσης ανανεώσιμων πηγών θέρμανσης και της χρήσης συμβατικών μονάδων θέρμανσης. Επιπλέον, το υπάρχον δίκτυο παροχής φυσικού αερίου μπορεί εύκολα να χρησιμοποιηθεί για φυσικό αέριο και για μεθάνιο. Όμοια με τα κόστη ευστάθειας, δεν υπάρχει σχεδόν κανένα επιπρόσθετο κόστος δικτύου που να προκαλείται από τη χρήση ΑΠΣΘ.

Σε αντίθεση με τα ΑΠΣΘ, η ανάπτυξη ΑΠΕ στο τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, πολλές φορές απαιτεί την ενίσχυση και την επέκταση της υποδομής του υπάρχοντος δικτύου. Η φυσική απόσταση μεταξύ των εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (περιοχές με ευνοϊκές συνθήκες πόρων), με τις περιοχές όπου υπάρχει το πλήθος των φορτίων, είναι ο κύριος λόγος μίας πιθανής συμφόρησης στο **δίκτυο μεταφοράς**. Αυτή η αναντιστοιχία απαιτεί επεκτάσεις ή ενισχύσεις.

Ακόμη, είναι πιθανό να υπάρξει συμφόρηση στο **δίκτυο διανομής**, όπου η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πολλές μικρές ΑΠΕ, όπως είναι για παράδειγμα οι φωτοβολταϊκές

⁵ Από βραχυπρόθεσμα έως μακροπρόθεσμα, η συμβατική παραγωγή πρέπει να ανταποκρίνεται στις νέες συνθήκες: Οι βασικές μονάδες που καλύπτουν το φορτίο αναμένεται να γίνουν λιγότερο κερδοφόρες από την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και έτσι αναμένονται να αντικατασταθούν από πιο ευέλικτες τεχνολογίες.

μονάδες παραγωγής, εισχωρεί στο δίκτυο (ακανόνιστα) και έτσι υπάρχει κίνδυνος για τη μη σταθερότητα του επιπέδου της τάσης, οπότε και για την αξιοπιστία του δικτύου. Επενδύσεις σε τεχνικές λύσεις, όπως είναι ο απομακρυσμένος έλεγχος, οι διασυνδέσεις ή τα καλώδια αντοχής υψηλότερης τάσης, βοηθούν ώστε να ξεπεραστούν αυτά τα εμπόδια.

Τα επιπρόσθετα κόστη δικτύου πρέπει να περιλαμβάνουν μόνο τα κόστη από τις επενδύσεις που προκαλούνται από την ανάπτυξη ΑΠΕ και δε θα είχαν συμβεί σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς την εγκατάσταση ΑΠΕ. Τα κόστη για την αναβάθμιση ή την επέκταση του δικτύου υπολογίζονται ως μία ετήσια επένδυση που αφορά τη διάρκεια ζωής της υποδομής του δικτύου της ηλεκτρικής ενέργειας και τα υπολογιζόμενα κόστη ετήσιας λειτουργίας και συντήρησης. Επιπλέον, η διαχείριση της συμφόρησης, συμπεριλαμβανομένου των νέων απαιτήσεων διαχείρισης του υψηλού φορτίου στο δίκτυο, περιέχεται στα επιπλέον κόστη του δικτύου. Ο λεπτομερής υπολογισμός για τα επιπρόσθετα κόστη του δικτύου απαιτεί ένα μοντέλο δικτύου, στο οποίο συγκρίνεται ένα σενάριο με αυξημένη χρήση ΑΠΕ με ένα σενάριο αναφοράς.

Πίνακας 2.3: Είσοδος δεδομένων και πηγές για την επέκταση του δικτύου

Δεδομένα εισόδου	Μονάδα
Έξοδα επενδύσεων για τις υποδομές του δικτύου	€/ (kW*km)
Κόστη λειτουργίας και συντήρησης	€/ (kW*km*a)
Διάρκεια ζωής δικτύου και επιμέρους στοιχείων	χρόνια
Προεξοφλητικό επιτόκιο	% ετησίως

2.2.1.5 Επιπρόσθετα κόστη συναλλαγών

Κάθε οικονομική δραστηριότητα συνεπάγεται κόστη συναλλαγών. Τα κόστη συναλλαγών συμβαίνουν σε δύο περιπτώσεις:

1. Στην αγορά μεταξύ των παραγόντων των συστημάτων ενέργειας (παραγωγούς, καταναλωτές, διαχειριστές δικτύου, κλπ) (**κόστη συναλλαγών στην αγορά**) και
2. Στην επαφή μεταξύ των διαχειριστών του δικτύου με την πολιτική/διοίκηση (**κόστη εφαρμογής πολιτικής ανάπτυξης ΑΠΕ**).

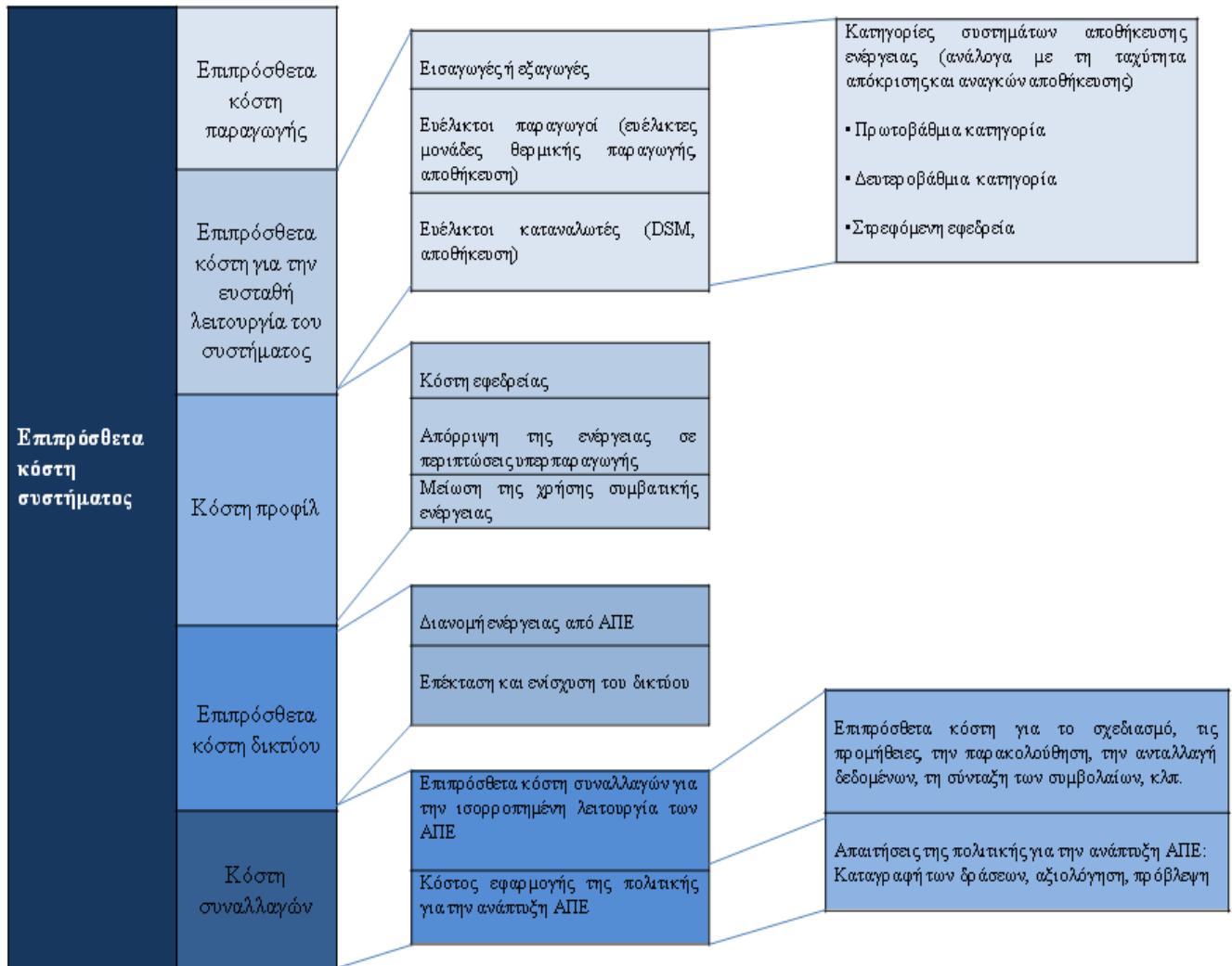
Τα κόστη συναλλαγών μεταξύ των διαφόρων παραγόντων στην αγορά προκύπτουν από τις προβλέψεις, το σχεδιασμό και την καταγραφή της παροχής και της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας, από δράσεις για προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, από την ανάγκη δημιουργίας συμβολαίων, από την ανταλλαγή δεδομένων, κλπ. Αφού αυτές οι διαδικασίες τείνουν να γίνουν όλο και πιο περίπλοκες για τα μεταβλητά ΑΠΕ, τα κόστη των συναλλαγών αυξάνονται με την ανάπτυξη ΑΠΕ. Καθώς αυτά τα κόστη αφορούν κυρίως το επίπεδο της διαχείρισης του συστήματος μεταφοράς ή αλλιώς transmission system operator (TSO), η αξιολόγησή τους βασίζεται κυρίως στα δεδομένα από το TSO.

Για την επίτευξη των στόχων/απαιτήσεων της πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ, το **κόστος εφαρμογής αυτής της πολιτικής** συμπεριλαμβάνεται μεταξύ της καταγραφής των δραστηριοτήτων ΑΠΕ (π.χ. παραγωγή και επενδύσεις), της καταγραφής των απαιτήσεων που υπάρχουν για την ανάπτυξή τους, την κοστολόγησή τους, κλπ. Για παράδειγμα στη Γερμανία,

οι διαχειριστές του δικτύου είναι υποχρεωμένοι να αξιολογούν την εισφορά των ΑΠΕ προς τους τελικούς καταναλωτές και να ελέγχουν εκ των προτέρων τις μονάδες παραγωγής ΑΠΕ. Την ίδια στιγμή, για το επίπεδο της πολιτικής ανάπτυξης των ΑΠΕ, απαιτείται τετραετής παρακολούθηση των αναφορών ανάπτυξής τους. Όσον αφορά το τομέα της θέρμανσης, η απαίτηση εγκατάστασης ΑΠΣΘ στα νέα κτίρια, πρέπει να καταγράφεται και να ελέγχεται, καθώς χορηγούνται τα διάφορα ειδικά προγράμματα στήριξης. Έτσι, προκύπτουν ως κόστη για τους διαχειριστές του δικτύου και τους κυβερνητικούς φορείς.

Στο Σχήμα 2.2 απεικονίζονται διάφοροι τύποι για τα επιπρόσθετα κόστη που συνεπάγεται η ανάπτυξη ΑΠΕ και φαίνεται σε ποιο επίπεδο συνάθροισης μπορούν να υπολογιστούν. Αν υπάρχουν πληροφορίες αλλά δεν είναι ακριβείς για τα επιπρόσθετα κόστη που χρειάζονται για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος, τα κόστη δικτύου, τα κόστη για τις συναλλαγές κλπ, ή είναι διαθέσιμο ένα ενεργειακό μοντέλο, οι υπολογισμοί μπορούν να γίνουν στο επίπεδο του συστήματος, όπου όλα τα κόστη παραγωγής, ευσταθούς λειτουργίας και επενδύσεων για το δίκτυο - καύσιμα, συντήρηση και λειτουργία των μονάδων παραγωγής, αποθηκευτικές εγκαταστάσεις - αξιολογούνται σε ετήσιο επίπεδο για δύο διαφορετικά ενεργειακά συστήματα. Όσο πιο λεπτομερείς είναι οι πληροφορίες που παρέχονται, τόσο καλύτερη είναι η ποιότητα υπολογισμού του κόστους. Ωστόσο, πρέπει να είναι σίγουρο ότι δεν υπάρχει διπλός υπολογισμός ή παράλειψη, όταν γίνεται επεξεργασία σε διαφορετικό επίπεδο.

Γενικά, είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι υπάρχουν αλληλεπιδράσεις μεταξύ των συστατικών στα κόστη, πράγμα που σημαίνει ότι η αποσύνθεσή τους σε μεμονωμένα συστατικά κόστους, πρέπει να γίνει ως προσέγγιση. Οι επιδράσεις από τους διάφορους τύπους του κόστους διαφέρουν πολύ. Έτσι, στα αποτελέσματα του συγγράμματος Breitschopf et al. (2011) [2.4], [2.5], υπολογίστηκε για τη Γερμανία το συνολικό κόστος για τις επεκτάσεις του δικτύου και ανέρχεται σε 18.5 εκατομμύρια € (14.5 εκατομμύρια € για το δίκτυο μεταφοράς και 4 εκατομμύρια € για το δίκτυο διανομής), ενώ το επιπρόσθετο κόστος παραγωγής ανέρχεται σε 8 εκατομμύρια € για το έτος 2010.



Σχήμα 2.2: Επισκόπηση για τα επιπρόσθετα κόστη

2.2.1.6 Άλλα κόστη

Υπάρχουν και άλλες, επιπλέον αρνητικές συνέπειες από συστήματα που βασίζουν την παραγωγή ενέργειας σε ΑΠΕ. Αυτές είναι η μείωση των αλιευτικών πεδίων, οι παρακάμψεις στα δρομολόγια των πλοίων, η ηχορύπανση και η εκπομπή λάμψεων, οι παρεμβολές για την αεροπορία και τα ραντάρ, οι θάνατοι πτηνών κλπ. Οι περισσότερες από αυτές τις επιδράσεις είναι εξωτερικού παράγοντα και δεν είναι αποκλειστικά υπεύθυνες οι ΑΠΕ. Επιπλέον, ορισμένες θεωρούνται ως περιβαλλοντολογικές επιδράσεις, αλλά προκαλούν και αρνητικές οικονομικές συνέπειες μέσω των επιπτώσεων που έχουν στην υγεία ή τη μείωση των εσόδων από την αύξηση των δαπανών. Καθώς είναι δύσκολο να αποδοθούν αυτές οι επιδράσεις σε χρηματικές μονάδες, δεν συμπεριλαμβάνονται στην ανάλυση.

2.3 Οφέλη από τη χρήση ΑΠΕ

Η χρήση των ΑΠΕ δεν έχει μόνο αρνητικό αντίκτυπο από τα πρόσθετα κόστη, αλλά έχει και αρκετά πλεονεκτήματα. Όπως αναφέρθηκε από το γερμανικό Renewable Energy Law [2.6], οι θετικές επιδράσεις των ΑΠΕ προκύπτουν από τη συμβολή τους στην κλιματική αλλαγή και τη μείωση της μόλυνσης της ατμόσφαιρας, την εξοικονόμηση ορυκτών

καυσίμων, τη μείωση της εξάρτησης από τις εισαγωγές καυσίμων και τη τεχνολογική ανάπτυξη, που ουσιαστικά οδηγεί σε μείωση του κόστους των ΑΠΕ. Αυτές οι επιδράσεις δεν αφορούν μόνο το επίπεδο του συστήματος ή της τεχνολογίας, εκτός από ένα πολύ σημαντικό πλεονέκτημα που φέρνει η ανάπτυξη ΑΠΕ και που έχει ποσοτικοποιηθεί: Η συμβολή στη μείωση του φαινομένου του θερμοκηπίου και η μείωση των ρύπων που βλάπτουν την ατμόσφαιρα. Το όφελος από αυτή τη μείωση, είναι η βελτίωση των κλιματολογικών συνθηκών, η βελτίωση της ποιότητας της υγείας, η υποστήριξη της βιοποικιλότητας, η μείωση της χρήσης της γης και η μείωση της χρήσης ρυπογόνων υλικών.

2.3.1 Αποφυγή των αερίων του θερμοκηπίου και άλλων ατμοσφαιρικών ρύπων

Η αποφυγή των αερίων που δημιουργούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου ή αλλιώς Greenhouse Gases (GHG), όπως επίσης και άλλων ατμοσφαιρικών ρύπων, είναι το μεγαλύτερο πλεονέκτημα που επιφέρει η ανάπτυξη των ΑΠΕ. Οι εκπομπές των αερίων που επιδεινώνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου έχουν το βασικότερο ρόλο για την κλιματική αλλαγή του πλανήτη, οπότε προκαλούν κυρίως μακροχρόνιες και παγκοσμίου εύρους επιπτώσεις. Από την άλλη πλευρά, οι εκπομπές των άλλων ατμοσφαιρικών ρύπων προκαλούν περισσότερο βραχυπρόθεσμες και περιορισμένες σε τοπικό εύρος επιπτώσεις.

Υπάρχουν πολλές μελέτες που εστιάζουν στους παράγοντες που εμπλέκονται στις εκπομπές των αερίων που προκαλούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου και σε άλλους ατμοσφαιρικούς ρύπους, που δημιουργούν οι συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας. Όσο περισσότερο διαφοροποιούνται οι παράγοντες στο επίπεδο της τεχνολογίας, τόσο καλύτερα υπολογίζονται οι εκπομπές που προκύπτουν. Σε μερικές μελέτες, οι παράγοντες εκπομπής για μία τεχνολογία, π.χ. καύση του άνθρακα ή γεωθερμική θέρμανση, αντιπροσωπεύουν το άθροισμα της μέσης τιμής εκπομπής των ρύπων για το τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και το τομέα της θερμικής ενέργειας. Όμως, σε άλλες μελέτες διαφοροποιούνται περαιτέρω οι συντελεστές εκπομπής ρύπων και αφορούν κάθε τομέα ενέργειας και κάθε τεχνολογία χωριστά. Οι άμεσοι παράγοντες εκπομπής αντικατοπτρίζουν τη χρήση του καυσίμου (για την παραγωγή ενέργειας), ενώ οι έμμεσοι παράγοντες εκπομπής αντιπροσωπεύουν τις εκπομπές που είναι συνδεδεμένες με την παροχή της τεχνολογίας ή του καυσίμου. Ιδανικά, πρέπει να συμπεριλαμβάνονται και οι δύο τύποι αυτών των παραγόντων.

Η μετατροπή των παραγόντων εκπομπής των ρύπων σε μονάδες κοινωνικού κόστους για τον άνθρακα, είναι αρκετά πολύπλοκη. Έτσι, οι υπάρχουσες αναλύσεις παρουσιάζουν μεγάλο εύρος τιμών για τις διάφορες εκπομπές των ρύπων (από 0 € έως περισσότερα από 200 € ανά τόνο διοξειδίου του άνθρακα - CO₂). Οι τιμές αυτές υπολογίζονται με τη χρήση διαφόρων μοντέλων που λαμβάνουν υπόψη τις επιπτώσεις των αερίων του θερμοκηπίου (GHG) που υπάρχουν στην υγεία, στην κατανάλωση, στη χρήση της γης, στις θαλάσσιες πηγές κλπ, για έναν αρκετά μεγάλη διάρκεια χρονικό ορίζοντα. Επιπλέον, απασχολεί αρκετά το γεγονός σχετικά με το αν πρέπει να λαμβάνεται υπόψη η οριακή τιμή βλάβης ή το οριακό κόστος μετριασμού των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα για τη μετατροπή αυτών των εκπομπών σε χρηματικές μονάδες.

Αντίθετα, τα κόστη εκπομπής ρύπων υπολογίζονται βάσει διαφορετικών παρατηρήσεων, πειραμάτων και συναρτήσεων. Εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το που και πότε εκπέμπονται. Οι ρύποι σε μία πυκνοκατοικημένη περιοχή, είναι πιο βλαβεροί από ότι είναι οι ίδιοι ρύποι σε μία απομακρυσμένη περιοχή. Επίσης, όσο υψηλότερη είναι η θέση για τους μηχανισμούς εξαγωγής των ρύπων (καμινάδες), τόσο μεγαλύτερη είναι η ζώνη της εκπομπής τους. Καθώς είναι σχεδόν αδύνατο να βρεθεί η ακριβής θέση της μόλυνσης, συχνά χρησιμοποιείται ένας σταθμισμένος μέσος όρος για το τοπικό κόστος βλάβης, που προκύπτει από τις εκπομπές των ρύπων.

Για την αξιολόγηση της εκπομπής των ρύπων που αποφεύγονται σε **επίπεδο συστήματος**, πρέπει να είναι γνωστά η παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας ανά τεχνολογία καθώς και το κόστος βλάβης. Το γινόμενο των ειδικών τεχνολογικών παραγόντων εκπομπής, μαζί με την ποσότητα της ενέργειας που παράγεται από αυτή τη τεχνολογία και το κόστος βλάβης, οδηγούν στη νομισματική αξία των εκπομπών. Η

διαφορά μεταξύ του κόστους εκπομπής ενός συστήματος που χρησιμοποιούνται ΑΠΕ και ενός συμβατικού ηλεκτρικού συστήματος ενέργειας, δείχνει το όφελος – νομισματική επίδραση – από την αποφυγή εκπομπής των ρύπων, στο επίπεδο του συστήματος.

Για την αξιολόγηση της εκπομπής των ρύπων που αποφεύγονται στο **επίπεδο της τεχνολογίας**, χρησιμοποιούνται παράγοντες υποκατάστασης που δείχνουν σε ποιο βαθμό η παραγωγή ενέργειας από μονάδες που λειτουργούν με ορυκτά καύσιμα (συμβατική παραγωγή ενέργειας), αντικαθίσταται από την παραγωγή ΑΠΕ. Οι ειδικοί τεχνολογικοί συντελεστές εκπομπής, αντικατοπτρίζουν τα άμεσα και έμμεσα κόστη ανά παραγόμενη kWh, την ποσότητα ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, καθώς το κόστος βλάβης εκπομπής είναι ένας επιπλέον παράγοντας εισόδου για την αξιολόγηση. Ο υπολογισμός γίνεται σε τρία βήματα [2.3], [2.8]:

Σχέση 2.4: Συγκεκριμένες εκπομπές ρύπων που αποφεύγονται

$$ik (spVFik) = \sum j(SFij * EFjk - EFik)$$

EF:	Παράγοντας εκπομπής
SF:	Παράγοντας υποκατάστασης
i:	ΑΠΕ
j:	Ενέργειες αναφοράς
k:	Διάφοροι ατμοσφαιρικοί ρύποι και εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα

Σχέση 2.5: Εκπομπές που αποφεύγονται

$$ik (VEik) = \sum i(spVFik * Qi)$$

Q:	Ποσότητα παραγόμενης θερμικής ή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ
spVF:	Ειδικοί παράγοντες αποφυγής εκπομπών

Σχέση 2.6: Κόστη που αποφεύγονται

$$costsi = \sum k(VEik * SKk)$$

SK:	Κόστη βλάβης σε €/t εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και ρύπων
VE:	Εκπομπών που αποφεύγονται

Η αξιολόγηση του κοινωνικού κόστους, είναι το σημαντικότερο βήμα, καθώς δεν υπάρχει μοναδική επιστημονικά αποδεκτή αξία για την αποζημίωση από τη βλάβη που προκαλείται, αλλά προσεγγίσεις και αποτελέσματα που δίνουν ένα μεγάλο εύρος τιμών.

Πίνακας 2.4: Δεδομένα εισόδου που ποσοτικοποιούν τις εκπομπές των ρύπων που αποφεύγονται

Δεδομένα εισόδου	Μονάδα
------------------	--------

Παράγοντες εκπομπής για κάθε τεχνολογία	Mg/kWh
Ποσοτικοποίηση ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας ανά τεχνολογία	MWh
Βαθμός υποκατάστασης (επίπεδο συστήματος)	%
Κόστος βλάβης για εκπομπές GHG και ατμοσφαιρικούς ρύπους	€/t

2.3.2 Άλλα οφέλη

Εκτός από τη μείωση των ρυπογόνων εκπομπών, υπάρχουν και άλλες θετικές επιδράσεις από την ανάπτυξη ΑΠΕ. Μεταξύ αυτών, είναι η μείωση του κόστους κατασκευής ΑΠΕ σε συνδυασμό με την αύξηση της χρήσης τους. Επίσης, περιλαμβάνεται η βελτίωση στις πτυχές της ενεργειακής ασφάλειας, αφού μειώνεται η εξάρτηση από την εισαγωγή ορυκτών καυσίμων.

Μερικές από αυτές τις θετικές επιδράσεις, όπως είναι η **μάθηση μέσω της πράξης** και η **οικονομία της κλίμακας**⁶, λαμβάνονται υπόψη μέσω των τιμών του κόστους που σχετίζονται με το σύστημα. Παρ' όλα αυτά, σε μερικές μελέτες γίνεται προσπάθεια μέτρησης των καινοτόμων δραστηριοτήτων μέσω της καταμέτρησης των δραστηριοτήτων με δίπλωμα ευρεσιτεχνίας - ωστόσο είναι δύσκολο να αποδοθούν οι οικονομικές αξίες σε αυτές, καθώς οι ευρεσιτεχνίες δεν αντικατοπτρίζονται απαραίτητα από δίπλωμα ευρεσιτεχνίας.

Μία επιπλέον θετική επίδραση, είναι οι **δευτερογενείς επιπτώσεις** των τεχνολογιών ΑΠΕ προς άλλες τεχνολογίες ή οικονομίες, που θα μπορούσαν να αξιολογηθούν από διπλώματα ευρεσιτεχνίας (τεχνολογία), βοηθητικές πατέντες και βοηθητικά συγγράμματα (οικονομία), αλλά η νομισματική ποσοτικοποίηση της επίδρασης αυτής δεν είναι εφικτή.

Ενεργειακή ασφάλεια⁷: Η έλλειψη των ενεργειακών πηγών, αντικατοπτρίζεται από την τιμή τους στην αγορά. Αυτό σημαίνει ότι ενδεχόμενοι περιορισμοί της προσφοράς – μέσω πολιτικής ή οικονομικής κρίσης – τυπικά οδηγούν σε μεγαλύτερες τιμές των καυσίμων. Οι τιμές των καυσίμων περιλαμβάνονται στο LCOE [2.17], ωστόσο η αστάθειά τους δεν αντικατοπτρίζεται από αυτές τις τιμές. Έτσι, η έλλειψη τους αυξάνει το κόστος παραγωγής ενέργειας από συμβατικά συστήματα που βασίζονται στη χρήση ορυκτών καυσίμων, οπότε η ανάπτυξη ΑΠΕ οδηγεί σε μείωση του επιπρόσθετου κόστους παραγωγής, εφόσον οι άλλες συνθήκες παραμένουν αμετάβλητες.

Ωστόσο, για την αποφυγή σοβαρών ελλείψεων εφοδιασμού, σε μερικές οικονομίες είναι δεδομένη η αποθήκευση ή η διατήρηση αποθεμάτων φυσικού αερίου ή πετρελαίου. Το κόστος αυτών των αποθεμάτων μπορεί να θεωρηθεί ως τύπος κόστους ασφαλείας σε περίπτωση έλλειψης. Στην περίπτωση που αυτά τα κόστη ασφαλείας προστίθενται στις τιμές των καυσίμων, αυξάνουν το κόστος παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και μειώνουν τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής από τη χρήση ΑΠΕ. Αν αυτά τα κόστη ασφαλείας, δεν προστίθενται στο κόστος καυσίμου αλλά επιβαρύνουν το δημόσιο προϋπολογισμό, πρέπει να λαμβάνονται υπόψη ως ξεχωριστές επιδράσεις που συνδέονται με το σύστημα. Αν τα αποθέματα είναι περιττά από την αύξηση της ανάπτυξης ΑΠΕ, τα αποθέματα που δεν χρησιμοποιούνται ή το κόστος ασφαλείας μπορεί να θεωρηθεί ως όφελος.

⁶ Η οικονομία της κλίμακας αναφέρεται στο πραγματικό μέγεθος της επίδρασης – όσο μεγαλύτερη είναι η ικανότητα παραγωγής, τόσο χαμηλότερο είναι το κόστος παραγωγής από μία μονάδα. Η οικονομία της κλίμακας δεν αντικατοπτρίζει αυξήσεις στην αποδοτικότητα.

⁷ Η ασφάλεια εδώ αναφέρεται στην παροχή καυσίμων (π.χ. στην εξάρτηση από τις εισαγωγές) και όχι στην αξιοπιστία του συστήματος ενέργειας. Το τελευταίο λαμβάνεται υπόψη από το κόστος για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος και το κόστος του δικτύου.

2.3.3 Επιπρόσθετα κόστη και οφέλη – Η γερμανική περίπτωση

Καθώς στη Γερμανία έχουν τεθεί αρκετά φιλόδοξοι στόχοι για την ανάπτυξη ΑΠΕ και έχει επιτευχθεί μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής αλλά και θερμικής ενέργειας, το κόστος ανάπτυξης ΑΠΕ όπως και η ανάπτυξη ΑΠΕ, μπορούν να μελετηθούν και να αξιολογηθούν αρκετά καλά. Για την κατανόηση της έκτασης και της σημασίας των επιδράσεων σε νομισματικούς όρους, τα διαθέσιμα κόστη και οφέλη απεικονίζονται στον Πίνακα 2.5 που ακολουθεί.

Πίνακας 2.5: Επιπρόσθετα κόστη και οφέλη στην παραγωγή ενέργειας στη Γερμανία (2012)

Τύποι	Περιγραφή	Ποσά σε εκατ. €
Κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας	Κόστος λόγω του υψηλότερου κόστους ΑΠΕ	10,330
	Κόστος από συνδυασμό ΑΠΕ και συμβατικών τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας	μ.δ.
Κόστη για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος	Λάθη προβλέψεων που βασίζονται στη λειτουργία εφεδρείας	53
Κόστη προφίλ	Κόστη εφεδρείας	μ.δ.
	Περικοπές λόγω αυξημένης παραγωγής	μ.δ.
	Μείωση χρησιμοποίησης συμβατικής παραγωγής	μ.δ.
Κόστη υποδομής δικτύου	Επέκταση ή ενίσχυση του δικτύου μεταφοράς ή διανομής	460
Κόστη συναλλαγών	Κόστη συναλλαγών αγοράς (IT, προσωπικό, χρηματιστήριο..)	14
	Κόστος εφαρμογής της πολιτικής (λογιστικά δίκτυου ΑΠΕ, πρόβλεψη και υπολογισμός της προσφοράς ΑΠΕ):	180

	Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα που αποφεύγονται	8,400
Οφέλη	Εκπομπές ρύπων που αποφεύγονται	800

2.4 Ειδικοί παράγοντες επίδρασης στην ανάπτυξη ΑΠΕ

Οι ειδικοί παράγοντες επίδρασης στην ανάπτυξη ΑΠΕ, είναι αναδιανεμητικές επιδράσεις που απεικονίζουν αλλαγές στο κόστος, στις τιμές, στην ποσότητα ή την ποιότητα που επιφέρουν οι πολιτικές ανάπτυξης ΑΠΕ για διάφορους παράγοντες. Αυτοί οι ειδικοί παράγοντες επίδρασης, μπορεί να αντιπροσωπεύουν ευεργετικές επιδράσεις για ορισμένους τομείς στο σύστημα, ενώ μπορεί να έχουν αρνητικές επιδράσεις για άλλους. Έτσι, οι ειδικοί παράγοντες επίδρασης αποκαλύπτουν τα τελικά κόστη ή οφέλη από την ανάπτυξη ΑΠΕ για επιλεγμένους παράγοντες, όπως είναι τα νοικοκυριά ή επιχειρήσεις, όταν είναι σε ισχύ πολιτικές για δράση ανάπτυξης ΑΠΕ ή άλλα καθεστώτα στήριξης.

Αυτές οι επιδράσεις, δείχνουν σε ποιο βαθμό πρέπει να κατανεμηθούν τα πρόσθετα κόστη ή τα οφέλη, στους διάφορους οικονομικούς παράγοντες – δείχνουν **δηλαδή, ποιος επιβαρύνεται οικονομικά από την ανάπτυξη ΑΠΕ και ποιος επωφελείται από αυτή**. Οι ειδικοί παράγοντες επίδρασης, είναι τα αποτελέσματα της πολιτικής που περιγράφει πως μοιράζονται τα επιπρόσθετα κόστη και οφέλη μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών. Επίσης, περιλαμβάνουν τις **χρηματοοικονομικές επιδράσεις** και τις **επιδράσεις στη τιμή**, που οι διάφοροι οικονομικοί παράγοντες αντιμετωπίζουν. Ενώ μερικοί οικονομικοί παράγοντες, όπως είναι οι ιδιωτικές κατοικίες επιβαρύνονται με εισφορά πρόσθετου κόστους για την ανάπτυξη ΑΠΕ, οι παραγωγοί ή οι επενδυτές των ΑΠΕ επωφελούνται από το συγκεκριμένο σχέδιο πολιτικής της ανάπτυξης: λαμβάνουν μία προμολόγηση για τα ΑΠΕ, που πολλές φορές αντικατοπτρίζει κέρδος. Οι αναδιανεμητικές επιδράσεις περιλαμβάνουν τις χρηματικές μεταφορές ή πληρωμές και όχι τις νομισματικές απώλειες ή τα κέρδη, αλλά δεν αντικατοπτρίζουν την πραγματική χρήση των ΑΠΕ για την παροχή ενέργειας.

Οι επιδράσεις των ειδικών παραγόντων, δε μπορούν να εκφραστούν ως ενιαίο συνολικό ποσό, καθώς διάφορες ομάδες παραγόντων μπορεί να πληρώνουν από τη μία πλευρά και από την άλλη να επωφελούνται από τα μέτρα της πολιτικής ανάπτυξης ΑΠΕ.

Με βάση τη ταξινόμηση των διανεμητικών επιδράσεων στην οικονομική βιβλιογραφία (Fullerton, 2009 [2.7]), οι ειδικοί παράγοντες επιδράσεων μπορούν να ταξινομηθούν σε έξι διαφορετικούς τύπους (βλ. Breitschopf and Diekmann 2013 [2.1]):

Επιδράσεις στο πλεόνασμα του καταναλωτή: Οι αλλαγές στη τιμή της ενέργειας (προσαυξήσεις), λόγω των πληρωμών στήριξης για την παραγωγή ενέργειας που θα επιφέρει η ανάπτυξη των ΑΠΕ, οδηγούν στην αύξηση της λιανικής τιμής της ενέργειας. Επομένως, το πλεόνασμα του καταναλωτή μειώνεται. Επιπλέον, αλλαγές στη δομή της παραγωγής, όπως είναι η αύξηση της χρήσης ΑΠΕ - εκτός των τεχνολογιών βιομάζας - με τα οριακά κόστη της παραγωγής κοντά στο μηδέν, οδηγούν σε μετατόπιση της καμπύλης προσφοράς, έχοντας ως αποτέλεσμα χαμηλότερη **χονδρική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας**. Έτσι, αυξάνεται το πλεόνασμα του καταναλωτή για τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας.

Επιδράσεις στο πλεόνασμα του παραγωγού: Οι διάφορες προμολογήσεις που καταβάλλονται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, αυξάνουν το συνολικό πλεόνασμα των παραγωγών - επενδυτών ΑΠΕ. Σε ατομικό επίπεδο, ορισμένοι παραγωγοί ίσως επωφελούνται περισσότερο από άλλους παραγωγούς, καθώς η παραγωγή ενέργειας και οι συνθήκες κόστους διαφέρουν. Αυτό συμβαίνει διότι οι επενδύσεις ΑΠΕ διαφέρουν μεταξύ τους ως προς διάφορους παράγοντες, όπως είναι η τοποθεσία. Συνεπώς, ενδέχεται να υπάρχουν και **διαφορετικά ατομικά περιθώρια**.

Ενοικίαση πιστοποιητικών: Αντί να παρέχεται άμεση υποστήριξη ΑΠΕ για τη μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα στο τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, εγκαθίστανται καλύμματα τα οποία επιτρέπουν την εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα έως ένα επίπεδο και συνδυάζονται με την εμπορία ενός πιστοποιητικού. Οι τιμές αυτών των πιστοποιητικών αντικατοπτρίζουν τη σπανιότητά τους, το οποίο είναι το αποτέλεσμα του εφοδιασμού (καλύμματος) και της ζήτησης των πιστοποιητικών. Το τελευταίο, με τη σειρά του, επηρεάζεται από την ποσότητα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ.

Επιδράσεις στην Κεφαλαιοποίηση: Απεικονίζουν έμμεσες ή παρεπόμενες συνέπειες από την ανάπτυξη ΑΠΕ, οι οποίες προκαλούνται από την εγκατάσταση μονάδων παραγωγής ΑΠΕ. Αυτά τα μέτρα αντανakλώνται στις διακυμάνσεις των τιμών των περιουσιακών στοιχείων, που σχετίζονται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Παραδείγματα, είναι η αλλαγή της τιμής της γης, η οποία είναι κατάλληλη για την εγκατάσταση ανεμογεννητριών ή των επιφανειών (στέγες ή τμήματα γης), οι οποίες είναι κατάλληλες για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών πλαισίων. Επιπλέον παραδείγματα, είναι η επίπτωση στη τιμή των ακινήτων που βρίσκονται κοντά σε εργοστάσια παραγωγής ενέργειας με γαιάνθρακα ή πυρηνική ενέργεια, η οποία μειώνεται σημαντικά. Αντιθέτως, η τιμή ακινήτων που βρίσκονται κοντά σε αιολικά πάρκα, δεν είναι σίγουρο ότι θα μειωθεί. Αυτές οι αλλαγές στην αξία που επιφέρουν τα ΑΠΕ, προκαλούν θετικές ή αρνητικές επιδράσεις στην Κεφαλαιοποίηση για ένα σύνολο παραγόντων, όπως είναι οι ιδιοκτήτες ακίνητης περιουσίας.

Αλλαγές στη χρησιμότητα που σχετίζονται με τις εκπομπές ρύπων: αυξήσεις ή μειώσεις σε εκπομπές GHG, άλλων ατμοσφαιρικών ρύπων, θορύβου, λάμψεων, κλπ, δημιουργούν ατομικά διαφορετικές οριακές χρησιμότητες. Οι χρησιμότητες διαφέρουν μεταξύ των ομάδων ανάλογα με τον πλούτο τους, το φύλο τους, την ηλικία τους, την περιοχή που βρίσκονται, αν είναι αστικά ή αγροτικά νοικοκυριά, την εθνικότητα τους κλπ. Δεδομένου ότι υπάρχουν υποκειμενικές προτιμήσεις, δεν εφαρμόζεται ένα κοινό μέτρο για αυτές τις αλλαγές στη χρησιμότητα. Ακόμη, ο αριθμός των ανθρώπων που βιώνουν τις επιπτώσεις από τις εκπομπές των διαφόρων ρύπων ποικίλει, σύμφωνα με το τύπο που έχουν οι εκπομπές αυτές. Για παράδειγμα, οι εκπομπές που προκαλούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι υπεύθυνες για τις κλιματικές αλλαγές και έχουν επιπτώσεις σε παγκόσμιο εύρος, σε αντίθεση με τους ατμοσφαιρικούς ρύπους που είναι περισσότερο τοπικοί. Μολονότι υπάρχουν προσεγγίσεις αξιολόγησης για κόστη που προκαλούνται από εκπομπές CO₂, η πραγματική βλάβη που προκαλείται ή η οριακή απώλεια της χρησιμότητας για καθένα ξεχωριστά, μπορεί να αποκλίνουν σημαντικά από το πρότυπο κόστος βλάβης.

Μεταβατικές επιδράσεις και άλλα: Κατά τη φάση της μετάβασης συμβαίνουν αναδιανεμητικές αλλά και προσωρινές επιδράσεις, σε όλα τα επίπεδα – επίπεδο συστήματος, μικροοικονομικό και μακροοικονομικό. Οι επιδράσεις από την εκμάθηση της τεχνολογίας, την ανταγωνιστικότητα των επιχειρήσεων, τις τιμές και τη ζήτηση των εισαγωγών, την υποδομή του δικτύου κλπ, επηρεάζουν ατομικά τις ιδιωτικές κατοικίες ή τις επιχειρήσεις, όπως και ορισμένους τομείς της βιομηχανίας. Στο πλαίσιο εξέτασης των ΑΠΕ, το επίκεντρο αυτής της μελέτης είναι οι δημόσιες δαπάνες για την έρευνα και την ανάπτυξη (R&D), όπου οι δικαιούχοι θα μπορούν να επωφεληθούν οικονομικά από τη δημόσια στήριξη, μέσω της γνώσης που αποκομίζουν αλλά και της νέας γενιάς προϊόντων.

Στη συνέχεια, μελετώνται περισσότερο οι αναδιανεμητικές επιδράσεις της ανάπτυξης ΑΠΕ για τα κόστη και τα οφέλη των διαφόρων παραγόντων όπως είναι οι επιχειρήσεις, οι δημόσιες και οι ιδιωτικές κατοικίες, λαμβάνοντας υπόψη τις επιδράσεις των τελικών τιμών που επηρεάζουν το πλεόνασμα του καταναλωτή και του παραγωγού (Πίνακας 2.6).

Πίνακας 2.6: Επισκόπηση των αναδιανεμητικών επιδράσεων

Τύποι	Περιγραφή	Τύπος της περιγραφής
Κόστος πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ	Καταναλωτή , με βάση τον επιμερισμό των βαρών	
	Δημόσιος προϋπολογισμός , με βάση τον επιμερισμό των βαρών, δηλαδή το κόστος που προκύπτει από την πολιτική στήριξης για την ανάπτυξη ΑΠΕ	Οικονομικές επιδράσεις για τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας (πλεόνασμα καταναλωτή)
Επίδραση στην αξία εντολής	Ειδικά προγράμματα απαλλαγών για ειδικούς φορείς, π.χ. τις ενεργοβόρες βιομηχανίες	
	Αλλαγές στη τιμή αγοράς λόγω αλλαγών της αξίας εντολής της ενεργειακής τροφοδότησης (αλλαγές στη διάταξη του χαρτοφυλακίου της παραγωγής)	Επίδραση της τιμής για τους συμμετέχοντες στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας (πλεόνασμα καταναλωτή-παραγωγού)
Υποστήριξη έρευνας και ανάπτυξης (R&D)	Άμεση χρηματική μεταφορά για την αντιστάθμιση του κόστους που δεν μπορεί να καλυφθεί από τη μη ρευστοποίηση των ενοικίων (βραχυπρόθεσμα) λόγω μη αποκλειστικότητας της χρήσης τους	Οικονομική επίδραση για τους παρόχους ή αυτούς που αναπτύσσουν τη τεχνολογία (πλεόνασμα καταναλωτών / παραγωγών)

Για τον ακριβή προσδιορισμό των διάφορων επιδράσεων σε επίπεδο μικροοικονομίας, η ανάλυση γίνεται με διάκριση των άμεσων επιβαρύνσεων ή υποστηρικτικών δράσεων μεταξύ των καταναλωτών και των παραγωγών. Αυτές αποτελούν τις οικονομικές επιδράσεις και τις έμμεσες επιβαρύνσεις ή τα οφέλη. Έτσι, μέσω των αλλαγών στη τιμή εκκαθάρισης της αγοράς, ονομάζονται και επιδράσεις στη τιμή.

2.4.1 Κόστος εφαρμογής της πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ

Η ανάπτυξη ΑΠΕ στηρίζεται από ποικίλα μέσα πολιτικής ανάπτυξης, που κυμαίνονται από την υποστήριξη ως προς τη τιμή ή το κόστος, έως την υποστήριξη με βάση την ποσότητα παραγωγής. Καθώς η χρήση ΑΠΕ επιφέρει πρόσθετα κόστη σε επίπεδο συστήματος, αυτά τα κόστη πρέπει να επιβαρύνουν κάποιους. Ο τρόπος χρηματοδότησης αυτών των δαπανών, αποφασίζεται από το καθεστώς της πολιτικής υποστήριξης για την ανάπτυξη των ΑΠΕ. Η χρηματοδότηση αυτών των προγραμμάτων προώθησης ΑΠΕ, στηρίζεται σε δύο τρόπους χρηματοδότησης:

1. Στην επιβάρυνση των καταναλωτών
2. Στην επιβάρυνση του δημοσίου προϋπολογισμού⁸

Τα μέσα για την εφαρμογή της πολιτικής υποστήριξης για την ανάπτυξη ΑΠΕ που λαμβάνονται υπόψη σε αυτή την ενότητα, μπορούν να διακριθούν σε μέσα τεχνολογικής ώθησης (δημόσιες δαπάνες για την έρευνα και την ανάπτυξη R&D) και μέσα περιορισμού της ζήτησης (τροφοδοτούμενα τιμολόγια ή πριμοδοτήσεις, ποσόστωση των πιστοποιήσεων ή των υποχρεώσεων, επιδοτήσεις για την παραγωγή ενέργειας ή τις μέλλουσες επενδύσεις, φορολογικές πιστώσεις, κλπ). Οι τελευταίες αναλύονται στην παρούσα ενότητα, από την απεικόνιση των αναδιανεμητικών επιδράσεων σύμφωνα με την πηγή χρηματοδότησης και στη συνέχεια, ανάλογα με το τύπο του μέσου της πολιτικής υποστήριξης.

2.4.1.1 Επιβάρυνση των καταναλωτών

Η επιβάρυνση των καταναλωτών, αντικατοπτρίζει τη χρηματοδότηση της ανάπτυξης των ΑΠΕ από τους τελικούς καταναλωτές, χωρίς καμία υποστήριξη από το δημόσιο προϋπολογισμό. Καθώς ο τομέας της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας έχουν διαφορετικά χαρακτηριστικά, τα μέσα πολιτικής υποστήριξης για την ανάπτυξη ΑΠΕ, διαφέρουν αντιστοίχως για τους δύο τομείς ενέργειας (Πίνακας 2.6).

Στο τομέα της **ηλεκτρικής ενέργειας**, τα τροφοδοτούμενα τιμολόγια που χρησιμοποιούνται στη Γερμανία αποτελούν ένα καλό παράδειγμα για ένα μέτρο της πολιτικής υποστήριξης για την ανάπτυξη ΑΠΕ, που χρηματοδοτείται από τους τελικούς καταναλωτές (κατοικίες και επιχειρήσεις).

Η διαφορά μεταξύ της **τιμής εγγύησης για την παραγωγή ενέργειας**, όπως είναι τα **τροφοδοτούμενα τιμολόγια** (ή οι επιδοτήσεις) που πληρώνεται από τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας με ΑΠΕ και της χονδρεμπορικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας για τον αντίστοιχο χρόνο, συν όλα τα κόστη για τις πρόσθετες συναλλαγές και για την ευστάθεια του συστήματος, ορίζουν τις δαπάνες για την εφαρμογή της πολιτικής ανάπτυξης ΑΠΕ. Αυτά τα κόστη για την εφαρμογή της πολιτικής υποστήριξης διαιρούνται από τη συνολική ποσότητα ενέργειας που καταναλώνεται (λιγότερο προνομιακή κατανάλωση). Η προκύπτουσα επιβάρυνση ανά μονάδα καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (€/kWh), των δαπανών που σχετίζονται με τα ΑΠΕ προστίθεται στη τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να πληρώσουν οι τελικοί καταναλωτές. Ωστόσο, κάποιο τμήμα του βιομηχανικού τομέα, μπορεί να επωφελείται από την προνομιακή κατανάλωση. Στη Γερμανία, το κόστος για την εφαρμογή της πολιτικής υποστήριξης για την ανάπτυξη ΑΠΕ, υπολογίζεται βάσει των τροφοδοτούμενων τιμολογίων που πληρώνονται, μειωμένα από τα έσοδα των πωλήσεων στις τιμές της αγοράς και αυξημένα από τα πρόσθετα έξοδα για τις συναλλαγές συν τα κόστη για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος, που οφείλονται στα σφάλματα προβλέψεων.

Σε ένα **ποσοστιαίο σύστημα** στο οποίο οι πιστοποιήσεις εμπορεύονται, τα επιπρόσθετα κόστη που χρειάζονται για την ανάπτυξη των ΑΠΕ για διάφορους ειδικούς παράγοντες επίδρασης, αντικατοπτρίζονται στις τιμές των πιστοποιήσεων. Σε μία λειτουργική αγορά ενέργειας το κόστος των πιστοποιήσεων ισούται με τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και οι δαπάνες για τα πιστοποιητικά υπολογίζονται στη τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας της αγοράς. Με αυτό το τρόπο, οι τελικοί καταναλωτές επιβαρύνονται για τη χρήση ΑΠΕ. Για την εκτίμηση του επιπρόσθετου κόστους για τους καταναλωτές, οι τιμές των εμπορευόμενων πιστοποιητικών πολλαπλασιάζονται με τον αντίστοιχο όγκο συναλλαγών. Αυτό, αντανακλά το άθροισμα των πρόσθετων συναλλαγών που πληρώνουν οι

⁸ Οι ιδιωτικές κατοικίες και οι επιχειρήσεις επηρεάζονται έμμεσα από τις δημόσιες δαπάνες άλλων δραστηριοτήτων μείωσης ή αύξησης της φορολογίας για την αντιστάθμιση

καταναλωτές. Διαιρώντας αυτό το άθροισμα με την κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας, υπολογίζεται η μέση χρέωση ανά μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο **τομέα παραγωγής θερμικής ενέργειας οι υποχρεώσεις** για τον περιορισμό της εκπομπής ρύπων ή η υποχρέωση αγοράς πιστοποιητικών εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα, είναι κοινά μέσα που επιφέρουν χρήση των ΑΠΣΘ. Καθώς οι μονάδες παραγωγής θέρμανσης είναι τις περισσότερες φορές εγκατεστημένες στους χώρους κατανάλωσης, τα επιπρόσθετα κόστη σε επίπεδο μικροοικονομίας είναι τα ίδια με τα κόστη παραγωγής σε επίπεδο συστήματος, εφόσον δεν απαιτείται η εφαρμογή για επιπλέον μέτρα στήριξης πολιτικής. Στην περίπτωση που **τα πιστοποιητικά εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα εμπορεύονται**, η τιμή τους πολλαπλασιασμένη με την παραγόμενη ποσότητα θερμότητας συν όλες τις άλλες δαπάνες που προκύπτουν από το εμπόριο τους (συναλλαγές), απεικονίζει το κόστος για το τελικό καταναλωτή. Εκτός από τις υποχρεώσεις και τα πιστοποιητικά, υπάρχουν και επιπλέον μέτρα στήριξης (δωρεές, μειώσεις επιτοκίων, φορολογικές ελαφρύνσεις, κλπ). Αυτά τα μέτρα στήριξης είναι κυρίως συγχρηματοδοτούμενα από τον κρατικό προϋπολογισμό και πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι πιστώσεις τους, κατά την εκτίμηση του κόστους των ειδικών παραγόντων.

Πίνακας 2.7: Επισκόπηση σχετικά με τη χρηματοδότηση από τους καταναλωτές – πρόσθετο μικροοικονομικό κόστος που πληρώνουν οι καταναλωτές

Μέσο	Τομέας ενέργειας	Τομέας θέρμανσης
Εγγυημένη τιμή ή τιμή συμπλήρωσης		
Τροφοδοτούμενα τιμολόγια	Διαφορά ανάμεσα στα τιμολόγια (ασφάλιστρα) και τη χονδρική τιμή της αγοράς συν όλα τα πρόσθετα κόστη συναλλαγών και ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος	μ.δ.
Τροφοδοτούμενα ασφάλιστρα		
Υποχρέωση		
Ποσοστά με πιστοποιήσεις ΑΠΕ	Συνολική ποσότητα πιστοποιήσεων πολλαπλασιασμένα με την τιμή τους (ανά χρόνο)	Συνολική ποσότητα πιστοποιήσεων πολλαπλασιασμένα με την τιμή τους (ανά χρόνο)
Πρότυπα (κατανομή πιστοποιητικών ΑΠΕ)	-	Επιπρόσθετα κόστη παραγωγής

2.4.1.2 Επιβάρυνση του δημοσίου προϋπολογισμού

Η επιβάρυνση του δημοσίου προϋπολογισμού για τη χρηματοδότηση της ανάπτυξης ΑΠΕ, αντικατοπτρίζει τη χρηματοδότηση ΑΠΕ από την πολιτεία ή το δημόσιο φορέα και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη χρηματοδότηση των τροφοδοτούμενων τιμολογίων ή των ασφάλιστρων, για επιχορηγήσεις των επενδύσεων ή για φορολογικές ελαφρύνσεις, που αφορούν την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αντίθετα, η χρηματοδότηση ποσοστιαίων υποχρεώσεων γίνεται με βάση την επιβάρυνση των καταναλωτών.

Στο **τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας**, οι τιμές εγγύησης ή τα ασφάλιστρα μπορεί να είναι μερικώς ή πλήρως χρηματοδοτούμενα από το δημόσιο φορέα. Σε αυτή την περίπτωση, πρέπει να εφαρμοστεί η ίδια μεθοδολογία προσέγγισης επιμερισμού των βαρών, όπως στην περίπτωση της χρηματοδότησης από τους καταναλωτές: Τα επιπρόσθετα μικροοικονομικά

κόστη πρέπει να περιλαμβάνονται στους αντίστοιχους δημόσιους λογαριασμούς. Άλλα μέτρα πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ, περιλαμβάνουν χρηματοδοτική στήριξη για επενδυτές ή στήριξη κατά τη διάρκεια της λειτουργίας. Αυτό, μπορεί να επιτευχθεί είτε μέσω της μεταφοράς χρημάτων από το δημόσιο φορέα στους επενδυτές ή στους διαχειριστές ώστε να καλυφθεί μέρος του επιπρόσθετου κόστους παραγωγής, ή από φορολογικές ελαφρύνσεις για την παραγωγή ή τις επενδύσεις⁹. Ο νομισματικός όγκος των δύο μέτρων στήριξης πρέπει να γνωστοποιείται στους δημόσιους λογαριασμούς και στις ετήσιες εκθέσεις των επιδοτήσεων. Το σύνολο των επιδοτήσεων και των φορολογικών πιστώσεων, παρέχει μία εκτίμηση για τις πρόσθετες μικροοικονομικές δαπάνες που καταβλήθηκαν από το δημόσιο φορέα.

Στο **τομέα της θέρμανσης**, οι χρηματοδοτούμενες επενδύσεις ή η χρηματοδοτούμενη παραγωγή από το δημόσιο φορέα μέσω επιδοτήσεων ή φορολογικών ελαφρύνσεων, είναι ορισμένα κοινά μέτρα για τη στήριξη της χρήσης ΑΠΕ. Για την αξιολόγηση αυτών των επιπρόσθετων δημόσιων μικροοικονομικών δαπανών, μπορεί να εφαρμοστεί η ίδια διαδικασία όπως του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Στον Πίνακα 2.8 δίνονται περισσότερες πληροφορίες, σχετικά με όσα αναφέρθηκαν προηγουμένως.

Πίνακας 2.8: Επισκόπηση του δημοσίου προϋπολογισμού με βάση τον επιμερισμό των βαρών – το τελικό κόστος που καταβάλλεται από το δημόσιο φορέα

Μέσο	Τομέας ηλεκτρικής ενέργειας	Τομέας θέρμανσης
Τιμή εγγύησης ή τιμή συμπληρώματος	Ο κρατικός προϋπολογισμός για το καθεστώς στήριξης πρέπει να περιλαμβάνει: τη διαφορά μεταξύ των τιμολογίων (ασφάλιστρα) και της χονδρικής τιμής της αγοράς συν όλα τα επιπλέον κόστη συναλλαγών και κόστη ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος.	-
Τροφοδοτούμενα τιμολόγια		
Τροφοδοτούμενα ασφάλιστρα		
Υποχρέωση		
Ποσοστά με πιστοποιήσεις ΑΠΕ	Δεν εφαρμόζεται	Δεν εφαρμόζεται
Πρότυπα (κατανομή πιστοποιητικών ΑΠΕ)		

⁹ Οι επιδοτήσεις ή οι φορολογικές ελαφρύνσεις μπορούν να χορηγούνται για ίδιο-παραγωγή και ίδιο-κατανάλωση, όπως επίσης και για κατανάλωση από τρίτους.

(Συνέχεια Πίνακας 2.8)

Επιχορηγήσεις και επιδοτήσεις	Ο κρατικός προϋπολογισμός για τις επιχορηγήσεις και ο κρατικός προϋπολογισμός για τις επιδοτήσεις: βασίζονται σε διαφυγόντα έσοδα από τα κεφάλαια (ποσοστό επιτοκίων) ή σε απευθείας καταβληθείσες επιδοτήσεις	Ο κρατικός προϋπολογισμός για τις επιχορηγήσεις και ο κρατικός προϋπολογισμός για τις επιδοτήσεις: βασίζονται σε διαφυγόντα έσοδα από τα κεφάλαια (ποσοστό επιτοκίων) ή σε απευθείας καταβληθείσες επιδοτήσεις
Επιχορηγήσεις επενδύσεων		
Επιδοτήσεις επιτοκίου/επιστροφή		
Φορολογικές ελαφρύνσεις		
Φορολογικές ελαφρύνσεις για παραγωγή	Δημόσιος προϋπολογισμός για τα χαμένα φορολογικά έσοδα	Δημόσιος προϋπολογισμός για τα χαμένα φορολογικά έσοδα
Φορολογικές ελαφρύνσεις για επενδύσεις		

2.4.1.3 Ειδικό σύστημα εξισορρόπησης για τη βιομηχανία

Η επιβάρυνση των καταναλωτών με βάση την κατανομή των βαρών ισχύει όχι μόνο για τις κατοικίες αλλά επίσης και για άλλους καταναλωτές, όπως είναι οι βιομηχανίες και οι υπηρεσίες. Η επιβάρυνση των καταναλωτών με βάση την κατανομή των βαρών, αντικατοπτρίζει την παρέμβαση της κυβέρνησης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό, μπορεί να επηρεάσει έντονα την ανταγωνιστικότητα των ενεργοβόρων βιομηχανιών, καθώς η επιβάρυνση για την ανάπτυξη ΑΠΕ σε άλλες χώρες μπορεί να είναι μικρότερη. Προκειμένου να μειωθούν οι παρεμβολές στην αγορά και για την αποφυγή στρεβλώσεων της, η γερμανική κυβέρνηση έχει εισάγει ένα ειδικό σύστημα εξισορρόπησης για τον κλάδο της βιομηχανίας. Προσφέρει στις ενεργοβόρες βιομηχανίες που εκτίθενται σε έντονο διεθνή ανταγωνισμό, τη δυνατότητα να καταβάλλουν μειωμένες εισφορές χρέωσης για τις ΑΠΕ. Αλλά αυτό με τη σειρά του οδηγεί σε εγχώριες στρεβλώσεις της αγοράς, καθώς δεν μπορούν όλες οι βιομηχανίες να επωφεληθούν από αυτό το ειδικό μέτρο της φορολογικής ρύθμισης. Αυτό, οδηγεί σε αύξηση της επιβάρυνσης για τους υπόλοιπους βιομηχανικούς παράγοντες. Για τη γνωστοποίηση αυτού του ειδικού καθεστώτος εκτιμάται σε ετήσια βάση το σύνολο των επιχειρήσεων που εξαιρούνται και τελικά οι μη προνομιούχοι καταναλωτές, οφείλουν να καταβάλλουν ότι τους αναλογεί.

2.4.2 Επίδραση στη σειρά προτεραιότητας και στην αξία της αγοράς

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ επηρεάζει την τιμή της ενέργειας στην αγορά, καθώς το μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα περισσότερα ΑΠΕ (σχεδόν όλα εκτός της βιομάζας), είναι σχεδόν μηδενικό. Έτσι, σε μία αγορά ενέργειας αποκλειστικά που το οριακό κόστος παραγωγής ορίζει τη τιμή της ενέργειας στην αγορά, η καμπύλη προσφοράς μετατοπίζεται στα δεξιά. Όσο μεγαλύτερη είναι αυτή η μετατόπιση, τόσο χαμηλότερο είναι το μεταβλητό κόστος ΑΠΕ που εισέρχεται στην αγορά. Επομένως, η είσοδος ΑΠΕ στην αγορά, οδηγεί στη μείωση των τιμών. Αυτή η επίδραση μείωσης της τιμής ονομάζεται **επίδραση στη σειρά προτεραιότητας (Merit order effect)**, καθώς η διάταξη των μονάδων παραγωγής μεταβάλλεται με την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Καθώς αυτή η

επίδραση εξαρτάται από την πρόσφατη καμπύλη φορτίου του δικτύου και τη διαθέσιμη παροχή ενέργειας, ο μόνος τρόπος για να αξιολογηθεί είναι μέσω ενός ενεργειακού μοντέλου. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας συγκρίνεται από ένα σύστημα ενέργειας που υπάρχει διείσδυση ΑΠΕ, με αυτή ενός συμβατικού συστήματος ενέργειας που δεν υπάρχει. Η διαφορά μεταξύ της τιμής ή του όγκου των συναλλαγών ενός συστήματος με ΑΠΕ και αυτού χωρίς ΑΠΕ, αποκαλύπτει την επίδραση της σειράς προτεραιότητας, είτε σε σύνολο χρηματικών μονάδων € ή σε (€/kWh).

Για τη λεπτομερή προσέγγιση του μοντέλου πρέπει να λαμβάνονται υπόψη δεδομένα για το κόστος, την ονομαστική ισχύ των μονάδων παραγωγής, τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, τη καμπύλη του φορτίου του δικτύου, όπως επίσης και για τους περιορισμούς που υπάρχουν. Επιπλέον, ο σχεδιασμός του σεναρίου αναφοράς πρέπει να αντικατοπτρίζει πραγματικές υποθέσεις, σχετικά με τις μονάδες παραγωγής.

Εκτός από την επίδραση στη τιμή χονδρικής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, η **αξία της αγοράς** για τις ΑΠΕ ίσως αποκλίνει από αυτή των μονάδων συμβατικής τεχνολογίας. Εξαρτώμενες από την ώρα της τροφοδότησης, η αξία των ΑΠΕ στην αγορά μπορεί να είναι μεγαλύτερη ή μικρότερη από αυτή του μέσου όρου. Έτσι, μερικές μονάδες παραγωγής ΑΠΕ λειτουργούν τη στιγμή της αιχμής του φορτίου που οι τιμές είναι αρκετά υψηλότερες, ενώ άλλες ΑΠΕ τροφοδοτούν το δίκτυο όταν υπάρχει χαμηλότερη ζήτηση ενέργειας. Συνεπώς, η αύξηση στην αξία της ενέργειας από ΑΠΕ πρέπει να συνυπολογιστεί κατά την εκτίμηση του κόστους της πολιτικής για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, που λαμβάνεται υπόψη η διαφορά της εισπραχθέντος τιμής και των καταβληθέντων τιμολογίων. Όμοια, σε ένα ποσοστιαίο σύστημα με λειτουργικές πιστοποιήσιμες αγορές, η τιμή της πολιτικής ανάπτυξης ΑΠΕ είναι οι δαπάνες για τα πιστοποιητικά. Το κόστος της πολιτικής υποστήριξης ή των ποσοστιαίων συστημάτων, μπορεί να διορθωθεί από τη διαφορά στην αξία της αγοράς που έχουν οι ΑΠΕ σε σχέση με το μέσο όρο τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας.

2.4.3 Υποστήριξη για τις δαπάνες έρευνας και ανάπτυξης (R&D) τεχνολογιών ΑΠΕ

Τα κυβερνητικά έξοδα για την έρευνα, την ανάπτυξη και την ανάδειξη νέων τεχνολογιών, αποτελούν σημαντική στήριξη για τη τεχνολογική ανάπτυξη, την απόκτηση γνώσης, τη δικτύωση, την ανταλλαγή τεχνογνωσίας κλπ. Στην οικονομία της καινοτομίας οι δαπάνες για την έρευνα και ανάπτυξη για τις τεχνολογίες ΑΠΕ, ταξινομούνται ως μέσο για την ώθηση της τεχνολογίας. Καθώς υπάρχει διάδοση στα αποτελέσματα της E&A για τη τεχνολογία ΑΠΕ και όχι αποκλειστικότητα των ανταγωνιστών στη χρήση τους, απαιτείται η δημόσια στήριξη για έρευνα και ανάπτυξη.

Ωστόσο, οι δράσεις υποστήριξης για E&A θα μπορούσαν να θεωρηθούν ως αναδιανεμητική επίδραση, καθώς μειώνεται το κόστος έρευνας των παρόχων της τεχνολογίας και ανοίγουν παράθυρα για προσωρινά κέρδη που οφείλονται στις προόδους της ανταγωνιστικότητας. Τα δεδομένα υποστήριξης για E&A ανακοινώνονται από τις εθνικές στατιστικές υπηρεσίες ή τα αρμόδια υπουργεία (βλ. ISI et al. 2010 [2.11] και 2011 [2.12]).

2.5 Μακροοικονομικές επιδράσεις ανάπτυξης ΑΠΕ

Για την πλήρη κατανόηση της συνολικής επίδρασης των ΑΠΕ, οι επιπτώσεις που έχουν σε επίπεδο συστήματος και ειδικών παραγόντων επίδρασης (επίπεδο μικροοικονομίας), πρέπει να συγκεντρωθούν σε μία πιο συνολική οπτική πλευρά – την οπτική πλευρά της μακροοικονομίας. Τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγής, επέκτασης δικτύου ή προσαυξήσεων για τους καταναλωτές, μπορούν να εκτιμηθούν σε επίπεδο μακροοικονομίας με διαφορετικούς μακροοικονομικούς δείκτες, π.χ. επενδύσεις, αλλαγές στο εμπόριο κλπ, αλλά τυπικά η συνολική επίπτωση των ΑΠΕ στην οικονομία εκφράζεται από αλλαγές στο ΑΕΠ ή στους δείκτες ανεργίας.

Οι επιδράσεις σε μακροοικονομικό επίπεδο παρουσιάζουν με ποιο τρόπο και σε ποιο βαθμό επηρεάζει η χρήση ΑΠΕ την οικονομία είτε σε μερικούς επιλεγμένους τομείς, π.χ. στο

επίπεδο του τομέα ΑΠΕ αποκλειστικά (τομεακά) ή σε όλους τους τομείς της οικονομίας (εύρος οικονομίας), δηλαδή σε όλες τις βιομηχανίες και υπηρεσίες μίας οικονομίας. Σε αυτή την ενότητα, χρησιμοποιούνται συχνά οι όροι ακαθάριστες επιδράσεις (τομεακές) και καθαρές επιδράσεις (εύρος οικονομίας). Όμως, οι ακαθάριστες και οι καθαρές επιδράσεις δεν είναι πάντα τόσο ξεκάθαρες, καθώς υπάρχει μεγάλη ποικιλία από εκτιμήσεις επιδράσεων στη μακροοικονομία, που κυμαίνονται στο εύρος μεταξύ των ακαθάριστων έως τις καθαρές επιδράσεις. Για την επισήμανση των βασικών διαφορών των ακαθάριστων και των καθαρών επιδράσεων, παρατίθεται ο ακόλουθος ορισμός:

1. Ακαθάριστες επιδράσεις

- Λαμβάνουν υπόψη τις θετικές επιδράσεις των επενδύσεων για ΑΠΕ, στη λειτουργία και στη συντήρηση των ΑΠΕ
- Δε συμπεριλαμβάνουν τις αρνητικές επιδράσεις που συμβαίνουν στο τομέα της συμβατικής ενέργειας (από την αντικατάσταση), τις αλλαγές στις τιμές της ενέργειας και το εισόδημα των άλλων τομέων
- Δείχνουν μόνο τις επιδράσεις (άμεσης και έμμεσης εργασίας) **στη βιομηχανία ΑΠΕ και στη συμβατική τεχνολογία**
- Είναι επιδράσεις **τομεακής** ανάλυσης

2. Καθαρές επιδράσεις

- Λαμβάνουν υπόψη **όλες τις θετικές και αρνητικές επιδράσεις** που υπάρχουν (άμεσες, έμμεσες, επιφερόμενες)
- Βασίζονται στη σύγκριση **δύο διαφορετικών σεναρίων ανάπτυξης ΑΠΕ** (χαμηλής ή καθόλου διεξόδου ΑΠΕ με ένα σενάριο συστήματος που χρησιμοποιεί ΑΠΕ)

2.5.1 Ακαθάριστες επιδράσεις του τομέα ΑΠΕ

Οι ακαθάριστες επιδράσεις δείχνουν τις θέσεις εργασίας που προκύπτουν στις βιομηχανίες και στις υπηρεσίες ΑΠΕ, όπως είναι η κατασκευή, ο σχεδιασμός εγκαταστάσεων, η λειτουργία εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ κλπ, καθώς και στις βιομηχανίες που σχετίζονται με τις ΑΠΕ. Οι ακαθάριστες επιδράσεις αξιολογούνται κυρίως για συστήματα ενέργειας που βασίζουν την παραγωγή τους σε ΑΠΕ και δεν βασίζονται στη σύγκριση των δύο συστημάτων (με ΑΠΕ ή χωρίς ΑΠΕ)¹⁰.

Καθώς οι ακαθάριστες επιδράσεις σχετίζονται μόνο με τις βιομηχανίες και τους τομείς των υπηρεσιών που εμπλέκονται με τις δραστηριότητες ΑΠΕ και καθώς ασχολούνται μόνο με τις θετικές επιδράσεις που προκύπτουν, μπορούν να ονομαστούν και τομεακές επιδράσεις στο

¹⁰ Σε περίπτωση που τα επίπεδα απασχόλησης σε συστήματα ενέργειας με ΑΠΕ και χωρίς ΑΠΕ συγκρίνονται χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι επιπτώσεις των τιμών και του εισοδήματος των ΑΠΕ σε άλλους τομείς, τότε οι δύο ακαθάριστες επιδράσεις (τομεακές επιπτώσεις) συγκρίνονται μεταξύ τους, και δεν απεικονίζονται οι επιπτώσεις τους στο σύνολο της οικονομίας.

επίπεδο της μακροοικονομίας. Συνεπώς, οι μελέτες των ακαθάριστων επιδράσεων είναι τομεακές μελέτες που απεικονίζουν τη σημασία και το ενδιαφέρον για το ανθρώπινο δυναμικό που απασχολείται από ΑΠΕ σε μία οικονομία. Είναι συνηθισμένο να χρησιμοποιούνται διάφοροι δείκτες, που απεικονίζουν τις επιδράσεις ανάπτυξης ΑΠΕ στο τομέα των ΑΠΕ. Αυτοί περιλαμβάνουν τις επενδύσεις σε ΑΠΕ και τον κύκλο εργασιών των κατασκευαστών ΑΠΕ στον αντίστοιχο τομέα, χωρίς να συμπεριλαμβάνονται οι εισαγωγές, οι θέσεις εργασίας στο τομέα των ΑΠΕ (και στο τομέα της συμβατικής βιομηχανίας για την παραγωγή ενέργειας), η προστιθέμενη αξία, κλπ.

2.5.1.1 Επενδύσεις και κύκλος εργασίας

Οι Επενδύσεις για ΑΠΕ χρησιμοποιούνται ως κοινός μακροοικονομικός δείκτης, για να δοθεί έμφαση στη σημασία των ΑΠΕ στις οικονομικές δραστηριότητες. Σε μακροοικονομικό επίπεδο, οι επενδύσεις σε τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ είναι βασικοί λόγοι που προκαλούν και άλλες οικονομικές δραστηριότητες, όπως είναι η κατασκευή ΑΠΕ ή τα ενδιάμεσα προϊόντα ΑΠΕ. Οι οικονομικές δραστηριότητες που προκαλούνται από αυτές τις επενδύσεις, αποτελούν τον κύκλο εργασίας των ΑΠΕ. Αυτός ο κύκλος είναι σχετικός με την κατασκευή και τους τομείς παροχής υπηρεσιών για τα ΑΠΕ.

Επίσης, δείχνει σχετικά με τα ΑΠΕ τη ζήτηση, τις υπηρεσίες, τον εξοπλισμό ή τα συστατικά τους, στις αντίστοιχες βιομηχανίες. Για την εκτίμηση των συνολικών (νέων) επενδύσεων σε ΑΠΕ, είναι απαραίτητη η γνώση των επενδυτικών δαπανών ανά εγκατεστημένη ονομαστική ισχύ των μονάδων παραγωγής, όπως επίσης και η νέα εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία. Ωστόσο, οι επενδύσεις σε ΑΠΕ ή σε υπηρεσίες δε μπορούν να μεταφραστούν πλήρως σε εγχώριες επιδράσεις, αφού ένα μέρος της τεχνολογίας ή των υπηρεσιών μπορεί να έχει εισαχθεί. Αυτό, δε σημαίνει ότι όλα τα εγχωρίως παραγόμενα συστατικά τεχνολογίας έχουν εγκατασταθεί εγχωρία. Για τη χρησιμοποίηση των επενδυτικών δαπανών ως ώθηση οικονομικής ανάπτυξης (επενδυτική ώθηση), οι εθνικές επενδυτικές δαπάνες για ΑΠΕ πρέπει να μην περιέχουν τις καθαρές εισαγωγές¹¹. Ο υπολογισμός παρουσιάζεται στη Σχέση 2.5.

Σχέση 2.5: Υπολογισμός επενδυτικής ώθησης για ΑΠΕ

$$\begin{aligned} \text{Επενδυτική ώθηση}_{\text{ΑΠΕ}} &= \\ &= \text{συγκεκριμένες επενδυτικές δαπάνες}_{\text{ΑΠΕ}} \\ &* \text{Εγκατεστημένη ονομαστική ισχύ}_{\text{ΑΠΕ}} - \text{καθαρές εισαγωγές}_{\text{ΑΠΕ}} \end{aligned}$$

Η επενδυτική ώθηση, χωρίζεται σε δομικά στοιχεία και υπηρεσίες τεχνολογίας ΑΠΕ και κατανέμεται στους αντίστοιχους τομείς. Το αποτέλεσμα αποκαλύπτει τον κύκλο εργασιών των κατασκευαστών και των παρόχων υπηρεσιών σε αυτούς τους τομείς. Ο κύκλος εργασιών των κατασκευαστών αξιολογείται βάσει της νέας εγκατεστημένης ισχύος μείον τις εισαγωγές συν τις εξαγωγές και τον κύκλο εργασιών από τη λειτουργία και τη συντήρηση για την παραγωγή ή τη συνολικά εγκατεστημένη ισχύ. Ο υπολογισμός των εξαγωγών είναι ιδιαίτερα σημαντικός, ειδικά για τις χώρες με μεγάλο ποσοστό εξαγωγών.

2.5.1.2 Ακαθάριστη εργασία (στο τομέα ΑΠΕ)

Η ακαθάριστη εργασία αντικατοπτρίζει πόσες θέσεις εργασίας (σε ισοδυναμία πλήρους απασχόλησης ή αλλιώς full time equivalents - fte), υπάρχουν σε τομείς επιχειρήσεων που εμπλέκονται με δραστηριότητες ΑΠΕ, όπως είναι η κατασκευή ΑΠΕ, το σχέδιο

¹¹ Τα επιμέρους τμήματα ή εξαρτήματα που εισάγονται αντιπροσωπεύουν μερίδιο των εξόδων για επενδύσεις ΑΠΕ.

ανάπτυξης ΑΠΕ, η έρευνα για την ΑΠΕ, η λειτουργία τους, κλπ. Απεικονίζει τη σημασία της απασχόλησης στο τομέα των ΑΠΕ σε σύγκριση με τη συνολική απασχόληση. Επιπλέον, αν η ακαθάριστη απασχόληση αναλυθεί σε επίπεδο τεχνολογίας, μπορεί να αποδειχθεί η σημασία και η εξάρτηση της οικονομίας από την αντίστοιχη τεχνολογία.

Η ακαθάριστη εργασία μπορεί να εκτιμηθεί με τη βοήθεια διαφορετικών προσεγγίσεων. Μία πολύ συνηθισμένη προσέγγιση είναι η χρήση μονάδων απασχόλησης, οι οποίες βασίζονται σε συντελεστές εργασίας και αποκαλύπτουν ισοδύναμες θέσεις εργασίας για πλήρη απασχόληση, που χρειάζονται για κάθε εγκατεστημένο MW (κατασκευή, συναρμολόγηση, εγκατάσταση) ή για κάθε MWh που παράγεται (λειτουργία και συντήρηση). Ο απλός πολλαπλασιασμός αυτών των συντελεστών με την εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής, καθώς και ορισμένες προσαρμογές για τους περιφερειακούς ή τεχνολογικούς παράγοντες συν τις εξαγωγές μείων τις εισαγωγές, οδηγεί στα ακαθάριστα στοιχεία για την απασχόληση που δείχνουν τον αριθμό των άμεσων θέσεων εργασίας που χρειάζονται.

Μία πιο σύνθετη προσέγγιση αξιολόγησης χρησιμοποιεί για παράδειγμα πίνακες εισροών-εκροών. Σε αυτή την περίπτωση, οι προσεγγίσεις των επενδυτικών δαπανών (προσαρμοσμένες εξαγωγές/εισαγωγές) για τα ΑΠΕ, μοιράζονται σε εξαρτήματα και κατανομές του κόστους, τα οποία με τη σειρά τους κατανέμονται στους αντίστοιχους οικονομικούς τομείς. Χρησιμοποιούνται ως ώθηση (είσοδος) στο μοντέλο εισροών-εκροών για την εκτίμηση των αλλαγών στη βιομηχανική παραγωγή και τις υπηρεσίες, λόγω των ΑΠΕ. Ο πολλαπλασιασμός των αλλαγών της εξόδου του μοντέλου με τους συντελεστές της εργασίας εμφανίζει τον αριθμό των θέσεων εργασίας που δημιουργήθηκαν, λόγω της ανάπτυξης ΑΠΕ.

2.5.1.3 Εισαγωγές ή εξαγωγές ορυκτών καυσίμων και τεχνολογίας συμβατικής παραγωγής

Η αποφυγή της εισαγωγής ορυκτών καυσίμων λόγω της ανάπτυξης ΑΠΕ αντανάκλα μία μακροοικονομική επίδραση, που αναδεικνύει τη μείωση της εξάρτησης από τις εισαγωγές και έτσι, μειώνεται κάθε γεωπολιτικός κίνδυνος για τον ενεργειακό εφοδιασμό μίας χώρας. Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι η μείωση των εισαγωγών δε συνεπάγεται οπωσδήποτε ένα θετικό οικονομικό αντίκτυπο. Σε περίπτωση που οι εισαγωγές αντικαθίστανται από προϊόντα που είναι πιο ακριβά ανά μονάδα ενέργειας, ενδέχεται να εμφανιστεί μείωση στο πλεόνασμα των καταναλωτών.

Είναι δύσκολο να μεταφραστεί η αξία της μειωμένης εξάρτησης από τις εισαγωγές σε νομισματικούς όρους. Μία επιλογή είναι να εξεταστεί ο κίνδυνος των διακυμάνσεων των τιμών και οι ελλείψεις ορισμένων καυσίμων (γεωπολιτικός κίνδυνος). Και τα δύο ενδέχεται να μειωθούν ανάλογα με τη μείωση των εισαγωγών στα ορυκτά καύσιμα. Η μείωση του κινδύνου μπορεί να οδηγήσει σε χαμηλότερες απαιτήσεις για τη χωρητικότητα αποθήκευσης, π.χ. για το φυσικό αέριο και συνεπώς, στη μείωση του κόστους των υποδομών που σχετίζονται με αυτές. Αυτές οι μειωμένες δαπάνες για την ασφάλεια αποθήκευσης, θα μπορούσαν να θεωρηθούν ως όφελος στο επίπεδο του συστήματος, αλλά και πάλι η νομισματική ποσοτικοποίηση τους είναι αρκετά δύσκολη (Lehr 2011 [2.14]).

Οι οικονομικές συνέπειες της **αύξησης των εξαγωγών για τη τεχνολογία** απεικονίζεται ή αντανάκλαται από την παραγωγή, τον κύκλο εργασιών, την προστιθέμενη αξία και τα στοιχεία της ακαθάριστης απασχόλησης. Συνεπώς, το εμπόριο ή η εξαγωγή ΑΠΕ είναι ένας μακροοικονομικός δείκτης ο οποίος εισέρχεται στη μακροοικονομική μοντελοποίηση και μπορεί να έχει μεγάλο αντίκτυπο στην προστιθέμενη αξία. Ωστόσο, οι εξαγωγές από μόνες τους δεν οδηγούν σε συμπεράσματα για τα πραγματικά “καθαρά” οφέλη.

Τα δεδομένα για το εμπόριο είναι διαθέσιμα στη βάση δεδομένων UN Comtrade των Ηνωμένων Εθνών (εμπορική κατάταξη του HS για την αιολική ενέργεια: HS 850231).

2.5.2 Καθαρές επιδράσεις

Οι συνολικά μακροοικονομικές επιδράσεις ανάπτυξης ΑΠΕ για όλους τους τομείς της οικονομίας μπορούν να μετρηθούν από μεταβολές του ΑΕΠ ή της καθαρής απασχόλησης. Η εκτίμηση αυτή προϋποθέτει την ανάπτυξη δύο σεναρίων, π.χ. ένα σενάριο συστήματος που χρησιμοποιεί ΑΠΕ και σενάριο συστήματος αναφοράς. Θα πρέπει να συμπεριλαμβάνονται όλες οι θετικές και οι αρνητικές συνέπειες που έχει η ανάπτυξη ΑΠΕ (βλ. Πίνακα 2.9) για την ύπαρξη μίας πραγματικής συνολικής εικόνας των επιδράσεων από αυτή την ανάπτυξη.

Για τον υπολογισμό των καθαρών επιδράσεων της ανάπτυξης ΑΠΕ στο ΑΕΠ ή την απασχόληση, απαιτείται η δημιουργία μακροοικονομικών μοντέλων βάσει διαφόρων σεναρίων. Επομένως, η σύγκριση των διαφόρων σεναρίων δείχνει τις καθαρές επιδράσεις. Για τη μοντελοποίηση των καθαρών επιδράσεων, πρέπει να υπολογίζονται όλα τα κόστη και τα οφέλη σε επίπεδο συστήματος, καθώς και οι διάφορες επιβαρύνσεις ή ενισχύσεις σε επίπεδο μικροοικονομίας. Ο Πίνακας 2.9 απεικονίζει τις κύριες επιδράσεις που πρέπει να συμπεριλαμβάνονται στην προσέγγιση μοντελοποίησης, μίας καθαρής εκτίμησης των καθαρών επιδράσεων.

Πίνακας 2.9: Επισκόπηση των θετικών και των αρνητικών επιπτώσεων που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη στη μοντελοποίηση των καθαρών επιδράσεων για την ανάπτυξη ΑΠΕ

Θετικά αποτελέσματα → αύξηση των θέσεων εργασίας	Αρνητικές επιπτώσεις → απώλεια θέσεων εργασίας
Αύξηση των επενδύσεων σε ΑΠΕ (βιομηχανία ΑΠΕ και συμβατικής τεχνολογίας παραγωγής ενέργειας)	Αντικατάσταση επενδύσεων στη συμβατική τεχνολογία παραγωγή ενέργειας (συμβατική βιομηχανία)
Αύξηση της συντήρησης και της λειτουργίας της παραγωγής από ΑΠΕ (βιομηχανία ΑΠΕ και συμβατικής τεχνολογίας παραγωγής ενέργειας)	Αντικατάσταση στη λειτουργία και τη συντήρηση της συμβατικής παραγωγής ενέργειας (συμβατική βιομηχανία παραγωγής ενέργειας)
Αύξησης της ζήτησης του καυσίμου (βιομάζα) (βιομηχανία ΑΠΕ και συμβατικής τεχνολογίας παραγωγής ενέργειας)	Μείωση της ζήτησης για ορυκτά καύσιμα (συμβατική βιομηχανία)
Αύξηση των συναλλαγών της τεχνολογίας ανανεώσιμης ενέργειας και των καυσίμων (βιομάζα) (βιομηχανία ΑΠΕ και συμβατικής τεχνολογίας παραγωγής ενέργειας)	Μείωση στο εμπόριο της συμβατικής τεχνολογίας και των ορυκτών καυσίμων (συμβατική βιομηχανία)
Υψηλότερο εισόδημα νοικοκυριών από εργασία στην βιομηχανία ΑΠΕ	Χαμηλότερο οικογενειακό εισόδημα από εργασία στη συμβατική βιομηχανία

Μειωμένη τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος για τα νοικοκυριά και τη βιομηχανία, εξαιτίας της επίδρασης στη σειρά προτεραιότητας, τιμολόγησης του CO₂, κλπ.

Αύξηση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος για τα νοικοκυριά (επίδραση στον προϋπολογισμό) και τη βιομηχανία (επίδραση του κόστους) λόγω του επιπρόσθετου κόστους παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ

Πηγή: Breitschopf et al. 2013 [2.1]

2.6 Βιβλιογραφία

[2.1] Breitschopf, B. and Diekmann, J., 2013, Verteilungswirkungen erneuerbarer Energien – Grundlagen, Systematik und methodische Ansätze zur Erfassung (Distributional effects of RE – fundamentals, systematic and methodological approaches), internal working paper, <http://www.impres-projekt.de/impres-de/content/veroeffentlichungen.php>

[2.2] Breitschopf, B. Diekmann, J. (2010) – Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEEK) im Rahmen des Projekts „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“, Juni 2010 Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, http://www.erneuerbareenergien.de/unserservice/mediathek/downloads/detailansicht/browse/1/artikel/vermeidung-externer-kosten-durch-erneuerbare-energien-methodischer-ansatz-und-schaetzungfuer2009meeek/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=98&cHash=f5a66813b3319650c64f0be4da31517b

[2.3] Breitschopf, B., 2012, Ermittlung vermiedener Umweltschäden: Hintergrundpapier zur Methodik (Methodological approach for environmental impact assessment), im Rahmen des Projekts "Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien", http://www.erneuerbare-energien.de/unserservice/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/ermittlung-vermiedener-umweltschaeden-8209-hintergrundpapier-zur-methodik-8209-im-rahmen-des-projekts-wirkungen-des-ausbaus-erneuerbarer-energ/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=98&cHash=376f061d92f19b9456c628265e3f8c2f

[2.4] Breitschopf, B.; Klobasa, M.; Steinbach, J.; Lehr, U.; Horst, J.; Hauser, E. (2011): Langfristige Wirkungen eines weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien bis 2020/30. Project: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmemarkt. http://www.isi.fraunhofer.de/isi-en/x/projekte/knee_314234_bf.php

[2.5] Breitschopf, B., Diekmann, J. (2011): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien, in: Finanzierung Erneuerbarer Energien, Hrsg. Markus Gerhard / Thomas Rüschen / Armin Sandhövel, Frankfurt School Verlag, Oktober 2011.

[2.6] Breitschopf, B., Nathani, C., Resch, G., 2013, Employment Impact Assessment Studies - Is There a Best Approach to Assess Employment Impacts of RET Deployment? Renewable Energy Law and Policy Review 2/2013: pp. 93-1024

[2.7] Fullerton, D. (2009): Distributional Effects of Environmental and Energy Policy: An Introduction. In: Fullerton, D. (Hrsg.): Distributional Effects of Environmental and Energy Policy. Ashgate, S. xi-xxvii.

[2.8] Hanley, Nick; Spash, Clive L. (1993): Cost-benefit analysis and the environment. Aldershot, Hants, England, Brookfield, Vt: E. Elgar.

[2.9] Holttinen H, Milligan M, Ela E, Menemenlis N, Dobschinski J, Rawn B, et al. Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power. IEEE Trans Sustain Energy Oct. 2012;3(4):713e23.

[2.10] IRENA 2012: Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview.
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable%20Power%20Generation%20Costs%20in%202012.pdf

[2.11] ISI, GWS, IZES, DIW (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Barbara Breitschopf, Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Jan Steinbach, Mario Ragwitz, Ulrike Lehr, Juri Horst, Uwe Leprich, Eva Hauser, Jo-chen Diekmann, Frauke Braun, Manfred Horn. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Zwischenbericht, März 2010,
http://www.erneuerbare-energien.de/unsere-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/kosten-und-nutzenwirkungen-des-ausbaus-erneuerbarer-energien-im-deutschen-strom-und-waermemarkt/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=98&cHash=98559064b8b7e8f69464b751ab551a87

[2.12] ISI, GWS, IZES, DIW (2011): Methodische Ansätze zur Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Methodological approaches to assess costs and benefits of RET use in the heat sector), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Nov. 2011,
http://www.erneuerbare-energien.de/unsere-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/kosten-und-nutzenwirkungen-erneuerbarer-energienwaerme/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=98&cHash=01592fc554edde2cbe9d1465703ab0c2

[2.13] Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J. (2012) Levelized Cost of Electricity – Renewable Energies.
<http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>

[2.14] Lehr, U., 2011 Methodenüberblick zu Ermittlung vermiedener Brennstoffimporte

http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/methodenueberblick-zur-abschaetzung-der-veraenderungen-von-energieimporten-durch-den-ausbau-erneuerbarer-energien/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=98&cHash=e83fff42d4f6d86b945106dc70b2cf94

[2.15] Prognos (2013): Entwicklung von Stromproduktionskosten - Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende. Im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solkraftwerke.pdf

[2.16] Schroeder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelewitsch, R.; Hirschhausen, C. v. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. DIW Berlin. http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.424588.de.

[2.17] UBA 2013, Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, updated annex 1, 2, and 3, Climate Change 15/2013, Ueckerdt, F.; Hirth, L.; Luderer, G.; Edenhofer, O. (2013): System LCOE: What are the costs of variable renewables? In: Energy 63 (0), S. 61–75. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213009390>

[2.18] Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEEK), im Rahmen des Projekts „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“ - Arbeitspaket 3 -, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Barbara Breitschopf, Jochen Diekmann, 2010

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

***Μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους
κεφαλαίου σε αγορές με κίνδυνο***

3.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το Κεφάλαιο παρουσιάζεται μία μεθοδολογική προσέγγιση για τον υπολογισμό του προεξοφλητικού επιτοκίου σε αγορές, λαμβάνοντας υπόψη τον οικονομικό κίνδυνο που υπάρχει. Η ανάγκη για την κάλυψη του θεωρητικού υπόβαθρου για την αποτίμηση των περιουσιακών στοιχείων αυξάνεται συνεχώς, ιδίως σε σχέση με:

- τον υπολογισμό της αποτίμησης του κατάλληλου προεξοφλητικού επιτοκίου
- τη τάση να βελτιώνεται η συνοχή και η αυστηρότητα στις δραστηριότητες των τραπεζικών επενδύσεων

Έχει παρατηρηθεί ότι υπάρχει έλλειψη εννοιολογικής σαφήνειας, συνηθέστερα μεταξύ των επενδυτικών τραπεζών και αφορά τη σχέση που υπάρχει μεταξύ των μεθοδολογιών του Υποδείγματος Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων ή αλλιώς Capital Asset Pricing Model (CAPM) και του Μεσοσταθμικού Κόστους Κεφαλαίου ή αλλιώς Weighted Average Cost of Capital (WACC). Αυτή η έλλειψη εννοιολογικής σαφήνειας επιδεινώνεται ακόμη περισσότερο όταν συμπεριλαμβάνονται διαφορετικά ασφάλιστρα, που δε συμπίπτουν με την αρχική διατύπωση της θεωρίας, όπως είναι για παράδειγμα ο κίνδυνος της χώρας.

Σε αυτό το Κεφάλαιο γίνεται σαφές, ότι καθώς ορίζονται με σαφήνεια όλες οι παραδοχές, το υπολογιζόμενο κόστος ευκαιρίας για τους σκοπούς της αποτίμησης του ενεργητικού της εταιρίας, πρέπει να είναι ισοδύναμο, είτε χρησιμοποιηθεί η μεθοδολογία προσέγγισης CAPM ή η WACC. Αναμφίβολα, το συμπέρασμα αυτό είναι προφανές στο βαθμό που τα αποτελέσματα του υπολογισμού του κατάλληλου προεξοφλητικού επιτοκίου, δεν πρέπει να διαφοροποιούνται ανάλογα με το μοντέλο που χρησιμοποιείται, εκτός και αν τα ως προς μελέτη μοντέλα βασίζονται σε διαφορετικές εννοιολογικές προσεγγίσεις. Φυσικά, αυτή δεν είναι η περίπτωση των μοντέλων WACC και CAPM, τα οποία πηγάζουν από την ίδια και μοναδική θεωρητική προσέγγιση. Αυτή η προσέγγιση είναι εμπλουτισμένη με σημαντικά, ευρέως γνωστά αποτελέσματα των χρηματοοικονομικών, που υπάρχουν στα συγγράμματα Markowitz's Portfolio Theory(1952) και Security Market Line (SML) [3.1] από τους Treynor (1961), Sharpe (1964) και Lintner (1965) [3.8]. Έτσι, γίνεται σαφές ότι οι προσεγγίσεις CAPM και WACC, αντιστοιχούν στο ίδιο μοντέλο προσέγγισης.

Κατά τη διαδικασία αποτίμησης των περιουσιακών στοιχείων και των επενδυτικών σχεδίων, ιδιαίτερα υψηλής σημασίας είναι η επιλογή των παραμέτρων αποτίμησης, προκειμένου να αξιολογηθεί η πραγματική αξία αγοράς τους. Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι η αξία ενός περιουσιακού στοιχείου, δεν καθορίζεται από τη μεθοδολογία αποτίμησης που χρησιμοποιείται, αλλά από τα εγγενή χαρακτηριστικά του. Ωστόσο, αυτή η μέθοδος αξιολόγησης που χρησιμοποιείται, μετατρέπεται σε ένα θεμελιώδες μέσο, το οποίο εξασφαλίζει με ακρίβεια, επιτυχία και χωρίς ασάφειες τη διαδικασία αξιολόγησης. Ως εκ τούτου, η προστασία των ιδίων των κεφαλαίων και η μεγιστοποίηση της ευημερίας των μετοχών, αποτελεί τον άξονα στον οποίο κινούνται οι χρηματοοικονομικές διεργασίες, ιδιαίτερα όταν αυτές αντιστοιχούν σε εξαγορά ή συγχώνευση των διαδικασιών των επιχειρήσεων ή των περιουσιακών τους στοιχείων.

Στην οικονομική θεωρία, χρησιμοποιούνται ευρέως γνωστές μεθοδολογίες σε ακαδημαϊκό και πρακτικό επίπεδο, για την εκτίμηση της αξίας ενός περιουσιακού στοιχείου. Όταν αυτό το περιουσιακό στοιχείο δεν ανταλλάσσεται σε μία αποδοτική αγορά κεφαλαίων, είναι σύνηθες να χρησιμοποιείται η μέθοδος των προεξοφλημένων ταμειακών ροών (DCF). Ειδικότερα, η αναφορά στην αξιολόγηση των επιχειρήσεων, “είναι σαν ένα σώμα που κινείται”, δηλαδή με τη μέθοδο των προεξοφλημένων ταμειακών ροών θεωρείται ότι η αξία της επιχείρησης είναι ισοδύναμη με την παρούσα αξία των ταμειακών ροών, που θα δημιουργεί η λειτουργία της επιχείρησης μελλοντικά. Αυτές οι μελλοντικές ταμειακές ροές θα πρέπει να προεξοφλούνται στην παρούσα αξία τους, χρησιμοποιώντας ένα κόστος ευκαιρίας, ρυθμιζόμενο από τις ροές κινδύνου.

Για την εφαρμογή της μεθόδου των προεξοφλημένων ταμειακών ροών, πρέπει να γίνεται εκτίμηση δύο κρίσιμων στοιχείων: Πρώτον, των προβλεπόμενων ταμειακών ροών που

βασίζονται στις διαθέσιμες πληροφορίες κατά τη στιγμή που αναπτύσσεται η διαδικασία της αποτίμησης της εταιρίας και δεύτερον, στο προεξοφλητικό επιτόκιο που έχει συσταθεί για την προεξόφληση αυτών των προβλεπόμενων (μελλοντικών) ταμειακών ροών. Κατά συνέπεια, είναι σαφές ότι αυτό το προεξοφλητικό επιτόκιο είναι μία εκτίμηση του κόστους ευκαιρίας (OC).

3.2 Προεξοφλημένες ταμειακές ροές και κόστος ευκαιρίας

Με βάση όσα αναφέρθηκαν προηγουμένως, η αξία ενός περιουσιακού στοιχείου υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τη μέθοδο της παρούσας αξίας ή αλλιώς Present Value (PV), η οποία ορίζεται ως το άθροισμα των προεξοφλημένων μελλοντικών ταμειακών ροών αναγόμενες στο παρόν (τη στιγμή κατά την οποία συμβαίνει η διαδικασία της αποτίμησης), χρησιμοποιώντας ένα κατάλληλο προεξοφλητικό επιτόκιο ή ένα κόστος ευκαιρίας. Οι σχετικές προεξοφλημένες ταμειακές ροές κατά τη διαδικασία εκτίμησης της περιουσιακής κατάστασης για μία επιχείρηση, είναι σαν “ένα σώμα που κινείται” και αντιστοιχούν στις ελεύθερες ταμειακές ροές για την επιχείρηση (FCFF). Αυτές οι ροές αντιστοιχούν στο ποσό των μετρητών που δημιουργεί η λειτουργία των επιχειρήσεων (ενεργητικό/έργων), μετά την κάλυψη των εξόδων και των δαπανών της, την προσαρμογή για τα μη ταμειακά της έξοδα, λαμβάνοντας υπόψη το κεφάλαιο κίνησης (WC) και την ανάπτυξη των επενδύσεων κεφαλαίου που μπορούν να χρησιμεύσουν είτε για τη συντήρηση ή για την επέκταση της, με σκοπό τη στήριξη του εισοδήματος. Η πληρωμή των επιχειρησιακών φόρων αφαιρείται από τις προεξοφλημένες ταμειακές ροές, δηλαδή λαμβάνεται υπόψη ο φόρος που υποθετικά θα πληρωνόταν μετά τη φορολόγηση των λειτουργικών της εσόδων. Αυτός ο υπολογισμός των φόρων γίνεται προκειμένου να απομονωθεί η επίδραση της φορολογικής ασπίδας δανεισμού των ταμειακών ροών, που δημιουργούνται από τη λειτουργία της επιχείρησης [3.3].

Με άλλα λόγια, οι ελεύθερες ταμειακές ροές είναι το κατάλοιπο ή η υπερβολή που δημιουργεί η λειτουργία της επιχείρησης, (μεταγενέστερα όμως για την κάλυψη όλων των διαστάσεων της περιλαμβάνει τη λειτουργία της και τις επενδύσεις της). Ο ορισμός αυτός όμως, δεν περιλαμβάνει την επίδραση της φορολογικής ασπίδας δανεισμού, στο βαθμό που αυτή η επίδραση δε συνδέεται με τη λειτουργία των επιχειρήσεων. Τέλος, ο σκοπός του Κεφαλαίου αυτού, δεν είναι να γίνει περιγραφή του σωστού τρόπου προσδιορισμού των ελεύθερων ταμειακών ροών μίας επιχείρησης, αλλά επικεντρώνεται στον υπολογισμό του προεξοφλητικού επιτοκίου ή του κόστους ευκαιρίας, καθώς και στην παρουσίαση μίας προσέγγισης που σχετίζεται με την ενσωμάτωση του κινδύνου της χώρας στις διαδικασίες αποτίμησης που γίνονται σε ρεαλιστικές αγορές (αγορές που υπάρχει κίνδυνος).

Στην απλούστερη μορφή του, το προεξοφλητικό επιτόκιο ή αλλιώς το κόστος ευκαιρίας, είναι ισοδύναμο με την απόδοση χωρίς κίνδυνο ή αλλιώς Risk free Rate (R_f), συν ένα ασφάλιστρο που αντανακλά τη διαχείριση κινδύνου (Risk Premium). Με άλλα λόγια, η ισοτιμία που χρησιμοποιείται για την προεξόφληση των ταμειακών ροών επιτρέπει την ενσωμάτωση δύο θεμελιωδών διαστάσεων στην ανάλυση των χρηματοοικονομικών αποφάσεων: Πρώτον, τη διαχρονική αξία του χρήματος (TVM) και δεύτερον, την αξία του κινδύνου. Με αυτό το τρόπο, το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου χρησιμοποιείται για την ενσωμάτωση της διαχρονικής αξίας του χρήματος και η επιπλέον προσθήκη (τα ασφάλιστρα κινδύνου ή αλλιώς Risk Premium), ενσωματώνονται προκειμένου να αναγνωρίζεται η αβεβαιότητα και η μεταβλητότητα των ροών [3.6]:

$$\text{Κόστος ευκαιρίας} = \text{Απόδοση χωρίς κίνδυνο} + \text{Ασφάλιστρα κινδύνου} \quad (3.1)$$

Στο σημείο αυτό, είναι προφανής η ανάγκη προσδιορισμού των κατάλληλων μέσων, προκειμένου να μετρηθεί ο σχετικός κίνδυνος ενός περιουσιακού στοιχείου, στο βαθμό που θα ήταν δυνατό να αναπτυχθεί μία προσαρμογή του κινδύνου που πρέπει να ενσωματωθεί στο προεξοφλητικό επιτόκιο, για την αποτίμηση κάποιου περιουσιακού στοιχείου. Είναι σημαντικό να τονιστεί, ότι η εκτίμηση του προεξοφλητικού επιτοκίου ή του κόστους

ευκαιρίας, πρέπει να γίνεται λαμβάνοντας υπόψη την περιοδικότητα των ροών, τη μονάδα μέτρησής τους (ονομαστική ή πραγματική) και το νόμισμα στο οποίο εκφράζονται. Επιπλέον, είναι σημαντικό να τονιστεί, ότι ο μόνος κίνδυνος που θεωρείται σημαντικός, τουλάχιστον για το μοντέλο της Γραμμής ασφαλούς αγοράς ή αλλιώς Securities Market Lines (SML), είναι ο συστημικός ή μη διαφοροποιήσιμος κίνδυνος.

Ωστόσο, ο πρακτικός τρόπος υπολογισμού αυτού του επιτοκίου είναι ο εξής: Η πιο κοινή πρακτική, στο περιβάλλον των χρηματοοικονομικών και των τραπεζικών επενδύσεων που σχετίζεται με την αποτίμηση του προεξοφλητικού επιτοκίου, είναι η προσέγγιση που αναγνωρίζεται ως μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC). Παρ' όλα αυτά, η συστηματική αναθεώρηση των πρακτικών ασκήσεων, σε πολλές από τις επιχειρήσεις του πραγματικού κόσμου, παρουσιάζει χαμηλή αυστηρότητα και απουσία κατανόησης και σύνδεσης των υποθέσεων του μοντέλου WACC με τη θεωρία και τις παραδοχές που εκφράζονται από το μοντέλο CAPM.

Το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου ή αλλιώς WACC, είναι ο πιο κατάλληλος τρόπος εκτίμησης του προεξοφλητικού επιτοκίου, που βασίζεται στην προσέγγιση του κόστους ευκαιρίας των προμηθευτών κεφαλαίου (χρηματοδότες), δηλαδή το κόστος κάθε μίας από τις πηγές χρηματοδότησης (είτε μέσω δανεισμού ή μέσω μηχανισμών καθαρής θέσης – ιδίων κεφαλαίων). Εννοιολογικά, το ελάχιστο απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης το οποίο βρίσκεται σε ισορροπία, είναι ισοδύναμο με το κόστος ευκαιρίας που αντιστοιχεί στο επιτόκιο που επιβραβεύει όλες τις πηγές χρηματοδότησης, όπως παρουσιάζεται αναλυτικά στη συνέχεια:

$$WACC = \sum_{j=1}^n w_j K_j \quad (3.2)$$

Όπου:

- Υπάρχουν N πηγές χρηματοδότησης
- w_j : το σταθμικό βάρος της j πηγής
- K_j : το πραγματικό κόστος της πηγής j

Προκειμένου να επιτευχθεί η κατάλληλη εκτίμηση του προεξοφλητικού επιτοκίου από το τύπο του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου - WACC, είναι απαραίτητο να υπολογιστεί ο μέσος όρος χρησιμοποιώντας σταθμικά βάρη, ως προς το κόστος των χρηματοδοτικών μηχανισμών (μετοχές, ομόλογα, δημόσιο δανεισμό, τραπεζικό δανεισμό, κλπ.). Οι εταιρείες χρησιμοποιούν αυτούς τους μηχανισμούς, προκειμένου να χρηματοδοτηθεί η λειτουργία τους, στο βαθμό που σε γενικές γραμμές, τα έργα και οι εταιρείες απαιτούν και καταναλώνουν οικονομικούς πόρους. Το κόστος για κάθε πηγή χρηματοδότησης και ως εκ τούτου η αξία του WACC, εξαρτώνται από το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου. Σε γενικές γραμμές, μπορεί να θεωρηθεί ως το επιτόκιο που αντανάκλα τις προσδοκίες για τον πληθωρισμό από τους επενδυτές (TVM), και ως το ασφάλιστρο κινδύνου των χρηματοδοτών που λαμβάνουν υπόψη τον κίνδυνο διαχείρισης αγοράς των τίτλων ενός συγκεκριμένου έργου, (δηλαδή τον κίνδυνο της χρηματοδότησης του έργου). Με άλλα λόγια, το κόστος του κεφαλαίου των πηγών χρηματοδότησης πρέπει να είναι ισοδύναμο και σε ισορροπία, με το ακριβές ποσοστό αμοιβής των απαιτήσεων και των προσδοκιών χρηματοδότησης, καθώς επίσης και με το κόστος ευκαιρίας.

Καθώς το μοντέλο προσέγγισης WACC είναι σχετικά απλό, η πρόκληση είναι ο κατάλληλος προσδιορισμός των παραμέτρων του, με βάση τα δεδομένα της αγοράς. Το μοντέλο του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου – WACC, θεωρεί την ύπαρξη αποδοτικών τιμών και ασφάλειας. Έτσι, παρέχει τη δυνατότητα υπολογισμού για καθεμία απόδοση. Αυτές οι υποθέσεις είναι έγκυρες για αγορές που θεωρούνται αποδοτικές, ή τουλάχιστον ημι-αποδοτικές, αλλά και ρευστές αγορές στις οποίες υπάρχει η δυνατότητα μείωσης του μη διαφοροποιήσιμου κινδύνου μέσω της οικοδόμησης αποτελεσματικών και διαφοροποιημένων χαρτοφυλακίων. Συνεπώς, η άμεση εφαρμογή αυτής της μεθοδολογίας είναι έγκυρη μόνο για

οικονομίες με χρηματοπιστωτικές αγορές στις οποίες αυτές οι υποθέσεις ικανοποιούνται και οι σχετικές παράμετροι της μεθοδολογίας WACC, είναι άμεσα παρατηρήσιμες. Ωστόσο, είναι δυνατό να εφαρμοστεί αυτή η μεθοδολογία ακόμη και όταν δεν υπάρχουν μεγάλες και αποδοτικές αγορές. Σαφώς, αυτό συνηθίζεται στις περισσότερες αγορές. Έτσι, απαιτείται η προσέγγιση με μία προσαρμοσμένη και ρυθμιζόμενη διαδικασία, που επιτρέπει την ενσωμάτωση του γεγονότος αυτού, ότι δηλαδή η αγορά δεν είναι αποδοτική.

3.3 Μεθοδολογία WACC για τον υπολογισμό του κόστους ευκαιρίας σε μη αποδοτικές αγορές

Το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου – WACC, βασίζεται στην ισορροπία μεταξύ της χρηματιστηριακής αγοράς και στην αποτελεσματική λειτουργία αγοράς κεφαλαίων¹. Επιπροσθέτως, δηλώνει ότι το προσαρμοσμένο προεξοφλητικό επιτόκιο για τον υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας ενός έργου ή ενός περιουσιακού στοιχείου, είναι συνάρτηση τεσσάρων επιχειρημάτων: 1) Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων μετά τη φορολόγηση² (η αναμενόμενη τιμή επιστροφής της δανειοδότησης μετά τη φορολόγηση), 2) Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων (η αναμενόμενη απόδοση των μετοχικών επενδύσεων), 3) Τη δομή του κεφαλαίου και 4) το συστημικό κίνδυνο του δανεισμού και των ιδίων κεφαλαίων [3.2], [3.7].

Έτσι, η μέθοδος WACC πρέπει να αναγνωρίζει την ελάχιστη αποδοτικότητα που απαιτείται από έναν επενδυτή (μέτοχο ή πηγή δανειοδότησης), με δεδομένο το γεγονός ότι αυτός διαχειρίζεται κάποιο κίνδυνο, κατά τη χρηματοδότηση ενός έργου. Με άλλα λόγια, γίνεται προσπάθεια υπολογισμού του κόστους που υπάρχει και αφορά τις πηγές χρηματοδότησης μίας επένδυσης. Με αυτό το τρόπο, το WACC είναι ο σταθμισμένος μέσος όρος του κόστους των πηγών χρηματοδότησης που εμπλέκονται, οι οποίες συνήθως χαρακτηρίζονται ως χρεωστικοί ή συμμετοχικοί τίτλοι (ωστόσο, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, μπορεί να υπάρχουν N πηγές χρηματοδότησης, μεταξύ των οποίων ορισμένες μπορεί να περιλαμβάνουν υβριδικούς μηχανισμούς). Αυτές οι πηγές χρηματοδότησης βρίσκονται στο δεξί μέρος του ισολογισμού μίας εταιρίας και αντιστοιχούν στις εργασίες κεφαλαιαγοράς. Η λειτουργία τους δεν παράγει κάποια αξία, στο βαθμό που η καθαρή παρούσα αξία τους ισοδυναμεί με μηδέν, όταν δε λαμβάνονται υπόψη οι φορολογικές επιπτώσεις, το κόστος συναλλαγών και οι αλλαγές στις επενδυτικές αποφάσεις. Παρ' όλα αυτά, οι χρηματοδότες είτε μέσω δανεισμού ή ιδίων κεφαλαίων, αναλαμβάνουν ένα κόστος ευκαιρίας που πρέπει να αναγνωρίζει το ελάχιστο επιτόκιο της κερδοφορίας.

Η μέθοδος WACC (προεξοφλητικό επιτόκιο), μπορεί να εκφραστεί εκ νέου όπως παρουσιάζεται στη συνέχεια, λαμβάνοντας αποκλειστικά υπόψη δύο πηγές χρηματοδότησης, τη χρηματοδότηση μέσω δανειοδότησης και τη χρηματοδότηση μέσω των ιδίων κεφαλαίων:

$$WACC = \sum_{j=1}^2 w_j K_j \quad (3.3)$$

$$WACC = \frac{D}{D + E} K_D (1 - \tau) + \frac{E}{D + E} K_E \quad (3.4)$$

¹ MEH, Market Efficiency Hypothesis. Fama, 1969 [3.5]

² Στη ξεχωριστή αυτή περίπτωση, θεωρούνται μαζί τα μέσα του δανεισμού και των μετοχών

Όπου:

K_D : είναι το κόστος των δανειακών κεφαλαίων

K_E : είναι το κόστος ιδίων κεφαλαίων

$\frac{D}{D+E}$: είναι το ποσοστό του βάρους των δανειακών κεφαλαίων στην κεφαλαιακή δομή της εταιρείας

$\frac{E}{D+E}$: είναι το ποσοστό βάρους των μηχανισμών καθαρής θέσης-ιδίων κεφαλαίων στην κεφαλαιακή δομή της εταιρείας

τ : είναι ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις

Με αυτό το τρόπο, το κόστος δανεισμού αντιστοιχεί σε κόστος δανεισμού μίας εταιρείας ή ενός συγκεκριμένου έργου. Αυτό το κόστος σχετίζεται σε μεγάλο βαθμό με το απαιτούμενο επιτόκιο ενός πιστωτή, το οποίο αντικατοπτρίζει το κόστος ευκαιρίας του. Κατά την εξέταση του κόστους δανεισμού στη μεθοδολογία του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC), είναι σκόπιμο να περιλαμβάνονται οι επιδράσεις της φορολόγησης των αποταμιεύσεων (γνωστά στην οικονομική αργκό ως φορολογική ασπίδα). Αυτή η επίδραση προκύπτει ως συνέπεια της μείωσης του φορολογητέου εισοδήματος. Με άλλα λόγια, το κόστος των δανειακών κεφαλαίων που θεωρείται στη μεθοδολογία WACC, αντιστοιχεί στο μετά τη φορολόγηση κόστος δανεισμού.

Όμοια με το κόστος των δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων κεφαλαίων αντιστοιχεί στο κόστος ευκαιρίας των μετόχων. Σχετίζεται σημαντικά με την ελάχιστη απαιτούμενη κερδοφορία που οι μέτοχοι απαιτούν, με βάση τον κίνδυνο που διαχειρίζονται όταν αναλαμβάνουν τη χρηματοδότηση ενός έργου ή μίας εταιρείας. Έτσι, το ερώτημα διατυπώνεται ως εξής: Ποια είναι η πιο κατάλληλη μεθοδολογία για τον υπολογισμό του κόστους των πηγών χρηματοδότησης (δανειακών και ιδίων κεφαλαίων);

Το κυρίαρχο μοντέλο, ως απάντηση του προηγούμενου ερωτήματος, είτε σε θεωρητικό ή σε πρακτικό επίπεδο, είναι το μοντέλο CAPM (capital asset pricing model ή αλλιώς υπόδειγμα αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων). Στην αρχική του μορφή, αυτό το μοντέλο ορίζει την ύπαρξη μίας αναμφισβήτητης σχέσης μεταξύ της αναμενόμενης αποδοτικότητας ενός περιουσιακού στοιχείου και του συστημικού ή μη διαφοροποιήσιμου κινδύνου. Επομένως, το κόστος ευκαιρίας είναι ισοδύναμο με την απαιτούμενη και αναμενόμενη αποδοτικότητα. Το μοντέλο CAPM υποθέτει τη μη ύπαρξη κόστους συναλλαγών και ασύμμετρης πληροφόρησης μεταξύ των οικονομικών παραγόντων-επενδυτών. Επίσης, δεν περιέχει τη συνιστώσα του μη συστημικού κινδύνου, αφού οι επενδυτές μπορούν να τη μειώσουν μέσω της διαφοροποίησης του χαρτοφυλακίου της αγοράς. Είναι φανερό, ότι στον πραγματικό κόσμο αυτές οι υποθέσεις δεν ικανοποιούνται και σε ακόμα μεγαλύτερο βαθμό σε μία αγορά κεφαλαίου, μίας χώρας με ασταθή οικονομία. Επομένως, όταν αυτές οι υποθέσεις δεν ικανοποιούνται, δεν είναι δυνατή η άμεση εφαρμογή αυτού του μοντέλου.

Έτσι, χρειάζεται η χρησιμοποίηση ρυθμίσεων, οι οποίες σε περίπτωση ασταθούς οικονομίας, αφορούν κυρίως την ύπαρξη μη αποδοτικής αγοράς, πράγμα που σημαίνει ότι οι τιμές των τίτλων δεν αντιστοιχούν σε “δείκτες αποδοτικής αξίας”. Από την άλλη πλευρά, στοχεύουν στην εκτίμηση της τιμής για το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας (country risk). Ο κίνδυνος αυτός αντιπροσωπεύει ένα μη διαφοροποιήσιμο κίνδυνο, πρόσθετο στον κίνδυνο της αγοράς, τον οποίο διαχειρίζεται ένας επενδυτής που λειτουργεί μία συγκεκριμένη επιχείρηση. Είναι ένας οριακός κίνδυνος, αλλά όχι συνέπεια της συνδεδεμένης ροής μεταβλητότητας μίας συγκεκριμένης επιχείρησης, που κατά κανόνα συμπεριλαμβάνεται στο συστημικό κίνδυνο και θεωρείται ότι εμπίπτει στο μοντέλο CAPM. Αντίθετα, είναι το αποτέλεσμα της πρόσθετης μεταβλητότητας, που προέρχεται από τα στοιχεία της επιχειρηματικότητας ενός έργου, σε μία ασταθή αγορά μίας χώρας.

Με αυτό το τρόπο, βάσει της προηγούμενης θεωρητικής προσέγγισης, παρουσιάζεται στη συνέχεια μία συστηματική και συγκροτημένη ρύθμιση της θεωρίας και τα βασικά μοντέλα. Σκοπός της είναι η ενσωμάτωση και η προσαρμογή αυτών των μοντέλων, στη διαδικασία αξιολόγησης των περιουσιακών στοιχείων που αναπτύσσεται σε ατελείς αγορές και οι οποίες υπόκεινται σε κίνδυνο κυριαρχίας (ασφάλιστρο κινδύνου χώρας). Η κύρια ιδέα είναι απλή και στηρίζεται σε τρία δόγματα:

1. Τα μοντέλα αξιολόγησης είναι ισχυρά στο βαθμό που οι σημειακές τιμές περιλαμβάνονται σε αυτά και αντιπροσωπεύουν αποδοτικούς υπολογισμούς.

2. Ο κίνδυνος της χώρας αντιστοιχεί σε μη διαφοροποιήσιμο κίνδυνο ο οποίος στην πραγματικότητα μεταφράζεται στο γεγονός ότι οι προμηθευτές κεφαλαίου, είτε μέσω δανειακών κεφαλαίων ή μέσω ιδίων κεφαλαίων απαιτούν μία πρόσθετη αποδοτικότητα (κόστος), αφού καλούνται να αναλάβουν τη διαχείριση μεγαλύτερου κινδύνου, επειδή το έργο αναπτύσσεται σε μία χώρα με ύπαρξη κινδύνου κυριαρχίας (sovereign risk).

3. Ανεξάρτητα με την προσέγγιση (WACC ή CAPM) που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του κόστους χρηματοδότησης από τις οικονομικές πηγές, είναι απαραίτητη η αναγνώριση της πληρωμής των φόρων, του κόστους συναλλαγών και των επιτοκίων διαμεσολάβησης.

Δεδομένου αυτών των τριών δογμάτων, αυτό που προτείνεται είναι ένας διεθνής υπολογισμός συσχέτισης που βασίζεται στις αποδοτικές τιμές που προσδιορίζονται από τις αγορές κεφαλαίου και κατέχουν τουλάχιστον μία ημι-ισχυρή μορφή αποδοτικότητας. Ακόμη, εντός αυτών των αγορών είναι δυνατή η διαφοροποίηση του ειδικού κινδύνου, ρυθμιζόμενο από τον κίνδυνο της χώρας. Πρέπει να σημειωθεί οπωσδήποτε, ότι ο υπολογισμός του κόστους κεφαλαίου, που βασίζεται στη μέθοδο προσέγγισης WACC, περιλαμβάνει τα κόστη από φόρους συναλλαγών, αφού γίνεται προσπάθεια υπολογισμού του αποδοτικού κόστους ευκαιρίας, που οι επενδυτές αντιμετωπίζουν στην πραγματικότητα.

3.3.1 Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων

Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων πριν από τη φορολόγηση, K_D' , σε μία ασταθή (αναδυόμενη) αγορά, μπορεί αν υπολογιστεί ως ακολούθως:

$$K_D' = K_D + CR \quad (3.5)$$

Σημειώνεται ότι, σε σύγκριση με μία αποδοτική αγορά, ο όρος K_D αντιστοιχεί στο κόστος δανεισμού μίας εταιρίας ή ανάληψης ενός έργου και ο όρος CR αντιστοιχεί στην πριμοδότηση που αντανακλά η τιμή για το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας. Εννοιολογικά, με βάση ό,τι έχει δηλωθεί προηγουμένως, μία εταιρεία η οποία λειτουργεί σε ασταθή οικονομία με ύπαρξη κινδύνου, δε θα μπορούσε να έχει ισοδύναμα επιτόκια με εκείνα που μπορούν να επιτευχθούν εάν το έργο είχε αναπτυχθεί σε μία οικονομία που στερείται αντίληψης του κινδύνου του δημοσίου δανεισμού. Ο όρος K_D μπορεί να εκφραστεί ως ακολούθως:

$$K_D = R_f + \text{επιτόκια διαμεσολάβησης} \quad (3.6)$$

Σημειώνεται ότι ο όρος R_f αντιστοιχεί στην απόδοση χωρίς κίνδυνο. Τα επιτόκια διαμεσολάβησης αντιστοιχούν στο κόστος δανειακών κεφαλαίων, διαμεσολάβησης και συναλλαγών, στο βαθμό που στην πραγματικότητα το κεφάλαιο της αγοράς είναι ατελές και δεν ικανοποιείται η υπόθεση της προτύπου μεθοδολογίας CAPM για τα δανειακά κεφάλαια και τη χορήγηση αμέτρητων ποσοτήτων χρημάτων με μηδενικό επιτόκιο κινδύνου. Με αυτό το τρόπο, το συνολικό κόστος των δανειακών κεφαλαίων για μία μη αποδοτική αγορά, όπως

για παράδειγμα είναι η αγορά κεφαλαίου στην Κολομβία, υπολογίζεται αντικαθιστώντας τη δεξιά πλευρά της Σχέσης (3.6) στη (3.5).

$$K_D' = K_D + CR = R_f + \text{επιτόκια διαμεσολάβησης} + CR \quad (3.7)$$

Αντίθετα, τα επιτόκια διαμεσολάβησης περιλαμβάνουν όλα τα κόστη συναλλαγών που υπάρχουν, τα οποία αντικατοπτρίζουν το περιθώριο διαμεσολάβησης και την απουσία του κινδύνου των δανειακών κεφαλαίων, που οι κάτοχοι διαχειρίζονται κατά τη χρηματοδότηση ενός έργου. Αυστηρά, αντιστοιχούν στο ποσοστό απόδοσης μίας αποδοτικής αγοράς και δεδομένου της έλλειψης του κινδύνου της χώρας, θα πλήρωναν για τα ομόλογα σταθερού επιτοκίου ενάντια στις ταμειακές ροές του έργου ή της επιχείρησης.

3.3.2 Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων

Όπως διατυπώθηκε προηγουμένως, το κόστος των ιδίων κεφαλαίων κατά κανόνα προσεγγίζεται χρησιμοποιώντας τη μέθοδο CAPM. Συνεπώς, είναι απαραίτητο να αναπτυχθεί μία ρύθμιση του κινδύνου της χώρας, προσθέτοντας τα κόστη που προκύπτουν από τη λειτουργία μίας επιχείρησης σε μία αγορά που εμπεριέχεται ο κίνδυνος. Είναι σημαντική η υπενθύμιση, ότι η βασική μέθοδος CAPM υποθέτει αποτελεσματικές αγορές, κεφαλαιαγορές μερικής ισορροπίας και μη ύπαρξη φόρων και κόστους συναλλαγών. Διατυπωμένο από τους Treynor (1961), Sharpe (1964) [3.8], Lintner (1965), και με βάση τα αποτελέσματα του Markowitz's Portfolio Theory³ είναι ίσως το πιο δημοφιλές μοντέλο που σχετίζεται με τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων. Το μοντέλο CAPM αντικατοπτρίζει τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων όπως παρουσιάζεται στη συνέχεια:

$$K_E = R_f + (R_m - R_f) \times \beta_E \quad (3.8)$$

Σημειώνεται ότι στη Σχέση (3.8) ο όρος K_E αντικατοπτρίζει το κόστος των ιδίων κεφαλαίων, ο όρος R_f αποτελεί την απόδοση χωρίς κίνδυνο, β_E είναι ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου και $R_m - R_f$ αντικατοπτρίζει το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς.

Είναι σημαντικό να τονιστεί, ότι κάθε χαρτοφυλάκιο ή περιουσιακό στοιχείο, έχει ένα συνολικό κίνδυνο που συνδέεται με τη διασπορά των αποδόσεων (ταμειακές ροές), οι οποίες μετρούνται από τη τυπική απόκλιση και αποτελούνται από δύο είδη κινδύνων:

Πρώτον, το μη συστημικό κίνδυνο που μπορεί να εξαλειφθεί μέσω της διαφοροποίησης του χαρτοφυλακίου των περιουσιακών στοιχείων⁴ και δεύτερον το συστημικό ή τον κίνδυνο αγοράς. Ο κίνδυνος αγοράς αντιστοιχεί σε ένα ποσοστό του συνολικού κινδύνου που δε μπορεί να εξαλειφθεί μέσω της διαφοροποίησης και συνδέεται με μακροοικονομικούς παράγοντες που επηρεάζουν το σύνολο των περιουσιακών στοιχείων της αγοράς.

Με αυτό το τρόπο, κατά την ανάλυση ενός περιουσιακού στοιχείου, ο μόνος σχετικός κίνδυνος είναι ο συστημικός, αφού δε μπορεί να διαφοροποιηθεί. Η οικονομική θεωρία υποστηρίζει ότι είναι δυνατόν να εξαλειφθεί ο μη συστημικός ή αλλιώς ειδικός κίνδυνος μέσω της δημιουργίας ενός χαρτοφυλακίου με εξαιρετική επάρκεια. Κατά συνέπεια, η μέθοδος CAPM καθιερώνει μία σαφή σχέση μεταξύ της αναμενόμενης απόδοσης των περιουσιακών στοιχείων δεδομένου του συστημικού κινδύνου που έχουν. Με άλλα λόγια, η εύλογη αναμενόμενη απόδοση ενός περιουσιακού στοιχείου σχετίζεται με το ποσοστό του κινδύνου που δεν μπορεί να εξαλειφθεί μέσω της διαφοροποίησης. Αυτός είναι και ο μόνος σχετικός κίνδυνος κατά την εκτίμηση του ποσοστού απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων, στην εφαρμογή του μοντέλου CAPM.

³ "Portfolio Selection", Markowitz (1952)

⁴ Για περισσότερες λεπτομέρειες, " Portfolio Selection ", Markowitz (1952)

Ωστόσο όπως προαναφέρθηκε, το μοντέλο CAPM απαιτεί μία τέλεια κεφαλαιαγορά στην οποία οι επενδυτές μπορούν να δανειζούν και να δανείζονται απεριόριστα ποσά με επιτόκιο αυτό της απόδοσης χωρίς κίνδυνο. Η αγορά χαρακτηρίζεται από την απουσία φορολόγησης και κόστους συναλλαγών, καθώς και την ύπαρξη μίας βαθιάς, τουλάχιστον ημι-αποτελεσματικής αγοράς. Σε αυτή την αγορά, οι επενδυτές μπορούν να διαφοροποιούν τον κίνδυνο μέχρι το σημείο στο οποίο αναγνωρίζεται μόνο ο συστημικός ή αλλιώς ο κίνδυνος αγοράς⁵. Συνεπώς, η αρχή διατύπωσης του ίδιου μοντέλου, γίνεται με την παρουσία του κόστους συναλλαγών, όπως είναι το περιθώριο διαμεσολάβησης, η ύπαρξη κινδύνου, η ύπαρξη φορολόγησης, και θεωρώντας προφανώς μία αποτελεσματική αγορά.

Με βάση τη θεμελιώδη αρχή, εάν η καθαρή θέση του κόστους ευκαιρίας υπολογιστεί μέσω του μοντέλου CAPM, και στη συνέχεια ενσωματωθεί στο WACC (το οποίο θεωρεί την ύπαρξη κόστους συναλλαγών και φόρων), είναι αντιφατικό να εφαρμοστεί το CAPM, εκτός και εάν έχει ρυθμιστεί με τέτοιο τρόπο ώστε να συμπεριλαμβάνει τους φόρους και το κόστος των συναλλαγών, όπως και το περιθώριο διαμεσολάβησης. Με την εγγύηση αυτής της συνοχής, η μόνη ορθή μεθοδολογία η οποία επιτρέπει έναν ισχυρό υπολογισμό του κόστους ευκαιρίας, σε τέτοιο βαθμό ώστε να λαμβάνονται εύλογα τα αποτελέσματα, είναι ο υπολογισμός είτε μέσω της προσέγγισης WACC ή άμεσα με τη CAPM. Με αυτό το τρόπο, με βάση ένα πρακτικό και θεωρητικό επίπεδο, παρέχεται μία απόδειξη με εξαιρετική συνοχή αφού αποδεικνύεται ότι τα αποτελέσματα που λαμβάνονται από τις δύο διαδικασίες δεν παρουσιάζουν απόκλιση. Η απόδειξη αυτή είναι μία σύσταση που προτείνουν οι συγγραφείς [3.12] και πρέπει να χρησιμοποιούν όλοι οι επενδυτικοί τραπεζίτες, προκειμένου να επιβεβαιώνουν την αυστηρότητα και τη συνέπεια των υπολογισμών τους.

Το μοντέλο CAPM λαμβάνει υπόψη την ύπαρξη του κόστους των συναλλαγών και των φόρων. Μπορεί να εκφραστεί όπως παρουσιάζεται στη συνέχεια:

$$K_E = K_D'(1 - \tau) + \beta_E(R_m - R_f) \quad (3.9)$$

Σημειώνεται ότι:

R_m : αναμενόμενη απόδοση της αγοράς

$(R_m - R_f)$: αναμενόμενο ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς

β_E : Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου⁶

Αν θεωρηθεί ο κίνδυνος μίας χώρας (CR) ως πρόσθετος κίνδυνος στον κίνδυνο αγοράς, είναι δυνατόν να ξαναγραφεί η εξίσωση CAPM του κόστους των ιδίων κεφαλαίων, δηλαδή η (3.9), προκειμένου να εκτιμηθεί το κόστος ευκαιρίας των μετόχων του έργου ή της εταιρείας, όπως παρουσιάζεται στη συνέχεια:

⁵ Με τη στενή έννοια, οι παραδοχές CAPM είναι:

1. Οι επενδυτές είναι λογικοί, αποστρέφονται τον κίνδυνο και επιδιώκουν τη μεγιστοποίηση της συνάρτησης χρησιμότητας τους (κερδοφορία). Το μοντέλο θεωρεί μία μόνο περίοδο (μονή-περίοδος) για όλους τους επενδυτές και υποθέτει ότι οι επενδυτές έχουν πρόσβαση σε πληροφορίες χωρίς κόστος. Επιπλέον, οι επενδυτές μοιράζονται ομοιογενή πληροφόρηση σχετικά με τη μέση τιμή και τη διασπορά του ενεργητικού της αγοράς.

2. Η κεφαλαιαγορά (χρηματοπιστωτική αγορά) είναι τέλεια: οι φόροι, το κόστος των συναλλαγών, σύντομες αγοροπωλησίες δεν λαμβάνονται υπόψη.

3. Οι επενδυτές μπορούν να δανειζούν και να δανείζονται απεριόριστα ποσά με επιτόκιο αυτό της απόδοσης χωρίς κίνδυνο.

4. Η χρηματιστηριακή αγορά είναι αποτελεσματική και τέλεια. Οι επενδυτές είναι αποδέκτες τιμών και δεν μπορούν μεμονωμένα να επηρεάσουν τον καθορισμό των τιμών.

5. Η κεφαλαιαγορά είναι σε ισορροπία και ως εκ τούτου το μόνο χαρτοφυλάκιο επισφαλών στοιχείων του ενεργητικού αντιστοιχεί στο χαρτοφυλάκιο της αγοράς, το οποίο περιέχει το σύνολο των επισφαλών περιουσιακών στοιχείων.

6. Η χρηματιστηριακή αγορά είναι μεγάλη και ρευστή σε τέτοιο βαθμό που είναι δυνατή η διαφοροποίηση των επενδύσεων σε επαρκή αριθμό στοιχείων του ενεργητικού που εξαλείφεται ο μη-συστημικός κίνδυνος.

⁶ Ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ενός περιουσιακού στοιχείου είναι απλώς μία στατιστική εκτίμηση ευαισθησίας επιστροφής του περιουσιακού στοιχείου, σε σχέση με τις συνολικές αποδόσεις της αγοράς.

$$K_E = K'_D(1 - \tau) + \beta_E[(R_m - R_f) + CR] \quad (3.10)$$

$$K_E = [(K_D + CR)(1 - \tau)] + \beta_E[(R_m - R_f) + CR] \quad (3.11)$$

Αυτό το μοντέλο διατυπώνει ότι η αναμενόμενη απόδοση ενός επενδυτή, είναι ισοδύναμη με το ελάχιστο αποτελεσματικό επιτόκιο με το οποίο αυτός μπορεί να χρεωθεί (στην περίπτωση μίας μη αποδοτικής αγοράς κεφαλαίων, όπως είναι η αγορά της Κολομβίας, αντιστοιχεί σε $[(K_D + CR)(1 - \tau)]$, συν ένα μη διαφοροποιημένο ασφάλιστρο κινδύνου, (στο οποίο εάν ενσωματωθεί η τιμή για το ασφάλιστρο του κινδύνου της χώρας, τότε είναι ισοδύναμο με $\beta_E[(R_m - R_f) + CR]$). Αυτή η ρύθμιση δανεισμού, αντικατοπτρίζει ένα ανώτερο κόστος δανεισμού, στο βαθμό που σε διεθνές επίπεδο, η αξία του ποσοστού δανεισμού μίας εταιρίας εξαρτάται σημαντικά από τη χώρα στην οποία δραστηριοποιείται. Έτσι, ένας επενδυτής (μέτοχος) πρέπει να λάβει υπόψη του ένα υψηλότερο ασφάλιστρο κινδύνου. Αυτή η προσαρμοσμένη μέθοδος CAPM, που προκύπτει με την ενσωμάτωση του κόστους συναλλαγών, τους φόρους και τον κίνδυνο της χώρας στη Σχέση (3.11), μπορεί να γραφεί όπως παρουσιάζεται στις επόμενες Σχέσεις (3.12) και (3.13). Οι Σχέσεις αυτές περιγράφουν την απόδειξη του μοντέλου CAPM, για έναν κόσμο στον οποίο υπάρχουν η φορολόγηση και το κόστος των συναλλαγών, συν ένας προσαρμοσμένος πρόσθετος παράγοντας, που είναι ο κίνδυνος της χώρας.

$$K_E = \{[K_D(1 - \tau)] + [\beta_E(R_m - R_f)]\} + \{[CR(1 - \tau)] + CR(\beta_E)\} \quad (3.12)$$

Όμως, $\{[CR(1 - \tau)] + [CR(\beta_E)]\} = CR^*$ και έτσι η Σχέση (3.12) απλοποιείται και μπορεί να γραφεί ως εξής:

$$K_E = \{[K_D(1 - \tau)] + [\beta_E(R_m - R_f)]\} + CR^* \quad (3.13)$$

Σε αυτό το σημείο, είναι σκόπιμο να γίνει η υπενθύμιση, η οποία ορίζει ότι όταν υπάρχει συνέπεια στις παραδοχές, ο υπολογισμός του κόστους ευκαιρίας δεν εξαρτάται από το ποια μέθοδος χρησιμοποιείται. Έτσι, υπάρχει συνοχή στα αποτελέσματα των WACC και CAPM. Στην επόμενη ενότητα συνοψίζονται οι σχέσεις που ορίζονται από αυτή την απόδειξη.

3.3.3 Το κόστος των αποθεματικών

Το μετοχικό κεφάλαιο που αυξάνεται έμμεσα με τη μορφή παρακρατηθέντων κερδών έχει επίσης κόστος. Αν κάποια από τα κέρδη της εταιρίας παρακρατούνται, τότε οι μέτοχοι έχουν κάποιο κόστος ευκαιρίας. Δεδομένου ότι η αποθεματοποίηση των κερδών θεωρείται ένας εύκολος τρόπος επανεπένδυσης στο μετοχικό κεφάλαιο της εταιρίας, οι μέτοχοι περιμένουν μία απόδοση τόσο υψηλή, όσο των νέων μετοχών. Τα παρακρατηθέντα αυτά κέρδη θα μπορούσαν να τα πάρουν με τη μορφή μερίσματος και να τα χρησιμοποιήσουν είτε για επαναφορά μετόχων της επιχείρησης, είτε να τα τοποθετήσουν σε διάφορες επενδύσεις. Για αυτό το λόγο, η επιχείρηση πρέπει να πετυχαίνει απόδοση για τα παρακρατηθέντα κέρδη τουλάχιστον ίση με την επιστροφή που θα μπορούσαν να κερδίσουν οι επενδυτές από τις μετοχές που κατέχουν, είτε από εναλλακτικές επενδύσεις σε επιχειρήσεις με αντίστοιχο κίνδυνο.

Η απόδοση που αναμένουν οι μέτοχοι της επιχείρησης από επενδύσεις ισοδύναμου κινδύνου, είναι η ίδια με τοποθέτηση σε κοινές μετοχές της επιχείρησης. Για αυτό το λόγο, το κόστος κοινών μετόχων είναι επίσης και το κόστος των παρακρατηθέντων κερδών. Αν μία επιχείρηση δε μπορεί να κερδίσει αυτή την απόδοση για τα παρακρατηθέντα κέρδη, τότε με

τη μορφή μερισμάτων θα πρέπει να τα αποφέρει στους μετόχους της, ώστε αυτοί με τη σειρά τους να τα τοποθετούν σε επενδύσεις που αποφέρουν την ίδια απόδοση.

3.3.4 Το κόστος του προνομιούχου κεφαλαίου

Αρκετές επιχειρήσεις, χρησιμοποιούν το προνομιούχο κεφάλαιο ως πηγή χρηματοδότησης. Παρ' όλο που δεν είναι υποχρεωτικό να πληρωθούν μερίσματα σε κατόχους προνομιούχων μετοχών, οι επιχειρήσεις πληρώνουν τα μερίσματα γιατί διαφορετικά:

1. Δεν μπορούν να πληρώσουν μερίσματα στους κατόχους κοινών μετοχών.
2. Θα αντιμετωπίσουν δυσκολίες στην άντληση νέων κεφαλαίων από την αγορά.
3. Σε μερικές περιπτώσεις, οι κάτοχοι των προνομιούχων μετοχών είναι δυνατόν να πάρουν τον έλεγχο της επιχείρησης.

Το κόστος του προνομιούχου κεφαλαίου δίνεται από τη Σχέση 3.14:

$$K_{\Pi} = \frac{M_{\Pi}}{KT\Pi} \quad (3.14)$$

Σημειώνεται ότι:

K_{Π} : Κόστος προνομιούχων μετοχών
 M_{Π} : Μέρισμα προνομιούχων μετοχών
 $KT\Pi$: Καθαρή τιμή προνομιούχων μετοχών

Τα έξοδα έκδοσης προνομιούχων μετοχών είναι υψηλότερα από ότι είναι τα έξοδα για τη λήψη δανείου από την επιχείρηση. Συνεπώς, η καθαρή τιμή των προνομιούχων μετοχών είναι η τιμή των προνομιούχων μετοχών αφού αφαιρεθούν τα έξοδα έκδοσής τους.

Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι το εξής: Έστω ότι μία επιχείρηση πληρώνει μέρισμα 1€ για κάθε μία προνομιούχο μετοχή. Προκειμένου η επιχείρηση να εκδώσει νέο προνομιούχο κεφάλαιο έχει έξοδα έκδοσης ίσα με 2,5%, οπότε 0,25€ ανά μετοχή των 10€. Άρα, ισχύει ότι $K_{\Pi} = \frac{1}{9,75} = 10,3\%$.

3.4 Παρουσίαση εναλλακτικών τρόπων υπολογισμού του κόστους ευκαιρίας

3.4.1 Κόστος ευκαιρίας – Πρώτος εναλλακτικός τρόπος: WACC, Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου

$$O.C. = WACC \quad (3.15)$$

$$WACC = \frac{D}{D+E} K'_D (1-\tau) + \frac{E}{E+D} K_E \quad (3.16)$$

$$K_E = K'_D (1-\tau) + \beta_E [(R_m - R_f) + CR] \quad (3.10)$$

Ο όρος β_E αντιπροσωπεύει το συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου. Αντικατοπτρίζει το συστημικό κίνδυνο, δεδομένου της αναλογίας δανειακών κεφαλαίων/ιδίων κεφαλαίων της επιχείρησης.

3.4.2 Κόστος ευκαιρίας – Δεύτερος εναλλακτικός τρόπος: CAPM, Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων της επιχείρησης

$$O.C. = CAPM \quad (3.17)$$

$$CAPM = K_D'(1 - \tau) + \beta_L[(R_m - R_f) + CR] \quad (3.18)$$

Ο όρος β_L , αντιπροσωπεύει το μοχλευμένο συντελεστή Beta και αντικατοπτρίζει το συστημικό κίνδυνο ενός έργου μίας εταιρίας, ή το χαρτοφυλάκιο των έργων. Είναι ιδιαίτερα σημαντικό να τονιστεί η διαφορά μεταξύ του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου της εταιρίας και του μοχλευμένου συντελεστή Beta. Αν υπάρχει συνοχή στην εφαρμογή της δομής των δανειακών κεφαλαίων προς των ιδίων κεφαλαίων (D/E), του ίδιου φορολογικού συντελεστή και αν έχει διαχωριστεί η σχέση μεταξύ των όρων Beta συστημικού κινδύνου και του μοχλευμένου όρου Beta (β_L)⁷, οι δύο προσεγγίσεις πρέπει να συμφωνούν ως προς τα αποτελέσματά τους, δηλαδή να ισχύει:

$$O.C. = WACC = CAPM \quad (3.19)$$

Καθώς έχει κατανοηθεί η προηγούμενη θεωρία, αυτό που μένει είναι ο σωστός προσδιορισμός των παραμέτρων και των αξιών της αγοράς που πρέπει να περιλαμβάνονται στους υπολογισμούς. Δεδομένης της συνοχής των υποθέσεων WACC και CAPM, το επόμενο βήμα περιλαμβάνει την ενσωμάτωση αποδοτικών τιμών της αγοράς, υπό την υπόθεση της διαφοροποίησης. Με αυτό το τρόπο, είναι πολύ βολική η προσέγγιση για μία αποτελεσματική αγορά και ένα σύνολο από παρόμοιες (συγκρίσιμες) εταιρείες, προκειμένου να αναπτυχθεί μία εκτίμηση του ασφαλιστρου κινδύνου της χώρας. Έτσι, είναι δυνατό να αντικατοπτρίζεται το γεγονός ότι η εκτίμηση που θα αναπτυχθεί για μία εταιρεία ως προς τα περιουσιακά της στοιχεία, υπόκειται σε κυρίαρχο κίνδυνο (κίνδυνος της χώρας) διαφορετικό του μηδενός.

3.5 Πρακτικό παράδειγμα: Κόστος ευκαιρίας για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Κολομβία

Το παράδειγμα εφαρμογής δείχνει ποια μέθοδος θεωρείται πιο σχετική για την εκτίμηση του κόστους ευκαιρίας. Στην πρώτη περίπτωση εφαρμόζονται οι παράμετροι που καθορίζονται σε μία (τουλάχιστον) ημι-αποδοτική αγορά. Σε αυτή την αγορά υπάρχει, μέσω της διαφοροποίησης, η πιθανότητα να μειωθεί ο μη συστημικός κίνδυνος, δεδομένου ότι οι προηγούμενες υποθέσεις είναι βασικές, πρωταρχικές και αναμφισβήτητες [3.4]. Επιπλέον, έχει ενσωματωθεί το γεγονός ότι υπάρχουν οι φόροι, τα επιτόκια διαμεσολάβησης, και ένας οριακός μη διαφοροποιημένος κίνδυνος – ασφάλιστρο κινδύνου χώρας (επιπλέον κίνδυνος αγοράς σχετικό με τη λειτουργία μίας επιχείρησης σε χώρα που υπάρχει ο κίνδυνος) [3.11].

Με βάση ό,τι έχει αποδειχθεί πριν, σε θεωρητικό και εννοιολογικό επίπεδο που σχετίζεται με τον υπολογισμό του επιχειρηματικού κόστους ευκαιρίας, είναι απαραίτητο να βρεθούν οι τιμές της αγοράς του κόστους δανειακών κεφαλαίων και του κόστους των ιδίων κεφαλαίων.

⁷ Μια συνεκτική προσέγγιση για το Beta και τη διαδικασία “μόχλευσης” και “απομόχλευσής” του, βρίσκεται στο εξής: J. Villarreal, Universidad de los [3.9], [3.10].

■ Κόστος δανειακών κεφαλαίων

- Απόδοση χωρίς κίνδυνο: Θεωρείται η ισοτιμία ενός περιουσιακού στοιχείου που χαρακτηρίζεται ως “άνευ κινδύνου”. Για παράδειγμα μπορεί η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο να είναι τα κρατικά ομόλογα των Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής.

Στη συγκεκριμένη περίπτωση, θεωρείται η απόδοση δέκα ετών (3,83%), που αναφέρθηκε στις 28 Οκτωβρίου του 2008. Θεωρείται χρονικός ορίζοντας δέκα ετών, δεδομένου ότι σε γενικές γραμμές, οι εταιρείες επιβαρύνονται μακροπρόθεσμα από το δανεισμό, σύμφωνα με την αρχή εξισορρόπησης του χρονικού ορίζοντα των πηγών χρηματοδότησης και την οικονομική ζωή των επενδυτικών σχεδίων τους.

Πίνακας 3.1: Κρατικά ομόλογα Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής⁸

Χρόνος	Απόδοση	Χτες	Περασμένη εβδομάδα	Περασμένος μήνας
3 Μήνες	0.71	0.71	1.02	0.45
6 Μήνες	1.20	1.27	1.54	1.21
2 Χρόνια	1.56	1.53	1.60	2.10
3 Χρόνια	1.31	1.26	1.25	1.90
5 Χρόνια	2.71	2.58	2.64	3.07
10 Χρόνια	3.83	3.67	3.73	3.86
30 Χρόνια	4.18	4.03	4.21	4.38

- Επιτόκια διαμεσολάβησης (κόστος): Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων για μία εταιρεία στις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής μετράται στη τρέχουσα τιμή της αγοράς των εταιριών με παρόμοια πιστωτική διαβάθμιση. Εννοιολογικά το ποσοστό αυτό είναι μεγαλύτερο από της απόδοσης χωρίς κίνδυνο. Έτσι, η διαφορά μεταξύ των επιτοκίων των εταιρικών ομολόγων και της απόδοσης χωρίς κίνδυνο αντικατοπτρίζει το κόστος συναλλαγών και διαμεσολάβησης, καθώς επίσης και την αντίληψη του κινδύνου. Αυτό παρέχει ένα χρηματοπιστωτικό κίνητρο ή στην προκειμένη περίπτωση, τις απαιτήσεις της αγοράς κεφαλαίων, που πρέπει να εξαρτώνται από την πιστοληπτική ικανότητα των εταιριών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτό το πρακτικό παράδειγμα, θεωρείται μία εταιρεία με βαθμό αξιολόγησης BB+. (Επιλέγεται αυτή η βαθμολογία, στο μέτρο που τα ομόλογα ξένου συναλλάγματος της κολομβιανής κυβέρνησης μέχρι σήμερα, έχουν εκχωρηθεί στην διαβάθμιση BB+.

Εννοιολογικά μία τοπική εταιρεία με την καλύτερη δυνατή βαθμολογία, μπορεί να ανταποκρίνεται στις διεθνείς αγορές, τουλάχιστον στον τον ίδιο ρυθμό με τη χώρα στην οποία ανήκει). Στην περίπτωση αυτή, ο μέσος όρος βαθμολογίας των επιτοκίων των κρατικών ομολόγων BB+ είναι 3.20%.

⁸ Ανακτήθηκε στις 28 Οκτωβρίου του 2008 από: <http://finance.yahoo.com/bonds>

Πίνακας 3.2: Παρουσίαση συντελεστή κάλυψης των τόκων⁹

Ο συντελεστής κάλυψης των τόκων είναι:			
>	≤ με	Βαθμολόγηση	Επιτόκιο
- 100000	0.199999	D	20.00%
0.2	0.649999	C	12.00%
0.65	0.799999	CC	10.00%
0.8	1.249999	CCC	7.50%
1.25	1.499999	B-	6.50%
1.5	1.749999	B	5.65%
1.75	1.999999	B+	4.50%
2	2.25	BB	3.65%
2.25	2.499999	BB+	3.20%
2.5	2.999999	BBB	2.50%
3	4.249999	A-	1.70%
4.25	5.499999	A	1.50%
5.5	6.499999	A+	1.40%
6.5	8.499999	AA	1.25%
8.50	100000	AAA	0.75%

• Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας: Θεωρητικά, ο κίνδυνος μίας χώρας αντιπροσωπεύει το ασφάλιστρο κινδύνου που οι επενδυτές αναμένουν για την ανάπτυξη των επενδύσεών τους σε χώρες με μικρές και ασταθείς οικονομίες. Η πιο δημοφιλής εμπειρική μέτρηση, για αυτή την πριμοδότηση, με βάση τις πληροφορίες των τιμών της αγοράς αν και ακόμα υπάρχουν αμφιβολίες, είναι η διαφορά ανάμεσα στην έκδοση ξένων ομολόγων μίας χώρας και εκείνων που θεωρούνται ως χώρες με απόδοση χωρίς κίνδυνο. Για αυτό το παράδειγμα, θεωρείται η σειρά EMBI+, όπως υπολογίζεται στη μελέτη J. P. Morgan Chase. Μέχρι τη 18η Ιουλίου του 2008, ο κίνδυνος της χώρας ήταν 4.44%.

Κατά συνέπεια, με βάση την προηγούμενα δεδομένα, είναι δυνατό να υπολογιστεί το ονομαστικό κόστος των δανειακών κεφαλαίων της Κολομβίας σε δολάρια ΗΠΑ:

$$K'_D = 3.83\% + 3.20\% + 4.44\% = 11.47\% \quad (3.20)$$

Έτσι το κόστος των δανειακών κεφαλαίων K'_D μετά τη φορολόγηση, σύμφωνα με φορολογικό συντελεστή 33%, είναι ισοδύναμο με:

$$K'_D(1 - \tau) = 11.47\% \times (1 - 33\%) = 7,685\% \quad (3.21)$$

■ Το κόστος των Ιδίων Κεφαλαίων

Από την εξίσωση (3.10), ισχύει ότι:

$$K_E = K'_D(1 - \tau) + \beta_E[(R_m - R_f) + CR] \quad (3.10)$$

Για τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων, δε μένει παρά να βρεθεί η τιμή για την πριμοδότηση του μετοχικού κεφαλαίου της αγοράς ή για το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς και του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου:

⁹ Ανακτήθηκε στις 27 Οκτωβρίου του 2008 από: <http://pages.stern.nyu.edu/adamodar>

• Ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς: Όπως αναφέρθηκε, είναι ισοδύναμο με τη διακύμανση απόδοσης της αγοράς, σε σχέση με τη τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο. Η εκτίμησή του ασφαλίστρου κινδύνου της αγοράς λαμβάνεται από τις χρονοσειρές Damodaran της αγοράς και υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ του μέσου όρου των ετήσιων αποδόσεων των ομολόγων του Δημοσίου και του ετήσιου μέσου όρου των αποδόσεων των μετοχών. Ο χρονικός ορίζοντας που επιλέγεται είναι από το 1928 έως το 2007 και το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς εκτιμάται πως είναι 6.42%.¹⁰

• Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου: Πρέπει να επιλέγεται ένα υποσύνολο εταιριών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ο απομοχλευμένος συντελεστής Beta. Οι εταιρείες αυτές πρέπει να ανήκουν σε αποδοτικές αγορές, οι οποίες είναι συγκρίσιμες με την κολομβιανή αγορά κεφαλαίων και να υπόκεινται στον ίδιο τύπο ηλεκτρικής ρύθμισης με την Κολομβία. Αυτό το υποσύνολο είναι κατασκευασμένο με βάση τις πληροφορίες που παρέχονται για κάθε εταιρεία από το Bloomberg. Έτσι, υπολογίζεται ο απομοχλευμένος συντελεστής Beta με τιμή 0,7.

Γνωρίζοντας ότι ο κολομβιανός φορολογικός συντελεστής είναι 33% και το γεγονός ότι η κολομβιανή βιομηχανία μετάδοσης ηλεκτρισμού κατέχει μία ρυθμιστική δομή του των δανειακών κεφαλαίων της προς το σύνολο των κεφαλαίων ίσο με 40%¹¹, στη Σχέση (3.21) παρουσιάζεται ο υπολογισμός του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου που απαιτεί πρώτα τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων:

Σημειώνεται ότι:

$$\frac{D}{D + E} = 0.4 \quad (3.22)$$

Έτσι ισχύει,

$$\frac{E}{D + E} = 1 - \frac{D}{D + E} = 1 - 0.4 = 0.6 \quad (3.23)$$

- D: Ποσό ιδίων κεφαλαίων που χρησιμοποιούνται στην επένδυση
- E: Ποσό δανειακών κεφαλαίων που χρησιμοποιείται στην επένδυση

¹⁰ Ανακτήθηκε στις 15 Οκτωβρίου του 2008 από: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>

¹¹ Ανακτήθηκε στις 15 Σεπτεμβρίου του 2008 από, <http://www.creg.gov.co>

Πίνακας 3.3: Παρουσίαση των συντελεστών Beta συστημικού Κινδύνου διαφόρων εταιριών για τα έτη 2007 και 2008

Εταιρία	Χώρα	Δραστηριότητα	Απομοχλευμένος συντελεστής Beta 07	Απομοχλευμένος συντελεστής Beta 08
Light S.A.	Βραζιλία	GTD	0.57	0.87
AES ELPA S.A.	Βραζιλία	GTD	0.49	0.38
EMPRESA ELECTRICA DEL NORTE GRANDE S.A.	Χιλή	GTD	0.62	0.94
ALMENDRAL S.A.	Χιλή	TDC	0.48	0.74
ENERSIS S.A.	Χιλή	GDT	0.93	0.88
EDP Energias de Portugal - Grupo EDP	Πορτογαλία	GTD	0.58	0.71
EMPRESA ELECTICA COLBUN MACHICURA S.A.	Χιλή	GTD	0.66	0.5
Red Eléctrica	Ισπανία	T	0.51	0.48
Centrais Eléctricas Brasileiras S.A.	Βραζιλία	GTD	0.67	0.75
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	Βραζιλία	GTD	0.45	0.65
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Χιλή	TGDC	0.80	0.81
ENERSIS S.A.	Χιλή	GDT	0.89	0.88
CPFL Energia S.A.	Βραζιλία	GTD	0.48	0.62
CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS - CEMIG	Βραζιλία	GTD	0.72	0.64
Αριθμητικός μέσος			0.63	0.70

Από την άλλη πλευρά, ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου προσεγγίζεται με βάση την επόμενη Σχέση:

$$\beta_E = \beta_v \left[1 + (1 - \tau) \frac{D}{E} \right] \quad (3.24)$$

Σημειώνεται ότι:

β_v : Είναι ο απομοχλευμένος όρος Beta, δηλαδή η τιμή του συντελεστή Beta για τα περιουσιακά στοιχεία όταν υποτίθεται ότι η εταιρία είναι αποκλειστικά ιδίων κεφαλαίων
 $\frac{D}{E}$: η οποία υπολογίζεται με βάση τις Σχέσεις (3.21) και (3.22) και το αντίστοιχο

$$\frac{\frac{D}{D+E}}{\frac{E}{D+E}} = \frac{0.4}{0.6} = \frac{2}{3} \approx 0.67 \quad (3.25)$$

Αντικαθιστώντας τα προηγούμενα αποτελέσματα της Σχέσης (3.23), ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου υπολογίζεται ως εξής:

$$\beta_E = \beta_v \left[1 + (1 - \tau) \frac{D}{E} \right] = 0.7 \times [1 + (1 - 0.33) \times 0.67] = 1.014 \quad (3.26)$$

Έτσι, είναι δυνατό να υπολογιστεί ο ονομαστικός συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου, για την κολομβιανή επιχείρηση, σε δολάρια ΗΠΑ, με βάση τη Σχέση (3.10):

$$K_E = 7.685\% + 1.014 \times [6.42\% + 4.44\%] = 18.697\% \quad (3.27)$$

■ WACC: Τελικά, είναι δυνατό να υπολογιστεί το κόστος ευκαιρίας για την προεξόφληση των ελεύθερων ταμειακών ροών για τις εταιρίες μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Κολομβία. Σε αυτή την περίπτωση, παρουσιάζεται η μεθοδολογία WACC, όπως έχει διατυπωθεί από τη Σχέση (3.15), με βάση τα προηγούμενα αριθμητικά αποτελέσματα.

$$WACC = \frac{D}{D + E} K'_D (1 - \tau) + \frac{E}{E + D} K_E \quad (3.15)$$

$$WACC = 0.4 \times 0.07685 + 0.6 \times 0.18697 = 14.292\% \quad (3.28)$$

Σημειώνεται ότι αυτό το υπολογισμένο κόστος ευκαιρίας αποτελεί το ονομαστικό επιτόκιο σε δολάρια Αμερικής. Σε περίπτωση που είναι εκφρασμένο σε κολομβιανό νόμισμα (πέσος), πρέπει να μετασηματιστεί σε δολάρια, χρησιμοποιώντας την αποτίμηση του κολομβιανού νομίσματος, έναντι του δολαρίου.

3.6 Συμπέρασμα

Όπως αναμένεται είναι σαφές, ότι η αυστηρή χρήση της μεθοδολογίας CAPM συνεπάγεται τη συνοχή των υποθέσεων και του θεωρητικού υπόβαθρου, που ξεκάθαρα συγκροτούν το σχηματισμό του μοντέλου. Εφόσον ισχύει αυτό, είναι αδύνατο το μοντέλο CAPM να δώσει διαφορετικά αποτελέσματα από αυτά του μοντέλου WACC. Ωστόσο, απαιτείται η ενσωμάτωση των παραδοχών σχετικά με την παρουσία του κόστους των συναλλαγών και των φόρων. Σε αγορές που υπάρχει κίνδυνος, ο μη διαφοροποιήσιμος κίνδυνος είναι συμπληρωματικός στο ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς ($R_m - R_f$) και προκύπτει ότι είναι απαραίτητη η ενσωμάτωση μίας αυστηρής προσέγγισης, που εξηγεί πως ενσωματώνεται αυτός ο κίνδυνος (κίνδυνος χώρας) στις κλασικές εκδοχές των μοντέλων WACC και CAPM. Για την εφαρμογή αυτών των μοντέλων, είναι απαραίτητη η τήρηση δύο σημαντικών στοιχείων, τα οποία αποτελούν τη βάση της εννοιολογικής σύνθεσής τους:

1. Η αποτελεσματικότητα της αγοράς
2. Η δυνατότητα της διαφοροποίησης

Ταυτόχρονα, απαιτείται οι τιμές και οι παράμετροι που εισάγονται σε αυτά τα μοντέλα, να έχουν παραχθεί σε αγορές στις οποίες τα δύο αυτά στοιχεία ικανοποιούνται. Τέλος, είναι σημαντικό, ειδικά για τις επενδυτικές τράπεζες, να εφαρμόζεται απόδειξη που δηλώνει ότι αν υπάρχει αυστηρότητα και συνέπεια στη ρύθμιση των υποθέσεων που αφορούν τη φορολογία, το κόστος των συναλλαγών, τη τιμή για το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας, τότε διακρίνεται με σαφήνεια η σχέση μεταξύ του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου και του μοχλευμένου Beta. Οποσδήποτε, πρέπει τα αποτελέσματα που προκύπτουν από τις προσεγγίσεις WACC και CAPM υπό αυτές τις προϋποθέσεις, να είναι ισοδύναμα.

3.7 Βιβλιογραφία

- [3.1] Brealey, Myers. (2004). “Principles of corporate Finance”. McGraw Hill.
- [3.2] Bruner, F; Conray, R; Wei, L, O’Halloran y E, Palacios. (2003). “Investing in Emerging Markets”. The Research Foundation Of AIMR, Darden, University of Virginia.
- [3.3] Bodie, Kane, Marcus.(2004). “Investments”. McGraw Hill.
- [3.4] Cruz, J; Villarreal, J; Rosillo, J. (2003). “Finanzas Corporativas”. Editorial Thomson.
- [3.5] Fama, E.F. (1969). “The Adjustment of Stocks Prices to New Information”. International Economic Review.
- [3.6] Gordon, M y Shapiro, E. (1963). “Capital Equipment Analysis: The Required Rate of Profit”. American Economic Review.
- [3.7] Modigliani, F y Miller, M.H. (1958). “The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investments”. American Economic Review.
- [3.8] Sharpe, W. (1964). “Capital Asset Prices: A theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk”. Journal of Finance.
- [3.9] Villarreal, J. (2004). “Notas para ajustar el riesgo sistemático por el apalancamiento financiero”. Universidad de los Andes.
- [3.10] Villarreal, J. (2005). “El costo de capital en proyectos de infraestructura civil básica (IB). Un ejemplo práctico: el WACC para una concesión aeroportuaria”. Revista de Ingeniería, # 21. Universidad de los Andes.
- [3.11] Villarreal J., Córdoba M., Roa D., (2007) Valoración de activos: la importancia de la tasa de descuento. Economía Colombiana – Contraloría General de la República, Edición 318 Mayo 2007, ISSN 01204998, Bogotá, Colombia.
- [3.12] Villarreal J., Córdoba M., (2010), “A consistent methodology for the calculation of the cost of capital in emerging markets’;, July 2010.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

***Ανάλυση της μεθοδολογίας αξιολόγησης του
κόστους κεφαλαίου σε επενδύσεις ΑΠΕ***

4.1 Εισαγωγή

Η μεθοδολογία που παρουσιάζεται στο παρόν Κεφάλαιο, παρουσιάζει τον υπολογισμό του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου ή αλλιώς Weighted Average Cost of Capital (WACC) για επενδύσεις σε ΑΠΕ. Με αυτή τη μέθοδο, αντικατοπτρίζεται το χρηματοοικονομικό κόστος κεφαλαίου για τις επενδύσεις που πραγματοποιούνται σε ΑΠΕ, σε όλα τα κράτη-μέλη της ευρωπαϊκής ένωσης. Επίσης, σε αυτό το Κεφάλαιο παρουσιάζονται οι πηγές κινδύνου από τις οποίες προκύπτει το κόστος κεφαλαίου. Στις ακόλουθες ενότητες του Κεφαλαίου δίνεται λεπτομερής περιγραφή στον υπολογισμό του WACC και στον προσδιορισμό των συστατικών που το αποτελούν.

4.2 Ανάλυση του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC)

Το μοντέλο αποτίμησης WACC χρησιμοποιείται ευρύτατα στη χρηματοοικονομική ανάλυση. Είναι ένα εργαλείο για την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου μίας επένδυσης ή μίας επιχείρησης, οπότε μέσω αυτού γίνεται εκτίμηση του κατάλληλου προεξοφλητικού επιτοκίου των μελλοντικών ταμειακών ροών. Για να χρηματοδοτήσει τα περιουσιακά της στοιχεία μία επιχείρηση, πρέπει να βρει πόρους για την άντληση κεφαλαίων. Οι πηγές χρηματοδότησης ποικίλουν. Μερικές από αυτές είναι οι κοινές και οι προνομιούχες μετοχές, τα ομολογιακά δάνεια, τα δάνεια μειωμένης εξασφάλισης ή ο συνδυασμός τους. Ανεξάρτητα ποιος είναι ο τρόπος χρηματοδότησης, κάθε επενδυτής απαιτεί μία ελάχιστη απόδοση για τη διάθεση του κεφαλαίου του, έτσι ώστε να μην προτιμήσει κάποια άλλη επένδυση. Επομένως, το WACC αντικατοπτρίζει το ελάχιστο ποσοστό που ο επενδυτής πρέπει να πληρώσει δεδομένου των περιουσιακών του στοιχείων, ώστε να αποζημιωθούν οι πιστωτές του.

Καθώς περιλαμβάνονται διαφορετικές πηγές χρηματοδότησης, απαιτείται διαφορετική απόδοση για κάθε πηγή. Το συνολικό κόστος κεφαλαίου είναι ο σταθμισμένος μέσος όρος κάθε παράγοντα χρηματοδότησης, δεδομένου της δομής κεφαλαίου κάθε εταιρίας/επένδυσης. Στην παρούσα εργασία, η χρηματοδότηση για επενδύσεις σε ΑΠΕ βασίζεται στη χρήση ιδίων κεφαλαίων και λήψη δανείων, χωρίς την ύπαρξη προνομιούχων μετοχών. Το μοντέλο WACC μετά τη φορολόγηση, περιγράφεται από τη Σχέση 4.1:

$$WACC = \frac{D}{E + D} * R_D + \frac{E}{E + D} * R_E * (1 - \tau) \quad (4.1)$$

Σημειώνεται ότι:

- D: Είναι το ποσό των δανειακών κεφαλαίων
- E: Είναι το ποσό των ιδίων κεφαλαίων
- R_D : Είναι το κόστος των δανειακών κεφαλαίων
- R_E : Είναι το κόστος των ιδίων κεφαλαίων
- τ : είναι ο φορολογικός συντελεστής

Τα τρία βασικά συστατικά για τον υπολογισμό του WACC μίας επένδυσης είναι τα ακόλουθα:

- Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων R_E
- Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων R_D
- Η αναλογία των δανειακών κεφαλαίων προς τα ίδια κεφάλαια

Ο προσδιορισμός για τον υπολογισμό του WACC κάθε κράτους/μέλους της ευρωπαϊκής ένωσης, πραγματοποιείται για τρεις διαφορετικές τεχνολογίες ΑΠΕ (χερσαία εγκατάσταση αιολικών πάρκων, φωτοβολταϊκά πλαίσια για την παραγωγή ενέργειας, υπεράκτιες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων). Τα τρία συστατικά για τον υπολογισμό του WACC αναλύονται στις ενότητες που ακολουθούν. Επίσης, γίνεται ανάλυση και ποσοτικοποίηση των πηγών κινδύνου για τις επενδύσεις σε ΑΠΕ.

4.3 Ανάλυση του κόστους των ιδίων κεφαλαίων

Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων αναφέρεται στο ποσοστό απόδοσης που οι επενδυτές απαιτούν, προκειμένου να παρέχουν τα κεφάλαιά τους για τη χρηματοδότηση ενός έργου ή μία εταιρεία. Από την οικονομική θεωρία προτείνονται διάφοροι τρόποι για την εκτίμηση του κόστους των ιδίων κεφαλαίων. Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης αξιολόγησης χρησιμοποιείται το Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων (CAPM).

Το πιο αποδεκτό μοντέλο υπολογισμού του κόστους των ιδίων κεφαλαίων από τους οικονομολόγους, αλλά και τους ακαδημαϊκούς, είναι το Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων ή αλλιώς Capital Asset Pricing Model (CAPM) (Sharpe, 1964 [4.12], Lintner, 1965 [4.14]). Μολονότι έχει χαρακτηριστεί από πολλούς ακαδημαϊκούς ως εμπειρικό μοντέλο που δε δίνει ακριβή αποτελέσματα, αποτελεί την πιο διαδεδομένη μέθοδο υπολογισμού (Graham and Campbell, 2001[4.15], Bruser et al, 1998). Συγκεκριμένα, σύμφωνα με τους Graham και Campbell, σχεδόν τρεις στους τέσσερις οικονομικούς συμβούλους, χρησιμοποιούν το μοντέλο CAPM για τον προσδιορισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων.

Το μοντέλο CAPM ενός παράγοντα εκφράζεται από μία γραμμική εξίσωση κινδύνου για τα ίδια κεφάλαια, δηλαδή επιστρέφει μία σχέση ενσωματώνοντας τα χαρακτηριστικά του κινδύνου γραμμικά. Η αναμενόμενη απόδοση ή το κόστος των ιδίων κεφαλαίων είναι μία γραμμική συνάρτηση της τιμής της απόδοσης χωρίς κίνδυνο ή αλλιώς Risk Free Rate (RFR) και του ασφαλιστρου του κινδύνου της αγοράς ή αλλιώς Market Risk Premium (MRP), κλιμακούμενο από τον συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου, ειδικά για κάθε εταιρεία ή έργο. Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων περιγράφεται από τη Σχέση 4.2:

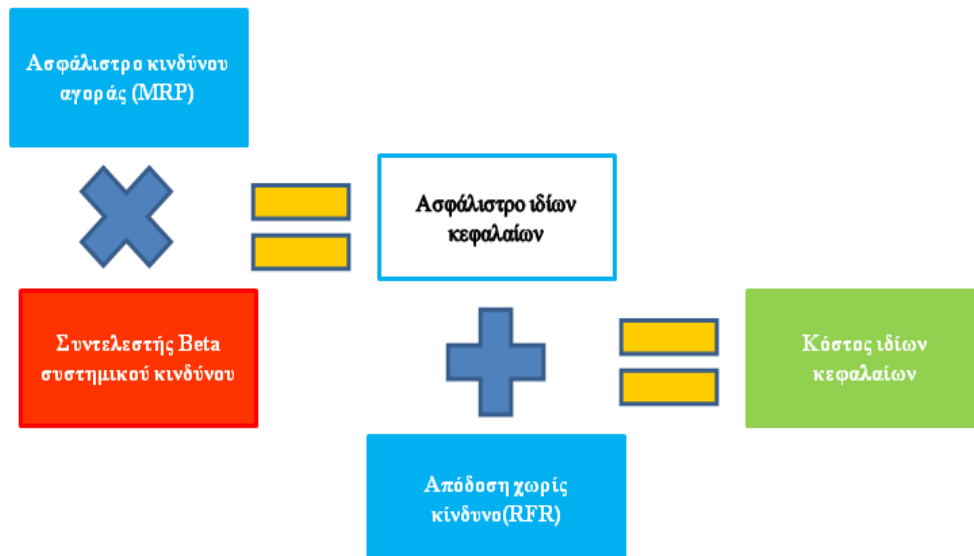
$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \quad (4.2)$$

Σημειώνεται ότι:

- R_E : είναι το κόστος των ιδίων κεφαλαίων
- R_f : είναι η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο (Risk Free Rate)
- β : είναι ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου που αντικατοπτρίζει την οικονομική και λειτουργική μόχλευση της επιχείρησης. Υπολογίζει τη σχέση που υπάρχει στην κίνηση της απόδοσης του χαρτοφυλακίου της αγοράς, με την απόδοση της μετοχής της επιχείρησης/επένδυσης που εξετάζεται.

- $R_m - R_f$: Αντικατοπτρίζει το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς Market Risk Premium (MRP). Αποτελεί την υπερβάλλουσα αξία του χαρτοφυλακίου της αγοράς, σε σχέση με τη τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο.

Σχήμα 4.1: Κόστος ιδίων κεφαλαίων και ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς



Με το μοντέλο CAPM, υπολογίζεται η αναμενόμενη απόδοση που απαιτούν οι επενδυτές για τη χρηματοδότηση ενός έργου. Καθώς το χαρτοφυλάκιο της αγοράς είναι καλά διαφοροποιημένο, το μοντέλο αντικατοπτρίζει μόνο τον κίνδυνο της αγοράς (συστημικό κίνδυνο). Έτσι, η απόδοση που υπολογίζεται δε περιέχει αποζημίωση για το διαφοροποιήσιμο – μη συστημικό κίνδυνο που αφορά μία συγκεκριμένη επιχείρηση και δεν επηρεάζει την αγορά ως προς το σύνολό της. Από το Σχήμα 4.1, φαίνονται δύο μακροοικονομικοί παράγοντες (μπλε χρώμα), τα ασφάλιστρα κινδύνου της αγοράς και το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου. Ακόμη, διακρίνεται ένας παράγοντας συγκεκριμένος για την εταιρία, που είναι ο συντελεστής beta (κόκκινο χρώμα). Όλα τα δεδομένα εισόδου του μοντέλου αναλύονται στις παρακάτω ενότητες, όπως και η σχετική βιβλιογραφία που χρησιμοποιήθηκε.

4.3.1 Ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς (MRP)

Το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς, αντικατοπτρίζει την υπερβάλλουσα απόδοση του χαρτοφυλακίου της αγοράς, έναντι της τιμής της απόδοσης χωρίς κίνδυνο. Θεωρείται ο πιο σημαντικός παράγοντας εισόδου του μοντέλου CAPM. Παρά την ύπαρξη πολλών συγγραμμάτων, δεν υπάρχει συμφωνία για την ακριβή τιμή που θα έχουν τα ασφάλιστρα των ιδίων κεφαλαίων. Οι δύο μεθοδολογίες που χρησιμοποιούνται περισσότερο είναι η προσέγγιση με βάση την έρευνα Fernandez P., 2010 και η εκτίμηση μέσω των ιστορικών δεδομένων. Το μειονέκτημα της προσέγγισης μέσω της έρευνας, είναι κυρίως η ύπαρξη παραδοχών, καθώς σύμφωνα με το Ilmanen (2003) [4.13] τα ασφάλιστρα επηρεάζονται υπερβολικά από τα πρόσφατα στοιχεία της αγοράς. Επιπλέον, ο τρόπος που διατυπώνονται τα ζητούμενα σε μία έρευνα, μπορεί να επηρεάσει το αποτέλεσμα. Από την άλλη πλευρά, το θετικό στοιχείο είναι ότι αντανάκλα τη γνώμη που έχουν οι οικονομολόγοι της αγοράς, που ασχολούνται με τις εκτιμήσεις και δε βασίζονται μόνο σε ακαδημαϊκές εκτιμήσεις. Σύμφωνα με το Fernandez (2010), οι επαγγελματίες έχουν τη τάση να εκτιμούν καλύτερα τον τρόπο με τον οποίο θα υπολογιστούν τα ασφάλιστρα, ενώ αντίθετα οι ακαδημαϊκοί, είναι αρκετά ασυνεπείς στις απόψεις τους. Οι εκτιμήσεις για τα ασφάλιστρα κινδύνου των μετοχών με βάση τα ιστορικά δεδομένα, βασίζονται στην υπόθεση ότι το παρελθόν αντιπροσωπεύει το

μέλλον, κάτι που στην πραγματικότητα δεν ισχύει απόλυτα. Για να προκύψει το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς χρησιμοποιώντας τα ιστορικά δεδομένα, οι αποδόσεις του χαρτοφυλακίου της αγοράς συγκρίνονται με τις τιμές της απόδοσης χωρίς κίνδυνο. Οι περισσότερες βιβλιογραφικές πηγές, μεταξύ άλλων των Aswath Damodaran [4.3], Ibbotson Associates and Dimson et al. (2007) [4.5], αναφέρουν πολλούς τρόπους εκτίμησης για το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς. Αυτό οφείλεται στην ποικιλία που υπάρχει στο χαρτοφυλάκιο της αγοράς, στη τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο, καθώς επίσης την περίοδο και τη συχνότητα των υπολογισμών. Επιπλέον, σύμφωνα με τη μελέτη των Mehra και Prescott [4.11], που υπολόγισαν τα ασφάλιστρα κινδύνου της αγοράς από το 1889 έως και το 1978 (δεδομένα για τις ΗΠΑ), βρήκαν στοιχεία που δε μπορούν να εξηγηθούν από τα παραδοσιακά μοντέλα αποτίμησης, αφού υποθέτουν αποστροφή του κινδύνου, με αποτέλεσμα να εξελιχθούν σε μπερδεμένο γρίφο για το σύγχρονο οικονομικό κόσμο. Οι προσπάθειες για τον προσδιορισμό ξεκάθαρου υπολογισμού για τα ασφάλιστρα κινδύνου της αγοράς, έχουν τεθεί από τους ακαδημαϊκούς οι οποίοι εισήγαγαν προσεγγίσεις που σχετίζονται με τη συμπεριφορά της οικονομίας. Μεταξύ άλλων, ένα παράδειγμα δίνεται από τους Benartzi & Thaler (1993) [4.1].

Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης, χρησιμοποιούνται οι τιμές που αντλούνται από τις έρευνες των Fernandez et al. (2013a, 2013b) [4.6], [4.7]. Στο πλαίσιο της μελέτης του Fernandez [4.6], το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς (MRP) είναι το απαιτούμενο ασφάλιστρο κινδύνου, που χρησιμοποιούν διάφορες εταιρείες. Στην πραγματικότητα ορίζονται διαφορετικά είδη για τα ασφάλιστρα κινδύνου, αλλά δεν ορίζεται με σαφήνεια, ποιά στοιχεία ενσωματώνονται σε αυτό το δείκτη.

Γενικά, υπάρχουν τέσσερις κατηγορίες για τα ασφάλιστρα κινδύνου της αγοράς, που κατηγοριοποιούνται από τη μελέτη της έρευνας Fernandez et al (2013a, 2013b) [4.6], [4.7].

- Ιστορικά ασφάλιστρα κινδύνου η αλλιώς Historical Equity Premiums (HEP)
- Αναμενόμενα ασφάλιστρα κινδύνου η αλλιώς Expected Equity Premiums (EEP)
- Απαιτούμενα ασφάλιστρα κινδύνου η αλλιώς Required Equity Premiums (REP)
- Συνεπαγόμενα ασφάλιστρα κινδύνου η αλλιώς Implied Equity Premiums (IEP)

Στο σύγγραμμα Fernandez (2013) [4.6] αναφέρεται ότι η τιμή για τα απαιτούμενα ασφάλιστρα κινδύνου (REP) δεν υπάρχει για το σύνολο της αγοράς, διότι ακόμη και αν η τιμή για τα REPs όλων των επενδύσεων στην αγορά είναι η ίδια, δεν θα είχε νόημα η αναφορά στο σύνολο της αγοράς. Έτσι, ο μέσος όρος της κατανομής για αυτά τα ασφάλιστρα δε μπορεί να ερμηνευθεί ούτε ως η τιμή REP της αγοράς, αλλά ούτε ως τιμή REP για μία επένδυση.

Από την άλλη πλευρά, τα απαιτούμενα ασφάλιστρα κινδύνου (REP) μπορούν να αποτελούν έναν καλό δείκτη για τις προτιμήσεις των επενδυτών. Με βάση τα αποτελέσματα που υπάρχουν στη μελέτη Fernandez et al. (2013) [4.6], παρατηρείται ότι η τιμή για τα REPs διαφέρει από χώρα σε χώρα και μολονότι δεν είναι γνωστά τα ακριβή συστατικά που ενσωματώνονται στον υπολογισμό της τιμής τους, φαίνεται ότι οι επενδυτές απαιτούν διαφορετικές οριακές αποδόσεις για το χαρτοφυλάκιο της αγοράς, πάνω από τη τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο στις διάφορες χώρες.

Στον Πίνακα 4.1 φαίνεται το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς για το 2012 και το 2013 για τα 28 κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης (EE).

Πίνακας 4.1: Ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς για τα 28 κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης

Ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς για τα 28 κράτη-μέλη της ευρωπαϊκής ένωσης το 2012 και το 2013		
Ευρωπαϊκές χώρες	MRP (2012)	MRP (2013)
Αυστρία	5.70%	6.00%
Βέλγιο	6.00%	6.10%
Βουλγαρία	8.30%	8.00%
Κροατία	7.80%	-
Κύπρος	7.90%	-
Τσεχία	6.80%	6.50%
Δανία	5.50%	6.40%
Εσθονία	-	8.00%
Φινλανδία	6.00%	-
Γαλλία	5.90%	6.10%
Γερμανία	5.50%	5.50%
Ελλάδα	9.60%	7.30%
Ουγγαρία	7.40%	8.20%
Ιρλανδία	6.60%	6.20%
Ιταλία	5.60%	5.70%
Λετονία	-	8.00%
Λιθουανία	7.90%	8.00%
Λουξεμβούργο	6.00%	-
Μάλτα	6.60%	-
Ολλανδία	5.40%	6.00%
Πολωνία	6.40%	6.30%
Πορτογαλία	7.20%	6.10%
Ρουμανία	7.70%	8.10%
Σλοβακία	6.90%	-
Σλοβενία	6.50%	7.40%
Ισπανία	6.00%	-
Σουηδία	5.90%	6.00%
Ηνωμένο Βασίλειο	5.50%	5.50%

Πηγή: P. Fernandez, J. Aquirreamalloa, L.C. Avendano & P. Linares [4.7]

4.3.2 Απόδοση χωρίς κίνδυνο (RFR)

Για τον υπολογισμό της τιμής της απόδοσης χωρίς κίνδυνο, μπορούν να ληφθούν διάφορες τιμές. Μερικά παραδείγματα είναι τα ομόλογα μηδενικού τοκομεριδίου των ΗΠΑ (US treasury zero coupon bonds), τα γερμανικά ομόλογα όπως επίσης το LIBOR (διατραπεζικό επιτόκιο του Λονδίνου ή αλλιώς London Interbank Offer Rate), η μηδενική καμπύλη ανταλλαγής (Libor) ή αλλιώς zero Swap (Libor) curve, ή το OIS (ολονύκτιος

δείκτης ανταλλαγής ή αλλιώς overnight indexed swap). Οι επαγγελματίες συνήθως χρησιμοποιούν ως τιμή για την απόδοση χωρίς κίνδυνο τα κρατικά ομόλογα των ΗΠΑ ή τα γερμανικά κρατικά ομόλογα, καθώς θεωρείται ότι δε φέρουν κανένα χρηματοπιστωτικό κίνδυνο ή κίνδυνο ρευστότητας. Επιπλέον, είναι σύνηθες το φαινόμενο να επιλέγονται μακροπρόθεσμα ομόλογα όταν πρόκειται για τη χρηματοδότηση ενός έργου. Αυτό απορρέει από το γεγονός ότι η διάρκεια των μακροπρόθεσμων ομολόγων, είναι σε αντιστοιχία με τη διάρκεια των ταμειακών ροών του έργου που χρηματοδοτείται, παρέχοντας έτσι μία αξιόπιστη προσέγγιση για τη τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο. Στο πλαίσιο του υπολογισμού του CAPM η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο δεν έχει συ-διακύμανση με το χαρτοφυλάκιο της αγοράς και έτσι ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου είναι μηδέν.

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης Deloitte (2013) [4.4], υπάρχουν δύο διαφορετικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων:

1. Η περίπτωση που υποτίθεται ότι η τιμή για το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας ενσωματώνεται στο ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς και η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο, είναι η πραγματική τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο που υπάρχει π.χ. τα γερμανικά κρατικά ομόλογα - (Περίπτωση υπό όρους).

2. Η περίπτωση που υποτίθεται ότι τιμή για το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας περιλαμβάνεται στη τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο και ισούται με το ποσοστό απόδοσης των μακροπρόθεσμων κρατικών ομολόγων - (Περίπτωση χωρίς όρους).

Στην παρούσα εργασία, επιλέγεται η δεύτερη περίπτωση. Οι κύριοι λόγοι αναφέρονται παρακάτω:

- Η επιλογή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο πρέπει να είναι σε συμφωνία με το ασφάλιστρο κινδύνου της αγοράς που εξετάζεται. Στα αποτελέσματα της έρευνας Fernandez (2013b) [4.7] παρέχονται επίσης τιμές για την απόδοση χωρίς κίνδυνο. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι τιμές για την απόδοση χωρίς κίνδυνο, διαφέρουν από χώρα σε χώρα.

- Με τη χρήση των αποδόσεων των τοπικών μακροπρόθεσμων ομολόγων, ενσωματώνεται στους υπολογισμούς το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας, καθώς οι αποδόσεις των κρατικών ομολόγων αντικατοπτρίζουν συγκεκριμένο χρηματοοικονομικό κίνδυνο για τη συγκεκριμένη χώρα.

- Μετά την έναρξη της οικονομικής κρίσης, οι αποδόσεις των ομολόγων που θεωρούνται ως “ασφαλές οικονομικό καταφύγιο”, όπως είναι για παράδειγμα τα γερμανικά ομόλογα, άρχισαν να μειώνονται φθάνοντας όλο το χρόνο σε όλο και πιο χαμηλές τιμές. Οι λόγοι για αυτό το γεγονός, είναι εν μέρει η αυξημένη ζήτηση για αυτά τα περιουσιακά στοιχεία, όπως επίσης η μείωση του επιτοκίου της Ευρωπαϊκής Κεντρικής Τράπεζας (ΕΚΤ). Οι επενδυτές ήταν πρόθυμοι να δεχτούν ακόμη πιο αρνητικά πραγματικά επιτόκια (KPMG 2013) [4.8], καθώς αυξάνεται η αποστροφή του κινδύνου.

Στο Σχήμα 4.2 φαίνεται ότι οι αποδόσεις για τα ασφαλέστερα ομόλογα (ΗΠΑ, Γερμανία, Ηνωμένο Βασίλειο) μειώθηκε σταθερά, φθάνοντας οριακά κάτω του 2 τοις εκατό.

Σχήμα 4.2: Αποδόσεις για τα κρατικά ομόλογα 10 ετών (%) (2008 έως 2013)



Κλείνοντας, ως τιμή για την απόδοση χωρίς κίνδυνο, χρησιμοποιείται η μέση τιμή απόδοσης από τα τοπικά ομόλογα 10 ετών της κυβέρνησης, από το προηγούμενο έτος. Στον Πίνακα 4.2 παρουσιάζονται οι μέσες αποδόσεις του έτους, που απεικονίζονται για όλα τα κράτη μέλη της ευρωπαϊκής ένωσης.

Πίνακας 4.2: Μέση απόδοση για τα 10ετή επιτόκια των κρατικών ομολόγων για το έτος 2013

Χώρες	Αποδόσεις επιτοκίων κρατικών ομολόγων 10 ετών (%)
Αυστρία	2.01
Βέλγιο	2.41
Βουλγαρία	3.47
Κροατία	4.68
Κύπρος	6.50
Τσεχία	2.11
Δανία	1.75
Εσθονία	3.59
Φιλανδία	1.86
Γαλλία	2.20
Γερμανία	1.57
Ελλάδα	10.05
Ουγγαρία	5.92
Ιρλανδία	3.79
Ιταλία	4.32
Λετονία	3.34

Λιθουανία	3.83
Λουξεμβούργο	1.74
Μάλτα	3.36
Ολλανδία	1.96
Πολωνία	4.03
Πορτογαλία	6.29
Ρουμανία	5.41
Σλοβακία	3.19
Σλοβενία	5.81
Ισπανία	4.56
Σουηδία	2.12
Ηνωμένο Βασίλειο	2.03

Πηγή: ΕΚΤ και Ευρωπαϊκή Επιτροπή

4.3.3 Υπολογισμός του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου (β)

Ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου είναι ένα μέτρο της συ-κίνησης των μετοχικών αποδόσεων και των αποδόσεων του χαρτοφυλακίου της αγοράς. Εκφράζει την ευαισθησία της κίνησης των μετοχών για μία επιχείρηση σε σχέση με τις μετοχές ολόκληρης της αγοράς. Ένας ενδεικτικός τρόπος κατανόησης αυτού του συντελεστή, είναι η χρησιμοποίηση αριθμητικών τιμών. Για παράδειγμα, η τιμή του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου μίας μετοχής που είναι ίση με 0.5 σημαίνει ότι μία αύξηση 1% στην κίνηση του χαρτοφυλακίου της αγοράς, οδηγεί σε 0,5% ανοδική κίνηση της μετοχής. Αντίστοιχα, η τιμή του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου που ισούται με 2, σημαίνει ότι μία αύξηση 1% στην κίνηση του χαρτοφυλακίου της αγοράς, οδηγεί σε ανοδική κίνηση 2% αυτής της μετοχής. Το ίδιο συμβαίνει και με τις αρνητικές κινήσεις. Ο πιο διαδεδομένος τρόπος εύρεσης του συντελεστή Beta μίας μετοχής για τη χρήση της μεθοδολογίας CAPM, είναι μέσω της στατιστικής παλινδρόμησης. Οι αποδόσεις της εταιρείας “μεταποιούνται” στις αποδόσεις του χαρτοφυλακίου της αγοράς, χρησιμοποιώντας τις παρακάτω σχέσεις:

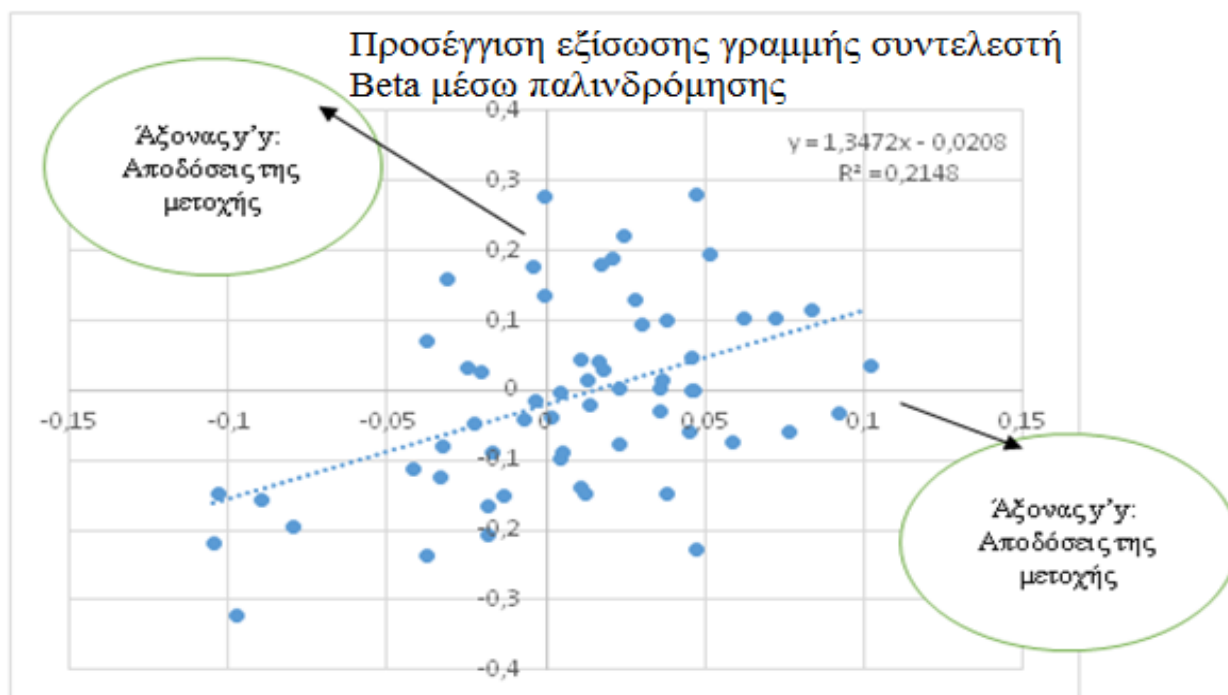
$$R_e = \alpha + \beta * R_m + \varepsilon \quad (4.3)$$

ή

$$\beta_i = \frac{cov(R_e, R_m)}{Var(R_m)} \quad (4.4)$$

Σημειώνεται ότι ως R_e ορίζονται οι αποδόσεις των μετοχών, α είναι η υπερβάλλουσα απόδοση, R_m είναι οι αποδόσεις της αγοράς, β είναι ο συντελεστής beta συστημικού κινδύνου και ε είναι ο όρος του σφάλματος.

Στο Σχήμα 4.3 φαίνονται οι αποδόσεις των μετοχών για τη Gamesa Corporation Technologica (Ισπανία) όπως μεταποιούνται στις αποδόσεις του δείκτη MSCI ALL CAP [4.10]. Από την εξίσωση περιγραφής της ευθείας προσέγγισης του σχήματος (επάνω γωνία δεξιά) στο γράφημα, παρατηρείται ότι η τιμή του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου, είναι περίπου 1,34.



Σχήμα 4.3: Παράδειγμα υπολογισμού του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου μέσω παλινδρόμησης

Καθώς ο συντελεστής Beta δείχνει κατά πόσο μία μετοχή αντιδρά στις διακυμάνσεις του χαρτοφυλακίου της αγοράς, οι τιμές του Beta που είναι υψηλότερες από 1, δείχνουν ότι η μετοχή είναι πιο ευμετάβλητη από την αγορά στο σύνολό της και το αντίστροφο. Επομένως, υψηλότερη μεταβλητότητα και επομένως μεγαλύτερη τιμή για το Beta, έχει ως αποτέλεσμα (θεωρητικά τουλάχιστον) την υψηλότερη αποζημίωση με τη μορφή της υπερβάλλουσας απόδοσης, καθώς υπάρχει κίνδυνος που οι επενδυτές δεν είναι σε θέση να εξαλείψουν μέσω της διαφοροποίησης του χαρτοφυλακίου της αγοράς. Οι εταιρείες κοινής ωφέλειας έχουν τιμές Beta μικρότερες του 1, ενώ οι εταιρείες υψηλής τεχνολογίας έχουν τιμές Beta μεγαλύτερες από 1.

4.3.3.1 Ζητήματα που λαμβάνονται υπόψη κατά την εκτίμηση του συντελεστή Beta

Όταν γίνεται προσπάθεια μέτρησης της τιμής του συντελεστή Beta μίας εταιρείας, πρέπει να εξετάζονται διάφορες πτυχές (Damodaran, 1999) [4.2] σχετικά με τα δεδομένα του δείγματος, για το χαρτοφυλακίο της αγοράς. Δεν υπάρχουν αποδεκτά πρότυπα για τη συχνότητα των δεδομένων, την περίοδο του δείγματος και το χαρτοφυλακίο της αγοράς. Για παράδειγμα, μεγάλοι πάροχοι υπηρεσιών χρησιμοποιούν διαφορετικά δείγματα. Η Bloomberg χρησιμοποιεί εβδομαδιαίες αποδόσεις δύο χρόνων, ενώ η Thomson Reuters, η Standard & Poor και η Morning Star, χρησιμοποιούν μηνιαίες αποδόσεις πέντε χρόνων.

• Συχνότητα των δεδομένων

Οι αποδόσεις των περιουσιακών στοιχείων μπορούν να μετρηθούν σε διαφορετικές συχνότητες, π.χ. καθημερινά, εβδομαδιαία, μηνιαία, τριμηνιαία και σε ετήσια βάση. Μεγαλύτερη συχνότητα δεδομένων σημαίνει αύξηση στον αριθμό των παρατηρήσεων, οπότε συνεπάγεται στην καλύτερη εκτίμηση της συ-διακύμανσης. Από την άλλη πλευρά, η χρησιμοποίηση μικρών χρονικών διαστημάτων, οδηγεί στο πρόβλημα της έλλειψης ρευστότητας. Οι μετοχές των μικρών εταιρειών, δεν εμπορεύονται σε συνεχή βάση. Συνεπώς,

όταν η παλινδρόμηση για τον υπολογισμό του Beta βασίζεται σε ρευστούς δείκτες, η απουσία των αποδόσεων μπορεί να μειώσει τη συ-διακύμανση, με αντίκτυπο την υποεκτίμηση του Beta. Για να παρακαμφθεί αυτή η έλλειψη ρευστότητας για τις μετοχές που εμπορεύονται λιγότερο συχνά, μπορούν να χρησιμοποιηθούν μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα.

• Περίοδος του δείγματος

Ο συντελεστής Beta είναι ένα χρήσιμο μέτρο, εφόσον μπορεί να είναι αντιπροσωπευτικός για το μέλλον με όσο το δυνατό μεγαλύτερη ακρίβεια. Έτσι, η περίοδος του δείγματος είναι σημαντική, καθώς γίνεται εκτίμηση προβλέψεων για το μέλλον από τη χρησιμοποίηση ιστορικών δεδομένων. Όσο μεγαλύτερες είναι οι περιόδους του δείγματος, τόσο πιο ακριβείς είναι οι εκτιμήσεις και τόσο πιο μικρά τα λάθη, καθώς με την αύξηση της περιόδου του δείγματος, αυξάνεται και ο αριθμός των παρατηρήσεων. Ένα σημαντικό γεγονός είναι ότι με τη χρήση μεγαλύτερων περιόδων, ενσωματώνονται τα χαρακτηριστικά της επιχείρησης, τα οποία μπορεί να μη σχετίζονται πια με το παρόν, λόγω αλλαγών στο σύνολο των δραστηριοτήτων της επιχείρησης, λόγω μόχλευσης κλπ. Από την άλλη πλευρά, χρησιμοποιώντας σύντομες χρονικές περιόδους, για παράδειγμα τον υπολογισμό του Beta από δεδομένα για ένα χρόνο, τίθεται το ερώτημα κατά πόσο είναι αυτό το δείγμα αντιπροσωπευτικό για μία μακροπρόθεσμη μελλοντική περίοδο. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της έρευνας KPMG (2013) [4.8], το 50 τοις εκατό των εταιρειών που υπάρχουν στο δείκτη DAX-30, χρησιμοποιούν συντελεστή Beta από μία περίοδο 4 ετών, ενώ το 26 τοις εκατό των εταιρειών χρησιμοποιούν Beta που έχει υπολογιστεί χρησιμοποιώντας δεδομένα ενός έτους.

• Το χαρτοφυλάκιο της αγοράς

Το Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων CAPM, προϋποθέτει χαρτοφυλάκιο αγοράς που περιλαμβάνει όλα τα δυνατά στοιχεία του ενεργητικού, όπως μετοχές, ομόλογα, ακίνητα, ακόμη και το ανθρώπινο ιδιωτικό κεφάλαιο. Τέτοιος δείκτης δεν υπάρχει, οπότε αντί αυτού, χρησιμοποιούνται δείκτες μετοχών ή δείκτες σταθερού εισοδήματος που αντιπροσωπεύουν ένα μικρό τμήμα της αγοράς. Όπως αναφέρονται στα αποτελέσματα της έρευνας Damodaran (1999) [4.2], ακόμη και αυτοί οι δείκτες δεν είναι πλήρεις, καθώς αντιπροσωπεύουν ένα υποσύνολο κάθε αγοράς (π.χ. S&P 500 έχει μόνο 500 μετοχές από χιλιάδες μετοχές των ΗΠΑ). Ανάλογα με την επιλογή του δείκτη της αγοράς, υπάρχει διαφορά στην εκτίμηση του Beta. Ο παρακάτω πίνακας δείχνει τη διαφορά στο Beta για τη Gamesa Corporation Technologica, αλλά αλλάζοντας το δείκτη. Και οι δύο εκτιμήσεις γίνονται χρησιμοποιώντας τις μηνιαίες αποδόσεις πέντε ετών.

Πίνακας 4.3: Παράδειγμα συντελεστή Beta χρησιμοποιώντας διαφορετικούς δείκτες

GAMESA CORPORATION TECHNOLOGICA	
Δείκτης	BETA
ACWI ALL CAP	1,35
IBEX 35	0,94

Ποια είναι όμως η καλύτερη προσέγγιση για το χαρτοφυλάκιο της αγοράς;

Όπως προαναφέρθηκε, στο πλαίσιο υπολογισμού του κόστους των ιδίων κεφαλαίων χρησιμοποιώντας το CAPM, το χαρτοφυλάκιο της αγοράς περιλαμβάνει όλα τα πιθανά

περιουσιακά στοιχεία. Συνεπώς, σκόπιμο είναι να αποφεύγεται η χρήση τοπικών δεικτών καθώς δεν είναι μέτρο εκτίμησης της διεθνούς αγοράς. Επίσης, η απόδοση των τοπικών δεικτών μπορεί να επηρεαστεί από εταιρίες με πολύ μεγάλο κεφάλαιο (mega cap companies) (Damodaran, 1999) [4.2]. Όσο ευρύτερος είναι ο δείκτης που χρησιμοποιείται, τόσο καλύτερη είναι η προσέγγιση, καθώς η επίδραση ορισμένων εταιρειών, βιομηχανιών και χωρών ελαχιστοποιείται. Σε αυτή τη μελέτη χρησιμοποιείται ο δείκτης MSCI ACWI All CAP [4.10]. Σύμφωνα με την MSCI, ο δείκτης αυτός καλύπτει 23 ανεπτυγμένες αγορές και 23 αγορές με κίνδυνο και συγκροτεί σχεδόν 14 χιλιάδες μετοχές που αντιπροσωπεύουν το 99 τοις εκατό του παγκόσμιου συνόλου των ιδίων κεφαλαίων.

4.3.3.2 Περιορισμοί στον υπολογισμό του συντελεστή Beta μέσω παλινδρόμησης

- **Το πρόβλημα της επιλογής ενός δείκτη**

Ο υπολογισμός του Beta μέσω της παλινδρόμησης, έχει μεγάλη ευαισθησία στην εκτίμηση των επιλογών, όπως είναι η περίοδος του χρόνου, η συχνότητα και ο δείκτης. Οι τοπικοί δείκτες μπορούν να παρέχουν βάση της στατιστικής, πολύ καλά αποτελέσματα. Ωστόσο, είναι επιρρεπείς σε μεγάλο βαθμό, από το μικρό αριθμό “μεγάλων” τοπικών επιχειρήσεων. Έτσι, προτιμάται η παλινδρόμηση ως προς τις εταιρίες, παρά η παλινδρόμηση σε ένα κατά πολύ διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο. Ο δείκτης πρέπει να επιλέγεται από την πλευρά των επενδυτών. Αν ο επενδυτής δραστηριοποιείται σε παγκόσμια κλίμακα, τότε ο πιο κατάλληλος δείκτης, είναι ένας παγκόσμιος δείκτης.

- **Αποκλίσεις στα αποτελέσματα**

Ενώ η χρήση ενός παγκόσμιου δείκτη μπορεί να δώσει μία καλύτερη ένδειξη για το χαρτοφυλάκιο της αγοράς, δημιουργείται ένα δεύτερο πρόβλημα το οποίο είναι η ύπαρξη αποκλίσεων στα αποτελέσματα. Στις εκτιμήσεις υπάρχει θόρυβος, όταν υπάρχουν μεγάλα τυπικά σφάλματα. Αυτό σημαίνει ότι είναι αρκετά μεγάλο το εύρος της εκτίμησης. Αυτό απεικονίζεται επίσης, από τη τιμή του τετραγώνου του R (Σχήμα 4.3). Όσο χαμηλότερη τιμή έχει το τετράγωνο του R, τόσο μεγαλύτερα τυπικά σφάλματα υπάρχουν στα αποτελέσματα.

- **Αλλαγές στις επιχειρήσεις με την πάροδο του χρόνου**

Κατά τον υπολογισμό του συντελεστή Beta μέσω παλινδρόμησης κατά τη διάρκεια μίας περιόδου, η εκτίμηση αντιπροσωπεύει τη μόχλευση ή το σύνολο των επιχειρήσεων για όλη την περίοδο. Ωστόσο, οι επιχειρήσεις τροποποιούν τη στρατηγική τους με την πάροδο του χρόνου. Έτσι, η εκτίμηση της μελέτης, βασίζεται στο μέσο όρο των δεδομένων του συνόλου μίας προγενέστερης περιόδου. Δηλαδή, δε βασίζεται ο υπολογισμός του Beta αποκλειστικά στα δεδομένα των πρόσφατων δραστηριοτήτων της επιχείρησης.

4.3.3.3 Τρόποι για να ξεπεραστούν οι περιορισμοί

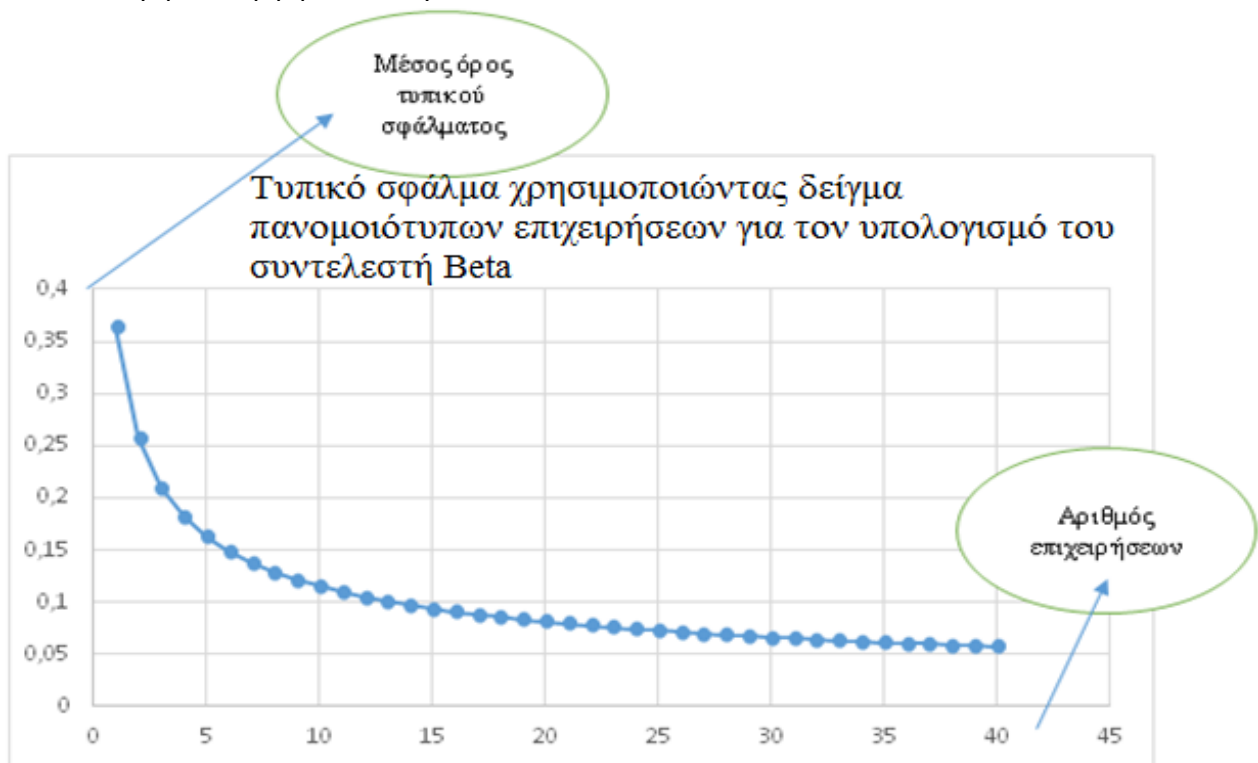
Στα αποτελέσματα της έρευνας Damodaran [4.2] προτείνεται μία προσέγγιση “από κάτω προς τα πάνω” (bottom-up approach), ώστε να ξεπεραστούν οι περιορισμοί που αναφέρθηκαν πιο πάνω. Αντί για τον υπολογισμό του Beta μέσω παλινδρόμησης, μπορεί να χρησιμοποιηθεί μία ομάδα πανομοιότυπων επιχειρήσεων και να υπολογιστεί μέσω αυτής. Όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα της έρευνας KPMG (2013) [4.8], το 68 τοις εκατό των ερωτηθέντων εταιρειών (από τη Γερμανία, την Αυστρία και την Ελβετία), χρησιμοποίησαν για τον υπολογισμό του Beta, μία ομάδα πανομοιότυπων επιχειρήσεων και το 88 τοις εκατό των εταιρειών, πήραν τη τιμή του Beta, από την ομάδα πανομοιότυπων επιχειρήσεων.

Αυτή η προσέγγιση είναι κατάλληλη, καθώς μπορεί να υπολογιστεί μία αντιπροσωπευτική τιμή του Beta για τις ευρωπαϊκές εταιρείες. Επιπλέον, μπορεί να ληφθεί

υπόψη η οικονομική μόγλευση στον υπολογισμό, καθώς επίσης και οι φορολογικοί συντελεστές. Τέλος, στα αποτελέσματα δεν υπάρχουν σημαντικές αποκλίσεις, καθώς χρησιμοποιείται ο μέσος όρος της τιμής πολλών συντελεστών Beta. Για την πλήρη κατανόηση αυτού, το τυπικό σφάλμα (ΤΣ) μπορεί να υπολογιστεί μέσω της ακόλουθης σχέσης:

$$ΤΣ_{\text{πανομοιότυπα } \beta} = \frac{\text{Μέσος όρος } ΤΣ_{\text{Παλινδρόμηση } \beta}}{\sqrt{\text{Αριθμός εταιριών}}} \quad (4.5)$$

Από τη γραφική παράσταση που ακολουθεί (Σχήμα 4.4), φαίνεται ότι ο μέσος όρος του τυπικού σφάλματος μειώνεται εκθετικά, με αρχική τιμή την 0,36. Ακόμα κι αν περιλαμβάνονται μόνο 20 επιχειρήσεις, το τυπικό σφάλμα μειώνεται αρκετά, οδηγώντας έτσι σε ακόμη πιο ακριβή αποτελέσματα.



Σχήμα 4.4: Παράδειγμα μείωσης τυπικού σφάλματος

Για να ληφθεί υπόψη η οικονομική μόγλευση για την εκτίμηση του Beta, μπορεί να χρησιμοποιηθεί η εξίσωση Hamada (Hamada, 1972) [4.9], υποθέτοντας ότι ο συντελεστής του Beta δανειακών κεφαλαίων είναι μηδέν και ο συντελεστής φορολογίας είναι ίσος με το συντελεστή φορολογίας των επιχειρήσεων κάθε χώρας:

$$\beta_L = \beta_v * \left(1 + (1 - Tax) * \left(\frac{D}{E} \right) \right) \quad (4.6)$$

Σημειώνεται ότι β_L είναι ο μογλευμένος ή παλινδρομικός συντελεστής Beta, β_v είναι ο απομογλευμένος συντελεστής Beta, D είναι το ποσοστό των δανειακών κεφαλαίων και E το ποσοστό των ιδίων κεφαλαίων, σε σχέση με το συνολικό κεφάλαιο που απαιτείται για την υλοποίηση ενός έργου ΑΠΕ. Ο απομογλευμένος συντελεστής Beta, είναι ο συντελεστής που μία εταιρία θα είχε, αν η χρηματοδότησή κάποιου έργου βασιζόταν, μόνο στο ενεργητικό της, δηλαδή σε ίδια κεφάλαια.

4.3.3.4 Βήματα για τον υπολογισμό του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου από μία ομάδα πανομοιότυπων επιχειρήσεων

(1) Αρχικά, συλλέχθηκε ένα αντιπροσωπευτικό δείγμα πανομοιότυπων επιχειρήσεων. Συνολικά υπάρχουν 52 εταιρείες που έχουν ενταχθεί στα ευρωπαϊκά χρηματιστήρια, καθώς και στους δείκτες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι δείκτες αυτοί είναι οι RENIXX World, ALTEX Global, Ardour Global Alternative Energy IndexSM, DAXglobal Alternative Energy Index, Italian Renewable Energy Index, ISE Global Wind Energy. Ο δείκτης Altex Global περιλαμβάνει μόνο τις εταιρείες που δραστηριοποιούνται ή στοχεύουν σε συγκεκριμένο μερίδιο αγοράς, που αφορά μόνο δραστηριότητες ΑΠΕ. Οι υπόλοιποι δείκτες περιλαμβάνουν τις εταιρείες που βασίζουν το 50 τοις εκατό των εσόδων τους στον κλάδο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι περισσότερες από τις εταιρείες δραστηριοποιούνται στα ΑΠΕ με ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκές μονάδες. Στο **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β** περιλαμβάνεται λίστα με όλες τις επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται με ΑΠΕ.

(2) Για κάθε εταιρεία ελήφθησαν Beta παλινδρόμησης, χρησιμοποιώντας ημερήσιες και μηνιαίες παρατηρήσεις για διαφορετικές χρονικές περιόδους. (Για τις ημερήσιες παρατηρήσεις χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα 5 – 3 – 1 ετών και 6 – 3 μηνών, ενώ για τις μηνιαίες παρατηρήσεις χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα 5 – 4 – 3 – 2 ετών). Οι τιμές των συντελεστών Beta αξιολογήθηκαν στατιστικά, για να ελεγχθεί αν ικανοποιούν την επεξηγηματική τους ικανότητα - αξία (R^2) και τη στατιστική τους σημαντικότητα (t - στατιστική και p - τιμή). Όπως αναφέρθηκε, ο δείκτης που χρησιμοποιήθηκε για την προσέγγιση του χαρτοφυλακίου της αγοράς, ήταν ο MSCI ALL CAP [4.10]. Οι ημερήσιες και οι μηνιαίες τιμές των μετοχών και του δείκτη, καθώς και η κατανομή των ιδίων κεφαλαίων και δανεισμού, όπως επίσης η κεφαλαιοποίηση αγοράς κάθε εταιρείας, συλλέχθηκαν από τη βάση δεδομένων Thomson Reuters.

(3) Για όλους τους συντελεστές Beta που ικανοποιούν τη στατιστική σημαντικότητα, υπολογίστηκε ο μέσος όρος τους και στη συνέχεια “απομοχλεύθηκαν” χρησιμοποιώντας την εξίσωση Hamada [4.9]. Η αναλογία των ιδίων κεφαλαίων και δανειακών κεφαλαίων που χρησιμοποιήθηκε, ήταν ο μέσος όρος της αναλογίας των εταιρειών που χρησιμοποιήθηκαν, όπως προτείνεται από τη μελέτη Damodaran (1999) [4.2].

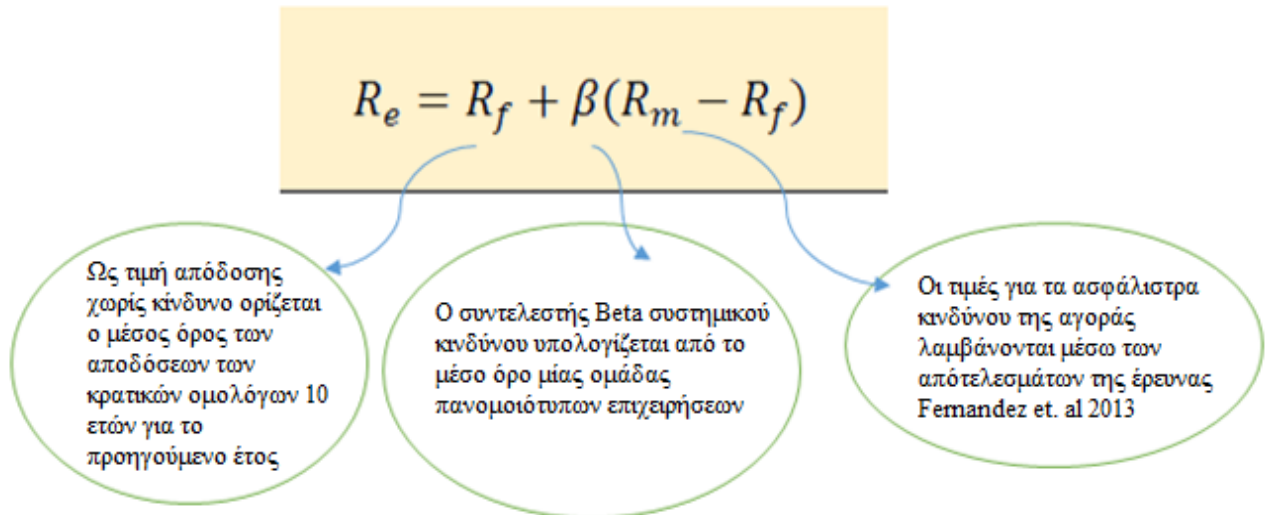
(4) Συνολικά επικράτησαν 9 διαφορετικές τιμές για το συντελεστή Beta. Η αξιολόγησή σχετικά με το ποιος συντελεστής θα χρησιμοποιηθεί, βασίστηκε στη βιβλιογραφία καθώς επίσης και στη στατιστική αξιολόγηση. Οι μηνιαίες αποδόσεις προτιμήθηκαν σε σχέση με τις ημερήσιες αποδόσεις για να αποφευχθεί το πρόβλημα της έλλειψης ρευστότητας, που οδηγεί σε υποτίμηση υπολογισμού του συντελεστή Beta. Επίσης, η τιμή R^2 των ημερησίων αποδόσεων ήταν χαμηλότερη από τη μηνιαία, προσδίδοντάς τους μικρότερη επεξηγηματική ικανότητα - αξία. Για τον υπολογισμό του Beta μέσω μηνιαίων παρατηρήσεων, επιλέχθηκαν τα αποτελέσματα των 5 και 4 ετών, καθώς είχαν το χαμηλότερο τυπικό σφάλμα σε σύγκριση με αυτά των 3 και 2 ετών. Επίσης, οι μεγαλύτερες περιόδους είχαν περισσότερα αποτελέσματα με στατιστική σημαντικότητα, αυξάνοντας το δείγμα σημαντικά, μειώνοντας παράλληλα ουσιαστικά και το τυπικό σφάλμα.

(5) Οι δύο απομοχλευμένοι συντελεστές Beta μοχλεύθηκαν εκ νέου, με την αναλογία δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων να ισούται τελικά με 70/30. Για κάθε χώρα παρατηρείται διαφορετικός συντελεστής Beta, καθώς ο φορολογικός συντελεστής των επιχειρήσεων διαφέρει, ανάλογα με τη χώρα.

(6) Το τελικό βήμα είναι η επαλήθευση του συντελεστή Beta μέσω του υπολογισμού του ξανά, χρησιμοποιώντας ένα υπόδειγμα, όπου σε αυτό περιέχονται μόνο οι εταιρίες που δραστηριοποιούνται αποκλειστικά με ΑΠΕ αιολικής ενέργειας και φωτοβολταϊκών. Ο νέος συντελεστής Beta δεν είχε σημαντική διαφορά από αυτόν που υπολογίστηκε με χρήση του πλήρους δείγματος.

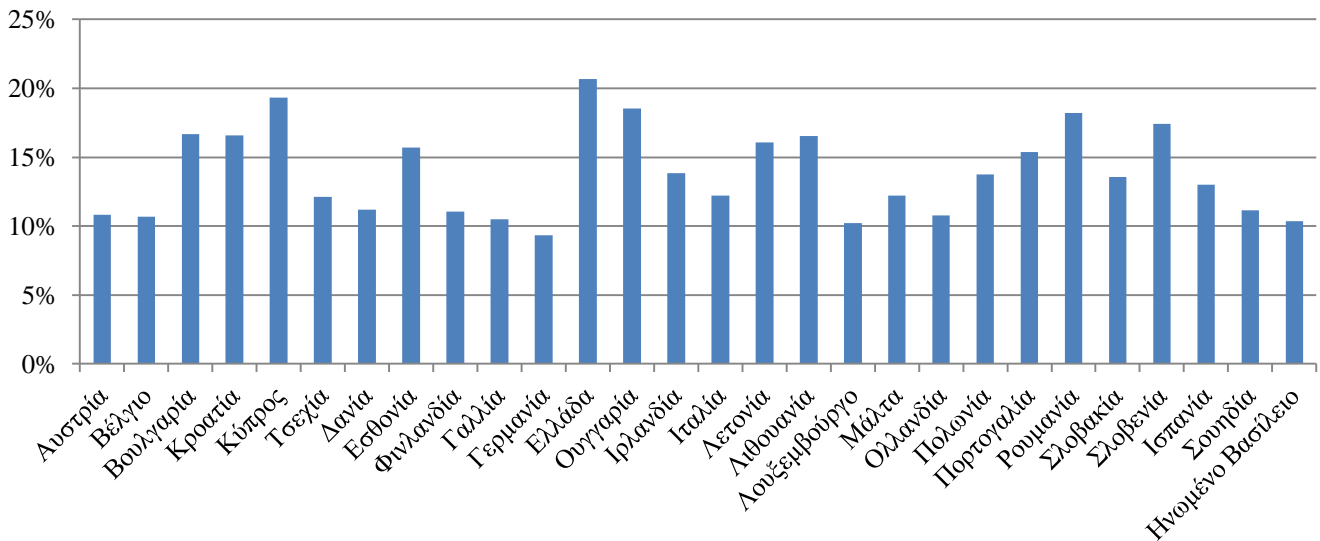
4.3.4 Συνδυασμός όλων των παραγόντων

Συνδυάζοντας όλα τα προηγούμενα και σχηματίζοντας την εξίσωση για τον υπολογισμό του CAPM, ισχύει:



- Για τον προσδιορισμό της τιμής για την απόδοση χωρίς κίνδυνο χρησιμοποιήθηκαν οι αποδόσεις των κρατικών ομολόγων 10 ετών. Συγκεκριμένα η απόδοση που χρησιμοποιήθηκε, είναι ο μέσος όρος για το προηγούμενο έτος.
- Ο απομογλευμένος συντελεστής Beta, έχει τιμή κοντά στο 0,53. Όταν χρησιμοποιείται η εξίσωση Hamada [4.9], ώστε να προσαρμοστεί για την αναλογία δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων, καθώς επίσης και να ενσωματωθεί ο φορολογικός συντελεστής, ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου κυμαίνεται σε εύρος τιμών από 1,4 έως 1,6.
- Τα ασφάλιστρα κινδύνου της αγοράς διαφέρουν από χώρα σε χώρα. Τα χαμηλότερα ασφάλιστρα είναι αυτά της Γερμανίας, όπου οι επενδυτές απαιτούν 5,5% ασφάλιστρο ιδίων κεφαλαίων. Τα υψηλότερα ασφάλιστρα κινδύνου έχουν η Λιθουανία, η Βουλγαρία, η Ουγγαρία, η Ελλάδα και η Κύπρος, όπου οι επενδυτές απαιτούν τιμή απόδοσης κοντά στο 8%.

Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων



Σχήμα 4.5: Κόστος ιδίων κεφαλαίων των 28 κρατών – μελών της ευρωπαϊκής ένωσης

4.3.5 Παρατηρήσεις και ερωτήματα που προκύπτουν από των υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων

Από τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων προκύπτουν ορισμένα ζητήματα. Αυτά, προκύπτουν από το γεγονός ότι δεν υπάρχει συνοχή μεταξύ των μεθοδολογιών υπολογισμού που υπάρχουν στη βιβλιογραφία. Τα ερωτήματα που προκύπτουν, είναι τα εξής:

- Καθώς τα αποτελέσματα βασίζονται κατά κύριο λόγο στις υποθέσεις, αυτό το σημείο αποτελεί το πρώτο ερώτημα που τίθεται. Είναι όλες οι υποθέσεις λογικές και έγκυρες;
- Με βάση τη μεθοδολογία που χρησιμοποιείται, προκύπτει το ερώτημα αν για όλα τα στοιχεία υπάρχει συνοχή μεταξύ τους.
- Έχουν συμπεριληφθεί όλοι οι κίνδυνοι της αγοράς; Υπάρχουν πολυάριθμες προσαρμογές για τη CAPM στη βιβλιογραφία. Στη παρούσα εργασία έχει χρησιμοποιηθεί το μοντέλο CAPM ενός παράγοντα (single factor CAPM), προσαρμοσμένος για τον κίνδυνο της χώρας. Ικανοποιεί αυτός ο υπολογισμός το στόχο που τίθεται;
- Σχετικά με τα ασφάλιστρα κινδύνου της αγοράς, τίθεται το ερώτημα: Είναι οι αριθμοί που λαμβάνονται από τις έρευνες αρκετά αξιόπιστοι ή θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν πρακτικά υπολογισμένες τιμές.
- Ο υπολογισμός του συντελεστή Beta συστημικού κινδύνου είναι έγκυρος; Αντιπροσωπεύουν οι τιμές την πραγματικότητα;

- Τέλος, είναι αυτοί οι αριθμοί αξιόπιστοι και έγκυροι; Μήπως πρέπει να είναι υψηλότεροι ή χαμηλότεροι;

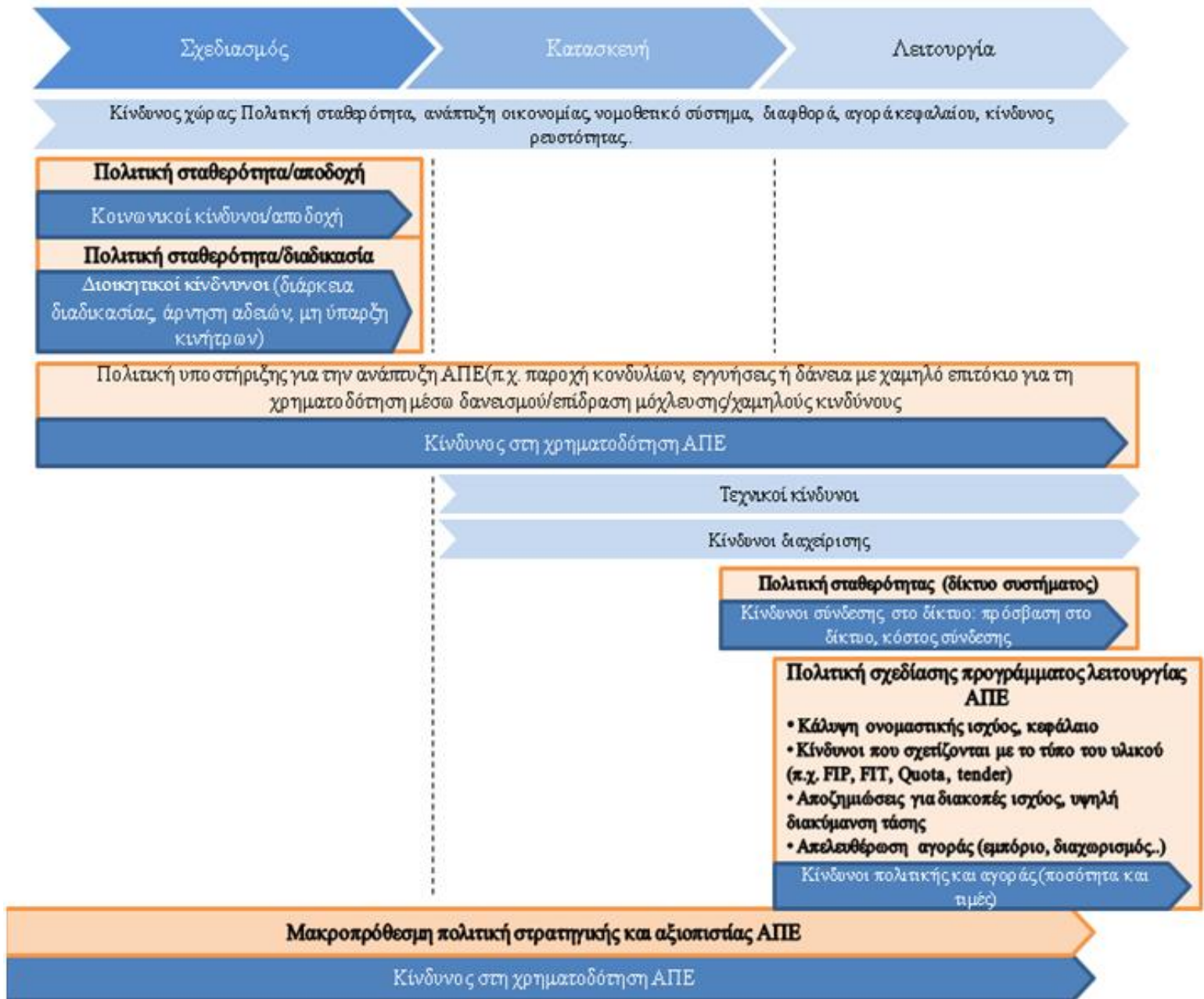
4.3.6 Περιγραφή των κινδύνων που σχετίζονται με τις επενδύσεις ΑΠΕ

Σε αυτή την ενότητα περιγράφεται ο ρόλος των κινδύνων και η επίδρασή τους στις επενδυτικές αποφάσεις. Όσο αυξάνεται το επίπεδο του κινδύνου τόσο αυξάνεται η αβεβαιότητα για την έκβαση μίας επενδυτικής απόφασης. Έτσι, οι επενδυτές απαιτούν υψηλότερες επιδόσεις προκειμένου να επενδύσουν σε περιβάλλον που υπάρχει κίνδυνος, αυξάνοντας έτσι το κόστος των ιδίων κεφαλαίων, οπότε και το συνολικό κόστος κεφαλαίου. Καθώς ο κύριος στόχος της αξιολόγησης σε αυτή την ενότητα είναι η κατασκευή του προφίλ του κινδύνου για κάθε κράτος-μέλος της ευρωπαϊκής ένωσης, οι διάφοροι παράγοντες κινδύνου θεωρείται ότι συμβάλλουν στη μεταβολή του κόστους κεφαλαίου. Συγκεκριμένα, οι κίνδυνοι που συνδέονται με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατηγοριοποιούνται σε εννέα κατηγορίες. Στο Σχήμα 4.6 παρουσιάζεται μία εικόνα των κινδύνων και ακολουθεί μία αναλυτική περιγραφή για τον κάθε κίνδυνο που εξετάζεται στην παρούσα εργασία.

Οι επενδύσεις μπορούν να χωριστούν σε τρία στάδια: Το σχεδιασμό και την ανάπτυξη του έργου, την κατασκευή και τη λειτουργία του. Στα διάφορα στάδια επιδρούν διαφορετικά είδη κινδύνων στις ταμειακές ροές κάθε έργου, δηλαδή τα έσοδα ή τις δαπάνες (Breitschopf και Pudlik 2013). Καθώς οι ροές εσόδων συνδέονται με τους κινδύνους της αγοράς (τιμές και ζήτηση) και της απόδοσης (δυναμικούς, τεχνικούς) όπως επίσης και με τις αλλαγές στην πολιτική (τιμολόγια) κατά τη διάρκεια της λειτουργίας του έργου, οι ροές εξόδων βασίζονται στη τεχνολογία, τη διαχείριση και στις πολιτικές ρύθμισης (του δικτύου, του χωροταξικού σχεδιασμού), κατά τη διάρκεια του σχεδιασμού και κατασκευής του έργου.

Οι κίνδυνοι ταξινομούνται ανάλογα. Οι κοινωνικοί κίνδυνοι και οι κίνδυνοι διαχείρισης εμφανίζονται στο στάδιο σχεδιασμού του έργου, οι τεχνικοί κίνδυνοι και οι κίνδυνοι διαχείρισης στα στάδια κατασκευής και λειτουργίας. Τέλος, οι κίνδυνοι πρόσβασης στο δίκτυο, οι κίνδυνοι πολιτικής και οι κίνδυνοι αγοράς, υπάρχουν κατά τη διάρκεια της λειτουργίας ενός έργου. Οι κίνδυνοι χρηματοδότησης καθώς επίσης και οι κίνδυνοι ξαφνικής αλλαγής στην πολιτική μπορούν να επηρεάσουν τις ροές εσόδων και εξόδων σε όλα τα στάδια ενός έργου.

Σχήμα 4.6: Κίνδυνοι που συνδέονται με τα ΑΠΕ



4.3.6.1 Κατηγοριοποίηση των κινδύνων

- **Κίνδυνος της χώρας:** Ο κίνδυνος της χώρας αφορά το επίπεδο της πολιτικής σταθερότητας στη χώρα, το επίπεδο της διαφθοράς, την οικονομική ανάπτυξη, το νομοθετικό σύστημα, τις αγορές των κεφαλαίων και τους κινδύνους συναλλάγματος κάθε χώρας.
- **Κίνδυνοι κοινωνικής αποδοχής:** Αυτό το είδος κινδύνου αφορά τις αβεβαιότητες που προκύπτουν από την έλλειψη κοινωνικής αποδοχής για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Αυτό μπορεί να οφείλεται σε έλλειψη ενημέρωσης σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, προς τους καταναλωτές. Επιπλέον, οι ανανεώσιμες πηγές

ενέργειας και ιδιαίτερα οι ανεμογεννήτριες, ίσως αντιμετωπίσουν κοινωνική αντίσταση που αφορά το κίνημα NIMBY (Not In My Back Yard). Ενώ, οι τοπικές κοινότητες θα μπορούσαν να στηρίζουν την ανάπτυξη ΑΠΕ, αντιτίθενται σε εγκατάσταση αιολικών πάρκων κοντά στο τόπο διαμονής τους.

- **Διοικητικοί κίνδυνοι:** Οι επενδυτές ΑΠΕ πρέπει να λάβουν οικοδομικές άδειες για την εγκατάσταση μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ. Ο συνολικός χρόνος που απαιτείται, ονομάζεται διοικητικός χρόνος παράδοσης. Μεταξύ των διαφόρων χωρών, οι διαδικασίες διαχείρισης μπορεί να ποικίλλουν ανάλογα με την πολυπλοκότητα και το χρόνο που απαιτείται για την έγκριση των αδειών και των πιστοποιήσεων. Συγκεκριμένα, όπως αναφέρθηκε από την EWEA (2010), ο διοικητικός χρόνος παράδοσης μπορεί να ποικίλει σημαντικά μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ. Κυμαίνεται από 2 έως 154 μήνες ανάλογα το μέλος-κράτος, επομένως αυξάνεται ο κίνδυνος για τους επενδυτές. Ο αυξημένος διοικητικός χρόνος παράδοσης, πολλές φορές μπορεί να οφείλεται στο υψηλό επίπεδο διαφθοράς, στις μη σαφείς διαδικασίες και μηχανισμούς. Επιπλέον, για την υπεράκτια αιολική ενέργεια, μερικοί παράγοντες που αυξάνουν το διοικητικό χρόνο παράδοσης είναι η έλλειψη εμπειρίας αλλά και η έλλειψη επικοινωνίας με τους υπόλοιπους χρήστες της θάλασσας, (EWEA 2010).
- **Κίνδυνοι χρηματοδότησης ΑΠΕ:** Η υποδομή για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές απαιτεί υψηλό κεφάλαιο. Το μεγαλύτερο μέρος του κεφαλαίου πρέπει να επενδυθεί κατά το πρώτο στάδιο της ανάπτυξης. Οι κίνδυνοι που προκύπτουν από την έλλειψη διαθέσιμων κεφαλαίων για επενδύσεις σε ΑΠΕ σε μία χώρα, αποτελούν τους κινδύνους χρηματοδότησης. Οι λόγοι για την έλλειψη κεφαλαίων μπορεί να οφείλονται στον υποανάπτυκτο και μη υγιές οικονομικό τομέα της τοπικής κοινότητας ή στην παγκόσμια χρηματοοικονομική κρίση. Επιπλέον, η περιορισμένη εμπειρία με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας λόγω της μη εξοικείωσης ή της έλλειψης στοιχείων για τα έργα, σε συνδυασμό με την επιβολή αυστηρότερων κανονισμών από τις τράπεζες (Basel 3), θα μπορούσε να οδηγήσει σε αδυναμία χρηματοδότησης των δραστηριοτήτων ΑΠΕ.
- **Τεχνικοί κίνδυνοι/κίνδυνοι διαχείρισης:** Οι Τεχνικοί κίνδυνοι και οι κίνδυνοι διαχείρισης αφορούν την ύπαρξη γνώσεων και εμπειρίας από τους τοπικούς φορείς. Οι αβεβαιότητες προκύπτουν λόγω της έλλειψης κατάλληλης αξιολόγησης των πόρων για τις μελλοντικές δυνατότητες. Οι τεχνικές αβεβαιότητες προκύπτουν από την ανεπαρκή τοπική τεχνογνωσία, την ανικανότητα να λειτουργούν σωστά και να διατηρούνται οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ, την έλλειψη κατάλληλης βιομηχανικής υποστήριξης και τον περιορισμό των υποδομών.
- **Κίνδυνοι πρόσβασης στο δίκτυο:** Οι κίνδυνοι που σχετίζονται με την πρόσβαση στο δίκτυο, συνδέονται με το καθεστώς σύνδεσης των ΑΠΕ στο δίκτυο, το διοικητικό χρόνο παράδοσης για τη σύνδεση με το δίκτυο, την πρόβλεψη της διαδικασίας σύνδεσης ή την αποκατάσταση της μη κάλυψης φορτίου. Οι κίνδυνοι αυτοί μπορεί να οφείλονται στην ανεπαρκή υποδομή για τις ΑΠΕ, τη μη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου και την έλλειψη εμπειρίας του χειριστή του δικτύου. Επίσης, η ανεπαρκής χωρητικότητα του δικτύου και ο περιορισμός μελλοντικού σχεδιασμού για την περαιτέρω κατασκευή γραμμών για την ενίσχυση του δικτύου, μπορεί να δημιουργήσει ένα εμπόδιο για τους επενδυτές να δεσμευτούν σε μία μακροπρόθεσμη ανάπτυξη.
- **Κίνδυνοι πολιτικής για την ανάπτυξη ΑΠΕ:** Λαμβάνοντας υπόψη το γεγονός ότι εξακολουθεί να υπάρχει μεγάλη διαφορά στο κόστος μεταξύ των τεχνολογιών ΑΠΕ και συμβατικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας (del Rio & Taraccon, 2012), απαιτείται οι μηχανισμοί στήριξης για τις ανανεώσιμες πηγές να είναι ανταγωνιστικοί. Παρά το γεγονός ότι η ΕΕ έχει θεσπίσει ένα κοινό στόχο για την ανάπτυξη ΑΠΕ και την

παραγωγή ‘καθαρής’ ενέργειας, κάθε κράτος-μέλος μπορεί να αποφασίσει ξεχωριστά ποιους μηχανισμούς στήριξης θα θέσει υπό εφαρμογή. Επομένως, οι υπάρχουσες πολιτικές και το επίπεδο των αμοιβών για τα ΑΠΕ ποικίλλει μεταξύ των κρατών-μελών, παρέχοντας κάθε κράτος διαφορετικό επίπεδο αποτελεσματικότητας και αβεβαιότητας.

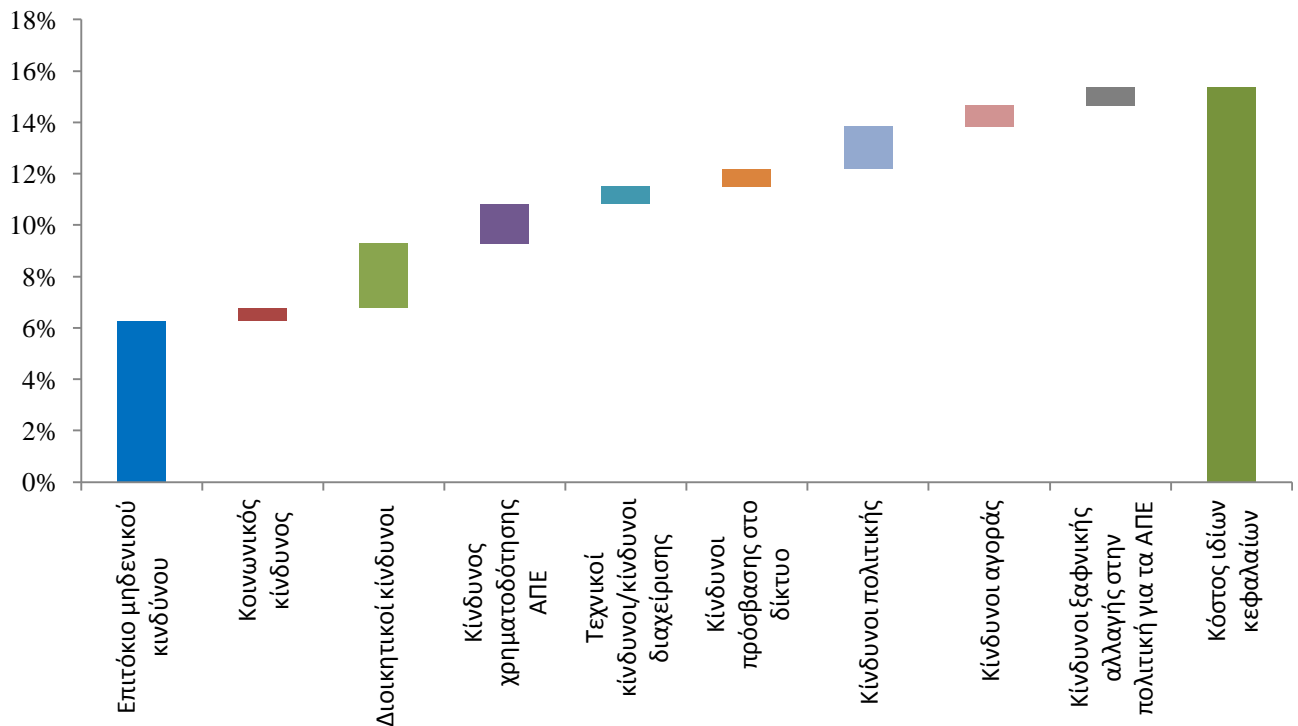
- **Κίνδυνοι αγοράς:** Ο Κίνδυνος αγοράς αναφέρεται στην αβεβαιότητα που σχετίζεται με την ενεργειακή στρατηγική της κυβέρνησης και την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η δίκαιη και η ανεξάρτητη ρύθμιση εξασφαλίζει ότι οι παραγωγοί ενέργειας από ΑΠΕ δεν έχουν πρόσβαση να ορίζουν τις τιμές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, η νομοθεσία εμποδίζει τη συμμετοχή των IPPs και την έλλειψη ρυθμιστικού φορέα.
- **Κίνδυνοι ξαφνικής αλλαγής στην πολιτική για τα ΑΠΕ:** Αυτό το είδος του κινδύνου, αντιπροσωπεύει τον κίνδυνο που συνδέεται με απότομες και δραστικές αλλαγές στην πολιτική ανάπτυξης και στήριξης των ΑΠΕ. Η χειρότερη περίπτωση αφορά την περίπτωση που αλλάζει ολοκληρωτικά ή εγκαταλείπεται η παρούσα πολιτική υποστήριξης που εφαρμόζεται για τα ΑΠΕ ή να γίνονται αναδρομικές αλλαγές σε αυτή την πολιτική.

4.3.6.2 Ποσοτικοποίηση των κινδύνων

Οι παράγοντες του κινδύνου που αναφέρθηκαν παραπάνω, αποτελούν το προφίλ του κινδύνου για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι επενδυτές απαιτούν υψηλότερη απόδοση σε χώρες που αυτοί οι κίνδυνοι είναι πιο εμφανείς και έχουν μεγαλύτερο αντίκτυπο στη μελλοντική έκβαση ενός έργου ΑΠΕ. Επομένως, κάθε παράγοντας κινδύνου αυξάνει την απόδοση που απαιτεί ένας επενδυτής από ένα έργο. Η UNDP (2013), καθώς και η Deutsche Bank (2011) χρησιμοποίησαν μία επεξηγηματική προσέγγιση στην εκτίμηση τους για τις αναπτυσσόμενες χώρες. Αυτές χρησιμοποίησαν το απαιτούμενο κόστος κεφαλαίου για μία αναπτυγμένη χώρα και στη συνέχεια πρόσθεσαν τα ασφάλιστρα για κάθε κατηγορία κινδύνου, σχηματίζοντας έτσι το κόστος των ιδίων κεφαλαίων για μία ανεπτυγμένη χώρα. Στην παρούσα εργασία, χρησιμοποιήθηκε η ίδια μεθοδολογία. Ωστόσο, θεωρείται δεδομένο ότι τα ασφάλιστρα κινδύνου προστίθενται στην απόδοση χωρίς κίνδυνο, το οποίο θεωρείται ως βασικό σενάριο. Συνεπώς, ο υψηλότερος κίνδυνος σε μία χώρα αντικατοπτρίζει το υψηλότερο κόστος των ιδίων κεφαλαίων. Αυτό απεικονίζεται στο Σχήμα 4.7.

Ο κύριος στόχος μετά τον εντοπισμό των κινδύνων είναι η ποσοτικοποίηση τους και η αναφορά στη συμβολή τους στο συνολικό κόστος δανειακών κεφαλαίων και των ιδίων κεφαλαίων. Αυτό γίνεται χρησιμοποιώντας μία μοναδική βάση δεδομένων για τους κινδύνους και τους διάφορους δείκτες κινδύνου που τεκμηριώνονται στη βιβλιογραφία. Ο κίνδυνος της χώρας αντανακλάται στο γράφημα από την απόδοση χωρίς κίνδυνο. Θεωρείται ότι για κάθε χώρα η απόδοση χωρίς κίνδυνο είναι τα αντίστοιχα κρατικά ομόλογα. Έτσι, αντικατοπτρίζεται και ο κίνδυνος της χώρας.

Σχήμα 4.7: Κατανομή των κινδύνων για την Πορτογαλία



4.3.6.3 Βάση δεδομένων για τους κινδύνους

Η βάση δεδομένων για τους κινδύνους που αναφέρεται αλλιώς και ως Eclareon Risk database, παρέχει πληροφορίες απαραίτητες για την εφαρμογή της μεθοδολογίας της παρούσας εργασίας. Η πλήρης περιγραφή της βάσης δεδομένων για τα ΑΠΕ είναι η εξής:

Ερευνητικό φράγμα

Η βάση δεδομένων για το ερευνητικό φράγμα των ΑΠΕ, περιέχει όλα τα εμπόδια από τους τρεις τομείς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση/ψύξη και μεταφορές), που έχουν αναφερθεί μέσα από ένα διαδραστικό διαδικτυακό εργαλείο (re-frame.eu) από τους τοπικούς φορείς για τα 28 κράτη-μέλη. Επιπλέον, τα αποτελέσματα αυτά επαληθεύτηκαν μέσω έρευνας από εμπειρογνώμονες της Eclareon.

Σοβαρότητα και εξάπλωση εμποδίων

Όταν γίνεται αναφορά σε ένα εμπόδιο, οι ενδιαφερόμενοι πρέπει να επιλέγουν ποιες τεχνολογίες ΑΠΕ επηρεάζονται από αυτό το εμπόδιο και στη συνέχεια να αξιολογούν αυτά τα εμπόδια σε μία κλίμακα από το 1 έως το 5, ανάλογα με τη σοβαρότητά τους (οι επιδράσεις των προσδιορισμένων εμποδίων για την περαιτέρω ανάπτυξη των εγκαταστάσεων της συγκεκριμένης τεχνολογίας) και την εξάπλωση αυτών των εμποδίων (το ποσοστό των εγκαταστάσεων που επηρεάζονται από το συγκεκριμένο εμπόδιο).

Κατηγοριοποίηση των κινδύνων

Για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας, λαμβάνονται υπόψη μόνο τα εμπόδια που αφορούν το τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα την αιολική ενέργεια και τα φωτοβολταϊκά πλαίσια. Επιπλέον, μόνο αυτά τα εμπόδια περιλαμβάνουν κινδύνους που δεν έχουν βέβαιη επίδραση στο αποτέλεσμα της επένδυσης. Συνεπώς, αυτοί οι κίνδυνοι κατατάσσονται στις 9 κατηγορίες, που αναλύθηκαν στην υποενότητα 4.3.6.2.

Ανάπτυξη ενός δείκτη κινδύνου

Με βάση τα δεδομένα που συγκεντρώθηκαν, η Eclareon ανέπτυξε ένα δείκτη κινδύνου, συμπεριλαμβανομένων των κανονικοποιημένων τιμών για τη σοβαρότητα και την εξάπλωση, καθώς και άλλα αντικειμενικά κριτήρια. Με τη βοήθεια αυτού του δείκτη κινδύνου, μπορούν να καταρτίζονται λεπτομερή στατιστικά στοιχεία ανά κράτος μέλος, ανά τομέα ενέργειας, ανά τεχνολογία ΑΠΕ και ανά κατηγορία κινδύνου.

Μέχρι τον Αύγουστο του 2014, στη βάση δεδομένων για τα ΑΠΕ έχουν συγκεντρωθεί συνολικά 772 εμπόδια που αφορούν κάθε κράτος-μέλος μεμονωμένα, εκ των οποίων τα 413 αφορούν το τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, τα 197 το τομέα της θέρμανσης και ψύξης και τα 159 το τομέα των μεταφορών. Από τα 413 εμπόδια του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, τα 227 μπορούν να θεωρηθούν ως κίνδυνοι για τους τομείς της αιολικής ενέργειας και των φωτοβολταϊκών.

Σε γενικές γραμμές, ένα σύνολο από 141 ενδιαφερόμενους φορείς (εθνικές ενώσεις της βιομηχανίας, ανάπτυξη του έργου, χρηματοπιστωτικά ιδρύματα, φορείς χάραξης πολιτικής, κλπ) έχουν καταχωρηθεί στη βάση δεδομένων και παρέχουν δεδομένα προς αυτή, για τα εμπόδια που υπάρχουν για τα ΑΠΕ στη χώρα τους.

4.3.6.4 Δείκτες κινδύνου

Για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας χρησιμοποιούνται πολλά κριτήρια για την ποσοτικοποίηση των παραγόντων των κινδύνων, έτσι ώστε να είναι δυνατή η μεταξύ τους σύγκριση για όλες τις χώρες.

- **Κοινωνικοί κίνδυνοι:** Όπως αναφέρθηκε πιο πάνω, αυτοί οι κίνδυνοι σχετίζονται με την έλλειψη πληροφόρησης των κοινωνικών μελών σχετικά με τα ΑΠΕ, περιορισμένη αποδοχή των ΑΠΕ και ελάχιστα κεφάλαια για τη διεξαγωγή εκστρατειών γνωστοποίησης των ΑΠΕ. Για τους σκοπούς της εργασίας χρησιμοποιήθηκαν τα αποτελέσματα έρευνας της ευρωπαϊκής επιτροπής για την κλιματική αλλαγή (Special Eurobarometer, 2014). Σε αυτή την έρευνα, ζητήθηκε από ευρωπαίους πολίτες να απαντήσουν σε ερωτήσεις που είναι σχετικές με την πολιτική κλίματος στις χώρες τους.
- **Κίνδυνοι πρόσβασης στο δίκτυο και κίνδυνοι διαχείρισης:** Αυτοί οι τύποι κινδύνων προσεγγίζονται μέσω του συνολικού χρόνου παράδοσης και για τις δύο διαδικασίες. Τα δεδομένα λαμβάνονται από την EWEA (2010) για όλες τις ευρωπαϊκές χώρες, στις οποίες αναφέρεται ο μέσος όρος του αριθμού των μηνών που απαιτείται. Ωστόσο, όπως αναφέρθηκε από την Eclareon (2012 έκθεση ολοκλήρωσης ΑΠΕ ή αλλιώς 2012 RE integration report), οι δείκτες αυτοί πρέπει να αντιμετωπίζονται με προσοχή. Ο χρόνος είναι μέτρο σύγκρισης για διαφορετικές χώρες, ωστόσο δεν είναι αμερόληπτος παράγοντας, δεδομένου ότι δεν είναι ανεξάρτητη μεταβλητή. Αυτό συμβαίνει διότι η διαδικασία διαχείρισης μπορεί να επηρεαστεί εν μέρει από τον αιτούντα. Για παράδειγμα, ο συνολικός χρόνος ενδέχεται να αυξηθεί εάν ο αιτών δεν παρέχει ακριβή και πλήρη τεκμηρίωση στο χρόνο που πρέπει.
- **Κίνδυνοι χρηματοδότησης για τα ΑΠΕ:** Η ικανότητα των φορέων ανάπτυξης των έργων ΑΠΕ να αντλούν κεφάλαια, ιδίως για έργα μικρής και μεσαίας κλίμακας, για τη χρηματοδότηση των σχεδίων τους, μπορεί να διαφέρει από τη μία χώρα στην άλλη. Αυτό εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την κατάσταση του εγχώριου χρηματοπιστωτικού τομέα και την ύπαρξη ενημέρωσης των τοπικών τραπεζών για τα έργα που σχετίζονται με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Χρησιμοποιήθηκαν δύο

δείκτες κινδύνου για τη σύγκριση των χωρών. Αυτοί ελήφθησαν από την παγκόσμια έκθεση του Δείκτη Ανταγωνιστικότητας του World Economic Forum (2014). Οι δείκτες που χρησιμοποιούνται δείχνουν τη δυνατότητα χρηματοδότησης μέσω της τοπικής αγοράς ιδίων κεφαλαίων και την ευκολία πρόσβασης σε δάνεια στην εγχώρια αγορά. Ενώ οι δείκτες αυτοί δεν αφορούν αποκλειστικά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, θεωρείται ότι ισχύουν εξίσου για όλα τα έργα, συνεπώς, αποτελούν κατάλληλους δείκτες.

4.4 Ανάλυση του κόστους δανειακών κεφαλαίων

Η χρήση των ιδίων κεφαλαίων είναι ένας από τους τρόπους με τον οποίο, μπορεί μία επιχείρηση να χρηματοδοτήσει τα περιουσιακά της στοιχεία. Εναλλακτικά, μπορεί να αυξήσει το κεφάλαιό της, μέσω της λήψης δανείων ή την απόκτηση ομολόγων. Οι δανειοδότες απαιτούν κάποιο επιτόκιο, προκειμένου να δανείσουν τα χρήματά τους, λαμβάνοντας υπόψη τον κίνδυνο που έχει η εταιρία ή το έργο που χρηματοδοτούν. Το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το πραγματικό επιτόκιο, το οποίο καλείται να πληρώσει μία επιχείρηση για το συνολικό ποσό του δανείου της. Δεδομένου ότι οι δανειοδότες απαιτούν υψηλότερη αποζημίωση επιτοκίου όσο μεγαλύτερος είναι ο κίνδυνος του έργου που χρηματοδοτούν, το κόστος δανειακών κεφαλαίων αυξάνεται, καθώς λαμβάνεται υπόψη ο κίνδυνος του έργου. Έτσι, καθώς υπάρχει διαφορά στο επενδυτικό περιβάλλον μεταξύ των ευρωπαϊκών χωρών, υπάρχει διαφορά και στο εύρος τιμών του κόστους δανειακών κεφαλαίων.

Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης, έχουν χρησιμοποιηθεί δύο διαφορετικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό του κόστους δανειακών κεφαλαίων. Η πρώτη προσέγγιση βασίζεται στη μελέτη από την Eurelectric (2012) και η δεύτερη στη μελέτη από τη Bloomberg.

4.4.1 Ανάλυση μεθόδων προσέγγισης υπολογισμού του κόστους των δανειακών κεφαλαίων

Η πρώτη μέθοδος προσέγγισης αντιστοιχεί στη σχέση που ορίζεται από την Eurelectric (2012) και είναι η ακόλουθη:

$$R_D = \text{European RFR} + \text{CDS} + \text{PS} \quad (4.7)$$

Σημειώνεται ότι:

- R_D : είναι το κόστος των δανειακών κεφαλαίων
- European RFR: Είναι η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο για τα κράτη-μέλη της ευρωπαϊκής ένωσης.
- CDS: Χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών, της εξεταζόμενης χώρας.
- PS: Επιτόκιο για την ανάπτυξη ΑΠΕ.

Το ασφάλιστρο κινδύνου για τα δανειακά κεφάλαια υπολογίζεται στο επίπεδο του μέσου όρου των τιμών, για τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών (Credit Default Swap CDS) 10 ετών, για τις αντίστοιχες χώρες.

Στους υπολογισμούς της παρούσας μελέτης, έχουν θεωρηθεί οι εξής τιμές:

- Απόδοση χωρίς κίνδυνο: Ο μέσος όρος αποδόσεων των γερμανικών ομολόγων 10 ετών που ισούται με 1,57%
- Ασφάλιστρο δανειακών κεφαλαίων 1 (CDS): Ο μέσος όρος των ετήσιων χρηματοπιστωτικών ασφαλιστρών (CDS) 10 ετών, κάθε ευρωπαϊκής χώρας
- Ασφάλιστρο δανεισμού 2 (Επιτόκιο για την ανάπτυξη ΑΠΕ): Έχουν θεωρηθεί οι εξής τιμές: 3% για τις χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας (onshore), 3,5% για τις φωτοβολταϊκές μονάδες και 4% για υπεράκτια (offshore) τοποθετημένες εγκαταστάσεις παραγωγής αιολικής ενέργειας

Ο δεύτερος τρόπος υπολογισμού του κόστους των δανειακών κεφαλαίων, υπολογίζεται από τη μέθοδο Bloomberg και περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$R_D = TS + CR + PS \quad (4.8)$$

Σημειώνεται ότι:

- R_D : Είναι το κόστος των δανειακών κεφαλαίων.
- TS : Είναι η μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων ταμειακών ροών (Term Swap).
- PS : Επιτόκιο για την ανάπτυξη ΑΠΕ.
- CR : Είναι το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας.

Η μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων ταμειακών ροών ορίζεται ως μία πάγια επιβάρυνση, για μία κυμαινόμενη πληρωμή που συνδέεται με ένα επιτόκιο (LIBOR ως επί το πλείστον). Επιπλέον, η τιμή για το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας ισούται με τη διαφορά μεταξύ του μέσου όρου των επιτοκίων των εθνικών κρατικών ομολόγων 10 ετών και του αντίστοιχου επιτοκίου των γερμανικών κρατικών ομολόγων 10 ετών. Είναι απαραίτητο να αναφερθεί ότι οι φορολογικές επιβαρύνσεις περιλαμβάνονται στο κόστος των δανειακών κεφαλαίων και έτσι, ενσωματώνεται μετά τον υπολογισμό των φόρων στο τύπο του WACC. Τέλος, το επιτόκιο για την ανάπτυξη ΑΠΕ είναι το στοιχείο που σχετίζεται με τον κίνδυνο που έχει η ανάπτυξη ενός έργου ΑΠΕ και το οποίο ενσωματώνεται στον υπολογισμό του συνολικού κόστους των δανειακών κεφαλαίων. Αυτός ο δείκτης είναι το ασφάλιστρο κινδύνου που χρεώνει η τράπεζα στους δανειολήπτες (UKERC, 2014) και με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης Mazars, 2012 [5.8], υπερβαίνει το επίπεδο του 3% για τις τεχνολογίες αιολικής ενέργειας.

Η οικονομική κρίση είχε ως αποτέλεσμα την αύξηση του ασφάλιστρο κινδύνου, περίπου 1,5 με 2% (EWEA, 2013). Για την περίπτωση τοποθέτησης υπεράκτιων εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας (offshore), το ασφάλιστρο κινδύνου γενικά δείχνει 0,4% με 1% υψηλότερα περιθώρια από αυτά της τοποθέτησης χερσαίων

εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας (Bloomberg New Energy Finance). Όσον αφορά το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ για τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, κυμαίνεται μεταξύ των αντίστοιχων τιμών των άλλων δύο τεχνολογιών, καθώς η μελέτη Mintz Levin (2012) θεωρεί υψηλότερα περιθώρια από αυτά της χερσαίας εγκατάστασης αιολικής ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτής της εργασίας, οι προτεινόμενες τιμές για το επιτόκιο ανάπτυξης του έργου είναι 3%, 3,5% και 4% για την περίπτωση χερσαίων αιολικών πάρκων, φωτοβολταϊκών πλαισίων και υπεράκτιων εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας, αντίστοιχα.

Ένα ενδεικτικό παράδειγμα από ένα έργο αιολικής ενέργειας 138 MW στην Ιταλία, το έτος 2010, δείχνει ότι ο λόγος δανειακών κεφαλαίων-ιδίων κεφαλαίων ήταν ίσος με 78% και τα περιθώρια των δανείων κυμαίνονταν μεταξύ του 2,6% με 2,9 % (WEF, 2011).

Η έκθεση της Clean Energy Pipeline αναφέρει ότι οι χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας και τα φωτοβολταϊκά πλαίσια χρηματοδοτούνται κατά μέσο όρο 3,2% πάνω από το επιτόκιο LIBOR, στην Ευρώπη. Για την περίπτωση των υπεράκτιων εγκαταστάσεων αιολικών πάρκων, αυτό το επιτόκιο είναι ελαφρώς μεγαλύτερο από 3,5%.

Για τη 2η μαθηματική σχέση, οι τιμές εισόδου των μεταβλητών ορίζονται ως εξής:

- Απόδοση χωρίς κίνδυνο: Είναι η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο για τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

- TS: 2,68%.

- Ασφάλιστρο δανειακών κεφαλαίων 1 (Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας): (Μέσος όρος του επιτοκίου των εθνικών κρατικών ομολόγων 10 ετών), μείων (Μέσος όρος επιτοκίου γερμανικών κρατικών ομολόγων 10 ετών).

- Ασφάλιστρο δανειακών κεφαλαίων 2 (Επιτόκιο ανάπτυξης έργου): Όπως αναφέρθηκε, έχουν θεωρηθεί οι εξής τιμές: 3% για χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων (onshore), 3,5% για τις φωτοβολταϊκές μονάδες και 4% για υπεράκτιες (offshore) εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων.

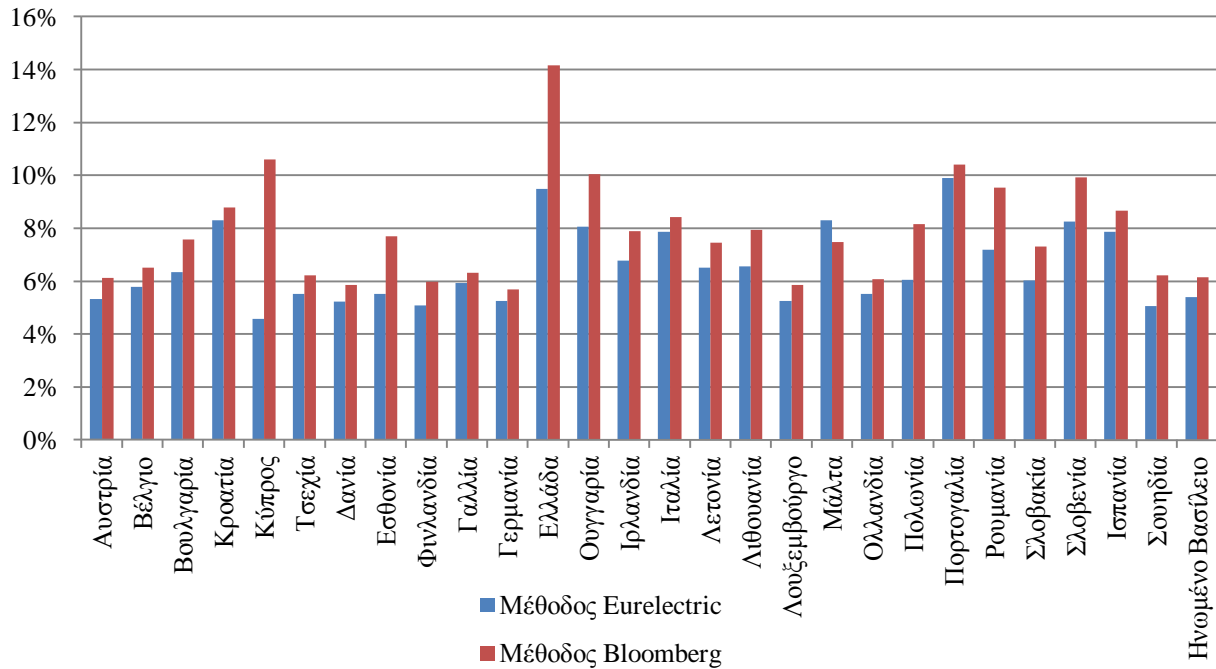
4.4.2 Συνδυασμός όλων των παραγόντων

Συνδυάζοντας τις δύο προσεγγίσεις, το κόστος των δανειακών κεφαλαίων εξαρτάται από τρία στοιχεία:

1. Τη τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο.
2. Το επιτόκιο για την ανάπτυξη ΑΠΕ.
3. Τη τιμή για το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας.

Ενώ η βασική υπόθεση είναι η ίδια και στις δύο προσεγγίσεις, οι εισοδοί αλλάζουν. Η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο προσεγγίζεται από τα γερμανικά ομόλογα στην πρώτη προσέγγιση, ενώ από την καμπύλη ανταλλαγής (swap curve) στη δεύτερη. Επίσης, ελήφθησαν υπόψη δύο διαφορετικές προσεγγίσεις για τη τιμή του ασφαλίστρου κινδύνου χώρας. Στην πρώτη περίπτωση το ασφάλιστρο του κινδύνου για τη χώρα θεωρείται ότι ισούται με τα αντίστοιχα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα, ενώ στη δεύτερη προσεγγίζονται από τις αποδόσεις της διαφοράς των κρατικών ομολόγων 10 ετών. Αυτές οι δύο προσεγγίσεις οδηγούν σε ένα εύρος τιμών του κόστους δανεισμού, αντί για μία μεμονωμένη τιμή. Στο Σχήμα 4.8 απεικονίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων για όλα τα ευρωπαϊκά κράτη-μέλη όπως υπολογίστηκαν για τις δύο προσεγγίσεις για χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων.

Σχήμα 4.8: Κόστος δανειακών κεφαλαίων για χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων για τα ευρωπαϊκά κράτη μέλη



4.4.3 Παρατηρήσεις και ερωτήματα που προκύπτουν από των υπολογισμό του κόστους των δανειακών κεφαλαίων

Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων θεωρείται απλούστερο και ευκολότερο στον υπολογισμό του σε σύγκριση με τον υπολογισμό του κόστους των ιδίων κεφαλαίων. Ωστόσο, αυτό συμβαίνει στην περίπτωση που ο υπολογισμός αφορά μία επιχείρηση. Το πραγματικό επίπεδο του κόστους των δανειακών κεφαλαίων, μπορεί να προσεγγιστεί από την πιστοληπτική ικανότητα της επιχείρησης. Παρ' όλα αυτά, στην παρούσα μελέτη δε μπορεί να συμβεί το ίδιο. Ο κύριος σκοπός αυτής της μελέτης είναι να καθοριστεί το κόστος δανειακών κεφαλαίων για ένα έργο ΑΠΕ. Τα έργα δεν έχουν πιστοληπτική ικανότητα και αν αυτό συμβαίνει αποτελεί εξαίρεση στον κανόνα. Συνεπώς, εφαρμόστηκε μία συνολική προσέγγιση. Από την εκτίμηση αυτή, προκύπτουν δύο βασικά ζητήματα σχετικά με το κόστος δανειακών κεφαλαίων.

- Το πρώτο ζήτημα σχετίζεται με το επιτόκιο για την ανάπτυξη ενός έργου ΑΠΕ. Θα πρέπει να είναι πιο συγκεκριμένο για κάθε χώρα; Πόσο ρεαλιστικό είναι να υπάρχει για μία τεχνολογία ο ίδιος ρυθμός ανάπτυξης ΑΠΕ;
- Το δεύτερο ζήτημα σχετίζεται με την προσέγγιση για το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας. Ανάλογα με τη μέθοδο που χρησιμοποιείται, το αποτέλεσμα είναι άρρηκτα εξαρτώμενο από την οικονομική κατάσταση κάθε κράτους μέλους.

4.5 Λόγος δανειακών κεφαλαίων προς λόγο ιδίων κεφαλαίων

Ο λόγος δανειακών κεφαλαίων προς το λόγο των ιδίων κεφαλαίων φανερώνει την ποσότητα του κεφαλαίου που έχει δανειστεί από τις τράπεζες και το ποσό των ιδίων κεφαλαίων από διάφορες πηγές χρηματοδότησης, για ένα συγκεκριμένο έργο. Τα δανειακά κεφάλαια θεωρούνται φθηνότερα από τα ίδια κεφάλαια, καθώς υπάρχει μικρότερο ποσοστό κινδύνου. Έτσι, οι επενδυτές ενός έργου, στοχεύουν στην αύξηση της χρηματοδότησης μέσω δανειοδότησης για ένα έργο ΑΠΕ.

Με βάση διάφορες μελέτες πριν από τη τρέχουσα οικονομική κρίση, το ποσοστό του κεφαλαίου μέσω της δανειοδότησης σε σχέση με όλο το απαιτούμενο κεφάλαιο για την υλοποίηση ενός έργου ΑΠΕ ήταν 80% ενώ το αντίστοιχο ποσό των ιδίων κεφαλαίων ήταν 20%. Ωστόσο, αναγνωρίζεται ότι κατά τη διάρκεια της οικονομικής κρίσης, το επίπεδο της δανειοδότησης μειώθηκε και είναι περίπου ίσο με το 70% του συνολικού κεφαλαίου. Το χαμηλότερο επίπεδο δανεισμού δικαιολογείται από το υψηλότερο κόστος των δανειακών κεφαλαίων. Με το τρόπο αυτό, οι επενδυτές ΑΠΕ στοχεύουν στην επίτευξη μεγαλύτερων εσόδων από τα έργα, για την καταβολή των υψηλότερων συμφερόντων προς τις τράπεζες.

Σε γενικές γραμμές, για τα φωτοβολταϊκά έργα, η αναλογία δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων, είναι υψηλότερη από ότι είναι για έργα ΑΠΕ αιολικής ενέργειας με χερσαία εγκατάσταση αιολικών πάρκων (onshore), λόγω της περισσότερο προβλέψιμης και λιγότερο ασταθούς παραγωγής ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια.

Με βάση τη μελέτη NREL (2011), η κεφαλαιακή δομή για την αιολική ενέργεια, από επενδύσεις ΑΠΕ με χερσαία εγκατάσταση αιολικών πάρκων (onshore), για αρκετές χώρες της Ευρώπης για το έτος 2008, παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.4.

Πίνακας 4.4: Αναλογία δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων για χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων ανά χώρα για το έτος 2008

Χώρα	Αναλογία δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων
Δανία	80:20
Γερμανία	70:30
Ολλανδία	80:20
Ισπανία	80:20
Σουηδία	87:13
Ελβετία	70:30
ΗΠΑ	0:100

Πηγή: NREL, 2011

Επίσης, στον Πίνακα 4.5 παρουσιάζεται η αναλογία των δανειακών κεφαλαίων και των ιδίων κεφαλαίων, για το 3^ο τρίμηνο του 2013, όσον αφορά τις κύριες τεχνολογίες ΑΠΕ στη Γερμανία.

Πίνακας 4.5: Οικονομικοί παράμετροι για τις κύριες τεχνολογίες ΑΠΕ στη Γερμανία, το 3^ο τρίμηνο του 2013

Τεχνολογία	Αναλογία δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων
Χερσαίες εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών	70:30
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών	60:40
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	80:20

Πηγή: Fraunhofer, 2013

Σύμφωνα με τη μελέτη Bocard (2009), η αναλογία δανειακών κεφαλαίων/ιδίων κεφαλαίων για τα χερσαία αιολικά πάρκα θεωρείται ότι είναι 80% και 20%, αντίστοιχα. Οι

Κπαρεκ & Vašiček σε μία από τις μελέτες τους, αναφέρουν ότι η δομή της αναλογίας από τη χρηματοδότηση μέσω δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων είναι εξαιρετικά διαφοροποιημένη για κάθε έργο ΑΠΕ. Για μία αντιπροσωπευτική περίπτωση του σχεδίου αιολικής ενέργειας, στη Τσεχία, η υποτιθέμενη αναλογία δανειακών κεφαλαίων/ιδίων κεφαλαίων είναι ίση με 60/40.

Σύμφωνα με τη μελέτη Mazars 2012, το επίπεδο μόχλευσης που είναι η αναλογία χρηματοδότησης που καλύπτεται από τη δανειοδότηση, για την περίπτωση επενδύσεων σε χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας στο Ηνωμένο Βασίλειο, είχε τιμές μεγαλύτερες από 80% και δείχνει μία μικρή μείωση για το 2009 και το 2012 σε 75%.

Για την περίπτωση των υπεράκτιων εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας, σύμφωνα με τα αποτελέσματα της έκθεσης EWEA (2013), η αναλογία δανειακών κεφαλαίων που ισχύει στο παρόν για την πλειοψηφία των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, κυμαίνεται μεταξύ 60% και 70%. Με βάση αυτή τη μελέτη, το κόστος της χρηματοδότησης μέσω δανειακών κεφαλαίων σχετίζεται σε μεγάλο βαθμό από τη τάση που έχουν οι τρέχοντες μακροοικονομικοί παράγοντες και οι υφιστάμενοι περιορισμοί ρευστότητας της τραπεζικής αγοράς. Επιπλέον, η έκθεση της KPMG (2013) επισημαίνει επίσης ότι η τρέχουσα οικονομική κρίση στην Ευρώπη έχει οδηγήσει σε περιορισμένη τραπεζικές δραστηριότητες. Σύμφωνα με το μοντέλο υπολογισμού που προτείνεται στην παρούσα μελέτη, το ποσοστό των δανειακών κεφαλαίων είναι ίσο με 60% έως 65% για υπεράκτια εγκατάσταση αιολικής ενέργειας στη Γερμανία. Το παρελθοντικό επίπεδο μόχλευσης για την υπεράκτια εγκατάσταση αιολικής ενέργειας υπήρξε μερικές φορές υψηλότερο από 80%.

Η αντίστοιχη αναλογία δανειακών κεφαλαίων προς ίδια κεφάλαια, τόσο για υψηλό και χαμηλό επίπεδο εκτίμησης κινδύνου, ήταν επίσης η ίδια στην ανάλυση του Ecofys (2011). Επίσης, στη μελέτη Klessmann et al. (2013) αναφέρεται ότι το επίπεδο μόχλευσης έχει αλλάξει μετά την επαγωγή της οικονομικής κρίσης, από 80:20 σε 70:30 αντίστοιχα.

Για την περίπτωση της Ελλάδας, το ποσοστό των δανειακών κεφαλαίων στο σύνολο της χρηματοδότησης των χερσαίων αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών πλαισίων ήταν ίσο με το 60%, εκτός από την περίπτωση της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών πλαισίων στις στέγες κτιρίων, όπου το ποσοστό αυτό αυξήθηκε στο 80%. (ΥΠΕΚΑ, 2012)

Το Data Insight Report που δημοσιεύτηκε από την Clean Energy Pipeline το 2013 παρέχει λεπτομέρειες χρηματοδότησης δανειακών κεφαλαίων για έργα υπεράκτιας αιολικής ενέργειας που εφαρμόζονται στην Ευρώπη. Συγκεκριμένα, ο Πίνακας 4.6 περιλαμβάνει έργα ευρωπαϊκής ενέργειας, στον τομέα της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας, για την οποία παρέχεται η αναλογία των δανειακών κεφαλαίων προς τα ίδια κεφάλαια.

Πίνακας 4.6: Χρηματοδότηση δανειακών κεφαλαίων για ευρωπαϊκό έργο υπεράκτιας εγκατάστασης αιολικών πάρκων

Υπεράκτια αιολικά πάρκα	Χώρα	Ημερομηνία χρηματοδότησης	Αναλογία δανεισμού προς ίδια κεφάλαια
Butendiek – 288MW	Γερμανία	1/2/2013	65:35
Lincs – 270MW	Ηνωμένο Βασίλειο	1/6/2012	43:57
Northwind – 216MW	Βέλγιο	1/6/2012	70:30
Baltic 1 – 48.3 MW	Γερμανία	1/12/2011	69:31
Meerwind – 288MW	Γερμανία	11/8/2011	69:31
Global Tech 1 – 400MW	Γερμανία	11/7/2011	60:40
Thornton Bank (C-	Βέλγιο	1/12/2010	67:33

Power) Phases 2 & 3 – 295.2MW			
Borkum West II – 200MW	Γερμανία	1/12/2010	64:36
Bligh Bank Phase I (Belwind) – 165MW	Βέλγιο	1/7/2009	89:11
Thornton Bank (C- Power) Phase 1 – 30MW	Βέλγιο	1/5/2007	80:20

Πηγή: Clean Energy Pipeline, 2013

Με βάση την έκθεση Freshfields Bruckhaus Deringer (2013), η τρέχουσα οικονομική ύφεση επηρεάζει την υπεράκτια βιομηχανία αιολικής ενέργειας με άμεσο τρόπο, καθώς μειώνει τη θέληση ανάληψης κινδύνου για επενδύσεις σε ΑΠΕ μεταξύ των τραπεζών και τη συνολική ρευστότητα. Σύμφωνα με την ανάλυση Clean Energy Pipeline, θεωρείται ένας δείκτη μόχλευσης της τάξης του 60% και διατυπώνεται ότι μόνο τα 2:3 της νέας εγκατεστημένης ισχύος θα χρηματοδοτηθεί εν μέρει από δανειακά κεφάλαια.

Στην παρούσα εργασία θεωρείται ότι το επίπεδο μόχλευσης είναι 70% των δανειακών κεφαλαίων και το 30% των ιδίων κεφαλαίων.

4.6 Βιβλιογραφία

[4.1] Benartzi, S., & Thaler, R. H. (1993). Myopic loss aversion and the equity premium puzzle (No. w4369). National Bureau of Economic Research.

[4.2] Damodaran, A. (1999). Estimating risk parameters

[4.3] Damodaran, A. (2012). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications–The 2012 Edition. Estimation and Implications

[4.4] Deloitte (2013): Overview of business valuation parameters in the energy industry. Edition No.1 – 2013

[4.5] Dimson, E., Marsh, P., & Staunton, M. (2006, April). The worldwide equity premium: a smaller puzzle. In EFA 2006 Zurich Meetings Paper

[4.6] Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Avendaño, L. C. (2013). Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers. Available at SSRN 2084213.

[4.7] Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Linares, P. (2013). Market Risk Premium and Risk Free Rate Used for 51 Countries in 2013: A Survey with 6,237 Answers. IESE Business School, Univ. of Navarra, Spain, 26.

[4.8] KPMG (2013): Cost of capital study 2012/2013-Managing uncertainty

[4.9] Hamada, R. S. (1972). The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks. *The Journal of Finance*, 27(2), 435-452.

[4.10] http://www.msci.com/resources/factsheets/index_fact_sheet/msci-acwi-all-cap.pdf

[4.11] Mehra, R., & Prescott, E. C. (1985). The equity premium: A puzzle. *Journal of monetary Economics*, 15(2), 145-161.

[4.12] Sharpe, W. (1964). "Capital Asset Prices: A theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk". *Journal of Finance*.

[4.13] Ilmanen, A. (2003), 'Stock-Bond Correlations,' *Journal of Fixed Income*

[4.14] Lintner, J. (1965), The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. *Review of Economics and Statistics*

[4.15] Graham and Campbell, 2001 The theory and practice of corporate finance: evidence from the field, *Journal of Financial Economics*

[4.16] Grant Thornton (2012A & 2012B) Emerging markets report: high growth economies

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

***Αξιολόγηση του κόστους Κεφαλαίου για τις
Επενδύσεις ΑΠΕ στα ευρωπαϊκά κράτη***

5.1 Εισαγωγή

Στα κεφάλαια 4 και 5 αναλύθηκε ο τρόπος με τον οποίο υπολογίζονται τα τρία βασικά συστατικά, που χρειάζονται για τον υπολογισμό του Μεσοσταθμικού Κόστους Κεφαλαίου ή αλλιώς Weighted Average cost of Capital (WACC). Επίσης, έγινε ορισμός και για τις άλλες παραμέτρους που χρειάζονται, π.χ. για την αναλογία κόστους δανειακών κεφαλαίων-ιδίων κεφαλαίων στο Κεφάλαιο 5. Το συνολικό κόστος κεφαλαίου είναι το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου για τα δανειακά κεφάλαια και τα ίδια Κεφάλαια [5.1], [5.2], [5.3], [5.4], [5.5], [5.6].

Σε αυτό το Κεφάλαιο υπολογίζεται το WACC για τους δύο τρόπους υπολογισμού του κόστους δανειακών κεφαλαίων (Eurelectric και Bloomberg), που προκύπτει μετά τη φορολόγηση. Έτσι, ο τέταρτος παράγοντας εισόδου στη μεθοδολογία είναι ο φορολογικός συντελεστής κάθε ευρωπαϊκού κράτους. Η φορολόγηση μειώνει το κόστος δανειακών κεφαλαίων, καθώς τα επιτόκια που καταβάλλονται παρέχουν μία φορολογική ασπίδα στους κατόχους του κόστους δανειακών κεφαλαίων. Όπως αναλύθηκε, το WACC περιγράφεται από την ακόλουθη μαθηματική σχέση :

$$WACC = \frac{E}{E + D} * R_E + \frac{D}{E + D} * R_D * (1 - \tau) \quad (5.1)$$

Σημειώνεται ότι:

- WACC: Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου
- E: Το ποσό των ιδίων Κεφαλαίων
- D: Το ποσό των δανειακών κεφαλαίων
- τ: Ο φορολογικός συντελεστής κάθε κράτους
- R_E: Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων
- R_D: Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων

5.2 Υπολογισμός του WACC για τα 28 κράτη-μέλη της ΕΕ χρησιμοποιώντας τις δύο μεθόδους υπολογισμού για το κόστος δανειακών κεφαλαίων

Συνολικά υπολογίστηκε το Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου ή αλλιώς WACC για τα 28 κράτη-μέλη της ευρωπαϊκής ένωσης, χρησιμοποιώντας τη μέθοδο Eurelectric και Bloomberg για την εκτίμηση του κόστους δανειακών κεφαλαίων για κάθε χώρα. Η αναλογία δανειακών κεφαλαίων και ιδίων κεφαλαίων είναι ίδια για όλες τις χώρες και ισούται με 70/30 και το επιτόκιο για την ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ (PS) για τα χερσαία αιολικά πάρκα, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και τα υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι 3%, 3.5% και 4% αντίστοιχα. Τα αποτελέσματα αναλύονται για κάθε κράτος-μέλος ξεχωριστά:

1. Αυστρία

Για την Αυστρία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 25%, η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.76%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων, η απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 2.01% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.467. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.1:

Πίνακας 5.1: Δεδομένα για την Αυστρία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	25%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	2.01%
CDS	0.76%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.467
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.44%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Αυστρία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.76\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.33\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.76\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.83\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.76\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.33\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.44\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.12\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.44\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.62\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.44\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.12\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 2.01 + 1,467 * 6 \Rightarrow R_E = 10.812\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.2: Υπολογισμός **WACC** για την Αυστρία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.81 + 0.7 * 5.33 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6\%$	$WACC = 0.3 * 10.81 + 0.7 * 6.12 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.5\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 10.81 + 0.7 * 5.83 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.3\%$	$WACC = 0.3 * 10.81 + 0.7 * 6.62 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.72\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.81 + 0.7 * 6.33 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.6\%$	$WACC = 0.3 * 10.81 + 0.7 * 7.12 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 7\%$

2. Βέλγιο

Για το Βέλγιο, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 33.99%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 1.22%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου (περιέχει και τον κίνδυνο της χώρας) ισούται με 2.41% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.1% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.355. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.3:

Πίνακας 5.3: Δεδομένα για το Βέλγιο

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	33.99%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	2.41%
CDS	1.22%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.1%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.355
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.84%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για το Βέλγιο.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.22\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.79\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 1.22\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.29\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.22\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.79\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.84\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.52\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.84\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.02\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.84\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.52\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 2.41 + 1.355 * 6.1 \Rightarrow R_E = 10.67\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.4: Υπολογισμός **WACC** για το Βέλγιο

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.67 + 0.7 * 5.79 * (1 - 0.3399) \Rightarrow WACC = 5.88\%$	$WACC = 0.3 * 10.67 + 0.7 * 6.52 * (1 - 0.3399) \Rightarrow WACC = 6.22\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 10.67 + 0.7 * 6.29 * (1 - 0.3399) \Rightarrow WACC = 6.11\%$	$WACC = 0.3 * 10.67 + 0.7 * 7.02 * (1 - 0.3399) \Rightarrow WACC = 6.45\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.67 + 0.7 * 6.79 * (1 - 0.3399) \Rightarrow WACC = 6.34\%$	$WACC = 0.3 * 10.67 + 0.7 * 7.52 * (1 - 0.3399) \Rightarrow WACC = 6.68\%$

3. Βουλγαρία

Για τη Βουλγαρία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 10%, η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 1.76%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο (Περιέχει τη τιμή για το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 3.47% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 8% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.654. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.5:

Πίνακας 5.5: Δεδομένα για τη Βουλγαρία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	10%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	3.47%
CDS	1.76%

Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	8%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.654
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	1.903%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Βουλγαρία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.76\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.33\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 1.76\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.83\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.76\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.33\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.903\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.58\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 1.903\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.08\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.903\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.58\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 3.47 + 1.654 * 8 \Rightarrow R_E = 16.70\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.6: Υπολογισμός **WACC** για τη Βουλγαρία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 16.70 + 0.7 * 6.33 * (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC = 9.00\%$	$WACC = 0.3 * 16.70 + 0.7 * 7.58 * (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC = 9.79\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 16.70 + 0.7 * 6.83 * (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC = 9.31\%$	$WACC = 0.3 * 16.70 + 0.7 * 8.08 * (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC = 10.10\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 16.70 + 0.7 * 7.33 * (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC = 9.63\%$	$WACC = 0.3 * 16.70 + 0.7 * 8.58 * (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC = 10.42\%$

4. Κροατία

Για την Κροατία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 20%, η τιμή για την απόδοση χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 3.74%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή για την απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 4.68% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2012 έχουν τιμή 7.80% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.529. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.7:

Πίνακας 5.7: Δεδομένα για την Κροατία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	20%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	4.68%
CDS	3.74%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	7.80%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.529
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	3.111%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το **WACC** για την Κροατία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.74\% + 3\% \Rightarrow R_D = 8.31\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 3.74\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.81\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.74\% + 4\% \Rightarrow R_D = 9.31\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 3.111\% + 3\% \Rightarrow R_D = 8.791\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 3.111\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 9.291\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 3.111\% + 4\% \Rightarrow R_D = 9.791\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 4.68 + 1.529 * 7.8 \Rightarrow R_E = 16.61\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.8: Υπολογισμός WACC για την Κροατία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 22.15 + 0.7$ $* 8.31$ $* (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.64\%$	$WACC = 0.3 * 22.15 + 0.7$ $* 8.791$ $* (1 - 0.10)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.90\%$

Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 22.15 + 0.7 * 8.81 * (1 - 0.10) \Rightarrow WACC = 9.92\%$	$WACC = 0.3 * 22.15 + 0.7 * 9.291 * (1 - 0.10) \Rightarrow WACC = 10.18\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 22.15 + 0.7 * 9.31 * (1 - 0.10) \Rightarrow WACC = 10.20\%$	$WACC = 0.3 * 22.15 + 0.7 * 9.791 * (1 - 0.10) \Rightarrow WACC = 10.46\%$

5. Κύπρος

Για την Κύπρο, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 12.5% και η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο με 1.57%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 6.50% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2012 έχουν τιμή 7.90% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.622. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.9:

Πίνακας 5.9: Δεδομένα για την Κύπρο

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	12.5%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	6.50%
CDS	-
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	7.90%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.622
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	4.93%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Κύπρο.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0\% + 3\% \Rightarrow R_D = 4.57\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.07\%$

Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0\% + 4\% \Rightarrow R_D = 5.57\%$
--	--

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.93\% + 3\% \Rightarrow R_D = 10.61\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 4.93\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 11.11\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.93\% + 4\% \Rightarrow R_D = 11.61\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 12.5 + 1.622 * 7.9 \Rightarrow R_E = 19.32\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.10: Υπολογισμός WACC για την Κύπρο

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 19.32 + 0.7$ $* 4.57$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8.59\%$	$WACC = 0.3 * 19.32 + 0.7$ $* 10.61$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 12.29\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 19.32 + 0.7$ $* 5.07$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8.9\%$	$WACC = 0.3 * 19.32 + 0.7$ $* 11.11$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 12.60\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 19.32 + 0.7$ $* 5.57$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.21\%$	$WACC = 0.3 * 19.32 + 0.7$ $* 11.61$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 12.91\%$

6. Τσεχία

Για τη Τσεχία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 19%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.94%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 2.11% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.50% και ο μοχλευμένος Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.542. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.11:

Πίνακας 5.11: Δεδομένα για τη Τσεχία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	19%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	2.11%
CDS	0.94%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.50%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.542
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.542%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Τσεχία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.94\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.51\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.94\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.01\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.94\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.51\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.542\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.22\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.542\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.72\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.542\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.22\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 2.11 + 1.542 * 6.50 \Rightarrow R_E = 12.13\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.12: Υπολογισμός **WACC** για τη Τσεχία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.13 + 0.7 * 5.51 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 6.76\%$	$WACC = 0.3 * 12.13 + 0.7 * 6.22 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 7.17\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 12.13 + 0.7 * 6.01 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 7.05\%$	$WACC = 0.3 * 12.13 + 0.7 * 6.72 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 7.45\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.13 + 0.7 * 6.51 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 7.33\%$	$WACC = 0.3 * 12.13 + 0.7 * 7.22 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 7.73\%$

7. Δανία

Για τη Δανία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 24.5%, η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.66%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή της απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 1.75% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.40% και ο μοχλευμένος συντελεστής Beta ισούται με 1.473. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.13:

Πίνακας 5.13: Δεδομένα για τη Δανία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	24.5%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	1.75%
CDS	0.66%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.40%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.473
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.176%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Δανία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.66\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.23\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.66\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.73\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.66\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.23\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.176\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.86\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.176\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.36\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.176\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.86\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 1.75 + 1.473 * 6.40 \Rightarrow R_E = \mathbf{11.18\%}$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.14: Υπολογισμός **WACC** για τη Δανία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 11.18 + 0.7$ $* 5.23$ $* (1 - 0.245)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.12\%$	$WACC = 0.3 * 11.18 + 0.7$ $* 5.86$ $* (1 - 0.245)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.45\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 11.18 + 0.7$ $* 5.73$ $* (1 - 0.245)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.38\%$	$WACC = 0.3 * 11.18 + 0.7$ $* 6.36$ $* (1 - 0.245)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.71\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 11.18 + 0.7$ $* 6.23$ $* (1 - 0.245)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.65\%$	$WACC = 0.3 * 11.18 + 0.7$ $* 6.86$ $* (1 - 0.245)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.98\%$

8. Εσθονία

Για την Εσθονία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 21%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.94%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 3.59% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 8% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.517. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.15:

Πίνακας 5.15: Δεδομένα για την Εσθονία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	21%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	3.59%
CDS	0.94%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	8%

Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.517
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	2.016%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Εσθονία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.94\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.51\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.94\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.01\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.94\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.51\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.016\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.7\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 2.016\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.2\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.016\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.7\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 3.59 + 1.517 * 8 \Rightarrow R_E = 15.72\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.16: Υπολογισμός **WACC** για την Εσθονία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 15.72 + 0.7 * 5.51 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 7.76\%$	$WACC = 0.3 * 15.72 + 0.7 * 7.7 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 8.97\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 15.72 + 0.7 * 6.01 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 8.04\%$	$WACC = 0.3 * 15.72 + 0.7 * 8.2 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 9.25\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 15.72 + 0.7 * 6.51 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 8.32\%$	$WACC = 0.3 * 15.72 + 0.7 * 8.7 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 9.53\%$

9. Φινλανδία

Για τη Φινλανδία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 20%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.52%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιλαμβάνει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 1.86% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2012 έχουν τιμή 6% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.529. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.17:

Πίνακας 5.17: Δεδομένα για τη Φινλανδία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	20%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	1.86%
CDS	0.52%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.529
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.292%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Φινλανδία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.52\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.09\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.52\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.59\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.52\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.09\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.292\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.97\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.292\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.47\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.292\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.97\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 1.86 + 1.529 * 6 \Rightarrow R_E = 11.03\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.18: Υπολογισμός WACC για τη Φινλανδία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 11.03 + 0.7$ $* 5.09$ $* (1 - 0.2)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.16\%$	$WACC = 0.3 * 11.03 + 0.7$ $* 5.97$ $* (1 - 0.2)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.65\%$

Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 11.03 + 0.7$ $* 5.59$ $* (1 - 0.2)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.44\%$	$WACC = 0.3 * 11.03 + 0.7$ $* 5.97$ $* (1 - 0.2)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.93\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 11.03 + 0.7$ $* 6.09$ $* (1 - 0.2)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.72\%$	$WACC = 0.3 * 11.03 + 0.7$ $* 5.97$ $* (1 - 0.2)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.21\%$

10. Γαλλία

Για τη Γαλλία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 33.33%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 1.37%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 2.20% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.10% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.363. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.19:

Πίνακας 5.19: Δεδομένα για τη Γαλλία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	33.33%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	2.20%
CDS	1.37%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.10%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.363
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.634%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Γαλλία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.37\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.94\%$
--	---

Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 1.37\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.44\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.37\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.94\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.634\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.31\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.634\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.81\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.634\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.31$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 2.20 + 1.363 * 6.1 \Rightarrow R_E = 10.51\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.20: Υπολογισμός **WACC** για τη Γαλλία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.51 + 0.7$ $* 5.94$ $* (1 - 0.333)$ $\Rightarrow WACC$ $= 5.93\%$	$WACC = 0.3 * 10.51 + 0.7$ $* 6.31$ $* (1 - 0.333)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.10\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 10.51 + 0.7$ $* 6.44$ $* (1 - 0.333)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.16\%$	$WACC = 0.3 * 10.51 + 0.7$ $* 6.81$ $* (1 - 0.333)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.33\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.51 + 0.7$ $* 6.94$ $* (1 - 0.333)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.39\%$	$WACC = 0.3 * 10.51 + 0.7$ $* 7.31$ $* (1 - 0.333)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.57\%$

11. Γερμανία

Για τη Γερμανία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 29.58%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.69%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 1.57% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 5.50% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.4098. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.20:

Πίνακας 5.20: Δεδομένα για τη Γερμανία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	29.58%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	1.57%
CDS	0.69%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	5.50%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.4098
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Γερμανία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.69\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.26\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.69\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.76\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.69\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.26\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.68\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.18\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.68\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 1.57 + 1.4098 * 5.50 \Rightarrow R_E = 9.32\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.22: Υπολογισμός **WACC** για τη Γερμανία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 9.32 + 0.7 * 5.26 * (1 - 0.2958) \Rightarrow WACC = 5.4\%$	$WACC = 0.3 * 9.32 + 0.7 * 5.68 * (1 - 0.2958) \Rightarrow WACC = 5.6\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 9.32 + 0.7 * 5.76 * (1 - 0.2958) \Rightarrow WACC = 5.6\%$	$WACC = 0.3 * 9.32 + 0.7 * 6.18 * (1 - 0.2958) \Rightarrow WACC = 5.8\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 19.32 + 0.7 * 6.26 * (1 - 0.2958) \Rightarrow WACC = 5.9\%$	$WACC = 0.3 * 9.32 + 0.7 * 6.68 * (1 - 0.2958) \Rightarrow WACC = 6.1\%$

12. Ελλάδα

Για την Ελλάδα, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 26%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 4.91%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 10.05% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 7.30% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.454. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.23:

Πίνακας 5.23: Δεδομένα για την Ελλάδα

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	26%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	10.05%
CDS	4.91%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	7.30%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.454
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	8.484%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Ελλάδα.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 4.91\% + 3\% \Rightarrow R_D = 9.48\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 4.91\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 9.98\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 4.91\% + 4\% \Rightarrow R_D = 10.48\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 8.484\% + 3\% \Rightarrow R_D = 14.16\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 8.484\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 14.66\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 8.484\% + 4\% \Rightarrow R_D = 15.16\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 10.05 + 1.454 * 7.30 \Rightarrow R_E = 20.67\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.24: Υπολογισμός **WACC** για την Ελλάδα

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 20.67 + 0.7 * 9.48 * (1 - 0.26)$ $\Rightarrow WACC = 11.1\%$	$WACC = 0.3 * 20.67 + 0.7 * 14.16 * (1 - 0.26)$ $\Rightarrow WACC = 13.5\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 20.67 + 0.7 * 9.98 * (1 - 0.26)$ $\Rightarrow WACC = 11.4\%$	$WACC = 0.3 * 20.67 + 0.7 * 14.66 * (1 - 0.26)$ $\Rightarrow WACC = 13.8\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 20.67 + 0.7 * 10.48 * (1 - 0.26)$ $\Rightarrow WACC = 11.6\%$	$WACC = 0.3 * 20.67 + 0.7 * 15.16 * (1 - 0.26)$ $\Rightarrow WACC = 14.1\%$

13. Ουγγαρία

Για την Ουγγαρία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 19%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 3.48%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 5.92% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 8.20% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.542. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.25:

Πίνακας 5.25: Δεδομένα για την Ουγγαρία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	19%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	5.92%
CDS	3.48%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	8.20%

Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.542
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	4.353%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Ουγγαρία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.48\% + 3\% \Rightarrow R_D = 9.05\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 3.48\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 9.55\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.48\% + 4\% \Rightarrow R_D = 10.05\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.353\% + 3\% \Rightarrow R_D = 11.03\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 4.353\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 11.53\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.353\% + 4\% \Rightarrow R_D = 12.03\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 5.92 + 1.542 * 8.20 \Rightarrow R_E = 18.56\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.26: Υπολογισμός WACC για την Ουγγαρία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 18.56 + 0.7 * 9.05 * (1 - 0.19)$ $\Rightarrow WACC = 10.1\%$	$WACC = 0.3 * 18.56 + 0.7 * 11.03 * (1 - 0.19)$ $\Rightarrow WACC = 11.3\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 18.56 + 0.7 * 9.55 * (1 - 0.19)$ $\Rightarrow WACC = 10.4\%$	$WACC = 0.3 * 18.56 + 0.7 * 11.53 * (1 - 0.19)$ $\Rightarrow WACC = 11.5\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 18.56 + 0.7 * 10.05 * (1 - 0.19)$ $\Rightarrow WACC = 10.7\%$	$WACC = 0.3 * 18.56 + 0.7 * 12.03 * (1 - 0.19)$ $\Rightarrow WACC = 11.8\%$

14. Ιρλανδία

Για την Ιρλανδία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 12.5%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 2.20%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 3.79% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.20% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.622. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.27:

Πίνακας 5.27: Δεδομένα για την Ιρλανδία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	12.5%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	3.79%
CDS	2.20%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.20%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.622
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	2.22%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Ιρλανδία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 2.20\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.77\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 2.20\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.27\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 2.20\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.77\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.22\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.9\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 2.22\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.4\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.22\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.9\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 3.79 + 1.622 * 6.20 \Rightarrow R_E = 13.85\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.28: Υπολογισμός WACC για την Ιρλανδία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 13.85 + 0.7$ $* 6.77$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8.3\%$	$WACC = 0.3 * 13.85 + 0.7$ $* 7.9$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.0\%$

Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 13.85 + 0.7$ $* 7.27$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8.6\%$	$WACC = 0.3 * 13.85 + 0.7$ $* 8.4$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.3\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 13.85 + 0.7$ $* 7.77$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8.9\%$	$WACC = 0.3 * 13.85 + 0.7$ $* 8.9$ $* (1 - 0.125)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.6\%$

15. Ιταλία

Για την Ιταλία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 31.40%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 3.29%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 4.32% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 5.70% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.387. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.29:

Πίνακας 5.29: Δεδομένα για την Ιταλία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	31.40%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	4.32%
CDS	3.29%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	5.70%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.387
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	2.747%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Ιταλία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.29\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.86\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 3.29\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.36\%$

Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.29\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.86\%$
--	---

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.747\% + 3\% \Rightarrow R_D = 8.43\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 2.747\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.93\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.747\% + 4\% \Rightarrow R_D = 9.43\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 4.32 + 1.387 * 5.20 \Rightarrow R_E = 12.23\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.30: Υπολογισμός WACC για την Ιταλία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.23 + 0.7$ $* 6.77$ $* (1 - 0.314)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.4\%$	$WACC = 0.3 * 12.23 + 0.7$ $* 8.43$ $* (1 - 0.314)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.7\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 12.23 + 0.7$ $* 7.27$ $* (1 - 0.314)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.7\%$	$WACC = 0.3 * 15.7 + 0.7$ $* 8.93$ $* (1 - 0.314)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.23 + 0.7$ $* 7.77$ $* (1 - 0.314)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.9\%$	$WACC = 0.3 * 12.23 + 0.7$ $* 9.43$ $* (1 - 0.314)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8.2\%$

16. Λετονία

Για τη Λετονία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 15%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 1.95%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει και το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 3.34% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 8% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.591. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.31:

Πίνακας 5.31: Δεδομένα για τη Λετονία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	15%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	3.34%
CDS	1.95%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	8%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.591
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	1.77%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Λετονία.

- **Κόστος δανεισμού (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.95\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.52\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 3.29\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.02\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.29\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.52\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.77\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.45\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 1.77\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.95\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.77\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.45\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 3.34 + 1.591 * 8 \Rightarrow R_E = 16.07\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.32: Υπολογισμός **WACC** για τη Λετονία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 16.07 + 0.7 * 6.52 * (1 - 0.15) \Rightarrow WACC = 8.7\%$	$WACC = 0.3 * 16.07 + 0.7 * 7.45 * (1 - 0.15) \Rightarrow WACC = 9.3\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 16.07 + 0.7 * 7.02 * (1 - 0.15) \Rightarrow WACC = 9.0\%$	$WACC = 0.3 * 16.07 + 0.7 * 7.95 * (1 - 0.15) \Rightarrow WACC = 9.6\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 16.07 + 0.7 * 7.52 * (1 - 0.15) \Rightarrow WACC = 9.3\%$	$WACC = 0.3 * 16.07 + 0.7 * 8.45 * (1 - 0.15) \Rightarrow WACC = 9.8\%$

17. Λιθουανία

Για τη Λιθουανία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 15%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 1.99%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 3.83% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 8.0% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.591. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.33:

Πίνακας 5.33: Δεδομένα για τη Λιθουανία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	15%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	3.83%
CDS	1.99%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	8.0%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.591
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	2.262%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Λιθουανία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.99\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.56\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 1.99\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.06\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.99\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.56\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.262\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.94\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 2.262\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.44\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.262\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.94\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 3.83 + 1.591 * 8 \Rightarrow R_E = 16.56\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.34: Υπολογισμός **WACC** για τη Λιθουανία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 16.56 + 0.7$ $* 6.56$ $* (1 - 0.15)$ $\Rightarrow WACC$ $= 8.9\%$	$WACC = 0.3 * 16.56 + 0.7$ $* 8.43$ $* (1 - 0.15)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.7\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 16.56 + 0.7$ $* 7.06$ $* (1 - 0.15)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.2\%$	$WACC = 0.3 * 16.56 + 0.7$ $* 8.93$ $* (1 - 0.15)$ $\Rightarrow WACC$ $= 10\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 16.56 + 0.7$ $* 7.56$ $* (1 - 0.15)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.5\%$	$WACC = 0.3 * 16.56 + 0.7$ $* 9.43$ $* (1 - 0.15)$ $\Rightarrow WACC$ $= 10.3\%$

18. Λουξεμβούργο

Για το Λουξεμβούργο, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 29.22%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.69%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 1.74% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2012 έχουν τιμή 6.0% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.414. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.35:

Πίνακας 5.35: Δεδομένα για το Λουξεμβούργο

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	29.22%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	1.74%
CDS	0.69%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.0%

Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.414
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.174%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για το Λουξεμβούργο.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.69\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.26\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.69\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.76\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.69\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.26\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.174\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.85\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.174\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.35\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.174\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.85\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 1.74 + 1.414 * 6 \Rightarrow R_E = 10.23\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.36: Υπολογισμός WACC για το Λουξεμβούργο

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.23 + 0.7$ $* 5.26$ $* (1 - 0.2922)$ $\Rightarrow WACC$ $= 5.7\%$	$WACC = 0.3 * 10.23 + 0.7$ $* 5.85$ $* (1 - 0.2922)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 10.23 + 0.7$ $* 5.76$ $* (1 - 0.2922)$ $\Rightarrow WACC$ $= 5.9\%$	$WACC = 0.3 * 10.23 + 0.7$ $* 6.35$ $* (1 - 0.2922)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.2\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.23 + 0.7$ $* 6.26$ $* (1 - 0.2922)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.2\%$	$WACC = 0.3 * 10.23 + 0.7$ $* 6.85$ $* (1 - 0.2922)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.5\%$

19. Μάλτα

Για τη Μάλτα, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 35%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 3.74%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 3.36% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2012 έχουν τιμή 6.60% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.342. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.37:

Πίνακας 5.37: Δεδομένα για τη Μάλτα

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	35%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	3.36%
CDS	3.74%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.60%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.342
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	1.793%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Μάλτα.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.74\% + 3\% \Rightarrow R_D = 8.31\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 3.74\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.81\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.74\% + 4\% \Rightarrow R_D = 9.31\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.793\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.47\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 1.793\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.97\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.793\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.47\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 3.36 + 1.342 * 6.60 \Rightarrow R_E = 12.22\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.38: Υπολογισμός WACC για τη Μάλτα

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.22 + 0.7$ $* 8.31$ $* (1 - 0.35)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.4\%$	$WACC = 0.3 * 12.22 + 0.7$ $* 7.47$ $* (1 - 0.35)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.1\%$

Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 12.22 + 0.7 * 8.81 * (1 - 0.35) \Rightarrow WACC = 7.7\%$	$WACC = 0.3 * 12.22 + 0.7 * 7.97 * (1 - 0.35) \Rightarrow WACC = 7.3\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.22 + 0.7 * 9.31 * (1 - 0.35) \Rightarrow WACC = 7.9\%$	$WACC = 0.3 * 12.22 + 0.7 * 8.47 * (1 - 0.35) \Rightarrow WACC = 7.5\%$

20. Ολλανδία

Για την Ολλανδία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 25%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.95%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 1.96% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.0% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.467. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.39:

Πίνακας 5.39: Δεδομένα για την Ολλανδία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	25%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	1.96%
CDS	0.95%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.0%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.467
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.392%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Ολλανδία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.95\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.52\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.95\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.02\%$

Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.95\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.52\%$
--	---

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.392\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.07\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.392\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.57\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.392\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.07\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 1.96 + 1.467 * 6.0 \Rightarrow R_E = 10.76\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.40: Υπολογισμός WACC για την Ολλανδία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.76 + 0.7 * 5.52 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.1\%$	$WACC = 0.3 * 10.76 + 0.7 * 6.07 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.4\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 10.76 + 0.7 * 6.02 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.4\%$	$WACC = 0.3 * 10.76 + 0.7 * 6.57 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.7\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.76 + 0.7 * 6.52 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.7\%$	$WACC = 0.3 * 10.76 + 0.7 * 7.07 * (1 - 0.25) \Rightarrow WACC = 6.9\%$

21. Πολωνία

Για την Πολωνία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 19%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 1.49%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 4.03% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.30% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.542. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.41:

Πίνακας 5.41: Δεδομένα για την Πολωνία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	19%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	4.03%
CDS	1.49%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.30%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.542
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	2.463%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Πολωνία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.49\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.06\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 1.49\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.56\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.49\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.06\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.463\% + 3\% \Rightarrow R_D = 8.14\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 2.463\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.64\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 2.463\% + 4\% \Rightarrow R_D = 9.14\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 4.03 + 1.452 * 6.30 \Rightarrow R_E = 13.74\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.42: Υπολογισμός **WACC** για την Πολωνία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 13.74 + 0.7 * 6.06 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 7.6\%$	$WACC = 0.3 * 13.74 + 0.7 * 8.14 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 8.7\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 13.74 + 0.7 * 6.56 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 7.8\%$	$WACC = 0.3 * 13.74 + 0.7 * 8.64 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 9\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 13.74 + 0.7 * 7.06 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 8.1\%$	$WACC = 0.3 * 13.74 + 0.7 * 9.14 * (1 - 0.19) \Rightarrow WACC = 9.3\%$

22. Πορτογαλία

Για την Πορτογαλία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 23%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 5.32%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 6.29% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.10% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.492. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.43:

Πίνακας 5.43: Δεδομένα για την Πορτογαλία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	23%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	6.29%
CDS	5.32%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.10%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.492
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	4.724%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Πορτογαλία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 5.32\% + 3\% \Rightarrow R_D = 9.89\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 5.32\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 10.39\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 5.32\% + 4\% \Rightarrow R_D = 10.89\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.724\% + 3\% \Rightarrow R_D = 10.4\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 4.724\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 10.9\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.724\% + 4\% \Rightarrow R_D = 11.4\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 6.29 + 1.492 * 6.10 \Rightarrow R_E = 15.39\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.44: Υπολογισμός **WACC** για την Πορτογαλία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 15.39 + 0.7$ $* 9.89$ $* (1 - 0.23)$ $\Rightarrow WACC$ $= 9.9\%$	$WACC = 0.3 * 15.39 + 0.7$ $* 10.4$ $* (1 - 0.23)$ $\Rightarrow WACC$ $= 10.2\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 15.39 + 0.7$ $* 10.39$ $* (1 - 0.23)$ $\Rightarrow WACC$ $= 10.2\%$	$WACC = 0.3 * 15.39 + 0.7$ $* 10.9$ $* (1 - 0.23)$ $\Rightarrow WACC$ $= 10.5\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 15.39 + 0.7$ $* 10.89$ $* (1 - 0.23)$ $\Rightarrow WACC$ $= 10.5\%$	$WACC = 0.3 * 15.39 + 0.7$ $* 11.4$ $* (1 - 0.23)$ $\Rightarrow WACC$ $= 10.8\%$

23. Ρουμανία

Για τη Ρουμανία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 16%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 2.61%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 5.41% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 8.10% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.579. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.45:

Πίνακας 5.45: Δεδομένα για τη Ρουμανία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	16%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	5.41%
CDS	2.61%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	8.10%

Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.579
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	3.844%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Ρουμανία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 2.61\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.18\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 2.61\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.68\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 2.61\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.18\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων(R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 3.844\% + 3\% \Rightarrow R_D = 9.52\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 3.844\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 10.02\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 3.844\% + 4\% \Rightarrow R_D = 10.52\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 5.41 + 1.579 * 8.10 \Rightarrow R_E = 18.20\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.46: Υπολογισμός WACC για τη Ρουμανία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 18.20 + 0.7 * 7.18 * (1 - 0.16)$ $\Rightarrow WACC = 9.7\%$	$WACC = 0.3 * 18.20 + 0.7 * 9.52 * (1 - 0.16)$ $\Rightarrow WACC = 11.1\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 18.20 + 0.7 * 7.68 * (1 - 0.16)$ $\Rightarrow WACC = 10.0\%$	$WACC = 0.3 * 18.20 + 0.7 * 10.02 * (1 - 0.16)$ $\Rightarrow WACC = 11.4\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 18.20 + 0.7 * 8.18 * (1 - 0.16)$ $\Rightarrow WACC = 10.3\%$	$WACC = 0.3 * 18.20 + 0.7 * 10.52 * (1 - 0.16)$ $\Rightarrow WACC = 11.6\%$

24. Σλοβακία

Για τη Σλοβακία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 22%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 1.45%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 3.19% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2012 έχουν τιμή 6.90% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.504. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.47:

Πίνακας 5.47: Δεδομένα για τη Σλοβακία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	22%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	3.19%
CDS	1.45%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.90%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.504
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	1.618%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Σλοβακία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.45\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.02\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 1.45\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.52\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 1.45\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.02\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.618\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.30\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 1.618\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 7.80\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 1.618\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.30\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 3.19 + 1.504 * 6.90 \Rightarrow R_E = 13.57\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.48: Υπολογισμός WACC για τη Σλοβακία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 13.57 + 0.7 * 6.02 * (1 - 0.22) \Rightarrow WACC = 7.4\%$	$WACC = 0.3 * 13.57 + 0.7 * 7.3 * (1 - 0.22) \Rightarrow WACC = 8.1\%$

Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 13.57 + 0.7 * 6.52 * (1 - 0.22) \Rightarrow WACC = 7.6\%$	$WACC = 0.3 * 13.57 + 0.7 * 7.8 * (1 - 0.22) \Rightarrow WACC = 8.3\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 13.57 + 0.7 * 7.02 * (1 - 0.22) \Rightarrow WACC = 7.9\%$	$WACC = 0.3 * 13.57 + 0.7 * 8.3 * (1 - 0.22) \Rightarrow WACC = 8.6\%$

25. Σλοβενία

Για τη Σλοβενία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 17%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 3.67%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 5.81% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 7.40% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.567. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.49:

Πίνακας 5.49: Δεδομένα για τη Σλοβενία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	17%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	5.81%
CDS	3.67%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	7.40%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.567
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	4.242%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Σλοβενία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.67\% + 3\% \Rightarrow R_D = 8.24\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 3.67\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.74\%$

Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.67\% + 4\% \Rightarrow R_D = 9.24\%$
--	---

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 3\% \Rightarrow R_D = 9.92\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 10.42\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 4\% \Rightarrow R_D = 10.92\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 5.81 + 1.567 * 7.40 \Rightarrow R_E = 17.40\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.50: Υπολογισμός **WACC** για τη Σλοβενία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 22.86 + 0.7 * 8.24 * (1 - 0.17) \Rightarrow WACC = 10.01\%$	$WACC = 0.3 * 22.86 + 0.7 * 9.92 * (1 - 0.17) \Rightarrow WACC = 10.98\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 22.86 + 0.7 * 8.74 * (1 - 0.17) \Rightarrow WACC = 10.30\%$	$WACC = 0.3 * 22.86 + 0.7 * 10.42 * (1 - 0.17) \Rightarrow WACC = 11.28\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 22.86 + 0.7 * 9.24 * (1 - 0.17) \Rightarrow WACC = 10.59\%$	$WACC = 0.3 * 22.86 + 0.7 * 10.92 * (1 - 0.17) \Rightarrow WACC = 11.57\%$

26. Ισπανία

Για την Ισπανία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 30%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 3.30%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 4.56% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2012 έχουν τιμή 6.0% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.405. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.51:

Πίνακας 5.51: Δεδομένα για την Ισπανία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	30%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	4.56%
CDS	3.30%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.0%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.405
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	2.992%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για την Ισπανία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.30\% + 3\% \Rightarrow R_D = 7.87\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 3.30\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 8.37\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 3.30\% + 4\% \Rightarrow R_D = 8.87\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 3\% \Rightarrow R_D = 8.67\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 9.17\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 4\% \Rightarrow R_D = 9.67\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 4.56 + 1.405 * 6.0\% \Rightarrow R_E = 12.99\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.52: Υπολογισμός **WACC** για την Ισπανία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.99 + 0.7 * 7.87 * (1 - 0.3) \Rightarrow WACC = 7.75\%$	$WACC = 0.3 * 12.99 + 0.7 * 8.67 * (1 - 0.3) \Rightarrow WACC = 8.15\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 12.99 + 0.7 * 8.37 * (1 - 0.3) \Rightarrow WACC = 8.0\%$	$WACC = 0.3 * 12.99 + 0.7 * 9.17 * (1 - 0.3) \Rightarrow WACC = 8.39\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 12.99 + 0.7 * 8.87 * (1 - 0.3) \Rightarrow WACC = 8.24\%$	$WACC = 0.3 * 12.99 + 0.7 * 9.67 * (1 - 0.3) \Rightarrow WACC = 8.64\%$

27. Σουηδία

Για τη Σουηδία, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 22%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.48%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 2.12% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 6.0% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.504. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.53:

Πίνακας 5.53: Δεδομένα για τη Σουηδία

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	22%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	2.12%
CDS	0.48%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	6.0%
Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.504
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.551%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για τη Σουηδία.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.48\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.05\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.48\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.55\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.48\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.05\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.23\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.73\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 4.242\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.23\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 2.12 + 1.504 * 6 \Rightarrow R_E = 11.14\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του **WACC** έχει ως εξής:

Πίνακας 5.54: Υπολογισμός **WACC** για τη Σουηδία

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 11.14 + 0.7$ $* 5.05$ $* (1 - 0.22)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.10\%$	$WACC = 0.3 * 11.14 + 0.7$ $* 6.23$ $* (1 - 0.22)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.75\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 11.14 + 0.7$ $* 5.55$ $* (1 - 0.22)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.37\%$	$WACC = 0.3 * 11.14 + 0.7$ $* 6.73$ $* (1 - 0.22)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.02\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 11.14 + 0.7$ $* 6.05$ $* (1 - 0.22)$ $\Rightarrow WACC$ $= 6.65\%$	$WACC = 0.3 * 11.14 + 0.7$ $* 7.23$ $* (1 - 0.22)$ $\Rightarrow WACC$ $= 7.29\%$

28. Ηνωμένο Βασίλειο

Για το Ηνωμένο Βασίλειο, ο φορολογικός συντελεστής για τις επιχειρήσεις είναι 21%, η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο ισούται με 1.57% και τα χρηματοπιστωτικά ασφάλιστρα αγορών 10 ετών (CDS) έχουν τιμή 0.82%. Επίσης, για τον υπολογισμό των ιδίων Κεφαλαίων η τιμή απόδοσης χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας) ισούται με 2.03% όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, τα ασφάλιστρα κινδύνου για την αγορά (MRP) το 2013 έχουν τιμή 5.50% και ο συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου ισούται με 1.517. Τα δεδομένα φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.55:

Πίνακας 5.55: Δεδομένα για το Ηνωμένο Βασίλειο

Αναλογία δανειακών/ιδίων κεφαλαίων	70/30
Φορολογικός συντελεστής	21%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο	1.57%
Απόδοση χωρίς κίνδυνο (περιέχει το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας)	2.03%
CDS	0.82%
Ασφάλιστρα αγοράς (MRP)	5.50%

Συντελεστής Beta συστημικού κινδύνου	1.517
Μακροπρόθεσμη ανταλλαγή επιτοκίων	2.68%
Ασφάλιστρο κινδύνου χώρας	0.457%

Έτσι, υπολογίζεται το κόστος δανειακών κεφαλαίων, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων και στη συνέχεια το WACC για το Ηνωμένο Βασίλειο.

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Eurelectric**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.82\% + 3\% \Rightarrow R_D = 5.39\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 1.570\% + 0.82\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 5.89\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 1.570\% + 0.82\% + 4\% \Rightarrow R_D = 6.39\%$

- **Κόστος δανειακών κεφαλαίων (R_D) με τη μέθοδο Bloomberg**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων διαφέρει για τα έργα ΑΠΕ, καθώς το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS) για τα διάφορα έργα ΑΠΕ είναι διαφορετικό. Έτσι, το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι το εξής:

Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.457\% + 3\% \Rightarrow R_D = 6.14\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$R_D = 2.68\% + 0.457\% + 3.5\% \Rightarrow R_D = 6.64\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$R_D = 2.68\% + 0.457\% + 4\% \Rightarrow R_D = 7.14\%$

- **Κόστος ιδίων Κεφαλαίων (R_E)**

Το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων δε διαφέρει για κάθε έργο ΑΠΕ. Είναι συγκεκριμένο για τη χώρα όπου πραγματοποιείται η επένδυση ΑΠΕ. Έτσι, το κόστος των ιδίων Κεφαλαίων σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4 ισούται με:

$$R_E = R_f + \beta * (R_m - R_f) \Rightarrow R_E = 2.03 + 1.517 * 5.50 \Rightarrow R_E = 10.37\%$$

Οπότε ο υπολογισμός του WACC έχει ως εξής:

Πίνακας 5.56: Υπολογισμός WACC για το Ηνωμένο Βασίλειο

Έργο ΑΠΕ	Μέθοδος Eurelectric	Μέθοδος Bloomberg
Χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.37 + 0.7 * 5.39 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 6.09\%$	$WACC = 0.3 * 10.37 + 0.7 * 6.14 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 6.50\%$
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	$WACC = 0.3 * 10.37 + 0.7 * 5.89 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 6.37\%$	$WACC = 0.3 * 14.23 + 0.7 * 6.64 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 6.78\%$
Υπεράκτιες εγκαταστάσεις Αιολικής ενέργειας	$WACC = 0.3 * 10.37 + 0.7 * 6.39 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 6.64\%$	$WACC = 0.3 * 10.37 + 0.7 * 7.14 * (1 - 0.21)$ $\Rightarrow WACC = 7.06\%$

Παρακάτω παρατίθενται συγκεντρωμένα τα αποτελέσματα για το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (WACC) όπως επίσης για τον υπολογισμό των ιδίων κεφαλαίων.

Σχήμα 5.1: Υπολογισμός WACC για χερσαία αιολικά πάρκα

Ευρωπαϊκά κράτη	Γενικά στοιχεία			Eurelectric Approach		Bloomberg Approach		WACC Eurelectric	WACC Bloomberg
	Δανειακά κεφάλαια	Ίδια κεφάλαια	Φορολογικός συντελεστής	CoD	CoE	CoD	CoE		
Αυστρία	70%	30%	25%	5,33%	10,81%	6,12%	10,81%	6,04%	6,46%
Βέλγιο	70%	30%	33,99%	5,79%	10,67%	6,52%	10,67%	5,88%	6,22%
Βουλγαρία	70%	30%	10%	6,33%	16,70%	7,58%	16,70%	9,00%	9,79%
Κροατία	70%	30%	20%	8,31%	16,61%	8,79%	16,61%	9,64%	9,90%
Κύπρος	70%	30%	12,50%	4,57%	19,32%	10,61%	19,32%	8,59%	12,29%
Τσεχία	70%	30%	19%	5,51%	12,13%	6,22%	12,13%	6,76%	7,17%
Δανία	70%	30%	24,50%	5,23%	11,18%	5,86%	11,18%	6,12%	6,45%
Εσθονία	70%	30%	21%	5,51%	15,72%	7,70%	15,72%	7,76%	8,97%
Φινλανδία	70%	30%	20%	5,09%	11,03%	5,97%	11,03%	6,16%	6,65%
Γαλλία	70%	30%	33,33%	5,94%	10,51%	6,31%	10,51%	5,93%	6,10%
Γερμανία	70%	30%	29,58%	5,26%	9,32%	5,68%	9,32%	5,39%	5,60%
Ελλάδα	70%	30%	26%	9,48%	20,67%	14,16%	20,67%	11,11%	13,54%
Ουγγαρία	70%	30%	19%	8,05%	18,56%	10,03%	18,56%	10,13%	11,26%
Ιρλανδία	70%	30%	12,50%	6,77%	13,85%	7,90%	13,85%	8,30%	8,99%
Ιταλία	70%	30%	31,40%	7,86%	12,23%	8,43%	12,23%	7,44%	7,71%
Λετονία	70%	30%	15%	6,52%	16,07%	7,45%	16,07%	8,70%	9,25%
Λιθουανία	70%	30%	15%	6,56%	16,56%	7,94%	16,56%	8,87%	9,69%
Λουξεμβούργο	70%	30%	29,22%	5,26%	10,23%	5,85%	10,23%	5,67%	5,97%
Μάλτα	70%	30%	35%	8,31%	12,22%	7,92%	12,22%	7,45%	7,27%
Ολλανδία	70%	30%	25%	5,52%	10,76%	6,07%	10,76%	6,13%	6,42%
Πολωνία	70%	30%	19%	6,06%	13,74%	8,14%	13,74%	7,56%	8,74%
Πορτογαλία	70%	30%	23%	9,89%	15,39%	10,40%	15,39%	9,95%	10,22%
Ρουμανία	70%	30%	16%	7,18%	18,20%	9,52%	18,20%	9,68%	11,06%
Σλοβακία	70%	30%	22%	6,02%	13,57%	7,30%	13,57%	7,36%	8,05%
Σλοβενία	70%	30%	17%	8,24%	17,40%	9,92%	17,40%	10,01%	10,98%
Ισπανία	70%	30%	30%	7,87%	12,99%	8,67%	12,99%	7,75%	8,15%
Σουηδία	70%	30%	22%	5,05%	11,14%	6,23%	11,14%	6,10%	6,75%
Ηνωμένο Βασίλειο	70%	30%	21%	5,39%	10,37%	6,14%	10,37%	6,09%	6,50%
Μέσος Όρος				6,53%	13,86%	7,84%	13,86%		

Σχήμα 5.2: Υπολογισμός WACC για φωτοβολταϊκά πλαίσια

Ευρωπαϊκά κράτη	Γενικά στοιχεία			Eurelectric Approach		Bloomberg Approach		WACC Eurelectric	WACC Bloomberg
	Δανειακά κεφάλαια	Ίδια κεφάλαια	Φορολογικός συντελεστής	CoD	CoE	CoD	CoE		
Αυστρία	70%	30%	25%	5,83%	10,81%	6,62%	10,81%	6,30%	6,72%
Βέλγιο	70%	30%	33,99%	6,29%	10,67%	7,02%	10,67%	6,11%	6,45%
Βουλγαρία	70%	30%	10%	6,83%	16,70%	8,08%	16,70%	9,31%	10,10%
Κροατία	70%	30%	20%	8,81%	16,61%	9,29%	16,61%	9,92%	10,18%
Κύπρος	70%	30%	12,50%	5,07%	19,32%	11,11%	19,32%	8,90%	12,60%
Τσεχία	70%	30%	19%	6,01%	12,13%	6,72%	12,13%	7,05%	7,45%
Δανία	70%	30%	24,50%	5,73%	11,18%	6,36%	11,18%	6,38%	6,71%
Εσθονία	70%	30%	21%	6,01%	15,72%	8,20%	15,72%	8,04%	9,25%
Φινλανδία	70%	30%	20%	5,59%	11,03%	6,47%	11,03%	6,44%	6,93%
Γαλλία	70%	30%	33,33%	6,44%	10,51%	6,81%	10,51%	6,16%	6,33%
Γερμανία	70%	30%	29,58%	5,76%	9,32%	6,18%	9,32%	5,64%	5,84%
Ελλάδα	70%	30%	26%	9,98%	20,67%	14,66%	20,67%	11,37%	13,80%
Ουγγαρία	70%	30%	19%	8,55%	18,56%	10,53%	18,56%	10,42%	11,54%
Ιρλανδία	70%	30%	12,50%	7,27%	13,85%	8,40%	13,85%	8,61%	9,30%
Ιταλία	70%	30%	31,40%	8,36%	12,23%	8,93%	12,23%	7,68%	7,95%
Λετονία	70%	30%	15%	7,02%	16,07%	7,95%	16,07%	9,00%	9,55%
Λιθουανία	70%	30%	15%	7,06%	16,56%	8,44%	16,56%	9,17%	9,99%
Λουξεμβούργο	70%	30%	29,22%	5,76%	10,23%	6,35%	10,23%	5,92%	6,22%
Μάλτα	70%	30%	35%	8,81%	12,22%	7,97%	12,22%	7,67%	7,29%
Ολλανδία	70%	30%	25%	6,02%	10,76%	6,57%	10,76%	6,39%	6,68%
Πολωνία	70%	30%	19%	6,56%	13,74%	8,64%	13,74%	7,84%	9,02%
Πορτογαλία	70%	30%	23%	10,39%	15,39%	10,90%	15,39%	10,22%	10,49%
Ρουμανία	70%	30%	16%	7,68%	18,20%	10,02%	18,20%	9,98%	11,35%
Σλοβακία	70%	30%	22%	6,52%	13,57%	7,80%	13,57%	7,63%	8,33%
Σλοβενία	70%	30%	17%	8,74%	17,40%	10,42%	17,40%	10,30%	11,28%
Ισπανία	70%	30%	30%	8,37%	12,99%	9,17%	12,99%	8,00%	8,39%
Σουηδία	70%	30%	22%	5,55%	11,14%	6,73%	11,14%	6,37%	7,02%
Ηνωμένο Βασίλειο	70%	30%	21%	5,89%	10,37%	6,64%	10,37%	6,37%	6,78%
Μέσος Όρος				7,03%	13,86%	8,32%	13,86%		

Σχήμα 5.3: Υπολογισμός WACC για υπεράκτια αιολικά πάρκα

Ευρωπαϊκά κράτη	Γενικά στοιχεία			Eurelectric Approach		Bloomberg Approach		WACC Eurelectric	WACC Bloomberg
	Δανειακά κεφάλαια	Ίδια κεφάλαια	Φορολογικός συντελεστής	CoD	CoE	CoD	CoE		
Αυστρία	70%	30%	25%	6,33%	10,81%	7,12%	10,81%	6,57%	6,98%
Βέλγιο	70%	30%	33,99%	6,79%	10,67%	7,52%	10,67%	6,34%	6,68%
Βουλγαρία	70%	30%	10%	7,33%	16,70%	8,58%	16,70%	9,63%	10,42%
Κροατία	70%	30%	20%	9,31%	16,61%	9,79%	16,61%	10,20%	10,46%
Κύπρος	70%	30%	12,50%	5,57%	19,32%	11,61%	19,32%	9,21%	12,91%
Τσεχία	70%	30%	19%	6,51%	12,13%	7,22%	12,13%	7,33%	7,73%
Δανία	70%	30%	24,50%	6,23%	11,18%	6,86%	11,18%	6,65%	6,98%
Εσθονία	70%	30%	21%	6,51%	15,72%	8,70%	15,72%	8,32%	9,53%
Φινλανδία	70%	30%	20%	6,09%	11,03%	6,97%	11,03%	6,72%	7,21%
Γαλλία	70%	30%	33,33%	6,94%	10,51%	7,31%	10,51%	6,39%	6,57%
Γερμανία	70%	30%	29,58%	6,26%	9,32%	6,68%	9,32%	5,88%	6,09%
Ελλάδα	70%	30%	26%	10,48%	20,67%	15,16%	20,67%	11,63%	14,06%
Ογγαρία	70%	30%	19%	9,05%	18,56%	11,03%	18,56%	10,70%	11,82%
Ιρλανδία	70%	30%	12,50%	7,77%	13,85%	8,90%	13,85%	8,91%	9,61%
Ιταλία	70%	30%	31,40%	8,86%	12,23%	9,43%	12,23%	7,92%	8,19%
Λετονία	70%	30%	15%	7,52%	16,07%	8,45%	16,07%	9,30%	9,85%
Λιθουανία	70%	30%	15%	7,56%	16,56%	8,94%	16,56%	9,47%	10,29%
Λουξεμβούργο	70%	30%	29,22%	6,26%	10,23%	6,85%	10,23%	6,17%	6,46%
Μάλτα	70%	30%	35%	9,31%	12,22%	8,47%	12,22%	7,90%	7,52%
Ολλανδία	70%	30%	25%	6,52%	10,76%	7,07%	10,76%	6,65%	6,94%
Πολωνία	70%	30%	19%	7,06%	13,74%	9,14%	13,74%	8,13%	9,31%
Πορτογαλία	70%	30%	23%	10,89%	15,39%	11,40%	15,39%	10,49%	10,76%
Ρουμανία	70%	30%	16%	8,18%	18,20%	10,52%	18,20%	10,27%	11,65%
Σλοβακία	70%	30%	22%	7,02%	13,57%	8,30%	13,57%	7,90%	8,60%
Σλοβενία	70%	30%	17%	9,24%	17,40%	10,92%	17,40%	10,59%	11,57%
Ισπανία	70%	30%	30%	8,87%	12,99%	9,67%	12,99%	8,24%	8,64%
Σουηδία	70%	30%	22%	6,05%	11,14%	7,23%	11,14%	6,65%	7,29%
Ηνωμένο Βασίλειο	70%	30%	21%	6,39%	10,37%	7,14%	10,37%	6,64%	7,06%
Μέσος Όρος				7,53%	13,86%	8,82%	13,86%		

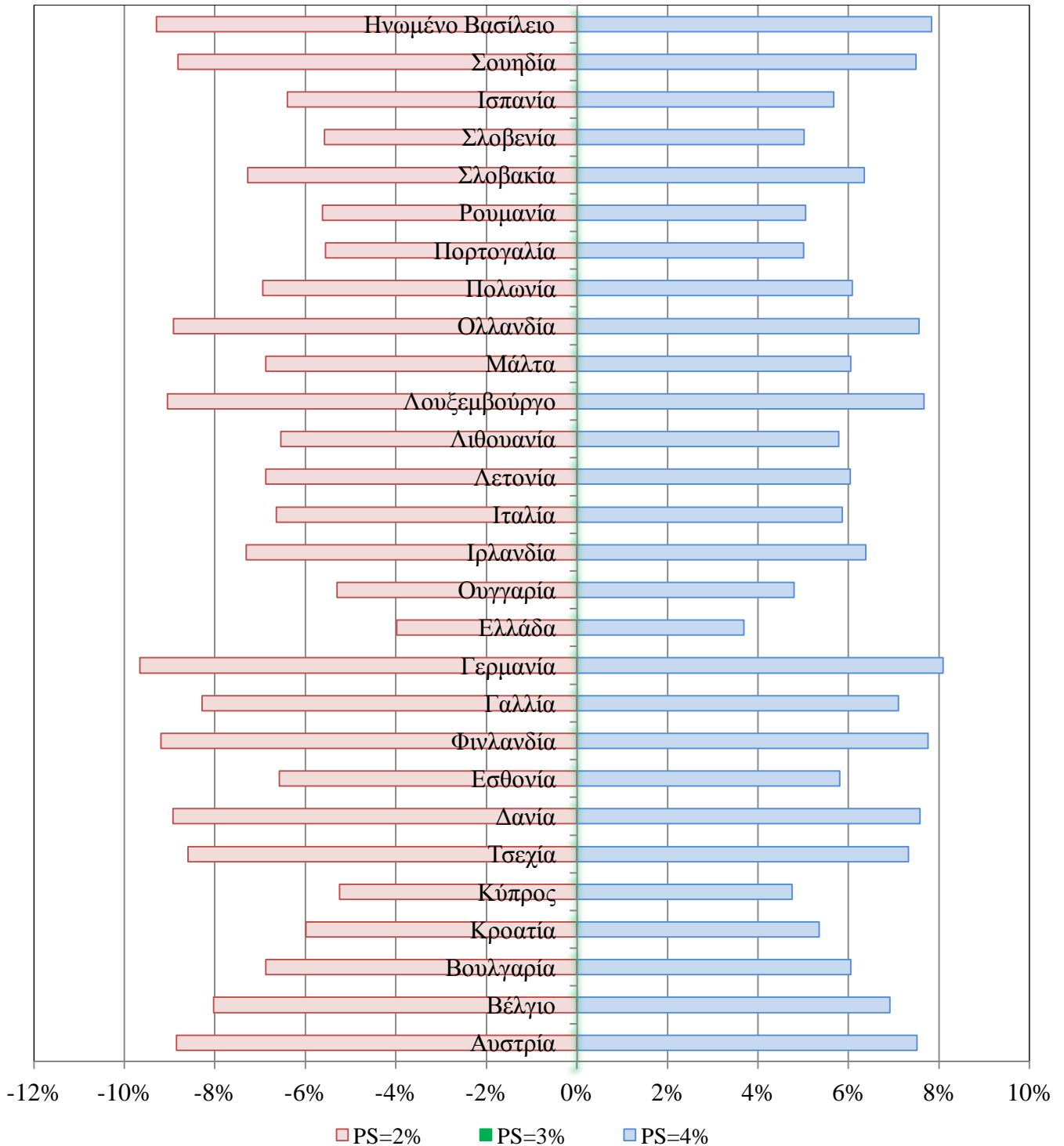
Σχήμα 5.4: Κόστος ιδίων κεφαλαίων

Ευρωπαϊκά κράτη	Απόδοση χωρίς κίνδυνο	Δανειακά Κεφάλαια	Ίδια κεφάλαια	Φορολογικός συντελεστής	MRP 2012	MRP 2013	Αναλογία Δανειακών κεφαλαίων/ιδίων Κεφαλαίων 70:30	
							Beta re-levered	Κόστος ιδίων κεφαλαίων
Αυστρία	2,01%	70%	30%	25%	5,70%	6,00%	1,466777167	10,81%
Βέλγιο	2,41%	70%	30%	33,99%	6,00%	6,10%	1,354893183	10,67%
Βουλγαρία	3,47%	70%	30%	10%	8,30%	8,00%	1,653457897	16,70%
Κροατία	4,68%	70%	30%	20%	7,80%	7,80%	1,529004077	16,61%
Κύπρος	6,50%	70%	30%	12,50%	7,90%	7,90%	1,622344442	19,32%
Τσεχία	2,11%	70%	30%	19%	6,80%	6,50%	1,541449459	12,13%
Δανία	1,75%	70%	30%	24,50%	5,50%	6,40%	1,472999858	11,18%
Εσθονία	3,59%	70%	30%	21%	8,00%	8,00%	1,516558695	15,72%
Φινλανδία	1,86%	70%	30%	20%	6,00%	6,00%	1,529004077	11,03%
Γαλλία	2,20%	70%	30%	33,33%	5,90%	6,10%	1,363107135	10,51%
Γερμανία	1,57%	70%	30%	29,58%	5,50%	5,50%	1,409777317	9,32%
Ελλάδα	10,05%	70%	30%	26%	9,60%	7,30%	1,454331785	20,67%
Ουγγαρία	5,92%	70%	30%	19%	7,40%	8,20%	1,541449459	18,56%
Ιρλανδία	3,79%	70%	30%	12,50%	6,60%	6,20%	1,622344442	13,85%
Ιταλία	4,32%	70%	30%	31,40%	5,60%	5,70%	1,387126722	12,23%
Λετονία	3,34%	70%	30%	15%	8,00%	8,00%	1,591230987	16,07%
Λιθουανία	3,83%	70%	30%	15%	7,90%	8,00%	1,591230987	16,56%
Λουξεμβούργο	1,74%	70%	30%	29,22%	6,00%	6,00%	1,414257655	10,23%
Μάλτα	3,36%	70%	30%	35%	6,60%	6,60%	1,342323347	12,22%
Ολλανδία	1,96%	70%	30%	25%	5,40%	6,00%	1,466777167	10,76%
Πολωνία	4,03%	70%	30%	19%	6,40%	6,30%	1,541449459	13,74%
Πορτογαλία	6,29%	70%	30%	23%	7,20%	6,10%	1,491667931	15,39%
Ρουμανία	5,41%	70%	30%	16%	7,70%	8,10%	1,578785605	18,20%
Σλοβακία	3,19%	70%	30%	22%	6,90%	6,90%	1,504113313	13,57%
Σλοβενία	5,81%	70%	30%	17%	6,50%	7,40%	1,566340223	17,40%
Ισπανία	4,56%	70%	30%	30%	6,00%	6,00%	1,404550257	12,99%
Σουηδία	2,12%	70%	30%	22%	5,90%	6,00%	1,504113313	11,14%
Ηνωμένο Βασίλειο	2,03%	70%	30%	21%	5,50%	5,50%	1,516558695	10,37%

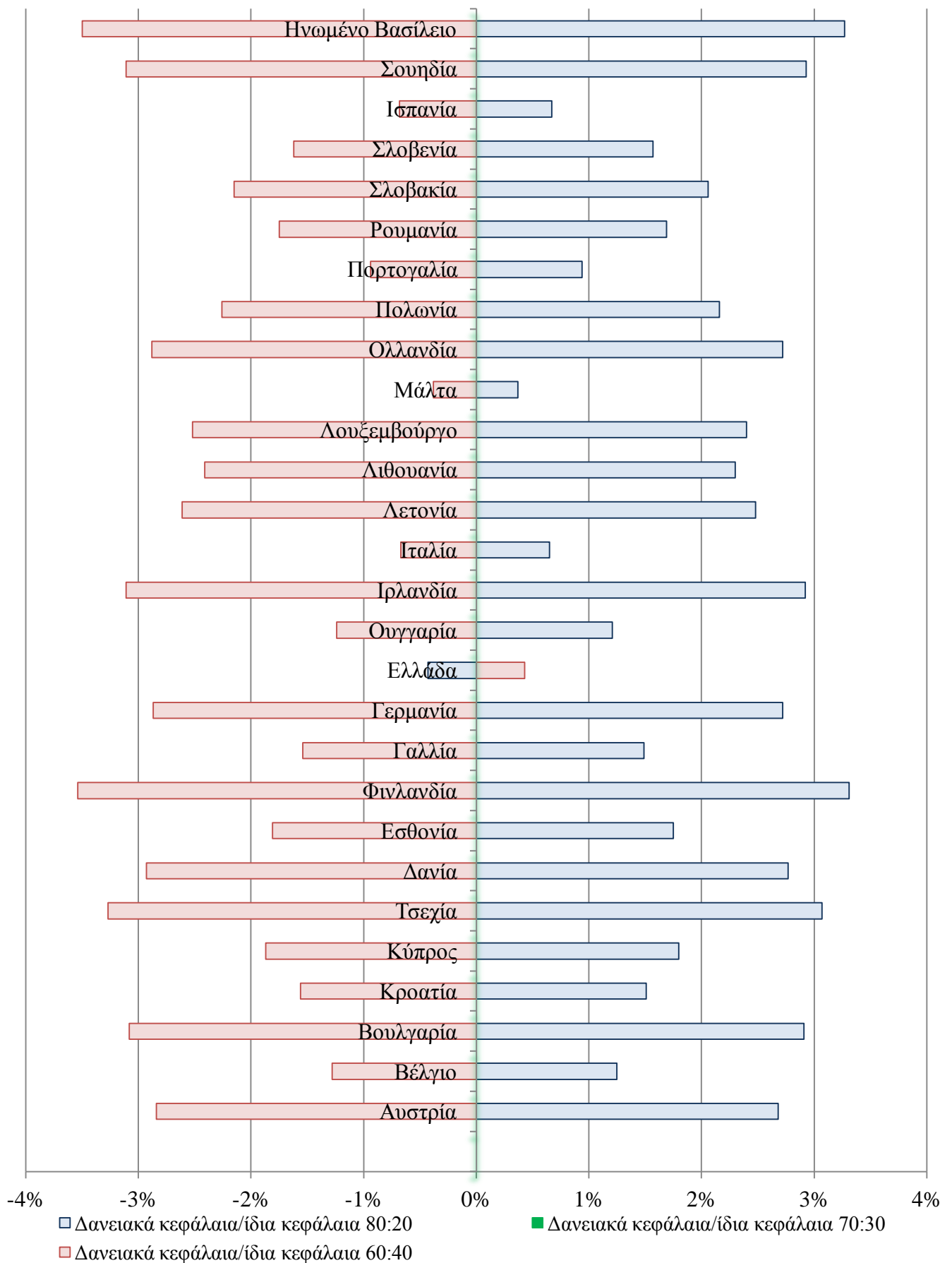
5.3 Ανάλυση ευαισθησίας των αποτελεσμάτων του WACC

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζεται η ευαισθησία που έχει ο υπολογισμός της αναλογίας του δανεισμού προς τα ίδια κεφάλαια και η ευαισθησία που παρουσιάζουν τα αποτελέσματα υπολογισμού του WACC, όταν μεταβάλλεται το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS). Στα παρακάτω σχήματα παρουσιάζεται η ευαισθησία που είχαν τα αποτελέσματα υπολογισμού του WACC για την περίπτωση ανάπτυξης χερσαίων αιολικών πάρκων.

Σχήμα 5.4: Ανάλυση ευαισθησίας για το επιτόκιο ανάπτυξης ΑΠΕ (PS)



Σχήμα 5.5: Ανάλυση ευαισθησίας για την αναλογία δανειακών κεφαλαίων/ιδίων κεφαλαίων



5.4 Βιβλιογραφία

[5.1] KPMG (2013): Cost of capital study 2012/2013-Managing uncertainty

[5.2] Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Avendaño, L. C. (2013). Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers. Available at SSRN 2084213.

[5.3] Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Linares, P. (2013). Market Risk Premium and Risk Free Rate Used for 51 Countries in 2013: A Survey with 6,237 Answers. IESE Business School, Univ. of Navarra, Spain, 26.

[5.4] Mehra, R., & Prescott, E. C. (1985). The equity premium: A puzzle. *Journal of monetary Economics*, 15(2), 145-161.

[5.5] Sharpe, W. (1964). "Capital Asset Prices: A theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk". *Journal of Finance*.

[5.6] Graham and Campbell, 2001 The theory and practice of corporate finance: evidence from the field, *Journal of Financial Economics*

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6
Συμπεράσματα-Προοπτικές

6.1 Συμπεράσματα

Από την επισκόπηση της βιβλιογραφίας και την ανάπτυξη του βασισμένου σε κανόνες πλαισίου αξιολόγησης που παρουσιάστηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια προκύπτουν ενδιαφέροντα και σημαντικά συμπεράσματα.

- Παρά το κοινό ευρωπαϊκό πλαίσιο πολιτικής ανάπτυξης ΑΠΕ, είναι φανερό ότι τα κράτη-μέλη έχουν διαφορετικά προφίλ, οπότε διαμορφώνεται διαφορετικό επενδυτικό περιβάλλον για κάθε κράτος. Η χρηματοοικονομική θεωρία και η εμπειρία στην αξιολόγηση των επενδυτικών αποφάσεων, προτείνει ότι όσο μεγαλύτερος είναι ο κίνδυνος σε μία επένδυση, τόσο μεγαλύτερες είναι οι αποδόσεις. Συνεπώς, αυτός είναι ο λόγος που παρατηρείται μεγάλο εύρος διακυμάνσεων στις αναμενόμενες αποδόσεις και στο WACC, μεταξύ των ευρωπαϊκών κρατών-μελών.
- Επιπλέον, όσο οι κατηγορίες των κινδύνων εντατικοποιούνται, αναμένεται οι κίνδυνοι για τη διαχείριση, το κόστος πρόσβασης στο δίκτυο και οι κίνδυνοι πολιτικής, να έχουν μεγαλύτερο ρόλο στη διαμόρφωση τιμής για τα ασφάλιστρα.
- Ο τομέας της πράσινης ενέργειας κερδίζει έδαφος, ειδικά με τις αυξανόμενες οικολογικές πιέσεις για περισσότερο βιώσιμο μέλλον (Donovan & Nunez, 2012). Ωστόσο, η βιβλιογραφία που υπάρχει για τα απαιτούμενα επιτόκια και τα αναμενόμενα ποσοστά για τις επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται με ΑΠΕ, παραμένει ακόμα περιορισμένη. Αυτό μπορεί να οφείλεται στη σχετικά μικρή διάρκεια ζωής αυτού του τομέα ενέργειας και στην έλλειψη διαθέσιμων δεδομένων. Οι έρευνες των Donovan & Nunez (2012) και Henriques & Sadoesky (2008) έχουν βασιστεί στην οικονομική θεωρία για να διερευνηθεί η απαιτούμενη απόδοση, αλλά επικεντρώνονται στις αναδυόμενες αγορές και στην αγορά των ΗΠΑ, αντίστοιχα. Συγκεκριμένα, αυτές οι μελέτες δείχνουν ότι οι επενδύσεις στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορεί να είναι περισσότερες και λιγότερο ριψοκίνδυνες, σε σύγκριση με άλλες κατηγορίες εγχώριων επενδύσεων. Ωστόσο, τα εμπόδια για τις απαιτούμενες τιμές των επιτοκίων, μπορεί να ανήκουν σε διάφορες επενδυτικές εταιρίες. Έτσι, η πρόσβαση στα δεδομένα μπορεί να είναι δύσκολη. Για την εκτίμηση μίας πιθανής επένδυσης, τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα λαμβάνουν υπόψη τους διάφορα εσωτερικά κριτήρια, τα οποία είναι δύσκολο να ποσοτικοποιηθούν.
- Επιπλέον, η αντίληψη του κινδύνου, οι απαιτούμενες αποδόσεις και το κόστος κεφαλαίου, φαίνεται να διαφέρουν ανάλογα με το τύπο των περιουσιακών στοιχείων, τη γεωγραφική περιοχή και την οντότητα που εξετάζεται, σε αντίθεση με ότι προτείνεται από τα οικονομικά μοντέλα. Ενώ η οικονομική θεωρία προτείνει μοντέλα για τη μέτρηση της σχέσης μεταξύ της απόδοσης και του κινδύνου, αυτά εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από διάφορες παραδοχές και την οικονομική λογική. Εκτός από τις περιορισμένες αναφορές μία επιπλέον δυσκολία για την εκτίμηση αυτής της σχέσης, έγκειται στο γεγονός ότι αντί της αξιολόγησης ενός ενιαίου έργου πρέπει να υπάρχει μία πιο συγκεντρωτική προσέγγιση. Αυτό συμβαίνει επειδή ο κύριος στόχος είναι να προσδιοριστούν οι διαφορές στους κινδύνους μεταξύ των χωρών.

Συνοψίζοντας, μολονότι οι τεχνολογίες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχουν κερδίσει έδαφος κατά τη διάρκεια των τελευταίων δεκαπέντε ετών, εξακολουθεί να μην είναι το επίπεδο του κόστους κεφαλαίου εμφανές. Στην παρούσα μελέτη γίνεται προσπάθεια να αναλυθεί περισσότερο αυτό το πρόβλημα και να έρθει όσο είναι δυνατόν, πιο κοντά στην πραγματικότητα. Ωστόσο, η προσέγγιση που χρησιμοποιείται δεν αποτελεί τέλειο εργαλείο επίλυσης του προβλήματος. Κατά κύριο λόγο ο κύριος στόχος της εργασίας είναι να γίνει όσο το δυνατόν πιο σαφής και διαφανής η προσέγγιση που χρησιμοποιείται και να βασίζεται σε λογικές υποθέσεις, έτσι ώστε να αποκομίζονται σημαντικά συμπεράσματα που μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τους επενδυτές και τους φορείς χάραξης πολιτικής για την ενίσχυση των επενδύσεων και την ανάπτυξη του τομέα των ανανεώσιμων πηγών.

6.2 Προοπτικές

- **Επέκταση της αξιολόγησης του κόστους κεφαλαίου για επενδύσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και σε άλλους τομείς ενέργειας.**

Εκτός από τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου σε επενδύσεις ΑΠΕ και τον προσδιορισμό των παραγόντων που διαμορφώνουν το προφίλ του κινδύνου για τα κράτη και αφορούν επενδύσεις ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να γίνει διερεύνηση του κόστους κεφαλαίου για επενδύσεις ΑΠΕ στους τομείς των μεταφορών και της παραγωγής θερμότητας/ψύξης μέσω των ΑΠΕ. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κερδίζουν έδαφος και σε άλλους τομείς εκτός της ηλεκτρικής ενέργειας. Συνεπώς, έχουν επενδυτικό ενδιαφέρον και οι υπόλοιπες χρήσεις των ΑΠΕ.

- **Χρησιμοποίηση της μεθοδολογίας για την εκτίμηση του κόστους κεφαλαίου σε επενδύσεις ΑΠΕ σε παγκόσμια κλίμακα.**

Ομοίως με τη μεθοδολογία που εφαρμόστηκε σε αυτή την εργασία για την εκτίμηση του κόστους κεφαλαίου στα κράτη-μέλη της Ευρώπης, μπορεί να γίνει εκτίμηση και στις υπόλοιπες χώρες που δεν ανήκουν στην Ευρωπαϊκή ένωση. Η μελέτη μπορεί να απευθύνεται είτε για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου για επενδύσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που χρησιμοποιούνται αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή για τη χρησιμοποίησή τους σε άλλους τομείς ενέργειας όπως είναι η παραγωγή θερμότητας/ψύξης ή οι μεταφορές.

- **Χρησιμοποίηση των αποτελεσμάτων της εργασίας για τη μείωση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας ή αλλιώς *levelized cost of energy (LCOE)*.**

Εφόσον η εργασία παραθέτει τους κινδύνους που σχετίζονται με τις επενδύσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με την προσπάθεια εύρεσης τρόπων για τη μείωσή τους, ο αριθμός των επενδύσεων για ΑΠΕ μπορεί να αυξηθεί, δεδομένο που συνεπάγεται μείωση των δαπανών στήριξης για την πολιτική ανάπτυξης σε ΑΠΕ, οπότε μείωση του σταθμισμένου μέσου κόστους ενέργειας.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Παράρτημα Α: Συνέπεια απόδειξης

Στη συνέχεια, παρουσιάζεται η συνέπεια της απόδειξης που παρουσιάστηκε προηγουμένως. Βασίζεται ακριβώς στα αριθμητικά αποτελέσματα που προέκυψαν από το πρακτικό παράδειγμα του υπολογισμού του κόστους ευκαιρίας για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Κολομβία. Αυτή η απόδειξη δείχνει ότι αν υπάρχει αυστηρότητα και συνέπεια στη ρύθμιση των υποθέσεων που αφορούν τη φορολογία, το κόστος των συναλλαγών, και τον κίνδυνο της χώρας, είναι δυνατόν να τροποποιηθεί η αρχική έκδοση του μοντέλου CAPM, έτσι ώστε αυτό να μπορεί να συμπεριλάβει τη φορολογία και το κόστος των συναλλαγών καθώς και την προσαρμογή ενός πρόσθετου στοιχείου, που είναι ο κίνδυνος της χώρας. Αυτό το προσαρμοσμένο μοντέλο επιτρέπει να υπολογίσει ο μοχλευμένος όρος beta της δραστηριότητας ο οποίος εγγυάται τη συνοχή των αποτελεσμάτων του υπολογισμού του προεξοφλητικού επιτοκίου, είτε μέσω της προσαρμοσμένης μεθοδολογίας CAPM ή μέσω της μεθοδολογίας WACC.

Με αυτό το τρόπο, παρουσιάζεται στη συνέχεια η μέθοδος CAPM για τον υπολογισμό του κόστους ευκαιρίας ενός σχεδίου όταν πρώτον, πρέπει να ενσωματωθεί το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας και δεύτερον, πρέπει να ληφθεί υπόψη το γεγονός της επένδυσης σε μία ανασφαλή οικονομία:

$$CAPM \rightarrow O.C. = K'_D(1 - \tau) + \beta_L[(r_m - r_f) + R_{pais}] \quad [A-1]$$

Σημειώνεται ότι:

$$\begin{aligned} K'_D &= \text{κόστος δανειακών κεφαλαίων πριν τη φορολόγηση} \\ &= R_f + \text{επιτόκια διαμεσολάβησης} + CR \end{aligned}$$

β_L : ο μοχλευμένος συντελεστής beta

Έτσι, στη συνέχεια παρουσιάζεται μία μέθοδος σχετική με τον υπολογισμό του όρου β_L :

$$\beta_L = \frac{D}{D + E} \beta_D + \frac{E}{E + D} \beta_E \quad [A-2]$$

Η ενσωμάτωση των δανειακών κεφαλαίων στη κεφαλαιακή δομή μίας εταιρείας προβλέπει σε πρώτη φάση, ένα όφελος που αντιπροσωπεύει τη μείωση των φόρων πληρωμής (φορολογική ασπίδα) και δεύτερον, τη δυνατότητα ανάληψης της ισοδυναμίας κινδύνου των ομολογιούχων στο μηδέν. Η υπόθεση αυτή βασίζεται στην εμφάνιση της μείωσης του μοχλευμένου κινδύνου των στοιχείων του ενεργητικού καθώς και στο γεγονός ότι μία επιχείρηση υποχρεούται στην πληρωμή των τόκων και των δανείων της ως προς τους κατόχους τους.

Έτσι με βάση τα προηγούμενα που αναφέρθηκαν, αν υποθεθεί $\beta_D=0$, τότε:

$$\beta_L = \frac{E}{E + D} \beta_E \quad [A-3]$$

Με αυτό το τρόπο, αντικαθιστώντας τα αποτελέσματα από τις Σχέσεις (3.22) και (3.23) στη Σχέση [A-2], είναι δυνατό να υπολογιστεί ο συντελεστής Beta από εταιρείες μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τη χρηματοοικονομική μόχλευση:

$$\beta_L = \frac{E}{E + D} \beta_E = 0.6 * 1.014 = 0.6084 \quad [A-4]$$

Τέλος, το σχετικό κόστος ευκαιρίας για την προεξόφληση των μελλοντικών ταμειακών ροών της δραστηριότητας, υπολογίζεται με τη βοήθεια του μοντέλου CAPM, με βάση τη σχέση [A-1] και ισούται με:

$$\begin{aligned} \mathbf{CAMP} \rightarrow \mathbf{O.C.} &= \mathbf{K'_D(1 - \tau) + \beta_L[(r_m - r_f) + R_{pais}]} \\ &= \mathbf{0.07685 + 0.6084 * [0.0642 + 0.044]} = \mathbf{0.14292} = \mathbf{14.292\%} \end{aligned}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: Επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στο τομέα ΑΠΕ

Αντιπροσωπευτικές επιχειρήσεις ΑΠΕ	
Εταιρία	Χώρα
VERBUND AG INH. A	Αυστρία
E4U a.s. (SEP:EFORU)	Τσεχία
Greentech Energy Systems A/S	Δανία
VESTAS WIND SYST. NAM.DK1	Δανία
THEOLIA EO 1,40	Γαλλία
Eneovia Société Anonyme	Γαλλία
ROTH + RAU O.N.	Γερμανία
ALEO SOLAR NA O.N.	Γερμανία
CAPITAL STAGE AG	Γερμανία
COLEXON ENERGY AG O.N.	Γερμανία
CONERGY AG O.N.	Γερμανία
DALDRUP+SOEHNE AG	Γερμανία
ENERGIEKONTOR O.N.	Γερμανία
KTG ENERGIE AG	Γερμανία
MANZ AG	Γερμανία
NORDEX SE O.N	Γερμανία
PHOENIX SOLAR AG O.N	Γερμανία
PNE WIND AG	Γερμανία
SAG SOLARSTROM AG	Γερμανία
SFC ENERGY AG	Γερμανία
SMA SOLAR TECHNOL.AG	Γερμανία
SOLAR-FABRIK AG O.N.	Γερμανία
SOLARHYBRID AG INH.O.N.	Γερμανία
SOLARWORLD AG O.N.	Γερμανία
SONNE + WIND BET.NA O.N.	Γερμανία
SUNLINE O.N.	Γερμανία
SUNWAYS AG O.N.	Γερμανία
UMWELTBANK AG O.N.	Γερμανία
Terna Energy S.A	Ελλάδα
Alerion	Ιταλία
ENEL GREEN POWER EO	Ιταλία
Enertronica	Ιταλία
ErgyCapital SpA	Ιταλία
Falck Renewables S.p.A.	Ιταλία
Kinexia SpA	Ιταλία
KR Energy SpA	Ιταλία
TerniEnergia	Ιταλία
Electrawinds SE	Λουξεμβούργο
New Sources Energy	Ολλανδία
Photon Energy N.V	Ολλανδία
EDP RENOVAVEIS EO 5	Πορτογαλία
Fersa Energias Renovables	Ισπανία
GAMESA CORP.TEC.I.EO-, 17	Ισπανία
IBERDROLA SA	Ισπανία
SOLARIA ENERGIA Y M.EO-01	Ισπανία
ARISE	Σουηδία
Eolus Vind AB	Σουηδία
Renewable Energy Generation Ltd.	Ηνωμένο Βασίλειο
Infinis Energy plc	Ηνωμένο Βασίλειο
Good Energy Group PLC	Ηνωμένο Βασίλειο
Renewable Energy Holdings plc	Ηνωμένο Βασίλειο
PV CRYSTALOX SOLAR LS-052	UK-GER-JPN (Έδρα Λονδίνο)

Παράρτημα Γ: Κατηγοριοποίηση των κινδύνων

Η έννοια του κινδύνου και των αποδόσεων αναφέρονται ευρέως στην οικονομική θεωρία και στις επενδυτικές αποφάσεις. Ο κίνδυνος για μία απόφαση είναι ανάλογος με την αναμενόμενη απόδοση. Έτσι, τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα είναι διατεθειμένα να παρέχουν κεφάλαια, εφόσον η αναλογία κινδύνου και αποδόσεων είναι ελκυστική. Τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα θέλουν να βεβαιωθούν ότι πρόκειται να λάβουν τα χρήματα που δάνεισαν και ως αποζημίωση να αποκομίσουν τουλάχιστον μία μικρή απόδοση, ενώ από την άλλη πλευρά οι κάτοχοι των ιδίων κεφαλαίων αναζητούν ελκυστικές επενδύσεις με μεγαλύτερη αναλογία κινδύνου και απόδοσης. Οι κάτοχοι κεφαλαίων αξιολογούν τις επενδύσεις από την άποψη των αντιληπτών κινδύνων, που μπορούν να επηρεάσουν την πορεία της επένδυσης και στη συνεπώς την αναμενόμενη απόδοση.

Οι πηγές του κινδύνου για τις επενδύσεις ΑΠΕ έχουν αναλυθεί ευρέως στη βιβλιογραφία. Η έκθεση των Justice και Hamilton (2009) προσδιορίζει τις παρακάτω τέσσερις κατηγορίες κινδύνων.

1. Κίνδυνος της χώρας και χρηματοοικονομικός κίνδυνος (π.χ. σταθερότητα της κυβέρνησης, αμεροληψία του νομοθετικού συστήματος, διαφάνεια στις συναλλαγές μεταξύ των επιχειρήσεων, συναλλαγματικοί κίνδυνοι, κλπ.)
2. Κίνδυνοι της πολιτικής ρύθμισης των ΑΠΕ (π.χ. κίνδυνοι από ξαφνική ή/και αναδρομικές αλλαγές στο πλαίσιο πολιτικής υποστήριξης των ΑΠΕ, διάθεση κεφαλαίου από τον προϋπολογισμό για την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ, κίνδυνοι αδειοδότησης και κίνδυνοι σύνδεσης των ΑΠΕ στο δίκτυο)
3. Τεχνικοί κίνδυνοι και ειδικοί κίνδυνοι έργων (π.χ. κίνδυνοι κατασκευής, τεχνολογικοί κίνδυνοι, περιβαλλοντολογικοί κίνδυνοι, κίνδυνοι λειτουργίας και διαχείρισης)
4. Κίνδυνοι αγοράς (π.χ. κίνδυνοι στη τιμή της αγοράς που επηρεάζουν το κόστος του έργου και των εσόδων, όπως είναι η τιμή του καυσίμου, οι τιμές της ενέργειας στην αγορά, η είσοδος ανταγωνιστών στην αγορά, κλπ.)

Ένα ακόμη παράδειγμα κατηγορίας κινδύνου, που επηρεάζει κυρίως το τομέα των χερσαίων έργων της αιολικής ενέργειας, μπορεί να βρεθεί στην έκθεση UNDP (2013). Σε αυτή την έκθεση οι συγγραφείς έκαναν έρευνα για τους κινδύνους που υπάρχουν στο επενδυτικό περιβάλλον της Μογγολίας, της νότιας Αφρικής, της Κένυας και του Παναμά. Οι κατηγορίες των κινδύνων περιγράφονται στον Πίνακα Γ-1.

Πίνακας Γ-1: Κατηγοριοποίηση κινδύνων για επενδυτικά περιβάλλοντα αναπτυσσόμενων χωρών

Κίνδυνοι αγοράς ενέργειας	Κίνδυνοι δικτύου
<ul style="list-style-type: none"> • Ενσωμάτωση των ΑΠΕ στην ομοσπονδιακή πολιτική της κυβέρνησης (π.χ. στόχοι ΑΠΕ) • Ανοικτή αγορά για ΑΠΕ 	<ul style="list-style-type: none"> • Εμπειρία στους διαχειριστές του δικτύου με ύπαρξη διακοπτόμενων πηγών ΑΠΕ • Ταυτοποίηση διακοπτόμενων ΑΠΕ στο δίκτυο
<ul style="list-style-type: none"> • Ο βαθμός στον οποίο τα ορυκτά καύσιμα αντικαθίστανται 	<ul style="list-style-type: none"> • Ετοιμότητα του δικτύου που κατασκευάζεται για τη σύνδεση ΑΠΕ
Κίνδυνοι αδειοδότησης	Τομέας χρηματοοικονομικών κινδύνων
<ul style="list-style-type: none"> • Χρόνος για την έγκριση άδειας για το έργο • Σαφήνεια της διαδικασίας αδειοδότησης (π.χ. σαφή ζητούμενα, γραφειοκρατία) 	<ul style="list-style-type: none"> • Διαθεσιμότητα κεφαλαίου για τη στήριξη των υποδομών πράσινης ενέργειας • Επίπεδο αξιοπιστίας των επενδυτών (περιλαμβανομένου γνώσης, εμπειρίας, επιδράσεις του δικτύου, κλπ.)
<ul style="list-style-type: none"> • Πολυπλοκότητα για την έγκριση της 	Κίνδυνοι πολιτικής

άδειας (π.χ. όγκος εγγράφων, αξιολογήσεις, κλπ.)	
• Διαφάνεια της διαδικασίας για την έγκριση της άδειας	• Αβεβαιότητα λόγω πολέμων, τρομοκρατίας ή πολιτικών αναταραχών
Κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής	• Αβεβαιότητα λόγω κυβερνητικής αστάθειας
• Επίπεδο κοινωνικής ανησυχίας ή αντίστασης για τα ΑΠΕ	• Αβεβαιότητα λόγω πολιτικής αστάθειας
• Επίπεδο ενημέρωσης σχετικά με τα ΑΠΕ	Μακροοικονομικοί κίνδυνοι
Τεχνολογικός κίνδυνος και κίνδυνος πόρων	• Αβεβαιότητα λόγω του πληθωρισμού, επιτοκίων, κλπ.
• Προσδοκίες για τεχνολογικά προβλήματα	
• Προσδοκίες με ανακρίβειες σχετικές με τη διαμόρφωση τιμής	
• Ύπαρξη γνώσης για ΑΠΕ σε τοπικό επίπεδο	
• Διαθεσιμότητα εξειδικευμένης βιομηχανίας	
• Διαθεσιμότητα εξειδικευμένου δυναμικού προσωπικού	

Επιπρόσθετες πηγές είναι η έκθεση Green-X (2005) η οποία χρηματοδοτήθηκε από την ευρωπαϊκή κομισιόν και στοχεύει στην περιγραφή των κινδύνων στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για την Ευρώπη. Ο Πίνακας Γ-2 απεικονίζει την αντίληψη των συγγραφέων για την ποικιλία διαφορετικών κινδύνων για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Πίνακας Γ-2: Περιγραφή πηγών κινδύνου για την Ευρώπη βάση της έκθεσης Green-X (2005)

	Παραγωγοί πράσινης ενέργειας	Αγοραστές πράσινης ενέργειας (περίπτωση πιστοποιημένου συστήματος)
Κίνδυνος λειτουργίας	<ul style="list-style-type: none"> • Η ικανότητα πρόβλεψης του φορτίου και της μη ισορροπίας στο δίκτυο είναι πολύ σημαντικός παράγοντας • Για μία τεχνολογία η οποία ακόμη εξελίσσεται, η απόδοση αποτελεί παράγοντα κινδύνου 	Βασίζεται στη τραπεζική στρατηγική για τα πιστοποιητικά, αλλιώς ενδεχομένως υπάρχει χαμηλός κίνδυνος
Κίνδυνος αγοράς για παραγωγούς	Προβλεπόμενη ζήτηση αύξησης, την ώρα που ο ανταγωνισμός μπορεί να ενδυναμώνεται	Προβλεπόμενη ζήτηση αύξησης, την ώρα που ο ανταγωνισμός μπορεί να ενδυναμώνεται

Κίνδυνος πρώτων υλών	Επιλογές συμβατικής ενέργειας: Οι τιμές στο κόστος καυσίμου Αιολική ενέργεια και υδροηλεκτρική ενέργεια: Ποικίλουν με το κλίμα	Μεγάλο όφελος από τους κινδύνους όταν τα συμβόλαια μακράς διάρκειας είναι κλειστά και οι τιμές αλλάζουν
Ρυθμιστικοί κίνδυνοι	Παράγοντες μεγάλης σημασίας: <ul style="list-style-type: none"> • Το κέρδος σχετίζεται άμεσα με τη τιμή • Υποστήριξη • Προστασία εισαγωγών 	Παράγοντες μεγάλης σημασίας: Το κέρδος και οι πωλήσεις είναι άρρηκτα συνδεδεμένες με την υποστήριξη τιμής και τις φορολογικές ελαφρύνσεις
Χρηματοοικονομικός κίνδυνος	Εν μέρει σχετικό χωρίς να λαμβάνονται υπόψη συμβόλαια μακράς διάρκειας και πηγές που το κόστος κεφαλαίου κυριαρχεί (αιολικά πάρκα υδροηλεκτρικά έργα)	Βασίζεται στο μέγεθος των επενδύσεων και στο χαρτοφυλάκιο των συμβολαίων

Παρατηρείται ότι η κατηγοριοποίηση των κινδύνων διαφέρει από τη μία μελέτη στην άλλη. Ωστόσο, ένα σημαντικό στοιχείο είναι ότι οι κύριες πηγές κινδύνου για τα έργα ΑΠΕ παραμένουν ίδιες. Έτσι, οι επενδυτές λαμβάνουν συγκεκριμένα πράγματα υπόψη τους για την εκτίμηση των αποδόσεων που θα πρέπει να έχει μία επένδυση.